



Determinación de ingresos por potencia de suficiencia en los sistemas interconectados

Informe Final

ID 610-9-LE7

ID 610-9-LE17

DICIEMBRE 2017



Tabla de Contenidos

GLOSARIO	6
RESUMEN EJECUTIVO	7
I. FUNDAMENTOS DEL CARGO POR CAPACIDAD.....	14
1.1.- Presentación del problema de capacidad.	14
1.2.- El origen de la remuneración por capacidad.	16
1.3. El cargo por capacidad en Chile.	17
II. REVISIÓN DE LA METODOLOGÍA VIGENTE Y EXPERIENCIA INTERNACIONAL.....	20
2.1. Análisis de la normativa vigente para el cálculo de la potencia de suficiencia.	20
2.1.1. Demanda de Punta	21
2.1.2. Potencia de Suficiencia	21
2.1.3. Determinación de Potencia Inicial	26
2.2. REVISIÓN DE LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL.....	35
2.2.1. Colombia.....	36
2.2.2. PJM.....	56
2.2.3. CAISO.....	68
2.2.4. CANADA	75
2.3. Análisis comparado.....	93
III. ANALISIS CRITICO DE LA METODOLOGIA DE CÁLCULO DE POTENCIA DE SUFICIENCIA.....	98
A. LA INDISPONIBILIDAD FORZADA	98
1. Revisión del DS N°62 (modificado por DS N°130) y su Norma Técnica respecto a la definición de la indisponibilidad forzada.....	98
1.1. Disposiciones contenidas en el DS N°62.....	98
1.2. Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras.	101
2. Análisis de los estados de operación según tecnología.....	105
3. Revisión de la indisponibilidad forzada de centrales con bajo despacho	111
4. Revisión de los índices de desempeño internacionales.	112
5. Modelo de cuatro estados modificado	119
6. Modelo de cuatro estados extendido	121
7. Comparación de la Indisponibilidad Forzada (IFOR) con FOR.....	122
8. Estándares de duración de programas de mantenimiento.....	123
9. Propuesta de modificaciones metodológica al índice IFOR.....	124
B. DETERMINACIÓN DE POTENCIA INICIAL DE CENTRALES EÓLICAS Y SOLARES FOTOVOLTAICAS	129
1. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DEL APOORTE INDIVIDUAL HISTÓRICO DE LAS UNIDADES EOLICAS Y SOLARES EN LAS HORAS DE DEMANDA MÁXIMA	129
1.1. Metodología y fuentes de información.	129
1.2. Recopilación y revisión de la información requerida.....	130
1.3. Determinación de las horas de demanda máxima de cada sistema	139

1.4.	Aporte centrales eólicas y solares FV.....	153
1.5.	Conclusiones y recomendaciones para determinar el aporte de centrales solares y eólicas	172
2.	ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS INGRESOS POR POTENCIA RESPECTO DEL BALANCE DEFINITIVO DEL AÑO 2016	177
3.	PROPUESTA DE TRATAMIENTO DE CENTRALES EÓLICAS Y SOLARES	194
C.	ANÁLISIS DE METODOLOGÍA DE POTENCIA DE SUFICIENCIA CONSIDERANDO TRANSFERENCIAS ENTRE MAS DE DOS SUBSISTEMAS	196
1.	Revisión del DS N°62 (modificado por DS N°130) y su Norma Técnica respecto al tratamiento de los subsistemas en el cálculo de la potencia de suficiencia	196
1.1.	Determinación de la Potencia de Suficiencia con presencia de subsistemas.	196
1.2.	Revisión de la metodología considerando transferencias entre más de dos subsistemas.....	199
D.	METODOLOGÍA DE DEFINICIÓN DE SUBSISTEMAS DE LA CNE.	205
1.	Revisión de la Normativa aplicable a los subsistemas de potencia.....	205
1.1.	DFL N°4	205
1.2.	Reglamento de Precios de Nudo, Decreto N°86 publicado en abril 2013 y modificado en octubre 2015 por Decreto N°68.	207
1.3.	DS N°62	207
1.4.	Norma Técnica de transferencias de potencia entre generadores	208
1.5.	Conclusiones de la revisión de la normativa.	208
2.	Revisión de los Informes Técnicos de fijación de Precios de Nudo de corto plazo	209
2.1.	Subsistemas definidos en los Informes Técnicos de Precios de Nudo de corto plazo	209
2.3.	Verificación de desacoples en bloques de punta en los ITD.	220
3.	Revisión Flujos por Líneas y Costos Marginales	226
3.1	Cautín 220 – Ciruelos 220	228
3.2	Maitencillo 220 – Pan de Azúcar 220	230
3.3	Carrera Pinto 220 – Cardones 220	232
3.4	Pan de Azúcar 220 – Los Vilos 220	232
3.5	Rahue 220 – Puerto Montt 220.....	233
4.	Conclusiones.....	236
E.	CRITERIOS DE DEFINICIÓN DE SUBSISTEMAS	237
1.	Definición de subsistemas.	237
2.	Evolución en el tiempo de los subsistemas definidos.	248
3.	Criterios para modificar la condición de un subsistema.	249
4.	Uso índice ELCC de la NERC para definir subsistemas.....	249
5.	Metodología propuesta para la definición de subsistemas.	252
F.	ANÁLISIS DE DIFERENCIACIÓN DE SUBSISTEMAS PARA PRECIO DE NUDO DE POTENCIA Y POTENCIA DE SUFICIENCIA	253

G. ANÁLISIS DEL MECANISMO UTILIZADO POR LA CNE DE IDENTIFICACIÓN DE CONDICIONES DE DEMANDA MÁXIMA A PARTIR DE LA MODELACIÓN TEMPORAL DE LA DEMANDA.....	257
1. Modelación temporal de la demanda en bloques aplicada por la CNE en los Informes Técnicos de precios de nudo	257
2. Mecanismo de identificación de condiciones de demanda máxima utilizado por la Comisión para definir los límites de los subsistemas.....	278
2.1 Curva de duración de la demanda de 16 bloques	278
2.2 Diferencial entre la curva de demanda horaria y la obtenida por medio de bloques.....	280
2.3 Representatividad de la demanda de cada zona en los bloques definidos para el sistema en su conjunto	281
3. Conclusiones respecto del mecanismo de identificación de condiciones de demanda máxima utilizado por la Comisión para definir los límites de los subsistemas.....	286
H. METODOLOGÍA Y CRITERIOS DE SELECCIÓN DE LA BARRA DE REFERENCIA DENTRO DE CADA SUBSISTEMA PARA LA CUAL SE DETERMINARÁ UN PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA.	288
1. Análisis regulatorio	288
2. Metodología propuesta para seleccionar barra de referencia.....	290
I. DETERMINACIÓN DEL TAMAÑO DE LA UNIDAD DE PUNTA.....	297
1.- Análisis del comportamiento horario de la demanda.....	297
1.1. Variaciones de demanda horaria entre años.	297
1.1.1. Escenario 1: Período de Demandas Máximas son los Períodos Tarifarios	298
1.1.2. Escenario 2: Período de Demandas Máximas = horas de bloque horario de mayor demanda de todos los meses del año	303
1.1.3 Comparación de las variaciones de demanda entre subsistemas	308
1.2. Variaciones de demanda horaria entre horas consecutivas	308
1.2.1. Escenario 1: Período de Demandas Máximas son los Períodos Tarifarios	310
1.2.2. Escenario 2: Período de Demandas Máximas = horas de bloque horario de mayor demanda.....	314
1.2.3 Comparación de las variaciones de demanda entre subsistemas	317
2. Comparación de la demanda máxima horaria con la 52ésima mayor demanda	317
3. Determinación del tamaño de la unidad de punta.....	322
J. MECANISMO DE AJUSTE ENTRE LA POTENCIA DE SUFICIENCIA PRELIMINAR Y DEFINITIVA.....	326
1. Revisión y análisis del mecanismo actual de ajuste entre las potencias de suficiencia preliminar y definitiva.	326
1.1.- Método de ajuste vigente a las potencias de suficiencia preliminares.	326
1.2.- Método de ajuste aplicado en la primera metodología de potencia firme.....	328
1.3.- Metodología vigente de determinación de potencias de suficiencia preliminares.	334
1.4.- Diferencias entre los conceptos de Potencia Firme y Potencia de Suficiencia.....	336

1.5.- Comparación de aportes de potencia de suficiencia y aportes en horas de demanda máxima.	337
1.6. Conclusiones.	339
2. Margen de reserva teórico.....	340
2.1.- Margen de reserva teórico en metodología vigente.	340
2.2.- Margen de reserva en otros mercados de capacidad.	343
2.2.1.- PJM.	343
2.2.2.- New England (ISO-NE).	344
2.2.3.- Conclusiones.	345
3.- Análisis crítico del MRT en la normativa chilena.	346
4. Ajustes a la metodología vigente de ajuste de las potencias iniciales a la demanda de punta.	349
4.1.- Análisis crítico de la metodología de ajuste vigente.....	349
4.2.- Propuesta metodológica para el ajuste de excedentes de potencia de suficiencia preliminar.	351
4.3. Aplicación al SIC y SING para el cálculo del año 2016.	354
V. ARTICULADO NORMATIVO PROPUESTO.....	359
5.1. Articulado Normativo para la Indisponibilidad Forzada.....	360
5.1.1. Modificaciones al DS N°62.	360
5.1.2. Modificaciones a la Norma Técnica de Transferencias de Potencia Entre Empresas Generadoras	362
5.2. Articulado Normativo para la metodología de determinación de la Potencia de Suficiencia considerando transferencias entre más de 2 subsistemas	364
5.2.1. Modificaciones al DS N°62	364
5.2.2. Modificaciones a la Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras	365
5.3. Articulado para la determinación de la potencia inicial de unidades generadoras ERNC.	366
5.3.1. Modificaciones al DS N°62.	366
5.3.2. Modificaciones a la Norma Técnica de Transferencias de Potencia Entre Empresas Generadoras	367
5.4. Propuesta de cambio normativo para el ajuste de potencias de suficiencia preliminar.....	369
VI. PROPUESTAS METODOLOGICAS EN BASE A MEJORES PRACTICAS INTERNACIONALES.....	371
6.1. Metodología de cálculo de potencia de suficiencia preliminar.....	371
6.2. Metodología de cálculo del precio de la potencia de punta.	375

Glosario

ASIC: entidad encargada de la administración del mercado eléctrico de Colombia
CND: Operador del Mercado eléctrico de Colombia
CEN: Coordinador Eléctrico Nacional
CREG: Comisión reguladora de energía y gas.
CPUC: Comisión de Servicios Públicos de California
CETO: Capacity Emergency Transfer Objective
CETL: Capacity Emergency Transfer Limit
CONE: Costo de nuevo entrante
ELCC: Capacidad de Transferencia Carga Efectiva
ENFICC: energía firme para el cargo por capacidad.
FV: Fotovoltáico
ISO: Operador independiente del sistema eléctrico
ICAP: Capacidad instalada
EFORd: Equivalent Demand Forced Outage Rate
IRM: Margen de reserva instalado
MRT: Margen de reserva teórico
NERC: North American Electric Reliability Corporation
NREL: National Renewable Energy Lab
LDA: Locational Deliverability Areas
LSE: Entidades de servicio de carga
LTPP: Planes de Adquisiciones a Largo Plazo
RAR: Requisitos de Adecuación de Recursos
RPM: Reliability Pricing Model o modelo de tarificación de confiabilidad
STN: Sistema de Transmisión Nacional.
STR: Sistema de Transmisión Regional
UCAP: Capacidad no forzada
LOLE: Valor esperado de la pérdida de carga (Loss of Load Expectation)
LOLP: probabilidad de pérdida de carga (Loss of Load Probability)
OEF: Oferta de energía firme
OMEF: obligación mensual de energía firme
ODEF: Obligación diaria de energía firme
Precio de escasez: corresponde al precio de la energía en condiciones de escasez de oferta. También se denomina costo de falla o costo de energía no suministrada.
Importaciones TIE: importación desde un subsistema a otro a través de líneas de interconexión.
SIC: Sistema Interconectado Central
SING: Sistema Interconectado del Norte Grande
SIN: Sistema interconectado nacional
VOLL: Value of Loss Load

Resumen Ejecutivo

En este informe se efectúa un análisis crítico de la metodología de cálculo de la potencia de suficiencia actualmente en uso en Chile, con énfasis en el tratamiento de las centrales generadoras solares y eólicas, el cálculo del índice IFOR, la definición de subsistemas, la selección de la barra de referencia y tamaño de la unidad de punta en un subsistema, el mecanismo de ajuste de la potencia de suficiencia preliminar para obtener la potencia de suficiencia definitiva, el margen de reserva teórico y la modelación de la demanda.

Como resultado del análisis, se efectúa recomendaciones de cambios regulatorios a reglamentos y normas técnicas. Además, se plantea modificaciones para el caso en que se considere cambios de Ley.

Potencia de suficiencia de centrales solares y eólicas

Se efectuó un análisis de la metodología de cálculo de potencia de suficiencia actualmente en uso en Chile y una revisión de la experiencia internacional en los mercados de capacidad de PJM, California, Colombia y Canadá, a partir de los cuales se identificó las mejores prácticas de la industria.

El análisis de la determinación de los aportes de potencia de suficiencia de las centrales solares y eólicas, verifica que el factor más relevante que determina la potencia de suficiencia es su potencias inicial, la cual se determina como el mínimo valor entre: i) el factor de planta de las 52 horas de mayor demanda en el año de cálculo, y, ii) el menor factor de planta en un horizonte de 5 años.

Esta forma de cálculo es bastante restrictiva considerando que las plantas solares y eólicas tienen poca estadística de generación real y que se incorpora un factor de alta variabilidad como es el considerar las 52 horas de demanda máxima del año del cálculo, lo que introduce un alta variabilidad. Así, por ejemplo si las 52 horas de mayor demanda se dan en la noche en un año particular, las centrales solares tendrá potencia inicial nula.

Se analizó el efecto que tiene el número de horas de mayor demanda en la potencia inicial de las centrales solares y eólicas, bajo diferentes escenarios, observándose que se produce una alta variabilidad en los factores de planta de dichas centrales.

Así, se propone una alternativa que permita dar mayor estabilidad a la potencia inicial de las centrales solares y eólicas, considerando que la estadística de operación de centrales solares y eólicas es muy escasa, y con el fin de lograr una mejor estimación de la potencia inicial, se recomienda efectuar la estimación de sus aportes, tanto como factor de planta anual y como para el factor de planta durante el período en que se da la mayor probabilidad de ocurrencia de la demanda máxima, en base a los estudios de medición de vientos y radiación solar en el sitio específico, para una probabilidad de excedencia de P95, en base a los informes emitidos por entidades certificadoras calificadas como es el estándar de la industria.

En este informe se efectúa un análisis de la determinación de los aportes de potencia de suficiencia de las centrales solares y eólicas.

Para esto, se efectuó la simulación del cálculo de potencia de suficiencia con el cambio en la forma de cálculo de las potencias iniciales, identificando la forma en que se reasigna la remuneración por potencia de suficiencia. En el caso del SIC Norte las plantas solares y eólicas incrementan su potencia de suficiencia, siendo compensada con una baja en las centrales carboneras y diésel. En el caso de SIC Centro se da el mismo efecto de incremento de las plantas solares y eólicas con una disminución de las centrales de carbón, gas natural, diésel e hidroeléctricas.

En el caso del SING se da la misma tendencia de incremento de la potencia de suficiencia de las plantas solares y eólicas, compensado con una reducción de las potencias de las centrales termoeléctricas.

Tabla R1. Cálculo de potencias de suficiencia

SIC Norte

Potencia de Suficiencia	Caso CEN Def 2016-17	Caso con bases Consultor	MIN(5a;438h)	MIN(5a;876h)	MIN(5a;OND)
ERNC [MW]	167,555	129,061	168,563	163,532	165,715
CARBON [MW]	479,007	498,805	478,488	481,076	479,953
GN [MW]					
DIESEL [MW]	452,357	471,054	451,867	454,311	453,251
HIDRO [MW]					

SIC Centro Sur

Potencia de Suficiencia	Caso CEN Def 2016-17	Caso con bases Consultor	MIN(5a;438h)	MIN(5a;876h)	MIN(5a;OND)
ERNC [MW]	110,875	99,760	110,319	118,188	136,975
CARBON [MW]	959,300	961,000	959,400	958,200	955,500
GN [MW]	1015,100	1016,900	1015,200	1014,000	1011,100
DIESEL [MW]	1493,800	1496,300	1493,900	1492,100	1487,800
HIDRO [MW]	2775,700	2780,400	2775,900	2772,500	2764,600

SING

	Caso CEN Prel 2017	Caso con bases Consultor	Min(5A;438h)	Min(5A;876h)	Min(5A;OND)
ERNC [MW]	34,5	31,4	41,9	40,9	61,1
CARBON [MW]	1421,7	1423,5	1417,4	1417,9	1406,0
GN [MW]	482,6	483,2	481,1	481,3	477,3
DIESEL [MW]	507,2	507,8	505,6	505,8	501,6

Indisponibilidad Forzada

Luego se analizó la metodología de cálculo del índice de indisponibilidad forzada (IFOR) y se compara con metodologías utilizadas internacionalmente, en particular con la norma IEEE 762 y variaciones de ella. El modelo de cuatro estados IEEE parece el más práctico de aplicar por su facilidad para obtener la estadística necesaria. En este caso el factor de demanda no es necesario estimarlo ya que se puede obtener directamente las horas coincidentes en que la unidad está fuera de servicio forzada y la unidad habría sido requerida de estar disponible, a través del uso de un criterio como que el costo marginal de energía en dichas horas haya sido mayor al costo variable de la unidad.

Así entonces, se propone determinar la tasa de Indisponibilidad Forzada (IFOR), mediante la siguiente fórmula.

$$IFOR_d = \left[\frac{T_{OFFd}}{T_{ON} + T_{OFFd}} \right] [\% / 1]$$

En que para el cálculo de T_{OFFd} , se requiere llevar la estadística de las horas en estados operativos DF de cada unidad coincidente con horas en que la unidad hubiera resultado despachada de estar disponible. Para evitar la tarea de efectuar simulaciones de operación del sistema, considerando la unidad fallada como disponible y luego verificar si hubiera sido despachada, se usará como aproximación comparar los costos marginales reales con el costo variable de la unidad.

Subsistemas de Potencia

Se revisó la metodología para la determinación de subsistemas para el cálculo de potencia de suficiencia.

Se concluye que la metodología actualmente utilizada para definición de subsistemas puede ser extendida a N subsistemas, siendo coherente y adecuada para definir los subsistemas para el cálculo de la potencia de suficiencia.

Se efectuó un análisis de la modelación de la demanda utilizada en los Informes Técnicos de precio de nudo de corto plazo, con el fin de evaluar la bondad de la modelación.

La metodología y criterios aplicados por la CNE, según lo explicitado en los Informes técnicos de Precios de Nudo de corto plazo, en general cumplen con facilitar la detección de subsistemas que se presentan en la realidad de la operación y además es capaz de detectarlos con la debida anticipación y corresponden a una señal de mediano plazo (cuatro años), con lo que se obtiene una mayor estabilidad en el tiempo en la definición de subsistemas respecto a considerar desacoples de corto plazo.

Luego, se analiza el mecanismo de identificación de condiciones de demanda máxima utilizado por la CNE, para definir los límites de los subsistemas en cada fijación de precio de nudo de corto plazo, a partir de la modelación temporal de la demanda en bloques. Se pudo concluir que la modelación utilizada a partir del año 2017 incorpora mejoras que reducen el error del ajuste.

En base al análisis realizado, se puede concluir que los factores que determinan la eliminación o creación de un subsistema son:

- Surgimiento o eliminación de restricciones de transmisión en un horizonte de mediano a largo plazo. Esto puede ser causado por la incorporación de bloques relevantes de generación o consumo.
- Zonas del sistema interconectado con diferentes períodos de punta.
- Naturaleza de la demanda. Si la zona tiene un perfil de marcada tendencia industrial, es decir, de operación continua, o bien si el perfil de demanda es de marcada característica de consumo residencial-comercial.

Se revisó también la necesidad de modificar la metodología de cálculo de la Potencia de Suficiencia al considerar transferencias entre más de 2 subsistemas, para lo cual se revisó la normativa y la experiencia internacional. Se demostró la existencia una metodología general de aplicación a más de dos subsistemas. Se propuso las modificaciones al articulado normativo.

Finalmente se analizó si corresponde una diferenciación entre los subsistemas de potencia que se definen para determinar el precio de nudo de la potencia, y los que se utilizan para efecto de los balances de transferencias de potencia de suficiencia entre unidades generadoras. Se concluyó que ello no era apropiado.

Alternativamente, se puede establecer un criterio para la identificación de subsistemas, seleccionando enlaces entre zonas del sistema eléctrico y determinando para cada uno de ellos el factor ELCC incorporando o retirando marginalmente las unidades generadoras aguas arriba de la línea de enlace. En la medida que el ELCC “satura”, es decir, llega a un punto en que ya no se producen disminuciones de él, entonces, se está en presencia de un subsistema aguas arriba de la línea de enlace.

Tamaño de la unidad de punta

Se determinó los cambios o variaciones en la demanda entre años consecutivos y entre horas consecutivas.

En base a este análisis se propone un mecanismo para determinar el tamaño de la unidad de punta para la determinación del precio de la potencia, el que consiste en:

- Se determina a partir de la curva de duración de la carga la potencia correspondiente a la hora Nésima en que N corresponde al número de horas de punta anual del subsistema. En esta propuesta se considera las horas de los bloques de demanda máxima definidos en el Informe técnico de precios de nudo de julio 2017.
- A la potencia determinada en el punto anterior se le suma la máxima variación de demanda entre horas de punta consecutivas determinada en 1.2. dentro del rango de 70% de probabilidad de ocurrencia.
- La diferencia entre la demanda máxima del subsistema y la potencia determinada en el punto 2 anterior corresponde al orden de magnitud de la o las turbinas de punta que se requieren en el subsistema.

Considerando que las unidades de punta disponibles son las turbinas a gas en ciclo abierto y considerando que la CNE encargó un estudio que propone unidades de 70 MW, de 150 MW y de 300 MW, de acuerdo a la metodología propuesta, la unidad de punta a instalar sería:

- SEN-SIC Centro norte correspondería a un conjunto de 1 unidad de 150 MW
- SEN-SIC Sur una unidad de 70 MW
- SEN-SING una unidad de 70 MW.

Criterios para la selección de la barra de referencia

Se analiza y propone en el estudio una metodología para la determinación de la barra de referencia dentro de un subsistema donde instalar la unidad de punta resulta de mínimo costo. Se propone un articulado normativo.

Mecanismo de ajuste entre Potencia de Suficiencia Preliminar y Definitiva

Se revisó y analizó críticamente la metodología vigente de ajuste proporcional de las Potencias de suficiencia preliminares para coincidir con la demanda de punta del subsistema, la que no presenta señales de eficiencia económica ni da cuenta de la sobreinstalación de unidades.

Se propone un ajuste en dos partes, una parte proporcional y otra parte mediante un método proporcional a los costos de generación, con lo que se entrega señales de eficiencia económica en el ajuste, dando cuenta de reducir la potencia de suficiencia de unidades de alto costo variable y con sobreinstalación.

Sobre la base de los análisis realizados, se propone efectuar ajustes al articulado del Reglamento de Transferencias de Potencia y de su respectiva norma técnica, para incorporar las propuestas metodológicas en las materias analizadas en este estudio.

En base al análisis crítico de la metodología de cálculo de la potencia de suficiencia actualmente vigente en Chile, se concluye que la Ley define un esquema conceptual que es consistente con las mejores prácticas internacionales de los mercados de capacidad. Sin embargo, la normativa de detalle de aplicación que se encuentra vertida en el Reglamento respectivo (DS N°62) presenta oportunidades de mejora.

Basado en las mejores prácticas de los mercados de capacidad, se propone modificar el método de cálculo de las potencias de suficiencia preliminares de forma de incorporar en forma explícita su asociación a un nivel de LOLP objetivo para el sistema eléctrico y la forma de cálculo del precio de la potencia de punta, asociándola exclusivamente a la anualidad de costo de la unidad de punta y definiendo la potencia remunerable como la demanda de punta incrementada en el margen de reserva.

Se propone aplicar una metodología de cálculo de la potencia de suficiencia basada en el concepto de ELCC, es decir, capacidad efectiva transporte de carga (Effective Load Carrying Capacity). Este método ha sido planteado por NREL y adoptado por varios mercados de USA y CANADA.

El concepto de ELCC se refiere al aporte incremental o marginal que efectúa una unidad generadora para suministrar la demanda de punta, para un nivel dado de confiabilidad del sistema eléctrico y considerando la diversidad de tecnologías existentes en el sistema eléctrico y las capacidad de transmisión de las líneas eléctricas.

El nivel de confiabilidad dado se puede expresar por un LOLP objetivo o probabilidad de pérdida de carga expresado como porcentaje, o como un LOLE o valor esperado de pérdida de carga, expresado como un número de horas en el año. Cualesquiera de estos índices representa un nivel de confiabilidad objetivo para el sistema eléctrico.

En el caso de Chile, el regulador ha optado por definir el nivel de confiabilidad del sistema eléctrico en base al índice LOLP.

El método de cálculo de la potencia de suficiencia en base al concepto ELCC, se basa en la aplicación de un modelo probabilístico que modela el sistema eléctrico.

Para estos efectos se debe considerar la modelación de centrales generadoras, el sistema de transmisión y la demanda.

Una vez modelado el sistema eléctrico, se procede de la siguiente manera.

- Se define un LOLP objetivo para el sistema eléctrico.
- Se determina la potencia del sistema para el conjunto de centrales generadoras, es decir, con N centrales, para el LOLP objetivo definido.

- Se determina la potencia del sistema retirando una central del parque generador, es decir, con $N-1$ centrales, para el LOLP objetivo definido.
- La potencia de suficiencia de la central que fue retirada, es la diferencia entre la potencia de suficiencia con N y $N-1$ centrales.
- Se repite el proceso para cada una de las centrales generadoras.

Una vez obtenidas las potencias de suficiencia de cada una de las centrales, se procede a verificar el ajuste con la demanda de punta, e incorporar mecanismos de ajustes a las condiciones de borde.

La demanda de punta que se debe considerar es la demanda máxima en horas de punta incrementada en el margen de reserva, de forma de asegurar la existencia de dicha capacidad. Esto implica modificar el método de cálculo del precio de la potencia vía un cambio de Ley.

Este sistema puede ser implementado sin cambio de Ley, manteniendo el ajuste con la demanda de punta por si sola, Esto en todo caso debe ser corregido, de forma de tener consistencia en el cálculo.

Determinación de ingresos por potencia de suficiencia en los sistemas interconectados

I. FUNDAMENTOS DEL CARGO POR CAPACIDAD.

1.1.- Presentación del problema de capacidad.

En los últimos años ha ido adquiriendo cada vez más importancia la necesidad de garantizar el suministro eléctrico en el largo plazo en mercados eléctricos competitivos. En efecto, los reguladores tienen entre sus objetivos prioritarios el “mantener las luces encendidas”, lo que los ha llevado a imponer restricciones técnicas y económicas en el diseño de las reglas de los distintos mercados eléctricos, con distintos grados de éxito.

De esta manera se pretende garantizar la confiabilidad de la operación del sistema eléctrico, lo cual lleva implícito una combinación de atributos del sistema eléctrico que, tienen diversas implicancias técnicas y económicas en el diseño de las reglas de los mercados.

La NERC (National Electric Reliability Council) define la confiabilidad como el grado de desempeño de los elementos del sistema eléctrico que resultan en que la electricidad sea suministrada a los consumidores dentro de estándares aceptados y en la cantidad deseada. Implícito en esta definición está el concepto de “obligación de servicio”, lo que estaría fuera del esquema de un mercado eléctrico competitivo.

El concepto de confiabilidad tiene dos atributos: i) seguridad de servicio, y, ii) adecuación (adequacy). El concepto de seguridad de servicio se refiere a la capacidad del sistema eléctrico de superar perturbaciones de muy corto plazo, que se refieren a problemas de estabilidad dinámica en la operación del sistema eléctrico. La seguridad de servicio es provista mediante dispositivos de protección (RBF, AGC, PSS u otros), estándares y procedimientos de operación que restringen el despacho de las unidades generadores y la necesidad de servicios complementarios (regulación de voltaje, regulación de frecuencia, reserva en giro y otros).

Por su parte, la adecuación se refiere a la capacidad de abastecer la totalidad de la demanda de energía y potencia en todo momento. La adecuación representa la capacidad de abastecer la demanda en el largo plazo, teniendo presente la fluctuación de la demanda y de la capacidad de generación y de los tiempos requeridos para aumentar la capacidad del sistema eléctrico. Tradicionalmente la adecuación ha sido medida a través de las reservas existentes en el sistema eléctrico y del correspondiente índice de probabilidad de pérdida de carga.

Es indudable que los conceptos de seguridad de servicio y adecuación están íntimamente relacionados. En efecto, un sistema eléctrico con un alto nivel de

reservas tendrá un mayor grado de flexibilidad para superar contingencias de corto plazo. Sin embargo, se puede dar la situación contraria, en que un sistema con un alto grado de reservas o sobrecapacidad puede operar en forma insegura y un sistema con limitada reserva opere en forma segura.

Existen básicamente tres enfoques orientados a lograr un grado de adecuación en mercados eléctricos competitivos:

- i) Mercados con precio monómico (Sólo precio de energía). Esta solución es empleada en California, el Nordpool y el sistema Australiano de Victoria. En estos mercados los generadores sólo ofertan precios de energía, suponiendo ausencia de restricciones, las ofertas bajo el precio de equilibrio de mercado en cada hora son despachadas y remuneradas al precio de equilibrio de mercado. La remuneración para solventar los costos de la capacidad instalada corresponden a la diferencias entre el precio de equilibrio de mercado y el costo variable de producción. En el caso en que los servicios complementarios se asignan separadamente (California), los generadores pueden obtener una remuneración adicional por la venta de dichos servicios.
- ii) Pagos por capacidad. Este esquema es empleado en el Reino Unido, España, Chile y otros países Latinoamericanos. En este caso, los generadores reciben un pago por unidad de capacidad (MW) basado en su disponibilidad, independientemente de si han sido despachados o no, o por pago adicional al precio de energía de equilibrio de mercado durante algunas horas del día.
- iii) Requerimiento de reservas programadas. Este esquema es empleado en los mercados del este de EEUU (PJM NYPP y New England). En estos sistemas los agentes encargados de suministrar los consumos son exigidos para contratar con los generadores un nivel de capacidad de reserva predefinido por sobre su demanda de punta. La forma, plazo y nivel de reserva exigido varía según cada sistema. New England tiene requerimientos separados para la demanda de punta mensual y anual. Los requerimientos de reservas y los mercados de capacidad proveen a los generadores la posibilidad de obtener una remuneración adicional por su capacidad de reserva y provee incentivos para la incorporación de capacidad de generación de reserva, adicionales a las reservas de corto plazo.

El cálculo de los requerimientos de capacidad de reserva en los esquemas indicados en ii) y iii) se basan en modelos que determinan la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) y la estimación del valor de la energía no suministrada (VOLL). Los cálculos del índice LOLP tienen en cuenta las características del parque de generación existente, la tasa de falla forzadas de las unidades generadoras y la demanda de punta prevista.

1.2.- El origen de la remuneración por capacidad.

El origen del cargo por capacidad proviene de esquemas tarifarios en que se busca definir precios de un bien asignando la responsabilidad por la demanda en punta. Las tarifas de dos partes ha sido la solución generalmente adoptada para diferenciar los precios del periodo de punta de los precios en el resto del tiempo. Así, en el caso de la electricidad una parte del precio, la energía, está asociada a los costos variables de producción y es cargado por unidad de consumo. La otra parte, la capacidad o potencia, es un cargo por la disponibilidad para dar el servicio, la cual es posible mediante la instalación de capacidad. De esta manera el cargo por capacidad incluye los costos de proveerla, lo que corresponde a los costos fijos de capital, y es asignado entre los usuarios que demanda en la punta.

En EEUU se ha discutido respecto de emplear estructuras de precios basadas en costos marginales para la determinación de precios de punta, discusión en la cual ha contribuido el profesor Joskow (7). Joskow identifica la existencia de tres enfoques básicos para remunerar la demanda en punta:

- Enfoque Americano (USA). Este enfoque analiza las implicancias de sistemas de precios para bienes cuya demanda es estacional y el producto no se puede almacenar, suponiendo que la firma tiene costo de capacidad homogéneos (una tecnología de generación). Para el caso más simple se puede identificar una fuerte demanda de punta y una débil demanda fuera de punta, esto significa que la demanda de punta no se desplaza cuando los precios aumentan en el periodo de punta y baja en el periodo fuera de punta. La solución generalmente aceptada implica que los usuarios paguen durante la horas de punta el costo marginal de operación más el costo marginal de capacidad y que los usuarios fuera del punta paguen sólo el costo marginal de operación.

Esta solución enfatiza que la demanda en cada período responde al precio y que el periodo definido como horas de punta puede no ser suficiente cuando los precios eficientes son aplicados, ya que la demanda de punta puede desplazarse. El problema del desplazamiento de la demanda de punta complica el cálculo de precios eficientes, siendo necesario identificar los periodos en que la capacidad no es un bien gratuito, de forma que el costo marginal de capacidad sea pagado durante esos períodos.

- Enfoque Británico. Este enfoque toma en cuenta la especificación de las tecnologías para abastecer la demanda de punta, esto implica relajar el supuesto de capacidad homogénea, reconociendo que el abastecer en forma eficiente la demanda de punta requiere de una combinación de tecnología de generación de diferentes costos de inversión y operación.

Este enfoque se centra en el cálculo del costo marginal de largo plazo de abastecer una demanda dada, o una curva de duración de demanda dada, en un contexto múltiples tecnologías de generación. También representa la

necesidad efectuar mantenimientos de las centrales, lo que se debe tener en cuenta al identificar los periodos de punta y fuera de punta.

- Enfoque francés. El enfoque francés está ligado al desarrollo de tarifas eléctricas y estrategias de inversiones óptimas en electricidad. Los franceses han desarrollado un enfoque que toma en cuenta elementos de los enfoques Americano, al reconocer la elasticidad de la demanda y la posibilidad de desplazar la punta, y Británico, al considerar múltiples tecnologías. Los franceses enfatizan la relación entre la política de precios y la política de inversión en un marco de operación eficiente.

Se debe destacar algunos aportes a la tarificación de demandas de punta efectuado por los franceses, que dicen relación con:

a.- Reconocer que la demanda no sólo es estacional, sino también incierta. Esto hace que sea posible exceder la capacidad disponible en algún momento. La incertidumbre asociada a la demanda y la oferta de generación (tasa de falla forzada) es lo que hace necesario disponer de un margen de reserva en el sistema eléctrico.

b.- Reconocer la existencia de los costos de no disponer de electricidad cuando el sistema requiere reducir demanda. La incorporación de los costos de fallar el abastecimiento en un contexto de incertidumbre, tiene implicancias sobre la planificación de inversiones y la forma de tarificar. En cuanto a la inversión, el compromiso de reducir la falla en el margen frente a un incremento de la capacidad, lleva a determinar niveles óptimos de capacidad y del margen de reserva asociado. En cuanto a los precios, esto lleva a que la tarificación óptima implique fijar los precios como el costo marginal esperado de energía (asociado a la operación) más el costo marginal esperado de no abastecer la demanda. El valor del costo esperado de no abastecer la demanda (VOLL) puede ser expresado como una proporción del costo marginal de capacidad.

c.- Incorporar el costo de inversión en transmisión y distribución.

Joskow plantea la existencia de problemas para llevar a la práctica la tarificación de la electricidad, mencionando la problemática de la definición de los periodos relevantes de demanda y la estimación del costo marginal relevante.

1.3. El cargo por capacidad en Chile.

En el año 1960 M. Boiteux en el artículo "Peak load-pricing", publicado en la revista Journal of Business, plantea la tarificación marginalista para la energía eléctrica, según la cual, el precio de un bien debe ser igual al costo marginal de producción

de una unidad adicional o alternativamente a la economía que se realizaría si se dejara de consumir la última unidad entregada.

La teoría de tarificación a costo marginal implica establecer un precio de un bien igual al de producir una unidad adicional de él. Dicho costo dependerá del momento en que se requiera producir la unidad adicional del bien, esto es, si se requiere esa unidad sólo una vez o si es un incremento permanente en el flujo de demanda de ese bien. La producción de una unidad adicional sólo una vez puede no justificar la ampliación de la capacidad de producción, pero un incremento permanente de la demanda estará ligado a un incremento de la capacidad de producción del bien.

El concepto de tarifa implica un flujo. Una tarifa no solo persigue la venta de un stock de producto sino más bien busca lograr un balance permanente entre el flujo de producción y el flujo de demanda. Un punto de vista de la teoría marginalista, es que las tarifas deben ser fijadas de forma tal que un incremento de demanda debe ser exactamente compensado con un incremento en la producción.

Hay varias razones para disponer de exceso de capacidad de producción, como es el hecho de existir periodicidad en la demanda, así la planta diseñada para la punta de demanda parecerá excesiva durante los periodos fuera de punta. Incluso durante la punta la capacidad de producción podría ser excesiva, de forma de poder enfrentar variaciones en la demanda de punta.

La teoría marginalista no presenta problemas cuando se aplica en situaciones de demanda conocida y constante. Los problemas aparecen rápidamente cuando se modifica este supuesto, pues rápidamente se llega a condiciones en que existirá exceso de capacidad de producción.

En Chile, el cargo por capacidad se incorpora en la Ley General de Servicios Eléctricos del año 1982, en la que se diseñó una tarifa de electricidad de dos partes, es decir, con un cargo por energía y otro cargo por potencia, baso en la teoría marginalista planteada por Boiteaux.

El concepto de tarificación de la demanda de punta en Chile surgió como una forma de garantizar la existencia de suficiente capacidad de generación para abastecer episodios críticos de abastecimiento.

Usualmente los episodios críticos de abastecimiento se relacionan con aquellos periodos en que se produce la demanda máxima de un sistema eléctrico, siendo especialmente relevante dado la incerteza de un conjunto de variables que definen dichos episodios crítico, tales como: momento en que ocurre la demanda máxima, disponibilidad hidrológica y de otros recursos naturales, sol y viento, disponibilidad mecánica, restricciones de transmisión y otros.

El concepto de Suficiencia incorporado en nuestra normativa, que internacionalmente se refiere a “adequacy”, se refiere a la existencia de suficiente capacidad instalada disponible, tanto la existente como la que se encuentre en

construcción y planificada, para satisfacer la demanda. Esta es una clara orientación de largo plazo.

Es ampliamente aceptado que el Operador del Sistema, el CEN en nuestro caso, puede hacer frente a la solución de estos problemas con soluciones ad hoc para el respectivo mercado, reconociendo las particularidades de cada uno de ellos. Sin embargo, aún no se ha llegado a un consenso internacional sobre cómo garantizar que los niveles existentes de adecuación y firmeza que proporcionan un nivel de calidad de servicio aceptable, y en cómo reconocer este atributo a las distintas tecnologías de generación.

II. REVISIÓN DE LA METODOLOGÍA VIGENTE Y EXPERIENCIA INTERNACIONAL.

En este capítulo se revisa el esquema actual de determinación de potencia de suficiencia de centrales solares y eólicas, con marcado carácter variable y se propone adecuaciones metodológicas, considerando la revisión de experiencia internacional en esta materia.

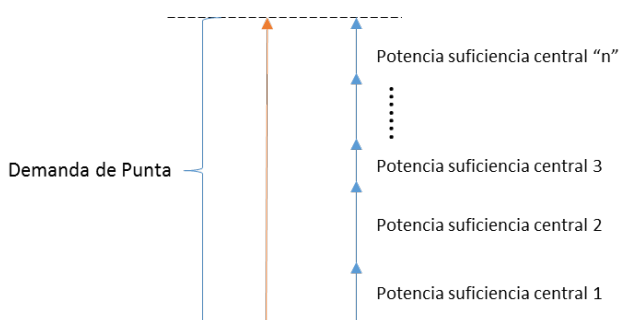
2.1. Análisis de la normativa vigente para el cálculo de la potencia de suficiencia.

La metodología vigente corresponde a la contenida en el DS N°62/2006, actualizado en diciembre de 2012 mediante el DS N°130, y en la “Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras”, publicada en enero de 2016 (en adelante, Norma Técnica).

La Suficiencia de Potencia corresponde a la 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.

Así entonces, el método de cálculo consiste en determinar cada central generadora su oferta de potencia confiable, o Potencia de Suficiencia, con que contribuye a abastecer la Demanda de Punta del sistema eléctrico.

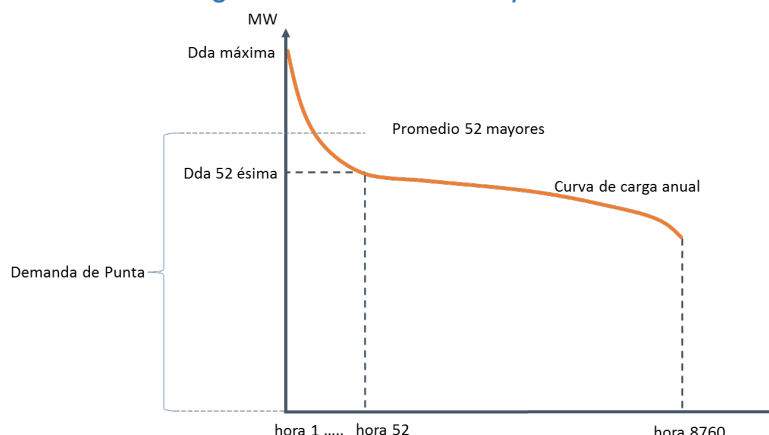
Figura 1. Potencia de suficiencia y demanda de punta.



2.1.1. Demanda de Punta

Para efectos del cálculo de potencia de suficiencia, la Demanda de Punta corresponde al promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema, para el año de cálculo.

Figura 2. Demanda de punta.



La Demanda de Punta se debe determinar en función de los retiros efectivos de potencia de cada cliente en su punto de conexión al sistema de transmisión.

No obstante lo anterior, para el período anterior al año 2022 la Demanda de Punta corresponderá a la generación bruta de cada sistema, descontado los consumos propios de las centrales de generación (Artículo 10-4 transitorio de la Norma Técnica).

2.1.2. Potencia de Suficiencia

Para determinar la Potencia de Suficiencia de cada central generadora se considera los siguientes pasos:

- Se determina la Potencia Inicial de cada unidad generadora

Para cada unidad generadora y según su tecnología de generación se calcula la Potencia Inicial como la Potencia Bruta que cada unidad puede aportar al sistema en forma confiable, en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal de generación. El detalle de cómo se calcula la Potencia Inicial para cada una de las tecnologías de generación se verá en 3.1.3 siguiente.

$$Pini_i = Pbruta_i \{combustible; recurso afluente; limitaciones\}$$

El valor resultante de Potencia del punto anterior se compara con la respectiva Potencia Máxima para cada unidad generadora de modo de

asegurar que la potencia inicial debe resultar menor o igual a su Potencia Máxima.

Donde Potencia Máxima de cada unidad generadora es el valor resultante de pruebas en la operación real que el Coordinador deberá llevar a cabo para verificar la Potencia Máxima efectiva de cada unidad generadora.

$$Pini_i = MIN(Pini_i; PMax_i)$$

- Se determina la Potencia de Suficiencia Preliminar de cada unidad generadora

La Potencia Inicial de cada unidad generadora calculada en 1) anterior debe ser comparada con su Potencia Equivalente. La nueva Potencia Inicial es el menor valor resultante de la comparación anterior.

- La Potencia Equivalente de una unidad generadora se obtendrá a partir del promedio ponderado de los estados deteriorados y estados disponibles. Para estos efectos, se deberá realizar el cociente que resulte de la potencia registrada de la unidad generadora en el EO respectivo por la duración del mismo, y el tiempo total del período de cálculo en que la unidad estuvo en dichos estados. La potencia equivalente corresponderá al valor promedio anual correspondiente al año de cálculo.

Tabla 1: Estados operativos definidos en la Norma Técnica

Tabla 5.1 Estados Operativos		
Estado Disponible	Estado No Disponible	Estado Deteriorado
N	DP	LP
DN	DF	LF
CSE	MM	DLP
	PMM	DLF
	FE	DRO
		PO
		PDO
		RO

- Para esto, el Coordinador debe llevar un control estadístico de todos los estados de operación real de cada unidad generadora.

$$Pini_i = MIN(Pini_i; Pequiv_i)$$

La Potencia Inicial anterior debe ser reducida en un factor proporcional a los consumos propios de cada unidad generadora.

$$Pini_i = Pini_i \times (1 - \%consumo\ propio_i)$$

La Potencia Inicial anterior debe ser reducida en un factor proporcional al periodo de mantenimiento mayor anual de la central.

$$Pini_i = Pini_i \times (1 - \%Mantenimiento Mayor_i)$$

El DS N°62 en su artículo 49° establece que la Potencia de Suficiencia Preliminar se obtiene utilizando un modelo probabilístico:

Artículo 49: Para el cálculo de la Potencia de Suficiencia preliminar se deberá utilizar el modelo probabilístico que determine cada CDEC, el cual deberá considerar para cada unidad generadora, su Potencia Inicial, indisponibilidad, periodo de mantenimiento y consumos propios.

Luego en el artículo 56° se señala nuevamente que la Potencia de Suficiencia Preliminar debe obtenerse mediante un análisis probabilístico. En que, los datos de entrada a este modelo corresponden por una parte a la Potencia inicial, afectada por las reducciones del artículo 50 y 51, y por otra parte a la indisponibilidad forzada.

“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”.

La Potencia de Suficiencia Preliminar de cada unidad generadora se obtiene mediante un análisis probabilístico, evaluando en valor esperado 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, y la indisponibilidad forzada de cada unidad (IFOR).

$$Pot.Suf.Prel_i = F\{(Pini; IFOR)_{i=1...N}\}$$

El modelo probabilístico corresponde a la Potencia Inicial del sistema la que es una función de los Pini e IFOR de todas las unidades del sistema.

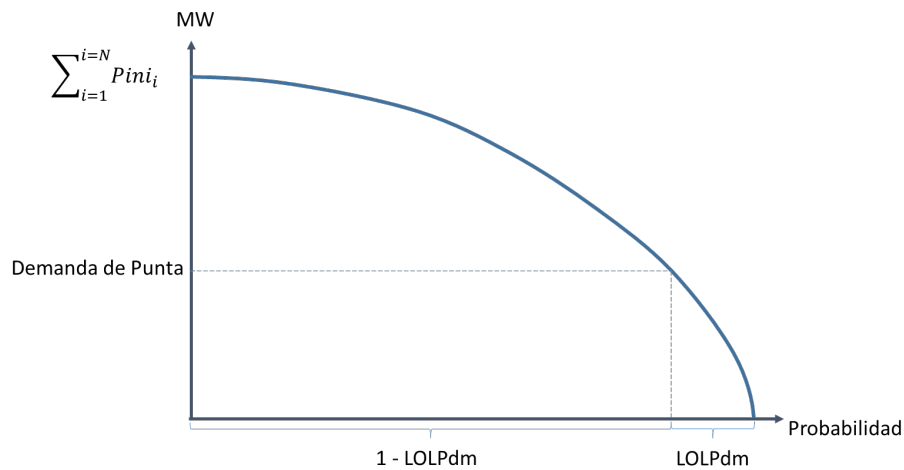
$$\text{Potencia Inicial del sistema} = \sum_{i=1}^{i=N} P_i$$

En que:

$$P_i = \begin{cases} P_{ini_i} & \text{con probabilidad } (1-IFOR_i) \\ 0 & \text{con probabilidad } IFOR_i \end{cases}$$

En el gráfico siguiente se muestra la función de distribución acumulada de probabilidades de la Potencia Inicial del sistema.

Figura 3. Función de distribución de probabilidades de la potencia de suficiencia.



La Suficiencia de Potencia del sistema corresponde a todos aquellos estados de la Potencia Inicial del sistema que superan la Demanda de Punta, lo que ocurre con una probabilidad $(1 - LOLPdm)$.

Así entonces, la Potencia de Suficiencia preliminar de una unidad “i” corresponde al valor esperado de la potencia que aporta a la Suficiencia de Potencia para el abastecimiento de la Demanda de Punta.

Es decir, la Potencia de Suficiencia preliminar de una unidad corresponde al valor esperado de la potencia que dicha unidad aporta a todos aquellos estados del sistema en que la Potencia de Suficiencia del Sistema resulta mayor a la Demanda de Punta (con probabilidad $= 1 - LOLPdm$).

Se observa de lo anterior, que sólo en caso que el LOLPdm, probabilidad que la Potencia de Suficiencia del sistema sea menor a la Demanda de Punta, resulte un valor muy bajo de probabilidad, la Potencia de Suficiencia preliminar de cada unidad “i” resultará en forma aproximada igual a su $P_{ini} \times (1 - IFOR_i)$.

La Potencia de suficiencia preliminar de una central “i” corresponde al aporte esperado de capacidad de la central i para los estados de capacidad total del sistema sobre la Demanda de Punta.

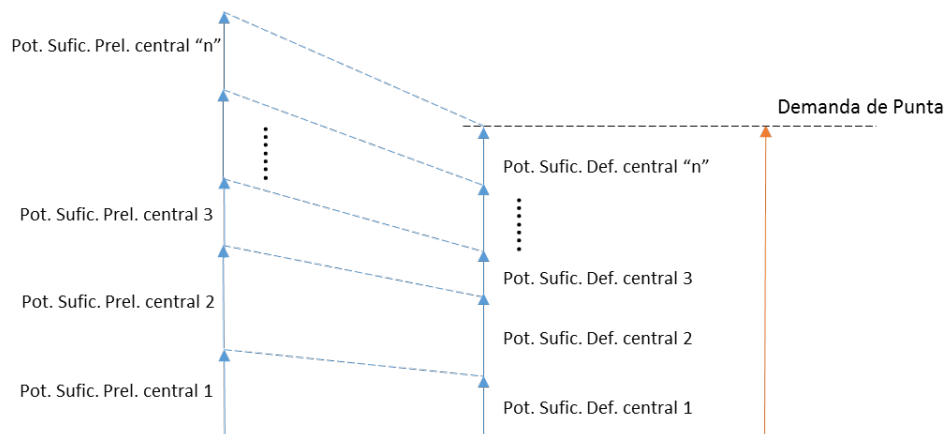
- Se determina la Potencia de Suficiencia Definitiva de cada unidad generadora

La Potencia de Suficiencia Definitiva para cada unidad generadora corresponderá a la Potencia de Suficiencia Preliminar escalada por un factor único para todas las unidades generadoras, de manera que la suma de la Potencia de Suficiencia Definitiva de las unidades generadoras sea igual a la Demanda de Punta del sistema.

$$Pot. Suf. Definitiva_i = Pot. Suf. Prel_i \times \frac{Demanda de Punta}{\sum_1^n Pot. Suf. Prel._j}$$

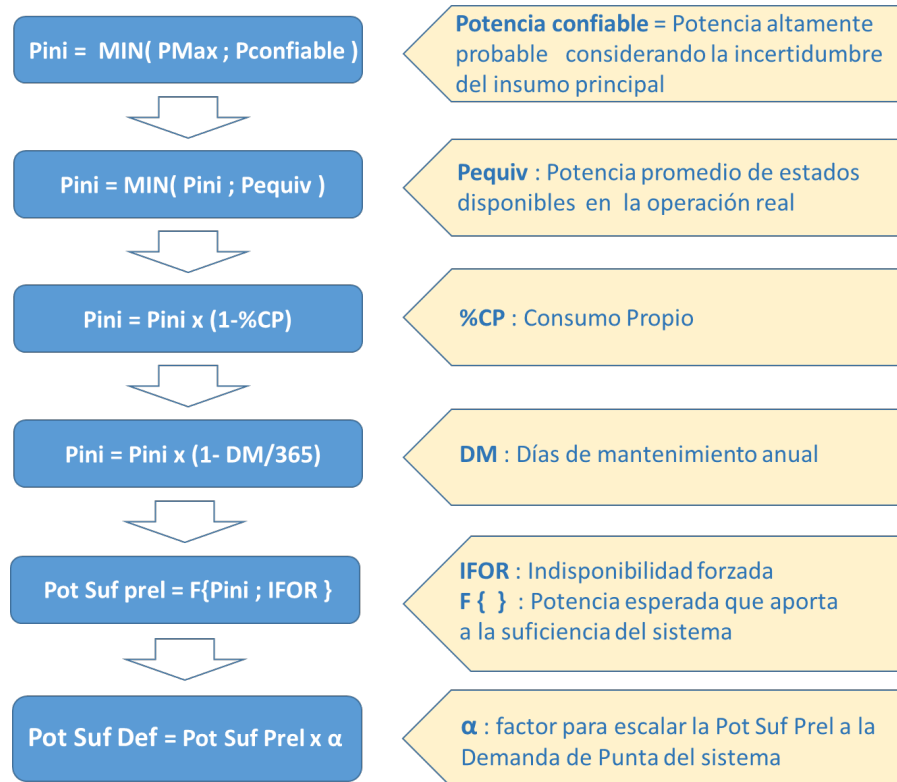
Se debe verificar que la Potencia de Suficiencia definitiva resultante pueda transitar por las instalaciones del Sistema de Transmisión que corresponda. En caso que esta potencia no pueda transitar por alguna de dichas instalaciones, ésta será reducida tal que desaparezca la saturación o congestión identificada, aumentando de manera proporcional la Potencia de Suficiencia definitiva de las restantes unidades generadoras que participan del cálculo.

Figura 4. Ajuste de Potencia de Suficiencia Preliminar a la Demanda de punta.



En la figura siguiente se resume secuencia de cálculo según la metodología que se aplica a cada central generadora.

Figura 5. Cálculo de la potencia de suficiencia.



A continuación, se presenta con detalle la metodología que se aplica a cada tipo de central, según su tecnología de generación, para obtener su Potencia Inicial asociada a la incertidumbre del insumo principal de generación.

2.1.3. Determinación de Potencia Inicial

A cada unidad generadora se le asigna 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.

Potencia Inicial de Centrales Térmicas

La Potencia Inicial se determina 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.

Para tal efecto, la DO deberá llevar un control estadístico de la disponibilidad de los insumos indicados.

La Potencia inicial para cada central térmica “i” se obtiene a partir de lo siguiente:

$$Potencia\ Inicial_i = Potencia\ Máxima_i \times DIP_i$$

$$DIP = MIN (DIP_1; \dots; DIP_5)$$

En que DIP_j corresponde a la disponibilidad del combustible principal en el año j anterior al año de cálculo.

$$DIP_j = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{HT} \left[(LC_i + DLC_i) \times \left(1 - \frac{P_{limi}}{P_{max}} \right) \right]}{HT}$$

Donde,

DLC_i : Proporción de la hora “i” en que la unidad generadora estuvo en el estado operativo DLC, durante el período de cálculo.

LC_i : Proporción de la hora “i” en que la unidad generadora estuvo en el estado operativo LC, durante el período de cálculo.

P_{limi} : Potencia limitada de la unidad generadora debido a restricciones en el suministro de combustible, en la hora “i”.

P_{max} : Potencia máxima de la unidad generadora.

i : Horas del año de cálculo.

HT : Número total de horas del año de cálculo, descontadas las horas en que la unidad estuvo en mantenimiento mayor, si correspondiere.

Si la central generadora tiene capacidad de utilizar un combustible de alternativo, su Potencia Inicial se obtiene como sigue:

$$Potencia\ Inicial_i = P_{Máx\ ppal_i} \times DIP + P_{Max\ alt} \times (1 - DIP)$$

En donde:

$P_{MAx\ ppal}$: Potencia Máxima operando con combustible principal

$P_{Max\ alt}$: Potencia Máxima operando con combustible alternativo

Una unidad generadora está en condiciones de operar con Insumo Alternativo cuando ésta certifique que puede operar en forma continua. Para tal efecto se deberá acreditar que la unidad generadora puede operar continuamente por al menos 24 horas, a una Potencia Máxima que se debe verificar en los mismos términos que la del Insumo Principal, sujeto a la normativa ambiental vigente y demostrando factibilidad en el suministro permanente del Insumo Alternativo correspondiente.

Potencia Inicial de Autoprodutores

Según señala el DS N°62, los Autoprodutores deberán demostrar a la DO que están en condiciones de aportar excedentes obtenidos de capacidad instalada y demanda, de procesos dependientes e integrados, para ser representados como una central de potencia igual a su excedente de potencia.

Por otra parte, según la NT un Autoprodutor deberá estar en condiciones de ofrecer excedentes de potencia de manera permanente acorde al funcionamiento productivo.

Entendiendo que el excedente de potencia es la diferencia entre la capacidad instalada de generación interconectada del Autoprodutor y su demanda máxima anual, la cual deberá ser declarada por la empresa correspondiente a la DO en forma previa a su entrada en operación.

La Potencia Inicial del Autoprodutor será igual a la potencia excedente determinada según lo indicado antes de acuerdo a la siguiente expresión:

$$Potencia\ Inicial = Potencia\ exced_{verificada}$$

En donde:

Potencia exced_{verificada} : Corresponde al mínimo excedente de potencia horario en el año de cálculo.

Potencia Inicial de Unidades de Fuente No Convencional

El DS N°62 señala que 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.

- Centrales solares y eólicas

La Potencia Inicial de cada central solar y eólica “i” corresponde al valor resultante de la siguiente comparación:

$$Potencia\ Inicial_i = MIN(FP_{anual} ; FP_{52\ horas})$$

En donde:

- FP_{anual} : Menor factor de planta anual de los últimos 5 años anteriores al año de cálculo.
- $FP_{52\text{ horas}}$: 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.

La normativa indica que se debe utilizar estadísticas de la operación real. A su vez, señala que en caso de no disponer de información estadística suficiente para el cálculo de la Potencia Inicial de las unidades generadoras se utilizará la información correspondiente de unidades generadoras de similar tecnología ubicadas en una misma zona geográfica y con insumo principal de similares características.

- Centrales Minihidro.

La Potencia Inicial de las pequeñas centrales hidroeléctricas se determinará utilizando los mismos criterios y procedimientos aplicados a las centrales hidroeléctricas convencionales.

- Centrales Termosolares, geotérmicas, biomasa, biogás

La Potencia Inicial de las unidades generadoras de fuente geotérmica, termosolares, biomasa y biogás se tratarán aplicando los mismos procedimientos aplicables a las centrales termoeléctricas convencionales. En el caso de centrales termosolares el insumo principal corresponderá al fluido almacenado para el proceso térmico (Norma Técnica).

Potencia Inicial de Unidades Generadoras Hidráulicas

El DS N°62 señala que en sistemas con capacidad instalada de generación hidroeléctrica mayor a 20% (caso del SIC y a contar de 2018 el caso del sistema SIC y SING interconectados como un sistema nacional), la Potencia Inicial de cada unidad generadora hidroeléctrica será determinada de acuerdo a lo siguiente:

- Caudales afluentes a considerar

Se deberá utilizar la estadística de caudales afluentes correspondiente al promedio de los dos años hidrológicos (año hidrológico considera de abril de cada año a marzo del año siguiente) de menor energía afluente de la estadística disponible con anterioridad al año de cálculo para el sistema eléctrico en conjunto, en adelante Caudal Afluente Seco o Condición Hidrológica Seca indistintamente.

Se distingue las centrales hidráulicas según su capacidad de regulación de los caudales afluentes.

- **Potencia Inicial de Centrales hidráulicas sin capacidad de regulación**

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 Seca.

$$Potencia\ Inicial_i = MIN(P_{Max} ; Caudal\ Afluente\ Seco_i \times \beta_i)$$

En donde:

Caudal Afluente Seco_i : Caudal afluente generable medio anual de la central “i” correspondiente al promedio de los dos años hidrológicos de menor energía afluente de la estadística disponible con anterioridad al año de cálculo.

β_i : Rendimiento medio de la central “i” expresado en [MW/(m³/s)]

- **Potencia Inicial de Centrales hidráulicas con capacidad de regulación**

Las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación se clasifican de acuerdo a lo siguiente:

a) Centrales con capacidad de regulación diaria o superior. Central que cuenta con un embalse cuya capacidad máxima y el caudal afluente promedio anual para la condición hidrológica seca le permiten producir su Potencia Máxima al menos 24 horas continuas.

b) Centrales con capacidad de regulación intra diaria. Central que cuenta con un embalse cuya capacidad máxima y el caudal afluente promedio anual para la condición hidrológica seca no le permiten producir su Potencia Máxima al menos de 24 horas continuas.

En caso que, para contar con capacidad de regulación intra diaria para efectos del cálculo de Potencia Inicial, una unidad generadora pueda generar por 5 horas una potencia menor a su Potencia Máxima, su Potencia Máxima será reducida a la menor potencia antes mencionada.

c) Centrales de pasada con capacidad de regulación en serie

Una central hidroeléctrica posee capacidad de regulación en serie, si dicha unidad hace uso de recursos hidroeléctricos de centrales con capacidad de regulación ubicadas aguas arriba.

La Potencia Inicial de las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$Pini = MIN(PMax ; Pini_{reg} + Pini_{no\ reg})$$

Donde:

Pini_{reg} : Componente de Potencia Inicial de Regulación, expresada en MW, que corresponde a la componente regulada de la Potencia Inicial de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación, obtenida a partir de los caudales afluentes que pueda regular. La metodología de cálculo se describe más adelante.

Pini_{no reg} : Componente de Potencia Inicial No Regulada, expresada en unidades de MW, que corresponde 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. La metodología de cálculo para esta componente de caudales no regulados es la misma que se aplica a las centrales hidráulicas sin capacidad de regulación.

La Potencia Inicial de Regulación (*Pini_{reg}*) de las centrales hidroeléctricas que poseen capacidad de regulación, se determina de acuerdo a la siguiente metodología:

a.- Se determina la Energía de Regulación individual de cada central que posea capacidad de regulación, incluidas las centrales con capacidad de regulación en serie, de acuerdo a lo siguiente.

Energía de Regulación de Centrales con capacidad de regulación diaria o superior.

A estas unidades se les reconoce como parte de su energía de regulación, la Energía Inicial, la que corresponde a la energía embalsada al 1 de Abril, promedio de los últimos 20 años.

También, si aguas arriba existe una central con capacidad de regulación diaria o superior, se le reconoce la Energía Inicial de la central aguas arriba (calculada en base a los respectivos rendimientos medios).

$$EReg_i = MIN[Emax_i ; \sum_j \left(Einicial_j \times \frac{\beta_i}{\beta_j} \right) + Einicial_i + Qaflu_i \times \beta_i \times 24 \times 365]$$

En que:

- E_{max_i} : Es la energía máxima anual que puede ser generada por la central "i", limitada por su Potencia Máxima y/o por condiciones establecidas en los convenios de riego respectivos, expresada MWh.
- $E_{inicial_j}$: Es la Energía Inicial de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación diaria o superior "j", que se encuentra aguas arriba de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación diaria o superior "i", expresada en MWh.
- β_i : Rendimiento medio de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación diaria o superior "i", expresado en MW/(m³/s).
- β_j : Rendimiento medio de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación diaria o superior "j", que se encuentra aguas arriba de la central con capacidad de regulación diaria o superior "i", expresado en MW/(m³/s).
- $E_{inicial_j}$: Es la Energía Inicial de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación diaria o superior "i", expresada en MWh.
- Q_{afl_i} : Caudal afluente generable promedio anual para la condición hidrológica seca de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación diaria o superior "i", el cual incorpora todos los caudales aprovechables a partir de las centrales hidroeléctricas ubicadas aguas arriba y sus hoyas intermedias que puede regular, descontando los caudales ecológicos, de riego o filtraciones según corresponda, expresado en unidades de m³/s.

Energía de Regulación de centrales con capacidad de regulación intra diaria

A estas centrales no se les reconoce Energía Inicial asociada a su embalse, sólo se les reconoce su participación en la Energía Inicial de centrales de regulación diaria o superior que se encuentren aguas arriba.

$$EReg_i = MIN[E_{max_i}; \sum_j \left(E_{inicial_j} \times \frac{\beta_i}{\beta_j} \right) + Q_{afl_i} \times \beta_i \times 24 \times 365]$$

En que:

- E_{max_i} : Es la energía máxima anual que puede ser generada por la central "i", limitada por su Potencia Máxima y/o por condiciones establecidas en los convenios de riego respectivos, expresada MWh.
- $E_{inicial_j}$: Es la Energía Inicial de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación diaria o superior "j", que se encuentra aguas arriba de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación intra diaria "i", expresada en MWh.

- β_i : Rendimiento medio de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación intra diaria “i”, expresado en MW/(m³/s).
- β_j : Rendimiento medio de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación diaria o superior “j”, que se encuentra aguas arriba de la central con capacidad de regulación intra diaria “i”, expresado en MW/(m³/s).
- $Qafl_i$: Caudal afluente generable promedio anual para la condición hidrológica seca de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación intra diaria “i”, el cual incorpora todos los caudales aprovechables a partir de las centrales hidroeléctricas ubicadas aguas arriba y sus hoyas intermedias que puede regular, descontando los caudales ecológicos, de riego o filtraciones según corresponda, expresado en unidades de m³/s.

Energía de Regulación de centrales de pasada con capacidad de regulación en serie

$$EReg_i = MIN[Emax_i ; \sum_j \left(Einicial_j \times \frac{\beta_i}{\beta_j} \right) + Qaflu_i \times \beta_i \times 24 \times 365]$$

En que:

- $Emax_i$: Es la energía máxima anual que puede ser generada por la central “i”, limitada por su Potencia Máxima y/o por condiciones establecidas en los convenios de riego respectivos, expresada MWh.
- $Einicial_j$: Es la Energía Inicial de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación diaria o superior “j”, que se encuentra aguas arriba de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación intra diaria “i”, expresada en MWh.
- β_i : Rendimiento medio de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación intra diaria “i”, expresado en MW/(m³/s).
- β_j : Rendimiento medio de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación diaria o superior “j”, que se encuentra aguas arriba de la central con capacidad de regulación intra diaria “i”, expresado en MW/(m³/s).
- $Qafl_i$: Caudal afluente generable promedio anual de la central hidroeléctrica de pasada que posee capacidad de regulación en serie “i”, el cual incorpora todos los caudales aprovechables y que son regulados por las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación diaria o superior o intradiaria ubicadas aguas arriba para la condición hidrológica seca, sin considerar los caudales de su hoyo intermedia, ecológicos, de riego o filtraciones según corresponda, expresado en unidades de m³/s.

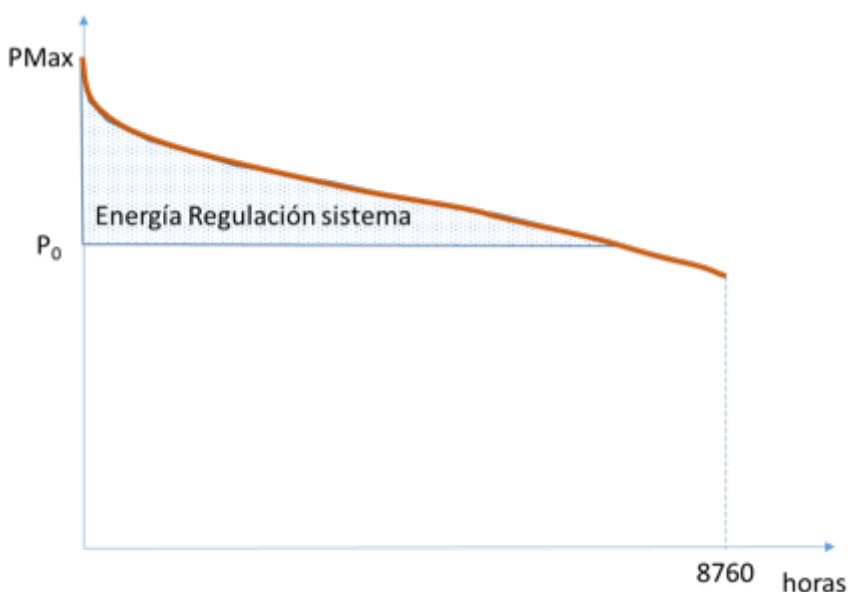
b.- Se calcula la Energía de Regulación del conjunto de las centrales que posean capacidad de regulación, incluidas las centrales con capacidad de regulación en serie, como la suma de las Energías de Regulación individuales de cada una de ellas, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$EReg_{Sistema} = \sum_{i=1}^n EReg_i$$

c.- Se deberá colocar la Energía de Regulación del conjunto de las centrales hidroeléctricas que posean capacidad de regulación, incluidas las centrales con capacidad de regulación en serie, en la curva de duración anual de la demanda preliminar o definitiva, según corresponda.

Para estos efectos, la colocación de la Energía de Regulación del conjunto de unidades generadoras hidroeléctricas señaladas en el inciso anterior, se realizará desde un nivel de demanda tal que el área comprendida entre la parte superior de la curva de duración de la demanda y este nivel sea igual a la Energía de Regulación del conjunto de las unidades generadoras hidroeléctricas.

Figura 6. Curva de duración de la demanda.



d.- A partir de la colocación de la Energía de Regulación del sistema, señalada en el punto anterior, se determina la Potencia Inicial de Regulación del conjunto ($P_{ini_{Conjunto}}$) de dichas centrales como la diferencia entre la

potencia máxima de la curva de duración anual de la demanda y la potencia que delimita el área que contiene dicha Energía de Regulación (ver figura anterior).

$$Pini_{conjunto} = PMax - P_0$$

e.- En los mismos términos que lo indicado en el punto anterior, se deberá comprobar que la Energía de Regulación de cada central hidroeléctrica con capacidad de regulación es suficiente para colocar en la curva de duración anual de la demanda preliminar o definitiva, según corresponda, la Potencia Máxima de la central. En caso que de la colocación de la Energía de Regulación de la central se obtenga una potencia menor a la Potencia Máxima, para efectos del presente Procedimiento, la Potencia Máxima será reducida a la menor potencia antes mencionada.

f.- Para efectos de determinar la Potencia Inicial de Regulación ($Pini_{reg}$) de cada central hidroeléctrica que aporta con Energía de Regulación, se prorrateará la Potencia Inicial de Regulación del conjunto de centrales hidroeléctricas que aportan Energía de Regulación determinada en el punto 4) anterior, en función de la Energía de Regulación individual de cada central, de acuerdo a lo siguiente:

$$Pini_{reg\ i} = EReg_i \times \left[\frac{Pini_{conjunto}}{\sum_{j=1}^n EReg_j} \right]$$

g.- Si como resultado de la prorrata indicada en 6 anterior, la Potencia Inicial de regulación de alguna unidad generadora fuese mayor a su Potencia Máxima, se computará una Potencia Inicial de regulación igual a la Potencia Máxima y el resto de las unidades generadoras aumentarán su Potencia Inicial de manera proporcional.

2.2. REVISIÓN DE LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL

Para efectos de definir los mercados que a analizar se tuvo en consideración los siguientes elementos:

- Deben ser sistemas con participación relevante en su matriz energética de centrales solares y eólicas. Alternativamente, se considera la existencia de metodologías específicas para el tratamiento de centrales solares y eólicas.
- Definan el tratamiento de subsistemas dentro de la red para el cálculo de la remuneración por capacidad.
- Dispongan de metodologías para el cálculo de indisponibilidad de centrales generadoras.

De esta manera, se seleccionó para el análisis cuatro mercados:

- CAISO. En consideración a su alta participación solar y eólica.
- PJM: En consideración a metodologías para el tratamiento de centrales, control de indisponibilidad forzada y tratamiento de subsistemas.
- Canada. Si bien su metodología está en desarrollo, aborda las mismas materias que PJM.
- Colombia. Dispone de metodologías detalladas para el tratamiento solar y eólico y es un mercado de LATAM.

A continuación se desarrolla en análisis de estos mercados con énfasis en las materias indicadas.

2.2.1. Colombia

A.- Mecanismo tarificación Potencia

El sistema de tarificación de electricidad en Colombia incluye un Cargo por Confiabilidad¹, con el objetivo de entregar una señal de largo plazo que promueva la expansión del parque generador, asegurando que los recursos de generación abastezcan la demanda a un precio eficiente y no sólo estén disponibles en condiciones críticas de abastecimiento.

Este cargo es pagado por los usuarios del Sistema Interconectado Nacional (SIN), a través de las tarifas que cobran los comercializadores. Para ello, se registran las “Obligaciones de Energía Firme (OEF)”, que corresponden a un compromiso de los generadores respaldado por activos de generación, capaces de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento. Las OEF se subastan entre los generadores para cubrir la demanda del Sistema. El generador adjudicado recibe una remuneración conocida y estable durante un período dado, a cambio de entregar una determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supera el Precio de Escasez establecido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

Las OEF establecen un vínculo jurídico entre la demanda del Sistema y los generadores. Los contratos pueden durar hasta 20 años, reduciendo el riesgo de inversión para los generadores, a cambio de mantenerse disponibles y cumplir con sus OEF cuando se presenten las condiciones de escasez en el sistema.

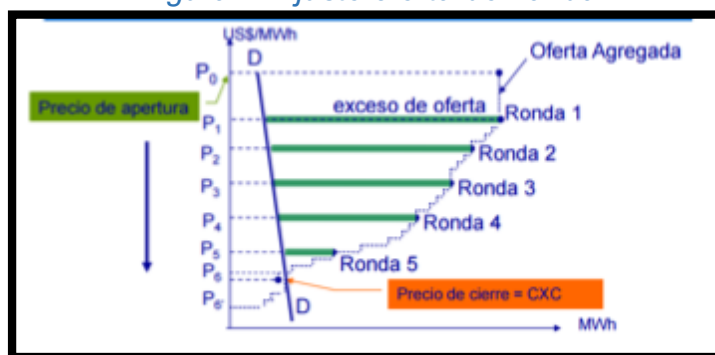
La asignación de las OEF se realiza mediante una subasta dinámica denominada “reloj descendente”, en la que la demanda está compuesta por una función de precio

¹ Fuente: abc Cargo por Confiabilidad.

<http://www.xm.com.co/Promocin%20Primera%20Subasta%20de%20Energia%20Firme/abc2.pdf>

y cantidad de energía determinada por la CREG. En la figura siguiente² se detalla el mecanismo utilizado. Esta subasta se lleva a cabo varios años antes de la vigencia de las OEF a ser asignadas, de modo de permitir la entrada en operación de nuevos proyectos.

Figura 7. Ajuste oferta-demanda.



En la subasta pueden participar los generadores e inversionistas que cumplan con los siguientes requisitos:

- Presentar previamente al administrador de la subasta una garantía que cubra la obligación de entregar las garantías exigidas a quienes resulten adjudicados.
- Entregar las garantías al Promotor de la Subasta para el pago de la Comisión de Éxito.
- Para plantas de generación nuevas o especiales³, deberán aportar certificación de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) de que el proyecto se encuentra registrado al menos en fase 2 y que se ha presentado ante esta entidad el estudio de conexión a la red de transmisión.
- En el caso de plantas hidráulicas, deberán disponer de registros históricos de aportes hidrológicos de al menos 20 años.
- Para plantas o unidades de generación termoeléctrica, deberán aportar copia de las licencias ambientales

El mecanismo considera los siguientes incentivos para los nuevos inversionistas respecto de los generadores existentes:

² Fuente:

http://www.ariae.org/download/reuniones/XVI_Reunion_ARIAE_2012/Javier%20D%C3%ADaz.%20Presentacion%20CXC,ARIAE%202012.pdf

³ Se consideran Plantas y/o Unidades de Generación Especiales las que se encuentran en proceso de construcción o instalación a la fecha de ejecución de la Subasta, y las instaladas que vayan a ser repotenciadas siempre y cuando el incremento de energía firme asociado a esta repotenciación sea superior a un valor determinado por el regulador. Los propietarios de plantas o unidades de generación especiales pueden optar por OEF hasta por 10 años.

- Precio de cierre de la subasta, dado que para los generadores existentes se encuentra acotado a una franja alrededor del precio actual.
- Pueden retirarse de la subasta cuando lo deseen, mientras que los existentes sólo pueden hacerlo cuando el precio ha llegado a un determinado nivel
- Período de oferta, hasta por 20 años. Para los generadores existentes 1 año, pudiendo alcanzar hasta 5 años para las centrales con obras⁴.

El Cargo por Confiabilidad se aplica desde diciembre 2006. La primera asignación mediante subastas se realizó en mayo de 2008 para las OEF con vigencia a partir de diciembre de 2012.

Adicionalmente, el modelo colombiano incluye los Anillos de Seguridad, que son un conjunto de mecanismos orientados a facilitar el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme. Estos mecanismos son⁵:

- *El Mercado Secundario de Energía Firme*, permitiéndoles a los generadores que determinen que su energía no es suficiente para cumplir sus OEF, negociar con otros generadores que tengan Energía de Referencia para el Mercado Secundario, el respaldo de sus compromisos a través de Contratos de Respaldo.
- *Las Subastas de Reconfiguración*, que permiten realizar el ajuste por variaciones en la proyección de la demanda. Se utiliza un mecanismo de sobre cerrado.
- *La Demanda Desconectable Voluntariamente*, por medio de la que un generador que anticipe que su energía no es suficiente para cumplir con sus OEF, podrá negociar con los usuarios, por medio de sus comercializadores, la reducción voluntaria de la demanda de energía.
- *La Generación de Última Instancia*, en caso de que un generador que anticipe que su energía no es suficiente para cumplir con sus OEF, negociará el suministro de esta energía con el propietario o el representante comercial de un Activo de Generación de Última Instancia (que no participa en las subastas de Energía Firme).

B. Determinación Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC)

Su determinación depende del tipo de central, distinguiéndose los siguientes:

⁴ Para ser calificado como planta existente con obras, se requiere cumplir con las siguientes condiciones:

- Si la ENFICC es menor o igual a 2 TWh/año, el incremento de ENFICC debe estar entre el 20% y 40% de la misma.
- Si la ENFICC es mayor a 2 TWh/año, el incremento de ENFICC debe estar entre 0,4 y 0,8 TWh/año.

⁵ Fuente: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2006-Creg071-2006>

- Centrales Hidráulicas⁶:

Se calcula utilizando un modelo computacional denominado HIDENFICC, que maximiza la energía mínima que puede entregar mes a mes una planta hidráulica en condiciones de bajos caudales. El modelo incorpora los siguientes parámetros técnicos:

- Historia de los aportes hídricos mensuales promedio que la planta utiliza para su generación.
- Interacción de la planta con aportes, vertimientos y restricción en los sistemas de conducción
- Características de las plantas: eficiencia media, generación mínima y generación máxima.
- Embalses: i) nivel mínimo, ii) nivel máximo y iii) otros usos del agua como acueducto y riego y restricciones ambientales.
- Índice de indisponibilidad histórica por salidas forzadas de la planta (IHF).
- Restricciones de flujo.

La mínima ENFICC que puede declarar un agente se denomina ENFICC Base y corresponde a la energía mínima obtenida del modelo de maximización. La máxima ENFICC que puede declararse para participar en la subasta corresponde a la ENFICC con un 95% PSS15, es decir, el nivel de energía que la planta hidráulica puede generar con una probabilidad del 95%. Si el agente opta por declarar una ENFICC superior a la ENFICC Base para participar en la subasta, sin exceder la correspondiente al 95% PSS, debe respaldar esta diferencia con una garantía.

- Centrales Térmicas⁷:

Se calcula empleando la capacidad de generación de la planta, la disponibilidad de combustibles, el número de horas del año y un índice que incorpora las restricciones a la generación máxima de la planta: la indisponibilidad histórica por salidas forzadas y las restricciones en el suministro y transporte del gas natural, cuando éste es el combustible seleccionado por el generador.

- Centrales eólicas⁸

Se distinguen los siguientes casos:

⁶ Fuente: http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/enficc/plantas_hidraulicas.htm

⁷ Fuente: http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/enficc/plantas_termicas.htm

⁸ Fuente: Resolución CREG 061/2015

- *Plantas Eólicas sin información de vientos*, definidas como las que disponen de una serie histórica de menos de 10 años, medida en el sitio de la planta, con registros cada 10 minutos. En este caso se aplica la siguiente fórmula:

$$\text{ENFICC BASE (kWh/día)} = 24 \cdot 1000 \cdot 0.060 \cdot \text{CEN}$$

$$\text{ENFICC 95\% PSS (kWh/día)} = 24 \cdot 1000 \cdot 0.073 \cdot \text{CEN}$$

Donde:

CEN= Capacidad Efectiva Neta (MW)

No obstante lo anterior, en caso de no contar con las suficientes medidas de velocidad de viento en el sitio de la planta, para calificar como “*Planta eólica con información de vientos*”, el agente deberá presentar un dictamen técnico para desarrollar una estimación de las series históricas, partiendo de mediciones en el sitio de la planta y de series de velocidades de viento históricas conocidas de otros puntos de medición certificados por el IDEAM. Las series estimadas deberán tener características estadísticas equivalentes, con un nivel de confianza superior al 95%, respecto a las mediciones de velocidades de viento en el sitio de la planta.

- *Plantas Eólicas con información de vientos*, se aplica la siguiente metodología:

- A partir de la curva de diseño de potencia v/s velocidad de viento (v) de cada aerogenerador que conforme una planta de generación eólica, se realiza un ajuste a un polinomio de la forma $a \cdot v^3 + b \cdot v^2 + c \cdot v + d$, donde los parámetros a, b, c y d resultan de aplicar el proceso de ajuste de mínimos cuadrados, en el rango de operación de la curva de diseño (entre las velocidades del viento mínima y máxima).

Los factores de conversión a, b, c y d y el rango de operación deben ser verificados por un dictamen técnico.

- Cálculo de la energía de cada mes, E_M en kWh/día, a partir de las energías cada 10 minutos, según la siguiente fórmula:

$$E_M [\text{kWh/día}] = \min \left\{ \frac{\sum_{10m\Omega M} \frac{1}{6} \times (a \cdot v^3 + b \cdot v^2 + c \cdot v + d)}{\# \text{ díasmes}}, 24 \cdot 1000 \cdot \text{CEN} \cdot (1 - \text{IHF}) \right\}$$

Donde:

V : Velocidad del viento para cada 10 minutos (m/seg)
IHF : Indisponibilidad Histórica Forzada
CEN : Capacidad Efectiva Neta (MW)
10mΩM: Todos los datos de velocidades de viento de cada 10 minutos asociadas al mes M.

En el cálculo de la energía se deben descontar las pérdidas según la configuración de una planta de generación eólica. Este procedimiento debe ser verificado por un dictamen técnico.

Para el IHF se utiliza el mismo procedimiento que para las centrales hidráulicas.

- Para cada año de la serie del punto anterior, se obtiene el valor mínimo mensual. Con los valores resultantes se construye una curva de distribución de probabilidad, ordenando los resultados de menor a mayor. El menor valor es el de 100% de probabilidad de ser superado (PSS) y el mayor valor corresponde al 0% de PSS.
- Se calcula la ENFICC para la planta:
 - ENFICC BASE: Generación de la planta en la condición del 100% de PSS.
 - ENFICC 95% PSS: Corresponde a la generación que es capaz de entregar la planta en la condición del 95% PSS de la curva de distribución de probabilidades.
- Cada generador puede declarar una ENFICC superior a la ENFICC BASE e inferior a la ENFICC 95% PSS, siempre que respalde la diferencia entre la ENFICC declarada y la ENFICC Base con una garantía o contratos de energía firme de otro generador.
- Si el generador declara una ENFICC superior a la asociada al 95% PSS, se utilizará la ENFICC Base.

El Consejo Nacional de la Operación (CNO) realizó una propuesta⁹ de mejoras al mecanismo anterior, argumentando que éste registra las siguientes falencias:

⁹ Fuente: Documento CREG-152, 2016.

- La expresión polinómica ignora la dependencia de la potencia de una planta eólica respecto de dirección del viento y densidad del aire.
- Falta considerar pérdidas por estela y eléctricas.
- Para un período de 10 años es muy probable que ningún promotor cuente con series de datos de calidad suficiente por ese período.
- Definir el papel del IDEAM como organismo certificador.
- Aceptar series procedentes de organismos internacionales reconocidos que son utilizados en la industria eólica.
- El método de polinomio, es una aproximación válida para representar la curva de potencia individual de un aerogenerador y podría introducir grandes errores en la producción total de la planta.

A partir de lo anterior, CREG se encuentra sometiendo a consulta pública la resolución 242/2016, que incluye las siguientes modificaciones al procedimiento vigente:

- ***Estimación de la energía de cada mes E_M*** , a partir de la *Función de Conversión*, que permite obtener energías netas mensuales a partir de velocidades de viento promedio mensuales, para lo que se requiere disponer de la siguiente información:
 - Medidas en sitio de velocidad cada 10 minutos, dirección de viento y temperatura para un período mínimo de 12 meses continuos.
 - Ubicación de cada aerogenerador.
 - De otras plantas ubicadas en un radio menor o igual a 5 km en la dirección predominante del viento.
 - Orografía de terreno, rugosidad del terreno, altura del buje, densidad del aire, curva de potencia del aerogenerador.
 - Pérdidas por estela y eléctricas.
 - Disponibilidad de la planta o parque.
 - Otra que se considere relevante para la definición del modelamiento energético.

A partir de lo anterior, el CNO definirá mediante Acuerdo las diferentes variables a considerar y la calidad de las mediciones para hacer el modelamiento energético de la planta o parque haciendo uso de los modelos numéricos o software especializado estándares de la industria eólica.

Con los resultados del modelamiento energético se construye la “Función de Conversión”, que permite obtener energía neta mensual

a partir de velocidades de viento promedio mensual para todo el rango de operación de las velocidades de viento en el parque.

- **Serie de velocidad de viento.** En caso de no contar con las suficientes medidas de velocidades de viento en el sitio de la planta, se puede utilizar un procedimiento de extrapolación para obtener la serie de datos históricos de 10 años. Dicho procedimiento debe cumplir con lo siguiente:
 - Se puede utilizar información de las estaciones en el área del proyecto, así como la información disponible para el área de análisis en entidades reconocidas a nivel nacional e internacional, cuya lista será informada por el CNO.
 - No se acepta una correlación r^2 menor a 0,85 entre la información medida en la estación y la información secundaria utilizada para la generación de la serie mensual de vientos.
- **Cálculo de E_M ,** con la siguiente fórmula:

$$E_M = \text{mín}\{EFC_M, 24 \times 1000 \times CEN \times (1 - IHF)\}$$

Donde:

EFC_M : Energía del mes M, calculada con la función de conversión (kWh/día)

IHF : Indisponibilidad Histórica Forzada (similar hidráulica)

CEN : Capacidad Efectiva Neta (MW)

A continuación, se aplican las mismas etapas restantes del procedimiento vigente.

- Centrales solares¹⁰

La metodología detallada a continuación aplica para las centrales que produzcan energía eléctrica con paneles solares fotovoltaicos, que tengan información de irradiación horizontal y temperatura ambiente a nivel horario para un período de al menos 10 años. Para calcular la ENFICC se realizan los siguientes pasos:

¹⁰ Fuente: Resolución CREG 243/2016

- Estimar la energía generada mensual, según la siguiente ecuación:

$$EN_{m,j} [kWh / mes] = \frac{1}{I_{STC}} \times K_c \times K_{inc} \times V_{m,j}(TA_{m,j}) \times GHI_{m,j} \times (1 - IHF) \times POT_{dc}$$

Donde:

$EN_{m,t}$: Energía generada en el mes m del año t, en kWh/mes

I_{STC} : Irradiancia en condiciones constantes, igual a $1kW/m^2$

K_c : Constante por pérdidas de un sistema solar fotovoltaico, igual a 0,9139.

K_{inc} : Constante de inclinación a elegir de acuerdo con el tipo de tecnología de estructura de soporte.

$V_{m,j}(TA_{m,j})$: Valor por pérdidas debidas a temperatura ambiente según el tipo de módulo fotovoltaico utilizado para el mes m del año t.

$TA_{m,j}$: Promedio de temperatura ambiente para cada mes m del año t, en °C.

$GHI_{m,t}$: Irradiación horizontal agregada en el mes m del año t ($kWh\text{-}mes/m^2$)

IHF : Indisponibilidad Histórica Forzada

Pot_{dc} : Potencia del conjunto de módulos fotovoltaicos (kW pico)

Para el cálculo de la energía generada mensual, sólo se considerarán los datos de irradiación horizontal y de temperatura ambiente para aquellas horas del día en las cuales se tengan datos de irradiación horizontal diferentes a cero.

En la siguiente tabla se muestran los valores de la constante de inclinación K_{inc} :

Tabla 2: Constante de inclinación según tecnología

Tecnología de estructura de soporte	K_{inc}
Estructura fija orientada al SUR e inclinada en su grado óptimo.	0,9620
Estructura de seguidor a un eje horizontal Norte-Sur y rotación Este- Oeste con retro seguimiento.	1,1861
Estructura de seguidor a un eje inclinado Norte-Sur y rotación Este- Oeste con retro seguimiento.	1,1958
Estructura de seguidor a dos ejes sin retro seguimiento.	1,2530

Las pérdidas a temperatura ambiente $V_{m,j}(TA_{m,j})$, se determinan con la siguiente ecuación y parámetros indicados en la tabla:

$$V_{m,j}(TA_{m,j}) = 1 - (a \cdot TA_{m,j}^3 + b \cdot TA_{m,j}^2 + c \cdot TA_{m,j} + d)$$

Tabla 3: Parámetros ecuación de rendimiento

Tipo módulo y estructura	a	b	c	d
Fija - cSi	3,80E-05	-0,0024	0,05224	-0,3121
Fija - TF	2,60E-05	-0,0017	0,0373	-0,2126
1Eje - cSi Plano	1,10E-05	-0,0007	0,0185	-0,1157
1Eje - cSi Inclinado	1,10E-05	-0,0007	0,0185	-0,1157
1Eje - TF Plano	-1,30E-05	0,0007	-0,0092	0,0501
1Eje - TF Inclinado	-1,30E-05	0,00074	-0,0092	0,05011
2Ejes - cSi	3,70E-06	-0,0002	0,01032	-0,0615

El cálculo de IHF se realiza del mismo modo que para las centrales hidráulicas.

- Se calcula la energía generada diaria E_n (kWh/día), dividiendo la energía mensual por el número de días del mes.
- Con los valores de E_n para toda la serie histórica, determinados en el punto anterior, se construye una curva de distribución de probabilidad ordenando los resultados de menor a mayor. El menor valor es el de 100% de probabilidad de ser superado (PSS) y el mayor valor corresponde al 0% de PSS.
- Se calcula la ENFICC para la planta:
 - ENFICC BASE: Generación de la planta en la condición del 100% de PSS.
 - ENFICC 95% PSS: Corresponde a la generación que es capaz de entregar la planta en la condición del 95% PSS de la curva de distribución de probabilidades.

La ENFICC calculada previamente se multiplica por el factor $K_{med,t}$, que corresponde al factor por uso de medidas reales de irradiación y degradación en el sitio o fuera del sitio de ubicación de la planta, según la siguiente tabla:

Tabla 4: Factor de uso de medidas reales

Años t	$K_{med,t}$ sin datos en sitio	$K_{med,t}$ con datos en sitio
$t=1$	0.8737	0.8899
$t=2$	0.8584	0.8744
$t=3$	0.8540	0.8699
$t=4$	0.8496	0.8654
$t=5$	0.8453	0.8610
$t=6$	0.8409	0.8565
$t=7$	0.8365	0.8521
$t=8$	0.8322	0.8476
$t=9$	0.8278	0.8432
$t=10$	0.8234	0.8387
$t=11$	0.8191	0.8343
$t=12$	0.8147	0.8298
$t=13$	0.8103	0.8254
$t=14$	0.8059	0.8210
$t=15$	0.8016	0.8165
$t=16$	0.7972	0.8121
$t=17$	0.7928	0.8076
$t=18$	0.7885	0.8032
$t=19$	0.7841	0.7987
$t=20$	0.7798	0.7943

Si el generador realiza una renovación total de los módulos fotovoltaicos, puede reiniciar con el factor correspondiente a $t=1$, después de haber realizado una auditoría que lo certifique.

- Cada generador puede declarar una ENFICC superior a la ENFICC BASE e inferior a la ENFICC 95% PSS, siempre que respalde la diferencia entre la ENFICC declarada y la ENFICC Base con una garantía o contratos de energía firme de otro generador.
- Si el generador declara una ENFICC superior a la asociada al 95% PSS, se utilizará la ENFICC Base.

- Centrales geotérmicas¹¹

En este caso, se estima la energía generada según la siguiente ecuación:

$$ENG[kWh] = PONED \times FREC \times (1 - IHF)$$

$$PONED = (\alpha) \cdot TR^2 + (\omega) \cdot TA^2 + (\varphi) \cdot TR \cdot TA + (\delta) \cdot TR + (\beta) \cdot TA + \gamma$$

Donde:

PONED : Potencia neta específica de diseño (kWh/kg/s)

FREC : Flujo del recurso geotérmico (kg/s)

¹¹ Fuente: Resolución CREG 132 de 2014

IHF : Indisponibilidad Histórica Forzada
 TR : Temperatura del recurso geotérmico en el reservorio (°C)
 TA : Temperatura ambiente (°C)

Tabla 5: Parámetros para generación geotérmica

Tipo de planta geotérmica/TR	α	ω	φ	δ	β	γ
Binaria 90°C<TR<170°C	0.0034	-0.0025	-0.0094	-0.2	0.8	-2.2
Flash 140°C<TR<=180°C	-0.0028	-0.00085	-0.0041	1.7	0.13	-174.4
Flash 180°C<TR<=240°C	0.0021	-0.00022	-0.0051	0.011	0.3	-27.8
Flash 240°C<TR<=300°C	0.0025	0.0033	-0.0065	-0.084	0.5	-27.8

Adicionalmente, se debe:

- Disponer de una serie histórica horaria de Temperatura Ambiente de al menos 10 años, medida en el sitio de la planta.
- Declarar TR y FREC como parámetros de diseño.
- IHF se calcula del mismo modo que las plantas térmicas.

A continuación, se realizan las siguientes etapas:

- Se obtiene una serie mensual de ENG agregando la ENG horaria de la serie histórica.
- Para cada uno de los meses se obtiene el promedio diario del mes.
- Para cada año de la serie histórica se calcula el mínimo valor de la ENG mensual en kWh/día.
- Se calcula la ENFICC para la planta:
 - ENFICC BASE: Generación de la planta en la condición del 100% de PSS.

- ENFICC 95% PSS: Corresponde a la generación que es capaz de entregar la planta en la condición del 95% PSS de la curva de distribución de probabilidades.
- Cada generador puede declarar una ENFICC superior a la ENFICC BASE e inferior a la ENFICC 95% PSS, siempre que respalde la diferencia entre la ENFICC declarada y la ENFICC Base con una garantía o contratos de energía firme de otro generador.
- Si el generador declara una ENFICC superior a la asociada al 95% PSS, se utilizará la ENFICC Base.

- Centrales no despachadas centralmente¹²

En este caso, para el cálculo de la ENFICC se distingue según el tamaño de la planta:

- Capacidad menor a 5 MW, depende fundamentalmente de la capacidad efectiva neta y de la disponibilidad de la planta. Si los representantes de las centrales no declaran la disponibilidad, CREG asume un 35%.
- Capacidad entre 5 y 20 MW, rige la misma metodología que para las centrales despachadas centralmente.

En caso de que tengan contratos de venta de energía, deberán producir diariamente la ENFICC declarada, siempre que al menos durante una de las horas del día de despacho el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez.

C. Ajuste ENFICC a demanda real del Sistema¹³

Para determinar la obligación horaria de energía firme asociada a cada generador se realiza el siguiente procedimiento:

- Se calcula su *obligación mensual de energía firme* (OMEF), ajustando su ENFICC según el cociente entre la demanda objetivo del mes y la demanda objetivo para el primer año de vigencia de la OEF.
- Se determina su *obligación diaria de energía firme* (ODEF), ajustando su OMEF según el cociente entre la demanda real del día y la demanda real mensual. Se distinguen 3 tipos de días: Ordinarios, Sábados y Domingos-Festivos.

¹² Modificada por Resolución CREG 239 de 2015

¹³ Fuente: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2006-Creg071-2006>

- Se ajusta su ODEF según la demanda diaria del sistema:
 - Si la demanda diaria¹⁴ del sistema más la demanda desconectable diaria, la reducción de demanda RDV y el programa de racionamiento diario, es menor o igual al total de las ODEF contratadas, la ODEF de cada agente es igual a su participación en la Demanda Real Diaria (ODEFA), determinada como el producto de su obligación diaria por el factor de ajuste FA:

$$FA = \frac{DC_{d,m} + DDVV_{d,m} + RDV_{d,m} + PGR_{d,m}}{\sum_j ODEF_{j,d,m}}$$

Donde:

$DC_{d,m}$: Demanda Total Doméstica del día d del mes m.
 $DDVV_{d,m}$: Demanda desconectable voluntaria verificable en el día d del mes m.
 $RDV_{d,m}$: RD verificada en el día d del mes m.
 $PGR_{d,m}$: Programa de racionamiento verificado en el día d del mes m.
 $ODEF_{j,d,m}$: Obligación Diaria de Energía Firme del agente generador j en el día d del mes m. Para todos los recursos no despachados centralmente se considera $ODEF = ENFICC$ declarada y verificada.
 $ODEFA_{j,d,m}$: Obligación Diaria de Energía Firme Ajustada del agente generador j en el día d del mes m.

- Si la demanda diaria del sistema más la demanda desconectable diaria, la reducción de demanda RDV y el programa de racionamiento diario es mayor al total de las ODEF contratadas, $ODEFA = ODEF$.
- Para cada uno de los generadores, se calcula la Desviación Diaria de la Obligación de Energía Firme (DDOEF), de acuerdo con la siguiente expresión:

$$DDOEF_{j,d,m} = GID_{j,d,m} - ODEFA_{j,d,m}$$

Donde:

$DDOEF_{j,d,m}$: Desviación Diaria de la Obligación de Energía Firme del generador j en el día d del mes m.

¹⁴ Modificada por Resolución CREG 239 de 2015

$GID_{j,d,m}$: Generación Ideal para el día de operación d, del generador j en el mes m, considerando los Contratos de Respaldo de compra o de venta o cualquier otro Anillo de Seguridad adquiridos por el generador j y que hayan sido despachados.

$ODEFA_{j,d,m}$: Obligación Diaria de Energía Firme Ajustada del generador j en el día d del mes m.

Para las importaciones TIE, el valor de ODEFA es igual a cero.

- Para los casos en los que la variable DDOEF es mayor que cero, la Obligación de Energía Firme Horaria se determinará como:

$$OHEF_{j,h,d,m} = GID_{j,h,d,m} * \left(\frac{ODEFA_{j,d,m} + VC_{j,d,m} - CC_{j,d,m}}{GID_{j,d,m}} \right)$$

Para cada una de las horas en las cuales el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez, el ASIC determinará el valor de las desviaciones positivas horarias de las Obligaciones de Energía Firme para cada uno de los agentes generadores (incluidas las importaciones TIE), de acuerdo con la siguiente expresión:

$$DHOEF_{j,h,d,m} = (GID_{j,h,d,m} - OHEF_{j,h,d,m}) * (PB_{h,d,m} - PE_m)$$

Dónde:

$DHOEF_{j,h,d,m}$: Desviación Horaria de la Obligación de Energía Firme para el agente generador j, en la hora h del día d del mes m.

$GID_{j,d,m}$: Generación Ideal para el agente generador j, en el día d del mes m.

$GID_{j,h,d,m}$: Generación Ideal para el agente generador j, en la hora h del día d del mes m.

$OHEF_{j,h,d,m}$: Obligación Horaria de Energía Firme del agente generador j, en la hora h del día d del mes m.

$VC_{j,d,m}$: Ventas en Contratos de Respaldo o energía de la Declaración de Respaldo del agente generador j en el día d del mes m, que hayan sido despachadas.

$CC_{j,d,m}$: Compras en Contratos de Respaldo o energía de la Declaración de Respaldo del agente generador j en el día d del mes m, que hayan sido despachadas.

$PB_{h,d,m}$: Precio de Bolsa para la hora h del día d del mes m.

PE_m : Precio de Escasez del mes m.

- Para cada hora, el ASIC calculará la siguiente expresión:

$$DG_{h,d,m} = \left(\sum_{j \in c} (GI_{j,h,d,m} - OHEF_{j,h,d,m}) - ETIE_{h,d,m} \right) * (PB_{h,d,m} - PE_m)$$

Donde:

c : subconjunto de generadores (incluye importaciones TIE) para los cuales la variable DDOEF es mayor que cero (0).

h : subconjunto de horas para las cuales el Precio de Bolsa es mayor que el Precio de Escasez durante del día d del mes m .

$ETIE_{h,d,m}$: Magnitud de las exportaciones TIE para la hora h , del día d del mes m .

- Si la variable $DG_{h,d,m}$ es menor o igual a cero: El valor absoluto de la variable $DG_{h,d,m}$ será asignado a prorrata de la $GI_{j,h,d,m}$ de los recursos despachados centralmente, incrementando las cuentas a favor de cada agente generador sin incluir las importaciones TIE.

El valor de $DHOEF_{j,h,d,m}$ será asignado a cada agente generador incrementando las cuentas a favor del mismo sin incluir las importaciones TIE.

Para las importaciones TIE, la liquidación se realizará de conformidad con la regulación vigente para estas transacciones.

- Si la variable $DG_{h,d,m}$ es mayor que cero: El valor resultante de multiplicar $ETIE_{h,d,m}$ por la diferencia entre el precio de bolsa horario y el precio de escasez, será asignado a prorrata del valor de $DHOEF_{j,h,d,m}$, incrementando las cuentas a favor de cada agente generador, sin incluir las importaciones TIE. Se calcula la demanda no cubierta con Obligaciones de Energía Firme de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$DNC_{d,m} = DC_{d,m} - \sum_j ODEFA_{j,d,m}$$

Donde $DNC_{d,m}$ es la demanda no cubierta en el día d del mes m . El valor de la variable $DG_{h,d,m}$ será asignado como un valor a cargo en proporción al valor absoluto de la variable DDOEF de los agentes generadores para los cuales esta variable es menor que cero y de la demanda no cubierta con obligaciones de energía firme.

Para el caso en que $DNC_{d,m} > 0$, el valor a cargo de la demanda no cubierta resultante de aplicar la proporción, se asigna a los agentes a prorrata de sus compras en bolsa de la hora h .

Los dineros recaudados son asignados a cada agente generador incrementando las cuentas a favor del mismo, a prorrata del valor de $DHOEF_{i,h,d,m}$, sin incluir las importaciones TIE

Para las importaciones TIE, la liquidación se realiza de conformidad con la regulación vigente para estas transacciones

D. Índice de Indisponibilidad Histórica por Salidas Forzadas (IHF)

Se utiliza para el cálculo de la ENFICC de las centrales con despacho centralizado y considera la indisponibilidad observada de cada activo de generación sin incluir aquellos eventos que no están bajo el control del agente, tales como fallas en el sistema de Transmisión Nacional o Regional y racionamiento de gas natural declarados por el Ministerio de Minas y Energía.

En caso de que un generador desee mejorar su IHF, puede informarlo a la CREG en los plazos que ella defina, adjuntando el cronograma del proyecto que respalda la mejora anunciada y una garantía que cubra el diferencial de ENFICC asociado al cambio en el IHF.

Los IHF¹⁵ se determinan con la siguiente fórmula:

$$IHF = \frac{HI + HD}{HI + HO}$$

Donde:

HI: Horas de indisponibilidad forzada sin considerar horas de mantenimiento programado.

HO: Horas de operación o en línea.

HD: Horas equivalentes de indisponibilidad por estado degradado, sin considerar mantenimientos programados, calculadas como:

$$HD = \sum_{i=1}^{HO} \frac{CEN - CD_i}{CEN} * H$$

¹⁵ Fuente: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2006-Creg071-2006>

En donde:

CEN: Capacidad efectiva neta de la unidad o planta

CDi: Capacidad disponible durante la hora i

H: Constante de conversión de unidades (1 hora)

De las variables HI y HD se pueden descontar las horas de mantenimiento programado, siempre y cuando haya sido respaldado con Declaraciones de Respaldo o con Contratos de Respaldo, durante el tiempo de ejecución de este mantenimiento, y el respaldo se haya registrado previamente ante la autoridad.

El IHF de las Plantas y/o Unidades de Generación con Información de Operación Insuficiente, es decir que suma de las horas de operación y de indisponibilidad no superan el 20% de las horas de los últimos 3 años de operación, se calcula con la información correspondiente a las estaciones de verano de dichos 3 años. En el caso de existir información insuficiente, se considera las estaciones de verano ya que corresponden al período crítico de demanda máxima.

En el caso de las Unidades de Generación con Información Reciente, es decir que tengan menos de treinta y seis (36) meses de operación con la misma configuración con la que se está evaluando el IHF, éste índice se calculará utilizando la siguiente tabla¹⁶ en el procedimiento descrito a continuación:

Tabla 6: Cálculo IHF

Tipo de Tecnología	1er. Año (1ª.columna)	2º Año (2ª Columna)	3er. Año (3ª Columna)
Gas y Combustibles Líquidos	0.2	El menor valor entre 0.15 y el índice histórico del primer año completo de operación	El índice histórico del segundo año completo de operación
Carbón y otros combustibles no incluidos en los casos anteriores	0.3	El menor valor entre 0.2 y el índice histórico del primer año completo de operación	El índice histórico del segundo año completo de operación
Hidráulicas	0.15	El menor valor entre 0.1 y el índice histórico del primer año completo de operación	El índice histórico del segundo año completo de operación

- I. Si una unidad aún no ha entrado en operación pero se considera en el horizonte de análisis, o se encuentra en operación desde hace menos de doce (12) meses, se utilizarán los siguientes IHF:

¹⁶ Fuente: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2006-Creg071-2006>

- Para el primer año de operación de la unidad, el valor que aparece en la primera columna;
 - Para el segundo año de operación de la unidad en adelante, los valores de 0.15 para unidades térmicas a gas y combustibles líquidos, 0.2 para unidades térmicas a carbón y otros combustibles no contemplados en los casos anteriores y 0.1 para unidades hidráulicas.
- II. Si una unidad es calificada como especial o nueva, se utilizarán los siguientes IHF:
- Para el primer año de operación de la unidad, el valor que aparece en la primera columna de la tabla anterior;
 - Para el segundo año de operación de la unidad en adelante, el valor será de 0.05.
- Cuando la unidad entre en operación, el IHF se actualizará de acuerdo con la tabla según se cumplan los años de operación.
- III. Para el cálculo de la ENFICC, el generador podrá declarar un IHF menor, y superior a 0.05, siempre y cuando aporte las garantías correspondientes a la diferencia de la ENFICC entre su declaración y la que resultaría de considerar el IHF calculado con base en la información histórica.
- IV. Si una unidad se encuentra en operación desde hace más de doce (12) meses, pero su operación no ha completado veinticuatro (24) meses, se utilizarán para todo el horizonte, desde la entrada en operación de la unidad, los índices resultantes de la segunda columna.
- V. Si una unidad se encuentra en operación desde hace más de veinticuatro (24) meses, pero su operación no ha completado treinta y seis (36) meses, y tiene información suficiente, se utilizarán para todo el horizonte, desde la entrada en operación de la unidad, los índices resultantes de la tercera columna.
- VI. Si una unidad se encuentra en operación desde hace más de veinticuatro (24) meses, pero su operación no ha completado treinta y seis (36) meses y tiene información insuficiente, el índice se calculará con la información correspondiente a las estaciones de verano involucradas en el período considerado.

En el cálculo de los IHF para todo tipo de plantas y/o unidades de generación, no se incluirán:

- Los eventos relacionados con el Sistema de Transmisión Nacional (STN) y/o Sistema de Transmisión Regional (STR) que afecten el índice.
- Los eventos resultantes de una declaración de racionamiento programado por parte del Ministerio de Minas y Energía en los términos del Decreto 880 de 2007, o aquel que lo modifique o sustituya, en virtud del cual se señalan los sectores de consumo más prioritarios.

Para efectos de excluir del cálculo de los IHF los eventos relacionados con la declaración de racionamiento programado, el generador debe cumplir con las siguientes disposiciones:

- i. Tener celebrados contratos firmes de suministro y transporte de gas natural.
 - ii. En la respectiva hora no tener previamente programados mantenimientos.
 - iii. Destinar el gas contratado al sector prioritario definido por el Ministerio de Minas y Energía.
 - iv. Para este efecto el transportador y el productor de gas reportarán al CND y al ASIC, inmediatamente termine el ciclo de nominación vigente en gas, la cantidad de energía nominada por cada generador térmico a gas con destino al sector prioritario definido por el Ministerio de Minas y Energía.
- En el cálculo del IHF de las plantas o unidades de generación térmica a gas natural que declaren, para el Período de Vigencia de la Obligación, la operación continua con un combustible diferente a gas natural, o la infraestructura y el combustible alternativo para respaldar la operación con gas natural, se excluirán los siguientes eventos:
 - i. Los relacionados con el STN y/o STR que afecten el índice, y
 - ii. Los relacionados con indisponibilidad de gas natural.

Para tal efecto, el generador deberá suscribir una garantía que cubra el diferencial de energía asociado al cambio en el IHF.

Para las centrales solares fotovoltaicas y eólicas aplica el mismo procedimiento que para las plantas hidráulicas.

2.2.2. PJM

A. Modelo tarificación Potencia¹⁷

PJM opera en los estados de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y en el Distrito de Columbia. Su mercado de capacidad está diseñado para asegurar la disponibilidad necesaria de los recursos para asegurar la confiabilidad de la red, entregando una señal de precio de largo plazo a todos los actores, consistente con los planes de expansión del sistema de transmisión. Para ello, se utilizan las siguientes alternativas:

- *Reliability Pricing Model* (RPM), cuyo objetivo es alinear los precios por capacidad con los requerimientos de confiabilidad del sistema y proveer información transparente a todos los participantes del mercado con la suficiente antelación para responder adecuadamente. Incluye los siguientes aspectos:
 - Precios de capacidad locales, para reconocer y cuantificar el valor local de la capacidad.
 - Mecanismo para los requerimientos de recursos variables, que ajusta el precio según el nivel de recursos entregados.
 - Compromisos futuros de suministro de generación, demanda, eficiencia energética, mejoras del sistema de transmisión en una estructura de subastas múltiples.
 - Mecanismo de barrera de confiabilidad, para asegurar que se dispone de suficiente generación, transmisión y respuesta de la demanda para preservar la confiabilidad del sistema.

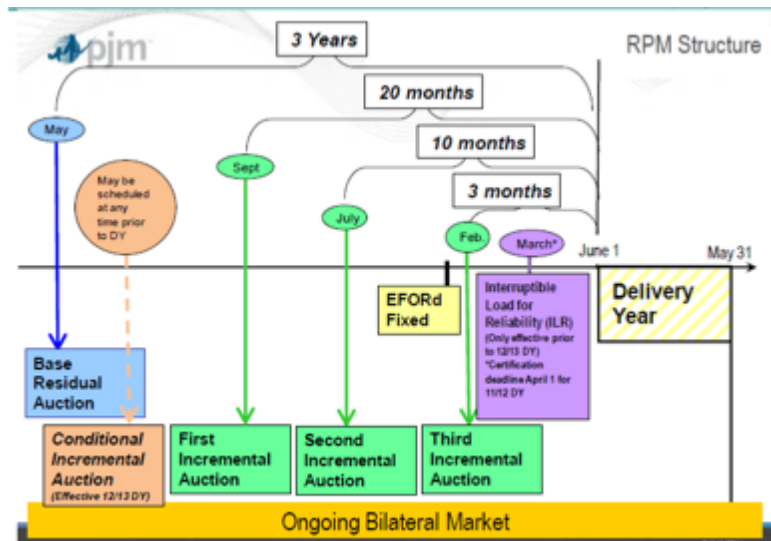
Su operación comenzó el año 2007 y abarca los siguientes mecanismos:

- Una subasta para la demanda base (Base Residual Auction), con 3 años de antelación al período de suministro.
 - 3 subastas incrementales (Incremental Auction), que permiten abastecer las diferencias en la demanda respecto de la proyección utilizada en la demanda base, previo al inicio del período de suministro.
 - Una subasta incremental, en caso de haber retrasos en la entrada de operación de una línea de transmisión principal y se requiera capacidad adicional para la confiabilidad del sistema local.
 - Mercado Bilateral, que permite a los proveedores de recursos cubrirse en caso de requerir contratos adicionales.
- La figura siguiente muestra la línea de tiempo en la que se realizan los mecanismos anteriores¹⁸:

¹⁷ Fuente: PJM Manual 18: PJM Capacity Market. Revisión 37, abril 2017.

¹⁸ Fuente: PJM Manual 20: PJM Resource Adequacy Analysis. Revisión 7, agosto 2016.

Figura 8. Mercado PJM.



- *Fixed Resource Requirement (FRR)*, que permite a las empresas abastecer a sus clientes finales con autogeneración.

A partir del período 2018/2019, el diseño del Mercado de Capacidad se ha mejorado para incluir los siguientes tipos de producto como Recurso de Capacidad, que permitan que los recursos comprometidos para lograr la confiabilidad del sistema estén disponibles durante situaciones de emergencias:

- *Capacity Performance Resources*, que deben ser capaces de brindar una operación sostenida y predecible, de modo de estar disponibles el año completo para proveer energía y reservas cuando PJM determine que existe una condición de emergencia. En esta categoría se incluyen la generación de las centrales, reducciones de demanda, recursos de eficiencia energética con reducciones en los peaks de invierno y verano, capacidad de almacenamiento y upgrades de las líneas de transmisión, que cumplan con los requisitos señalados.
- *Base Capacity Resources*, que si bien no entregan una operación sostenida y predecible, deben asegurar el suministro de energía y reservas durante en condiciones de clima cálido. Las opciones de recursos son similares a la categoría anterior y su calificación está sujeta a que cumplan con los requisitos señalados. Su monto se encuentra restringido para el período 2018/2020 y su vigencia finaliza en el período 2020/2021, cuando se hayan realizado los ajustes para que los recursos califiquen dentro del producto anterior.

Adicionalmente, desde el período 2020/2021, se incorporan los Recursos de Capacidad de Desempeño Estacional (*Seasonal Capacity Performance Resources*), directamente en las subastas RPM como una alternativa de un acuerdo

comercial para ofrecer recursos agregados. Para ello, pueden realizarse ofertas de *Capacity Performance Resources* de invierno y/o verano, con lo que el algoritmo de optimización de la subasta adjudica igual cantidad de capacidad de invierno y de verano, combinando las distintas ofertas.

Las empresas que suministran a los clientes finales son las responsables de pagar el Cargo de Confiabilidad Local (*Locational Reliability Charge*) equivalente al producto de su Obligación de Capacidad Diaria (*Daily Unforced Capacity Obligation*) en la zona y el precio de capacidad aplicable a esa zona. Las empresas pueden escoger abastecerse con las subastas base, incrementales o por medio de autogeneración.

Cada año, PJM determina la capacidad requerida para abastecer la demanda proyectada con los criterios de confiabilidad necesarios. Para ello, realiza un análisis de la capacidad requerida anual para un período futuro de 11 años, considerando incertidumbre en la demanda, salidas forzadas y mantenimientos de la generación. La confiabilidad de un recurso depende de su capacidad instalada y de su indisponibilidad forzada. El criterio de confiabilidad se basa en que su LOLE (*Loss of Load Expectation*) no exceda un evento en 10 años. Los requerimientos para cumplir este criterio se expresan como Margen de Reserva Instalada (IRM), como un porcentaje de la demanda peak pronosticada.

Para cada unidad de generación se calcula la “Equivalent Demand Forced Outage Rate (EFORd)”, que es una medida de la probabilidad que la unidad no se encuentre disponible por interrupciones o deratings forzados, cuando se requiere su operación. El EFORd del sistema promedio para el año de suministro se calcula como el promedio de los EFORd históricos de 5 años, ponderados por la capacidad y tiempo esperado de operación de las unidades que se espera que operen durante el año.

En base a lo anterior, la “*Forecast Pool Requirement (FPR)*” para un año determinado, corresponde al nivel de capacidad (Unforced Capacity UCAP) que otorga un nivel aceptable de confiabilidad, consistente con los principios y estándares de PJM. Se determina según la fórmula siguiente:

$$\text{ForecastPoolRequirement (FPR)} = (1 + \text{InstalledReserveMargin}) * (1 - \text{PoolWideAverageEFORd})$$

B. Capacidad Instalada Centrales¹⁹

Se distinguen los siguientes conceptos para las unidades de generación:

- Capacidad Instalada (ICAP), corresponde a la capacidad neta inyectable en verano, considerando las restricciones del Sistema de Transmisión, determinada según los procedimientos establecidos por PJM²⁰.
- Capacidad no forzada (UCAP), referida a la capacidad instalada en condiciones de verano sin considerar desconexiones o disminuciones forzadas. $UCAP = ICAP * (1 - EFORD)$, siendo EFORD el valor efectivo de la unidad.

El ICAP de una unidad puede ser transado bilateralmente si posee capacidad diaria disponible, según lo señalado en la siguiente ecuación:

$$DailyAvailableICAP = DailyICAPOwned - DailyUnofferedICAP - \left(\frac{DailyRPMResourceCommitments}{1 - EffectiveEFORD} \right) - DailyFRRCapacityPlanCommitments$$

Para participar en una subasta, la unidad debe tener capacidad disponible por el período completo indicado en la subasta. En cada subasta, PJM calcula:

- Capacidad actual disponible (Current Available ICAP Position), equivalente al mínimo ICAP diario disponible para el período de suministro (año o invierno/verano)
- Mínima capacidad disponible (Minimum Available ICAP Position), correspondiente al monto mínimo a ofertar por la unidad. Se obtiene como el mínimo de la siguiente ecuación para el período de suministro (año o invierno/verano).

$$DailyMinAvailableICAP = DailyICAPOwned - DailyUnofferedICAP - \left[\frac{DailyClearedUCAP}{(1 - \max(BRAEFORD1yr, BRAEFORD5yr, BRA SellOfferEFORD))} \right] - DailyFRRCapacityPlanCommitments$$

- Máxima capacidad disponible (Maximum Available ICAP Position), correspondiente al monto máximo a ofertar por la unidad. Se obtiene como el mínimo de la siguiente ecuación para el período de suministro (año o invierno/verano)

¹⁹ Fuente: PJM Manual 18: PJM Capacity Market. Revisión 37, abril 2017.

²⁰ Desde el período 2020/2021, el ICAP de un *Capacity Performance Resource* de invierno se basa en el reconocimiento del recurso intermitente o por limitaciones ambientales, certificado en los derechos de conexión para el período de invierno del año de suministro

$$\text{DailyMaxAvailableICAP} = \text{DailyICAPOwned} - \text{DailyUnofferedICAP} - \left[\frac{\text{DailyClearedUCAP}}{(1 - 0)} \right] - \text{DailyFRRCapacityPlanCommitments}$$

La posición de cada unidad de una central se determina como:

$$\text{DailyRPM Position}_{\text{eachResource}} = (\text{Daily ICAPOwned} - \text{Daily FRRCapPlan Commitments} - \text{Daily Unoffered ICAP}) \times (1 - \text{EffectiveEFORd})$$

C. Capacidad centrales eólicas y solares²¹

Se entiende como “Capacity Value” de una central eólica o solar, al valor de la capacidad de generación en MW que es capaz de contribuir de forma confiable durante las horas de demanda máxima de verano, y que puede ser ofrecida como UCAP en el mercado de capacidad de PJM. Su determinación considera para un año dado, el cálculo de los factores de capacidad para cada uno de los 3 veranos anteriores. En caso de centrales “inmaduras”, que no disponen de los datos históricos requeridos, se les asigna un factor promedio para cada verano sin información suficiente. El Factor de capacidad requerido es el promedio de los 3 veranos anteriores. Dicho factor se multiplica por la capacidad neta para obtener la UCAP de la unidad generadora. El detalle del procedimiento se describe a continuación:

- I. Para cada período de verano²² de los 3 años anteriores, sumar la generación horaria de la unidad.
- II. Para el mismo período anterior, sumar la capacidad neta máxima de la unidad.
- III. En el caso de las centrales solares, no se consideran las horas en las que la generación fue reducida por restricciones del sistema de transmisión, de distribución o por orden del operador de PJM.
- IV. Para las centrales eólicas, la generación de las horas en las que se redujo la operación por restricciones del sistema de transmisión, de distribución o por orden del operador de PJM, se sustituye por una combinación de los siguientes valores:
 - Datos cada 5 minutos provenientes del estimador de PJM para cada 5 minutos del período sin restricciones

²¹ Fuente: PJM Manual 21: Rules and Procedures for Determination of Generating Capability. Revisión 12, enero 2017.

²² Desde el 1 de junio al 31 de agosto.

- Datos cada 5 minutos con restricciones determinados por medio de interpolación lineal usando los datos más cercanos al período restringido
- V. Para cada período de verano, el factor de capacidad se calcula como el cociente de I. y II.
- VI. Para cada período de verano con información incompleta, se utiliza el factor de capacidad promedio determinado por PJM. Estos factores son actualizados periódicamente según estudios de unidades similares existentes o proyectadas. No obstante lo anterior, los dueños de las centrales inmaduras pueden utilizar sus factores alternativos si son aprobados por PJM.
- VII. Se calcula el promedio aritmético de los factores determinados para cada verano.
- VIII. Se calcula el “Capacity Value” como el producto del factor determinado en VII y la Capacidad Neta Máxima de la unidad generadora.

Se debe destacar que para las centrales solares y eólicas se efectúa un ajuste de sus aportes por las reducciones de inyección ordenadas por el operador PJM por restricciones de transmisión.

PJM hace una diferencia en la forma de determinar los aportes de las plantas solares y eólicas que fueron reducidos. Esta diferencia en determinar los montos de inyección que fueron reducidos se fundamenta por la naturaleza de la generación eólica, la cual es calificada de “intermitente” por PJM.

Así, se tiene que en el caso solar se considera que sus aportes son más certeros que el caso eólico, por lo que el propietario de la planta solar sólo debe informar las horas en que se requirió limitar las inyecciones.

En el caso de las plantas eólicas, dada la incerteza de los aportes debido a las variaciones de los vientos, se estima el aporte no limitado de la planta eólica en función de la producción estimada por el Estimador de Estado Eólico de PJM para períodos de 5 minutos sin limitación.

D. Subsistemas geográficos²³

El proceso de determinación del Installed Reserve Margin (IRM) asume que las instalaciones de transmisión son las adecuadas, por lo que el abastecimiento de la demanda se realiza sin restricciones en la operación del sistema de transmisión. Dado que esta situación no corresponde a la realidad del sistema, se realiza a

²³ Fuente: PJM Manual 18: PJM Capacity Market. Revisión 37, abril 2017.

continuación el análisis de “Load Deliverability”, para el cual se divide el sistema en distintas sub regiones conocidas como “Locational Deliverability Areas (LDA)”, llevándose a cabo las siguientes etapas:

- Se determina la capacidad de importación requerida para cada LDA para satisfacer el criterio del LOLE de una ocurrencia en 25 años. Esta capacidad se denomina “Capacity Emergency Transfer Objective (CETO)”, se expresa en MW y se valora como UCAP.
- Se determina la capacidad de importación requerida para cada LDA, incorporando las ampliaciones de las instalaciones de niveles de tensión de 500 kV o superior incluidas en el Plan Regional de Expansión de la Transmisión (“Backbone Transmission”), siempre que cumplan los hitos indicados en el cálculo tarifario. Esta capacidad se denomina “Capacity Emergency Transfer Limit (CETL)”, se expresa en MW y se valora como UCAP.

Si CETL es menor que CETO, las mejoras del sistema de transmisión son planeadas bajo el Proceso del Plan de Expansión Regional (RTEPP). No obstante lo anterior, crecimientos anticipados de la demanda y retiros anticipados de capacidad pueden ocasionar que CETL sea menor que CETO sin el tiempo suficiente de ejecución de las obras para incrementar el valor de CETL. Esta condición genera las restricciones locales del Sistema de Transmisión, causadas por limitaciones de transmisión o de voltaje para el año de suministro y son incorporadas al RTEPP, previo a la realización de la subasta para la demanda base, reconociendo y cuantificando el valor local de la capacidad en cada zona.

Actualmente se identifican 27 LDA. Una LDA es modelada con restricción si $CETL < 1,15 CETO$, ha registrado precios locales en una o más de las 3 subastas previas de demanda base, si PJM lo considera necesario según los precios de oferta históricos o por razones de confiabilidad del sistema.

Para cada LDA en un año de suministro en particular, se establecen los requerimientos de confiabilidad (Reliability Requirement) y la curva de requerimientos de recursos variables (Variable Resource Requirement Curve), para su modelación en el modelo de la subasta de demanda base.

Si una LDA es adjudicada en la subasta de demanda base a un precio local (Locational Price Adder) que considera el incremento producto de las restricciones de transmisión, PJM realiza un análisis para determinar si alguna nueva generación, recurso de demanda o mejora del sistema de transmisión calificada fueron adjudicados en el proceso. Si esto no ocurre en 2 subastas consecutivas, PJM evalúa una mejora en el sistema de transmisión como parte del RTEPP que reduzca el precio local adicional a cero. Dicha evaluación compara el costo de la mejora respecto del beneficio incremental de reducir el precio adicional a cero. En caso de resultar factible y positiva según costo-beneficio para los próximos 10 años, se incluye en el RTEPP lo antes posible.

E. Precio de potencia por zona²⁴

- **Precio de referencia**

En el modelo RPM, la demanda por reserva de capacidad instalada se cruza con la oferta en la adjudicación de cada subasta, para lo que en cada caso se define previamente una curva de demanda para cada LDA. En la subasta de demanda base, la curva es de pendiente negativa y se basa en el concepto de Requerimientos de Recursos Variables (Variable Resource Requirements VRR).

VRR permite reconocer el valor de la capacidad de reserva de los recursos por sobre el requerimiento de confiabilidad y permite su remuneración. Para ello, VRR consiste en un conjunto de puntos de precio/cantidad que provee un precio especificado para varios niveles de Margen de Reserva Instalada (IRM). Si el precio de la subasta excede el límite del VRR, la cantidad de recursos resultantes será menor que el IRM requerido. En caso contrario, si el precio es menor, se dispondrá de una mayor cantidad de recursos, con un IRM resultante mayor al solicitado. El valor de una reserva mayor a la requerida se debe a que aporta en caso de variaciones de demanda y/o de capacidad que pudiesen generar un corte del suministro, disminuye el poder de mercado de grandes agentes, reducción de precios en períodos de escasez y reducción de la volatilidad de los precios de capacidad.

Para cada LDA, la definición de la curva VRR considera los siguientes parámetros:

- Nivel de reserva objetivo
- Costo de nuevo entrante (CONE), correspondiente a una estación generadora con 2 turbinas General Electric Frame 7FA, descontando los ingresos netos por energía y Servicios Auxiliares.
- Ingresos netos por energía y Servicios Auxiliares, obtenidos como la suma de:
 - El promedio anual de los 3 años anteriores a la subasta de los ingresos recibidos en el mercado de PJM
 - Un valor estimado por Servicios Auxiliares (USD/MW-año)
- Planes de reducción de demanda
- Planes de autogeneración (FRR) aprobados

Para cada período se definen 3 puntos de la curva VRR, con las fórmulas indicadas en las tablas siguientes:

²⁴ Fuente: PJM Manual 18: PJM Capacity Market. Revisión 37, abril 2017.

- Período 1: 2015/2016 a 2017/2018

Tabla 7: Curva VRR Período 1

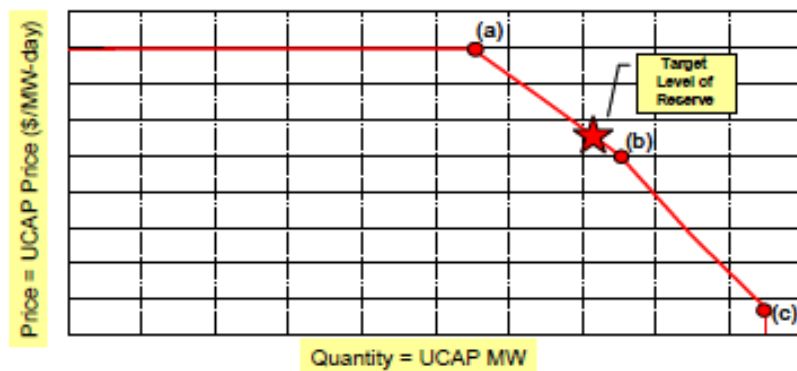
Punto	Abscisa	Ordenada
A	$\left[\frac{Re/Req \cdot (100\% + IRM - 3\%)}{(100\% + IRM)} \right] - \text{Short-Term Resource Procurement Target}$	$\frac{\text{Greater of } [CONE \text{ or } 1.5(CONE - E \& AS)]}{1 - \text{Pool Wide EFORd}}$
B	$\left[\frac{Re/Req \cdot (100\% + IRM + 1\%)}{(100\% + IRM)} \right] - \text{Short-Term Resource Procurement Target}$	$\frac{[1.0(CONE - E \& AS)]}{1 - \text{Pool Wide EFORd}}$
C	$\left[\frac{Re/Req \cdot (100\% + IRM + 5\%)}{(100\% + IRM)} \right] - \text{Short-Term Resource Procurement Target}$	$\frac{[0.2(CONE - E \& AS)]}{1 - \text{Pool Wide EFORd}}$

- Período 2: Desde 2018/2019 en adelante

Tabla 8: Curva VRR Período 2

Punto	Abscisa	Ordenada
A	$\left[\frac{Re/Req \cdot (100\% + IRM - 0.2\%)}{(100\% + IRM)} \right]$	$\frac{\text{Greater of } [CONE \text{ or } 1.5(CONE - E \& AS)]}{1 - \text{Pool Wide EFORd}}$
B	$\left[\frac{Re/Req \cdot (100\% + IRM + 2.9\%)}{(100\% + IRM)} \right]$	$\frac{[0.75(CONE - E \& AS)]}{1 - \text{Pool Wide EFORd}}$
C	$\left[\frac{Re/Req \cdot (100\% + IRM + 8.8\%)}{(100\% + IRM)} \right]$	0

Figura 9. Curva VVR.



A continuación, se ajusta la curva VRR para reflejar el impacto de los planes de reducción de demanda (Price Responsive Demand PRD) aprobados por PJM. Para ello, la curva se desplaza horizontalmente en una cantidad equivalente al producto de PRD y FPR. Este monto representa el monto de UCAP que no es necesaria por la reducción de consumo. Este desplazamiento se realiza sólo para los puntos que

están sobre el precio de reserva, dado que los planes se ejecutan sólo sobre dicho precio.

- ***Precio resultante de las subastas***

El precio de capacidad de cada LDA se obtiene a partir de los valores adjudicados en las subastas de demanda base e incrementales vigentes para el año de suministro. Se determina como la suma de:

- El costo marginal de capacidad de la PJM Region, obtenido a partir de la ponderación de los precios de cada zona por sus UCAP
- El costo adicional para cada LDA, ponderando las UCAP por sus precios respectivos.
- Ajustes por otros conceptos.

F. Indisponibilidad Forzada (EFORd)

Equivalent Demand Forced Outage Rate (EFORd) mide la probabilidad que una unidad generadora no esté disponible por salidas o deratings forzados cuando se requiere su operación. El período anual abarca desde octubre a Septiembre. En caso de que la unidad no disponga de un año completo de datos de salidas forzadas, EFORd se calcula utilizando EFORd promedio por clase y los datos históricos.

Para las unidades solares y eólicas EFORd es igual a cero, dado que no se recolectan datos de salidas forzadas para este tipo de centrales.

Adicionalmente, para medir el desempeño de las unidades, en las horas de demanda máxima del sistema, se determinan los siguientes parámetros:

- **Peak-Period Equivalent Forced Outage Rate (EFORp)**

Es una medida de la probabilidad que una unidad generadora no se encuentre disponible por salidas o deratings forzados, cuando se requiere su operación durante las horas de demanda máxima del sistema. Se determina utilizando los datos del año de suministro, para los siguientes conjuntos de las horas peak del sistema:

- Horas de salidas forzadas(Hours when needed) identificadas por PJM, durante las que el precio real podría haber excedido el precio ofertado por la unidad o PJM podría haber solicitado su operación como reserva, considerando las restricciones de operación de la unidad.

- Horas de salidas forzadas parciales, en las mismas condiciones del punto anterior.
- Horas de Servicio

$$EFORp = \frac{(ForcedOutageWhenNeeded + EquivalentForcedPartialOutageHoursWhenNeeded)}{(ServiceHours + ForcedOutageHoursWhenNeeded)}$$

Si las horas de servicio en el período de punta de una unidad son menores a 50 horas, EFORp será el menor valor entre EFORd calculado con los datos del año completo y EFORp calculado con las horas peak. En el cálculo de EFORp de una unidad, se considera lo siguiente:

- No se incluyen las salidas forzadas parciales producto de la realización de test de capacidad de invierno/verano.
- No se consideran los períodos de atraso o retiro de la unidad.
- Para las unidades de gas de un combustible, no se consideran las horas sin suministro de gas si el generador demuestra que fue por eventos fuera de su control

La capacidad disponible en horas peak (Peak Period Capacity Available PCAP) de una unidad, representa la disponibilidad de la porción de la unidad comprometida de la unidad durante las horas de demanda máxima. Se obtiene con la siguiente fórmula:

$$PCAP = TotalUnitICAPCommitment \times (1.0 - EFORp)$$

- **Equivalent Demand Forced Outage Rate (EFORd-5)**

Es un EFORd que considera las salidas forzadas de 5 años y provee la base para la disponibilidad esperada de una unidad durante las horas de demanda máxima.

EFORd-5 se calcula de forma similar a EFORd, considerando 5 años en vez de uno. Para las unidades con menos de 5 años de historia, se utilizan valores promedio por clase para los períodos faltantes.

La capacidad objetivo (Target Unforced Capacity TCAP) de una unidad representa la disponibilidad esperada de su porción de capacidad comprometida durante las horas de demanda máxima. Se determina utilizando la siguiente fórmula:

$$TCAP = TotalUnitICAPCommitment \times (1.0 - EFORD - 5)$$

- **Peak-Hour Period Capacity Shortfall (PHPCS)**

PCAP se utiliza en comparación con TCAP para determinar si una unidad presenta una menor o mayor disponibilidad que la esperada durante las horas de demanda máxima.

$$UnitPeakHourPeriodCapShortfall = TCAP - PCAP$$

Valores negativos de la fórmula anterior indican una menor disponibilidad (underperformance) a la vez que valores positivos reflejan una mayor disponibilidad (over performance).

En el cálculo para una unidad específica se incorporan las siguientes limitaciones para los valores positivos de la fórmula:

- PHPCS se limita al 50% del ICAP comprometido * (1 – EFORD efectivo)
- Si la limitación del 50% es alcanzada 3 veces en el año de suministro, el límite se incrementa al 75% para el año siguiente.
- Si la limitación del 75% es alcanzada 3 veces en el año de suministro, el límite se incrementa al 100% para el año siguiente.

El límite de 50% es restablecido después de 3 años de buen desempeño. PHPCS se ajusta según lo comprometido en cada LDA. Un generador con un PHPCS positivo en el año de suministro en la LDA deberá pagar un cargo por disponibilidad en horas de punta retroactivo por cada día de dicho año, determinado con la siguiente fórmula:

$$PeakHourPeriodAvailabilityCharge = DailyPeakHourPeriodAvailability Charge Rate \times NetPeakPeriodCapShortfall$$

Donde:

DailyPeakHourPeriodAvailability Charge Rate: Equivalente al precio promedio ponderado de las subastas vigentes en el año de suministro.

NetPeakPeriodCapShortfall: PHPCS de la unidad generadora.

2.2.3. CAISO

El mercado competitivo para la energía eléctrica en California está dirigido por la **ISO (Independent System Operator)** de California (CAISO). La CAISO opera un mercado diario y en tiempo real en un territorio que incluye aproximadamente el 80% de California, tiene una carga máxima de aproximadamente 47.000 MW y sirve a más de 30 millones de clientes finales.

El mercado CAISO comenzó a operar en 1998. Después de la crisis energética de Occidente en 2000-2001, la CAISO suspendió sus operaciones de mercado hasta 2010, momento en el que la CAISO comenzó a operar bajo un conjunto de reglas de mercado rediseñado y modernizado. Los participantes en el mercado incluyen empresas de servicios integrados verticalmente y generadores comerciales. Más recientemente, la CAISO ha comenzado a operar un mercado de energía de desequilibrio que abarca una porción mayor de la interconexión occidental de los Estados Unidos. En California, hay una opción en los proveedores minoristas disponible para un porcentaje limitado de consumidores comerciales e industriales de las tres principales empresas de propiedad de inversionistas (investor owned utilities o IOU).

Sin embargo, el CAISO no opera un mercado de capacidad centralizado. Las normas de CAISO apoyan los requisitos de adecuación de recursos establecidos por la **Comisión de Servicios Públicos de California (California Public Utilities Commission (CPUC))** y las actividades de planificación de recursos que son llevadas a cabo en parte por varias entidades, incluyendo la CPUC, el ISO, la Comisión de Energía de California (CEC) y otros IOUs y otras Entidades de servicio de carga (**Load Serving Entity** o LSEs).

A. Planificación a Largo Plazo para la Adecuación de los Recursos

La planificación primaria a largo plazo para la adecuación de los recursos es realizada por la CPUC, en colaboración con los IOUs. Después de la crisis energética, la responsabilidad de la adquisición de suministros de generación se asignó a la CPUC en la legislación estatal. La CPUC y las IOUs cumplen esta responsabilidad desarrollando **Planes de Adquisiciones a Largo Plazo (LTPP)** con periodicidad bienal. Estos planes anticipan 10 años y consideran la oferta prevista, la demanda, las nuevas construcciones, los retiros, la respuesta a la demanda y otras condiciones del sistema. Cuando se completan, los planes se utilizan para dos propósitos.

En primer lugar, informan de la contratación a corto y mediano plazo -en gran parte contratos- para satisfacer las necesidades de los clientes empaquetados, esto es, la demanda de consumidores que ha sido agregada por un comercializador o generador.

En segundo lugar, los LTPPs se utilizan para determinar las necesidades a largo plazo de todo el sistema, incluidas las de los proveedores de servicios competitivos y los agregadores de elecciones comunitarias, y si los IOUs se contraerán para construir nuevos generadores convencionales.

Al considerar la adquisición de recursos, la política estatal dicta una "orden de carga", que requiere, en orden, la consideración de la eficiencia energética, la respuesta a la demanda, las energías renovables y la generación eficiente de combustibles fósiles para satisfacer las necesidades del sistema. Si el plan determina en última instancia que la nueva generación convencional es necesaria, esa generación se adquiere usando una petición para las ofertas por las cuales los activos se desarrollan a través de contratos a largo plazo o de la propiedad de IOU. Para asegurar la financiación, a partir de 2007, la CPUC autorizó la generación de recursos de nueva generación - obtenidos con fines de confiabilidad como parte del proceso de LTPP - para que sus costos se asignaran a los contribuyentes beneficiados como parte del **Mecanismo de Asignación de Costos (CAM)**.

B. Requisitos de Adecuación de Recursos de la CPUC

La adecuación de los recursos a corto plazo, que establece los requisitos para las necesidades de capacidad justo antes de la entrega, se basa en los **Requisitos de Adecuación de Recursos (RAR)** de la CPUC.

El mecanismo RAR tiene tres partes:

- **Suficiencia de recursos en todo el sistema:** Implementada en 2004 después de la crisis de energía occidental, la obligación RAR requiere que cada LSE bajo la jurisdicción de CPUC procure capacidad suficiente para satisfacer la carga máxima de sus clientes más un 15% de reserva obligatoria.
- **Adecuación de los recursos locales:** Implementada en 2006, las obligaciones de los RAR locales garantizan que los LSEs puedan servir a la carga de forma fiable dentro de áreas de carga con restricciones de importación.
- **Suficiencia de recursos flexible:** Implementada en 2015, en gran parte en respuesta a las crecientes necesidades de rampas resultantes de las penetraciones de las renovables. Los requisitos se establecen mensualmente sobre la base de la carga neta prevista máxima de tres horas más un factor de contingencia. Este programa todavía se considera "interino" con la esperanza de que se desarrolle una solución más permanente para su implementación después de 2017.

Cada LSE debe demostrar que ha cumplido con su obligación de RAR y hacer referencia a los recursos específicos de los que ha adquirido capacidad²⁵. En octubre, las LSE presentan planes de suministro para cada mes del año calendario siguiente que muestre el 90% De los requisitos locales. Entonces, antes de cada mes, cada LSE debe demostrar el 100% de ambos requisitos. Esto crea un mercado bilateral de capacidad a corto plazo donde las LSEs obtienen su capacidad incremental para cumplir con su obligación RAR completa. Las LSE que no cumplan con su obligación están sujetas a una penalidad y el costo que la CAISO incurrirá en el reemplazo de la capacidad en su nombre, aunque esto nunca ha ocurrido.

C. CAISO Backstop

Si cualquier LSE no cumple con sus requisitos de RAR antes de la entrega, o si hay otras circunstancias que pueden introducir preocupaciones de adecuación de recursos, la CAISO tiene mecanismos de fiabilidad de backstop para permitirle resolver cualquier deficiencia. Si un LSE es deficiente en la adquisición de capacidad suficiente para cumplir con sus obligaciones de RAR - una circunstancia que no ha ocurrido hasta la fecha - la CAISO obtendrá la cantidad de capacidad necesaria para remediar la deficiencia. Como se ha descrito anteriormente, el LSE será responsable de una penalidad más el costo de adquisición de capacidad.

La CAISO también puede determinar la necesidad de obtener capacidad de respaldo bajo el mecanismo de adquisición de capacidad (CPM) por razones de confiabilidad que no sean las relacionadas con las obligaciones RAR. Por ejemplo, si la CAISO establece que un recurso está programado para ser retirado pero será necesario para cumplir con futuras obligaciones de RAR, puede intervenir para prevenir el retiro. También se pueden proporcionar pagos de CPM si los LSE cumplen con sus obligaciones de RAR, pero la CAISO prevé deficiencias que afectarán la confiabilidad debido a "eventos significativos" u otras cuestiones, o si la CAISO ve la necesidad de despachar manualmente ("envío excepcional") una unidad para fines de confiabilidad. En los últimos años, estas provisiones se han utilizado principalmente para respaldar dos centrales de generación de fiabilidad (RMR) y un número limitado de adquisiciones adicionales a corto plazo para resolver problemas locales de fiabilidad.

D. Elementos de la estructura actual de adecuación de recursos

i. Obligación de adecuación de recursos

Generalmente, las LSE tienen la obligación de adquirir suficiente capacidad para satisfacer los requisitos de adecuación de recursos.

²⁵ Estos requisitos solo se aplican a entidades o entidades que no son CPUC-jurisdiccionales que no están dentro de la huella de CAISO (es decir, el Departamento de Agua y Energía de Los Ángeles)

ii. Proceso Integrado de Planificación

El LTPP es parte de una serie de procesos de planificación llevados a cabo por la CPUC, la CAISO y la Comisión de Energía de California (CEC). El rol de la CEC se centra en pronosticar la demanda de energía. Al igual que el LTPP, la CEC elabora un informe integrado de política energética sobre una base bienal. Los pronósticos de demanda resultantes se utilizan como insumos para los otros procesos de planificación. Como se describió anteriormente, el LTPP es conducido por la CPUC y se enfoca tanto en la evaluación de las necesidades como en la adquisición de los recursos necesarios para mantener la adecuación de los recursos. El tercer proceso de planificación interconectado es el proceso de planificación de la transmisión de la CAISO (TPP). El ciclo completo de TPP también tiene dos años de duración y está escalonado en relación con el proceso LTPP. El PPT es informado por el plan de recursos establecido en el LTPP, y sus productos también sirven para informar a los procesos LTPP, proporcionando información sobre el desarrollo de la transmisión, las limitaciones de transmisión y el establecimiento de necesidades de capacidad flexible.

iii. Periodo adelantado

La mayoría de los recursos que se utilizan para cumplir con las obligaciones de RAR se anuncian en octubre antes del año calendario en el que se utilizarán. Los recursos incrementales utilizados para cumplir con los requisitos finales deben ser reportados inmediatamente antes del mes de entrega. Podría considerarse que el período anticipado será más largo para los recursos que entran en contratos a largo plazo de capacidad con LSE o que se mantienen en línea para RMR pero no hay otro plazo formal que se extienda más allá del año o mes de entrega.

iv. Período de Compromiso

La mayoría de los recursos están comprometidos durante todo el año para cumplir con las obligaciones de un LSE's RAR. Sin embargo, los recursos negociados bilateralmente sólo pueden ser comprometidos efectivamente antes de cada mes durante un período de un mes.

v. Compromiso multi-período para nuevos recursos

En la medida en que un nuevo recurso pueda incorporar un contrato a largo plazo para proporcionar capacidad, o que sea poseído por un LSE o un IOU, podría ser considerado para un compromiso multi-período. Sin embargo, no hay una disposición explícita para que se comprometan nuevos recursos para proporcionar capacidad de adecuación de recursos por períodos de más de un año.

vi. Basado en el sistema o basado en la localización

Como se ha descrito anteriormente, el mecanismo RAR tiene tanto componentes de sistema como de localización. Los requisitos locales de adecuación de recursos se establecen en los casos en que los centros de carga están limitados a la importación.

vii. Uso de recursos de subastas adicionales

Aunque técnicamente no es una subasta suplementaria, los mercados bilaterales antes de cada mes de entrega permiten a las LSE comprar y vender capacidad para asegurar que las obligaciones RAR se cumplan durante el período de entrega.

viii. Capacidad Calificada

La capacidad calificada es definida por la CPUC y varía según el tipo de recurso.

Para los recursos gestionables, la capacidad de clasificación se basa en la prueba de rendimiento PMax más reciente, que requiere una demostración de la producción máxima del generador durante 30 minutos.

Para los generadores renovables y la hidroelectricidad de pasada, el valor calificado de la capacidad se basa en el rendimiento histórico.

Para los recursos de cogeneración y biomasa que no son totalmente despachables, los valores de capacidad calificados se basan en MW ofrecidos en el mercado de día a día.

Los valores de capacidad de calificación se pueden ajustar hacia abajo si se determina que son no entregables debido a restricciones de transmisión.

ix. Obligaciones de Recursos

Los recursos que se cuentan para las obligaciones de RAR generalmente tienen una obligación de ofrecer obligatoriamente en los mercados de energía diaria y en tiempo real, aunque las asignaciones se hacen para las interrupciones.

Algunos recursos están excluidos de esta obligación y no están obligados a ofrecer para todas las horas del mes, incluidos los recursos hídricos, los recursos térmicos de uso limitado y los generadores no despachables. La satisfacción de la obligación de oferta obligatoria puede lograrse mediante la presentación de ofertas económicas o auto-horarios de la siguiente manera:

- Mercado de energía y servicios auxiliares de un día a otro. Todos los recursos obligados disponibles deben ofrecer o auto-programar para todos los servicios calificados (es decir, si un recurso está certificado para proporcionar servicios auxiliares, debe ofrecer esa capacidad en ese mercado).
- Proceso de compromiso de la unidad residual. Toda capacidad de adecuación de recursos debe ofertar a US\$ 0 / MWh para este proceso
- Mercado en tiempo real. Cualquier recurso comprometido en el día a día o en el proceso de compromiso de unidad residual debe estar disponible en el mercado en tiempo real. Los recursos de inicio rápido deben pujar en el mercado en tiempo real, independientemente de si están comprometidos en los mercados anteriores.

Además, los recursos de capacidad de flexibilidad tienen diferentes obligaciones de oferta obligatoria en función de sus características. Hay tres niveles de recursos de flexibilidad: base, punta y superpunta, cada uno con un conjunto diferente de requisitos de oferta que reflejan la necesidad de capacidad de rampa en diferentes momentos.

x. Penalizaciones por no ejecución

El anterior programa de rendimiento y disponibilidad del generador de CAISO se denomina producto de capacidad estándar (SCP). SCP supervisó y penalizó a un coordinador de programación basado en el rendimiento y disponibilidad de recursos. Se penalizaron las unidades que sub-desempeñaron con respecto a un estándar mensual (y fuera de un rango de tolerancia), mientras que los recursos que sobre-ejecutaron fueron elegibles para recibir pagos de incentivos del conjunto de pagos de rendimiento inferior.

El CAISO ha implementado recientemente un nuevo mecanismo para asegurar que la ISO disponga de recursos de capacidad, llamados mecanismos de incentivos de disponibilidad de adecuación de recursos (RAAIM).

RAAIM sustituye al programa SCP; Funciona de manera similar, pero introduce un sistema de sanciones basado en las ofertas económicas y programadas por un recurso, en lugar de la evaluación de SCP de la disponibilidad basada en interrupciones forzadas. La multa de RAAIM es de 3,79 US\$/ kw-mes, 60% del límite de oferta blanda que CAISO usaría si fuera necesario para obtener recursos de respaldo para un LSE que no cumpla RAR.

xi. Mecanismo de Recuperación de Costos

La CPUC informa que la mayor parte de las adquisiciones de capacidad avanzada se logran mediante contrataciones bilaterales. Sin embargo, algunos recursos

pueden tener sus costos asignados a través del arancel de CAISO, incluyendo mecanismo de asignación de costos (CAM) y unidades de RMR.

Los recursos adquiridos a través del mecanismo de CAM se obtienen ya sea en nombre de los clientes agrupados de los IOUs o en nombre de todos los clientes beneficiarios. Los costos se asignan en consecuencia. Cuando la contratación es a nombre de los clientes empaquetados, esos clientes pagan. Cuando la contratación es en nombre de todos los clientes, los costos del proyecto pueden ser asignados a todos los clientes a través de tarifas no excluibles en tarifas de venta. Derechos a una parte de la capacidad suministrada otorgada a todas las partes pagadoras. Si los clientes que compran de proveedores competitivos están determinados a beneficiarse, también se les pueden asignar costos, así como se les otorga un derecho a una porción de la oferta asociada.

xii. Mitigación del poder de mercado

No existe un proceso separado para la mitigación del poder de mercado en la construcción de la adecuación de recursos de California. Sin embargo, las obligaciones RAR más los requisitos de oferta obligatoria proporcionan protección al mercado asegurando un suministro suficiente y evitando la retención física. Por supuesto, en los mercados de día a día y en tiempo real se han establecido medidas adicionales de limitación del poder de mercado para abordar los aspectos económicos de las ofertas presentadas.

E. Desempeño del mecanismo de adecuación de recursos

En su informe más reciente sobre problemas de mercado y desempeño, el Departamento de Monitorización de Mercados de la CAISO (DMM) informa que el mecanismo RAR está funcionando bien en la adquisición de capacidad suficiente para mantener la confiabilidad.

Tanto a nivel de sistema como local, la capacidad era suficiente para satisfacer los requisitos. La única excepción importante es la retirada de la capacidad de 2,2 GW asociada a la retirada de la Central Nuclear de San Onofre, lo que ha llevado a la necesidad de mantener contratos RMR con varias unidades cercanas que actúan como condensadores síncronos.

Además, los requisitos RAR flexibles fueron satisfechos (y superados) para 2015 todos los meses excepto enero, y los niveles de disponibilidad fueron altos, incluso sin un mecanismo de incentivos. Sin embargo, la disponibilidad flexible de recursos específicos de hora a veces no alcanzó la necesidad de rampa durante períodos de máxima rampa de carga neta.

El DMM también expresó su preocupación por varios aspectos de la construcción de adecuación de recursos.

Aunque el CAISO ha estado trabajando para establecer métricas de desempeño midiendo el cumplimiento de las obligaciones de oferta obligatoria, el DMM señala que este método tiene defectos. Específicamente, basarse en la presencia de ofertas de mercado como una medida de cumplimiento puede permitir que un recurso ofrezca sin tener necesariamente la capacidad de realizar. Tal comportamiento podría conducir a los errores de los supuestos del ISO sobre las características de los recursos, por lo que el proceso de adecuación de recursos no puede garantizar la fiabilidad. El DMM recomienda que el ISO *"considere las mejoras basadas en el desempeño de este mecanismo para penalizar los recursos que no pueden cumplir consistentemente con los estándares que la ISO asume para los recursos en los estudios de confiabilidad de la ISO"*. Si es demasiado bajo, los recursos pueden optar por pagar la sanción en lugar de recurrir a costosos recursos de capacidad para cumplir con sus obligaciones.

2.2.4. CANADA

Canadá es un país de organización federal, constituido por diez Provincias y tres Territorios²⁶. Las Provincias de Canadá son Ontario, Quebec, Manitoba, Alberta, Saskatchewan, British Columbia, New Brunswick, Nueva Scotia, Prince Edward Islan y Newfoundland and Labrador. Los territorios son Yukon, Northwest y Nunavut. La figura siguiente muestra la división administrativa de Canadá.

Figura 10. División administrativa de Canadá



²⁶ Los Territorios gozan de menor autonomía del gobierno federal que las Provincias.

En relación a la confiabilidad de los sistemas eléctricos, la mayoría de las Provincias de Canadá se sujetan, en mayor o menor medida, a los estándares y normativa de la North American Electric Reliability Corporation (NERC), que es una autoridad regulatoria de carácter internacional para la confiabilidad de los sistemas eléctricos mayoristas o a granel (bulk power system, BPS) en América del Norte, sujeta a la supervisión de la U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC) y autoridades gubernamentales en Canadá. Así, en Ontario y New Brunswick los estándares de la NERC son mandatorios como cuestión de ley provincial, y en otras Provincias como Quebec, Manitoba, Alberta, British Columbia y Nueva Scotia se han establecido marcos regulatorios para que los estándares NERC lleguen a ser obligatorios.

A. Recomendación del NERC para calcular la contribución de generación variable a la suficiencia del sistema.

En diciembre de 2007, NERC creó el “Equipo de Trabajo para la Integración de la Generación Variable” (Integration of Variable Generation Task Force, IVGTF), con el objetivo de proporcionar un análisis de las consideraciones técnicas, las acciones específicas, las prácticas y los requerimientos para integrar grandes cantidades de recursos variables en los sistemas eléctricos mayoristas, incluida la mejora de las normas de confiabilidad existentes o el desarrollo de nuevas normas de confiabilidad.

Básicamente, el IVGTF recomienda la utilización de métodos probabilísticos, como enfoques tipo ELCC (Effective Load Carrying Capability, Capacidad de Carga Efectiva) para calcular la contribución de la generación variable a la suficiencia de los sistemas eléctricos. Agrega que se requiere de investigación adicional para equiparar las métricas alternativas a los objetivos de confiabilidad expresados en las métricas tradicionales.

En términos simples, el enfoque ELCC provee de un porcentaje que expresa que también un recurso es capaz de cumplir las condiciones de confiabilidad y contribuir a reducir los problemas de confiabilidad esperados o los eventos de interrupción. Se calcula mediante modelos de confiabilidad probabilísticos y se obtiene un porcentaje único para una instalación o grupo determinado de instalaciones.

El porcentaje obtenido del método ELCC puede considerarse como un factor de reducción que se aplica a la potencia máxima de una instalación (P_{max}) para determinar su Qualifying Capacity (QC²⁷, Capacidad o Potencia Calificada o también llamada Valor de la Potencia). Dado que este factor de reducción se calcula teniendo en cuenta tanto las necesidades de confiabilidad del sistema como el rendimiento de las instalaciones, reflejará no sólo la producción de una instalación,

²⁷ El QC de un recurso es el número de MW que pueden ser considerados para satisfacer los requisitos de confiabilidad de un sistema.

sino también la utilidad de esta producción para satisfacer las necesidades generales de confiabilidad del sistema eléctrico.

Lo anterior se traduce en la siguiente fórmula:

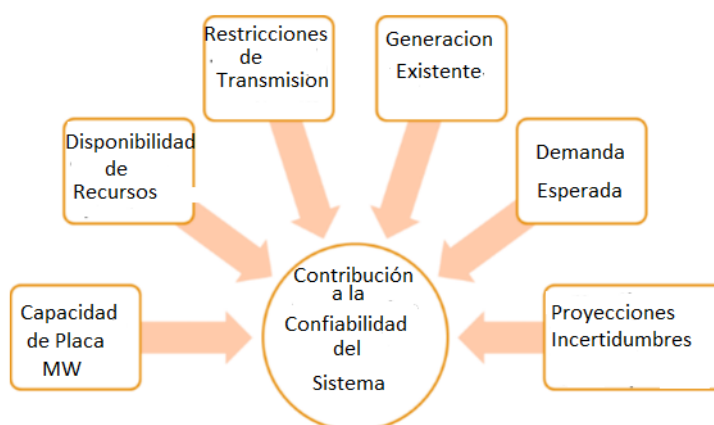
$$QC = ELCC (\%) * P_{max} (MW)$$

Marco de Referencia para el enfoque ELCC.

El método ELCC refleja la contribución de un recurso para satisfacer las necesidades de confiabilidad del sistema.

ELCC puede ser visto como el reflejo de cuan útiles son las características operativas de un recurso para los requerimientos de confiabilidad; Por ejemplo, si el modelado indica que las necesidades de confiabilidad son mayores en la tarde, entonces un recurso que sólo funciona por la mañana se reduciría más que un recurso idéntico que sólo funciona durante la tarde porque su contribución a las necesidades de confiabilidad sería menor. Del mismo modo, un recurso con una alta tasa de interrupción o de bajo rendimiento en momentos de stress del sistema también se reduciría más que un recurso idéntico y más confiable. Para los recursos eólicos y solares, los valores mensuales de ELCC se calculan para reflejar la variación estacional tanto en los perfiles de generación como en las necesidades del sistema. Para llevar a cabo esta evaluación, la modelación debe abarcar el sistema eléctrico completo, considerando desde previsiones de carga hasta limitaciones de transmisión a predicciones de generación, como se muestra en la Figura N°11.

Figura 11. Factores a considerar en el enfoque ELCC



Se prioriza el cálculo de ELCC en forma agregada, por razones técnicas y prácticas.

Si bien puede parecer preferible tener cálculos ELCC únicos por instalación, para reflejar parámetros de confiabilidad específicos del sistema, hay razones técnicas y relacionadas con el mercado para agregar cálculos ELCC por tecnología y región. Por ejemplo, si ELCC se calcula sobre una base específica de la instalación, la contribución de fiabilidad de una sola instalación debe ser detectada con precisión. Si la instalación es pequeña o si la región ya tiene un exceso de capacidad significativo, su contribución a la confiabilidad será técnicamente muy difícil de evaluar con precisión.

Adicionalmente, los cálculos específicos para una instalación son muy sensibles al perfil de generación asumido para esa instalación. Debido a las limitaciones de disponibilidad de datos meteorológicos, sería prohibitivamente difícil desarrollar un perfil de producción que sea tan preciso como se requeriría para obtener mejores resultados que los obtenidos sobre perfiles agregados. Cualquier imprecisión podría producir desviaciones significativas en QC. Además, el proceso de llegar a un consenso sobre los perfiles de producción que son apropiados para una instalación individual sería mucho más difícil que llevar a cabo el mismo proceso para los perfiles agregados de producción.

También es importante que los valores de QC sean relativamente predecibles, de modo que los desarrolladores puedan responder eficientemente a la señal del mercado que los QC proporcionan. Se plantea entonces un agrupamiento por categoría tecnológica y por región, la cual permitirá a los participantes del mercado evaluar con mayor facilidad qué tipos de proyectos eólicos y solares serán más rentables, a la vez que proporcionará una indicación razonablemente precisa de las contribuciones de esos recursos a la confiabilidad.

Sin embargo, lo más importante es que las instalaciones se agrupan en categorías debido a que los recursos de un tipo similar contribuyen a la confiabilidad con rendimientos decrecientes, considerados éstos en forma incremental.

En otras palabras, se puede imaginar que la primera instalación solar que proporciona beneficios de confiabilidad durante la mitad del día produce el mayor beneficio marginal, mientras que las instalaciones solares posteriores con el mismo patrón de rendimiento producen un nivel decreciente de beneficio marginal, ya que la necesidad de capacidad para ese periodo de tiempo ya se ha cumplido.

Las instalaciones eólicas son menos susceptibles a la dinámica de rendimientos decrecientes debido a la mayor variabilidad de los patrones de viento a través de la distancia geográfica, pero la cuestión sigue siendo que las instalaciones posteriores de tecnologías similares crean rendimientos decrecientes.

Por otra parte, en la operación real, no hay una "primera" instalación que proporcione beneficios de confiabilidad en un momento dado, ya que todas las instalaciones que están en servicio, están generando simultáneamente. Básicamente, la modelación de un determinado tipo de recurso en forma agregada aborda la cuestión de las contribuciones marginales de confiabilidad, mediante la

contribución promedio de todas las instalaciones a la confiabilidad global del sistema.

Por último, otra desventaja de la modelación de instalaciones en forma individual es que se debería asumir que todas las otras instalaciones de ese tipo ya están presentes, lo cual sería equivalente a designar a cada instalación modelada como la "última" instalación en entrar en servicio, con lo cual sería la instalación con menor contribución a la confiabilidad. Así, el enfoque subestimaría dramáticamente la contribución del tipo de recurso a la confiabilidad global.

Enfoques para el cálculo del ELCC.

Hay tres enfoques principales para calcular el ELCC:

1. Modelar la confiabilidad con y sin un determinado tipo de recurso, y determinar cuánta demanda se puede aumentar de tal manera de anular la mejora de la confiabilidad que se produce al incluir el recurso.
2. Comparar el impacto de la confiabilidad de incluir el tipo de recurso con el impacto en la confiabilidad de incluir un recurso convencional con características de operación y de interrupción asumidas.
3. Comparando el impacto de la confiabilidad de incluir el tipo de recurso con el impacto en la confiabilidad de incluir un "generador perfecto", de características ideales.

El enfoque más recomendado es comparar la contribución a la confiabilidad de un tipo de recurso real con la contribución que haría a la confiabilidad un generador perfecto. Se aplica este enfoque para obtener una contribución a la confiabilidad relativa a la máxima contribución posible, que es aquella que entrega el generador perfecto. El enfoque permite además evitar dependencia con la demanda y los supuestos asociados a las características de los generadores convencionales.

Un generador perfecto es modelado como una instalación con características de operación ideales: sin limitaciones de transmisión, arranque y apagado inmediatos, capacidad de rampa infinita, sin limitaciones de uso y sin interrupciones. ‘

Periodo de la modelación

Los cálculos de ELCC considerarán las 8760 horas del año. Debido a que el modelado es probabilístico, muchos años de muestra se modelan para obtener la contribución esperada de un tipo de recurso dado. Los cálculos ELCC consideran las contribuciones a la confiabilidad durante todas estas horas modeladas. Sin embargo, podría ser posible considerar sólo las contribuciones en otros periodos de interés, tales como los peak de demanda.

El cálculo del ELCC se basa al Valor Esperado de la Pérdida de Carga (LOLE). El Valor Esperado de la Pérdida de Carga (LOLE) es la cantidad de tiempo esperada durante el cual la capacidad del sistema no puede satisfacer la demanda del sistema.

Por ejemplo, en un cálculo mensual de LOLE, si la demanda del sistema excede la generación disponible durante diez horas de un total de 744 horas en el mes, entonces el LOLE del sistema para ese mes es igual a $10 \text{ horas} \div 744 \text{ horas} = 0,013 \text{ hr/mes}$.

Esta métrica permite comparar la confiabilidad del sistema en múltiples escenarios y tipos de parques generadores. Si dos corridas del modelo producen el mismo LOLE, entonces se considera que tienen el mismo nivel de confiabilidad, incluso si la cartera de generación y las causas de la pérdida de carga son muy diferentes. Por ejemplo, si el modelo se ejecuta una vez con 10 MW de viento en una región dada (además de todas las demás plantas que componen el parque de generación total), en una nueva corrida ese viento es sustituido por 4 MW de centrales de ciclo combinado de gas natural, y ambos resultados se obtiene el mismo LOLE, entonces las dos carteras se consideran igualmente confiables. Es posible que en el escenario de viento sea más probable que tenga desprendimiento de carga durante el mediodía, mientras que el escenario de gas natural es más probable que tenga desprendimiento de carga en la madrugada, pero en general, la confiabilidad del sistema es equivalente.

El LOLE se relaciona además con el LOLP (Loss of Load Probability, Probabilidad de Pérdida de Carga) que es la probabilidad de que la capacidad del sistema no pueda satisfacer la demanda en una hora dada. Así, la suma de los valores máximos diarios del LOLP es igual al LOLE

Descripción de la Metodología ELCC.

El cálculo ELCC requiere modelar la confiabilidad del sistema. El modelo de confiabilidad incorpora las características operativas específicas de cada instalación (rendimiento, aviso previo requerido, limitaciones de uso, Pmax y Pmin, etc.)

Conceptualmente, la ELCC de una tecnología dada, para una categoría, región y mes, es una comparación de la cantidad de capacidad de generación de esa categoría, en ese mes y región, con la cantidad de generación perfecta requerida para producir el mismo LOLE mensual, si la capacidad de generación en cuestión es excluida de la modelación.

Por ejemplo, imaginemos que hay 100 MW de capacidad solar fotovoltaica en una región dada, y los resultados de la modelación de confiabilidad muestran que el LOLE del sistema para mayo es de 0.001. Si se elimina esta capacidad solar de la modelación, la confiabilidad del sistema disminuiría y el LOLE de mayo aumentaría, quizás a 0.002. Si se requiere una generación perfecta de 25 MW para llevar la LOLE de mayo a 0.001, entonces el ELCC sería de $25 \text{ MW} / 100 \text{ MW} = 25\%$.

Cada combinación de tipo de tecnología, región y mes requiere un cálculo ELCC único. Sea T el tipo de tecnología, R la región, y M el mes. La metodología de cálculo se detallada a continuación:

1. Utiliza un modelo de confiabilidad para modelar el sistema eléctrico, con todos los recursos incluidos. Se determina el Valor Esperado de la Pérdida de Carga (LOLE) para el mes M.
2. Se modela el sistema nuevamente, excluyendo toda la capacidad de la tecnología T en la región R.
 - a. Esto muy probablemente aumentará el LOLE para el mes M, porque hay menos capacidad disponible para satisfacer las necesidades del sistema. Si no lo hace, entonces la capacidad de la tecnología T en la región R no proporciona ningún beneficio de confiabilidad en el mes M, a los niveles actuales. En otras palabras, hay tan poca tecnología T instalada en la región R que su aporte es insuficiente para evitar una pérdida de demanda en momentos de stress del sistema.
 - b. En este caso descrito, el paso uno puede ser modificado para simular un nivel de penetración de T que sea suficiente para crear un beneficio de confiabilidad medible. Esto se puede lograr volviendo al paso uno y modelando la capacidad adicional de T en R. Si bien este caso base modificado no representa el sistema real, permite un cálculo preciso del impacto de confiabilidad de cada MW incremental de tecnología T en la región R.
3. Agregue una pequeña cantidad de capacidad de generación perfecta al modelo y vuelva a calcular el LOLE para el mes M, se continúa excluyendo toda la capacidad de T en R.
4. Repetir el paso tres, deteniéndose cuando el LOLE del mes M sea igual al calculado en el paso uno.
5. Definir el ELCC de la tecnología T en la región R y el mes M como la cantidad total de capacidad perfecta agregada al completarse la etapa cuatro, dividida por la capacidad total de la tecnología T en la región R (la suma de Pmax en todas estas instalaciones). Debido a que la generación perfecta por definición tiene una mayor contribución a la confiabilidad, se necesitará menos de ella para obtener el LOLE deseado. Como resultado, el numerador será menor que el denominador, y el ELCC estará por debajo del 100%.

$$ELCC = \frac{\text{Generacion Perfecta (MW)}}{\text{Capacidad de T en R (MW)}}$$

Como se indicó anteriormente, el porcentaje de ELCC es un factor de derateo que se aplica a la potencia de placa de una instalación (Pmax) para determinar su QC (Potencia Calificada o Valor de la Potencia). Mientras que un ELCC mensual se calcula para todas las instalaciones de una tecnología y región en su conjunto, se aplica a cada instalación individual para producir un QC específico de la instalación, de acuerdo con la siguiente fórmula: QC = ELCC (%) * Pmax (MW)

B. APLICACIONES DE LA RECOMENDACIÓN DEL NERC EN PROVINCIAS DE CANADA

Las distintas regiones han adoptado distintos métodos para medir la contribución a la confiabilidad del sistema de la generación variable, no obstante todos ellos se basan en la recomendación de adoptar un método probabilístico para dichos efectos, lo que finalmente se traduce en la adopción de variantes del método ELCC.

Se describe a continuación algunos casos de interés de las provincias de Canadá.

ONTARIO

En Ontario, el organismo encargado de la Confiabilidad es el Independent Electricity System Operator (IESO). Para realizar sus estudios de adecuación de recursos de mediano y largo plazo, IESO estima la contribución a la confiabilidad de la capacidad eólica durante las horas punta de demanda.

Este modelo captura la generación eólica durante las 5 horas punta contiguas diarias para las temporadas de invierno y verano, así como los periodos mensuales de transición entre ambas temporadas. Se consideran dos conjuntos de datos de viento: datos de viento simulado sobre una historia fija de 10 años y datos reales de producción de parques eólicos recolectados desde marzo de 2006. Se emplea un enfoque conservador, que selecciona el menor valor de los dos conjuntos de datos (simulados vs. reales) para cada temporada de invierno / verano y meses del periodo de transición. Con los datos anteriores se construyen distribuciones de probabilidad que se utilizan como entradas en el modelo GE-MARS²⁸, que genera aleatoriamente un valor de probabilidad para determinar la contribución de la capacidad eólica a la demanda máxima diaria pronosticada.

²⁸ GE Multi-Area Reliability Simulation (GE MARS) Model (Modelo de Simulación de Confiabilidad Multi – Área, desarrollado por General Electric)

GE MARS se basa en una simulación secuencial de Monte Carlo, que proporciona una representación detallada de las demandas horarias, las unidades generadoras y las interfaces entre las áreas interconectadas. En la simulación secuencial de Monte Carlo, se desarrolla una historia cronológica del sistema, combinando historiales operativos de las unidades generados aleatoriamente, con los límites de transferencia entre áreas y la demanda cronológica por hora. En consecuencia, el sistema puede ser modelado con gran detalle con un reconocimiento preciso de eventos aleatorios (por ejemplo, fallas de equipo), así como reglas y políticas determinísticas que gobiernan el funcionamiento del sistema, sin las suposiciones simplificadoras o idealizadoras frecuentemente requeridas en los métodos analíticos.

Utilizando el modelo descrito, se calcula el LOLE del sistema y se utiliza el enfoque ELCC que se indica a continuación:

- En ausencia de viento, la carga de la provincia se escala hasta que el LOLE de la provincia alcance 0,1 días / año.
- Se agrega energía eólica al sistema, lo que hace que la métrica LOLE disminuya.
- Se aumenta la demanda hasta que la LOLE resultante alcance nuevamente 0,1 días/año.
- La contribución de la capacidad del viento se mide como la diferencia en la demanda máxima entre los pasos 3 y 1.

Así, el valor de la capacidad del viento es la demanda adicional que se puede servir manteniendo un mismo nivel de confiabilidad. Este nivel se fijó en 0,1 días / año, que es un estándar de la industria. Sin embargo, los cálculos de los valores de capacidad no se ven afectados sustancialmente por la selección de este u otro nivel.

IESO también utiliza los datos de viento en forma determinística. Así, realiza evaluaciones estacionales y un informe de Perspectivas a 18 meses (18-Month Outlook) donde la contribución del viento a la suficiencia es estimada seleccionando valores promedios observados durante las temporadas de invierno y verano, así como en los periodos mensuales de transición entre ambas temporadas. GE MARS se basa en una simulación secuencial de Monte Carlo y utiliza tasas de transición de estado en lugar de probabilidades de estado para describir las interrupciones forzadas aleatorias de las unidades térmicas. Las probabilidades de estado dan la probabilidad de que una unidad esté en un estado de capacidad dado en cualquier momento en particular y puede usarse si se supone que el estado de capacidad de la unidad para una hora determinada es independiente de su estado en cualquier otra hora. La simulación secuencial de Monte Carlo reconoce el hecho de que el

estado de capacidad de una unidad en una hora dada depende de su estado en horas previas e influye en su estado en las horas futuras. Por lo tanto, requiere la información adicional que está contenida en los datos de la tasa de transición.

Mediante la utilización de la modelación con GE MARS, IESO ha encontrado que el valor de la capacidad de los parques eólicos en la provincia de Ontario fluctúa entre 18,4% y 24,2% para niveles de penetración de la tecnología de entre 20% y 35% de la capacidad total del parque de generación y nivel de concentración por zona.

QUEBEC

Québec Balancing Authority Area²⁹ estimó el crédito por capacidad para plantas eólicas utilizando una variante del método ELCC. Se utilizó un modelo de simulación de Monte Carlo que utiliza datos horarios de demanda y generación eólica, ordenados cronológicamente, para un periodo de 36 años.

Las series de tiempo de la energía eólica se obtuvieron a partir de un método de diagnóstico utilizando datos meteorológicos disponibles de estaciones meteorológicas, extrapolados en los sitios específicos de generación eólica. Estos datos fueron complementados por un análisis en profundidad de catorce eventos críticos de frío extremo, utilizando modelos de predicción numérica de alta resolución. Se estableció que el crédito de capacidad de la energía eólica es probablemente un 30% de su capacidad de placa para el período peak de invierno. Para el período estival, el crédito de capacidad del viento es derrateado o degradado.

C. BASES CONCEPTUALES DE LA MODELACION DE MONTECARLO.

La modelación de Monte Carlo que utilizan IESO y Québec Balancing Authority Area tiene las bases conceptuales que se describen a continuación.

El método de simulación de Monte Carlo es una herramienta de análisis probabilístico en la cual se realizan múltiples experimentos para reproducir el comportamiento de un proceso. A toda aquella simulación estocástica que se base en generación de números aleatorios se le denomina simulación de Monte Carlo.

La simulación de Monte Carlo es usada tanto para procesos que funcionan al azar como para problemas determinísticos. El método proporciona estimaciones de los

²⁹ Una Autoridad de Equilibrio (Balancing Authority) es responsable de mantener el balance de electricidad dentro de su región. La Autoridad de Equilibrio lo hace controlando la generación y transmisión de electricidad a través de su propia región, y entre las Autoridades de Equilibrio vecinas,

resultados reales del proceso o problema a resolver, esto debido a su naturaleza estocástica. En la evaluación de la confiabilidad en sistemas de potencia, con el método de simulaciones de MonteCarlo se pueden representar complejas condiciones de operación y el gran número de variables y estados que se presentan en el comportamiento de los sistemas de potencia. Entre estas condiciones, que son fuentes de incertidumbre en la simulación, se incluye la demanda aleatoria, la hidrología que se presente en el periodo de evaluación, equipos existentes, mantenimientos programados y no programados, capacidad disponible, efectos del clima, modelos de aportaciones de viento y radiación solar, etc.

Los métodos de simulación de Monte Carlo para evaluar la confiabilidad en sistemas de potencia son clasificados en secuenciales y no-secuenciales

El método secuencial se basa en el orden cronológico de los eventos en el periodo de tiempo evaluado, normalmente realizado en pasos horarios, para la evaluación fiable del sistema, ya que el número de cambios dentro de ese periodo es generalmente despreciable. Esta simulación también es conocida como muestreo de la duración de eventos, debido a la generación aleatoria de los tiempos de residencia en el estado actual del sistema o componente, luego de transcurrido ese tiempo se realiza la transición al siguiente estado.

Lo anterior se logra mediante tasas de transición, sustituyendo las probabilidades de estado que se utilizan en el método no secuencial. El método secuencial se usa en evaluaciones donde existe dependencia entre los periodos evaluados, por lo cual es necesario que tanto el modelo de la capacidad como el modelo de demanda sigan la cronología de los eventos.

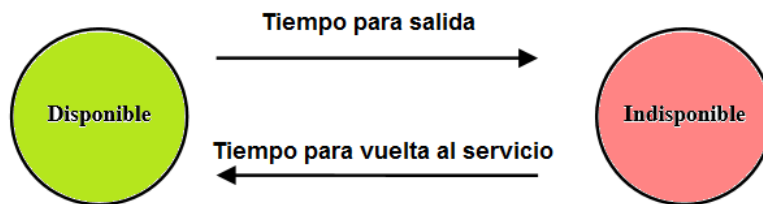
En el método no-secuencial se simula el comportamiento del sistema mediante la elección de los intervalos a evaluar aleatoriamente, esto implica la pérdida de la cronología de los eventos en el sistema.

Para representar adecuadamente el funcionamiento del sistema eléctrico, habitualmente se realizan los siguientes modelamientos:

Modelo de confiabilidad de los componentes

Habitualmente, para todos los componentes del sistema (centrales generadoras, líneas de transmisión) se utiliza un modelo de dos estados, el cual se define mediante las distribuciones de probabilidad de los tiempos para salida y de los tiempos para vuelta al servicio. La construcción del modelo se hace ajustando los datos operativos de tiempos para salida y tiempos para vuelta en servicio del componente, a una función de probabilidad dada (Gausiana, Weibull, etc.)

Figura 12. Modelo de dos estados para los componentes



Dos tipos de modelo de dos estados pueden implementarse para cada uno de los componentes:

- Modelo para análisis de disponibilidad: Incluye salidas planeadas (mantenimiento preventivo, inspecciones) y no planeadas (fallas, vandalismo, accidentes, etc). Se habla entonces de tiempos para salida y para vuelta al servicio
- Modelo para análisis de fallas: Solo considera las salidas no planeadas que corresponden a fallas propias del componente y que están asociados a los índices de indisponibilidad forzada de los componentes. En este caso se habla de tiempo para falla y tiempo para reparación.

Modelo de los recursos primarios de generación.

La variable que representa al recurso primario de generación en las ecuaciones de potencia generada se modela como una variable aleatoria sencilla o como un proceso estocástico.

Ejemplo de estas variables son el caudal q en un río, la velocidad del viento v o la energía radiante del sol ϵ .

Modelo de despacho de las unidades del sistema (o subsistema) en Estudio.

El despacho de potencia activa de las unidades de generación propias del sistema (o subsistema) en estudio, se hace mediante la ecuación que relaciona la potencia con la variable aleatoria que representa el recurso primario de generación. Por ejemplo $P = k \cdot q$ en unidades hidráulicas, $P = k \cdot v$ en unidades eólicas y $P = k \cdot \epsilon$ en unidades solares; k es una constante que depende de factores constructivos de cada planta. Además, se deben incluir *las restricciones de capacidad máxima de generación y de mínimo técnico de generación*.

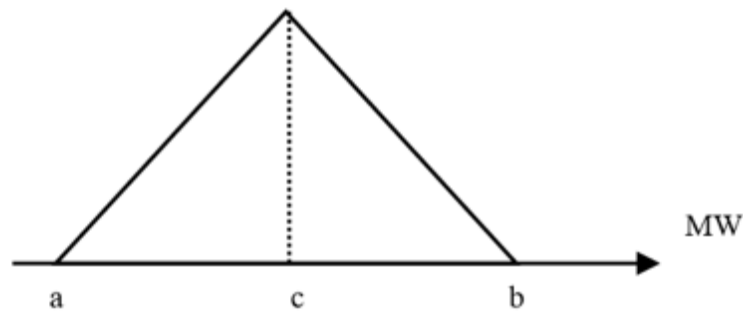
Modelo de aporte desde sistemas externos (formación de subsistemas).

Usualmente, cada punto de interconexión con sistemas externos se modela como una unidad de generación cuya potencia activa está descrita mediante una distribución de probabilidad. Esta distribución se construye a partir de datos históricos de excedentes de generación del sistema externo y debe incluir el hecho de que la capacidad de interconexión es limitada.

Es posible utilizar una distribución de probabilidad triangular para modelar los aportes desde los puntos de interconexión, tal como se muestra en la figura siguiente, en donde:

- a: Es el valor mínimo de MW que se pueden suministrar (usualmente cero).
- b: Es la capacidad en MW de la interconexión.
- c: Es el valor más probable de MW que puede suministrar el sistema externo.

Figura 13: Distribución triangular para aportes desde sistemas externos.



Modelamiento de la demanda.

El modelo para la demanda total del sistema incorpora los siguientes aspectos:

- El patrón de comportamiento de la demanda en el tiempo; por ejemplo, en las 24 horas de un día, día a día en un año, etc. Para esto, se utilizan curvas típicas de MW de demanda en un periodo de tiempo dado (día, año, etc.) que están normalizadas con respecto a la demanda máxima activa del sistema.
- El valor pronosticado de demanda máxima activa para un año futuro de estudio. Este dato se toma de estudios de proyección de la demanda. Debe tenerse en cuenta que este valor es un “valor esperado” de la demanda máxima que es aleatoria.

Procedimiento de simulación

El análisis de confiabilidad del sistema consiste en la valoración de la adecuación del sistema en un año futuro de interés en distintos escenarios que se definen por:

- El pronóstico de la demanda
- Los modelos probabilísticos que representan los recursos primarios de generación
- Las plantas y unidades de generación en servicio con su modelo probabilístico de despacho
- Los puntos de interconexión en servicio y su modelo probabilístico de aportes
- Los modelos de confiabilidad de los componentes
- Criterio de pérdida de componentes ($n-1$, $n-2$, etc)

En el tipo de simulación de Montecarlo aplicado, usualmente la demanda se modela en forma horaria.

Para cada hora i de un escenario dado se determina:

- El valor de la demanda D_i
- La generación total disponible G_i (generación interna y aportes desde los otros sistemas o subsistemas)
- La reserva del sistema $R_i = G_i - D_i$ y la demanda no servida ENS_i . Hay déficit en el sistema si $R_i < 0$

Al recorrer las 8760 horas del año se completa una “iteración” y se contabiliza el número de horas de déficit H y el valor acumulado de demanda no servida ENS .

Los procedimientos de la simulación de Montecarlo dentro de cada iteración se pueden resumir de la siguiente forma:

1. *Determinar los componentes disponibles cada hora:*

- Para cada uno de los componentes del sistema se genera un número aleatorio uniforme (entre 0 y 1), el cual se convierte en un tiempo para salida utilizando la correspondiente distribución de probabilidad.
- Si el menor tiempo para salida es mayor o igual a un año, no existe salida de componentes en esta iteración. De lo contrario, el componente con el menor tiempo para salida se considera indisponible, si el criterio de pérdida de componentes es $n-1$; si el criterio es $n-2$, los dos componentes con menor tiempo para salida menores a 1 año se consideran indisponibles.

- Para cada uno de los componentes indisponibles se genera un número aleatorio uniforme y se transforma en un tiempo para vuelta al servicio, utilizando la correspondiente distribución de probabilidad.

2. *Valorar la reserva o déficit de energía en cada hora:*

- Para cada uno recursos primarios de energía se genera un número aleatorio uniforme (entre 0 y 1) y se convierte a un valor del recurso utilizando la correspondiente distribución de probabilidad.
- Para cada una de las unidades de generación internas disponibles en esta hora, se determina la potencia activa que pueden despachar.
- Para cada uno de los puntos de interconexión se genera un número aleatorio uniforme y se convierte en el valor de MW que pueden aportar el o los subsistemas externos.
- Se determina el valor de demanda utilizando la curva de demanda del tipo de día que corresponda a la hora bajo estudio.
- Se Calcula la reserva del sistema y el valor de demanda no servida.

Una simulación consiste en la ejecución para cada escenario de N iteraciones. La simulación se puede detener cuando se observa que el histograma de los datos de alguno de los índices de confiabilidad se estabiliza en una distribución o el coeficiente de variación cv de uno de los índices de confiabilidad alcanza una precisión pre-especificada (generalmente 5%) luego de N iteraciones.

$$cv = s / (\bar{x} * \sqrt{N})$$

Donde x y s son, respectivamente, el promedio estadístico y la desviación muestral. Al terminar una simulación, se tendrá una muestra de N datos para cada una de las variables de interés con los cuales se pueden calcular índices de confiabilidad, estadísticas descriptivas (ej. calcular índices de indisponibilidad IFOR, aporte desde subsistemas externo, conformación de subsistemas y otros) o hacer ajuste a una distribución de probabilidad.

Índices de confiabilidad

Se calcula los siguientes índices de confiabilidad:

- LOLE (Loss of Load Expectation)

Para una iteración: LOLE = H ; H son las horas de déficit en la iteración

Para una simulación: LOLE = $\sum_{j=1}^N H_j / N$, N es el total de iteraciones.

- LOLP (Loss of Load Probability) o probabilidad de pérdida de carga

Para una iteración: LOLP = H/8760

Para una simulación:

$$LOLP = \frac{\sum_{j=1}^N H_j}{N * 8760}$$

- EENS (Expected Energy Not Served) o valor esperado de energía no servida por año:

Para una simulación: EENS = $\sum_{j=1}^N ENS_j / N$; ENS es el valor acumulado de la energía no servida.

D. CALCULO DEL APORTE A LA SUFICIENCIA DE LA GENERACION SOLAR FOTOVOLTAICA EN ONTARIO. APROXIMACION DE GARVER.

En aquellos casos en que no es posible realizar un análisis ELCC completo, se ha utilizado una aproximación desarrollada por el investigador de General Electric Len L. Garver , la cual se indica a continuación:

$$ELCC \approx m \ln \left[\frac{\sum_{i=1}^N \exp\left(-\left[\frac{L-l_i}{m}\right]\right)}{\sum_{i=1}^N \exp\left(-\left[\frac{L-(l_i-g_i)}{m}\right]\right)} \right]$$

Donde:

gi = producción del generador durante la hora i

li = demanda durante la hora i

L = Demanda Máxima

m = capacidad característica de Garver, definida como el aumento de carga que hace que el riesgo aumente por un factor de e en el nivel de fiabilidad elegido.

Se ha encontrado que esta expresión aproxima bien el ELCC para grandes sistemas con peak de demanda considerable.

El valor de la capacidad característica de Garver se fijo en $m = 0,03L$, basados en análisis de IESO que sitúan los valores de m entre 2,5% y 3,5% del peak de demanda.

Cuando no se pueda realizar un análisis de confiabilidad completo, la aproximación de Garver es considerada el segundo mejor método.

Con este método, IESO ha concluido que el valor de la capacidad de los sistemas solar fotovoltaicos se encuentran entre un 23 a 37%, dependiendo de la ubicación, orientación y nivel de penetración de la tecnología.

A continuación se presentan valores típicos para valores de capacidad o aporte a la suficiencia para diversas provincias en Canadá:

E. Resultados del Valor de la Capacidad o Aporte a la Suficiencia en Provincias de Canada

La tabla siguiente resume los resultados obtenidos para ELCC.

Tabla 9: Factor ELCC en provincias de Canada

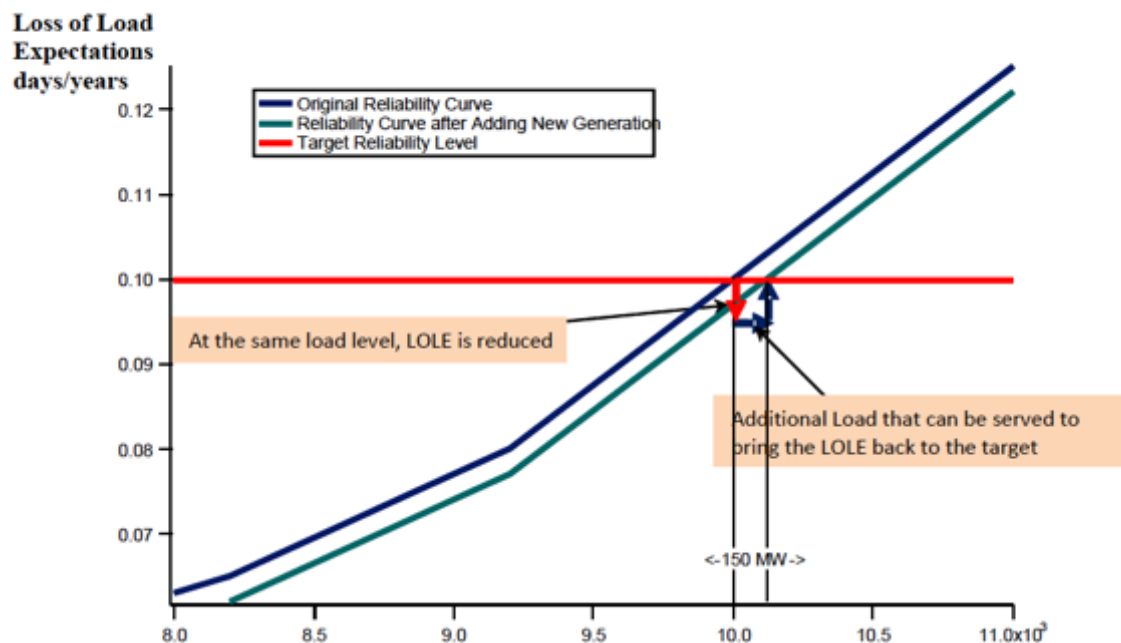
Provincia	Resultado del ELCC (Valor de Capacidad) % Capacidad de Placa	Notas
Quebec	30% para viento	Utilizando simulación de Montecarlo que compara estadísticas cronológicas de viento y demanda anuales para 36 años
Ontario	18,4% - 24,2% para viento	Utilizando modelo GE -MARS, para niveles de penetración de la tecnología de entre 20% y 35% de la capacidad total del parque de generación
Ontario	23%– 37% solar fotovoltaico	Utilizando aproximación de Garver. Resultados dependen de ubicación, orientación y nivel de penetración
British Columbia	19,2 - 27,9% para viento	Utilizando modelo GE -MARS, para niveles de penetración de la tecnología de entre 20% y 35% de la capacidad total del parque de generación
Alberta	7,1% -11,0 % para viento	Utilizando modelo GE -MARS, para niveles de penetración de la tecnología de entre 20% y 35% de la capacidad total del parque de generación
Saskatchewan	9,7 - 22,4% para viento	Utilizando modelo GE -MARS, para niveles de penetración de la tecnología de entre 20% y 35% de la capacidad total del parque de generación
Manitoba	16,8% - 22,5% para viento	Utilizando modelo GE -MARS, para niveles de penetración de la tecnología de entre 20% y 35% de la capacidad total del parque de generación

2.3. Análisis comparado

En el cuadro siguiente se resume las principales características de los sistemas de remuneración de capacidad en los mercados internacionales analizados. Los mercados de PJM y Colombia son los que tienen mayor experiencia en estas transacciones. En el caso del CAISO y Canada corresponden a desarrollos recientes en etapa de pruebas e implementación.

Se observa que el criterio predominante empleado en Norteamérica es el de la contribución de cada central generadora a la reducción de la probabilidad de pérdida del suministro de energía durante el período de demandas máximas, el que se sitúa predominantemente en verano en los mercados analizados.

Figura 14: Contribución marginal de una central a la reducción del LOLE.



Fuente: NERC, 2011

Los métodos para la determinación de la potencia remunerable se basan en análisis estadísticos que dan cuenta de las características y variabilidad de los aportes de las centrales durante el período de punta, toda vez que la ocurrencia de la demanda máxima se puede dar en un periodo extenso y no solo en unas pocas horas, por lo que se debe medir la contribución en dicho período dando cuenta de la naturaleza de cada central generadora. La Figura 13 ilustra la cuantificación del aporte a la reducción de LOLE de una cierta central generadora, medida como el aporte incremental a su reducción para un mismo nivel de demanda, o alternatively, es posible abastecer una cantidad adicional de demanda para un mismo nivel de LOLE.

Tabla 10: Comparación de mercados de potencia

	CHILE	PJM	CAISO	Canada	Colombia
Tipo de remuneración por capacidad	Balance de Potencia de Punta. Potencia de suficiencia es determinada según metodología de aporte confiable.	Mercado de ofertas de capacidad ajustado por subastas. Capacidad ofertable determinada según metodología de aporte confiable.	Solo mercado bilateral. No hay balance para el mercado. Cada agente que comercializa debe disponer de capacidad propia o contratada. Mercado de suficiencia en análisis de 2015.	Mercado en desarrollo. Se plantea balance de potencia para el conjunto del mercado.	Mercado de energía firme. Se subasta oferta de energía firme.
Indisponibilidad forzada	Índice IFOR. Considera indisponibilidad por fallas y mantenimiento distinto a mantenimiento mayor anual programado	Índice EFORD de cuatro estados		Indisponibilidad FOR de cuatro estados	Indisponibilidad por combustible y fallas.
Determinación de la potencia remunerable	En base a disponibilidad del recurso primario en condiciones de alta confiabilidad	Capacidad neta inyectable en período de punta (verano), considerando restricciones del Sistema de Transmisión	Según pruebas efectivas de potencia máxima	Método estadístico o simulación de Montecarlo para determinar Capacidad Efectiva de Inyección de Potencia (ELLC).	En base a la disponibilidad del recurso primario y tasa de indisponibilidad.
Tratamiento plantas solares	Menor valor entre Factor de planta mínimo de los últimos 5 años y Factor de planta en las 52 horas de mayor demanda.	Contribución real en el periodo de punta (verano) en los 3 años anteriores. En caso de centrales "inmaduras", que no	Capacidad se determina según desempeño histórico	Contribución a la reducción de LOLE	Producción esperada en condición para 95% de probabilidad de excedencia según estadística de radiación. Tratamiento diferenciado para centrales sin

	A las centrales sin estadística se les asigna un valor de centrales similares y ubicadas en la misma zona.	disponen de los datos históricos requeridos, se les asigna un factor promedio para cada verano sin información suficiente.			información de radiación, (menos de 10 años de estadística) se les asigna un valor de contribución.
Tratamiento plantas eólicas	Menor valor entre Factor de planta mínimo de los últimos 5 años y Factor de planta en las 52 horas de mayor demanda. A las centrales sin estadística se les asigna un valor de centrales similares y ubicadas en la misma zona.	Contribución real en el periodo de punta (verano) en los 3 años anteriores. En caso de centrales “inmaduras”, que no disponen de los datos históricos requeridos, se les asigna un factor promedio para cada verano sin información suficiente	Capacidad se determina según desempeño histórico	Contribución a la reducción de LOLE	Producción esperada en condición de 95% de probabilidad de excedencia según estadística de viento. Tratamiento diferenciado para centrales sin información de vientos, (menos de 10 años de estadística) se les asigna un valor de contribución.
Tratamiento subsistemas	Se determina un balance de potencia por subsistema. Se determina exportación entre subsistemas considerando igualar el margen de potencia de cada uno.	Se determina importación de un sistema excedentario para alcanzar LOLE objetivo.	Se ajusta por de limitaciones importación exportación.	Cálculo estadístico basado en simulación de Montecarlo.	

En el caso de Chile, existe una falta de datos estadísticos para nuevas centrales solares y eólicas, por lo que se propone definir un tratamiento de relleno de estadística hasta que cumplan con un mínimo de años para ser consideradas. Esta metodología es aplicada en Colombia, donde se emplea una ventana de 10 años.

Por otra parte, se observa que la metodología aplicada a las centrales solares y eólicas en Chile es bastante restrictiva y exigente, ya que utiliza los mínimos factores de planta entre los factores de planta anual de los últimos 5 años y el factor de planta en las 52 horas de mayor demanda del sistema en el año de cálculo.

Los mercados analizados indican que es recomendable utilizar un análisis estadístico de los aportes de las centrales generadoras y en las horas en que se presentan las demandas máximas.

Para el caso de las centrales y eólicas en Chile el principal problema que se enfrenta es la falta de estadística de generación histórica, lo que se debe abordar en forma alternativa en tanto se genera dicha estadística.

En Chile se contempla el relleno de la estadística faltante por estadística de unidades en la misma zona y de similar tecnología. Como se dijo antes en el análisis estadístico del aporte de solares y eólicas la ubicación cercana no es necesariamente un atributo que asegure una buena estimación de los aportes.

Así, entonces para un tratamiento más adecuado de los aportes de las centrales solares y eólicas sin estadística suficiente se recomienda utilizar las estadísticas de radiación solar y estadísticas de vientos utilizada para el estudio de los proyectos, las que en general debiesen estar certificadas por una entidad internacional reconocida, y considerando utilizar los aportes de dichas centrales para una probabilidad de excedencia de 95%, de forma de aproximarse al criterio utilizado para las centrales de pasada.

Respecto del cómputo de indisponibilidad forzada de las centrales generadoras, se propondrá en las secciones siguientes un ajuste, de forma de homologar la determinación de dichas indisponibilidades a estándares internacionales.

Finalmente, se observa de la recisión de mercados internacionales que las mejores prácticas normativas se orientan hacia la utilización de modelos estadísticos para medir el aporte a la reducción de la probabilidad de pérdida de carga o energía (LOLP o LOLE), sean estos de aplicación exhaustiva o mediante simulación de Montecarlo.

La metodología actualmente utilizada en Chile no reconoce el aporte a la reducción de LOLP, lo que generara una distribución imperfecta de la remuneración de potencia entre las tecnologías de generación.

Tampoco la metodología empleada en Chile hace una asociación del período en que es más probable la ocurrencia de la demanda de punta con la contribución de las centrales generadoras.

III. ANALISIS CRITICO DE LA METODOLOGIA DE CÁLCULO DE POTENCIA DE SUFICIENCIA.

A. LA INDISPONIBILIDAD FORZADA

En este capítulo se efectúa una revisión del contenido del D.S. N°62 y su norma técnica respecto de la definición y cálculo de la Indisponibilidad Forzada. Además, se propone una revisión de la definición de la indisponibilidad forzada, para que recoja adecuadamente la indisponibilidad de todas las tecnologías conforme a estándares internacionales, en particular de las centrales que presentan bajo nivel de despacho.

1. Revisión del DS N°62 (modificado por DS N°130) y su Norma Técnica respecto a la definición de la indisponibilidad forzada

1.1. Disposiciones contenidas en el DS N°62

El DS N°62 define que la Potencia de Suficiencia de las unidades generadoras será determinada mediante un análisis probabilístico en función de la **Indisponibilidad Forzada** de las unidades generadoras incluyendo la indisponibilidad de las instalaciones que las conectan al sistema.

Su Artículo 13 señala: *“o) 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”.*

A su vez en su Artículo 56 se indica: *“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 DS N°62 en su artículo N°52 define que la Indisponibilidad Forzada deberá calcularse considerando el tiempo en que la unidad estuvo en operación y el tiempo en que la unidad estuvo indisponible.

“La indisponibilidad forzada será calculada en base al tiempo en que la unidad generadora estuvo en operación y el tiempo en que la unidad generadora estuvo indisponible, para una ventana móvil de 5 años consecutivos, durante todas las horas de cada año”.

A continuación el Artículo 53 define la expresión matemática del Indisponibilidad Forzada, señalando: *“La indisponibilidad forzada será determinada a partir del siguiente cuociente:*

$$IFOR = \left[\frac{T_{OFF}}{T_{ON} + T_{OFF}} \right]$$

Donde:

IFOR : Indisponibilidad forzada

T_{OFF} : Tiempo medio acumulado en que la unidad generadora se encuentra indisponible, ya sea por desconexión forzada o programada para una ventana móvil de 5 años. Considera el tiempo acumulado en los períodos de mantenimiento que excedan al período definido en el programa de mantenimiento mayor vigente al comienzo de cada año.

T_{ON} : Tiempo medio acumulado en que la unidad generadora se encuentra en operación, independiente del nivel de despacho, para una ventana móvil de 5 años”.

Así, del artículo N°53 se concluye que:

- a. El tiempo en operación incluirá todas aquellas horas en que la unidad estuvo en operación independiente del nivel de despacho.
- b. El tiempo en que la unidad estuvo indisponible considera el tiempo de indisponibilidad por desconexiones tanto forzadas como programadas.
- c. El tiempo en que la unidad estuvo indisponible considera el tiempo de las extensiones del mantenimiento de las unidades más allá del plazo contemplado en el plan de mantenimiento mayor vigente al comienzo del año.
- d. Es decir, el período de mantenimiento dentro de los plazos contemplados en el programa de mantenimiento mayor no se considera como indisponibilidad forzada.

Para efectos de computar el tiempo de cada unidad generadora en cada estado de operación, el DS N°62 en su artículo 25 establece que la DO (hoy CEN) debe llevar un control estadístico a partir del cual calculará los tiempos TON y TOFF que permitan calcular la Indisponibilidad Forzada, señalando:

“La DO deberá llevar un control estadístico de los estados operativos de las unidades generadoras con el fin de representar los diversos estados y/o limitaciones que presenta la oferta de potencia de las mismas.

Para tal efecto, se establecerá un Estado Disponible, un Estado No Disponible y los Estados Deteriorados que correspondan, en función de las características de cada unidad generadora, a fin de dar cumplimiento a lo señalado en el Título IV, Capítulo 2, del presente reglamento.

A partir de los estados en que cada unidad estuvo en operación e indisponible, se deberá construir la indisponibilidad forzada a que se refiere el Artículo 52 y siguientes del presente reglamento”.

A continuación en el artículo N°54 se precisa:

“La indisponibilidad forzada de una unidad generadora incorporará todos aquellos eventos en que la unidad generadora no esté disponible debido a la indisponibilidad de las instalaciones que la conectan al Sistema de Transmisión o Distribución, según corresponda.

Del mismo modo, la indisponibilidad técnica de las instalaciones dedicadas al abastecimiento del Insumo Principal o Alternativo, internas o externas a las instalaciones de cada unidad generadora, así como la indisponibilidad de las instalaciones hidráulicas, se imputarán a la indisponibilidad forzada de la unidad generadora. En virtud de lo anterior, las instalaciones antes mencionadas deberán entenderse parte integral de la unidad generadora para efectos de computar la indisponibilidad forzada”.

Aquellos eventos o contingencias externas que se produzcan en instalaciones de generación o transmisión que no estén asociadas a la unidad generadora, no se computarán con cargo a la indisponibilidad forzada de la unidad”.

Así, del artículo N°54 se concluye que:

- a. La Indisponibilidad Forzada incorpora los eventos de indisponibilidad de las instalaciones que conectan la central al sistema eléctrico.
- b. La Indisponibilidad Forzada incorpora la indisponibilidad técnica de las instalaciones dedicadas al abastecimiento de combustibles y de las instalaciones hidráulicas.
- c. La Indisponibilidad Forzada no incorpora contingencias externas que se produzcan en instalaciones de generación o transmisión que no estén asociadas a la unidad generadora

El DS N°62 en su Artículo 55° señala que en caso de no disponerse de estadística la Indisponibilidad Forzada será estimada en base a estadísticas internacionales:

“Para el caso de unidades generadoras que sean consideradas por primera vez a las transferencias de potencia que debe determinar la respectiva DO, la indisponibilidad forzada de estas unidades será estimada en base estadísticas internacionales aplicables al tipo de tecnología que en cada caso corresponda, o las que garantice el fabricante.

Entre el segundo y cuarto año de incorporada la unidad generadora respectiva, la indisponibilidad forzada se obtendrá como el promedio ponderado entre los valores observados para cada año transcurrido y el valor proveniente de las estadísticas internacionales. Luego del quinto año de incorporada la unidad generadora respectiva deberá aplicarse lo indicado en el Artículo 52 y siguientes del presente Reglamento”.

Para esto, es necesario comparar la definición de Indisponibilidad Forzada presente en el DS N°62 con la definición usada internacionalmente de modo que el principio establecido sea coherente con el cálculo del índice IFOR. Esta comparación se efectuará más adelante en el Informe.

1.2. Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras.

La Norma Técnica en su Capítulo 5 “CONTROL ESTADISTICO”, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo N°25 del DS N°62, define los distintos estados operativos en que se puede encontrar una unidad, para los que la DO deberá llevar una estadística.

Tabla 11: Estados Operativos para Control Estadístico

Conectada Normal (N):	La unidad está en servicio sin limitaciones
Limitación Programada (LP)	La unidad está en servicio pero impedida de entregar su potencia bruta máxima por cualquier razón con excepción de (1) limitaciones de suministro de combustibles y (2) de restricciones determinadas por la Dirección de Operación (DO) del Coordinador. Incluye las limitaciones por razones ambientales. La limitación fue programada e incluida en la planificación de corto plazo.
Limitación Forzada (LF)	La unidad está en servicio pero impedida de inyectar su potencia bruta máxima por cualquier razón con excepción de (1) limitaciones de suministro de combustibles y (2) de restricciones determinadas por la Dirección de Operación (DO) del Coordinador. La limitación no fue programada por la DO y se origina por un trabajo de curso forzoso.

Limitación combustible (LC)	de	La unidad está en servicio pero impedida de entregar su potencia bruta máxima debido a restricciones en el suministro de combustible.
Limitación combustible instalaciones (LCI)	de por	La unidad está en servicio pero impedida de entregar su potencia bruta máxima debido a la indisponibilidad técnica de las instalaciones dedicadas al abastecimiento del insumo principal.
Prueba Operacional (PO)		La unidad está en servicio y se encuentra requerida a operar en un nivel determinado por la empresa generadora independientemente de su costo variable
Prueba DO (PDO)		La unidad está en servicio y se encuentra requerida a operar en un nivel determinado en cumplimiento de una instrucción de la DO
Prueba en Mantenimiento Mayor (PMM)		La unidad está en servicio y se encuentra requerida a operar en un nivel determinado por la empresa generadora y se encuentra realizando un mantenimiento mayor
Restricción Operativa (RO)		La unidad está en servicio y se encuentra impedida de cumplir con alguna especificación técnica y no puede ser clasificada como LF, LP, LC, LCI, PO, PDO, PMM
Desconectada Normal (DN)		La unidad se encuentra fuera de servicio y está en condiciones de entrar en servicio sin limitaciones
Desconectada con Limitación Programada (DLP)		La unidad se encuentra fuera de servicio y se encuentra impedida de inyectar su potencia bruta máxima por cualquier motivo, incluyendo restricciones ambientales, con excepción de (1) restricciones de combustibles y (2) restricciones determinadas por la DO. La limitación debe haber sido planificada por la DO.
Desconectada con Limitación Forzada (DLF)		La unidad se encuentra fuera de servicio y se encuentra impedida de inyectar su potencia bruta máxima por cualquier motivo, con excepción de (1) restricciones de combustibles y (2) restricciones determinadas por la DO. La limitación se origina producto de un curso forzoso.
Desconectada con Limitación de Combustible (DLC)		La unidad se encuentra fuera de servicio y se encuentra impedida de inyectar su potencia bruta máxima debido a restricciones en el suministro de combustibles
Desconectada con Limitación de Combustible por Instalaciones (DLCI)		La unidad se encuentra fuera de servicio y se encuentra impedida de inyectar su potencia bruta máxima debido a la indisponibilidad técnica de instalaciones dedicadas al abastecimiento del insumo principal o alternativo

Mantenimiento Mayor (MM)	La unidad se encuentra fuera de servicio y se encuentra realizando un mantenimiento mayor incluido en el programa de MM de la DO
Desconexión Programada (DP)	La unidad se encuentra fuera de servicio y se encuentra realizando un mantenimiento programado por la DO y no es parte del programa de mantenimiento mayor
Desconexión Forzada (DF)	La unidad se encuentra fuera de servicio por una falla, por un mantenimiento que no es MM ni DP, por la indisponibilidad de las instalaciones que conectan la unidad al sistema eléctrico, otro motivo distinto de falla externa (FE)
Falla Externa (FE)	La unidad se encuentra fuera de servicio debido a una falla en instalaciones del Sistema Interconectado que no pertenecen a la unidad
Desconectada con Restricción Operativa (DRO)	La unidad se encuentra fuera de servicio y no cumple con alguna especificación técnica y no puede ser clasificada como DLP, DLF, DLC, DLCL, DF, DP, FE, MM
Prueba de Puesta en Servicio (P)	La unidad se encuentra en el período de puesta en servicio
Conectada a Sistema Externo (CSE)	La unidad se encuentra desconectada del sistema y convocada a operar en otro sistema

La Norma Técnica clasifica los estados como Estado Disponible, Estado No Disponible y Estado Deteriorado, según muestra la siguiente tabla.

Tabla 12: Estados Operativos

Tabla 6.1 Estados Operativos

Estado Disponible	Estado No Disponible	Estado Deteriorado
N	DP	LP
DN	DF	LF
CSE	MM	DLP
	PMM	DLF
	FE	DRO
		PO
		PDO
		RO

Los estados: i) LC, en servicio pero limitada por combustibles, ii) LCI, en servicio pero limitada por instalaciones dedicadas al abastecimiento del insumo principal, iii) DLC, desconectada con limitación de combustibles, iv) DLCL, desconectada con limitación de instalaciones, no se clasifican como **Estado Deteriorado** a pesar que la unidad está en servicio con limitaciones (LC y LCI) o está en desconectada en condiciones de entrar en servicio pero limitada (DLC y DLCL).

El estado P, prueba de puesta en servicio, no se incluye en la clasificación anterior ya que en dicho estado la unidad no recibe remuneración por Potencia de Suficiencia.

Luego, en 5.8 la Norma Técnica define los estados operativos que permiten determinar la Indisponibilidad Forzada:

“Para la determinación de la indisponibilidad forzada establecida en el Reglamento, en particular los índices T_{ON} y T_{OFF} para el cálculo de IFOR, se utilizarán los EO indicados en la tabla siguiente:

Tabla 13: Indisponibilidad forzada

Tabla 6.2 Indisponibilidad Forzada

T_{ON}	T_{OFF}
N	DP*
LP	DF
LF	
RO	
LCI	
LC	
PO	
PDO	
CSE	

**En caso que el mantenimiento mayor de una unidad generadora, exceda el plazo establecido en el programa de mantenimiento del Anexo Técnico “Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor”, dicha unidad será calificada con el EO DP”.*

Para el cálculo de la Indisponibilidad Forzada en el parámetro “Toff” no se consideran el estado indisponible MM (Mantenimiento Mayor) porque corresponde a una salida de servicio planificada y tampoco se considera el estado indisponible PMM (Prueba de Mantenimiento Mayor) porque se considera que ocurre como consecuencia del MM. El estado indisponible por falla externa (FE) tampoco se considera en el cálculo de la Indisponibilidad Forzada por definición ya que no corresponde a una falla en las instalaciones de la central ni del sistema de transmisión que la conecta al sistema eléctrico.

En la Indisponibilidad Forzada se consideran los estados indisponibles DP y DF en que la unidad está impedida de entrar en servicio, donde el estado DP corresponde a mantenimientos no considerados en el programa de mantenimiento mayor y la extensión del mantenimiento mayor más allá del plazo programado a comienzos de año, y donde el estado DF corresponde a la desconexión forzada por falla de la unidad o del sistema de transmisión que la conecta al sistema eléctrico.

Por su parte, los estados considerados en “Ton” son todos aquellos estados en que la unidad se encuentra en servicio, los que incluyen los estados normal (N) y conectado a sistema externo (CSE) e independiente de si se encuentra en un estado deteriorado (LP, LF, RO, PO, PDO) e incluyendo aquellos estados con limitaciones

de combustibles (LC) o limitaciones de instalaciones dedicadas al abastecimiento del insumo principal (LCI).

No se incluye en “Ton” el estado disponible DN (Desconectado Normal) en que la unidad no está despachada pero está disponible para entrar en servicio sin limitaciones. Tampoco se incluye los estados deteriorados DLP, DLF y DRO, ni los estados DLC y DLCI, en que la unidad está en condiciones de entrar en servicio pero se encuentra limitada impedida de inyectar su potencia bruta máxima.

2. Análisis de los estados de operación según tecnología

En este capítulo se presenta histogramas de estados disponibles, indisponibles y estados deteriorados por tecnología de generación, segmentadas en: Diesel, Carbón, Gas Natural (GN), eólico, solar, biomasa e hidroeléctrica (Hidro).

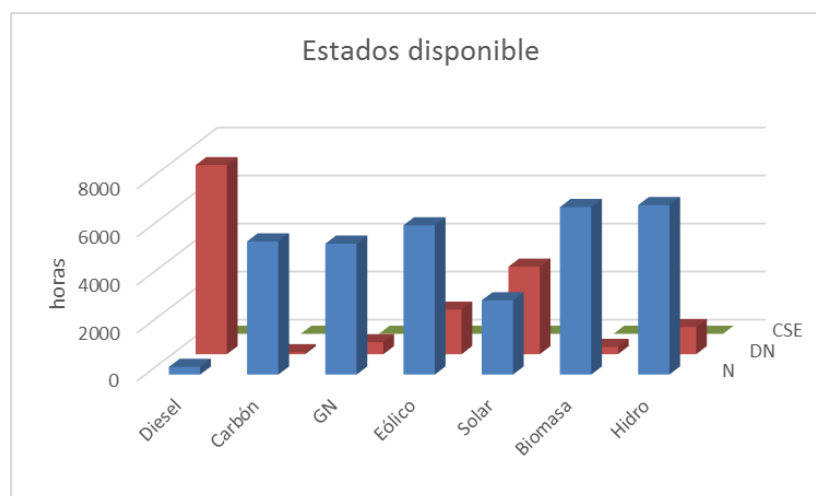
Este análisis se elaboró en base a la información del CEN para el período marzo 2016 a marzo 2017 del SIC.

En la siguiente tabla se muestra los “estados disponible” definidos en la Norma Técnica de Transferencias de Potencia expresados en horas promedio en que permanecieron en cada estado las unidades de cada tecnología de generación.

Tabla 14: Estados disponibles

	ESTADOS DISPONIBLE [horas promedio]		
	N	DN	CSE
Diesel	319	7873	1
Carbón	5546	83	0
GN	5451	498	0
Eólico	6218	1853	0
Solar	3090	3646	0
Biomasa	6976	303	0
Hidro	7060	1131	0

Gráfico 1: Estados disponibles según Norma Técnica vigente



En la tabla siguiente se muestra el tiempo promedio en que las unidades de cada tecnología del SIC estuvo en los estados que la NT define como estados en que la unidad está no disponible.

Tabla 15: Estados indisponibles

ESTADOS INDISPONIBLE [duración promedio, horas]					
	DF	DP	MM	PMM	FE
Diesel	619	12	85	0	9
Carbón	503	35	374	5	46
GN	1513	24	68	0	0
Eólico	12	3	20	0	10
Solar	21	9	35	0	10
Biomasa	798	175	503	23	14
Hidro	255	63	291	8	11

Gráfico 2: Estados con unidad no disponible



En la tabla siguiente se muestra el tiempo promedio en que las unidades de cada tecnología del SIC estuvo en los estados que la NT define como estados deteriorados.

Tabla 16: Estados disponibles

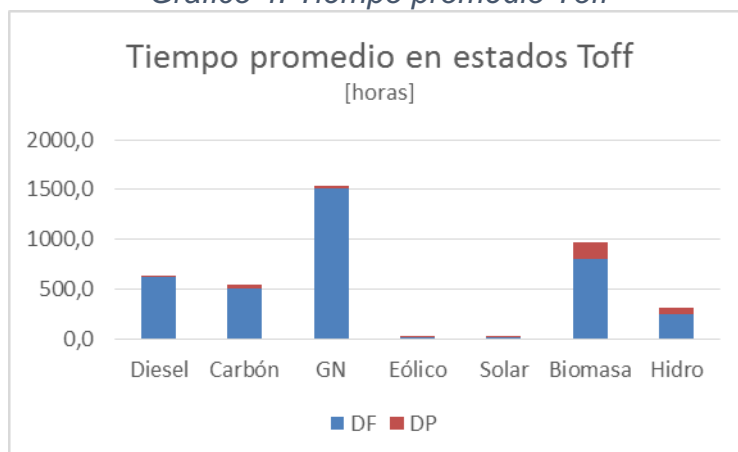
	ESTADOS DETERIORADOS [duración promedio, horas]							
	LP	LF	DLP	DLF	DRO	PO	PDO	RO
Diesel	15	61	63	217	113	13	10	8
Carbón	24	2001	1	11	27	25	23	740
GN	192	539	5	125	180	22	29	797
Eólico	61	101	22	24	20	14	0	35
Solar	16	210	15	186	51	6	0	62
Biomasa	1	409	0	107	14	9	13	94
Hidro	26	110	0	2	64	15	2	291

Gráfico 3: Estados deteriorados



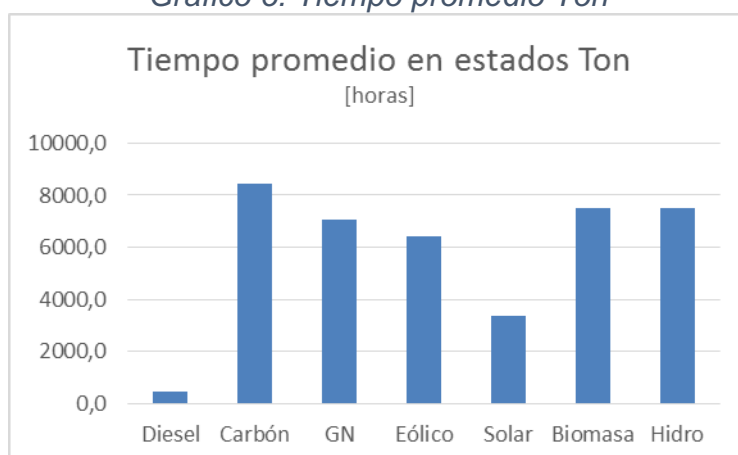
En el siguiente gráfico se muestra el tiempo en que las unidades de cada tecnología permanecieron en promedio en estado ToFF.

Gráfico 4: Tiempo promedio Toff



En el siguiente gráfico se muestra el tiempo en que las unidades de cada tecnología permanecieron en promedio en estado Ton.

Gráfico 5: Tiempo promedio Ton



Se muestra a continuación el índice de indisponibilidad forzada, IFOR, correspondiente a cada tecnología en valor promedio y desviación estándar.

Tabla 17: Índice IFOR promedio por tecnología

	IFOR	STD IFOR
Diesel	18,8%	31,1%
Carbón	6,0%	4,7%
GN	15,5%	17,7%
Eólico	0,2%	0,2%
Solar	0,6%	0,9%
Biomasa	11,4%	21,3%
Hidro	3,8%	7,9%

Gráfico 6: Índice IFOR promedio

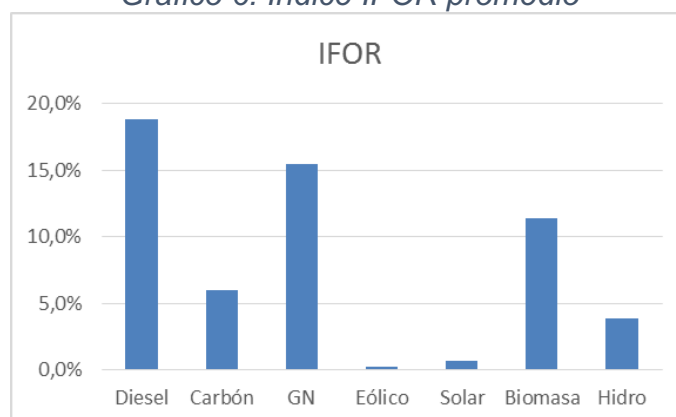
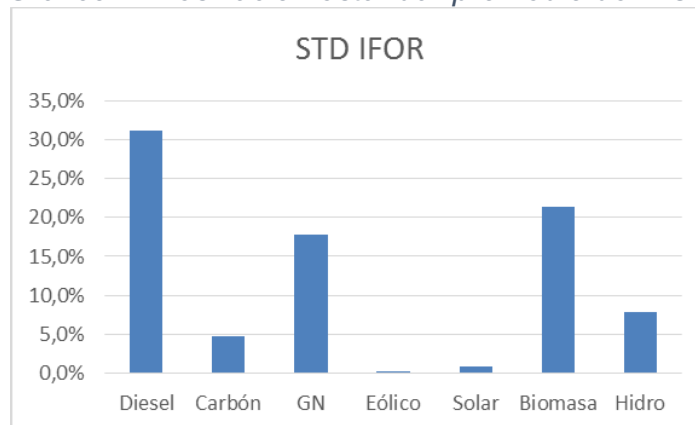


Gráfico 7: Desviación estándar promedio de IFOR



Los altos valores de IFOR promedio obtenidos para la tecnología diésel (18,8%) y para CC a gas natural (15,5%) se deben a fallas de larga duración ocurridas en las centrales Cenizas, Laguna Verde TG, Newen, las que finalmente se tratan en modo de presencia y no afectan al IFOR final.

Se muestra a continuación la reducción de los tiempos promedio por tecnología en estado Toff luego de eliminar las centrales tratadas en modo de presencia, y los correspondientes valores promedio de IFOR y su desviación estándar.

Tabla 18: Índice IFOR ajustado

Sin Presencias	IFOR	STD IFOR
Diesel	11,8%	21,7%
Carbón	6,0%	4,7%
GN	5,9%	4,1%
Eólico	0,2%	0,2%
Solar	0,6%	0,9%
Biomasa	4,0%	3,9%
Hidro	2,0%	2,9%

Gráfico 8: Tiempo medio Toff sin presencia

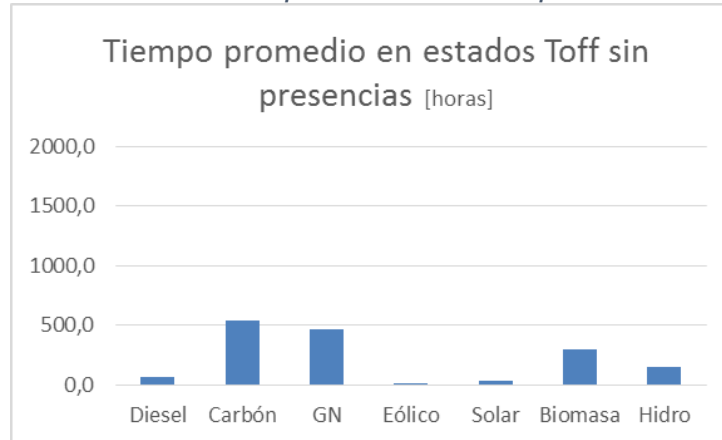


Gráfico 9: Índice IFOR sin presencia

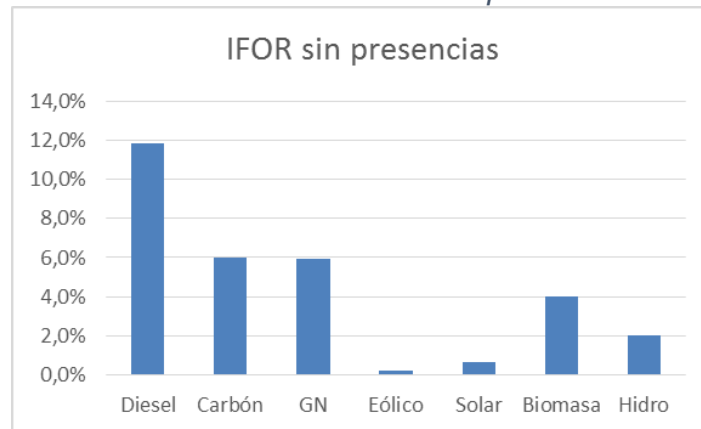
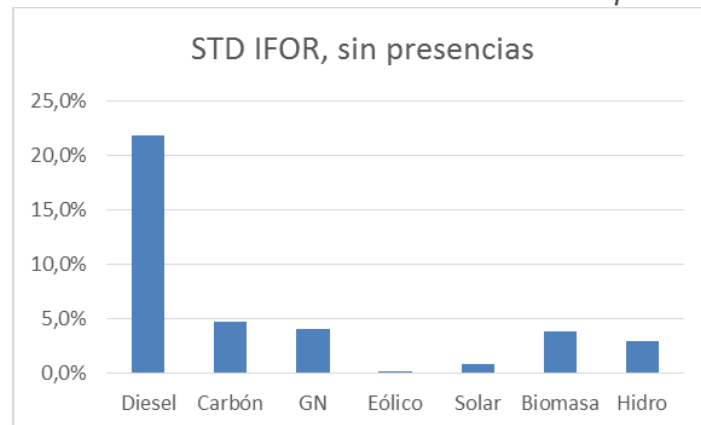


Gráfico 10: Desviación estándar de IFOR sin presencia



Se observa que a pesar del efecto de eliminar las centrales en modo de presencia se mantiene una tasa de salida forzada IFOR alta del orden de 12% para las centrales de bajo despacho.

3. Revisión de la indisponibilidad forzada de centrales con bajo despacho

La revisión de centrales con bajo despacho se basa sobre lo indicado por el CEN en el Informe IFOR definitivo 2016-2017 del SIC.

Las centrales Cenizas 1, 2 y 3 y Laguna Verde TG, tienen tiempos en estado fuera de servicio forzado, DF, por prácticamente el 100% del período marzo 2016 a marzo 2017, las que por aplicación del DS N°62 fueron consideradas en modo presencia, lo que parece corresponder a centrales retiradas del sistema y no sujetas a reparación.

Otras centrales tratadas en modo presencia fueron Coronel TG (655 horas en TOFF), Newen (3015 horas en TOFF).

Del resto de centrales de bajo despacho que aparecen con altos tiempos TOFF se encuentran las centrales Quellón II (1056 horas), Colihues I (679 horas), Linares norte I (500 horas), Taltal II (452 horas), Taltal I (326 horas).

Quellón II, presentó dos fallas de larga duración, una entre el 1 y el 11 de agosto de 2016, y la otra entre el 13 de agosto de 2016 y el 14 de septiembre de 2016. En total estuvo 494 horas en Ton y 1056 horas en Toff. IFOR = 68,1%.

Colihues I presentó varias fallas luego de estar en estado normal, y en estados PDO, la falla más larga fue entre el 10 y el 24 de junio de 2016. En total estuvo 1211 horas en Ton y 679 horas en Toff. IFOR = 35,9%.

Linares norte I presentó múltiples fallas a contar de agosto de 2016 luego de ser llamada a despacho, en que operó en promedio 3 horas en estado normal en cada una de las 16 oportunidades en que operó. En total estuvo 110,5 horas en Ton y 500 horas en Toff. IFOR = 81,9%.

Taltal II, de las 452 horas en Toff, presentó 58 horas en estado DF y 394 en estado DP. Estuvo en estado DP por 219 horas desde el 22 de mayo al 31 de mayo de 2016 previo a entrar en estado MM, el que duró 60 horas. Luego de terminado el mantenimiento mayor pasó al estado DP por 116 horas por alargue de mantenimiento mayor. Estuvo en estado Ton por 512 horas y en Toff por 452 horas. IFOR = 46,9%.

Taltal I, de las 326 horas en Toff, presentó 32 horas en estado DF y 294 en estado DP. Desde el 1 de marzo al 24 de abril de 2016 operó en promedio 6 horas diarias, y el 5 de mayo entró en estado DP por 186 horas, y otras 27 horas en estado en DP entre el 7 y el 9 de junio de 2016. El 9 de junio entró en estado MM por 72 horas pero por alargue de mantenimiento entró en estado DP por 81 horas. A contar de julio de 2016 ya no presenta nuevos estados DP, y opera en promedio 8 horas diarias hasta fines de marzo de 2017. En total en el período presentó 818 horas en Ton y 326 en estado Toff. IFOR = 28,5%.

Newen, hasta el 8 de junio de 2016 operó esporádicamente permaneciendo en estado normal N y DN, hasta que el 14 de junio presentó una falla pasando al estado DF por 3007 horas, volvió al estado normal, y el 18 de octubre pasó nuevamente a estado DF por 17 horas. A contar de esa fecha pasó a estados normal y desconectado normal. IFOR = 86,4%, pero después de descontar presencia, IFOR final = 3,6%.

Coronel TG. Entre el 1 y el 8 de marzo estuvo en estado DF, y volvió al estado normal entre el 9 de marzo y el 16 de junio operando en promedio 34 días a 9 horas diarias. El 16 de junio presentó una falla y quedó en estado DF por 453 horas. Estuvo 756 horas en Ton y 655 horas en Toff. IFOR = 46,4%, pero después de descontar presencia, IFOR final = 21,6%.

4. Revisión de los índices de desempeño internacionales.

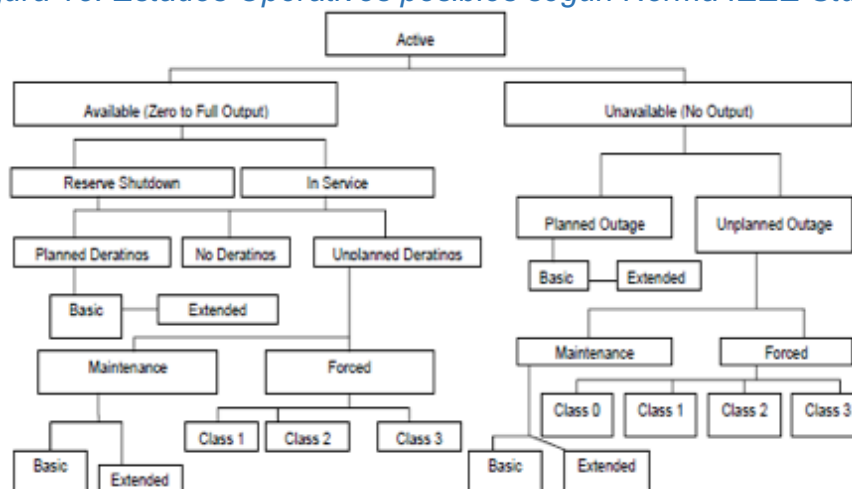
El DS N°62 señala que cuando no se dispone de estadísticas suficientes para una unidad generadora la Indisponibilidad Forzada será obtenida en base a estadísticas internacionales de unidades similares.

Para lo anterior, resulta necesario revisar los estándares internacionales para la generación de estadísticas e índices de desempeño como la Indisponibilidad Forzada, y otros.

La revisión de estándares internacionales se hará en base a la Norma IEEE Std 762, "IEEE Standard Definitions for Use in Reporting Electric Generating Unit Reliability, Availability, and Productivity", la cual recoge la experiencia en distintos países.

Esta Norma define los Estados Operativos de una central generadora interconectada y disponible para ser despachada (Active), caracterizando los estados en que se puede encontrar una unidad generadora.

Figura 15. Estados Operativos posibles según Norma IEEE Std 762



En la tabla siguiente se describe brevemente los estados operativos en que puede encontrar una unidad generadora.

Tabla 19: Estados operativos Norma IEEE 762

Active:	La unidad está activa, es decir es una unidad que se encuentra dentro del período que va desde su puesta en servicio hasta su desconexión del servicio.
Disponible:	La unidad es capaz de proveer servicio independientemente de si está en servicio o en reserva, e independiente del nivel de capacidad que pueda entregar
In Service:	La unidad está encendida prestando servicio de generación
Reserve shutdown:	La unidad está en reserva, la unidad está disponible pero no en servicio
Unavailable:	La unidad no puede operar debido a mantenimientos o fallas. La unidad permanece en ese estado hasta que la unidad pueda quedar disponible ya sea para que entre en servicio (estado “in Service”) o para que quede en la reserva operativa (estado “Reserve shutdown”)
Planned outage:	La unidad está indisponible debido a una inspección, prueba, mantenimiento mayor. Este estado es posible programarlo con bastante antelación.
Basic planned outage:	La unidad está dentro del período de mantenimiento como fue programado
Extended planned outage:	La unidad está en mantenimiento en un período más allá del programado. Esto sólo aplica cuando el trabajo planificado excede la duración predeterminada. La extensión debida a una condición descubierta durante la salida de servicio planificada que fuerza a extender los trabajos debe clasificarse como salida de servicio no planificada.
Unplanned outage:	La unidad está indisponible pero no está en el estado “planned outage”. Cuando se inicia este estado la salida de servicio puede ser clasificada como forzada clase 0, forzada clase 1,

	forzada clase 2, forzada clase 3, o salida a mantenimiento
Forced outage:	La salida forzada no puede ser diferida más allá del siguiente fin de semana
Class 0:	Falla en la partida
Class 1:	La falla requiere la salida inmediata del estado en que se encuentra. Puede ser iniciado este estado desde el estado “in Service” o del “reserve shutdown”. También se clasifica en este estado los alargues del mantenimiento programado cuando la extensión es por una condición descubierta durante el mantenimiento programado que fuerza esta extensión.
Class 2:	Cuando la falla de la unidad no requiere la salida de servicio inmediata de la unidad, pero requiere su salida dentro de 6 horas. Este estado sólo puede ser iniciado desde el estado “in Service”.
Class 3:	Cuando la salida de servicio puede ser pospuesta más allá de 6 horas pero antes del siguiente fin de semana. Este estado sólo puede ser iniciado desde el estado “in Service”.
Maintenance outage:	La salida de servicio puede ser diferida más allá del siguiente fin de semana, pero se requiere que sea antes del siguiente mantenimiento programado (planned outage)
Basic maintenance outage:	La unidad salió a mantenimiento no programado y está en el plazo anticipado.
Extended maintenance outage:	Es la extensión del “basic maintenance” más allá de la duración anticipada. La extensión debida a una condición descubierta durante el “basic maintenance” que fuerza la extensión es clasificada como “forced class 1”. Una falla en la partida es clasificada como “forced class 0”.

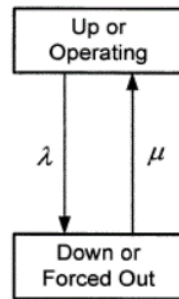
Nota: En algunos casos, existe la oportunidad durante una salida no planificada de desarrollar trabajos que deberían haber sido hechos durante la siguiente salida planificada a mantenimiento. Si los trabajos adicionales extienden la salida de servicio más allá del tiempo requerido para la salida no planificada, ese plazo extra se clasifica como mantenimiento programado (planned outage)

Esta Norma determina varios índices de desempeño y respecto de las tasas de salida forzada incluye las siguientes:

a) Tasa de salida forzada (Forced outage rate, FOR)

El modelo básico para representar el comportamiento de una unidad es un modelo de dos estados, en que una unidad o está en el estado “en servicio” operando o está en el estado “fuera de servicio” por falla forzada.

Figura 16. Modelo de dos estados



Bajo este modelo se define el índice FOR que corresponde a la razón entre (1) el tiempo total fuera de servicio forzado y (2) la suma entre dicho tiempo fuera de servicio forzado y el tiempo total en servicio operando.

$$FOR = \left(\frac{FOH}{FOH + SH} \right) \times 100$$

En donde:

FOH : Es el número de horas en que la unidad generadora se encontraba fuera de servicio en condición Clase 0, Clase 1, Clase 2 o Clase 3 debido a una desconexión no programada.

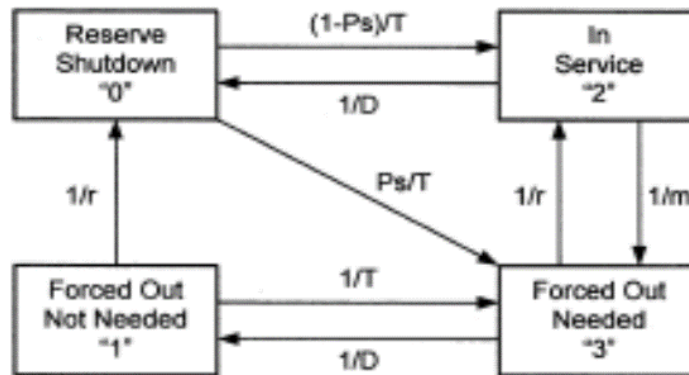
SH : Horas en servicio, las que corresponden a las horas en que la unidad estuvo en operación.

Este modelo de dos estados es una representación razonable para una central de base.

b) Tasa de salida forzada en demanda, (Demand forced outage rate), FOR_d

Para representar el comportamiento de las unidades de punta, que operan por períodos relativamente cortos, IEEE desarrolló un modelo que considera cuatro estados posibles.

Figura 17. Modelo de cuatro estados



En este modelo el estado de “salida forzada” es separado en dos estados. El primero un estado de salida forzada en que la unidad era requerida en operación durante el tiempo en dicho estado (Forced Out Needed), y un segundo estado de salida forzada en que la unidad no es requerida a despacho en el tiempo en ese estado (Forced Out Not Needed).

Bajo este modelo se define en la norma IEEE N°762 el índice FOR_d.

8.16.2 Demand forced outage rate (FOR_d)

$$FOR_d = \left(\frac{FOH_d}{FOH_d + SH} \right) \times 100$$

En donde FOH_d corresponde al número de horas en que una unidad estuvo fuera de servicio por razones forzadas (en estados Clase 0, clase 1, clase 2 y clase 3) y en esas mismas horas la unidad habría operado si hubiera estado disponible.

6.10.2 Forced outage hours overlapping the period of demand for the unit to operate (FOH_d)

The FOH_d is the number of hours a unit was in a Class 0, Class 1, Class 2, or Class 3 unplanned outage state AND the unit would have operated had it been available.

If periods of demand are not recorded, FOH_d may be estimated using the demand factor defined in 6.10.1. The demand factor is applicable to traditional demand for economic or reliable system operation.

NOTE—FOH_d can be determined directly if periods of demand are recorded. Demand can be defined as the traditional demand for the generating unit for economic or reliable operation of the system, or it can be any other user-defined condition, such as specific weather condition, load level, or energy price.

Si los períodos de demanda de la unidad no son registrados en la estadística, FOHd puede ser estimado a partir de un factor “f” denominado factor de demanda.

$$FOH_d = f \times FOH$$

El Factor de demanda “f” se calcula como:

$$f = \left(\frac{\left(\frac{1}{r} + \frac{1}{T} \right)}{\left(\frac{1}{r} + \frac{1}{T} + \frac{1}{D} \right)} \right)$$

Donde:

$$r = \text{Average forced outage duration} = \frac{FOH}{\text{Number of forced outages}}$$

$$\frac{1}{r} = \text{Repair rate}$$

$$T = \text{Average reserve shutdown time} = \frac{RSH}{\text{number of reserve shutdowns}}$$

$$\frac{1}{T} = \text{Rate of recall from reserve shutdown}$$

$$D = \text{Average demand time (duty cycle time)} = \frac{SH}{\text{Number of demand occurrences}}$$

$$\frac{1}{D} = \text{Rate of departure from the in-service state}$$

Si los períodos de demanda de la unidad son registrados, FOHd se puede obtener directamente. Por ejemplo, considerando los períodos de demanda de

la unidad como aquellos en que el precio de la energía o costo marginal de energía son mayores al costo variable de la unidad.

c) Índice UFOP

Otro índice definido en la norma IEEE N°762 y que también está basado en el modelo de cuatro estados es el índice UFOP, calculado según la expresión:

$$UFOP = \left(\frac{f \times (FO + FEMO + FEPO)}{f \times (FO + FEMO + FEPO) + O + O(FD) + O(SD)} \right)$$

En donde:

- f : factor de demanda definido antes
- FO: tiempo en estado salida forzada
- FEMO: tiempo de extensión del mantenimiento no planeado
- FEPO: tiempo de extensión del mantenimiento planeado
- O : tiempo en operación
- O(FD) : tiempo en operación con limitación forzada
- O(SD): tiempo en operación con limitación programada

Este índice es utilizado en el CAE-ERIS (Canadian Association Equipment Reliability Information System), y es equivalente al índice *FORd*.

El documento de la IEEE N°762, en su página 5 indica:

NOTE—See 8.16.3. UFOP is the same as demand forced outage rate (FOR_d) (see 3.2); however, UFOP is used in Canada.

Luego, el documento IEEE N°762, en la página 31 indica:

This index is defined by the Canadian Electricity Association Equipment Reliability Information System (CEA-ERIS) [B5]. Forced outage hours (FOH), as defined in this standard, are equal to FO + FEMO + FEPO. Service hours (SH), as defined in this standard, are equal to O + O(FD) + O(SD).

d) Otros índices presentes en la norma IEEE N°762 y basados en modelo de cuatro estados

Hay otros dos índices basados en el modelo de cuatro estados los que consideran además como horas en estado fuera de servicio forzado aquellas horas en que la unidad opera limitada (expresado en horas equivalentes a unidad completa).

8.17.2 Equivalent demand forced outage rate (EFOR_d)

$$EFOR_d = \left(\frac{FOH_d + EFDH_d}{FOH_d + SH} \right) \times 100$$

8.17.3 Derating adjusted utilization forced outage probability (DAUFOP)

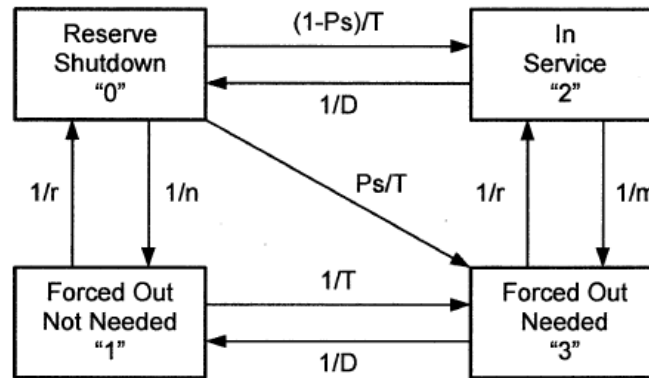
$$DAUFOP = \frac{[f \times (FO + FEMO + FEPO) + O(FD)adj]}{[f \times (FO + FEMO + FEPO) + O + O(FD) + O(SD)]}$$

5. Modelo de cuatro estados modificado

Obtenido desde el paper “A Comparison of Four-State Generating Unit Reliability Models for Peaking Units”, Roy Billinton, Life Fellow, IEEE, and Jingdong Ge.

El modelo de cuatro estados IEEE modificado considera una tasa de falla desde el estado Reserve shutdown al estado Forced outage Not Needed (“1/n” en la figura siguiente), tasa que en el modelo original IEEE no se considera. Se indica en el paper que este modelo es una representación más realista de la operación de las unidades de punta.

Figura 18. Modelo de cuatro estados modificado



En este modelo la tasa de salida forzada UFOP es la misma definida antes

$$UFOP = \left(\frac{f \times (FO + FEMO + FEPO)}{f \times (FO + FEMO + FEPO) + O + O(FD) + O(SD)} \right)$$

Pero ahora el factor de demanda “f” está dado por:

$$f = \frac{1}{1 + Rf}$$

En que:

$$Rf = \frac{T \times (\frac{1}{nr} + \frac{1}{nD} + \frac{1}{mn} + \frac{1}{mT} + \frac{Ps}{DT})}{D \times (\frac{1}{mr} + \frac{Ps}{rD} + \frac{1}{nD} + \frac{1}{mn} + \frac{1}{mT} + \frac{Ps}{DT})}$$

$$D = \frac{O + O(FD) + O(SD)}{\text{Número total de partidas exitosas}}$$

$$D + T = \frac{O + O(FD) + O(SD) + ABNO + ABNO(FD) + ABNO(SD)}{\text{Número total de intentos de partida}}$$

$$r = \frac{FO + FEMO + FEPO}{\text{Número de salidas forzadas}}$$

$$m = \frac{O + O(FD) + O(SD)}{\text{Número de salidas forzadas desde el estado en servicio}}$$

$$n = \frac{ABNO + ABNO(FD) + ABNO(SD)}{\text{Número de salidas forzadas desde el estado ABNO}}$$

$$Ps = \frac{\text{Total de partidas fallidas}}{\text{Total de intentos de partida}}$$

En donde:

- FO: tiempo en estado salida forzada
- FEMO: tiempo de extensión del mantenimiento no planeado
- FEPO: tiempo de extensión del mantenimiento planeado
- O : tiempo en operación
- O(FD) : tiempo en operación con limitación forzada
- O(SD): tiempo en operación con limitación programada
- ABNO: tiempo en reserva normal
- ABNO(FD): tiempo en reserva con limitación forzada
- ABNO(SD): tiempo en reserva con limitación programada

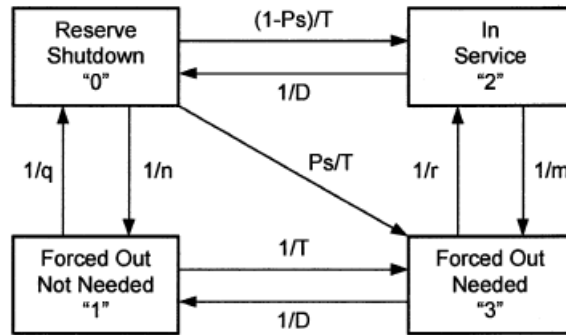
6. Modelo de cuatro estados extendido

El Método de Cuatro Estados Extendido se describe en el paper “A Comparison of Four-State Generating Unit Reliability Models for Peaking Units”, Roy Billinton, Life Fellow, IEEE, and Jingdong Ge.

Este modelo supone que la tasa de salida desde el estado *Forced outage Not Needed* hacia el estado *Reserve Shutdown* ($1/q$) es distinta a la tasa de salida desde el estado *Forced outage Needed* hacia el estado *In Service* ($1/r$).

El método asume que el tiempo de “reparación” para pasar desde el estado *Forced Needed* hacia *In Service* será probablemente menor al tiempo de reparación para pasar desde el estado *Forced Not Needed* hacia *Reserve Shutdown*.

Figura 19. Modelo de cuatro estados extendido



En este modelo la tasa de salida forzada UFOP es la misma definida anteriormente:

$$UFOP = \left(\frac{f \times (FO + FEMO + FEPO)}{f \times (FO + FEMO + FEPO) + O + O(FD) + O(SD)} \right)$$

El factor de demanda “f” está dado por:

$$f = \frac{1}{1 + Rf}$$

En que ahora se tiene:

$$Rf = \frac{T - P_0 \times (D + T)}{D - P_2 \times (D + T)}$$

$$P_0 = 1 - 1/T$$

$$P_2 = 1 - (1/D + 1/m)$$

Los parámetros T, D y m son los mismos definidos en el modelo de cuatro estados modificado.

En el paper se concluye que los modelos de cuatro estados son más apropiados para tomar en cuenta la operación real de las unidades de punta, y se presenta su aplicación a diferentes unidades generadoras con distinto nivel de factor de despacho.

7. Comparación de la Indisponibilidad Forzada (IFOR) con FOR

Las expresiones para la determinación de la Indisponibilidad forzada en el DS N°62, índice IFOR, y la Norma IEEE Std 762, índice FOR, son las siguientes:

$$\text{Norma IEEE Std 762} \quad FOR = \left[\frac{FOH}{SH + FOH} \right] \times 100 \quad [\%]$$

$$\text{DS N°62} \quad IFOR = \left[\frac{T_{OFF}}{T_{ON} + T_{OFF}} \right] \quad [^\circ/1]$$

En el caso del índice FOR el período en que la unidad esta indisponible por razones forzadas (FOH), incluye sólo las horas en que la unidad se encuentra en los estados que registran salidas de servicio no planificadas de Clase 0, fallas en la partida, Clase 1, falla que requiere la salida de servicio inmediata, Clase 2, la salida de servicio no se puede postergar más de 6 horas, y Clase 3, la salida de servicio se puede postergar más de 6 horas pero debe ser antes del siguiente fin de semana, es decir, los estados en que la salida de servicio forzada no pudo ser diferida más allá del siguiente fin de semana. El índice FOR no incluye fallas externas a la unidad, ni mantenimiento no programado, sólo se agrega los períodos correspondientes a las extensiones de mantenimiento planificado por causas descubiertas durante el mantenimiento que fuerzan la extensión del mantenimiento y además los tiempos fuera de servicio por las fallas en la partida post mantenimiento.

En el caso del índice IFOR el período en que la unidad esta indisponible (TOFF), incluye todas las salidas forzadas por una falla, por un mantenimiento que no es Mantenimiento Mayor (MM) ni DP, por la indisponibilidad de las instalaciones que conectan la unidad al sistema eléctrico, y otros motivos distintos de falla externa (FE).

El índice IFOR incluye además el estado DP que considera todas las salidas de servicio por mantenimiento programado que no corresponda a mantenimiento mayor y los períodos de extensión del mantenimiento mayor más allá del plazo programado originalmente.

De los estados definidos en la norma IEEE Std 762, el factor TOFF correspondería al estado Unplanned Outage, forzado clase 0, clase 1, clase 2, clase 3 y salida a

mantenimiento que no corresponda a mantenimiento mayor, y además incluiría parte del estado Planned Outage Extended, extensión del estado MM, ya que en la norma IEEE 762 son estados forzados sólo las extensiones de mantenimiento planificado debidas a una condición descubierta durante el “basic maintenance” que fuerza la extensión (“forced class 1”) o bien ocasiona fallas en la partida (“forced class 0”). En la norma IEEE 762 las extensiones de mantenimiento mayor por razones no forzadas se consideran como parte del estado Planned Outage Extended.

En el índice FOR, las horas registradas como unidad disponible (SH), son todas aquellas horas en que la unidad se encuentra en servicio independiente de si la unidad está en estado normal o limitada por causas planeadas o no planeadas.

En el IFOR, las horas registradas como unidad en servicio, TON, son todos aquellos estados en que la unidad se encuentra operando, los que incluyen los estados normal (N) y conectado a sistema externo (CSE), y los estados deteriorados (LP, LF, RO, PO, PDO) e incluyendo aquellos estados con limitaciones de combustibles (LC) o limitaciones de instalaciones dedicadas al abastecimiento del insumo principal (LCI).

Tanto el índice FOR como en el índice IFOR no incluyen en el estado disponible los estados en que la unidad está en la reserva, es decir, cuando la unidad no está despachada pero está disponible para entrar en servicio, ya sea que se encuentre sin o con limitaciones.

De acuerdo a esto, los factores SH y TON serían equivalentes. Sin embargo, el factor TOFF sería mucho mayor al factor FOH.

Por lo tanto, el índice IFOR será siempre mayor al índice FOR de la Norma IEEE N°762, el que se ajusta a estándares internacionales de amplio uso, por lo que no son comparables para efectos de los que se dispone en el Artículo 55° del DS N°62.

Esto sugiere un primer ajuste de la forma de cálculo del índice IFOR.

También se observa que el índice IFOR responde a un modelo de unidad de dos estados al igual que el índice FOR, el que como se mencionó antes no es una representación realista de la operación de unidades de punta, como sí lo son los modelos de cuatro estados. Esto sugiere una segunda forma de ajustar el índice IFOR.

8. Estándares de duración de programas de mantenimiento.

El efecto de los mantenimientos preventivos es particularmente relevante en las centrales termoeléctricas, que son las centrales que presentan períodos de mantención más extendidos y además normalmente dejan totalmente fuera de servicio la central completa.

Se ha planteado la alternativa de fijar estándares para los mantenimientos preventivos para la determinación del índice IFOR en lo se refiere a una extensión superior al estándar.

En el caso en que se busque definir estándares de duración de mantenimientos preventivos para centrales termoeléctrica debe considerar un conjunto de factores, tales como: tipo de central (carbonera, ciclo combinado a gas o diésel, turbina a gas en ciclo abierto a gas o diésel), horas equivalentes de operación.

Las horas equivalentes de operación determinan los periodos entre los cuales se deben realizar los mantenimientos preventivos. Estas hora se determinan según las pautas del fabricante, en que los modos de operación definen distintos valores de hora equivalente, por ejemplo una partida fría de la central implica una cantidad de horas equivalente, el tipo de combustible que esté utilizando la también cambia la cantidad de horas equivalentes, los niveles de operación a mínimo técnico o a potencia nominal también modifica las horas equivalentes. Por tanto, los períodos entre los cuales se debe realizar mantenimientos dependerán del modo de operación de cada central.

Esto determinará la frecuencia con que deben ser realizados los mantenimientos preventivos.

Además, se debe tener presente que las centrales termoeléctricas tienen ciclos de mantenimiento consistente en una secuencia de n años en se realiza mantenimiento anuales rutinarios (20 a 30 días) y luego de ello se realiza un mantenimiento preventivo mayor (overhaul) de duración mayor (60 días).

Si bien se podría establecer un criterio para la utilización de estándares de mantenimiento, requeriría una definición bastante exhaustiva para que fuese precisa.

9. Propuesta de modificaciones metodológica al índice IFOR.

Como se verificó en la revisión de los estados operativos las unidades de punta o de bajo despacho obtienen valores de IFOR superiores en promedio a los valores de IFOR que obtienen tecnologías de generación similares con mayor nivel de despacho. La observación anterior es consistente con que un índice, como el IFOR, que está basado en un modelo de operación de dos estados no es apropiado para representar en forma realista la operación en particular de las unidades de punta o de bajo despacho.

Un índice de tasa de salida forzada basado en un modelo de cuatro estados es más representativo. Estos modelos consideran al estado fuera de servicio forzado separado en dos estados, uno en que la unidad está fuera de servicio y la unidad estaría despachada de estar disponible, y el otro en que la unidad está fuera de

servicio pero la unidad no estaría despachada de estar disponible. En estos modelos las horas en estado forzado que se utilizan para determinar la tasa de salida forzada corresponden a horas en que la central habría sido requerida en operación de estar disponible. Para estimar esto, las horas en estado forzado se multiplican por un factor denominado “factor de demanda”.

Se revisó tres modelos de cuatros estados, el modelo IEEE, el modelo de cuatro estados modificado y el modelo de cuatro estados extendido. Si bien el paper revisado concluye que el modelo extendido sería el más representativo y apropiado para considerar a las unidades de punta, este modelo presenta una mayor complejidad en la estimación de varios índices necesarios y además requiere llevar estadística adicional de estados y estimación de tasas de transición entre estados, para lo que se requiere a su vez un mayor período de observación que el disponible.

El modelo de cuatro estados IEEE parece el más práctico de aplicar por su facilidad para obtener la estadística necesaria. En este caso el factor de demanda no es necesario estimarlo ya que se puede obtener directamente las horas coincidentes en que la unidad está fuera de servicio forzada y la unidad habría sido requerida de estar disponible, a través del uso de un criterio como que el costo marginal de energía en dichas horas haya sido mayor al costo variable de la unidad.

Por otra parte, el DS N°62 contempla que ante la falta de datos estadísticos se utilice información internacional para unidades de tecnología equivalente, lo que hace aconsejable equiparar los estados considerados en el índice IFOR con los utilizados en los índices internacionales de tasa de salida forzada. Sin embargo, de la comparación con la norma IEEE N°762 se concluye que los estados considerados en el IFOR como estados forzados no son coincidentes con los estados forzados usados en la norma para índices como el FOR (modelo de dos estados) o FORd (modelo de cuatro estados), ya que el IFOR considera como parte de los estados fuera de servicio (Toff) las extensiones de mantenimiento mayor y los mantenimientos no programados.

Respecto de lo anterior, los estados fuera de servicio considerados en el IFOR se asemejan a los utilizados en el índice UFOP, el que considera como forzado las extensiones de los mantenimientos planeados y no planeados, pero sólo las extensiones por causas forzadas y no todo el estado DP como en el caso del IFOR.

Se optará por la utilización del índice FORd.

8.16.2 Demand forced outage rate (FOR_d)

$$FOR_d = \left(\frac{FOH_d}{FOH_d + SH} \right) \times 100$$

6.10.2 Forced outage hours overlapping the period of demand for the unit to operate (FOH_d)

The FOH_d is the number of hours a unit was in a Class 0, Class 1, Class 2, or Class 3 unplanned outage state AND the unit would have operated had it been available.

If periods of demand are not recorded, FOH_d may be estimated using the demand factor defined in 6.10.1. The demand factor is applicable to traditional demand for economic or reliable system operation.

NOTE—FOH_d can be determined directly if periods of demand are recorded. Demand can be defined as the traditional demand for the generating unit for economic or reliable operation of the system, or it can be any other user-defined condition, such as specific weather condition, load level, or energy price.

Donde, FOH_d es el número de horas en que la unidad estuvo en un estado desconectado no planificado forzado (Clase 0, Clase 1, Clase 2 o Clase 3) y la unidad habría operado de estar disponible en esas horas.

Así entonces, se determinaría la tasa de Indisponibilidad Forzada (IFOR), mediante la siguiente fórmula.

$$IFOR_d = \left[\frac{T_{OFFd}}{T_{ON} + T_{OFFd}} \right] [^\circ/1]$$

En que para el cálculo de TOFFd, se requiere llevar la estadística de las horas en estados operativos DF de cada unidad coincidente con horas en que la unidad hubiera resultado despachada de estar disponible.

Para evitar la tarea de efectuar simulaciones de operación del sistema, considerando la unidad fallada como disponible y luego verificar si hubiera sido despachada, se usará como aproximación comparar los costos marginales reales con el costo variable de la unidad.

Se propone modificar los estados considerados para el cómputo de TOFF, con el propósito de adaptar la definición de la tasa de Indisponibilidad Forzada IFOR, al estándar internacional IEEE. Para esto, se incluiría en TOFF sólo las horas en los estados que registran salidas de servicio no planificadas de Clase 0, Clase 1, Clase 2 y Clase 3, es decir, los estados en que la salida de servicio forzada no pudo ser diferida más allá del siguiente fin de semana o más allá de un plazo determinado por ejemplo 48 horas.

Así, si una salida de servicio puede ser postergada más allá de un plazo determinado será considerado por ejemplo 48 horas será registrada como en estado DP. En que no se debe incluir las horas asociadas al estado DP, sólo se debe incluir las extensiones de mantenimiento planificado por causas descubiertas durante el mantenimiento que fuerzan la extensión y las fallas en la partida.

Como alternativa al índice *FORd* puede utilizarse el índice *UFOP*, el que es equivalente. El documento IEEE N°762, en su página 5 dice:

NOTE—See 8.16.3. UFOP is the same as demand forced outage rate (FOR_d) (see 3.2); however, UFOP is used in Canada.

Además, el documento IEEE N°762, en su página 31 dice:

This index is defined by the Canadian Electricity Association Equipment Reliability Information System (CEA-ERIS) [B5]. Forced outage hours (FOH), as defined in this standard, are equal to FO + FEMO + FEPO. Service hours (SH), as defined in this standard, are equal to O + O(FD) + O(SD).

Donde:

$$UFOP = \left(\frac{f \times (FO + FEMO + FEPO)}{f \times (FO + FEMO + FEPO) + O + O(FD) + O(SD)} \right)$$

En que:

FO + FEMO + FEPO = FOH

O + O(FD) + O(SD) = SH

SH : Horas en servicio, las que corresponden a las horas en que la unidad estuvo en operación.

FO : tiempo en estado salida forzada

FEMO: tiempo de extensión del mantenimiento no planeado

FEPO: tiempo de extensión del mantenimiento planeado

O : tiempo en operación

O(FD): tiempo en operación con limitación forzada

O(SD): tiempo en operación con limitación programada

Como se explicó antes, el factor aproximado “f” puede ser evitado si los factores FO, FEMO y FEPO se contabilizan sólo para las horas en que la unidad hubiera sido despachada de estar disponible.

Por otra parte, en relación a la extensión de la información estadística a considerar para el cálculo de los índices debe tenerse en cuenta que el índice IFOR al considerar en su denominador la suma de las horas asociadas a los estados en que la unidad se encuentra en servicio y las horas en que se encuentra fuera de servicio forzada, tienden a sobre estimar la Indisponibilidad Forzada para aquellas unidades que normalmente se encuentran en condición de reserva fría y presentan un bajo despacho, como lo son las unidades de turbinas a gas. Esto se manifiesta claramente en el caso en que no se tome la precaución de que los tiempos en servicio y los tiempos en estado de salida forzada, considerados para generar TON y TOFF, correspondan a un plazo suficientemente largo de operación efectiva de la unidad.

En efecto, si una unidad con bajo nivel de despacho, sufre una salida de servicio forzada durante el período en que resulta despachada, acumulará TOFF hasta que

la falla sea reparada y la unidad quede nuevamente en condiciones para ser clasificada en un estado disponible en servicio o en reserva. Como la unidad tiene un despacho sólo en condiciones de emergencia, necesitará acumular largos períodos de operación, varios años, para lograr que el índice IFOR represente su real probabilidad de salida de servicio forzada o de falla.

Por el contrario, para una unidad que es convocada periódicamente al despacho, y que puede tener la misma probabilidad de falla, necesitará un horizonte temporal mucho menor para que el índice IFOR represente su real probabilidad de falla.

Entonces, si los índices se construyen en base a estadística de hasta 5 años calendario y no 5 años de operación efectiva, las unidades de bajo despacho no obtendrán nunca un IFOR que represente adecuadamente su real probabilidad de salida forzada.

El problema se profundiza si además se considera que la Norma Técnica en su artículo transitorio 10.5 establece que durante el primer año de aplicación del método de cálculo de la potencia de suficiencia se usará sólo un año de estadística, en el segundo año dos y así sucesivamente hasta completar 5 años:

“Para la determinación de la indisponibilidad forzada, de acuerdo a la metodología establecida en los Artículos 5-8 y 5-9 de la presente norma y en el Reglamento, se deberá usar la estadística disponible a partir del 01 de marzo de 2016. De esta manera, para el cálculo de la indisponibilidad forzada correspondiente al primer año de aplicación del nuevo régimen establecido en el Reglamento y la presente NT se usará solo un año de estadística, para el segundo año de cálculo se usarán dos años de estadística y así sucesivamente hasta completar los 5 años necesarios para el cálculo de la indisponibilidad forzada. A partir de dicho momento se comenzará a aplicar la ventana móvil de cinco años señalada en el Reglamento y la NT”.

Este problema que se presenta al considerar una estadística de corta duración en cuanto a horas efectivas de operación se corrige en parte pero no totalmente con el uso de un modelo de cuatro estados como el que se propone.

B. DETERMINACIÓN DE POTENCIA INICIAL DE CENTRALES EÓLICAS Y SOLARES FOTOVOLTAICAS

1. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DEL APOORTE INDIVIDUAL HISTÓRICO DE LAS UNIDADES EOLICAS Y SOLARES EN LAS HORAS DE DEMANDA MÁXIMA

En este capítulo se efectúa un análisis estadístico del aporte de generación que han tenido cada una de las centrales eólicas y solares fotovoltaicas en las horas de demanda de punta de cada año, para el período 2010-2016.

Este análisis se realiza dado que la Potencia Inicial de las centrales solar y eólica se determina como:

$$Potencia\ Inicial_i = MIN(FP_{anual} ; FP_{52\ horas})$$

En donde:

- FP_{anual} : Menor factor de planta anual de los últimos 5 años anteriores al año de cálculo.
- $FP_{52\ horas}$: 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.

La normativa indica que para estos efectos se debe utilizar estadísticas de la operación real.

Así, para las centrales solares y eólicas es un factor relevante para su potencia inicial, el aporte real de ellas en las 52 horas del período definido como Período de Punta para determinar la demanda de Potencia de Punta, lo que pareciera ser bastante restrictivo.

1.1. Metodología y fuentes de información.

El objetivo del análisis realizado es evaluar alternativas para la determinación de los aportes de los parques eólicos y solares.

Para efectos de poder realizar comparaciones sobre bases replicables, se desarrolló las siguientes etapas para la validación de consistencia de la muestra de datos del período 2010-2016:

- Etapa de Recopilación. Se efectuó la revisión de los datos requeridos para el análisis, extraído de los archivos publicados por el Coordinador Eléctrico Nacional.
- Etapa de cálculos. Se efectuó la determinación de las horas en que ocurren las demandas máximas de cada sistema. Se consideraron las opciones de

los subsistemas SIC Norte (S1), SIC Centro Sur (S2), SING, SIC y SIC + SING.

- Para cada central eólica y solar FV, se calculó:
 - El aporte promedio en las horas de demanda máxima determinadas en el punto anterior.
 - El factor de planta anual, mensual, menor mensual anual y promedio de los 3 meses en los que se registraron las mayores demandas del año.
- Aportes de las centrales eólicas y solares FV determinado para los escenarios analizados: i) 52 horas de mayor demanda, ii) 5% de horas de mayor demanda y iii) 10% de horas de mayor demanda. Esto se evaluó para los sistemas separados con sus respectivos sistemas, sin subsistemas y sistema integrado.

A continuación, se detalla el procedimiento realizado en cada una de las etapas anteriores.

1.2. Recopilación y revisión de la información requerida

Para el análisis estadístico realizado, se utilizaron las siguientes fuentes de información:

- Generación Bruta:
 - **SIC**: Archivos operación diaria, disponibles en: <https://sic.coordinadorelectrico.cl/informes-y-documentos/fichas/operacion-real/>
 - **SING**: Generación Horaria Mensual por Configuración/Componente, disponibles en: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_coord_elec.sp_pagina?p_id=5176
- Consumos propios:
 - **SIC**:
 - Archivos *PSuficiencia_2016-2017__Pre3_Subсистема_2.xlsm* y *PSuficiencia_2016-2017__Pre3_Subсистема_1.xlsm*, incluidos en Cálculo Preliminar de Potencia de Suficiencia 2016-2017, publicado el 24/02/2017, disponibles en: <https://sic.coordinadorelectrico.cl/informes-y-documentos/fichas/potencia-de-suficiencia-ds622006/>

- Características Técnicas Instalaciones de Generación, Unidades Generadoras, disponibles en: <https://infotecnica-sic.coordinadorelectrico.cl/instalaciones/?eid=0&type=43>
 - **SING:** Archivo *Demanda Máxima 2016.xlsx*, incluido en “Bases de cálculo y archivos de salida (DS N°62/2006) V3”, disponible en: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_coord_elec.sp_pagina?p_id=4007
- Exportaciones/importaciones horarias de potencia por líneas de transmisión desde/hacia los subsistemas:
 - **SIC:** Líneas Maitencillo – Pan de Azúcar 220 kV, incluidas en los archivos de facturación mensuales *MEDIDORES_NORTE*, proporcionados por el Coordinador.
 - **SING:** Línea Andes – Salta 345 kV, incluidos para cada mes y año en las “Bases de Cálculo y Archivos de Salida – Balance de Energía”, archivo *Balance SABE*, disponibles en: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_coord_elec.sp_pagina?p_id=4006
- Archivos cálculo de Potencia de Suficiencia de parte del coordinador:
 - **SIC:** Incluidos en Cálculo Definitivo 2015-2016, versión 30/12/2016, disponibles en <https://sic.coordinadorelectrico.cl/informes-y-documentos/fichas/potencia-de-suficiencia-ds622006/>:
 - *Factores_ERNC_Def_v3_2015-2016.xlsm*, que detalla los factores de aporte de las centrales ERNC, incluyendo la determinación del menor factor de planta de 5 años y el aporte en las 52 horas de demanda máxima de cada subsistema.
 - *Demanda_SIC_Def3_2015-2016.xlsx*, que incluye la generación neta horaria y flujos en las líneas de interconexión entre subsistemas, utilizados para el cálculo de la demanda máxima de cada subsistema.
 - *Demanda_Subistemas_PSUF2015.xlsx*, que incluye el valor promedio de las 52 demandas máximas de cada subsistema.
 - *resumen_vert.csv*, con el detalle horario de la energía bruta que habría sido generada por las centrales solares FV y eólicas, en caso de no haberse visto afectadas por restricciones de transmisión y/u operación del sistema.
 - *resumen1_gen.csv*, con el detalle horario de la energía bruta generada por las centrales.

- SIC: Incluidos en Cálculo Definitivo 2016-2017, versión 19/07/2017, disponibles en <https://sic.coordinadorelectrico.cl/informes-y-documentos/fichas/potencia-de-suficiencia-ds622006/>:
 - *Demanda_SIC_2016-2017_DataFacturacion.xlsx*, que incluye la generación neta horaria y flujos en las líneas de interconexión entre subsistemas, utilizados para el cálculo de la demanda máxima de cada subsistema.
 - *Estimacion_Demanda_Subsistemas_PSUF_DEF2016-2017.xlsx*, que incluye el valor promedio de las 52 demandas máximas de cada subsistema.
- **SING**: Incluidos en “Bases de cálculo y archivos de salida (DS N°62/2006) V3”, disponible en: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_coord_elec.sp_pagina?p_id=4007
 - *Demanda Máxima 2016.xlsx*, que detalla el cálculo de la demanda máxima horaria del año 2016.
 - Potencia Inicial de las centrales ERNC, con un archivo para cada central.

A partir de los datos obtenidos de las fuentes señaladas, se realizaron las siguientes verificaciones de consistencia de la información:

a. Generación Neta

Para la comparación, se procedió a calcular la generación neta, a partir de la generación bruta con el descuento de los consumos propios. Al respecto, para el tratamiento de los consumos propios, se observa una diferencia en el criterio aplicado para los sistemas SIC y SING, dado por:

- En el SIC, se aplica el mismo porcentaje para una central, independiente del nivel de carga de la central.
- En el SING, se consultó a los coordinados por sus consumos propios durante las 156 horas candidatas a pertenecer a las 52 horas de demanda máxima, realizándose el descuento correspondiente a cada hora.

Para el cálculo, se aplicó a cada central el mismo porcentaje de consumos propios, independiente de su nivel de carga. Para ello, fue necesario realizar lo siguiente:

- En el SIC, se homologaron los nombres de cada una de las centrales, entre la nomenclatura utilizada en los archivos de Generación Bruta y las fuentes

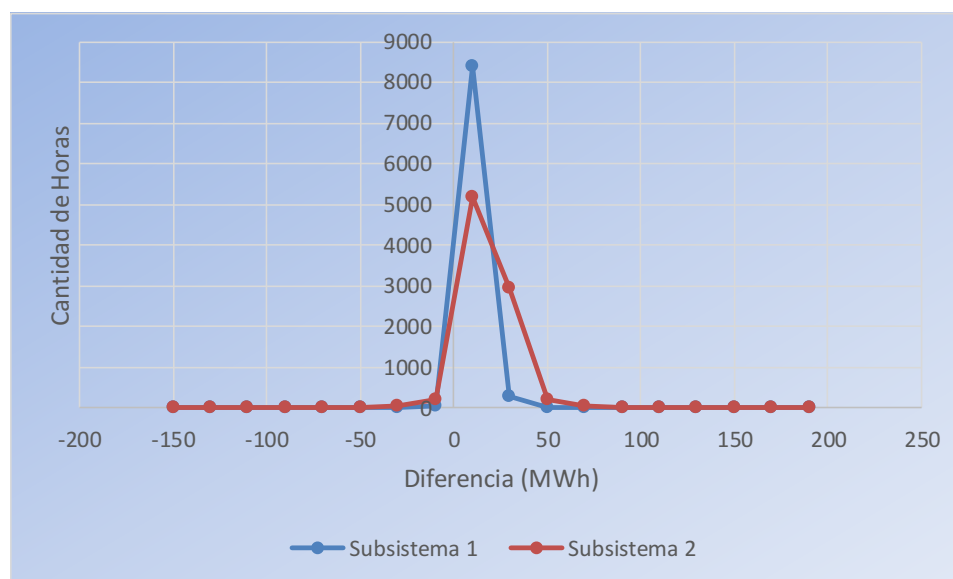
de los Consumos Propios. Cabe mencionar, que en los archivos de Generación Bruta se registran variaciones de nombres para una misma central en el transcurso del período revisado.

- En el SING, se calculó el valor porcentual promedio de consumos propios para las 156 horas incluidas en los archivos del Coordinador. En los casos en los que se obtuvo valores fuera de rango, se homologó a otras centrales similares del sistema o a valores promedio del SIC en el caso de las ERNC³⁰.

El valor calculado, se comparó respecto de:

- En el SIC, la generación neta incluida en el archivo *Demanda_SIC_Def3_2015-2016.xlsx*, para el período de abril 2015 a marzo 2016³¹. El gráfico siguiente muestra la distribución de las diferencias en la demanda de cada subsistema, obtenida como la resta entre la demanda utilizada por el Coordinador en sus cálculos y la obtenida en el análisis desarrollado. Se observa que dicha diferencia no excede a los 10 MW en el 96% y 61% de los casos para los Subsistemas 1 y 2³², respectivamente.

Gráfico 11: Distribución Diferencias Generación Horaria Neta 2015_2016 (MWh)



En particular, en las tablas siguientes se muestran las diferencias en las horas de mayor magnitud encontradas en la generación neta de las centrales de cada subsistema.

³⁰ Detalle del cálculo y de los valores utilizados en archivo adjunto: *Horas demanda máxima.xlsm*, hoja Datos Centrales.

³¹ Detalle de las diferencias horarias en archivo *Demanda Neta Subsist 2015_2016 SIC.xlsx*, hoja Comparación Centrales.

³² Para la comparación, se asignó las centrales Andes Generación y Solar Pilar el Amarillo al Subsistema 1.

Tabla 20: Mayores Diferencias Generación Horaria 2015_2016 Subsistema 1(MWh)

Fecha		31-01-2016	31-01-2016	28-02-2016	12-05-2015	12-05-2015	12-05-2015	28-02-2016
Hora		19	20	1	22	23	24	7
Solar Luz del Norte	Gen_Re	55,0	55,0					
	Psuf	-	-					
	Dif	-55,0	-55,0					
Guacolda 1	Gen_Re			140,1				141,0
	Psuf			84,6				123,1
	Dif			-55,5				-17,9
Eólica Taltal	Gen_Re				-	-	1,2	
	Psuf				93,9	93,9	96,2	
	Dif				93,9	93,9	95,0	
Guacolda 4	Gen_Re							91,5
	Psuf							139,1
	Dif							47,6
Guacolda 5	Gen_Re							54,9
	Psuf							139,1
	Dif							84,2
Total Diferencias		-55,0	-55,0	-55,5	93,9	93,9	95,0	113,9

Tabla 21: Mayores Diferencias Generación Horaria 2015 2016 Subsistema 2. Parte 1 (MWh)

Fecha		01-01-2016	01-01-2016	01-01-2016	01-01-2016	01-01-2016
Hora		13	17	22	23	24
Arauco	Gen_Re	16,4	16,8	9,0	10,7	11,2
	Psuf	-	-	-	-	-
	Dif	-16,4	-16,8	-9,0	-10,7	-11,2
Cholguán	Gen_Re	12,2	12,5	12,5	12,6	12,2
	Psuf	-	-	-	-	-
	Dif	-12,2	-12,5	-12,5	-12,6	-12,2
Constitución (Celco)	Gen_Re	5,7	6,0	5,3	6,0	5,6
	Psuf	-	-	-	-	-
	Dif	-5,7	-6,0	-5,3	-6,0	-5,6
Licantén	Gen_Re	4,5	3,7	4,4	4,5	3,9
	Psuf	-	-	-	-	-
	Dif	-4,5	-3,7	-4,4	-4,5	-3,9
Nueva Aldea 1	Gen_Re	12,5	10,3	10,4	11,5	11,4
	Psuf	-	-	-	-	-
	Dif	-12,5	-10,3	-10,4	-11,5	-11,4
Nueva Aldea 3	Gen_Re	40,2	43,2	39,6	36,6	34,6
	Psuf	-	-	-	-	-
	Dif	-40,2	-43,2	-39,6	-36,6	-34,6
Valdivia	Gen_Re	26,7	30,1	33,7	39,8	35,7
	Psuf	-	-	-	-	-
	Dif	-26,7	-30,1	-33,7	-39,8	-35,7
Viñales	Gen_Re	24,0	20,0	26,0	26,0	26,0
	Psuf	-	-	-	-	-
	Dif	-24,0	-20,0	-26,0	-26,0	-26,0
Total Diferencias		-142,2	-142,6	-140,9	-147,7	-140,6

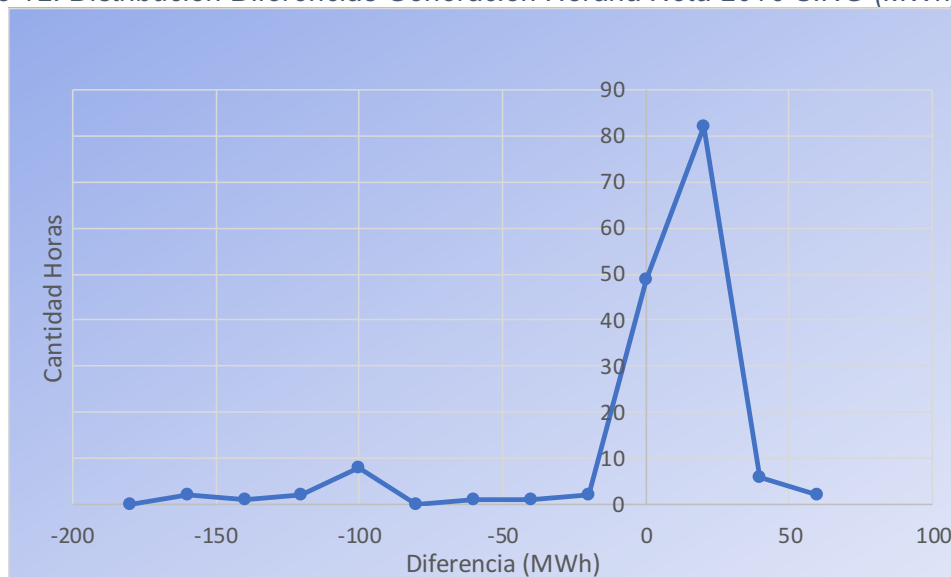
Tabla 22: Mayores Diferencias Generación Horaria 2015_2016 Subsistema 2. Parte 2 (MWh)

Fecha		17-05-2015	17-05-2015	24-02-2016	24-02-2016	24-02-2016
Hora		15	16	12	13	17
Confluencia	Gen_Re	8,2	8,2			
	Psuf	70,3	70,3			
	Dif	62,1	62,1			
Eólica Monte Redondo	Gen_Re	2,9	3,8			
	Psuf	30,1	30,5			
	Dif	27,2	26,7			
La Higuera	Gen_Re	9,9	11,4			
	Psuf	59,6	59,6			
	Dif	49,7	48,2			
Laja 1	Gen_Re	7,0	7,0	-	-	-
	Psuf	21,2	20,6	-	-	-
	Dif	14,2	13,6	-	-	-
Los Espinos	Gen_Re			-	-	-
	Psuf			93,1	93,3	94,1
	Dif			93,1	93,3	94,1
Olivos	Gen_Re			-	-	-
	Psuf			66,8	77,7	48,8
	Dif			66,8	77,7	48,8
Total Diferencias		153,2	150,6	159,9	171,0	142,9

- En el SING, se comparó en primera instancia la totalidad de la generación neta de las centrales, para las 156 horas de demanda máxima incluidas por el Coordinador en el archivo *Demanda Máxima 2016.xlsx*. El gráfico siguiente muestra la distribución de las diferencias encontradas en dichas horas, siendo menor a 20 MW en el 85% de los casos³³. No obstante lo anterior, cabe mencionar que el valor calculado en el presente análisis, considera un valor porcentual fijo de consumos propios, a diferencia de los valores horarios diferenciados utilizados por el Coordinador.

³³ Detalle de las diferencias horarias en archivo *Demanda Neta Subsist 2016 SING.xlsx*, hoja Comparación_Gen_Neta.

Gráfico 12: Distribución Diferencias Generación Horaria Neta 2016 SING (MWh)



Adicionalmente, se detectaron diferencias entre las energías brutas indicadas por el Coordinador en su cálculo y las extraídas desde la consulta de generación real de su página web, . Los mayores casos se registran en las centrales Gas Atacama CC2, Termoeléctrica Andina, Termoeléctrica Hornitos y Kelar

b. Flujos por líneas de importación/exportación de los sistemas

La revisión consideró la comparación de los siguientes valores:

- En el SIC, la energía horaria de los circuitos 1 y 2 de la línea Maitencillo – Pan de Azúcar 220 kV (MAPAZ1 y MAPAZ2), obtenida de los archivos mensuales MEDIDORES NORTE proporcionados por el Coordinador, respecto de los valores indicados en el archivo *Demanda_SIC_Def3_2015-2016.xlsx*, para el período de abril 2015 a marzo 2016. Adicionalmente, se estimaron los valores de MAPAZ2 a partir de MAPAZ1, en los meses en los que no se disponía de datos (marzo a junio 2010, febrero 2014, septiembre 2014, agosto 2015 y septiembre 2015)³⁴.

De la comparación realizada para el período abril 2015 a marzo 2016, sólo se registraron diferencias en todas las horas de los días 16 y 31 de marzo de 2016. En el gráfico siguiente se muestran las diferencias detectadas en la línea Maitencillo – Pan de Azúcar 220 kV, Circuito 1 en ambos días, ordenadas de menor a mayor³⁵.

³⁴ Detalle del cálculo en archivo adjunto: *Horas demanda máxima.xlsm*, hoja Andes_Salta y MPAZ.

³⁵ Detalle de las diferencias horarias en archivo *Demanda Neta Subsist 2015_2016 SIC.xlsx*, hoja MAPAZ.

Gráfico 13: Diferencias Flujo Línea Maitencillo - Pan de Azúcar 220 kV circuito 1 (MW)



- En el SING, se considera el valor neto (inyección – retiros) de la línea Andes – Salta 345 kV, en los casos en los que la inyección de la línea supera las pérdidas en vacío de ella. A la fecha, se encuentra en consulta dicho valor, por lo que preliminarmente se ha utilizado como corte 15 kW. Con ello, se registraron diferencias en 2 horas de las 156 indicadas, de -53 y 71 MW.³⁶

c. Energía utilizada para determinar el factor de planta de las centrales eólicas y solares FV

En el caso del SIC, para la determinación del factor de planta anual de las centrales eólicas y solares FV, se incluye la energía que podría haber sido inyectada al sistema en caso de no haberse registrado restricciones de transmisión y/u operación del sistema, denominados vertimientos eólicos y solares.

Las centrales consideradas con vertimientos son:

- Eólicas: Punta Colorada, Talinay Oriente, Talinay Poniente, Tal Tal y Punta Palmeras.
- Solares FV: Chañares, Diego de Almagro, Lalackama, Lalackama 2, PV Salvador y San Andrés.

Al comparar las energías mensuales informadas con vertimientos para el período 2015_2016, en algunos meses se registran valores menores que los generados

³⁶ Detalle de las diferencias horarias en archivo *Demanda Neta Subsist 2016 SING.xlsx*, hoja Comparación_Andes_Salta.

incluyendo restricciones de transmisión y/u operación para las centrales Talinay Oriente y Tal Tal, del modo ilustrado en la tabla siguiente³⁷.

Tabla 23: Energías Mensuales (MWh)

Año	Mes	Talinay Oriente		Tal Tal	
		Gen_Neta_Bal	Vertimiento	Gen_Neta_Bal	Vertimiento
2015	4	11.216	-	12.643	-
2015	5	16.001	-	27.557	-
2015	6	18.746	-	15.821	-
2015	7	14.969	-	25.433	-
2015	8	14.822	-	34.822	-
2015	9	7.806	1.688	21.031	4.223
2015	10	15.163	24.371	24.359	29.799
2015	11	16.544	16.492	29.906	25.827
2015	12	18.443	17.987	22.986	28.045
2016	1	12.423	15.590	19.903	21.706
2016	2	14.338	-	14.335	-
2016	3	9.572	10.969	23.804	28.249

En base a lo anterior, para el desarrollo del presente estudio, se optó por añadir a la energía bruta generada en cada hora de las centrales indicadas con vertimiento, la diferencia entre la energía con vertimiento y la indicada en la Generación Real, sólo para las horas en que dicha diferencia es positiva³⁸.

1.3. Determinación de las horas de demanda máxima de cada sistema

A partir de la generación neta, calculada como la diferencia de la generación bruta real y los consumos propios estimados, adicionando las transferencias por las líneas de interconexión (importaciones/exportaciones), se determinó las horas en las que se registraron las demandas máximas anuales del período 2010-2016³⁹, para los años calendario e hidrológico, de los sistemas SIC, S1, S2, SING y SIC + SING.

Los gráficos siguientes muestran la curva de duración de la demanda para los sistemas SIC, S1, S2, SING y SIC + SING en el período de análisis.

Se observa que el SING tiene una menor dispersión entre la demanda máxima y la demanda mínima en comparación al SIC que presenta una mayor variación.

³⁷ Detalle de las diferencias detectadas en archivo adjunto *Comparación Gx ERNC SIC.xlsx*, hoja Comparación Vertimientos.

³⁸ Detalle de las adiciones horarias en archivo adjunto *Comparación Gx ERNC SIC.xlsx*, hoja Ajustes Aporte.

³⁹ Detalle del cálculo en archivo *Ap eolic y sol v2.xlsm*, hoja Demanda Sistema.

Al integrar los sistemas, se mantiene la tendencia que marca el SIC. Esto podría explicarse por la duración de los períodos de control de demanda de punta de los consumidores.

Gráfico 14: Curva de duración de la Demanda para SIC como un sistema

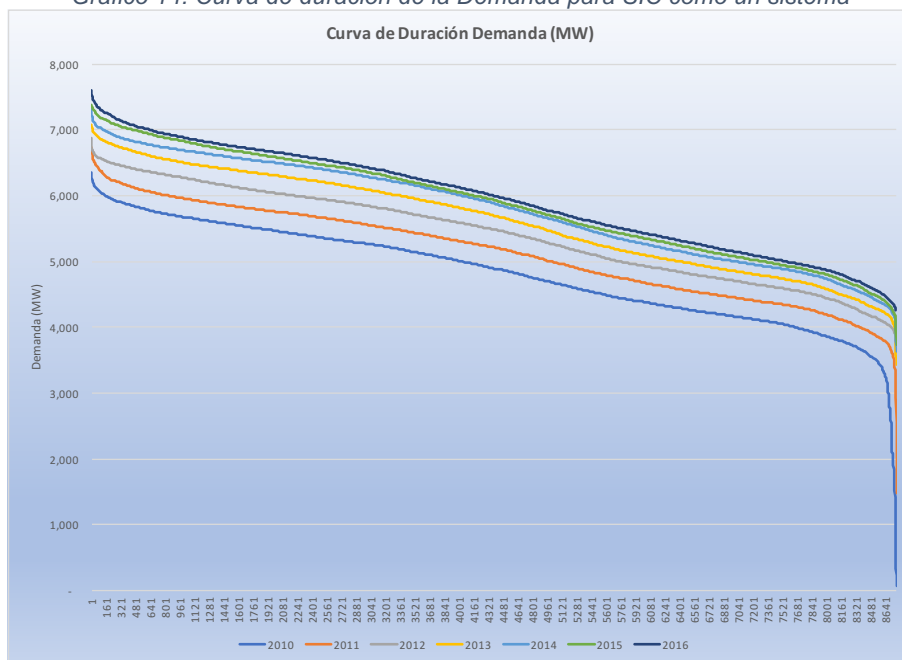


Gráfico 15: Curva de duración de la Demanda para Subsistema 1 del SIC

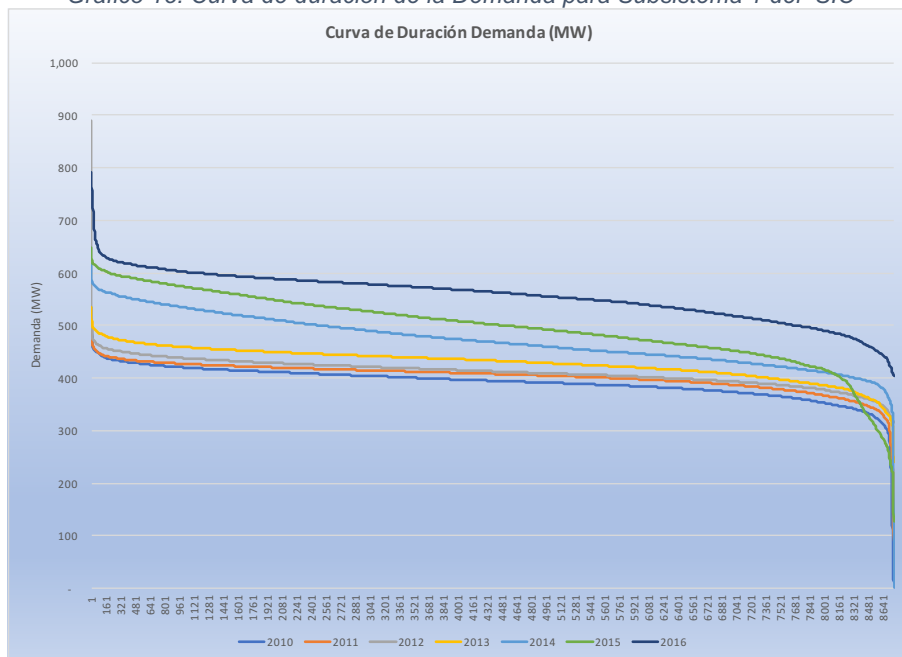


Gráfico 16: Curva de duración de la Demanda para Subsistema 2 del SIC

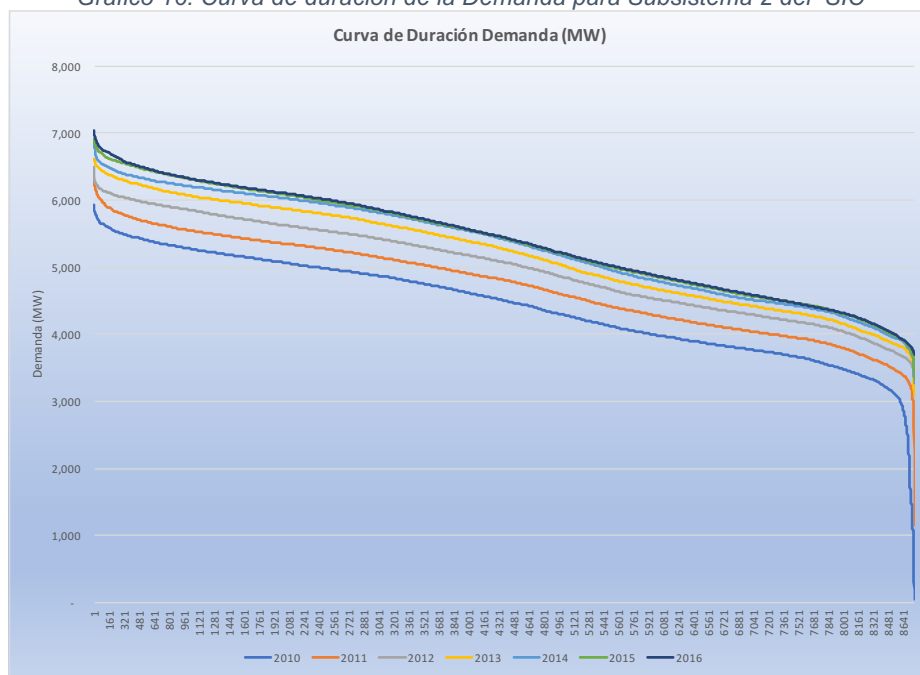


Gráfico 17: Curva de duración de la Demanda para el SING

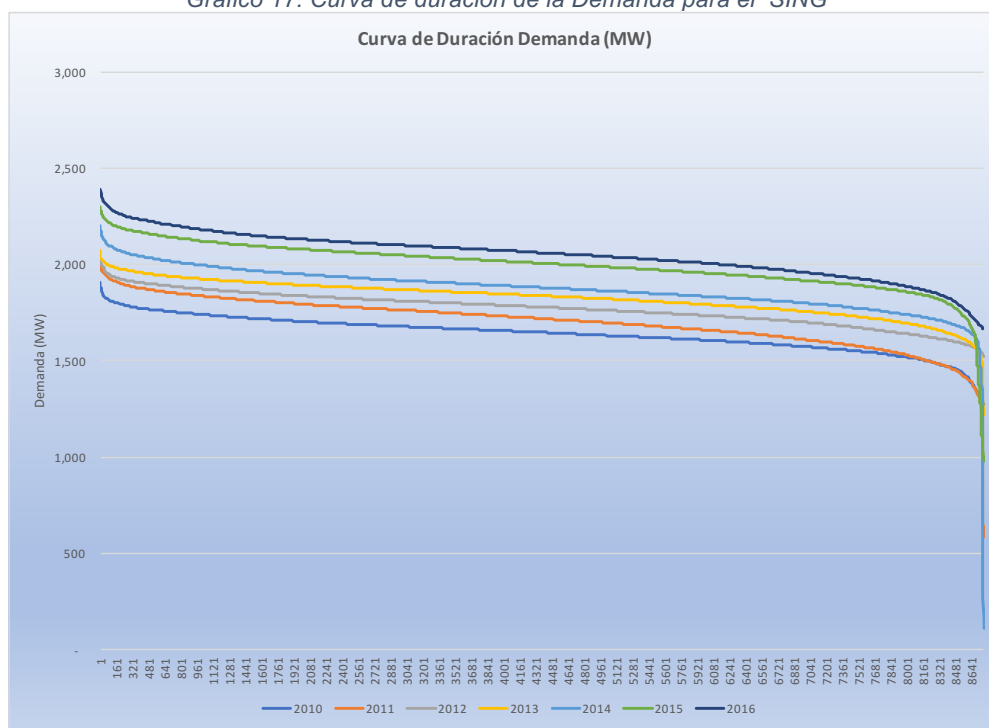
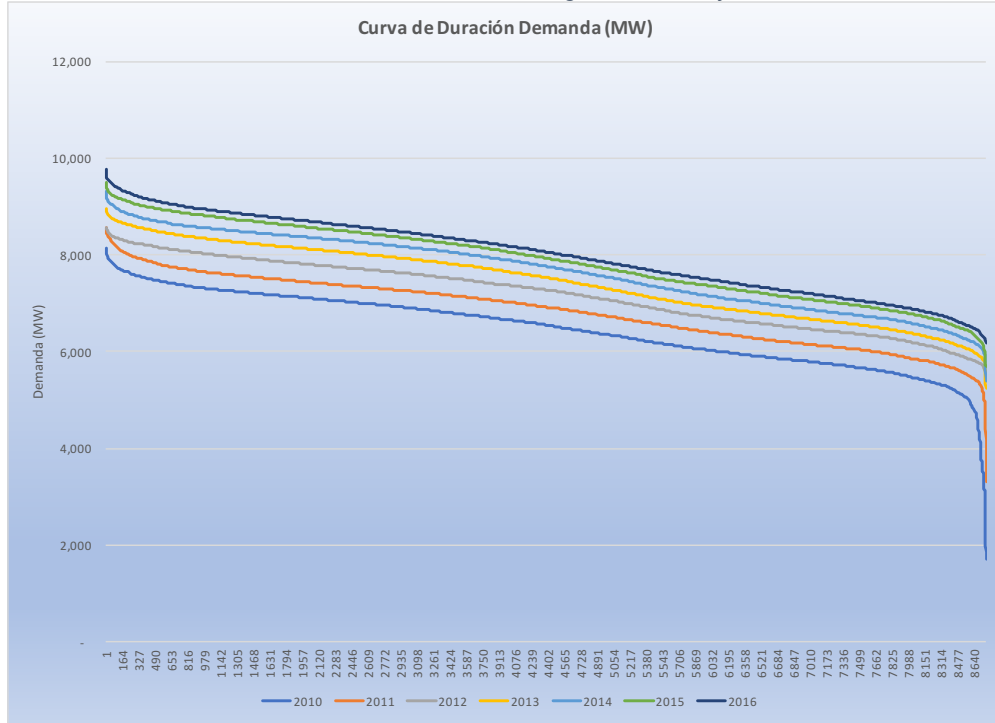


Gráfico 18: Curva de duración de la Demanda integrada del SIC y SING como un sistema



El análisis desarrollado consideró la revisión de las demandas promedio registradas, su distribución mensual y la comparación respecto de los valores determinados por el Coordinador que se encuentran disponibles. A continuación, se revisa cada uno de estos aspectos.

a. Análisis Demandas Promedio

En las tablas siguientes se muestran las demandas promedio de las horas de demanda máxima de los Sistemas analizados, para las opciones de año calendario e hidrológico.

Tabla 24: Promedio Demandas Máximas Anuales Año Calendario (MW)

Año Calendario	Caso	SIC	S1	S2	SING	SIC + SING
2010	52 máx	6.188	464	5.766	1.851	7.943
	438 máx	5.979	439	5.566	1.798	7.669
	876 máx	5.875	432	5.469	1.778	7.541
2011	52 máx	6.547	460	6.132	1.965	8.381
	438 máx	6.284	442	5.873	1.906	8.059
	876 máx	6.169	436	5.761	1.881	7.908
2012	52 máx	6.663	498	6.250	1.988	8.462
	438 máx	6.513	459	6.094	1.930	8.295
	876 máx	6.435	451	6.016	1.910	8.205
2013	52 máx	6.964	499	6.526	2.020	8.829
	438 máx	6.798	479	6.359	1.979	8.644
	876 máx	6.700	472	6.264	1.960	8.539
2014	52 máx	7.140	579	6.654	2.147	9.120
	438 máx	6.955	562	6.464	2.075	8.878
	876 máx	6.862	553	6.376	2.047	8.761
2015	52 máx	7.297	618	6.793	2.255	9.317
	438 máx	7.122	601	6.614	2.195	9.119
	876 máx	7.025	592	6.519	2.170	9.012
2016	52 máx	7.450	709	6.894	2.340	9.548
	438 máx	7.229	636	6.669	2.267	9.308
	876 máx	7.110	623	6.553	2.238	9.179

Tabla 25: Promedio Demandas Máximas Anuales Año Hidrológico (MW)

Año Hidrológico	Caso	SIC	S1	S2	SING	SIC + SING
2010_2011	52 máx	6.263	458	5.845	1.854	7.982
	438 máx	6.106	443	5.691	1.803	7.784
	876 máx	6.012	437	5.600	1.783	7.676
2011_2012	52 máx	6.619	491	6.202	1.966	8.431
	438 máx	6.463	452	6.041	1.911	8.239
	876 máx	6.364	444	5.944	1.888	8.129
2012_2013	52 máx	6.857	475	6.426	1.999	8.707
	438 máx	6.662	458	6.235	1.947	8.489
	876 máx	6.554	452	6.130	1.926	8.369
2013_2014	52 máx	6.994	504	6.545	2.029	8.881
	438 máx	6.837	485	6.390	1.987	8.685
	876 máx	6.738	478	6.293	1.967	8.579
2014_2015	52 máx	7.255	584	6.741	2.162	9.253
	438 máx	7.063	568	6.549	2.104	9.028
	876 máx	6.959	560	6.451	2.079	8.908
2015_2016	52 máx	7.405	676	6.881	2.326	9.524
	438 máx	7.196	618	6.669	2.249	9.262
	876 máx	7.086	607	6.562	2.217	9.131
2016_2017	52 máx	7.714	678	7.146	2.310	9.660
	438 máx	7.375	629	6.813	2.237	9.325
	876 máx	7.223	619	6.663	2.206	9.173

En los gráficos siguientes se muestra la relación entre la demanda promedio de las 438 y 876 horas máximas, respecto de las 52 horas máximas, para los años calendario del período 2010 – 2016, observándose que:

- En el caso de las 438 horas máximas, se registra una reducción promedio aproximada del 3% en todos los casos, a excepción del S1 que es de 5,3%.
- En el caso de las 876 horas máximas, se presenta una reducción promedio aproximada del 4% en todos los casos, a excepción del S1 que es de 6,8%.

Gráfico 19: Demanda Promedio 438 horas máximas (%/1 Demanda Promedio 52 horas máximas)

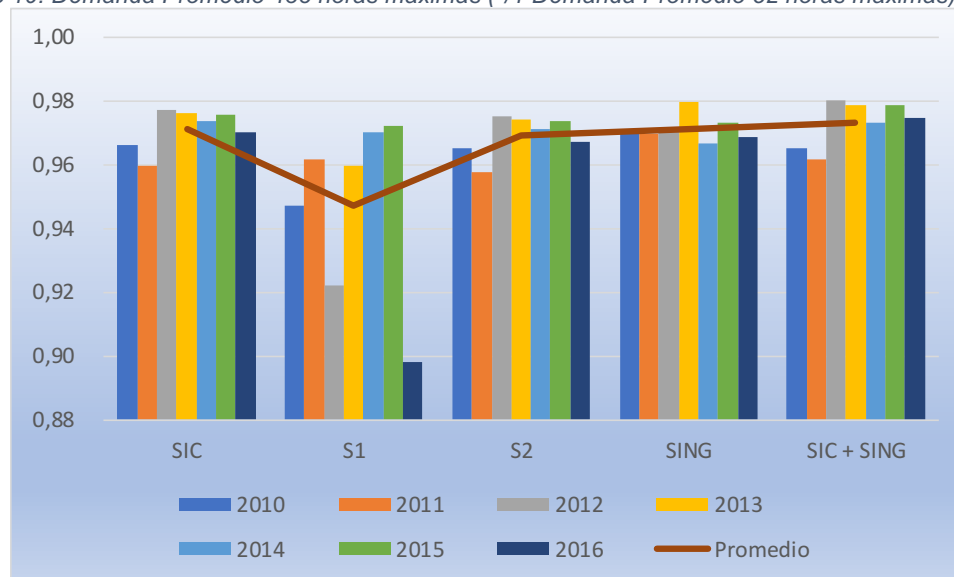
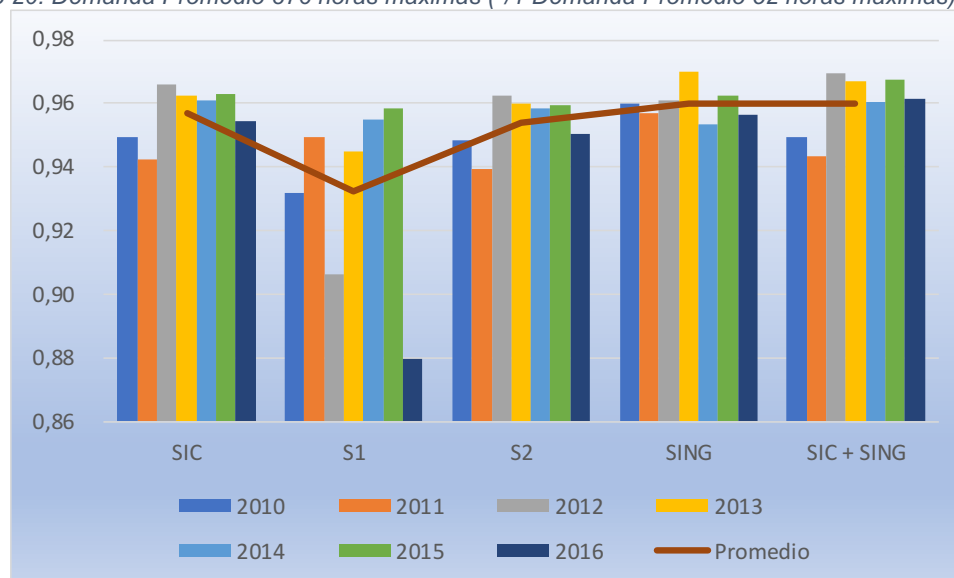


Gráfico 20: Demanda Promedio 876 horas máximas (%/1 Demanda Promedio 52 horas máximas)



b. Análisis meses de ocurrencia demandas máximas

Respecto de los meses en los que se registraron las demandas máximas, en los gráficos siguientes se muestra la frecuencia de ocurrencia para el período 2010-2016⁴⁰.

Gráfico 21: Frecuencia Meses Ocurrencia 52 Demandas Máximas 2010-2016

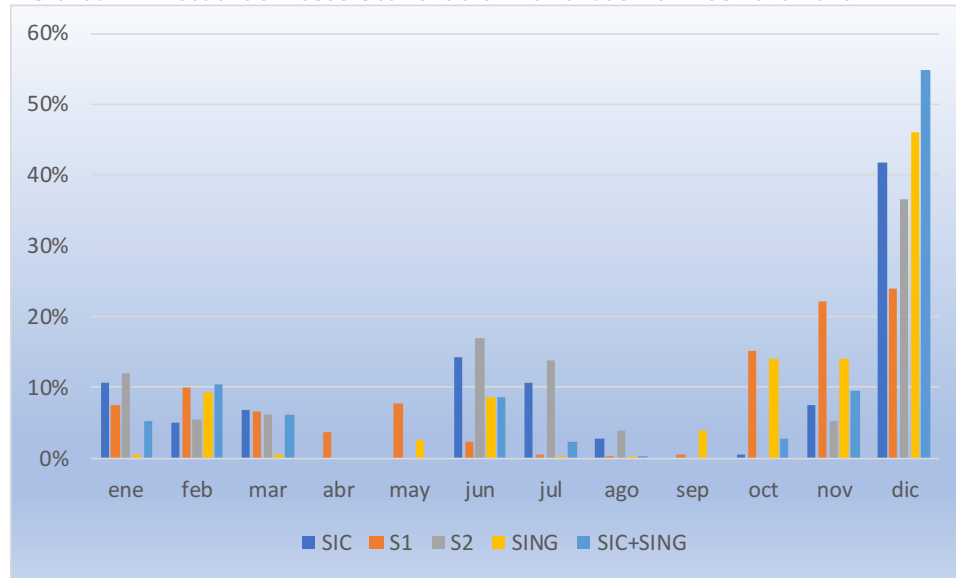
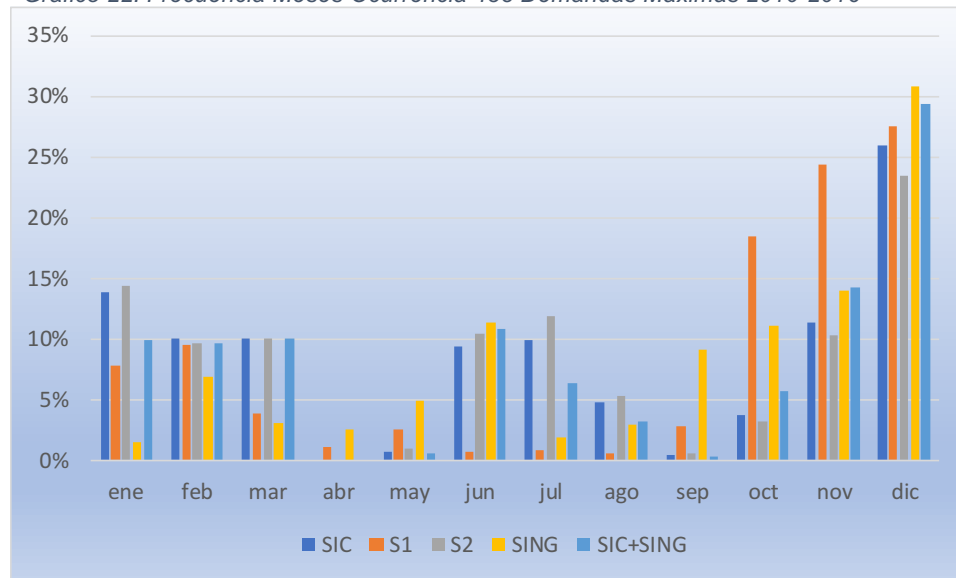
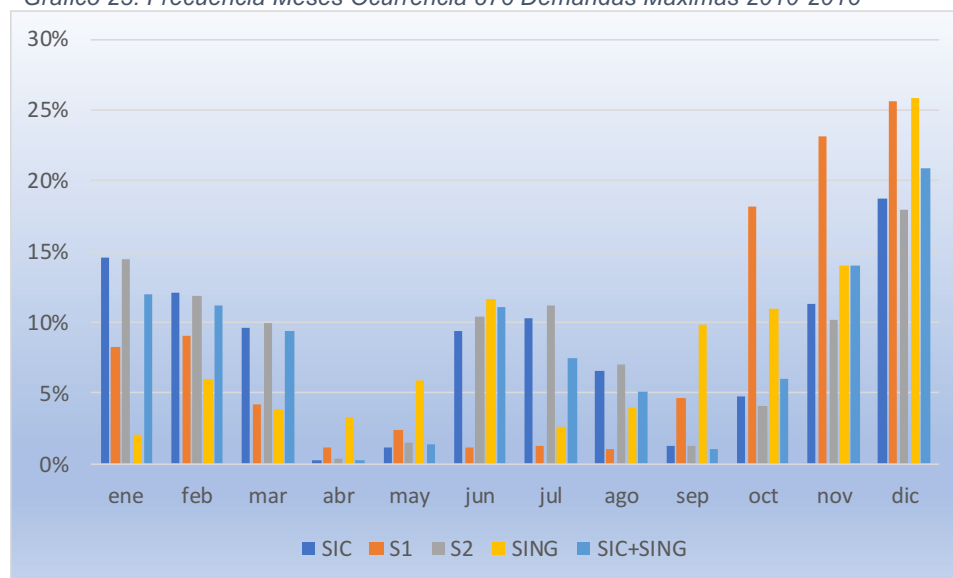


Gráfico 22: Frecuencia Meses Ocurrencia 438 Demandas Máximas 2010-2016



⁴⁰ Detalle del cálculo en archivo adjunto *Meses Dda max.xlsx*

Gráfico 23: Frecuencia Meses Ocurrencia 876 Demandas Máximas 2010-2016



En las tablas y gráficos se observa que:

- En todos los casos, la mayor cantidad de registros se presenta en diciembre, no obstante su participación relativa disminuye a medida que se aumenta la cantidad de horas de demanda máxima consideradas. S1 es la excepción, con el menor valor para las 52 horas.
- En el SIC, se repiten los meses de diciembre y enero en todos los casos, diferenciándose en el tercer mes considerado.
- En S1 no se presentan variaciones según la cantidad de horas escogidas.
- En S2 se registran mayores variaciones en los meses resultantes
- En el SING, se repiten los meses de diciembre y noviembre en todos los casos, diferenciándose en el tercer mes considerado en el escenario de 52 horas respecto de los otros 2 restantes.
- Al integrar el SIC y el SING, se repiten los meses de diciembre y enero en todos los casos, diferenciándose en el tercer mes considerado.
- En todos los casos, se registran mayores diferencias en las participaciones mensuales al pasar de 52 a 438 horas respecto de 438 a 876 horas de demanda máxima.

En la tabla siguiente se muestran los 3 meses con mayores registros para cada uno de los casos anteriores.

Tabla 26: Meses con Mayor Frecuencia Registros Demandas Máximas 2010-2016

Caso	SIC	S1	S2	SING	SIC+SING
52 máx	dic	dic	dic	dic	dic
	jun	nov	jun	nov	feb
	ene	oct	jul	oct	nov
438 máx	dic	dic	dic	dic	dic
	ene	nov	ene	nov	nov
	nov	oct	jul	jun	jun
876 máx	dic	dic	dic	dic	dic
	ene	nov	ene	nov	nov
	feb	oct	feb	jun	ene

En los gráficos siguientes se muestra la desviación estándar de las frecuencias mensuales del período 2010-2016, para cada uno de los casos revisados. En todos los casos se presenta una disminución en la desviación estándar promedio anual a medida que se aumenta la cantidad de horas de demanda máxima considerados, no obstante para algunos meses puede ser mayor.

Gráfico 24: Desviación Estándar Promedio Anual 2010-2016

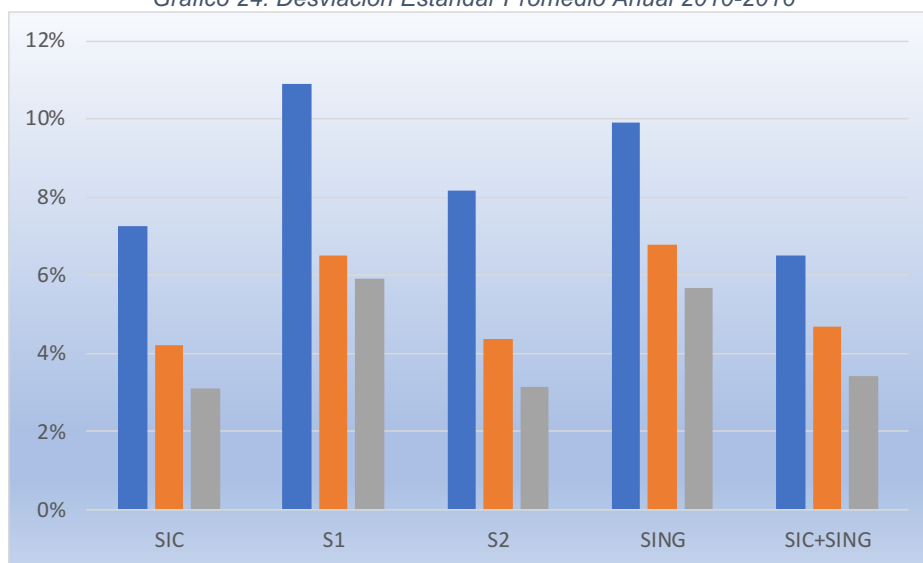


Gráfico 25: Desviación Estándar Frecuencia Mensual 52 Horas Demanda Máxima

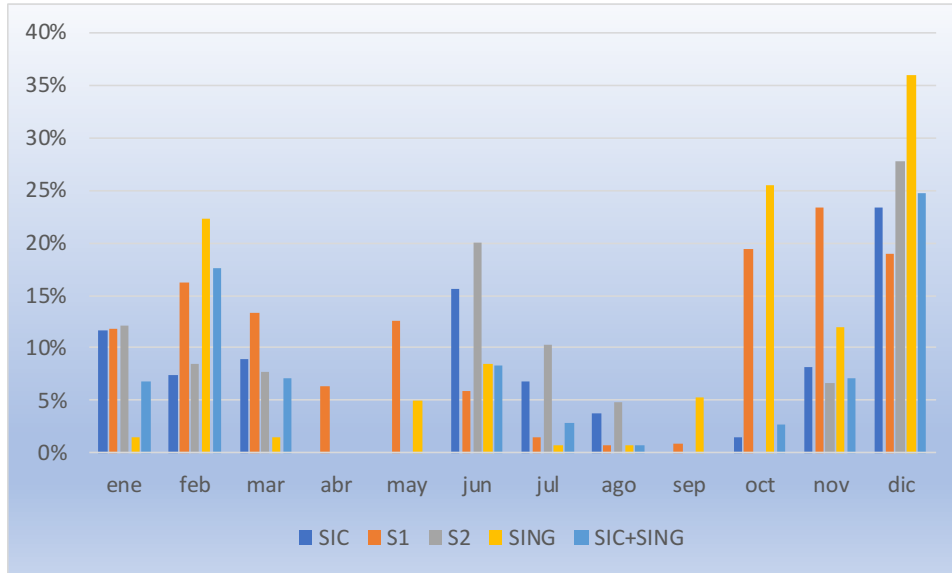


Gráfico 26: Desviación Estándar Frecuencia Mensual 438 Horas Demanda Máxima

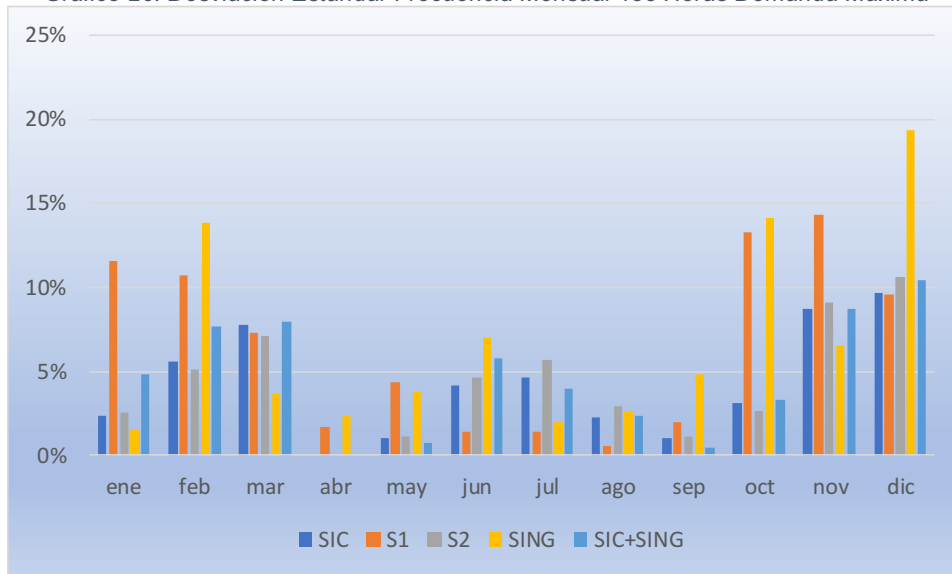
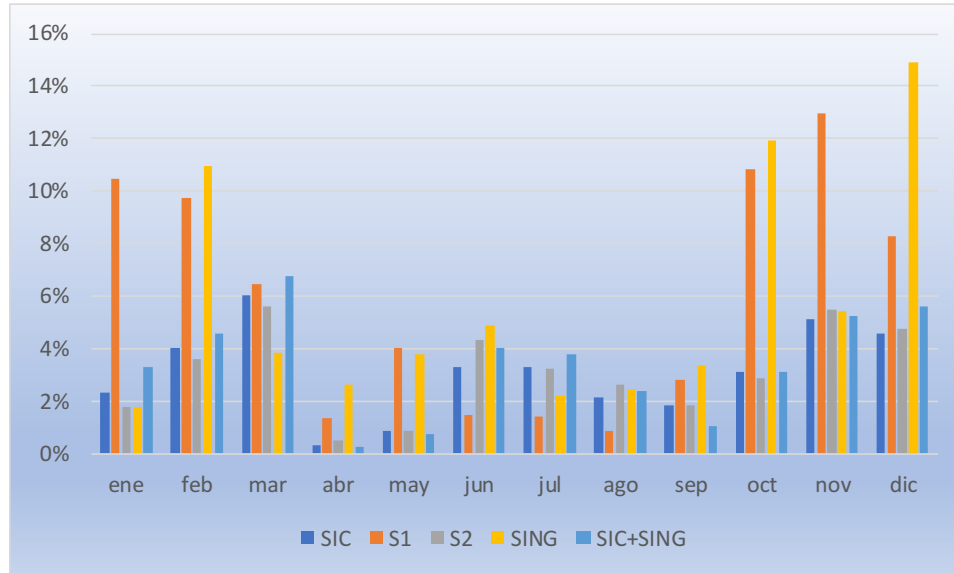


Gráfico 27: Desviación Estándar Frecuencia Mensual 876 Horas Demanda Máxima



Por otro lado, si se escoge para cada caso y sistema, los 3 meses con mayor cantidad de horas de demanda máxima, en cada uno de los años del período 2010 – 2016, se obtienen los gráficos de participación de cada mes presentados a continuación. En ellos, un 100% de participación implica que el mes fue seleccionado entre los 3 con mayor cantidad de horas de demanda máxima, en todos los años del período 2010 – 2016.

Gráfico 28: Frecuencia Participación Mensual 2010-2016 52 Horas Máximas

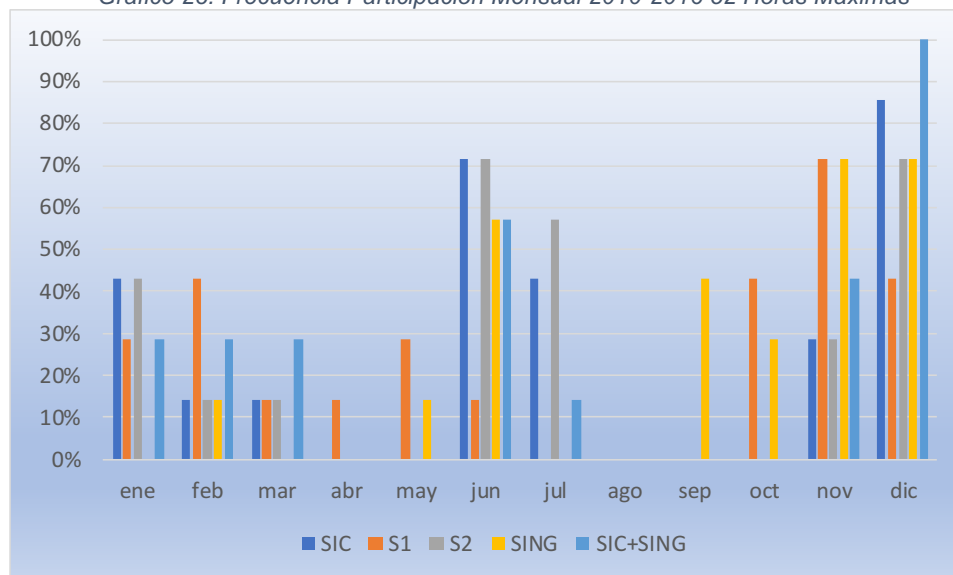


Gráfico 29: Frecuencia Participación Mensual 2010-2016 438 Horas Máximas

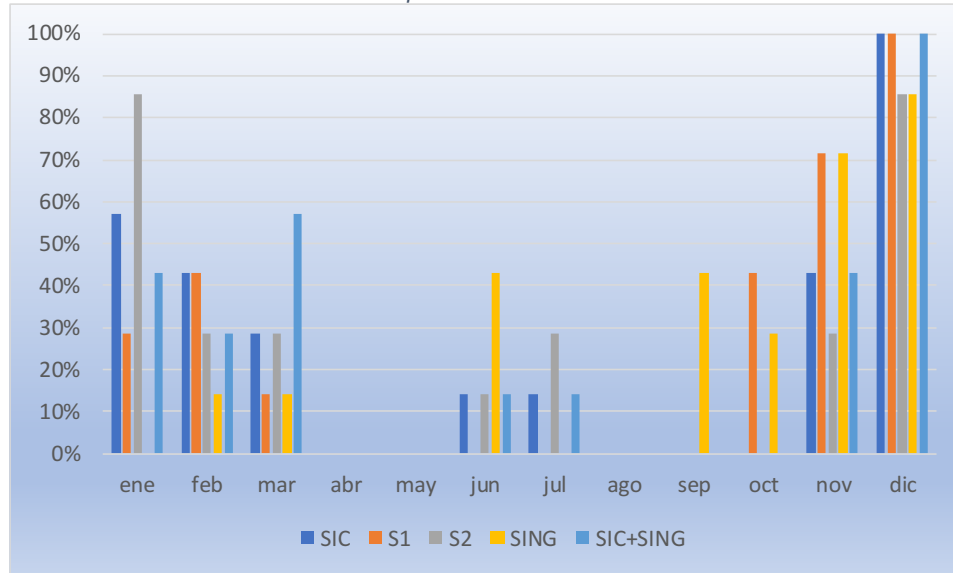
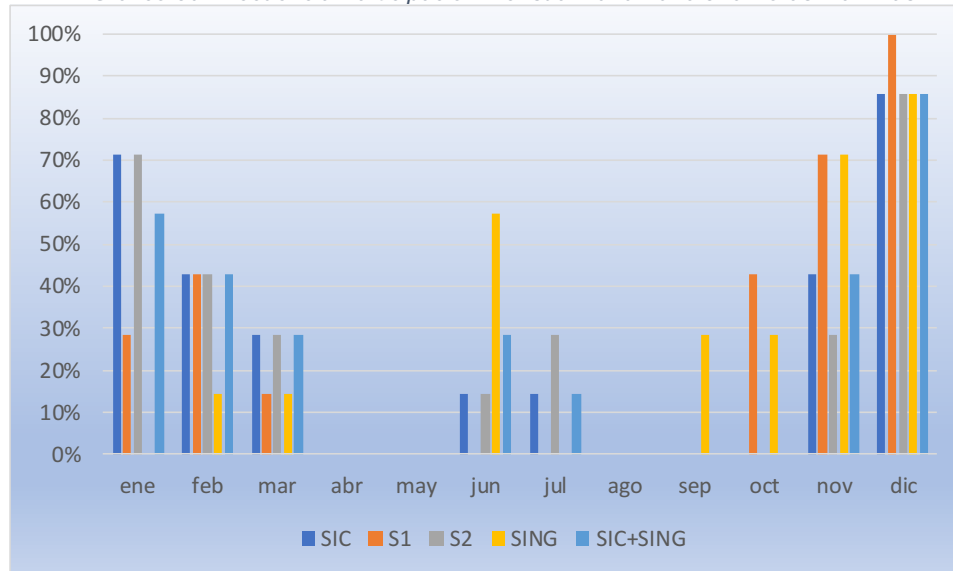


Gráfico 30: Frecuencia Participación Mensual 2010-2016 876 Horas Máximas



En los gráficos anteriores se observa que:

- Diciembre registra una participación superior al 86% en los años del período incluidos en los casos, para las 438 y 876 horas de demanda máxima. En el escenario de 52 horas de demanda máxima, en S1 está presente en el 43% de los años.
- La participación de junio y julio disminuye a medida que aumentan las horas consideradas, a excepción del SING.
- Noviembre presenta participaciones similares en todos los casos analizados.

De lo anterior, se puede concluir que, dado que se visualiza un patrón de comportamiento de la ocurrencia de las demandas máximas, a medida que se aumenta las horas consideradas, resulta factible definir como escenario a revisar para determinar el aporte de las centrales solares FV y eólica a las horas de demanda máxima del sistema, el factor de planta de los meses en los que éstas se registraron, pudiendo ser definidos con anterioridad, de modo de disminuir la incertidumbre en los ingresos a dichas unidades generadoras.

Este patrón muestra que las demandas máximas tienden a darse en los meses de verano principalmente, es decir, desde octubre a marzo. Ciertamente este patrón tiene relación con el periodo en que se mide la demanda de potencia de punta de los consumidores, que va entre abril y septiembre en el caso del SIC.

c. Comparación Demandas Promedio calculadas respecto de publicadas por el Coordinador.

Para la comparación, se calculó el promedio de los 52 registros máximos del período considerado, determinándose además la demanda promedio coincidente con las horas indicadas por el Coordinador. Se distinguen los siguientes casos⁴¹:

- En el SIC, se realizó para los períodos 2015_2016 y 2016_2017. La tabla siguiente muestra las diferencias detectadas entre lo publicado por el Coordinador y el cálculo realizado, las que se deben principalmente a las diferencias en los datos de Generación Neta detallados anteriormente. Adicionalmente, en el cálculo se asignó las centrales Andes Generación y Solar Pilar el Amarillo al S1, dado que para el período 2015_2016 el Coordinador las incluyó en el Subsistema 2.

Tabla 27: Comparación Demanda Máxima Promedio SIC (MW)

Periodo	Demanda Máxima Promedio (MW)			Diferencia respecto dda Coordinador (%)	
	Consultor	Coordinador	Coincidente consultor horas Coordinador	Máx Consultor	Coincidente Consultor
Subsistema 1					
2015_2016	676	641	629	5,42%	-1,90%
2017_2018	678	632	628	7,20%	-0,69%
Subsistema 2					
2015_2016	6.881	6.900	6.878	-0,28%	-0,33%
2017_2018	7.146	7.117	7.145	0,41%	0,39%

- En el SING, se realizó para el año 2016. La tabla siguiente muestra las diferencias detectadas entre lo publicado por el Coordinador y el cálculo realizado, las que se deben principalmente a las diferencias en los datos de

⁴¹ Detalle de la comparación en archivo adjunto *Comparación Dda max 2015_2017.xlsx*.

Generación Neta detallados anteriormente, la metodología de cálculo de los consumos propios y al flujo por la línea Andes Salta.

Tabla 28: Comparación Demanda Máxima Promedio (SING)

Período	Demanda Máxima Promedio (MW)			Diferencia respecto dda Coordinador (%)	
	Consultor	Coordinador	Coincidente consultor horas Coordinador	Máx Consultor	Coincidente Consultor
2016	2.340	2.266	2.272	3,28%	0,29%

1.4. Aporte centrales eólicas y solares FV

El análisis realizado consideró tanto la determinación del factor de planta como la generación coincidente con las horas de demanda máxima del sistema, para cada una de las centrales eólicas y solares FV existentes de las que se dispone de información de generación histórica. Se determina en el aporte promedio por tecnología, solar y eólica, y por zona. El capítulo finaliza con la propuesta de metodología de cálculo, en base a los antecedentes revisados.

a. Análisis Factor de Planta

Para cada una de las centrales solares FV y eólicas existentes se determinó, a partir del año 2010 o desde que se disponía de información, el factor de planta anual, mínimo mensual y promedio de los 3 meses con mayor registro de demanda máxima promedio del sistema en el que se encuentran localizados. En la tabla siguiente se muestran los valores obtenidos desde el año 2013⁴².

Los factores de planta por tecnología solar y eólica, difieren en forma relevante al comparar sus localizaciones. La Tabla siguiente contiene los factores de planta anual de cada una de las centrales solares y eólicas de los sistemas SIC y SING. Se debe destacar que la información estadística es muy poca, debido a lo reciente de la incorporación de ellas al sistema. Estos valores presentan una dispersión relevante y además cambian de un año a otro, presentando algunas variaciones importantes.

Se ha agrupado las centrales en base a un criterio de cercanía a los nudos troncales. Los resultados obtenidos se incluyen en la Tabla subsiguiente. Los factores de planta medio anual también muestran variaciones importantes entre los nudos.

La metodología vigente para la potencia de suficiencia, considera asimilar las nuevas centrales solares y eólicas, que no disponen de estadística, por su cercanía a centrales existentes. Si bien sería razonable aplicar un criterio de cercanía, éste

⁴² Valores restantes se incluyen en archivo adjunto *Ap eolic y sol v2.xlsm*, hoja Tablas Informe

solo debe ser utilizado en casos en que no se disponga de otras fuentes de información, dado que podrían presentarse distorsiones importantes.

Esto se puede ilustrar con los parques Canela I y Canela II. En base a los factores de planta contenidos en la Tabla siguiente, se observa en este caso que la condición de cercanía no es representativa. En efecto, los factores de planta de ambos parques eólicos, pese a encontrarse cerca, difieren sustancialmente, siendo el factor de planta de Canela II entre un 30% y un 48% superior a Canela I. Las diferencias en el factor de planta se pueden explicar por factores tales como: topografía de la zona de emplazamiento, modelo de los aerogeneradores y diseño del parque.

Tabla 29: Factores de planta por central solar y eólica

Central	Barra troncal	Factor de Planta Anual Calculado Año Calendario					
		2010	2011	2012	2013	2014	2015
Eólica Canela 1	Las Palmas 220	0.18	0.15	0.18	0.17	0.17	0.15
Eólica Canela 2	Las Palmas 220	0.23	0.21	0.25	0.23	0.25	0.21
Eólica Cuel	Charrua 220				0.09	0.33	0.32
Eólica El Arrayán	Pan de Azúcar 220					0.30	0.28
Eólica La Esperanza	Charrua 220						0.24
Eólica Lebu	Hualpen 220	0.08	0.10	0.12	0.13	0.08	0.10
Eólica Los Buenos Aires	Charrua 220						0.28
Eólica Los Cururos	Las Palmas 220					0.29	0.27
Eólica Monte Redondo	Las Palmas 220	0.20	0.24	0.27	0.25	0.26	0.24
Eólica Punta Colorada	Punta Colorada 220		0.07	0.27	0.32	0.33	0.31
Eólica Punta Palmeras	Las Palmas 220					0.26	0.29
Eólica Raki	Hualpen 220						0.25
Eólica Renaico	Temuco 220						0.26
Eólica San Juan	Punta Colorada 220						0.18
Eólica San Pedro	Chiloe 220					0.36	0.33
Eólica San Pedro II	Chiloe 220						0.03
Eólica Talinay	Las Palmas 220				0.26	0.29	0.24
Eólica Talinay Poniente	Pan de Azúcar 220						0.43
Eólica Taltal	Diego de Almagro 220					0.17	0.33
Eólica Totoral	Las Palmas 220	0.21	0.20	0.22	0.19	0.22	0.20
Eólica Ucuquer	Rapel 220				0.33	0.31	0.29
Eólica Ucuquer 2	Rapel 220					0.25	0.28
Solar Carrera Pinto	Carrera Pinto 220						0.04
Solar Chañares	Diego de Almagro 220					0.17	0.24
Solar Chuchifí	Los Vilos 220						0.23
Solar Conejo	Diego de Almagro 220						0.18
Solar Cordillerilla	Itahue 220						0.23
Solar Diego de Almagro	Diego de Almagro 220					0.15	0.17
Solar El Divisadero	Pan de Azúcar 220						0.34
Solar El Pilar - Los Amarillos	Diego de Almagro 220						0.22
Solar El Romero	Maitencillo 220						0.16
Solar Esperanza	Diego de Almagro 220					0.23	0.22
Solar Hormiga Solar	Los Maquis 220						0.07
Solar Javiera	Diego de Almagro 220						0.22
Solar La Chapeana	Pan de Azúcar 220						0.24
Solar La Silla	Maitencillo 220						0.30
Solar Lagunilla	Pan de Azúcar 220						0.31
Solar Lalackama	Diego de Almagro 220						0.30
Solar Lalackama 2	Diego de Almagro 220						0.39
Solar Las Araucarias	Cerro Navia 220						0.13
Solar Las Mollacas	Pan de Azúcar 220						0.21
Solar Las Terrazas	Cardones 220					0.22	0.25
Solar Llano de Llampos	Cardones 220					0.26	0.28
Solar Loma Los Colorados	Cerro Navia 220						0.16
Solar Los Loros	Cardones 220						0.06
Solar Luna	Pan de Azúcar 220						0.29
Solar Luz del Norte	Carrera Pinto 220						0.19
Solar Pampa Solar Norte	Diego de Almagro 220						0.29
Solar PSF Lomas Coloradas	Los Vilos 220					0.26	0.25
Solar PSF Pama	Los Vilos 220					0.27	0.25
Solar PV Salvador	Diego de Almagro 220					0.02	0.28
Solar Quilapilún	Los Maquis 220						0.12
Solar San Andrés	Cardones 220					0.28	0.25
Solar Santa Cecilia	Pan de Azúcar 220					0.23	0.23
Solar Santa Julia	Nogales 220						0.23
Solar SDGx01	Pan de Azúcar 220				0.20	0.12	0.19
Solar Sol	Pan de Azúcar 220						0.29
Solar Tambo Real	Pan de Azúcar 220			0.28	0.21	0.19	0.16
Solar Techos de Altamira	Alto Jahuel 220					0.07	0.20
Solar Til Til	Cerro Navia 220						0.22
PMGD-LA HUAYCA SPS-1	Pozo Almonte 220			0.14	0.20	0.92	1.08
SOLAR EL ÁGUILA I	Pozo Almonte 220				0.24	0.24	0.25
EÓLICA VALLE DE LOS VIENTOS	Calama 220				0.00	0.27	0.29
POZO ALMONTE SOLAR 2	Pozo Almonte 220					0.28	0.31
POZO ALMONTE SOLAR 3	Pozo Almonte 220					0.29	0.33
PMGD-LOS PUQUIOS	Pozo Almonte 220					0.18	0.20
MARIA ELENA FV	Maria Elena 220					0.38	0.31
SOLAR JAMA1	Calama 220						0.35
PMGD-PAS1	Pozo Almonte 220						0.34
LA HUAYCA II	Pozo Almonte 220						0.25
PMGD-PMGD PICA	Pozo Almonte 220						0.16
PARQUE SOLAR FINIS TERRAE	Encuentro 220						0.23
SOLAR JAMA2	Calama 220						0.34
ANDES SOLAR	Laberinto 220						0.28
PARQUE SOLAR PAMPA CAMARONES	Pozo Almonte 220						0.30
PARQUE EÓLICO SIERRA GORDA ESTE	Encuentro 220						0.04

Tabla 30: Factores de planta centrales solares y eólicas asociadas por nudo troncal.

Tecnología	Barra Troncal	Factor de Planta Anual Calculado Año Calendario						
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
E	Calama 220	-	-	-	0.00	0.27	0.29	0.31
E	Charrua 220	-	-	-	0.09	0.33	0.32	0.26
E	Chiloe 220	-	-	-	-	0.36	0.33	0.15
E	Diego de Almagro 220	-	-	-	-	0.17	0.33	0.34
E	Encuentro 220	-	-	-	-	-	-	0.04
E	Hualpen 220	0.08	0.10	0.12	0.13	0.08	0.17	0.16
E	Las Palmas 220	0.20	0.20	0.23	0.22	0.25	0.23	0.19
E	Pan de Azúcar 220	-	-	-	-	0.30	0.35	0.29
E	Punta Colorada 220	-	0.07	0.27	0.32	0.33	0.31	0.19
E	Rapel 220	-	-	-	0.33	0.28	0.29	0.27
E	Temuco 220	-	-	-	-	-	-	0.26
S	Alto Jahuel 220	-	-	-	-	0.07	0.20	0.11
S	Calama 220	-	-	-	-	-	0.35	0.36
S	Cardones 220	-	-	-	-	0.25	0.26	0.16
S	Carrera Pinto 220	-	-	-	-	-	0.11	0.18
S	Cerro Navia 220	-	-	-	-	-	0.16	0.16
S	Diego de Almagro 220	-	-	-	-	0.14	0.25	0.22
S	Encuentro 220	-	-	-	-	-	-	0.23
S	Itahue 220	-	-	-	-	-	-	0.23
S	Laberinto 220	-	-	-	-	-	-	0.28
S	Los Maquis 220	-	-	-	-	-	-	0.09
S	Los Vilos 220	-	-	-	-	0.26	0.25	0.24
S	Maitencillo 220	-	-	-	-	-	-	0.23
S	Maria Elena 220	-	-	-	-	0.38	0.31	0.32
S	Nogales 220	-	-	-	-	-	-	0.23
S	Pan de Azúcar 220	-	-	0.28	0.21	0.18	0.24	0.19
S	Pozo Almonte 220	-	-	0.14	0.22	0.38	0.36	0.25

Central	Tipo	Sistema	Datos desde	Factor de Planta Anual				Menor FP Mensual				FP Promedio 3 mes 52 máx				FP Promedio 3 mes 438 máx				FP Promedio 3 mes 876 máx			
				2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016
Canela I	E	S2	ene-10	0,17	0,17	0,15	0,13	0,08	0,10	0,08	0,05	0,13	0,15	0,16	0,13	0,12	0,15	0,13	0,13	0,12	0,17	0,12	0,14
Canela II	E	S2	ene-10	0,23	0,25	0,21	0,17	0,08	0,17	0,13	0,08	0,19	0,23	0,25	0,18	0,17	0,24	0,20	0,17	0,18	0,26	0,19	0,19
Cuel	E	S2	dic-13	0,09	0,33	0,32	0,26	0,09	0,22	0,20	0,07	0,09	0,35	0,33	0,23	0,09	0,33	0,38	0,25	0,09	0,34	0,45	0,33
El Arrayán	E	S2	may-14	-	0,30	0,28	0,25	-	0,15	0,14	0,12	-	0,28	0,36	0,23	-	0,29	0,27	0,23	-	0,33	0,23	0,26
La Esperanza	E	S2	abr-16	-	-	-	0,24	-	-	-	0,02	-	-	-	0,21	-	-	-	0,25	-	-	-	0,40
Lebu	E	S2	jul-14	0,13	0,08	0,10	0,21	0,08	-	-	0,09	0,14	0,08	0,13	0,21	0,14	0,10	0,13	0,22	0,14	0,06	0,14	0,25
Los Buenos Aires	E	S2	abr-16	-	-	-	0,28	-	-	-	0,07	-	-	-	0,27	-	-	-	0,28	-	-	-	0,40
Los Cururos	E	S2	jun-14	-	0,29	0,27	0,21	-	0,08	0,17	0,11	-	0,27	0,29	0,18	-	0,30	0,25	0,21	-	0,35	0,26	0,25
Monte Redondo	E	S2	ene-10	0,25	0,26	0,24	0,17	0,13	0,15	0,10	0,08	0,22	0,24	0,26	0,15	0,20	0,26	0,20	0,16	0,20	0,28	0,19	0,19
Punta Colorada	E	S2	sep-11	0,32	0,33	0,31	0,20	0,17	0,17	0,17	0,07	0,27	0,27	0,27	0,10	0,36	0,36	0,35	0,20	0,42	0,43	0,42	0,30
Punta Palmeras	E	S2	sep-14	-	0,26	0,29	0,24	-	0,05	0,16	0,10	-	0,32	0,34	0,23	-	0,32	0,27	0,23	-	0,32	0,25	0,25
Raki	E	S2	ago-15	-	-	0,25	0,11	-	-	0,17	-	-	-	0,25	-	-	-	0,25	0,06	-	-	0,25	0,21
Renaico	E	S2	may-16	-	-	-	0,26	-	-	-	0,01	-	-	-	0,22	-	-	-	0,26	-	-	-	0,41
San Juan	E	S2	jul-16	-	-	-	0,18	-	-	-	0,01	-	-	-	0,26	-	-	-	0,26	-	-	-	0,28
San Pedro	E	S2	abr-14	-	0,36	0,33	0,27	-	0,07	0,14	0,14	-	0,39	0,42	0,31	-	0,38	0,32	0,27	-	0,29	0,20	0,24
San Pedro II	E	S2	nov-16	-	-	-	0,03	-	-	-	0,01	-	-	-	0,04	-	-	-	0,04	-	-	-	0,04
Talinay	E	S2	mar-13	0,26	0,29	0,24	0,23	0,14	0,19	0,14	0,13	0,21	0,27	0,27	0,19	0,23	0,30	0,23	0,21	0,23	0,33	0,20	0,24
Talinay Poniente	E	S2	mar-15	-	-	0,43	0,33	-	-	0,18	0,21	-	-	0,47	0,29	-	-	0,46	0,31	-	-	0,55	0,35
Taltal	E	S1	oct-14	-	0,17	0,33	0,34	-	0,02	0,18	0,16	-	0,17	0,46	0,28	-	0,17	0,46	0,28	-	0,17	0,46	0,28
Totoral	E	S2	ene-10	0,19	0,22	0,20	0,16	0,09	0,14	0,11	0,06	0,17	0,21	0,23	0,16	0,15	0,21	0,18	0,16	0,16	0,23	0,16	0,17
Ucuquer	E	S2	mar-13	0,33	0,31	0,29	0,27	0,21	0,20	0,15	0,13	0,36	0,31	0,31	0,30	0,33	0,29	0,20	0,23	0,23	0,24	0,17	0,23
Ucuquer II	E	S2	ago-14	-	0,25	0,28	0,26	-	0,19	0,14	0,11	-	0,20	0,31	0,30	-	0,20	0,21	0,23	-	0,20	0,16	0,21
Valle de Los Vientos	E	SING	dic-13	0,00	0,27	0,29	0,31	0,00	0,17	0,25	0,26	0,00	0,34	0,30	0,35	0,00	0,33	0,30	0,32	0,00	0,33	0,30	0,32
Sierra Gorda Este	E	SING	dic-16	-	-	-	0,04	-	-	-	0,04	-	-	-	0,04	-	-	-	0,04	-	-	-	0,04
Carrera Pinto	S	S1	dic-15	-	-	0,04	0,15	-	-	0,04	0,04	-	-	0,04	0,28	-	-	0,04	0,28	-	-	0,04	0,28
Chañares	S	S1	dic-14	-	0,17	0,24	0,25	-	0,17	0,18	0,12	-	0,17	0,34	0,31	-	0,17	0,34	0,31	-	0,17	0,34	0,31

Central	Tipo	Sistema	Datos desde	Factor de Planta Anual				Menor FP Mensual				FP Promedio 3 mes 52 máx				FP Promedio 3 mes 438 máx				FP Promedio 3 mes 876 máx			
				2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016
Chuchiñi	S	S2	jul-16	-	-	-	0,23	-	-	-	0,16	-	-	-	0,25	-	-	-	0,25	-	-	-	0,29
Conejo	S	S1	may-16	-	-	-	0,18	-	-	-	0,03	-	-	-	0,26	-	-	-	0,26	-	-	-	0,26
Cordillerilla	S	S2	nov-16	-	-	-	0,23	-	-	-	0,16	-	-	-	0,25	-	-	-	0,25	-	-	-	0,25
Diego de Almagro	S	S1	may-14	-	0,15	0,17	0,20	-	0,01	0,04	0,11	-	0,22	0,21	0,23	-	0,22	0,21	0,23	-	0,22	0,21	0,23
El Divisadero	S	S2	ago-16	-	-	-	0,34	-	-	-	0,25	-	-	-	0,25	-	-	-	0,25	-	-	-	0,25
El pilar Los Amarillos	S	S1	oct-15	-	-	0,22	0,09	-	-	0,13	-	-	-	0,22	0,01	-	-	0,22	0,01	-	-	0,22	0,01
El Romero	S	S2	nov-16	-	-	-	0,16	-	-	-	0,11	-	-	-	0,19	-	-	-	0,19	-	-	-	0,19
Esperanza	S	S1	jul-14	-	0,23	0,22	0,08	-	0,20	0,12	-	-	0,25	0,21	0,01	-	0,25	0,21	0,01	-	0,25	0,21	0,01
Hormiga Solar	S	S2	dic-16	-	-	-	0,07	-	-	-	0,07	-	-	-	0,07	-	-	-	0,07	-	-	-	0,07
Javiera	S	S1	feb-15	-	-	0,22	0,25	-	-	0,07	0,14	-	-	0,28	0,32	-	-	0,28	0,32	-	-	0,28	0,32
La Chapeana	S	S2	may-16	-	-	-	0,24	-	-	-	0,12	-	-	-	0,21	-	-	-	0,24	-	-	-	0,34
La Silla	S	S2	abr-16	-	-	-	0,30	-	-	-	0,09	-	-	-	0,27	-	-	-	0,32	-	-	-	0,46
Lagunilla	S	S2	nov-15	-	-	0,31	0,16	-	-	0,29	0,05	-	-	0,31	0,11	-	-	0,31	0,08	-	-	0,31	0,14
Lalackama	S	S1	ene-15	-	-	0,30	0,29	-	-	0,16	0,17	-	-	0,39	0,32	-	-	0,39	0,32	-	-	0,39	0,32
Lalackama II	S	S1	oct-15	-	-	0,39	0,29	-	-	0,26	0,17	-	-	0,39	0,32	-	-	0,39	0,32	-	-	0,39	0,32
Las Araucarias	S	S2	may-16	-	-	-	0,13	-	-	-	0,06	-	-	-	0,11	-	-	-	0,14	-	-	-	0,19
Las Mollacas	S	S2	may-16	-	-	-	0,21	-	-	-	0,12	-	-	-	0,19	-	-	-	0,21	-	-	-	0,28
Las Terrazas	S	S1	oct-14	-	0,22	0,25	0,13	-	0,19	0,14	-	-	0,22	0,28	-	-	0,22	0,28	-	-	0,22	0,28	-
Llano de Llampos	S	S1	ene-14	-	0,26	0,28	0,27	-	0,11	0,19	0,15	-	0,35	0,36	0,31	-	0,35	0,36	0,31	-	0,35	0,36	0,31
Loma Los Colorados	S	S2	jul-15	-	-	0,16	0,15	-	-	0,12	0,09	-	-	0,16	0,15	-	-	0,16	0,15	-	-	0,19	0,16
Los Loros	S	S1	jun-16	-	-	-	0,06	-	-	-	-	-	-	-	0,05	-	-	-	0,05	-	-	-	0,05
Luna	S	S2	oct-15	-	-	0,29	0,22	-	-	0,27	0,14	-	-	0,29	0,18	-	-	0,29	0,22	-	-	0,29	0,26
Luz del Norte	S	S1	ago-15	-	-	0,19	0,22	-	-	0,00	0,11	-	-	0,25	0,30	-	-	0,25	0,30	-	-	0,25	0,30
Pampa Solar Norte	S	S1	abr-16	-	-	-	0,29	-	-	-	0,20	-	-	-	0,39	-	-	-	0,39	-	-	-	0,39
Piloto Solar Cardones	S	S1	feb-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PSF Lomas Coloradas	S	S2	jul-14	-	0,26	0,25	0,25	-	0,14	0,17	0,14	-	0,29	0,23	0,22	-	0,29	0,26	0,25	-	0,32	0,29	0,30
PSF Pama	S	S2	jul-14	-	0,27	0,25	0,24	-	0,14	0,18	0,13	-	0,29	0,23	0,21	-	0,29	0,26	0,24	-	0,33	0,29	0,29

Central	Tipo	Sistema	Datos desde	Factor de Planta Anual				Menor FP Mensual				FP Promedio 3 mes 52 máx				FP Promedio 3 mes 438 máx				FP Promedio 3 mes 876 máx			
				2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016
PV Salvador	S	S1	ene-14	-	0,02	0,28	0,27	-	-	0,21	0,15	-	0,04	0,30	0,32	-	0,04	0,30	0,32	-	0,04	0,30	0,32
Quilapilún	S	S2	jul-16	-	-	-	0,12	-	-	-	0,02	-	-	-	0,19	-	-	-	0,19	-	-	-	0,23
San Andrés	S	S1	feb-14	-	0,28	0,25	0,20	-	0,13	0,03	0,09	-	0,37	0,21	0,14	-	0,37	0,21	0,14	-	0,37	0,21	0,14
Santa Cecilia	S	S1	abr-14	-	0,23	0,23	0,22	-	0,19	0,18	0,13	-	0,24	0,26	0,26	-	0,24	0,26	0,26	-	0,24	0,26	0,26
Santa Julia	S	S2	may-16	-	-	-	0,23	-	-	-	0,13	-	-	-	0,17	-	-	-	0,19	-	-	-	0,24
SDGx 01	S	S2	oct-13	0,20	0,12	0,19	0,08	0,20	-	0,13	-	0,20	0,20	0,17	0,02	0,20	0,12	0,21	0,08	0,20	0,07	0,22	0,15
Sol	S	S2	oct-15	-	-	0,29	0,22	-	-	0,25	0,14	-	-	0,30	0,18	-	-	0,30	0,22	-	-	0,30	0,26
Tambo Real	S	S2	dic-12	0,21	0,19	0,16	0,06	0,13	0,07	0,05	-	0,08	0,19	0,10	-	0,09	0,18	0,15	0,03	0,10	0,17	0,20	0,07
Techos de Altamira	S	S2	abr-14	-	0,07	0,20	0,11	-	0,04	0,06	0,06	-	0,02	0,10	0,08	-	0,03	0,10	0,11	-	0,04	0,11	0,14
Til Til	S	S2	jun-16	-	-	-	0,22	-	-	-	0,10	-	-	-	0,20	-	-	-	0,22	-	-	-	0,33
La Huayca SPS-1	S	SING	oct-12	0,20	0,92	1,08	-	0,13	-	-	-	0,20	1,52	-	-	0,19	1,41	0,23	-	0,19	1,41	0,23	-
El Águila I	S	SING	jul-13	0,24	0,24	0,25	0,24	0,16	0,21	0,21	0,22	0,26	0,27	0,26	0,25	0,26	0,26	0,25	0,23	0,26	0,26	0,25	0,23
Pozo Almonte Solar 2	S	SING	mar-14	-	0,28	0,31	0,33	-	0,12	0,25	0,24	-	0,32	0,39	0,39	-	0,34	0,35	0,35	-	0,34	0,35	0,35
Pozo Almonte Solar 3	S	SING	mar-14	-	0,29	0,33	0,34	-	0,05	0,26	0,24	-	0,38	0,38	0,39	-	0,36	0,35	0,35	-	0,36	0,35	0,35
Los Puquios	S	SING	feb-14	-	0,18	0,20	0,15	-	0,11	0,17	0,04	-	0,21	0,22	0,13	-	0,20	0,21	0,16	-	0,20	0,21	0,16
Maria Elena FV	S	SING	nov-14	-	0,38	0,31	0,32	-	0,27	0,23	0,23	-	0,38	0,35	0,39	-	0,38	0,32	0,34	-	0,38	0,32	0,34
Jama I	S	SING	abr-15	-	-	0,35	0,38	-	-	0,24	0,27	-	-	0,43	0,45	-	-	0,39	0,40	-	-	0,39	0,40
PAS1	S	SING	jun-15	-	-	0,34	0,37	-	-	0,14	0,27	-	-	0,40	0,43	-	-	0,33	0,38	-	-	0,33	0,38
La Huayca II	S	SING	jul-15	-	-	0,25	0,28	-	-	0,02	0,22	-	-	0,29	0,30	-	-	0,29	0,27	-	-	0,29	0,27
Pica	S	SING	dic-15	-	-	0,16	0,26	-	-	0,16	0,17	-	-	0,16	0,21	-	-	0,16	0,20	-	-	0,16	0,20
Finis Terrae	S	SING	ene-16	-	-	-	0,23	-	-	-	0,04	-	-	-	0,35	-	-	-	0,31	-	-	-	0,31
Jama II	S	SING	ene-16	-	-	-	0,34	-	-	-	0,12	-	-	-	0,43	-	-	-	0,38	-	-	-	0,38
Andes	S	SING	feb-16	-	-	-	0,28	-	-	-	0,18	-	-	-	0,38	-	-	-	0,31	-	-	-	0,31
Pampa Camarones	S	SING	may-16	-	-	-	0,30	-	-	-	0,19	-	-	-	0,37	-	-	-	0,33	-	-	-	0,33

En los gráficos siguientes se muestra la comparación de los factores de planta promedio determinados para las centrales solares y eólicas de cada sistema analizado.

Gráfico 31: Comparación Factor de Planta Centrales Solares y Eólicas S1



Gráfico 32: Comparación Factor de Planta Centrales Solares y Eólicas S2

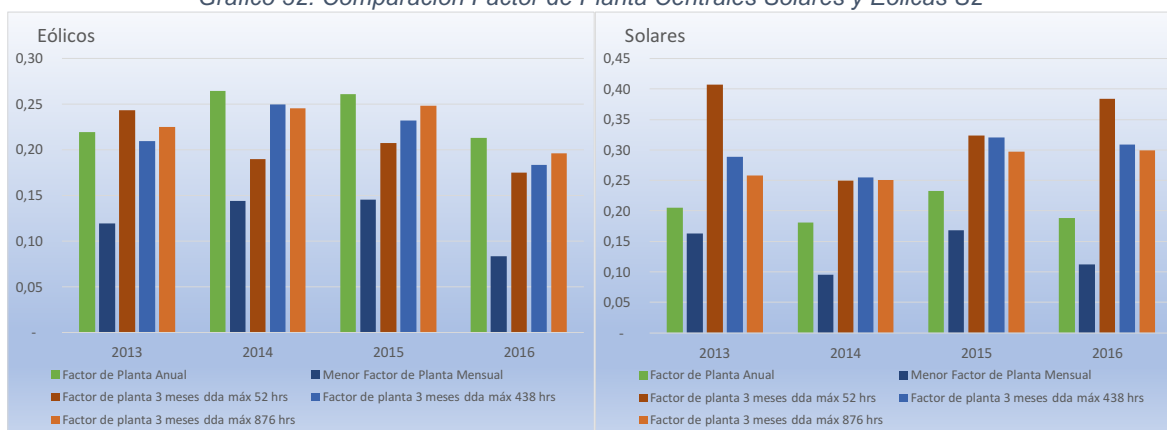


Gráfico 33: Comparación Factor de Planta Centrales Solares y Eólicas SING



En los gráficos anteriores se observa que:

- En la mayor parte de los casos, el factor de planta promedio anual registra variaciones menores entre los distintos años.

- No se registran mayores diferencias entre los factores de planta correspondientes a los 3 meses de mayor probabilidad de demanda máxima determinados con 438 horas y con 876 horas de demanda máxima.
- No se registra una tendencia a través de los años
- Las centrales solares ubicadas en el SING presentan en promedio los mayores factores de planta respecto a las solares del SIC en zona norte chico y centro-sur.
- Las eólicas ubicadas en la zona SIC1 norte chico presentan en promedio los mayores factores de planta anual respecto de las eólicas del resto del SIC y respecto de las ubicadas en el SING.
- Las centrales solares presentan en promedio factores de planta anual mayores a los de las eólicas en el SING. Lo contrario ocurre en la zona SIC centro sur, y en mayor medida en la zona SIC norte chico.
- En el SING los factores de planta anual promedio resultan superiores a los factores de planta en el trimestre de mayor probabilidad de presentar horas de demanda máxima. Esto ocurre para todos los años y tanto para solares como para eólicas.

Las centrales solares en el SIC (subsistema 1 y 2) presentan en promedio factores de planta anual menores a los factores de planta en el trimestre con mayor probabilidad de presentar horas de demanda máxima.

En las tablas siguientes se incluye la comparación de los factores de planta mínimos de 5 años aplicados por el Coordinador en sus cálculos para el año 2016 y los determinados en base a la información de Generación Real utilizada. Se distinguen los siguientes casos:

- En el **SIC**, se incluyen los períodos 2015_2016 y 2016_2017. La mayor parte de las diferencias se ocasionan por criterios aplicados por el Coordinador para las centrales que no disponen de información histórica suficiente, para lo que optó por homologar a valores promedio de la zona geográfica o restringir los datos históricos utilizados, para los años completos en los que no se dispone de información.

Tabla 31: Comparación Factores de Planta Mínimos 5 años SIC

Central	Tipo	Factor de Planta Mínimo 5 años						Observaciones
		2015_2016			2016_2017			
		Coordinador	Consultor	Diferencia	Coordinador	Consultor	Diferencia	
Canela I	E	0,16	0,15	-0,01	0,16	0,15	-0,01	
Canela II	E	0,23	0,21	-0,02	0,23	0,21	-0,02	
Cuel	E	0,38	0,29	-0,08	0,34	0,29	-0,05	Sin diferencia en datos horarios. Datos CDEC FP son distintos.
El Arrayán	E	0,24	0,26	0,02	0,32	0,26	-0,05	
La Esperanza	E	-	-	-	0,30	-	-0,30	Coordinador homologó a factor de zona
Lebu	E	0,12	0,07	-0,05	0,16	0,10	-0,06	Coordinador utiliza 6,5 MW. Capacidad Instalada 10,01 MW.
Los Buenos Aires	E	-	-	-	0,30	-	-0,30	Coordinador homologó a factor de zona
Los Cururos	E	0,26	0,26	-0,00	0,26	0,26	-0,00	
Monte Redondo	E	0,23	0,21	-0,02	0,26	0,23	-0,02	
Punta Colorada	E	0,30	0,21	-0,09	0,08	0,21	0,13	Consultor consideró año 2011_2012.
Punta Palmeras	E	0,24	0,23	-0,01	0,32	0,23	-0,09	Coordinador no consideró 2014_2015
Raki	E	0,25	-	-0,25	0,29	0,27	-0,01	2015_2016 Coordinador homologó a factor de zona
Renaico	E	-	-	-	0,29	-	-0,29	Coordinador homologó a factor de zona
San Juan	E	-	-	-	0,25	-	-0,25	Coordinador homologó a factor de zona
San Pedro	E	0,25	0,32	0,07	0,37	0,32	-0,05	2015_2016 homologó a factor de zona.
Talinay	E	0,29	0,14	-0,16	0,27	0,14	-0,13	Coordinador no consideró 2012_2013
Talinay Poniente	E	0,24	0,18	-0,06	0,25	0,18	-0,07	Coordinador homologó a factor de zona
Taltal	E	0,25	0,21	-0,04	0,38	0,21	-0,17	Coordinador homologó a factor de zona. No consideró FP 2015_2016.
Total	E	0,21	0,20	-0,02	0,21	0,20	-0,02	
Ucuquer	E	0,32	0,21	-0,11	0,31	0,21	-0,09	Coordinador no consideró 2012_2013
Ucuquer II	E	0,32	0,23	-0,10	0,30	0,23	-0,07	Coordinador homologó a factor de zona
Carrera Pinto	S	0,22	-	-0,22	0,21	0,06	-0,15	Coordinador homologó a factor de zona
Chañares	S	0,22	0,21	-0,00	0,28	0,21	-0,06	Coordinador homologó a factor de zona
Chuchiñi	S	-	-	-	0,21	-	-0,21	Coordinador homologó a factor de zona
Conejo	S	-	-	-	0,28	-	-0,28	Coordinador homologó a factor de zona
Cordillerilla	S	-	-	-	0,28	-	-0,28	Coordinador homologó a factor de zona
Diego de Almagro	S	0,22	0,19	-0,03	0,21	0,17	-0,04	
El Divisadero	S	-	-	-	0,28	-	-0,28	Coordinador homologó a factor de zona
El pilar Los Amarillos	S	0,22	-	-0,22	-	0,21	0,21	
El Romero	S	-	-	-	0,21	-	-0,21	Coordinador homologó a factor de zona
Esperanza	S	0,24	0,24	0,00	0,21	0,21	0,00	
Hormiga Solar	S	-	-	-	0,21	-	-0,21	Coordinador homologó a factor de zona
Javiera	S	0,22	0,09	-0,12	0,21	0,09	-0,11	
La Chapeana	S	-	-	-	0,28	-	-0,28	Coordinador homologó a factor de zona

Central	Tipo	Factor de Planta Mínimo 5 años						Observaciones
		2015_2016			2016_2017			
		Coordinador	Consultor	Diferencia	Coordinador	Consultor	Diferencia	
La Silla	S	-	-	-	0,28	-	-0,28	Coordinador homologó a factor de zona
Lagunilla	S	0,22	-	-0,22	0,21	0,24	0,03	
Lalackama	S	0,22	0,25	0,03	0,28	0,25	-0,02	
Lalackama II	S	0,22	-	-0,22	0,28	0,39	0,12	
Las Araucarias	S	-	-	-	0,21	-	-0,21	Coordinador homologó a factor de zona
Las Mollacas	S	-	-	-	0,21	-	-0,21	Coordinador homologó a factor de zona
Las Terrazas	S	0,22	0,26	0,05	0,27	0,24	-0,02	
Llano de Llampos	S	0,22	0,22	0,01	0,31	0,22	-0,09	Coordinador no consideró 2013_2014
Loma Los Colorados	S	0,22	-	-0,22	-	0,15	0,15	Coordinador homologó a factor de zona
Los Loros	S	-	-	-	0,21	-	-0,21	Coordinador homologó a factor de zona
Luna	S	0,22	-	-0,22	0,21	0,29	0,08	Coordinador homologó a factor de zona
Luz del Norte	S	0,22	-	-0,22	0,28	0,20	-0,07	Coordinador homologó a factor de zona
Pampa Solar Norte	S	-	-	-	0,28	-	-0,28	Coordinador homologó a factor de zona
Piloto Solar Cardones	S	-	-	-	0,28	-	-0,28	Coordinador homologó a factor de zona
PSF Lomas Coloradas	S	0,22	0,27	0,06	0,21	0,25	0,04	Coordinador homologó a factor de zona
PSF Pama	S	0,22	0,28	0,06	0,27	0,25	-0,02	Coordinador homologó a factor de zona
PV Salvador	S	0,22	0,01	-0,21	0,28	0,01	-0,27	Coordinador homologó a factor de zona
Quilapilún	S	-	-	-	0,28	-	-0,28	Coordinador homologó a factor de zona
San Andrés	S	0,22	0,23	0,01	0,30	0,23	-0,08	Coordinador no consideró 2013_2014
Santa Cecilia	S	0,23	0,23	0,00	0,23	0,23	-0,00	
Santa Julia	S	-	-	-	0,28	-	-0,28	Coordinador homologó a factor de zona
SDGx 01	S	0,18	0,10	-0,07	0,18	0,10	-0,07	Coordinador no consideró 2013_2014
Sol	S	0,22	-	-0,22	0,21	0,29	0,08	Coordinador homologó a factor de zona
Tambo Real	S	0,21	0,19	-0,01	0,14	0,13	-0,01	
Techos de Altamira	S	0,13	0,14	0,00	0,13	0,14	0,00	
Til Til	S	-	-	-	0,28	-	-0,28	Coordinador homologó a factor de zona

- En el **SING**, las diferencias se deben principalmente al criterio aplicado por el Coordinador, que incluyó en su cálculo la estadística del año 2016.

Tabla 32: Comparación Factor de Planta Mínimo 5 años SING

Central	Tipo	Factor de Planta Mínimo 2016			Observaciones
		Coordinador	Consultor	Diferencia	
Valle de Los Vientos	E	0,28	0,27	-0,01	
Pozo Almonte Solar 2	S	0,28	0,28	-0,00	
Pozo Almonte Solar 3	S	0,29	0,29	0,00	
Los Puquios	S	0,15	0,18	0,03	Coordinador incluyó 2016.
Maria Elena FV	S	0,31	0,31	-0,00	
Jama I	S	0,65	0,35	-0,30	Coordinador considera 21 MW Potencia Máxima. Capacidad Bruta 30,24 MW. No incluye datos abril 2015 - agosto 2016. Cálculo sept a dic 2016.
PAS1	S	0,37	0,34	-0,03	
La Huayca II	S	0,02	0,25	0,23	Coordinador considera desde 2012. Generación Real desde junio 2015.
Pica	S	0,3	0,16	-0,14	Coordinador calcula 2016.
Jama II	S	0,65	-	-0,65	Coordinador calcula sept a dic 2016.
Andes	S	0,32	-	-0,32	Coordinador calcula mayo a dic 2016.
Pampa Camarones	S	0,37	-	-0,37	Coordinador calcula sept a dic 2016.

b. Análisis generación solar y eólico coincidente con la demanda máxima del sistema

Como escenario alternativo se analizó el aporte promedio de cada central solar y eólica durante las 52 horas definidas para determinar la Demanda de Punta del sistema, se analizó el aporte de estas centrales en el 5% de horas de mayor demanda, es decir, 438 horas, y para el 10% de las horas de mayor demanda, es decir, 876 horas, En estas horas, se puede dar la ocurrencia la demanda máxima del sistema, determinadas en el numeral 243.

Esto con el propósito de analizar el impacto del factor de planta de las centrales solares y eólicas en su potencia inicial, dado que, como se señaló, parece restrictivo considerar sólo las 52 horas del período de determinación de la Demanda de Punta.

En la tabla siguiente se muestran los valores resultantes para el período 2013 a 2016.

⁴³ Detalle del cálculo en archivo adjunto *Ap eolic y sol v2.xlsm*, hoja Coincidente con Dda Sistema.

Tabla 33: Aporte Promedio Centrales en Horas Demanda Máxima Sistema (°/1 Potencia Central)

Central	Tipo	Sistema	Aporte Promedio 52 horas demanda máxima				Aporte Promedio 438 horas demanda máxima				Aporte Promedio 876 horas demanda máxima			
			2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016
Canela I	E	S2	0,14	0,14	0,10	0,10	0,14	0,19	0,13	0,14	0,18	0,19	0,16	0,16
Canela II	E	S2	0,17	0,17	0,19	0,12	0,19	0,25	0,22	0,16	0,23	0,25	0,24	0,18
Cuel	E	S2	0,03	0,23	0,17	0,19	0,01	0,32	0,21	0,23	0,01	0,32	0,25	0,25
El Arrayán	E	S2	-	0,16	0,23	0,12	-	0,19	0,24	0,17	-	0,18	0,26	0,19
La Esperanza	E	S2	-	-	-	0,10	-	-	-	0,10	-	-	-	0,13
Lebu	E	S2	0,17	0,04	0,06	0,29	0,17	0,09	0,10	0,27	0,16	0,10	0,09	0,27
Los Buenos Aires	E	S2	-	-	-	0,11	-	-	-	0,12	-	-	-	0,15
Los Cururos	E	S2	-	0,13	0,18	0,14	-	0,22	0,26	0,20	-	0,21	0,31	0,22
Monte Redondo	E	S2	0,20	0,26	0,17	0,08	0,20	0,28	0,21	0,14	0,25	0,28	0,24	0,16
Punta Colorada	E	S2	0,70	0,44	0,49	0,67	0,61	0,57	0,54	0,50	0,59	0,59	0,54	0,43
Punta Palmeras	E	S2	-	0,03	0,18	0,11	-	0,09	0,23	0,19	-	0,08	0,27	0,22
Raki	E	S2	-	-	0,01	0,24	-	-	0,07	0,19	-	-	0,08	0,18
Renaico	E	S2	-	-	-	0,11	-	-	-	0,12	-	-	-	0,14
San Juan	E	S2	-	-	-	0,02	-	-	-	0,04	-	-	-	0,05
San Pedro	E	S2	-	0,34	0,36	0,13	-	0,28	0,30	0,18	-	0,28	0,29	0,22
San Pedro II	E	S2	-	-	-	0,01	-	-	-	0,01	-	-	-	0,01
Talinay	E	S2	0,34	0,28	0,19	0,23	0,20	0,37	0,25	0,24	0,20	0,37	0,27	0,25
Talinay Poniente	E	S2	-	-	0,23	0,24	-	-	0,25	0,27	-	-	0,28	0,28
Taltal	E	S1	-	0,07	0,35	0,42	-	0,11	0,41	0,28	-	0,14	0,44	0,26
Totoral	E	S2	0,18	0,15	0,11	0,09	0,16	0,21	0,15	0,13	0,20	0,21	0,18	0,14
Ucuquer	E	S2	0,26	0,21	0,33	0,32	0,20	0,31	0,29	0,24	0,20	0,29	0,27	0,25
Ucuquer II	E	S2	-	0,06	0,32	0,24	-	0,12	0,28	0,21	-	0,09	0,25	0,22
Valle de Los Vientos	E	SING	-	0,28	0,17	0,19	-	0,26	0,19	0,24	0,00	0,26	0,21	0,24
Sierra Gorda Este	E	SING	-	-	-	-	-	-	-	0,00	-	-	-	0,00
Carrera Pinto	S	S1	-	-	-	0,08	-	-	-	0,27	-	-	-	0,26
Chañares	S	S1	-	-	0,22	0,26	-	0,03	0,34	0,39	-	0,03	0,34	0,37

Central	Tipo	Sistema	Aporte Promedio 52 horas demanda máxima				Aporte Promedio 438 horas demanda máxima				Aporte Promedio 876 horas demanda máxima			
			2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016
Chuchiñi	S	S2	-	-	-	0,25	-	-	-	0,17	-	-	-	0,19
Conejo	S	S1	-	-	-	0,04	-	-	-	0,26	-	-	-	0,24
Cordillerilla	S	S2	-	-	-	0,15	-	-	-	0,11	-	-	-	0,09
Diego de Almagro	S	S1	-	0,11	0,09	0,17	-	0,17	0,21	0,28	-	0,18	0,21	0,27
El Divisadero	S	S2	-	-	-	0,23	-	-	-	0,14	-	-	-	0,17
El pilar Los Amarillos	S	S1	-	-	0,10	0,14	-	-	0,24	0,08	-	-	0,22	0,09
El Romero	S	S2	-	-	-	0,13	-	-	-	0,10	-	-	-	0,08
Esperanza	S	S1	-	0,12	0,09	0,13	-	0,19	0,24	0,07	-	0,21	0,22	0,08
Hormiga Solar	S	S2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Javiera	S	S1	-	-	0,17	0,25	-	-	0,28	0,36	-	-	0,27	0,36
La Chapeana	S	S2	-	-	-	0,25	-	-	-	0,26	-	-	-	0,28
La Silla	S	S2	-	-	-	0,32	-	-	-	0,34	-	-	-	0,35
Lagunilla	S	S2	-	-	0,02	0,56	-	-	0,10	0,40	-	-	0,11	0,39
Lalackama	S	S1	-	-	0,23	0,34	-	-	0,38	0,44	-	-	0,37	0,42
Lalackama II	S	S1	-	-	0,25	0,33	-	-	0,38	0,44	-	-	0,36	0,42
Las Araucarias	S	S2	-	-	-	0,16	-	-	-	0,15	-	-	-	0,15
Las Mollacas	S	S2	-	-	-	0,25	-	-	-	0,25	-	-	-	0,26
Las Terrazas	S	S1	-	0,08	0,12	0,18	-	0,19	0,26	0,08	-	0,18	0,26	0,09
Llano de Llampos	S	S1	-	0,13	0,21	0,26	-	0,24	0,35	0,36	-	0,28	0,34	0,35
Loma Los Colorados	S	S2	-	-	0,14	0,45	-	-	0,14	0,36	-	-	0,13	0,35
Los Loros	S	S1	-	-	-	0,01	-	-	-	0,08	-	-	-	0,07
Luna	S	S2	-	-	0,04	0,80	-	-	0,12	0,63	-	-	0,12	0,58
Luz del Norte	S	S1	-	-	0,14	0,17	-	-	0,21	0,32	-	-	0,22	0,31
Pampa Solar Norte	S	S1	-	-	-	0,10	-	-	-	0,35	-	-	-	0,34
Piloto Solar Cardones	S	S1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PSF Lomas Coloradas	S	S2	-	0,14	0,69	0,86	-	0,25	0,62	0,66	-	0,25	0,57	0,62

Central	Tipo	Sistema	Aporte Promedio 52 horas demanda máxima				Aporte Promedio 438 horas demanda máxima				Aporte Promedio 876 horas demanda máxima			
			2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016
PSF Pama	S	S2	-	0,14	0,70	0,83	-	0,25	0,64	0,64	-	0,26	0,59	0,60
PV Salvador	S	S1	-	0,01	0,18	0,27	-	0,03	0,29	0,38	-	0,03	0,28	0,38
Quilapilún	S	S2	-	-	-	0,17	-	-	-	0,11	-	-	-	0,10
San Andrés	S	S1	-	0,15	0,13	0,26	-	0,27	0,22	0,23	-	0,30	0,20	0,23
Santa Cecilia	S	S1	-	0,12	0,11	0,17	-	0,19	0,25	0,27	-	0,20	0,25	0,27
Santa Julia	S	S2	-	-	-	0,08	-	-	-	0,21	-	-	-	0,25
SDGx 01	S	S2	0,29	0,44	0,55	0,43	0,14	0,31	0,48	0,32	0,11	0,29	0,44	0,27
Sol	S	S2	-	-	0,06	0,82	-	-	0,12	0,63	-	-	0,12	0,58
Tambo Real	S	S2	0,52	0,43	0,49	0,32	0,44	0,37	0,43	0,19	0,41	0,35	0,39	0,16
Techos de Altamira	S	S2	-	0,09	0,23	0,42	-	0,10	0,22	0,31	-	0,10	0,21	0,28
Til Til	S	S2	-	-	-	0,21	-	-	-	0,20	-	-	-	0,21
La Huayca SPS-1	S	SING	0,01	0,59	-	-	0,01	0,73	-	-	0,04	0,71	0,00	-
El Águila I	S	SING	0,01	0,10	-	0,06	0,01	0,13	0,09	0,12	0,05	0,13	0,10	0,11
Pozo Almonte Solar 2	S	SING	-	0,12	-	0,07	-	0,17	0,11	0,15	-	0,17	0,12	0,14
Pozo Almonte Solar 3	S	SING	-	0,12	-	0,07	-	0,19	0,12	0,15	-	0,18	0,13	0,14
Los Puquios	S	SING	-	0,09	-	0,05	-	0,09	0,07	0,09	-	0,10	0,08	0,09
Maria Elena FV	S	SING	-	0,05	-	0,08	-	0,16	0,12	0,15	-	0,15	0,12	0,14
Jama I	S	SING	-	-	-	0,09	-	-	0,13	0,18	-	-	0,14	0,17
PAS1	S	SING	-	-	-	0,08	-	-	0,12	0,17	-	-	0,13	0,16
La Huayca II	S	SING	-	-	-	0,06	-	-	0,10	0,12	-	-	0,10	0,12
Pica	S	SING	-	-	-	0,05	-	-	0,01	0,10	-	-	0,01	0,09
Finis Terrae	S	SING	-	-	-	0,03	-	-	-	0,07	-	-	-	0,07
Jama II	S	SING	-	-	-	0,08	-	-	-	0,17	-	-	-	0,16
Andes	S	SING	-	-	-	0,05	-	-	-	0,12	-	-	-	0,11
Pampa Camarones	S	SING	-	-	-	0,01	-	-	-	0,06	-	-	-	0,06

En los gráficos siguientes se muestra el aporte promedio de las centrales solares FV y eólicas por zona en las horas de demanda máxima determinadas para cada sistema en cada uno de los escenarios revisados, esto es, 52 horas de mayor demanda, 438 horas de mayor demanda y 876 horas de mayor demanda.

Gráfico 34: Comparación Aporte Promedio Horas Demanda Máxima S1

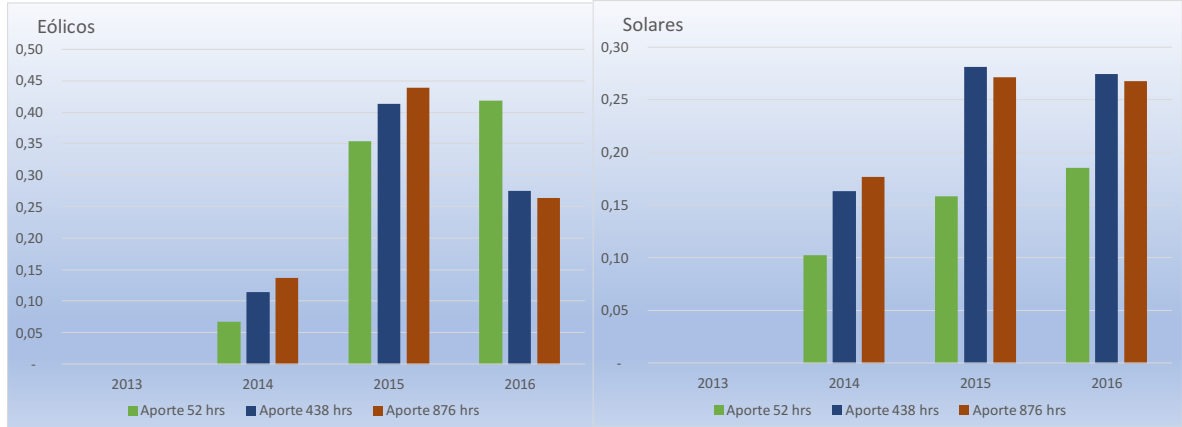


Gráfico 35: Comparación Aporte Promedio Horas Demanda Máxima S2

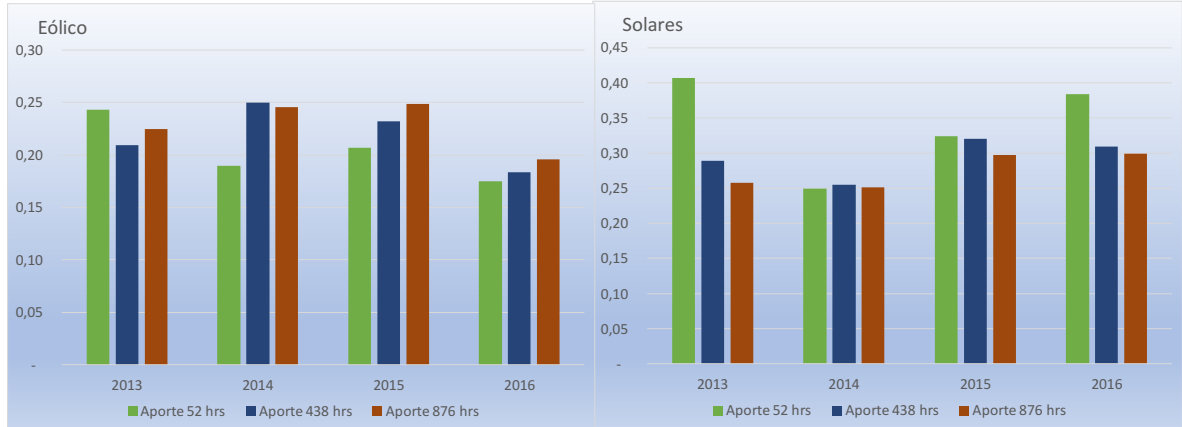
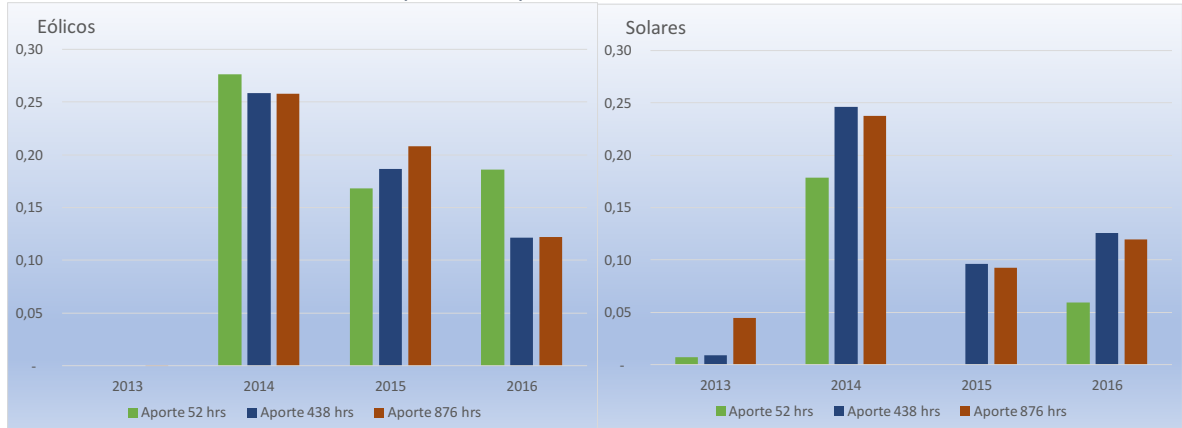


Gráfico 36: Comparación Aporte Promedio Horas Demanda Máxima SING



En los gráficos anteriores se puede observar que tanto para las centrales eólicas y solares:

- Se registran variaciones en el aporte, medido como el factor de planta, entre un año y otro que pueden superar el 20%, independiente de la cantidad de horas consideradas (52, 438 o 876), lo que implica una señal de ingreso volátil para este tipo de tecnología si se considera el aporte de sólo el año en que se realiza el cálculo de la potencia de suficiencia.
- Las diferencias son menores entre los escenarios de 438 y 876 horas.
- No se registra una tendencia a través de los años
- Las centrales solares ubicadas en el SIC2, zona centro-sur, presentan en promedio los mayores factores de planta en las 52 horas coincidentes con horas de demanda máxima.
- Las centrales eólicas ubicadas en el SIC1, zona norte-chico, presentan en promedio los mayores factores de planta en las 52 horas coincidentes con horas de demanda máxima. Hay que notar que se trata de una única central eólica, la central eólica Tal Tal, por lo que el resultado no es válido para representar los efectos en toda la zona SIC1.
- La central eólica del SING, Valle de los Vientos, única con estadística para efectuar la comparación, presenta un resultado variante, en algunos años el factor de planta promedio coincidente con las 52 horas de mayor demanda resulta mayor a considerar un mayor número de horas y en otro año sucede lo contrario.
- Las centrales solares del SING para todos los años de 2013 a 2016 son las que presentan una peor coincidencia con las 52 horas de mayor demanda comparadas con el resto del parque solar y eólico del SIC y SING. Esto se corrige si se considera el aporte en un número mayor de horas de mayores demandas.
- Las centrales eólicas ubicadas en el SIC2 y las solares en el SIC1 presentan mejores aportes si se considera un número mayor a 52 horas de mayores demandas.
- Si se considera para cada tecnología solar y eólica el promedio de los factores de planta del período 2013 a 2016 en un número de horas de mayor demanda superior a 52 horas mejora el aporte de las solares y eólicas.

En las tablas siguientes se incluye la comparación de los aportes en horas de punta aplicados por el Coordinador en sus cálculos para el año 2016 y los determinados en base a la información de Generación Real utilizada. Se distinguen los siguientes casos:

- En el SIC, las diferencias se deben principalmente al uso de horas diferentes de demanda máxima entre ambas estimaciones.

Tabla 34: Comparación Aporte Promedio 52 Horas Demanda Máxima SIC (%/1 Capacidad Central)

Central	Tipo	Aporte Promedio 52 horas Demanda Máxima					
		2015_2016			2016_2017		
		Coordinador	Consultor	Diferencia	Coordinador	Consultor	Diferencia
Canela I	E	0,07	0,07	0,00	0,12	0,12	0,00
Canela II	E	0,11	0,11	0,00	0,11	0,11	-0,01
Cuel	E	0,20	0,20	0,00	0,47	0,49	0,02
El Arrayán	E	0,14	0,14	0,00	0,13	0,13	-0,00
La Esperanza	E	-	-	-		0,62	
Lebu	E	0,31	0,21	-0,11	0,57	0,39	-0,18
Los Buenos Aires	E	-	-	-	0,59	0,61	0,02
Los Cururos	E	0,13	0,13	0,00	0,14	0,13	-0,01
Monte Redondo	E	0,10	0,10	-0,00	0,10	0,09	-0,00
Punta Colorada	E	0,69	0,70	0,00	0,30	0,29	-0,01
Punta Palmeras	E	0,12	0,11	-0,00	0,14	0,14	-0,00
Raki	E		0,28		0,48	-	-0,48
Renaico	E	-	-	-	0,59	0,60	0,01
San Juan	E	-	-	-		0,18	
San Pedro	E	0,22	0,22	-0,00	0,22	0,20	-0,02
Talinay	E	0,22	0,20	-0,01	0,24	0,22	-0,02
Talinay Poniente	E		0,25		0,21	0,19	-0,01
Taltal	E	0,25	0,32	0,07	0,22	0,36	0,14
Totoral	E	0,07	0,08	0,00	0,09	0,10	0,01
Ucuquer	E	0,32	0,33	0,01	0,38	0,40	0,01
Ucuquer II	E	0,25	0,26	0,00	0,31	0,32	0,01
Carrera Pinto	S		0,07		0,65	0,10	-0,55
Chañares	S		0,33		0,67	0,19	-0,49
Chuchiñi	S	-	-	-	0,80	0,79	-0,01
Conejo	S	-	-	-		0,11	
Cordillerilla	S	-	-	-		0,73	
Diego de Almagro	S	0,13	0,22	0,09	0,20	0,12	-0,08
El Divisadero	S	-	-	-	1,10	-	-1,10
El pilar Los Amarillos	S		0,22		-	0,07	0,07
El Romero	S	-	-	-		0,49	
Esperanza	S	0,10	0,21	0,11	0,42	0,06	-0,36
Hormiga Solar	S	-	-	-	0,39	0,37	-0,02
Javiera	S		0,28		0,64	0,20	-0,44
La Chapeana	S	-	-	-	0,79	0,80	0,01
La Silla	S	-	-	-	0,98	0,98	-0,00
Lagunilla	S		0,40		0,77	0,15	-0,62

Central	Tipo	Aporte Promedio 52 horas Demanda Máxima					
		2015_2016			2016_2017		
		Coordinador	Consultor	Diferencia	Coordinador	Consultor	Diferencia
Lalackama	S		0,39		0,70	0,28	-0,42
Lalackama II	S		0,37		0,69	0,28	-0,41
Las Araucarias	S	-	-	-	0,58	0,58	-0,01
Las Mollacas	S	-	-	-	0,74	0,78	0,03
Las Terrazas	S	0,13	0,27	0,14	0,54	0,05	-0,49
Llano de Llampos	S	0,19	0,30	0,11	0,33	0,20	-0,13
Loma Los Colorados	S		0,35		-	0,59	0,59
Los Loros	S	-	-	-		0,03	
Luna	S		0,61		0,82	0,40	-0,42
Luz del Norte	S		0,15		0,57	0,19	-0,38
Pampa Solar Norte	S	-	-	-		0,24	
Piloto Solar Cardones	S	-	-	-		-	
PSF Lomas Coloradas	S		0,80		0,85	0,84	-0,01
PSF Pama	S	0,79	0,79	-0,00	0,83	0,82	-0,01
PV Salvador	S		0,29		0,68	0,23	-0,45
Quilapilún	S	-	-	-		0,57	
San Andrés	S	0,21	0,32	0,12	0,63	0,17	-0,46
Santa Cecilia	S	0,12	0,22	0,10	0,44	0,13	-0,31
Santa Julia	S	-	-	-	0,90	0,89	-0,00
SDGx 01	S	0,59	0,59	-0,00	0,28	-	-0,28
Sol	S		0,65		0,85	0,17	-0,69
Tambo Real	S	0,43	0,42	-0,01	0,86	-	-0,86
Techos de Altamira	S	0,41	0,41	-	0,42	0,21	-0,21
Til Til	S	-	-	-	0,62	0,62	-0,00

- En el SING, el Coordinador sólo consideró aportes para la Central Eólica Valle de los Vientos. Las horas de demanda máxima utilizadas en ambos cálculos son diferentes.

Tabla 35: Comparación Aporte Promedio 52 Horas Demanda Máxima SING (%/1 Capacidad Central)

Central	Tipo	Factor de Planta Mínimo 2016		
		Coordinador	Consultor	Diferencia
Valle de Los Vientos	E	0,24	0,19	-0,05
Pozo Almonte Solar 2	S	-	0,07	0,07
Pozo Almonte Solar 3	S	-	0,07	0,07
Los Puquios	S	-	0,05	0,05
Maria Elena FV	S	-	0,08	0,08
Jama I	S	-	0,09	0,09
PAS1	S	-	0,08	0,08
La Huayca II	S	-	0,06	0,06
Pica	S	-	0,05	0,05
Jama II	S	-	0,08	0,08
Andes	S	-	0,05	0,05
Pampa Camarones	S	-	0,01	0,01

1.5. Conclusiones y recomendaciones para determinar el aporte de centrales solares y eólicas

En el caso del SING, la ocurrencia de la demanda de punta tiende a concentrarse en el mes de diciembre de cada año, con una marcada tendencia, aun cuando se dan algunos casos en el mes de enero.

En el caso del SIC, la ocurrencia de la demanda máxima tiende a concentrarse en los meses de verano, de octubre a marzo, con una marcada tendencia en los meses de diciembre y enero.

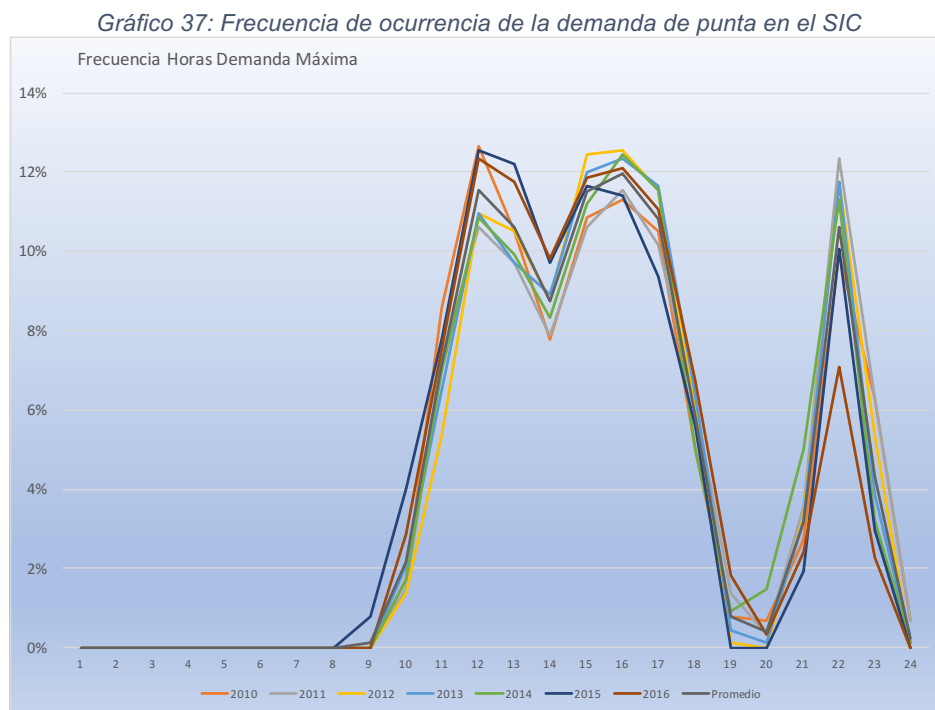
En el caso del SIC, un factor que incide en este comportamiento de la demanda de punta es el horario de punta definido entre abril y septiembre para los consumidores, especialmente aquellos regulados, lo que activa esfuerzos de reducción o control de demanda en dicho período, trasladando la ocurrencia de la demanda máxima fuera de dicho período.

En el caso del SING, el periodo de punta cubre todo el año, por lo que no se presenta esta situación de desplazamiento de la demanda máxima.

En el caso del SIC, el esquema de tarificación de la demanda de punta se encuentra en transición en lo que se refiere a la determinación de la demanda de facturación de los consumidores, ya que se debería utilizar el mismo criterio que en la determinación de la demanda de punta del sistema para efectos de las transferencias entre generadores, tal

como ocurre en el SING. Una vez que se concrete la interconexión de los sistemas SIC y SING se requerirá homologar la forma en que se determina la demanda de punta de facturación en el mercado mayorista y a consumidor final del sistema integrado.

Al considerar los sistemas SIC y SING interconectados, simulado como la suma simple de las demandas horarias de ambos sistemas, la estacionalidad del SIC es más relevante que la del SING, por lo tanto se mantiene la predominancia del periodo octubre a marzo como el de mayor probabilidad de ocurrencia de la demanda máxima.



Al revisar las horas en que ocurren las demandas de punta en el SIC, se observa que tienden a concentrarse en el período que va de las 10:00 a las 18:00 y 21:00 a 22:00 horas.

En el caso del SING, se presenta una situación muy diferente. En todas las horas del día existe una probabilidad de ocurrencia de la demanda de punta, siendo notoriamente más probable su ocurrencia entre las 21:00 y 23:00 horas.

Gráfico 38: Frecuencia de ocurrencia de la demanda de punta en el SING

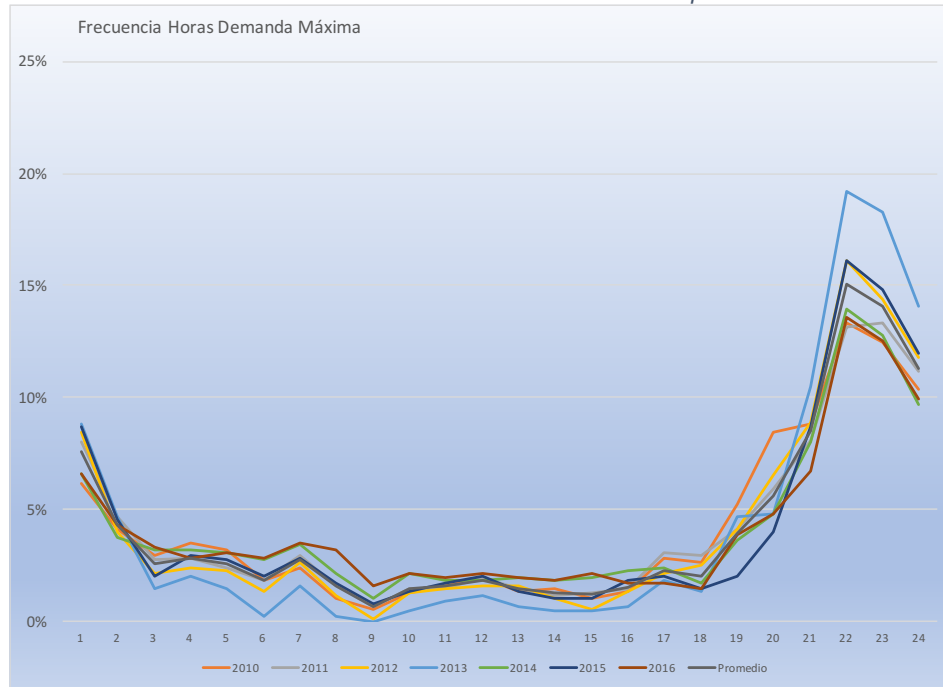
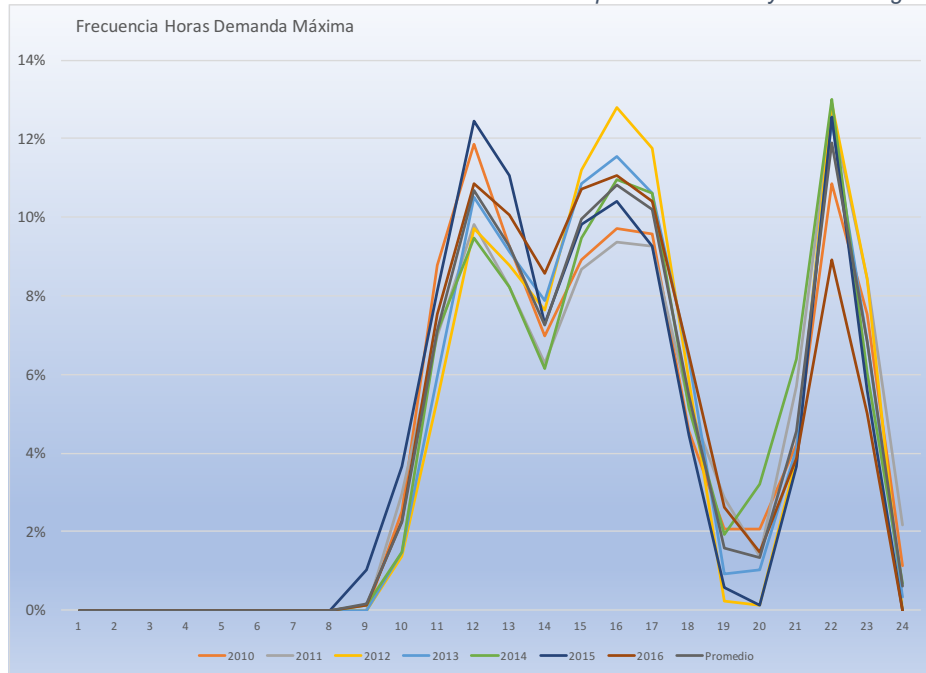


Gráfico 39: Frecuencia de ocurrencia de la demanda de punta en el SIC y SING integrado



Entonces, considerando lo visto en el análisis de las demandas máximas se concluye que el periodo anual en que se puede producir la demanda de punta es más extendido que 52 horas. Por lo anterior, exigir a las centrales eólicas y solares demostrar su aporte efectivo en aquellas 52 horas del año resulta en general restrictivo y no representativo de su real aporte al suministro de las demandas máximas anuales.

Por otra parte, este tratamiento resulta no consistente con el que se exige a otras centrales generadoras de recurso variable y no gestionable como lo son las centrales hidráulicas de pasada.

De lo anterior, se destaca que el considerar aportes de centrales eólicas y solares sólo en algunas pocas horas específicas de demandas máximas anuales presenta un grado de aleatoriedad más allá de la probabilidad de contar con el recurso viento o sol, ya que dependerá en gran medida de cuando se presenten las horas de demanda máxima en cada año en particular.

Por ejemplo, si las 52 horas de un año se concentran en un horario después de las 21:00 hrs, las plantas solares obtendrán un aporte nulo, y en otro año en que parte de las 52 horas se concentren en horas de día entre 10:00 y 18:00 horas, si obtendrán un reconocimiento. Lo mismo podrá suceder con las eólicas en la medida que cuenten con recurso viento coincidente con las 52 horas de máximas demandas, en que cada año unas centrales resultarán favorecidas y otras no, tornando el aporte incierto e inestable.

Para solucionar lo anterior, se recomienda considerar un mayor número de horas de aquellas horas que presentaron las mayores demandas en el sistema, lo que permitirá reflejar mejor el real aporte de las centrales eólicas y solares al suministro de la demanda de punta.

Para sustentar esto, se efectuó un análisis de los períodos en que se presentan las demandas máximas del sistema y del aporte de las centrales solares y eólicas en aquellos períodos. De acuerdo a lo observado, estas 52 horas de mayores demandas cambian año a año y pueden corresponder a situaciones particulares que se presenten en el sistema en cada año. Por esto, considerar el aporte de eólicas y solares sólo en las 52 horas de mayor demanda no parece ser un parámetro estable.

El considerar sólo las 52 mayores demandas anuales del sistema significa medir el aporte sólo en algunas horas de punta específicas dentro de las horas con mayor probabilidad de presentar demandas máximas.

De acuerdo al análisis de frecuencia de ocurrencia de demandas máximas, en el SIC son 10 horas diarias donde se concentran las demandas máximas, y en el caso del SING todas las horas del día presentan una probabilidad mayor a cero de ocurrencia de demandas máximas pero con mayor frecuencia concentradas en 4 horas diarias. Si además se considera que estas demandas máximas se pueden presentar con mayor probabilidad en períodos de más de un mes y hasta un trimestre, eso lleva a justificar considerar el aporte a un mayor número de horas donde se presentan las mayores demandas del sistema.

Entendiendo que el aporte a las 52 horas de mayor demanda presente en la normativa vigente en realidad lo que pretende es medir el aporte de eólicas y solares en las horas de mayor probabilidad de que se presenten las demandas máximas, se analizó el factor

de planta de estas centrales en períodos de tiempo con mayor probabilidad de que se den las demandas máximas.

Para lo anterior, se consideró dos casos.

En el primer caso se determinó el factor de planta promedio de eólicas y solares en todas las horas del trimestre del año con mayor probabilidad de contener las demandas máximas, en que la selección del trimestre se hizo para tres subcasos, considerando las 52 horas de mayor demanda, considerando las 438 mayores demandas (5%) y considerando las mayores 876 demandas (10%).

En el segundo caso se determinó el factor de planta promedio de eólicas y solares en las 52 horas de mayor demanda, en las 438 horas de mayor demanda y en las 876 horas de mayor demanda anual.

Se obtuvo que al considerar un período de demandas máximas de mayor duración a las 52 horas, en general se incrementa el factor de planta de eólicas y solares, y que tanto para las centrales eólicas y solares se registran variaciones relevantes en el aporte entre un año y otro que pueden superar el 20%, independiente de la cantidad de horas consideradas (52, 438, 876). Pero, el considerar el aporte en 438 horas o en 876 horas y no sólo en 52 horas, es más estable, lo que se verifica por ejemplo con el aporte de solares en las 52 horas de mayor demanda de 2015 que resultó nulo porque las 52 horas de demanda máxima ocurrieron en horas de noche.

Por otra parte, el análisis efectuado muestra que los aportes de las centrales eólicas y solares presentan variaciones relevantes entre ellas, lo que evidencia que hay factores que afectan sus aportes como son la localización, diseño, proveedor de equipos y otros.

Así, la aplicación de un criterio de asimilación en base a cercanía de localización física no es necesariamente adecuado. Esto es especialmente notorio en el caso de parques eólicos, en que la definición de la localización de las máquinas (micrositing) es crítica. En el caso de parques solares, cambios en el diseño o tecnología pueden ser determinantes, por ejemplo: panel fijo o seguimiento de uno o dos ejes.

Esto puede ser particularmente relevante cuando se requiere determinar los parámetros para el primer cálculo de potencia de suficiencia de una central solar o eólica que entra en servicio.

Con el fin de lograr una mejor estimación del aporte inicial de centrales solares y eólicas se recomienda efectuar la estimación de los aportes de centrales solares y eólicas, tanto como factor de planta anual y como factor de planta durante el período en que se da la mayor probabilidad de ocurrencia de la demanda máxima, en base a los estudios de medición de vientos y radiación solar en el sitio específico, para una probabilidad de excedencia de P95 o P90, en base a los informes emitidos por entidades certificadoras calificadas como es el estándar de la industria.

2. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS INGRESOS POR POTENCIA RESPECTO DEL BALANCE DEFINITIVO DEL AÑO 2016

En este Capítulo se contrasta distintas alternativas de tratamiento del aporte de centrales eólicas y solares en el cálculo de la Potencia de Suficiencia, en particular en la determinación de sus potencias iniciales, considerando en el SIC el Balance Definitivo de Potencia de Suficiencia 2016/2017, y en el SING el Balance Preliminar de Potencia de Suficiencia 2017.

Las alternativas a contrastar consideran el cálculo del aporte de generación de las centrales eólicas y solares al suministro de las demandas máximas.

Cabe recordar que el método vigente para determinar la Potencia Inicial de las centrales solares y eólicas considera el aporte medido en las 52 horas con mayor demanda en el sistema o subsistema en el año de cálculo, lo que es muy dependiente de las condiciones particulares del año, en horas específicas. Por tanto, dicho cálculo no necesariamente representa el aporte potencial de dichas centrales en aquellas horas o períodos en que es más probable que se presenten las demandas máximas anuales en el sistema eléctrico.

Por esto, se definió los siguientes escenarios a ser contrastados:

- 1) Aporte de las centrales eólicas y solares en las horas del año que corresponden al 5% de las horas con mayor demanda
- 2) Aporte de las centrales eólicas y solares en las horas del año que corresponden al 10% de las horas con mayor demanda
- 3) Aporte de las centrales eólicas y solares en el trimestre de mayor probabilidad de ocurrencia de las demanda máximas anuales

Se debe hacer la prevención de la falta de datos estadísticos para la mayoría de las centrales eólicas y solares, lo que no permite un análisis completo y reduce el efecto que se pretende mostrar, ya que a falta de estadística se debe utilizar factores de planta obtenidos de la operación de otras centrales y sobre la base de un muy corto período de observación de operación real.

Para lo anterior, se determinó factores de planta de cada central solar y eólica para uno de los escenarios analizados, los que fueron utilizados para obtener una nueva potencia inicial, Pini, de dichas centrales. Considerando el menor valor entre: (A) el factor de planta anual mínimo de 5 años determinado por el Consultor y (B) el factor de planta de los casos (1), (2) y (3).

Puesto que las potencias iniciales son distintas en cada escenario, se produce una modificación de los márgenes de potencia de los subsistemas y por tanto de la potencia

transitada a través de éstos. Sin embargo, en el presente análisis no se modificó para los distintos escenarios las transferencias de potencia entre subsistemas, con el fin de hacer más comparable el efecto en potencia de suficiencia entre los casos y el mismo caso base.

Por otra parte, se debe mencionar que no fue posible reproducir los valores entregados por el CNE en lo referente a factores de planta de centrales solares y eólicas, cuyas fuentes de diferencia se presentaron previamente, por lo que fue necesario construir un caso base de cálculo de potencia de suficiencia para el SIC.

Para este caso base, se utilizó los factores de planta de centrales solares y eólicas determinados por el consultor de este informe. De esta manera es posible efectuar una comparación consistente de las alternativas propuestas.

Tabla 36: Factores de planta centrales solares y eólicas

SIC Subsistema 1	5 años		Min (5 años; 52h)	5 años		MIN (5 años; 52h)			Prom OND
	CEN	52 h CEN		Cons	52 h Cons		438 h	876 h	
EOLICA TALTAL	38,23%	22,16%	22,16%	35,00%	22,16%	22,16%	36,00%	27,00%	30,21%
SOLAR SANTA CECILIA	22,86%	43,97%	22,86%	23,00%	12,60%	12,60%	13,00%	32,00%	25,11%
SOLAR LAS TERRAZAS	26,55%	53,93%	26,55%	24,00%	4,72%	4,72%	5,00%	7,00%	16,58%
SOLAR ESPERANZA	20,77%	42,11%	20,77%	21,09%	6,21%	6,21%	3,63%	4,36%	15,42%
FV LOS LOROS	20,69%		20,69%	20,69%	2,59%	2,59%	10,66%	9,08%	10,66%
SOLAR LLANO DE LLAMPOS	31,20%	33,01%	31,20%	27,85%	19,56%	19,56%	40,56%	38,94%	33,78%
SOLAR SAN ANDRES	30,43%	62,92%	30,43%	25,60%	16,57%	16,57%	21,48%	21,43%	24,20%
SOLAR DIEGO DE ALMAGRO	21,01%	19,85%	19,85%	16,92%	11,79%	11,79%	32,58%	30,58%	21,83%
PAMPA SOLAR NORTE	27,55%		27,55%	27,55%	23,81%	23,81%	49,13%	47,11%	38,56%
CONEJO SOLAR	27,55%		27,55%	27,55%	11,27%	11,27%	37,51%	34,66%	25,59%
LALACKAMA	27,55%	70,12%	27,55%	27,55%	27,90%	27,55%	47,91%	44,65%	35,14%
LALACKAMA 2	27,55%	68,89%	27,55%	27,55%	27,54%	27,54%	48,40%	44,96%	35,22%
CHAÑARES	27,55%	67,43%	27,55%	27,55%	18,59%	18,59%	43,50%	40,40%	27,30%
SOLAR JAVIERA	20,69%	64,35%	20,69%	20,69%	20,05%	20,05%	42,13%	40,35%	29,73%
PV SALVADOR	27,55%	67,70%	27,55%	27,55%	22,65%	22,65%	44,54%	42,39%	31,09%
LUZ DEL NORTE	27,55%	56,57%	27,55%	27,55%	19,00%	19,00%	40,17%	38,18%	27,34%
SOLAR CARRERA PINTO	20,69%	64,63%	20,69%	20,69%	10,02%	10,02%	35,40%	33,56%	27,54%
SOLAR HORNITOS	15,63%	33,33%	15,63%	15,63%	33,33%	15,63%	15,63%	15,63%	15,63%
PILOTO SOLAR CARDONES	27,55%		27,55%	27,55%	0,00%	27,55%	27,55%	27,55%	27,55%

SIC Subsistema 2			Min (5años;52h)C			Min (5años;52h)			Prom OND
	5 años CEN	52 h CEN	EN	5 años Cons	52 h Cons	Cons	438 h	876 h	
CANELA	16,08%	11,60%	11,60%	14,74%	11,71%	11,71%	13,18%	15,34%	20,11%
CANELA II	22,75%	11,48%	11,48%	20,89%	10,86%	10,86%	14,59%	17,27%	26,76%
EOLICA TOTORAL	21,29%	9,04%	9,04%	19,78%	9,96%	9,96%	10,73%	13,37%	24,42%
MONTE REDONDO	25,61%	9,82%	9,82%	23,11%	9,38%	9,38%	10,46%	12,78%	27,24%
EOLICA PUNTA COLORADA	8,33%	29,67%	8,33%	20,92%	28,56%	20,92%	24,59%	19,39%	30,55%
EOLICA TALINAY ORIENTE	26,62%	24,44%	24,44%	13,72%	22,47%	13,72%	21,29%	24,93%	31,72%
EOLICA TALINAY PONIENTE	24,84%	20,84%	20,84%	18,09%	19,47%	18,09%	26,55%	24,57%	44,86%
EOLICA SAN PEDRO	36,78%	22,05%	22,05%	36,78%	20,25%	20,25%	22,93%	23,70%	29,88%
EOLICA LOS CURUROS	26,32%	13,96%	13,96%	26,32%	12,73%	12,73%	18,15%	20,03%	33,32%
EOLICA EL ARRAYAN	31,55%	13,33%	13,33%	26,30%	13,03%	13,03%	15,83%	18,70%	33,42%
EOLICA CUEL	33,96%	47,22%	33,96%	29,44%	48,80%	29,44%	29,94%	29,06%	34,04%
EOLICA PUNTA PALMERAS	31,59%	13,88%	13,88%	22,65%	13,64%	13,64%	16,58%	20,85%	32,44%
UCUQUER 2	29,94%	30,76%	29,94%	22,57%	32,08%	22,57%	24,55%	24,58%	26,42%
EOLICA LA ESPERANZA	30,33%		30,33%	30,33%	62,27%	30,33%	36,36%	35,17%	40,09%
EOLICA LOS BUENOS AIRES	30,33%	59,47%	30,33%	30,33%	61,08%	30,33%	37,55%	36,11%	39,52%
PARQUE EOLICO RENAICO	28,75%	58,99%	28,75%	28,75%	59,71%	28,75%	39,10%	37,09%	38,77%
RAKI	28,75%	47,90%	28,75%	27,29%	47,90%	27,29%	47,90%	47,90%	23,15%
EOLICA SAN JUAN	24,84%		24,84%	24,84%	18,46%	18,46%	18,88%	20,08%	24,03%
HUAJACHE	30,33%	55,33%	30,33%	30,33%	55,33%	30,33%	55,33%	55,33%	55,33%
UCUQUER	30,72%	38,28%	30,72%	21,24%	39,59%	21,24%	28,25%	27,81%	28,99%
PARQUE EOLICO LAS PEÑAS	30,33%	68,84%	30,33%	30,33%	68,84%	30,33%	68,84%	68,84%	68,84%
EOLICA LEBU III	30,33%	18,06%	18,06%	30,33%	18,97%	18,97%	18,97%	18,97%	18,97%
EOLICA LEBU	15,50%	56,57%	15,50%	9,88%	38,63%	9,88%	30,16%	28,21%	19,52%
TAMBO REAL	14,32%	85,68%	14,32%	13,15%	85,68%	13,15%	85,68%	85,68%	85,68%
PSF LOMAS COLORADAS	20,69%	85,03%	20,69%	24,68%	59,45%	24,68%	69,57%	42,23%	28,97%
SOLAR PSF CASAS BLANCAS	26,99%	83,12%	26,99%	24,78%	82,41%	24,78%	68,07%	60,68%	29,11%
SOLAR TECHOS ALTAMIRA	13,32%	42,00%	13,32%	13,57%	20,74%	13,57%	19,91%	18,45%	10,52%
PFV EL ROMERO	20,69%		20,69%	20,69%	48,78%	20,69%	37,38%	29,08%	15,97%
QUILAPILUN	27,55%		27,55%	27,55%	57,05%	27,55%	46,07%	37,00%	15,09%
PFV SAN PEDRO	20,69%	83,05%	20,69%	20,69%	83,05%	20,69%	83,05%	83,05%	83,05%
PV LAS ARAUCARIAS	20,69%	58,09%	20,69%	20,69%	57,56%	20,69%	46,13%	38,55%	16,74%
PFV CHUCHIÑI	20,69%	79,63%	20,69%	20,69%	78,77%	20,69%	62,25%	51,51%	26,07%
LUNA	20,69%	82,19%	20,69%	28,69%	40,35%	28,69%	44,02%	41,91%	25,07%
SOL	20,69%	85,10%	20,69%	28,88%	16,50%	16,50%	36,82%	38,08%	25,40%
PV ESPERANZA II	27,55%	69,50%	27,55%	21,09%	6,21%	6,21%	3,63%	4,36%	15,42%
HORMIGA SOLAR	20,69%	39,00%	20,69%	20,69%	36,84%	20,69%	19,37%	15,42%	7,29%
ÑILHUE	20,69%	66,60%	20,69%	20,69%	66,60%	20,69%	66,60%	66,60%	66,60%
EL DIVISADERO	27,55%	110,09%	27,55%	27,55%	110,09%	27,55%	110,09%	110,09%	35,19%
PFV ALTURAS DE OVALLE	27,55%	40,12%	27,55%	27,55%	40,12%	27,55%	40,12%	40,12%	40,12%
SDGx01	17,69%	28,27%	17,69%	10,20%	28,27%	10,20%	28,27%	28,27%	14,16%
CENTRAL LA SILLA	27,55%	98,35%	27,55%	27,55%	98,29%	27,55%	83,83%	74,10%	43,68%
PARQUE FV LAGUNILLAS	20,69%	77,04%	20,69%	23,99%	14,62%	14,62%	18,82%	19,78%	22,20%
BELLAVISTA	27,55%	21,46%	21,46%	27,55%	16,15%	16,15%	16,15%	16,15%	16,15%
TIL TIL SOLAR	27,55%	62,30%	27,55%	27,55%	62,23%	27,55%	52,84%	45,52%	26,46%
SANTA JULIA	27,55%	89,56%	27,55%	27,55%	89,47%	27,55%	69,35%	61,94%	27,89%
LA CHAPEANA	27,55%	79,23%	27,55%	27,55%	80,40%	27,55%	67,62%	59,53%	33,32%
LAS MOLLACAS	20,69%	74,44%	20,69%	20,69%	77,80%	20,69%	62,61%	54,06%	26,84%
PFV EL BOCO	20,69%		20,69%	20,69%		20,69%	20,69%	20,69%	20,69%
CORDILLERILLA	27,55%		27,55%	27,55%	72,90%	27,55%	54,70%	42,02%	22,94%
FV MARCHIGUE 2	27,55%		27,55%	27,55%		27,55%	27,55%	27,55%	27,55%

SING			Min			Min			Prom OND
	5 años CEN	52 h CEN	(5años;52h)C EN	5 años Cons	52 h Cons	(5años;52h) Cons	438 h	876 h	
Pas1	36,2%	10,0%	10,01%	36,2%	10,0%	10,0%	16,9%	16,2%	41,7%
Pas2	28,3%	10,4%	10,41%	27,8%	6,8%	6,8%	15,0%	14,2%	36,7%
Pas3	29,4%	9,7%	9,65%	29,3%	6,7%	6,7%	14,8%	14,1%	38,6%
HUAYCA	2,2%	14,4%	2,21%	2,2%	6,1%	2,2%	6,1%	6,1%	50,6%
VDLV	28,0%	26,7%	26,69%	27,3%	18,6%	18,6%	24,2%	24,4%	33,0%
María Elena	30,7%	3,7%	3,67%	30,7%	7,9%	7,9%	15,3%	14,0%	37,4%
Puquios	15,9%	0,2%	0,22%	15,5%	4,7%	4,7%	8,8%	9,0%	18,9%
CAV PMGD	62,2%	85,0%	62,25%	62,2%	85,0%	62,2%	62,2%	62,2%	62,2%
CHAP	45,5%	78,5%	45,54%	45,5%	78,5%	45,5%	45,5%	45,5%	45,5%
MHAH	82,6%	92,8%	82,60%	82,6%	92,8%	82,6%	82,6%	82,6%	82,6%
MHT2	81,1%	91,3%	81,09%	81,1%	91,3%	81,1%	81,1%	81,1%	81,1%
MHSR	37,8%	38,6%	37,83%	37,8%	38,6%	37,8%	37,8%	37,8%	37,8%
Pica pilot	26,7%	2,4%	2,45%	26,2%	4,7%	4,7%	9,9%	9,3%	18,9%
ANDES SOLAR	31,6%	0,0%	0,00%	28,5%	0,0%	28,5%	12,1%	11,2%	37,9%
SOLAR JAMA1	64,7%	11,0%	10,95%	37,9%	11,0%	11,0%	17,6%	16,5%	43,9%
SOLAR JAMA2	64,7%	7,6%	7,62%	34,4%	7,6%	7,6%	16,8%	15,6%	42,8%
SOLAR PAMPA CAMARONES	36,5%	5,9%	5,90%	30,1%	5,9%	5,9%	5,7%	5,7%	36,9%

En la tabla siguiente se muestra la Potencia de Suficiencia resultante para cada central generadora del subsistema 1, SIC Norte.

Se observa que al incrementar las horas en que se mide el factor de planta de las centrales solares y eólicas incrementa su potencia de suficiencia, dado que según se observó previamente, estas centrales efectivamente aportan durante las horas de mayor demanda del sistema eléctrico.

En las tablas siguientes se muestran los resultados para el subsistema 2, SIC Centro-Sur.

Se observa que al incrementar las horas en que se mide el factor de planta de las centrales solares y eólicas, en la gran mayoría de los casos incrementa su potencia de suficiencia, dado que según se observó previamente, estas centrales efectivamente aportan durante las horas de mayor demanda del sistema eléctrico.

Tabla 37: Comparación Potencias de Suficiencia Subsistema 1 en el SIC

	Caso CEN Def 2016-17	Caso con bases Consultor	MIN(5a;438h)	MIN(5a;876h)	MIN(5a;OND)
Central					
Huasco tg	28,198	29,363	28,167	28,320	28,253
Dalmagro tg	15,527	16,169	15,510	15,594	15,558
Andes	15,462	16,101	15,445	15,528	15,492
SanLorenzo 1	21,316	22,197	21,293	21,408	21,358
SanLorenzo 2	19,451	20,255	19,430	19,535	19,489
SanLorenzo 3	4,711	4,906	4,706	4,731	4,720
Taltal 1	60,510	63,011	60,444	60,771	60,629
Taltal 2	46,818	48,753	46,767	47,020	46,910
Guacolda 1	94,870	98,791	94,767	95,280	95,057
Guacolda 2	99,819	103,944	99,711	100,250	100,016
Guacolda 3	88,642	92,305	88,546	89,025	88,817
Guacolda 4	99,245	103,347	99,137	99,673	99,441
Guacolda 5	96,432	100,418	96,327	96,848	96,622
Cenizas	0,443	0,462	0,443	0,445	0,444
Cardones	111,756	116,375	111,635	112,239	111,977
Emelda U-1	24,580	25,596	24,553	24,686	24,628
Emelda U-2	25,810	26,877	25,783	25,922	25,861
SalvadorTG1	11,565	12,043	11,552	11,615	11,588
TermPacífico	64,050	66,697	63,981	64,327	64,177
Rio Huasco	2,161	2,250	2,159	2,170	2,165
E Taltal	16,199	16,869	25,555	19,820	22,121
FV SCecilia	0,498	0,286	0,283	0,503	0,502
FV Lterrazas	0,596	0,110	0,112	0,158	0,373
FV Esperanza	0,444	0,138	0,078	0,094	0,330
FV Los Loros	4,420	0,576	2,275	1,948	2,282
FV L Llampos	23,549	15,372	20,994	21,107	21,058
FV S Andres	6,048	3,429	4,265	4,279	4,820
FV Dalmagro	4,571	2,828	3,891	3,912	3,903
FV PampaSNte	6,024	5,421	6,018	6,050	6,036
FV Conejo	11,909	5,074	11,896	11,960	11,083
FV Lalackama	11,092	11,551	11,080	11,140	11,114
FVLalackama2	3,368	3,506	3,364	3,382	3,374
FV Chañares	7,297	5,126	7,289	7,328	7,244
FV Javiera	9,816	9,906	9,805	9,858	9,835
FV Salvador	13,837	11,849	13,822	13,897	13,865
FV LdelNorte	27,915	20,046	27,885	28,036	27,761
FV C_Pinto	7,125	3,595	7,117	7,156	7,139
FV Hornitos	12,844	13,375	12,830	12,900	12,870
FV PSCardon	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Total	1098,9	1098,9	1098,9	1098,9	1098,9

Tabla 38: Comparación Potencias de Suficiencia Subsistema 2 en el SIC

	Caso CEN Def 2016-17	Caso con bases Consultor	MIN(5a;438h)	MIN(5a;876h)	MIN(5a;OND)
Central					
Arauco	13,192	13,214	13,193	13,177	13,139
Celco	4,391	4,398	4,391	4,386	4,373
Cholguan	7,904	7,918	7,905	7,895	7,873
Licanten	1,237	1,239	1,237	1,236	1,232
CMPC_Laja	15,038	15,064	15,039	15,021	14,978
CMPC Pacif	20,584	20,619	20,586	20,561	20,502
CMPC Sta_Fe	1,271	1,273	1,271	1,269	1,265
CMPC Cordill	14,219	14,243	14,220	14,203	14,162
CMPC Tissue	0,670	0,671	0,670	0,669	0,667
SantaFe	39,524	39,591	39,527	39,479	39,366
Valdivia	30,004	30,055	30,007	29,971	29,885
N_Aldea 1	5,168	5,177	5,169	5,162	5,148
N_Aldea 2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
N_Aldea 3	20,026	20,060	20,028	20,004	19,946
Vinales	14,326	14,350	14,327	14,310	14,268
Quellon 2	3,582	3,588	3,582	3,578	3,568
Chuyaca	6,592	6,603	6,592	6,584	6,565
Coronel tg	21,724	21,761	21,726	21,699	21,637
Horcones tg	2,407	2,411	2,408	2,405	2,398
Antilhue tg	31,197	31,250	31,200	31,163	31,073
Antilhue2 tg	32,018	32,072	32,020	31,982	31,890
Laguna Verde	31,982	32,036	31,985	31,946	31,854
Renca U1	28,345	28,393	28,347	28,313	28,231
Renca U2	29,180	29,229	29,182	29,147	29,063
Ventanas 1	60,695	60,798	60,700	60,627	60,453
Ventanas 2	114,871	115,066	114,881	114,743	114,413
NVentanas	162,779	163,056	162,793	162,597	162,129
L. Verde tg	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Bocamina	76,673	76,803	76,679	76,587	76,367
Nehuenco 3	64,120	64,229	64,125	64,048	63,864
Nehuenco2	124,019	124,230	124,029	123,880	123,524
Candelar1 CA	87,707	87,856	87,714	87,609	87,357
Candelar2 CA	87,142	87,290	87,149	87,044	86,794
QuinteroTG1A	58,881	58,981	58,886	58,815	58,646
QuinteroTG1B	60,930	61,033	60,935	60,861	60,686
Laja	4,481	4,489	4,482	4,476	4,463

	Caso CEN Def 2016-17	Caso con bases Consultor	MIN(5a;438h)	MIN(5a;876h)	MIN(5a;OND)
Central ▼	▼	▼	▼	▼	▼
Petropower	39,395	39,462	39,398	39,351	39,238
Nueva Renca	220,603	220,978	220,622	220,356	219,723
Nehuenco CC	205,642	205,992	205,659	205,412	204,821
S. Isidro CC	207,817	208,170	207,835	207,585	206,988
Los Vientos	91,247	91,402	91,255	91,145	90,883
Santa Lidia	97,540	97,706	97,548	97,431	97,151
Los Pinos	66,724	66,838	66,730	66,650	66,458
San Isid2	257,056	257,493	257,078	256,769	256,030
Colmito	35,411	35,471	35,414	35,371	35,269
Degañ	23,119	23,159	23,121	23,093	23,027
Skretting	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
EsperanzaTG1	7,939	7,953	7,940	7,930	7,907
EsperanzaDS1	0,970	0,972	0,970	0,969	0,966
EsperanzaDS2	1,011	1,013	1,011	1,010	1,007
Colihues	11,368	11,388	11,369	11,356	11,323
Escuadrón	7,224	7,236	7,225	7,216	7,195
Olivos	80,675	80,812	80,682	80,585	80,353
Espinos	84,828	84,972	84,835	84,733	84,489
Trapen	56,769	56,866	56,774	56,706	56,543
El Peñon	56,972	57,069	56,977	56,908	56,744
Newen	6,366	6,377	6,367	6,359	6,341
Las Vegas	0,146	0,146	0,146	0,146	0,145
Concón	0,180	0,180	0,180	0,180	0,179
Curauma	0,465	0,466	0,465	0,464	0,463
Casablanca	1,105	1,107	1,105	1,104	1,101
Tapihue	0,527	0,527	0,527	0,526	0,524
Total	1,396	1,398	1,396	1,394	1,390
Quintay	0,957	0,958	0,957	0,955	0,953
Placilla	0,979	0,981	0,979	0,978	0,975
Const_1_Elek	6,250	6,261	6,251	6,243	6,225
Maule	4,229	4,236	4,229	4,224	4,212
San Gregorio	0,128	0,128	0,128	0,128	0,128
Linares	0,064	0,064	0,064	0,064	0,064
Teno	38,235	38,300	38,238	38,192	38,082
Cañete	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042
Los sauces	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Los sauces 2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Chufken	0,288	0,289	0,288	0,288	0,287
Lebu	0,552	0,553	0,552	0,552	0,550
Curacautin	0,782	0,783	0,782	0,781	0,779
Los Alamos	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012
Monte Patria	6,379	6,390	6,380	6,372	6,354
Punitaqui	6,379	6,390	6,380	6,372	6,354
El Canelo I	2,126	2,130	2,127	2,124	2,118
El Molle	3,004	3,009	3,004	3,000	2,992

	Caso CEN Def 2016-17	Caso con bases Consultor	MIN(5a;438h)	MIN(5a;876h)	MIN(5a;OND)
Central					
Ener Biobio	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Chiloe	2,298	2,302	2,298	2,295	2,289
CBB Centro	8,153	8,167	8,153	8,144	8,120
Masisa	4,507	4,515	4,507	4,502	4,489
PColorada	11,370	11,389	11,371	11,357	11,324
LLColorados1	0,406	0,407	0,406	0,406	0,405
LLColorados2	12,701	12,722	12,702	12,686	12,650
Lautaro	13,889	13,912	13,890	13,873	13,833
Lautaro2	10,847	10,866	10,848	10,835	10,804
Yungay1	36,272	36,333	36,275	36,231	36,127
Yungay2	36,059	36,120	36,062	36,019	35,915
Yungay3	37,018	37,081	37,021	36,977	36,870
Yungay4_CA	28,349	28,397	28,351	28,317	28,236
Los Guindos	87,607	87,756	87,615	87,509	87,258
E Pacifico	5,944	5,954	5,944	5,937	5,920
Santa Marta	8,398	8,412	8,398	8,388	8,364
Santa Maria	192,184	192,510	192,200	191,969	191,417
Bocamina 2	183,622	183,934	183,638	183,417	182,889
Campiche	168,522	168,808	168,536	168,333	167,849
Calle Calle	5,690	5,699	5,690	5,683	5,667
P_Curicó	0,544	0,545	0,544	0,544	0,542
Skretting O	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Lonquimay	0,509	0,510	0,509	0,508	0,507
Tirua	0,256	0,257	0,256	0,256	0,255
Danisco	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
HBS	0,692	0,693	0,692	0,691	0,689
HBS GNL	0,916	0,918	0,916	0,915	0,913
Tomaval_1	0,289	0,290	0,289	0,289	0,288
Tomaval_2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
BioCruz	0,940	0,941	0,940	0,939	0,936
Biomar	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Trongol	1,065	1,066	1,065	1,063	1,060
Treb_Mapocho	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088
Estancilla	2,126	2,130	2,127	2,124	2,118
Energia Leon	3,701	3,707	3,701	3,696	3,686
Ancalí 1	0,481	0,481	0,481	0,480	0,479
Tamm	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Santa Irene	0,220	0,221	0,220	0,220	0,220
Las Pampas	0,175	0,175	0,175	0,175	0,174
Raso	1,522	1,525	1,522	1,521	1,516

	Caso CEN Def 2016-17	Caso con bases Consultor	MIN(5a;438h)	MIN(5a;876h)	MIN(5a;OND)
Central ▼	▼	▼	▼	▼	▼
Rey	0,237	0,237	0,237	0,237	0,236
Volcan	7,516	7,529	7,517	7,508	7,486
Queltehues	25,310	25,353	25,312	25,281	25,209
Maitenes	9,744	9,761	9,745	9,733	9,705
Juncal	13,766	13,789	13,767	13,750	13,711
Juncalito	1,042	1,044	1,042	1,041	1,038
Blanco	33,375	33,431	33,377	33,337	33,241
Los Quilos	25,801	25,845	25,803	25,772	25,698
Chacabuquito	14,603	14,628	14,604	14,587	14,545
Hornitos	38,932	38,998	38,935	38,889	38,777
Florida 1	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
Florida 2	5,020	5,028	5,020	5,014	4,999
Florida 3	1,565	1,568	1,565	1,563	1,559
Alfalfal	57,791	57,889	57,796	57,726	57,560
Puntilla	9,743	9,759	9,744	9,732	9,704
Los Morros	1,031	1,033	1,031	1,030	1,027
Sauce Andes	0,365	0,365	0,365	0,364	0,363
Eyzaguirre	0,432	0,432	0,432	0,431	0,430
Pehui	0,482	0,483	0,482	0,482	0,480
El Manzano	2,720	2,725	2,721	2,717	2,710
TrifulTriful	0,283	0,284	0,283	0,283	0,282
La Paloma	1,576	1,578	1,576	1,574	1,569
El Rincón	0,173	0,174	0,173	0,173	0,173
Pilmaiquén	25,636	25,679	25,638	25,607	25,533
Abanico	22,353	22,391	22,355	22,328	22,264
Antuco	127,332	127,549	127,343	127,190	126,824
Canutillar	114,028	114,222	114,038	113,900	113,573
Cipreses	38,786	38,852	38,790	38,743	38,632
Ojos de Agua	5,464	5,474	5,465	5,458	5,443
Curillínque	45,267	45,344	45,271	45,216	45,086
El Toro	311,664	312,194	311,691	311,316	310,420
Isla	36,081	36,142	36,084	36,040	35,937
Loma Alta	18,364	18,395	18,365	18,343	18,290
Los Molles	8,004	8,018	8,005	7,995	7,972
Los Hierros	9,210	9,226	9,211	9,200	9,174
Los Hierros II	1,982	1,985	1,982	1,980	1,974
Pangue	143,972	144,217	143,984	143,811	143,397
Ralco	237,620	238,024	237,640	237,354	236,671
Palmucho	19,291	19,324	19,293	19,269	19,214
Angostura	130,582	130,804	130,593	130,436	130,061
Pehuenche	266,139	266,591	266,161	265,841	265,077
Pullínque	31,557	31,611	31,560	31,522	31,431

	Caso CEN Def 2016-17	Caso con bases Consultor	MIN(5a;438h)	MIN(5a;876h)	MIN(5a;OND)
Central ▼	▼	▼	▼	▼	▼
Rapel	43,749	43,823	43,753	43,700	43,574
Sauzal	50,732	50,819	50,737	50,676	50,530
Sauzalito	7,959	7,973	7,960	7,950	7,927
Colbún	205,127	205,476	205,144	204,898	204,308
Machicura	47,911	47,993	47,916	47,858	47,720
San Ignacio	17,058	17,087	17,060	17,039	16,990
Chiburgo	5,373	5,383	5,374	5,367	5,352
San Clemente	1,523	1,525	1,523	1,521	1,517
Rucúe	86,429	86,576	86,436	86,332	86,084
Quilleco	38,996	39,063	39,000	38,953	38,841
Peuchén	36,836	36,899	36,839	36,795	36,689
Mampil	21,422	21,458	21,424	21,398	21,336
Puclaro	2,844	2,848	2,844	2,840	2,832
Rio_Trueno	1,872	1,875	1,872	1,870	1,865
Los Corrales	0,256	0,256	0,256	0,256	0,255
Coya	7,405	7,418	7,406	7,397	7,376
Lircay	7,548	7,561	7,549	7,539	7,518
Capullo	3,987	3,993	3,987	3,982	3,971
San Andres	22,722	22,761	22,724	22,697	22,631
La Higuera	69,495	69,613	69,500	69,417	69,217
Confluencia	60,637	60,740	60,642	60,569	60,395
Guayacán	2,110	2,113	2,110	2,107	2,101
Licán	12,535	12,556	12,536	12,521	12,485
El Diuto	2,236	2,240	2,236	2,234	2,227
Donguil	0,161	0,162	0,161	0,161	0,161
Dongo	2,763	2,768	2,764	2,760	2,752
El Tartaro	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Mallarauco	1,701	1,704	1,701	1,699	1,694
Muchi	0,226	0,227	0,226	0,226	0,225
Reca	0,399	0,400	0,399	0,399	0,398
Doña Hilda	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
La Arena	1,132	1,134	1,132	1,131	1,128
Chacayes	31,996	32,050	31,998	31,960	31,868
Carena	4,405	4,413	4,406	4,400	4,388
Los Bajos	3,332	3,338	3,332	3,328	3,319
Aux Maipo	2,125	2,129	2,125	2,123	2,117
Allipen	0,940	0,942	0,941	0,939	0,937
El Canelo	1,281	1,283	1,281	1,279	1,276
Purísima	0,118	0,118	0,118	0,118	0,117
Nalcas	0,943	0,945	0,943	0,942	0,940
Callao	0,716	0,718	0,717	0,716	0,714

	Caso CEN Def 2016-17	Caso con bases Consultor	MIN(5a;438h)	MIN(5a;876h)	MIN(5a;OND)
Central					
Providencia	4,676	4,684	4,676	4,670	4,657
Robleria	2,057	2,060	2,057	2,055	2,049
Don Walterio	1,774	1,777	1,775	1,772	1,767
Hbonito MC1	2,122	2,126	2,123	2,120	2,114
Hbonito MC2	0,434	0,434	0,434	0,433	0,432
Ensenada	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
L Corrales 2	0,211	0,211	0,211	0,211	0,210
El Llano	0,373	0,374	0,373	0,373	0,372
Vertientes	0,882	0,884	0,882	0,881	0,879
El Arrayan	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053
Contra	0,116	0,116	0,116	0,115	0,115
Maisan	0,149	0,149	0,149	0,149	0,148
Quillaileo	0,290	0,290	0,290	0,290	0,289
Boquiamargo	0,293	0,293	0,293	0,292	0,291
Pichilonco	0,382	0,382	0,382	0,381	0,380
Los Colonos	0,136	0,136	0,136	0,136	0,135
Los Padres	0,282	0,283	0,282	0,282	0,281
Collil	1,878	1,881	1,878	1,876	1,871
Maria Elena	0,114	0,115	0,114	0,114	0,114
Las Flores	0,265	0,266	0,265	0,265	0,264
Bureo	0,657	0,658	0,657	0,656	0,655
Curileufu1	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067
Curileufu2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Dosal	0,130	0,130	0,130	0,130	0,130
Trailelfu	0,381	0,382	0,381	0,380	0,379
Laja 1	5,890	5,900	5,891	5,884	5,867
Picoiquen	4,022	4,029	4,022	4,018	4,006
Llauquereo	0,112	0,112	0,112	0,112	0,112
Rucatayo	34,050	34,108	34,053	34,012	33,914
Renaico	4,191	4,198	4,192	4,187	4,175
Mariposas	2,353	2,357	2,353	2,350	2,343
El Paso	27,283	27,329	27,285	27,252	27,174
Munilque I	0,168	0,169	0,168	0,168	0,168
Munilque II	0,207	0,208	0,207	0,207	0,206
M_Villarrica	0,170	0,170	0,170	0,170	0,169
El Mirador	1,039	1,041	1,039	1,038	1,035
Rio_Mulchen	0,351	0,351	0,351	0,350	0,349
Cumpeo	0,517	0,517	0,517	0,516	0,514
Chanleufu II	1,817	1,820	1,817	1,815	1,810
El Colorado	0,335	0,336	0,335	0,335	0,334
La Montana_I	0,350	0,351	0,350	0,350	0,349

	Caso CEN Def 2016-17	Caso con bases Consultor	MIN(5a;438h)	MIN(5a;876h)	MIN(5a;OND)
Central					
Tranquil	0,396	0,397	0,396	0,396	0,395
El Galpon	0,418	0,418	0,418	0,417	0,416
El Agrio	0,152	0,152	0,152	0,152	0,151
Carilafquen	2,111	2,114	2,111	2,108	2,102
Malalcahuell	0,885	0,886	0,885	0,884	0,881
Pulelfu	1,872	1,875	1,872	1,870	1,865
Itata	1,868	1,872	1,869	1,866	1,861
E Canela	1,474	1,490	1,674	1,870	1,865
E Canela_II	4,753	4,504	6,041	7,143	8,613
E Totoral	2,907	3,206	3,450	4,292	6,333
E MRedondo	3,303	3,159	3,518	4,291	7,740
E PColorada	1,181	2,971	2,967	2,746	2,955
E TalinayO	15,480	8,709	8,695	8,684	8,659
E TalinayP	8,832	7,677	7,664	7,655	7,633
E San Pedro	5,580	5,134	5,803	5,991	7,532
E LCururos	10,813	9,881	14,065	15,502	20,306
E El Arrayan	10,768	10,545	12,787	15,086	21,158
E Cuel	7,804	6,775	6,765	6,670	6,737
E Ppalmeras	4,375	4,308	5,227	6,564	7,111
E Ucuquer 2	2,225	1,680	1,677	1,675	1,671
E Esperanza	0,284	0,284	0,284	0,284	0,283
E Baires	3,001	3,007	3,002	2,998	2,990
E Renaico	9,784	9,800	9,785	9,773	9,745
E Raki	1,766	1,679	1,677	1,675	1,417
E San Juan	1,421	1,058	1,080	1,147	1,369
E Huajache	1,262	1,265	1,263	1,261	1,257
E Ucuquer	1,538	1,065	1,063	1,062	1,059
E Las Penas	0,453	0,454	0,453	0,453	0,452
E Lebu III	0,192	0,203	0,202	0,202	0,201
E Lebu	0,713	0,455	0,454	0,454	0,453
Tambo Real	0,297	0,273	0,273	0,272	0,272
FV PSF Lcolo	0,286	0,342	0,342	0,341	0,340
FV PSF Pama	0,374	0,344	0,343	0,343	0,342
FV Taltamira	0,014	0,014	0,014	0,014	0,011
FV El Romero	2,265	2,269	2,266	2,263	1,742
FV Quilapilu	1,591	1,593	1,591	1,589	0,868
FV San Pedro	0,187	0,187	0,187	0,186	0,186
FV Araucaria	0,018	0,018	0,018	0,018	0,015
FV Chuchiñi	0,323	0,324	0,323	0,323	0,322
FV Luna	0,431	0,598	0,597	0,597	0,520
FV Sol	0,421	0,337	0,588	0,587	0,515

	Caso CEN Def 2016-17	Caso con bases Consultor	MIN(5a;438h)	MIN(5a;876h)	MIN(5a;OND)
Central					
FV Esperan2	0,428	0,097	0,057	0,068	0,239
FV HormigaS	0,155	0,155	0,145	0,115	0,054
FV Ñilhue	0,053	0,053	0,053	0,053	0,052
FV Divisader	0,371	0,372	0,371	0,371	0,370
FV Alt_Ovall	0,558	0,559	0,559	0,558	0,556
SDG_1_Andaco	0,156	0,090	0,090	0,090	0,090
FV La Silla	0,188	0,189	0,188	0,188	0,188
FV Lagunilla	0,422	0,299	0,384	0,403	0,451
FV Bellavist	0,371	0,280	0,279	0,279	0,278
FV Tilti	0,473	0,474	0,473	0,473	0,453
FV Sta_Julia	0,543	0,544	0,543	0,542	0,541
FV Chapeana	0,538	0,539	0,538	0,538	0,536
FV Mollacas	0,421	0,421	0,421	0,420	0,419
FV El Boco	0,071	0,071	0,071	0,071	0,071
FV Cordiller	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
FV Marchigu2	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Total	6650,1	6650,1	6650,1	6650,1	6650,1

En la siguiente tabla se compara la potencia se suficiencia total obtenida por las centrales solares y eólicas en el SIC:

Tabla 39: Comparación Potencias de Suficiencia ERNC en el Subsistema 1 y 2 en el SIC

SIC Norte

Potencia de Suficiencia	Caso CEN Def 2016-17	Caso con bases Consultor	MIN(5a;438h)	MIN(5a;876h)	MIN(5a;OND)
ERNC [MW]	167,555	129,061	168,563	163,532	165,715
CARBON [MW]	479,007	498,805	478,488	481,076	479,953
GN [MW]					
DIESEL [MW]	452,357	471,054	451,867	454,311	453,251
HIDRO [MW]					

SIC Centro Sur

Potencia de Suficiencia	Caso CEN Def 2016-17	Caso con bases Consultor	MIN(5a;438h)	MIN(5a;876h)	MIN(5a;OND)
ERNC [MW]	110,875	99,760	110,319	118,188	136,975
CARBON [MW]	959,300	961,000	959,400	958,200	955,500
GN [MW]	1015,100	1016,900	1015,200	1014,000	1011,100
DIESEL [MW]	1493,800	1496,300	1493,900	1492,100	1487,800
HIDRO [MW]	2775,700	2780,400	2775,900	2772,500	2764,600

Así, se observan incrementos de potencia de solares y eólicas desde 11% y hasta 40% en el SIC1 y desde 27% y hasta 33% en el SIC2 aproximadamente al incrementar las horas en que se mide el factor de planta en relación al caso base con datos del Consultor.

Esta opción parece razonable de implementar, considerando que la demanda de punta puede ocurrir en un horizonte de tiempo bastante más extendido que 52 horas. Por tanto, el aporte de las centrales generadoras debe ser considerado en un horizonte más extendido.

También se efectuó la misma simulación para el SING, cuyos resultados se muestran a continuación para el año 2017 preliminar.

Tabla 40: Comparación Potencias de Suficiencia Subsistema en el SING

		Caso CEN Prel 2017	Caso con bases Consultor	Min(5A;438h)	Min(5A;876h)	Min(5A;OND)
Unidad	Empresa					
CTM1	Engie	81,8	81,9	81,6	81,6	80,9
CTM2	Engie	77,7	77,8	77,5	77,5	76,9
ENAE1	Engie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ENAE2	Engie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ENAE3	Engie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ENAE4	Engie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GMAR1	Engie	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
GMAR2	Engie	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
GMAR3	Engie	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
GMAR4	Engie	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
M1AR1	Engie	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
M1AR2	Engie	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
M1AR3	Engie	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
M2AR1	Engie	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
M2AR2	Engie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MAIQ	Engie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MIIQ4	Engie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MIIQ5	Engie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MSIQ	Engie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SUIQ1	Engie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SUIQ2	Engie	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
SUIQ3	Engie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SUTA1	Engie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SUTA2	Engie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SUTA3	Engie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SUTA4	Engie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SUTA5	Engie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SUTA6	Engie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SUTA7	Engie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SUTA8	Engie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SUTA9	Engie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SUTA10	Engie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TG1	Engie	6,1	6,2	6,1	6,1	6,1
TG2	Engie	2,7	2,7	2,7	2,7	2,6
TG3	Engie	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
TGIQ	Engie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
U12	Engie	44,6	44,7	44,5	44,5	44,1
U13	Engie	44,0	44,1	43,9	43,9	43,6
U14	Engie	77,6	77,7	77,4	77,4	76,7
U15	Engie	70,0	70,1	69,8	69,8	69,2
U16	Engie	204,0	204,2	203,4	203,4	201,7
CTM3	Engie	65,5	65,6	65,3	65,3	64,8
NT01	AES Gener	79,1	79,2	78,9	78,9	78,2
NT02	AES Gener	81,2	81,3	80,9	81,0	80,3
CTTAR	Gasatacama	75,8	75,9	75,5	75,6	74,9
TGTAR	Gasatacama	8,1	8,2	8,1	8,1	8,1

		Caso CEN Prel 2017	Caso con bases Consultor	Min(5A;438h)	Min(5A;876h)	Min(5A;OND)
Unidad	Empresa					
COCHRANEU1	Cochrane	130,7	130,8	130,3	130,3	129,2
COCHRANEU2	Cochrane	137,5	137,7	137,1	137,2	136,0
CC1	Gasatacama	221,5	221,8	220,8	220,9	219,1
CC2	Gasatacama	214,2	214,5	213,5	213,6	211,8
INACAL1	Equipos de Generación	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
INACAL2	Equipos de Generación	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
INACAL3	Equipos de Generación	0,6	0,7	0,6	0,6	0,6
INACAL4	Equipos de Generación	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
MIMB1	Enorchile	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MIMB2	Enorchile	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
MIMB3	Enorchile	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
MIMB4	Enorchile	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
MIMB5	Enorchile	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MIMB6	Enorchile	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5
MIMB7	Enorchile	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MIMB8	Enorchile	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
MIMB9	Enorchile	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
MIMB10	Enorchile	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ZOFRI_1	Enorchile	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
ZOFRI_2	Enorchile	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
ZOFRI_3	Enorchile	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
ZOFRI_4	Enorchile	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
ZOFRI_5	Enorchile	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
ZOFRI_6	Enorchile	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
ZOFRI_7	Enorchile	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
ZOFRI_8	Enorchile	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
ZOFRI_9	Enorchile	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
ZOFRI_10	Enorchile	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
ZOFRI_11	Enorchile	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
ZOFRI_12	Enorchile	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
ZOFRI_13	Enorchile	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
CTA	Andina	82,5	82,6	82,3	82,3	81,6
CTH	Hornitos	88,3	88,4	88,0	88,1	87,3
ANG1	Angamos	142,0	142,2	141,6	141,6	140,4
ANG2	Angamos	143,4	143,6	142,9	143,0	141,8
AGB1	On Group	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
AGB2	On Group	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6

		Caso CEN Prel 2017	Caso con bases Consultor	Min(5A;438h)	Min(5A;876h)	Min(5A;OND)
Unidad	Empresa					
TECNET_1	Tecnet	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TECNET_3	Tecnet	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TECNET_6	Tecnet	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ujina_1	Enorchile	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
Ujina_2	Enorchile	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Ujina_3	Enorchile	4,1	4,1	4,1	4,1	4,0
Ujina_4	Enorchile	3,9	3,9	3,9	3,9	3,8
Ujina_5	Enorchile	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
Ujina_6	Enorchile	5,0	5,0	5,0	5,0	4,9
KELAR	Tamakaya Energía	278,6	279,0	277,8	277,9	275,5
PAS1	Pozo Almonte Solar 1	0,6	0,6	1,0	0,9	2,0
PAS2	Pozo Almonte Solar 2	0,5	0,3	0,7	0,7	1,3
PAS3	Pozo Almonte Solar 3	1,0	0,7	1,5	1,4	2,9
HUAYCA	SPS La Huayca	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
VDLV	Valle de los Vientos	14,9	10,4	13,5	13,6	15,1
MARÍA ELENA	Generación Solar SpA	1,6	3,4	6,5	6,0	13,0
PUQUIOS	Los Puquios	0,0	0,1	0,2	0,2	0,3
CAV	Cavancha	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
CHAP	Engie	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
MHAH	Enernuevas	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
MHT2	Enernuevas	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
MHSR	Enernuevas	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
PMGD PICA I	PMGD Pica Pilot	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
ANDES SOLAR	AES Gener	1,0	1,0	1,6	1,4	3,6
SOLAR JAMA 1	Planta Solar San Pedro III	1,4	1,4	2,3	2,2	4,9
SOLAR JAMA 2	Planta Solar San Pedro III	1,0	1,0	2,2	2,1	4,5
FV PAMPA CAMARCO	Engie	0,2	0,2	0,2	0,2	1,2
PAM	Noracid	6,8	6,8	6,8	6,8	6,7
TOTAL		2.446,0	2.446,0	2.446,0	2.446,0	2.446,0

La tabla siguiente resume los resultados obtenidos para las potencias de suficiencia para las unidades generadoras ERNC en el SING.

Tabla 41: Comparación Potencias de Suficiencia ERNC en el SING

	Caso CEN Prel 2017	Caso con bases Consultor	Min(5A;438h)	Min(5A;876h)	Min(5A;OND)
ERNC [MW]	34,5	31,4	41,9	40,9	61,1
CARBON [MW]	1421,7	1423,5	1417,4	1417,9	1406,0
GN [MW]	482,6	483,2	481,1	481,3	477,3
DIESEL [MW]	507,2	507,8	505,6	505,8	501,6

Al incrementar el número de horas respecto de las 52 horas de mayor demanda, se produce un incremento de la potencia firme de las unidades generadoras solares y eólicas desde un 30% y hasta un 62% aproximadamente en la medida que se incrementa el período de mayores demandas.

En el caso en que se considera el factor de planta de los últimos 3 años, prácticamente se duplica la potencia de suficiencia de estas centrales.

3. Propuesta de tratamiento de centrales eólicas y solares

Se propone la siguiente metodología a partir de la revisión de la normativa internacional, de los análisis efectuados del comportamiento de las demandas máximas y del análisis estadístico de los aportes de centrales solares y eólicas, y tomando en consideración dar mayor estabilidad en el tiempo al reconocimiento del aporte a la potencia de suficiencia, no dependiendo de lo que ocurrió en un año en particular.

Se consideró extender el número de horas sobre las que se mide el aporte de las centrales solares y eólicas desde 52 horas anuales a 876 horas anuales en consideración a que:

- El aporte efectivo en 52 horas de mayor demanda se exige sólo a las centrales solares y eólicas en la normativa vigente.
- Es adecuado para la generación variable considerar su aporte en las horas de mayor ocurrencia de demandas máximas en el sistema.
- Las horas de mayor frecuencia de ocurrencia de demandas máximas en el sistema son del orden de 10 horas diarias y se presentan con mayor frecuencia en trimestres específicos.
- Considerar 876 horas otorga mayor estabilidad en el tiempo al reconocimiento del aporte debido a que reduce la dependencia de situaciones particulares que se presenten en el año, y así el aporte depende más del recurso viento o irradiación solar que de factores externos.

También, se consideró que la estadística de generación de centrales solares y eólicas en general es de poca extensión, con lo que se propone una nueva forma de agregar estadística.

De acuerdo a lo anterior, se propone el cálculo de la Potencia Inicial de las centrales solares y eólicas como sigue:

- Considerar los factores de planta anual de todos los años de operación de la planta no limitado a los 5 años anteriores.
- Para centrales con menos de 10 años de operación completar los años faltantes con factores de planta anual con probabilidad de excedencia 95% obtenidos de estadísticas de radiación solar y de vientos utilizada para el estudio de los proyectos, las que debiesen estar certificadas por una entidad internacional reconocida. En caso que no se disponga de dicha información recurrir a la estadística de unidades generadores de similar tecnología y ubicación geográfica. A medida que la central complete cada año de operación real se elimina un año de los utilizados como relleno.

- Se considerará como aporte confiable al mínimo entre:
 - Menor factor de planta anual de todos los años de operación real incluidos los de relleno para el caso de centrales con menos de 10 de operación real.
 - Factor de planta promedio en las 876 horas de mayor demanda anual del sistema o subsistema.

Así entonces, se tiene:

$$Potencia\ Inicial_i = MIN(FP_{anual} ; FP_{876\ horas})$$

En donde:

- FP_{anual} : Menor factor de planta anual de todos los años de operación real incluidos los de relleno para el caso de centrales con menos de 10 de operación real
- $FP_{876\ horas}$: Promedio simple de los factores de planta para cada uno de los 876 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema, para el año de cálculo.

Alternativamente, se podría considerar utilizar en lugar de 876 horas del año de cálculo, un promedio simple en los últimos tres años incluido el año de cálculo, como forma de dar aún mayor estabilidad al índice.

C. ANALISIS DE METODOLOGÍA DE POTENCIA DE SUFICIENCIA CONSIDERANDO TRANSFERENCIAS ENTRE MAS DE DOS SUBSISTEMAS

En esta sección se efectúa la revisión de las disposiciones normativas contenidas en el DS N°62 y sus posteriores modificaciones, en aspectos relativos a la metodología de cálculo de la potencia de suficiencia en las de dos subsistemas.

Sobre la base de dicha revisión, se analiza la necesidad de modificar la metodología de determinación de la Potencia de Suficiencia considerando transferencias entre más de 2 subsistemas.

1. Revisión del DS N°62 (modificado por DS N°130) y su Norma Técnica respecto al tratamiento de los subsistemas en el cálculo de la potencia de suficiencia

El DS N°62 en su artículo 1° señala que debe considerarse Balances de Potencia de Suficiencia para cada subsistema identificado por la CNE en el Informe Técnico de Precios de Nudo, señalando:

“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”.

Para determinar el Balance de Potencia de Suficiencia para cada subsistema deberá determinarse por una parte la Potencia de Suficiencia de cada central generadora del subsistema así como los retiros correspondientes en cada subsistema.

1.1. Determinación de la Potencia de Suficiencia con presencia de subsistemas.

El DS N°62 en su artículo 58 señala que deberá calcularse la Potencia de Suficiencia preliminar de cada central perteneciente al subsistema aplicando a cada subsistema el procedimiento general definido en el Reglamento, y que para estos efectos se deberá considerar la Demanda de Punta de cada subsistema.

“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”.

En que la Demanda de Punta corresponde a la demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema (DS N°62, Título II, artículo 13 letra b.).

Luego, el DS N°62 en su artículo N°58 define que debe determinarse una potencia que se transmite a través de los sistemas de transmisión que interconectan ambos subsistemas. Para esto, primero se define un subsistema como exportador y el otro como importador, siendo exportador el que presente el mayor Margen de Potencia, señalando:

“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”.

En que Margen de Potencia se encuentra definido en el artículo 13 letra h), “Margen de Potencia: Cuociente entre la sumatoria de la Potencia Inicial de las unidades generadoras y la Demanda de Punta, para cada subsistema o sistema, según corresponda”.

Figura 20. Sistema compuesto por dos subsistemas.



A modo de ejemplo, para el caso en que se identifique dos subsistemas, el Subsistema S1 se considerará como exportador hacia un Subsistema S2 al que se encuentra interconectado, si se cumple que:

$$MP_{S1} \geq MP_{S2}$$

$$\frac{\sum_{i \in S1} Pini_i}{Dda\ Punta_{S1}} \geq \frac{\sum_{j \in S2} Pini_j}{Dda\ Punta_{S2}}$$

En donde:

MPS1 : Margen de Potencia del Subsistema 1

MPS2 : Margen de Potencia del Subsistema 2

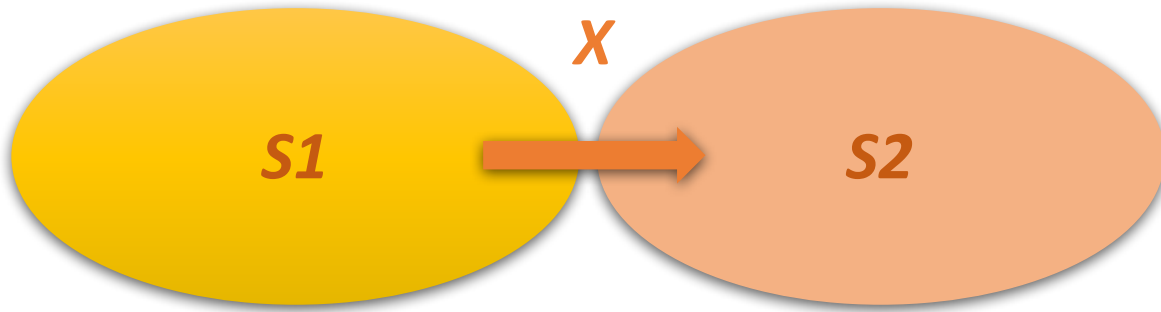
$\sum_{i \in S1} Pini_i$ es la sumatoria de la Potencia Inicial de las unidades generadoras del Subsistema 1

$\sum_{j \in S2} Pini_j$ es la sumatoria de la Potencia Inicial de las unidades generadoras del Subsistema 2

A continuación, el artículo N°58 señala que para obtener la potencia transmitida entre ambos subsistemas se debe igualar los Márgenes de Potencia de ambos subsistemas.

“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”.

Figura 21. Sistema importador y exportador



Es decir, se trata de obtener una potencia transmitida (“X”) desde el Subsistema S1 exportador hacia el Subsistema S2 importador, tal que se igualen los Márgenes de Potencia de ambos subsistemas.

$$\frac{\sum_{i \in S1} Pini_i}{Dda Punta_{S1} + X} \geq \frac{\sum_{j \in S2} Pini_j}{Dda Punta_{S2} - X}$$

Determinada la potencia transmitida “X” que iguala los márgenes de potencia de ambos subsistemas se verifica que la potencia transmitida definitiva entre el subsistema S1 y el subsistema S2 sea el menor valor resultante de comparar “X” con la capacidad de los sistemas de transmisión que interconectan ambos subsistemas.

$$PT_{12} = \text{Min} [X ; \text{Capacidad de transmisión}_{12}]$$

Finalmente, la Potencia de Suficiencia Definitiva se determina según lo siguiente:

DS N°62, artículo 59: La Potencia de Suficiencia definitiva de una unidad generadora corresponderá a la Potencia de Suficiencia preliminar, obtenida conforme al Capítulo 2 del presente Título, escalada por un factor único para todas las unidades generadoras, de manera que la suma de la Potencia de Suficiencia definitiva de las unidades generadoras de cada sistema o subsistema sea igual a la Demanda de Punta de cada subsistema o sistema, según corresponda.

Lo anterior, es complementado con lo señalado en la Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras.

Norma Técnica de Transferencias de Potencia, artículo 1-8. “En caso que se identificaren subsistemas, conforme a lo establecido en el Reglamento, se deberá considerar la potencia transmitida entre subsistemas en el subsistema importador correspondiente. Para tal efecto, la potencia transmitida entre subsistemas será representada como un punto de inyección de potencia en la barra del subsistema importador perteneciente al tramo que interconecta los subsistemas, y considerada como Potencia de Suficiencia preliminar en dicho subsistema. La potencia transmitida entre subsistemas será asignada a prorrata de la Potencia de Suficiencia preliminar del subsistema exportador”.

Así entonces, para efectos de determinar la Potencia de Suficiencia Definitiva, las centrales generadoras pertenecientes al Subsistema S1 deberán satisfacer como demanda de punta la Demanda de Punta del subsistema 1 más la potencia exportada al Subsistema S2, "PT12". Por su parte, las centrales pertenecientes al Subsistema 2 deberán satisfacer como demanda de punta la Demanda de Punta del subsistema S2 menos la potencia importada desde el Subsistema S1, "PT12".

$$PSufDef_i = PSufPrel_i \times \left[\frac{Dda\ Punta_{S1} + PT_{12}}{\sum_{i \in S1} PSufPrel_i} \right]$$

$$PSufDef_j = PSufPrel_j \times \left[\frac{Dda\ Punta_{S2} - PT_{12}}{\sum_{j \in S2} PSufPrel_j} \right]$$

1.2. Revisión de la metodología considerando transferencias entre más de dos subsistemas

Metodología vigente para el caso de dos subsistemas interconectados

Antes de revisar el caso con más de dos subsistemas, se analizará la solución del caso con dos subsistemas para determinar la potencia transferida entre los subsistemas y que lleva a una fórmula general aplicable a más de dos subsistemas.

Se trata de encontrar una potencia transferida "X" tal que se igualen los márgenes de potencia entre ambos subsistemas.

$$\frac{\sum_{i \in S1} Pini_i}{Dda\ Punta_{S1} + X} = \frac{\sum_{j \in S2} Pini_j}{Dda\ Punta_{S2} - X}$$

De la ecuación anterior, despejando el término "X" y luego reemplazando dicho término en cualquiera de las expresiones de margen de potencia se obtiene:

$$\frac{\sum_{i \in S1} Pini_i}{Dda\ Punta_{S1} + X} = \frac{\sum_{j \in S2} Pini_j}{Dda\ Punta_{S2} - X} = \frac{\sum_{i \in S1} Pini_i + \sum_{j \in S2} Pini_j}{Dda\ Punta_{S1} + Dda\ Punta_{S2}}$$

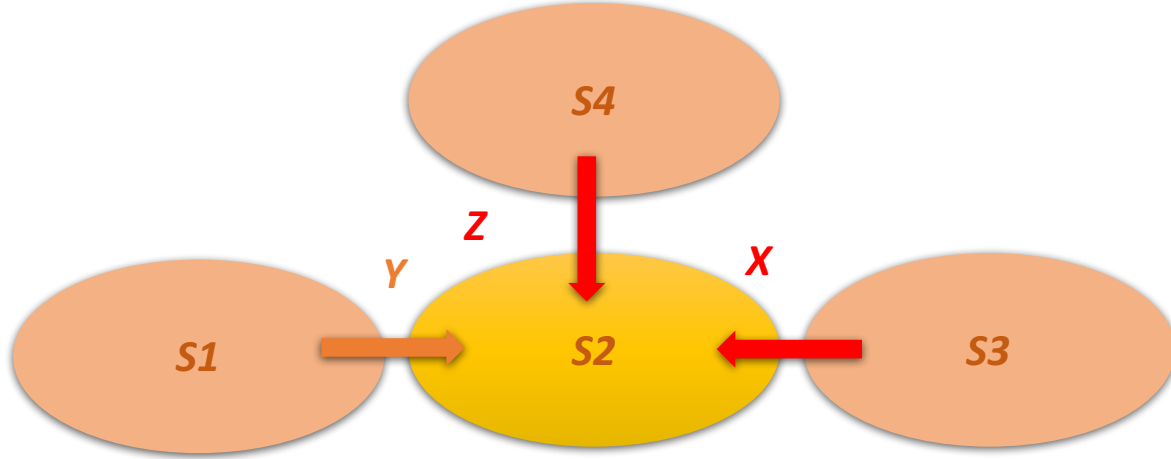
Es decir, la transferencia de potencia entre los subsistemas que iguala el margen de potencia de ambos subsistemas por separado es tal, que el margen de potencia resultante de cada subsistema equivale al margen de potencia del sistema global como un todo (considerando sí que las Demandas de Punta de cada subsistema no necesariamente ocurren en las mismas horas).

Metodología para el caso de más de dos subsistemas interconectados

A continuación se analizará a través de un ejemplo la adaptación de la metodología vigente para el caso de más de dos subsistemas.

Sean por ejemplo, un sistema eléctrico en el que se identifican cuatro subsistemas interconectados entre sí como los siguientes.

Figura 22. Sistema eléctrico compuesto por cuatro subsistemas



En este caso, la igualdad de los márgenes de potencia se expresa de acuerdo a lo siguiente:

$$\frac{\sum_{S1} P_{ini}}{Dda_{S1} + Y} = \frac{\sum_{S3} P_{ini}}{Dda_{S3} + X} = \frac{\sum_{S4} P_{ini}}{Dda_{S4} + Z} = \frac{\sum_{S2} P_{ini}}{Dda_{S2} - Y - X - Z}$$

Para que esto se cumpla, los X, Y y Z deben ser tales que:

$$\begin{aligned} \frac{\sum_{S1} P_{ini}}{Dda_{S1} + Y} &= \frac{\sum_{S1} P_{ini} + \sum_{S2} P_{ini} + \sum_{S3} P_{ini} + \sum_{S4} P_{ini}}{Dda_{S1} + Dda_{S2} + Dda_{S3} + Dda_{S4}} \\ \frac{\sum_{S3} P_{ini}}{Dda_{S3} + X} &= \frac{\sum_{S1} P_{ini} + \sum_{S2} P_{ini} + \sum_{S3} P_{ini} + \sum_{S4} P_{ini}}{Dda_{S1} + Dda_{S2} + Dda_{S3} + Dda_{S4}} \\ \frac{\sum_{S4} P_{ini}}{Dda_{S4} + Z} &= \frac{\sum_{S1} P_{ini} + \sum_{S2} P_{ini} + \sum_{S3} P_{ini} + \sum_{S4} P_{ini}}{Dda_{S1} + Dda_{S2} + Dda_{S3} + Dda_{S4}} \\ \frac{\sum_{S2} P_{ini}}{Dda_{S2} - Y - X - Z} &= \frac{\sum_{S1} P_{ini} + \sum_{S2} P_{ini} + \sum_{S3} P_{ini} + \sum_{S4} P_{ini}}{Dda_{S1} + Dda_{S2} + Dda_{S3} + Dda_{S4}} \end{aligned}$$

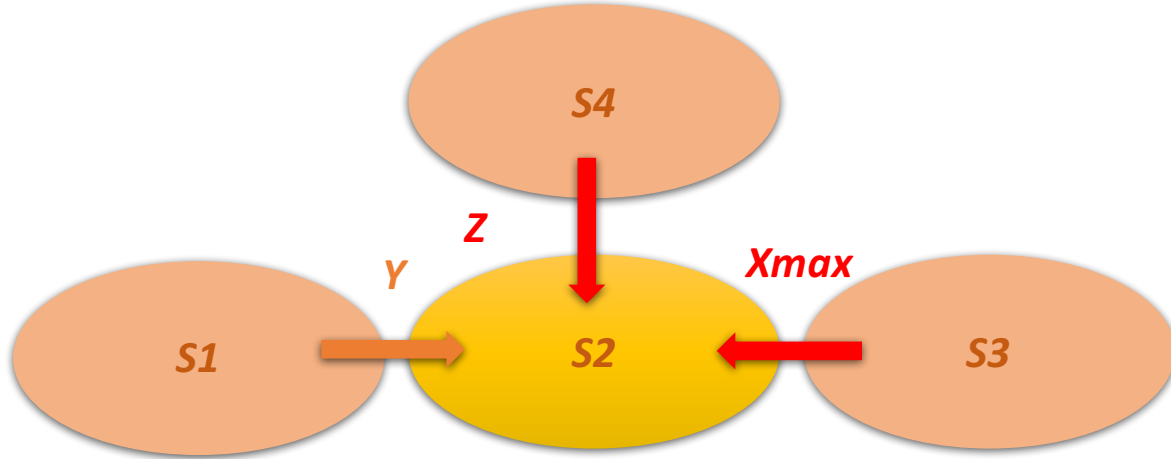
Es decir, la transferencia de potencia entre los subsistemas que iguala el margen de potencia de todos los subsistemas por separado es tal, que el margen de potencia resultante de cada subsistema equivale al margen de potencia del sistema global como un todo (considerando sí que las Demandas de Punta de cada subsistema no necesariamente ocurren en las mismas horas).

Caso en que la transferencia de potencia entre subsistemas supera la capacidad de transmisión de los sistemas que los interconectan

Un problema que requiere atención es el tratamiento del caso en que alguna de las transferencias entre subsistemas supera la capacidad máxima de transmisión entre ellos.

Esto se mostrará a través del siguiente ejemplo. Sean los mismos cuatro subsistemas interconectados entre sí de la figura 17 a los que se ha aplicado la metodología general para obtener las transferencias de potencia entre sí (X, Y, Z), pero en este caso, la transferencia “X” entre el subsistema 3 y el subsistema 2 ha superado la capacidad de transmisión (Xmax).

Figura 23. Flujo máximo del subsistema 3 al 2



Aquí, el margen de potencia del subsistema S3 será diferente al del resto de los subsistemas.

$$MP_{S3} = \frac{\sum_{S3} P_{ini}}{Dda_{S3} + X_{max}}$$

En el caso con sólo dos subsistemas esta era la solución final del problema, en que la transferencia entre los dos subsistemas quedaba fijada en el valor máximo.

Ahora, en el caso de más de dos subsistemas debe buscarse nuevamente las transferencias de potencia entre el resto de los subsistemas, tal que se igualen sus respectivos márgenes de potencia, considerando que la transferencia entre el subsistema 3 y el subsistema 2, “Xmax”, quedó fijada.

$$\frac{\sum_{S1} P_{ini}}{Dda_{S1} + Y} = \frac{\sum_{S4} P_{ini}}{Dda_{S4} + Z} = \frac{\sum_{S2} P_{ini}}{Dda_{S2} - Y - X_{max} - Z} = \frac{\sum_{S1} P_{ini} + \sum_{S4} P_{ini} + \sum_{S2} P_{ini}}{Dda_{S1} + Dda_{S4} + Dda_{S2} - X_{max}}$$

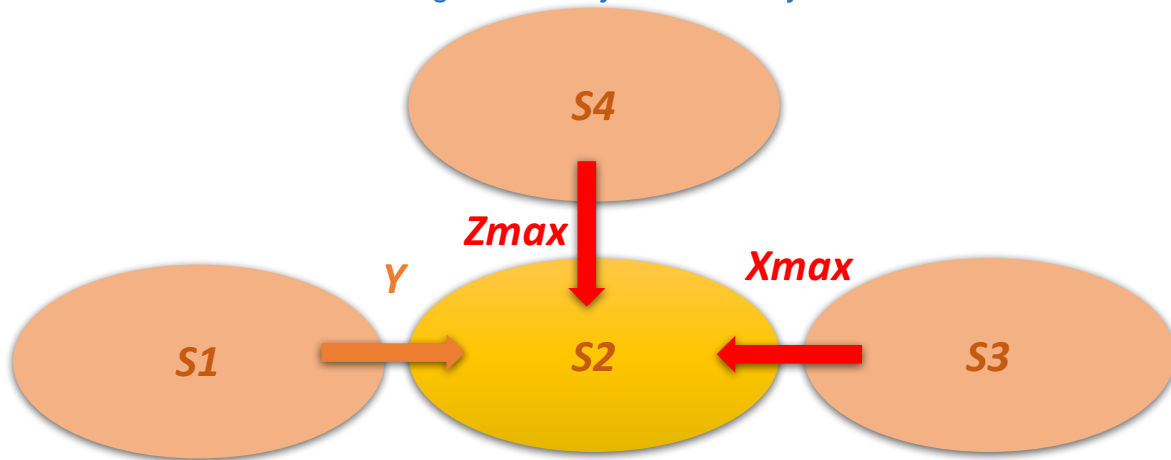
$$Y = \frac{(Dda_{S1} + Dda_{S4} + Dda_{S2} - X_{max}) \times \sum_{S1} P_{ini}}{(\sum_{S1} P_{ini} + \sum_{S4} P_{ini} + \sum_{S2} P_{ini})} - Dda_{S1}$$

$$Z = \frac{(Dda_{S1} + Dda_{S4} + Dda_{S2} - X_{max}) \times \sum_{S4} P_{ini}}{(\sum_{S1} P_{ini} + \sum_{S4} P_{ini} + \sum_{S2} P_{ini})} - Dda_{S4}$$

Si los nuevos “Y” y “Z” obtenidos no superan las respectivas capacidades de transmisión esta es la solución del problema.

Por el contrario, si por ejemplo la transferencia de potencia entre el subsistema 4 y el subsistema 2 resulta mayor a la capacidad máxima “Zmax”, debe proseguirse con la aplicación del método al resto de los subsistemas.

Figura 24. Flujo máximo Z y X



Si en cambio, por ejemplo, se sobrepasara la capacidad máxima de transmisión entre el subsistema S4 y el subsistema S2 se tiene:

$$MP_{S4} = \frac{\sum_{S4} P_{ini}}{Dda_{S4} + Z_{max}}$$

Y habría que determinar nuevamente las transferencias entre los otros dos subsistemas igualando sus márgenes de potencia.

$$\frac{\sum_{S1} P_{ini}}{Dda_{S1} + Y} = \frac{\sum_{S2} P_{ini}}{Dda_{S2} - Y - X_{max} - Z_{max}} = \frac{\sum_{S1} P_{ini} + \sum_{S2} P_{ini}}{Dda_{S1} + Dda_{S2} - X_{max} - Z_{max}}$$

$$Y = \frac{(Dda_{S1} + Dda_{S2} - X_{max} - Z_{max}) \times \sum_{S1} P_{ini}}{(\sum_{S1} P_{ini} + \sum_{S2} P_{ini})} - Dda_{S1}$$

Así entonces, se obtiene el nuevo valor de “Y” que es la transferencia entre el subsistema 1 y el subsistema 2.

Si el valor de “Y” no supera la capacidad máxima de transmisión entre el subsistema 1 y el subsistema 2, esta es la solución del problema, de lo contrario “Y” es igual a la capacidad máxima “Ymax”.

Esta extensión del método vigente al caso de cuatro subsistemas interconectados muestra la solución general aplicable a todos los casos con más de dos subsistemas interconectados.

Observación a la metodología respecto de que siempre un sistema de mayor margen de potencia exporta hacia un sistema de menor margen de potencia.

Debe notarse en todo caso que en la aplicación del método a más de dos subsistemas pierde sentido la definición, presente en el actual reglamento, de que el sistema de mayor margen de potencia será siempre exportador hacia un sistema de menor margen de potencia. Esta condición ocurre sólo en el caso de dos subsistemas.

En efecto, a través de un ejemplo de tres subsistemas interconectados, se mostrará que un subsistema puede ser exportador hacia otro de menor margen de potencia.

Figura 25. Flujo máximos al subsistema S1



En donde se tiene los siguientes valores:

$$\begin{aligned}\sum_{S1} P_{iniS1} &= 1300 \text{ [MW]} \\ \sum_{S2} P_{iniS2} &= 800 \text{ [MW]} \\ \sum_{S3} P_{iniS3} &= 600 \text{ [MW]} \\ Dda P_{taS1} &= 500 \text{ [MW]} \\ Dda P_{taS2} &= 250 \text{ [MW]} \\ Dda P_{taS3} &= 350 \text{ [MW]}\end{aligned}$$

Con esto, se obtiene los márgenes de potencia (MPSX) iniciales de cada subsistema:

$$\begin{aligned}MP_{SX} &= \frac{\sum_{SX} P_{iniSX}}{Dda P_{taSX}} \\ MP_{S1} &= 2,6 \\ MP_{S2} &= 3,2 \\ MP_{S3} &= 1,7\end{aligned}$$

A continuación, se determina la transferencia desde el subsistema S1 hacia el subsistema S2 (T12) y la transferencia desde el subsistema S3 hacia el subsistema S2 (T32), tal que se igualen los márgenes de potencia de los tres subsistemas.

$$\frac{\sum_{S1} Pini_{S1}}{Dda Pta_{S1} + T_{12}} = \frac{\sum_{S3} Pini_{S3}}{Dda Pta_{S3} + T_{32}} = \frac{\sum_{S2} Pini_{S2}}{Dda Pta_{S2} - T_{12} - T_{32}} = \frac{\sum_{S1} Pini_{S1} + \sum_{S3} Pini_{S3} + \sum_{S2} Pini_{S2}}{Dda Pta_{S1} + Dda Pta_{S3} + Dda Pta_{S2}}$$

De lo anterior, se obtiene los siguientes resultados:

T12: 29,6 [MW] (exportación desde el subsistema 1 hacia el subsistema S2)
T32: -105,6 [MW] (exportación desde el subsistema 2 hacia el subsistema S3)
Margen de Potencia final con que queda cada sistema: MP = 2,46

En este ejemplo se aprecia que ocurre una exportación desde el subsistema S1 hacia el subsistema S2 y en que el margen de potencia inicial del subsistema S1 (MPS1 = 2,6) es menor al margen de potencia inicial del subsistema S2 (MPS2 = 3,2).

Esto ocurre porque tanto el subsistema S1 (MPS1 = 2,6) como el subsistema S2 (MPS2 = 3,2) presentan un mayor margen de potencia que el margen de potencia final que iguala a los tres subsistemas (MP = 2,46), por lo que ambos subsistemas, el S1 y el S2, necesitan una exportación neta hacia el subsistema S3 para reducir sus márgenes de potencia iniciales. Al mismo tiempo el subsistema S3 necesita una importación para aumentar su margen de potencia inicial (MP=1,7) hacia el margen de potencia que iguala a los tres subsistemas (MP=2,46).

De lo anterior se deduce la regla general. Cuando se busca las transferencias entre subsistemas, tal que se igualen sus márgenes de potencia (MPS1= MPS2 = ... = MPfinal), habrá subsistemas con margen de potencia inicial superior al MPfinal (subsistemas exportadores) y otros subsistemas con margen de potencia inicial inferior al MPfinal (subsistemas importadores).

1.3. Conclusiones.

La metodología actualmente utilizada para definición de subsistemas puede ser extendida a N subsistemas, según el desarrollo metodológico incorporado en este capítulo.

La metodología utilizada es coherente y es una modelación adecuada para definir los subsistemas para el cálculo de la potencia de suficiencia.

Sin perjuicio de ello, la metodología de determinación de subsistemas presenta algunas diferencias respecto de lo observado en la experiencia internacional, las que basan en un análisis estadístico que efectúe una asociación de los niveles de transferencia con un cierto nivel de confiabilidad.

D. METODOLOGÍA DE DEFINICIÓN DE SUBSISTEMAS DE LA CNE.

En esta sección se efectúa una revisión de la metodología y criterios actualmente utilizados por la CNE para la definición de subsistemas para el cálculo de tarifas de potencia, empleados en las últimas modificaciones de subsistemas en las fijaciones de precio de nudo de corto plazo.

1. Revisión de la Normativa aplicable a los subsistemas de potencia

A continuación se revisa la normativa vigente en relación a los subsistemas de potencia con el fin de analizar la metodología actual y criterios utilizados por la CNE para definir los subsistemas en las fijaciones de precios de nudo de corto plazo.

Se revisará la siguiente normativa, en aquellas materias que refieren a los subsistemas para determinar el precio de la potencia:

- DFL N°4
- Reglamento de Precios de Nudo
- DS N°62
- Norma técnica de transferencias de potencia

1.1. DFL N°4

En el DFL N°4 los artículos 149° y 162° numeral 3, se refieren las transferencias de potencia de punta y a la determinación del precio de potencia en los subsistemas.

El tenor de estos artículos es el siguiente:

Artículo 149°.- Los suministros de energía eléctrica no indicados en el artículo 147° no estarán afectos a ninguna de las regulaciones que se establecen en este Título.

*Las transferencias de energía entre empresas eléctricas, que posean medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la aplicación de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 72°-1, serán valorizadas de acuerdo a los costos marginales instantáneos del sistema eléctrico. Estos costos serán calculados por el Coordinador. 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 72°-1, serán valorizadas al precio de nudo de la potencia calculado conforme a lo establecido en el artículo 162°.** 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 162º, numeral 3.

Art 162 numeral 3.- Se determina el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional **durante las horas de demanda máxima anual** en una o más subestaciones troncales del sistema eléctrico, conforme los balances de demanda y oferta de potencia **en los subsistemas que corresponda**. Como oferta de potencia se considerará tanto la aportada por las centrales generadoras como aquella aportada por los sistemas de transmisión. **Se calcula el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada de cada subsistema eléctrico** con este tipo de unidades. Los valores así obtenidos se incrementan en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del respectivo subsistema. El valor resultante del procedimiento anterior se denominará **precio básico de la potencia de punta en el subsistema respectivo**;

5.- Para cada una de las subestaciones troncales del subsistema eléctrico que corresponda, se calcula un factor de penalización de potencia de punta que multiplicado por **el precio básico de la potencia de punta del subsistema** correspondiente, determina el precio de la potencia punta en la subestación respectiva;

6.- El cálculo de los factores de penalización de energía y de potencia de punta a que se refieren los números 4 y 5 respectivamente del presente artículo, se efectúa considerando las pérdidas marginales de transmisión de energía y potencia de punta respectivamente, considerando el programa de obras de generación y transmisión señalado en el número 1 de este artículo;

Entonces, sobre la base de estas disposiciones contenidas en el DFL N°4 se tiene los siguientes elementos:

- Las transferencias de potencia resultan de balances de potencia de suficiencia que se efectúan en cada subsistema identificado en el Informe técnico de precio de nudo de corto plazo.
- Las transferencias de potencia entre generadores se valorizan al precio de nudo de potencia en las barras del subsistema.
- El precio de nudo de potencia en cada barra del subsistema se obtiene de multiplicar el precio básico de potencia de punta del subsistema por el factor de penalización de potencia de punta de la barra.
- El precio básico de potencia de punta en el subsistema corresponde al costo marginal de incrementar la capacidad del subsistema con el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional en las horas de demanda máxima anual del subsistema correspondiente, incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del subsistema.

1.2. Reglamento de Precios de Nudo, Decreto N°86 publicado en abril 2013 y modificado en octubre 2015 por Decreto N°68.

El Reglamento de precios de nudo hace referencia a los subsistemas y al precio de potencia en los artículos 47° y 48° respectivamente, cuyo tenor es el siguiente:

*Párrafo 2: Del precio básico de la potencia de punta. Artículo 47°.- La Comisión calculará el precio básico de la potencia de punta en una o más subestaciones troncales del sistema eléctrico, **dependiendo del número de subsistemas** que, para tales efectos, ésta haya definido. Estas subestaciones se denominarán Subestaciones Básicas de Potencia.*

*Artículo 48°.- La Comisión deberá determinar el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones troncales del sistema eléctrico. **El precio básico de la potencia de punta en cada subsistema será igual al costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del subsistema con este tipo de unidades**, incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del subsistema respectivo.*

De la revisión del Reglamento de Precios de Nudo se concluye que no aporta información adicional a la relevada en el DFL N°4 en la definición de subsistemas de potencia.

1.3. DS N°62

El Reglamento de potencia de suficiencia en su artículo 1° se refiere a los subsistemas y el enlace con los precios de nudo de potencia:

*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.***

Se observa que el DS N°62 no entrega más información que la contenida en el DFL N°4 para la identificación de los subsistemas, esto es, que los subsistemas serán identificados en los Informes técnicos de fijación de precios de nudo de corto plazo.

1.4. Norma Técnica de transferencias de potencia entre generadores

La Norma Técnica hace referencia a los subsistemas en el artículo 1-8, cuyo tenor es el siguiente:

*Artículo 1-8. **En caso que se identificaren subsistemas**, conforme a lo establecido en el Reglamento, **se deberá considerar la potencia transmitida entre subsistemas en el subsistema importador correspondiente**. Para tal efecto, la potencia transmitida entre subsistemas será representada como un punto de inyección de potencia en la barra del subsistema importador perteneciente al tramo que interconecta los subsistemas, y considerada como Potencia de Suficiencia preliminar en dicho subsistema. La potencia transmitida entre subsistemas será asignada a prorrata de la Potencia de Suficiencia preliminar del subsistema exportador.*

La Norma Técnica tampoco agrega nueva información que permita definir un criterio o metodología para determinar los subsistemas, más allá que habrá que considerar una potencia transmitida entre los subsistemas que se identifiquen.

1.5. Conclusiones de la revisión de la normativa.

De la revisión de la Ley Eléctrica, del Reglamento de Precios de Nudo, del DS N°62 y su Norma Técnica se obtiene que los subsistemas son tales que:

- Son identificados en los Informes Técnicos de precios de nudo de corto plazo.
- Las transferencias de potencia resultan de balances de potencia de suficiencia que se efectúan en cada subsistema.
- Las transferencias de potencia entre generadores se valorizan al precio de nudo de potencia en las barras del correspondiente subsistema.
- El precio de nudo de potencia en cada barra del subsistema se obtiene de multiplicar el precio básico de potencia de punta del subsistema por el factor de penalización de potencia de punta de la barra del respectivo subsistema.
- El precio básico de potencia de punta en el subsistema corresponde al costo marginal de incrementar la capacidad del subsistema con el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional en las horas de demanda máxima anual del subsistema correspondiente, incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del subsistema.

- La potencia transmitida entre subsistemas será representada como un punto de inyección de potencia en la barra del subsistema importador perteneciente al tramo que interconecta los subsistemas, y considerada como Potencia de Suficiencia preliminar en dicho subsistema. La potencia transmitida entre subsistemas será asignada a prorrata de la Potencia de Suficiencia preliminar del subsistema exportador.

2. Revisión de los Informes Técnicos de fijación de Precios de Nudo de corto plazo

En las fijaciones de precios de nudo de corto plazo de 2010, 2011 y hasta abril 2012 la CNE consideró el SIC como un único sistema, es decir, sin separación en subsistemas.

A contar de la fijación de precios de nudo de corto plazo de octubre de 2012 se comienza a identificar en el SIC dos subsistemas.

En el caso del SING en el período 2010 a 2017, la CNE ha definido un único sistema.

A continuación se revisará los Informes Técnicos de Precios de Nudo del SIC en cuanto a los subsistemas que se consideran y los criterios empleados para su definición.

2.1. Subsistemas definidos en los Informes Técnicos de Precios de Nudo de corto plazo

2.1.1 ITD PNCP Oct 2012

Se señala en Anexo N°2 del informe, que en conformidad a lo dispuesto en el Artículo 149° del DFL N°4/06, se identifican los siguientes subsistemas dentro del Sistema Interconectado Central para efectos de establecer los respectivos precios básicos de la potencia:

- Subsistema SIC Norte: Constituido por las subestaciones troncales localizadas **entre las subestaciones Diego de Almagro 220 kV y Los Vilos 220 kV**, ambas subestaciones incluidas. Subestación básica de potencia: Diego de Almagro 220 kV. Se considera la Unidad de punta como una turbina dual de 70 MW con un MRT igual a 11,76%.
- Subsistema SIC Centro-Sur: Constituido por las subestaciones troncales localizadas **entre las subestaciones Nogales 220 kV y Puerto Montt 220 kV**, ambas subestaciones incluidas. Subestación básica de potencia: Polpaico 220 kV. Se considera la Unidad de punta como una turbina dual de 70 MW con un MRT igual a 11,76%

Luego, en el punto 6.2 del informe, “Precios Básicos de la Potencia de Punta”, se establece que:

“El Precio Básico de la Potencia de Punta se derivó del costo de ampliar la capacidad instalada en turbinas a gas diesel. Conforme a lo establecido en el artículo 162º, N° 3 DFL N°4/2006, se identifica un precio básico de potencia en el nudo Polpaico 220 kV resulta igual a 4.172,14 \$/kW/mes, y para el nudo Diego de Almagro 220 kV es 4.936,65 \$/kW/mes”.

Y en el punto 6.3.2 del Informe, “Precios de Potencia en el Resto del SIC”, se señala que:

“Los precios de potencia en los restantes nudos o barras del SIC se determinaron aplicando Factores de Penalización a los Precios Básicos de la Potencia señalados en el punto 6.2. Estos Factores se obtienen de referir al nudo de referencia, los precios para el bloque de mayor demanda para los meses de abril a septiembre, obtenidos de acuerdo a la expresión del punto 6.1, para cada nudo troncal. Dichos factores de penalización incorporan las exigencias de calidad de servicio correspondientes, que se describen en ANEXO N° 3”.

En el Anexo N°6 del Informe se indica que *“en el caso particular de los Factores de Penalización de la Potencia para las barras troncales del SIC, éstos fueron determinados utilizando los resultados para el bloque de demanda máxima de cada uno de los primeros cuatro años de planificación en cada subsistema”.*

2.1.2 ITD PNCP Abr 2013

En este Informe Técnico, se indica que en conformidad a lo dispuesto en el Artículo 149º del DFL N°4/06, se identifican los siguientes subsistemas dentro del Sistema Interconectado Central para efectos de establecer los respectivos precios básicos de la potencia:

- Subsistema SIC Norte: Constituido por las subestaciones troncales localizadas **entre las subestaciones Diego de Almagro 220 kV y Los Vilos 220 kV**, ambas subestaciones incluidas. Subestación básica de potencia: Diego de Almagro 220 kV. Se considera la Unidad de punta como una turbina dual de 70 MW con un MRT igual a 11,76%.
- Subsistema SIC Centro-Sur: Constituido por las subestaciones troncales localizadas **entre las subestaciones Nogales 220 kV y Puerto Montt 220 kV**, ambas subestaciones incluidas. Subestación básica de potencia: Polpaico 220 kV. Se considera la Unidad de punta como una turbina dual de 70 MW con un MRT igual a 11,76%.

En 6.2 del Informe, “Precios Básicos de la Potencia de Punta”, se señala que *“El Precio Básico de la Potencia de Punta se derivó del costo de ampliar la capacidad instalada en turbinas a gas diesel. Conforme a lo establecido en el artículo 162º, N° 3 DFL N°4/2006, se identifica un precio básico de potencia en el nudo Polpaico 220 kV resulta igual a 4.213,39 \$/kW/mes, y para el nudo Diego de Almagro 220 kV es 4.977,29 \$/kW/mes”.*

En el punto 6.3.2, “Precios de Potencia en el Resto del SIC”, se señala que *“Los precios de potencia en los restantes nudos o barras del SIC se determinaron aplicando Factores de Penalización a los Precios Básicos de la Potencia señalados en el punto 6.2. Estos Factores se obtienen de referir al nudo de referencia, los precios para el bloque de mayor demanda para los meses de abril a septiembre, obtenidos de acuerdo a la expresión del punto 6.1, para cada nudo troncal. Dichos factores de penalización incorporan las exigencias de calidad de servicio correspondientes, que se describen en ANEXO N° 3”.*

En Anexo N°6 del Informe Técnico, se indica que; *“En el caso particular de los Factores de Penalización de la Potencia para las barras troncales del SIC, éstos fueron determinados utilizando los resultados para el bloque de demanda máxima de cada uno de los primeros cuatro años de planificación en cada subsistema”.*

2.1.3 ITD PNCP Oct 2013

En este Informe Técnico, se indica que en conformidad a lo dispuesto en el Artículo 149° del DFL N°4/06, se identifican los siguientes subsistemas dentro del Sistema Interconectado Central para efectos de establecer los respectivos precios básicos de la potencia:

- Subsistema SIC Norte: Constituido por las subestaciones troncales localizadas **entre las subestaciones Diego de Almagro 220 kV y Maitencillo 220 kV**, ambas subestaciones incluidas. Subestación básica de potencia: Diego de Almagro 220 kV. Se considera la Unidad de punta como una turbina dual de 70 MW con un MRT igual a 11,76%.
- Subsistema SIC Centro-Sur: Constituido por las subestaciones troncales localizadas **entre las subestaciones Punta Colorada 220 kV y Puerto Montt 220 kV**, ambas subestaciones incluidas. Subestación básica de potencia: Polpaico 220 kV. Se considera la Unidad de punta como una turbina dual de 70 MW con un MRT igual a 11,76%.

En el punto 6.3.2. del Informe, “Precios de Potencia en el Resto del SIC”, se indica que *“Los precios de potencia en los restantes nudos o barras del SIC se determinaron aplicando Factores de Penalización a los Precios Básicos de la Potencia señalados en el punto 6.2. Estos Factores se obtienen de referir al nudo de referencia, los precios para el bloque de mayor demanda para los meses de abril a septiembre, obtenidos de acuerdo a la expresión del punto 6.1, para cada nudo troncal. Dichos factores de penalización incorporan las exigencias de calidad de servicio correspondientes, que se describen en ANEXO N° 3”.*

En el punto 18.2 se señala que *“en el caso particular de los Factores de Penalización de la Potencia para las barras troncales del SIC, éstos fueron determinados utilizando los*

resultados para el bloque de demanda máxima de cada uno de los primeros cuatro años de planificación en cada subsistema”.

2.1.4 ITD PNCP Abr 2014

En este Informe Técnico, se indica que en conformidad a lo dispuesto en el Artículo 149° del DFL N°4/06, se identifican los siguientes subsistemas dentro del Sistema Interconectado Central para efectos de establecer los respectivos precios básicos de la potencia:

- Subsistema SIC Norte: Constituido por las subestaciones troncales localizadas **entre las subestaciones Diego de Almagro 220 kV y Maitencillo 220 kV**, ambas subestaciones incluidas. Subestación básica de potencia: Diego de Almagro 220 kV. Se considera la Unidad de punta como una turbina dual de 70 MW con un MRT igual a 11,76%.
- Subsistema SIC Centro-Sur: Constituido por las subestaciones troncales localizadas **entre las subestaciones Punta Colorada 220 kV y Puerto Montt 220 kV**, ambas subestaciones incluidas. Subestación básica de potencia: Polpaico 220 kV. Se considera la Unidad de punta como una turbina dual de 70 MW con un MRT igual a 11,76%.

En el punto 6.3.2 del Informe Técnico, “Precios de Potencia en el Resto del SIC”, se indica que *“Los precios de potencia en los restantes nudos o barras del SIC se determinaron aplicando Factores de Penalización a los Precios Básicos de la Potencia señalados en el punto 6.2. Estos Factores se obtienen de referir al nudo de referencia, los precios para el bloque de mayor demanda para los meses de abril a septiembre, obtenidos de acuerdo a la expresión del punto 6.1, para cada nudo troncal. Dichos factores de penalización incorporan las exigencias de calidad de servicio correspondientes, que se describen en ANEXO N° 3”.*

En el punto 18.2, “Bases Generales del Cálculo de Factores de Penalización”, se señala que *“En el caso particular de los Factores de Penalización de la Potencia para las barras troncales del SIC, éstos fueron determinados utilizando los resultados para el bloque de demanda máxima de cada uno de los primeros cuatro años de planificación en cada subsistema”.*

2.1.5 ITD PNCP Oct 2014

En este Informe Técnico, se indica que en conformidad a lo dispuesto en el Artículo 149° del DFL N°4/06, se identifican los siguientes subsistemas dentro del Sistema Interconectado Central para efectos de establecer los respectivos precios básicos de la potencia:

- Subsistema SIC Norte: Constituido por las subestaciones troncales localizadas **entre las subestaciones Diego de Almagro 220 kV y Maitencillo 220 kV**, ambas subestaciones incluidas. Subestación básica de potencia: Diego de Almagro 220 kV. Se considera la Unidad de punta como una turbina dual de 70 MW con un MRT igual a 11,76%.
- Subsistema SIC Centro-Sur: Constituido por las subestaciones troncales localizadas **entre las subestaciones Punta Colorada 220 kV y Puerto Montt 220 kV**, ambas subestaciones incluidas. Subestación básica de potencia: Polpaico 220 kV. Se considera la Unidad de punta como una turbina dual de 70 MW con un MRT igual a 11,76%.

En el punto 6.3.2 del Informe Técnico, “Precios de Potencia en el Resto del SIC”, se indica que *“Los precios de potencia en los restantes nudos o barras del SIC se determinaron aplicando Factores de Penalización a los Precios Básicos de la Potencia señalados en el punto 6.2. Estos Factores se obtienen de referir al nudo de referencia, los precios para el bloque de mayor demanda para los meses de abril a septiembre, obtenidos de acuerdo a la expresión del punto 6.1, para cada nudo troncal. Dichos factores de penalización incorporan las exigencias de calidad de servicio correspondientes, que se describen en ANEXO N° 3”.*

En el punto 18.2, “Bases Generales del Cálculo de Factores de Penalización”, se señala que *“En el caso particular de los Factores de Penalización de la Potencia para las barras troncales del SIC, éstos fueron determinados utilizando los resultados para el bloque de demanda máxima de cada uno de los primeros cuatro años de planificación en cada subsistema”.*

2.1.6 ITD PNCP Abr 2015

En este Informe Técnico, se indica que en conformidad a lo dispuesto en el Artículo 149° del DFL N°4/06, se identifican los siguientes subsistemas dentro del Sistema Interconectado Central para efectos de establecer los respectivos precios básicos de la potencia:

- Subsistema SIC Norte: Constituido por las subestaciones troncales localizadas **entre las subestaciones Diego de Almagro 220 kV y Maitencillo 220 kV**, ambas subestaciones incluidas. Subestación básica de potencia: Diego de Almagro 220 kV. Se considera la unidad de punta como una turbina dual de 70 MW con un MRT igual a 11,76%.
- Subsistema SIC Centro-Sur: Constituido por las subestaciones troncales localizadas **entre las subestaciones Punta Colorada 220 kV y Puerto Montt 220 kV**, ambas subestaciones incluidas. Subestación básica de potencia: Polpaico 220 kV. Se considera la unidad de punta como una turbina dual de 70 MW con un MRT igual a 11,76%.

En el punto 5.3.2. del Informe Técnico, “Precios de la potencia en el resto del SIC”, se indica que *“Los precios de potencia en los restantes nudos o barras del SIC se determinaron aplicando Factores de Penalización a los Precios Básicos de la Potencia señalados en el punto 5.2. Estos Factores se obtienen de referir al nudo de referencia, los precios para el bloque de mayor demanda para los meses de abril a septiembre, obtenidos de acuerdo a la expresión del punto 5.1, para cada nudo troncal. Dichos factores de penalización incorporan las exigencias de calidad de servicio correspondientes, que se describen en el ANEXO N°3”.*

2.1.7 ITD PNCP Oct 2015

En este Informe Técnico, se indica que en conformidad a lo dispuesto en el Artículo 149° del DFL N°4/06, se identifican los siguientes subsistemas dentro del Sistema Interconectado Central para efectos de establecer los respectivos precios básicos de la potencia:

- Subsistema 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. En este subsistema se considera la unidad de punta como una turbina dual de 70 MW con un MRT igual a 11,76%.
- Subsistema SIC Centro-Sur: Constituido por las subestaciones troncales localizadas **entre las subestaciones Punta Colorada 220 kV y Puerto Montt 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%.

En el punto 3.4 del Informe Técnico, “PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL RESTO DEL SIC”, se indica que *“Los precios de potencia en los restantes nudos o barras del SIC se determinan aplicando Factores de Penalización a los Precios Básicos de la Potencia señalados en Tabla 21. Estos Factores se obtienen de referir a los respectivos nudos de referencia, los precios para el bloque de mayor demanda para los meses de abril a septiembre para cada nudo troncal. Dichos factores de penalización incorporan las exigencias de calidad de servicio correspondientes descritas en el presente informe”.*

2.1.8 ITD PNCP Abr 2016

En este Informe Técnico, se indica que en conformidad a lo dispuesto en el Artículo 149° del DFL N°4/06, se identifican los siguientes subsistemas dentro del Sistema Interconectado Central para efectos de establecer los respectivos precios básicos de la potencia:

- Subsistema 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. En este subsistema se considera la unidad de punta como una turbina dual de 70 MW con un MRT igual a 11,76%.
- Subsistema 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%.

En el punto 3.4 del Informe Técnico, “PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL RESTO DEL SIC”, se indica que *“Los precios de potencia en los restantes nudos o barras del SIC se determinan aplicando Factores de Penalización a los Precios Básicos de la Potencia señalados en Tabla 22. Estos Factores se obtienen de referir a los respectivos nudos de referencia, los precios para el bloque de mayor demanda para los meses de abril a septiembre para cada nudo troncal. Dichos factores de penalización incorporan las exigencias de calidad de servicio correspondientes descritas en el presente informe”*.

2.1.9 ITD PNCP Primer semestre 2017

En el punto 3.3. del Informe Técnico, “PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA”, se indica que:

“El Precio Básico de la Potencia de Punta se obtiene a partir del análisis de determinación de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional, conforme a los balances de demanda y ofertas de potencia en los subsistemas definidos al efecto, de acuerdo a las disposiciones establecidas en el artículo 162°, numeral 3 de la Ley.

Los valores así obtenidos se incrementan en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del respectivo subsistema. El valor resultante del procedimiento anterior se denomina precio básico de la potencia de punta en el subsistema respectivo.

Para efectos de la determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta en los respectivos subsistemas se han aplicado los resultados del estudio “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta, en sistemas SIC, SING y SSMM; y determinación de costos de inversión por fuente de generación”, de 2016,

contratado por esta Comisión y desarrollado por Proyersa Energía S.A., de conformidad a lo dispuesto en el artículo 49° del Reglamento de Precio de Nudo”.

En el mismo punto 3.3., se definen los siguientes subsistemas:

- Subsistema SIC Norte: Constituido por las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional localizadas **entre las subestaciones Diego de Almagro 220 kV y Maitencillo 220 kV**, ambas incluidas, siendo la subestación básica de potencia Cardones 220 kV. En este subsistema se considera la unidad de punta como una turbina diesel de 70 MW con un MRT igual a 11,76%. Para efectos de la utilización de los resultados del estudio ya citado se ha considerado reflejar el valor de un proyecto de unidad de punta en subestación Nueva Cardones 220 kV, que es la subestación con capacidad de conexión suficiente, siendo las demás condiciones (logísticas, ambientales, geográficas, etc.) análogas a las de subestación Cardones. Lo anterior es sin perjuicio del cambio de subestación básica que se pueda realizar cuando la subestación Nueva Cardones entre en servicio, si así corresponde. Cabe señalar que este subsistema se origina a partir del desacople de costos marginales en bloques de demanda máxima, de acuerdo a la modelación por bloques horarios realizada por esta Comisión, que se observa hacia el sur de Maitencillo 220 kV respecto de las barras ubicadas al norte de ésta. En este sentido, y respecto al informe técnico preliminar, para este informe se han efectuado ajustes en la modelación de las centrales de generación renovable variable y de la demanda en la zona, con el objeto de obtener una mejor representación de la operación del sistema.
- Subsistema SIC Centro-Sur: Constituido por las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional localizadas **entre las subestaciones Punta Colorada 220 kV y Chiloé 220 kV**, ambas incluidas, siendo la subestación básica de potencia Nogales 220 kV. En este subsistema se considera la unidad de punta como una turbina diesel de 70 MW.

En el punto 3.4., “PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL RESTO DEL SIC”, se indica que:

“Los precios de potencia en los restantes nudos o barras del SIC se determinan aplicando factores de penalización a los Precios Básicos de la Potencia señalados en Tabla 25. Estos factores se obtienen de referir a los respectivos nudos de referencia, los precios para el bloque de mayor demanda para los meses de abril a septiembre para cada nudo del sistema de transmisión nacional. Dichos factores de penalización incorporan las exigencias de calidad de servicio correspondientes descritas en el presente informe”.

2.1.10 ITD PNCP Segundo semestre 2017

En el punto 3.3 del Informe Técnico, “PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA”, se señala que:

“El Precio Básico de la Potencia de Punta se obtiene a partir del análisis de determinación de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional, conforme a los balances de demanda y ofertas de potencia en los subsistemas definidos al efecto, de acuerdo a las disposiciones establecidas en el artículo 162°, numeral 3 de la Ley.

Los valores así obtenidos se incrementan en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del respectivo subsistema. El valor resultante del procedimiento anterior se denomina precio básico de la potencia de punta en el subsistema respectivo”.

En el punto 3.4., “PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL RESTO DEL SIC”, se indica que:

- Subsistema SEN-SING: Constituido por las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional ***localizadas en las actuales instalaciones del SING***, siendo la subestación básica de potencia Lagunas 220 kV. En este subsistema se considera la unidad de punta como una turbina diésel de 70 MW.
- Subsistema SEN-SIC Centro-Norte: Constituido por las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional localizadas ***entre las subestaciones Diego de Almagro 220 kV y Cautín 220 kV***, ambas incluidas, siendo la subestación básica de potencia Nogales 220 kV. En este subsistema se considera la unidad de punta como una turbina diésel de 70 MW. Para efectos de la utilización de los resultados del estudio ya citado, se ha considerado reflejar el valor de un proyecto de unidad de punta en subestación Nogales 220 kV, que es la subestación con capacidad de conexión suficiente.
- Subsistema SEN-SIC Sur: Constituido por las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional localizadas ***entre las subestaciones Ciruelos 220 kV y Chiloé 220 kV***, ambas incluidas, siendo la subestación básica de potencia Puerto Montt 220 kV. En este subsistema se considera la unidad de punta como una turbina diésel de 70 MW. Cabe señalar que este subsistema se origina a partir del desacople de costos marginales en bloques de demanda máxima, de acuerdo a la modelación por bloques horarios realizada por esta Comisión, que se observa hacia el sur de Cautín 220 kV respecto de las barras ubicadas al sur de ésta.

En el punto 3.4, “PRECIOS DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL RESTO DEL SISTEMA”, se señala que:

“Los precios de potencia se determinaron aplicando Factores de Penalización al Precio Básico de la Potencia, de los nudos referenciales señalados en el punto 3.3 anterior. Estos factores de penalización se muestran en la Tabla 29. Estos factores se obtienen calculando el cociente entre los precios de las restantes barras del sistema con respecto a las barras de referencia indicadas en el punto 3.3, considerando el bloque de mayor demanda para los meses correspondientes al periodo de punta definido en el numeral 1.7 para cada uno de los subsistemas (SEN-SIC y SEN- SING). Dichos factores de penalización incorporan las exigencias de calidad de servicio correspondientes descritas en el presente informe”.

Los Precios Básicos de la Potencia, así resultantes, para los nudos de referencia, son:

- Precio Básico Potencia Lagunas = 8,2763 [US\$/kW/mes] x 671,54 [\$/US\$] = 5.557,87 [\$/kW/mes]
- Precio Básico Potencia Nogales = 8,1171 [US\$/kW/mes] x 671,54 [\$/US\$] = 5.450,96 [\$/kW/mes]
- Precio Básico Potencia Puerto Montt = 7,4712 [US\$/kW/mes] x 671,54 [\$/US\$] = 5.017,21 [\$/kW/mes]

Las horas de punta se definen como:

“1.7 HORAS DE PUNTA DEL SISTEMA

Se entenderá por horas de punta para el subsistema SEN-SING definido en el punto 3.3 del presente informe, el período del día comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas-mientras rija el horario oficial de invierno – y entre las 19:00 y 24:00 horas – mientras rija el horario oficial de verano- de cada día de todos los meses del año, exceptuándose los domingos, festivos y sábados inmediatamente siguientes a un día viernes festivo, o anteriores a un día lunes festivo. En tanto, en los subsistemas SEN-SIC Centro-Norte y SEN-SIC Sur, se entenderá por horas de punta el período del día comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los días sábados, domingos y festivos de dichos meses”.

En la tabla siguiente se presenta los diferentes subsistemas de potencia considerados en los Informes de Fijación de Precios de Nudo de corto plazo.

Tabla 42: Subsistemas en fijaciones de precios de nudo 2012-2017

SUBESTACIONES LIMITES DEL SUBSISTEMA			
	SIC NORTE	SIC CENTRO-SUR	SING
ITD Oct 2012	Diego de Almagro 220 kV y Los Vilos 220 kV	Nogales 220 kV y Puerto Montt 220 kV	Todas las S/E troncales del SING
ITD Abr 2013	Diego de Almagro 220 kV y Los Vilos 220 kV	Nogales 220 kV y Puerto Montt 220 kV	Todas las S/E troncales del SING
ITD Oct 2013	Diego de Almagro 220 kV y Maitencillo 220 kV	Punta Colorada 220 kV y Puerto Montt 220 kV	Todas las S/E troncales del SING
ITD Abr 2014	Diego de Almagro 220 kV y Maitencillo 220 kV	Punta Colorada 220 kV y Puerto Montt 220 kV	Todas las S/E troncales del SING
ITD Oct 2014	Diego de Almagro 220 kV y Maitencillo 220 kV	Punta Colorada 220 kV y Puerto Montt 220 kV	Todas las S/E troncales del SING
ITD Abr 2015	Diego de Almagro 220 kV y Maitencillo 220 kV	Punta Colorada 220 kV y Puerto Montt 220 kV	Todas las S/E troncales del SING
ITD Oct 2015	Diego de Almagro 220 kV y Maitencillo 220 kV	Punta Colorada 220 kV y Puerto Montt 220 kV	Todas las S/E troncales del SING
ITD Abr 2016	Diego de Almagro 220 kV y Maitencillo 220 kV	Punta Colorada 220 kV y Chiloé 220 kV	Todas las S/E troncales del SING
ITD Sem 1 2017	Diego de Almagro 220 kV y Maitencillo 220 kV	Punta Colorada 220 kV y Chiloé 220 kV	Todas las S/E troncales del SING
	SEN SIC CENTRO-NORTE	SEN SIC SUR	SEN SING
ITD Sem 2 2017	Diego de Almagro 220 kV y Cautín 220 kV,	Ciruelos 220 kV y Chiloé 220 kV	Actuales instalaciones del SING

2.2. Metodología y Criterios utilizados en los ITD para definir subsistemas de potencia

De la revisión de los Informes Técnicos de precios de nudo de corto plazo del SIC se obtiene que la metodología empleada por la CNE en la definición de los subsistemas es la siguiente.

Un subsistema se origina a partir del desacople de costos marginales de energía en las barras del sistema en los bloques de demanda máxima, de acuerdo a la modelación de la demanda por bloques horarios realizada por la Comisión.

En los ITD no se señala explícitamente cómo se consideran dichos costos marginales por barra en bloques de punta, en cuanto a qué meses y períodos se consideran, en la comparación para determinar los eventuales desacoples. Sin embargo, por consistencia con lo que se indica respecto a cómo se obtienen los factores de penalización de la potencia, se obtiene que para la definición de los subsistemas se procede como sigue.

- Para cada nudo troncal, se calcula mensualmente el costo marginal de energía promedio del bloque de demanda máxima, diferenciando según pertenezcan al SIC o SING.
- Para cada nudo troncal, se obtiene la energía mensual de sus barras asociadas
- Se consideran los costos marginales promedio mensual de energía en bloques de demanda máxima, de abril a septiembre en el SIC y de todos los meses del año para el SING, para cada uno de los primeros cuatro años de planificación.

- Se determina para cada nudo troncal el costo marginal actualizado, ponderando para los meses con horas de punta el costo marginal promedio del bloque de demanda máxima por la energía de las barras asociadas, utilizando una tasa de descuento mensual equivalente al 10% anual. Como horizonte se utilizan los 48 meses siguientes a la fijación.
- Se calcula para cada barra el cuociente de los costos marginales actualizados respecto de una barra de referencia.
- En caso de que el cuociente determinado en el punto anterior sea inferior a las pérdidas marginales con un margen adicional se considera la existencia de un subsistema de potencia para las barras contiguas en ese rango.

En la siguiente sección se verificará el cálculo de factores de penalización en las distintas barras del sistema troncal del SIC y del SING a partir de los resultados de costo marginal promedio obtenidos del modelo OSE con bases de la fijación de precios de nudo de abril de 2016 y para la fijación del segundo semestre de 2017.

Se verificará también la existencia de desacoples entre barras que den origen a los subsistemas definidos en la fijación de precios de nudo de abril de 2016 y en la fijación del segundo semestre de 2017.

2.3. Verificación de desacoples en bloques de punta en los ITD.

En esta sección se verifica a partir de los resultados del modelo OSE 2000 el cálculo de los costos marginales promedio por barra y por mes para el bloque de demanda máxima, así como los correspondientes factores de penalización.

A partir de los resultados del modelo OSE 2000 con datos de la Fijación de Precios de nudo de abril de 2016 se obtuvo para cada barra el Costo Marginal promedio ponderado por energía actualizado y el Factor de penalización energía para el bloque de demanda máxima, el que se compara con el factor de penalización publicado en el Informe técnico de precios de nudo.

En la tabla siguiente se muestra el factor de penalización de potencia de columna (2) el que se obtuvo mediante el cuociente de los costos marginales por barra, en bloques de demanda máxima para las barras del subsistema 2 mostrados en la columna (1), respecto del costo marginal correspondiente de la barra Polpaico 220 kV. Lo mismo para las barras del subsistema 1 al efectuar el cuociente de costos marginales respecto de la barra Diego de Almagro 220 kV.

De los resultados mostrados en la tabla señalada, comparando la columna (2) con la (3) se verifica los factores de penalización obtenidos a partir de los resultados del modelo OSE2000, considerando la metodología descrita en la sección 2.2.

También en columna (4) se verifica que el criterio utilizado por la CNE para considerar la existencia de un desacople es cuando la diferencia de costos marginales en una barra respecto a una barra de referencia (Polpaico 220 kV) supera un 20%. Esto ocurre con las barras ubicadas desde la subestación Maitencillo 220 kV hacia el norte del SIC, lo que origina un subsistema de potencia.

El valor de 20% es un valor arbitrario, por ejemplo si la CNE se hubiera considerado 10% como criterio se tendría un nuevo subsistema conformado entre las barras Charrúa 220 kV, Hualpén 220 kV y Lagunillas 220 kV.

Un criterio más objetivo para determinar desacoples de costos marginales promedio debiera considerar que la diferencia de costos marginales entre los extremos de un sistema de transmisión sean superiores a los que se puedan explicar por pérdidas marginales. Como se verá más adelante hay otras consideraciones adicionales que deben ser tomadas en cuenta.

Tabla 43: Factores de penalización por Subsistema del SIC, Fijación Abril 2016.

Barra	Subsistema	CMg actualizado (USD/MWh) (1)	Factor de Penalización Calculado (2)	Factor de Penalización ITD CNE (3)	Cuociente Respecto Polpaico 220 (4)
Diego de Almagro 220	S1	36,55	1,00	1,0000	0,73
Cardones 220	S1	39,26	1,07	1,0744	0,79
Maitencillo 220	S1	39,60	1,08	1,0838	0,79
Pan de Azucar 220	S2	45,70	0,92	0,9167	0,92
Los Vilos 220	S2	48,58	0,97	0,9743	0,97
Nogales 220	S2	49,58	0,99	0,9944	0,99
Quillota 220	S2	50,02	1,00	1,0032	1,00
Polpaico 220	S2	49,87	1,00	1,0000	1,00
Los Maquis 220	S2	50,81	1,02	1,019	1,02
Lampa 220	S2	48,79	0,98	0,9786	0,98
Cerro Navia 220	S2	50,90	1,02	1,021	1,02
Chena 220	S2	50,74	1,02	1,0177	1,02
Maipo 220	S2	50,19	1,01	1,0068	1,01
Candelaria 220	S2	50,51	1,01	1,013	1,01
Colbun 220	S2	48,75	0,98	0,9779	0,98
Alto Jahuel 220	S2	50,37	1,01	1,0102	1,01
Melipilla 220	S2	50,30	1,01	1,009	1,01
Rapel 220	S2	49,63	1,00	0,9954	1,00
Itahue 220	S2	49,15	0,99	0,9858	0,99
Ancoa 220	S2	48,67	0,98	0,9762	0,98
Charrua 220	S2	44,86	0,90	0,8998	0,90
Hualpen 220	S2	44,50	0,89	0,8926	0,89
Lagunillas 220	S2	44,63	0,90	0,8952	0,90
Cautin 220	S2	46,85	0,94	0,9397	0,94
Temuco 220	S2	45,83	0,92	0,9192	0,92
Ciruelos 220	S2	47,48	0,95	0,9524	0,95
Valdivia 220	S2	47,24	0,95	0,9475	0,95
Rahue 220	S2	47,34	0,95	0,9495	0,95
Puerto Montt 220	S2	48,05	0,96	0,9639	0,96
Melipulli 220	S2	48,01	0,96	0,9629	0,96
Chiloe 220	S2	48,44	0,97	0,9715	0,97

Tabla 44: Factores de penalización del SING, Fijaciones Abril 2016

Barra	Subsistema	CMg actualizado (USD/MWh)	Factor de Penalización Calculado	Factor de Penalización ITD CNE	Cuociente Respecto Lagunas 220
Atacama 220	SING	45,88	0,9817	0,9818	0,98
Chuquicamata 220	SING	45,83	0,9807	0,9808	0,98
Condores 220	SING	48,32	1,0339	1,0340	1,03
Crucero 220	SING	45,54	0,9746	0,9747	0,97
El Cobre 220	SING	46,31	0,9910	0,9911	0,99
El Tesoro 220	SING	46,61	0,9973	0,9974	1,00
Encuentro 220	SING	45,43	0,9722	0,9723	0,97
Esperanza SING 220	SING	46,70	0,9994	0,9995	1,00
Laberinto 220	SING	46,10	0,9866	0,9867	0,99
Lagunas 220	SING	46,73	1,0000	1,0000	1,00
Nueva Victoria 220	SING	46,31	0,9910	0,9911	0,99
O'higgins 220	SING	45,77	0,9794	0,9795	0,98
Parinacota 220	SING	50,20	1,0743	1,0744	1,07
Pozo Almonte 220	SING	46,83	1,0021	1,0022	1,00
Tarapaca 220	SING	46,67	0,9987	0,9989	1,00
Calama 220	SING	45,84	0,9810	0,9811	0,98

Como se aprecia en la tabla anterior, en el caso del SING, con el criterio empleado no se producen desacoples de costos marginales.

En la tabla siguiente se muestra lo mismo para el Informe Técnico de Precios de Nudo del segundo semestre de 2017 en donde para la determinación de costos marginales de energía, mediante el modelo OSE2000, se considera el SEN como un todo y no separado por SIC y SING como fué en el 2016.

Si se compara los costos marginales promedio por barra respecto a la barra de referencia Nogales 220 kV , se distingue claramente tres subsistemas. Uno de ellos las instalaciones actuales del SING con diferencias hacia arriba mayores a +17,0% respecto a la barra Nogales 220 kV, otro SEN SIC Centro-Norte entre las subestaciones Diego de Almagro 220 kV y Cautín 220 kV con diferencias entre -3,0% y +7,5%, y un tercer subsistema, SEN Sur, entre las subestaciones Ciruelos 220kV y Chiloe 220 kV, con diferencias menores a -14,0% respecto a la barra Nogales 220 kV.

Tabla 45: Factores de penalización del SEN, Fijaciones Segundo Semestre 2017

Barra	Subsistema	CMg actualizado (US\$/MWh)	Factor de Penalización calculado	Factor de Penalización ITD CNE	Diferencia respecto a Nogales 220
Diego de Almagro 220	SEN-SIC CN	43,58	0,9312	0,9314	0,93
Cardones 220	SEN-SIC CN	44,75	0,9561	0,9563	0,96
Maitencillo 220	SEN-SIC CN	43,29	0,9250	0,9252	0,92
Pan de Azucar 220	SEN-SIC CN	48,18	1,0294	1,0296	1,03
Los Vilos 220	SEN-SIC CN	48,18	1,0295	1,0297	1,03
Nogales 220	SEN-SIC CN	46,80	1,0000	1,0000	1,00
Quillota 220	SEN-SIC CN	46,78	0,9995	0,9997	1,00
Polpaico 220	SEN-SIC CN	46,70	0,9979	0,9981	1,00
Los Maquis 220	SEN-SIC CN	47,62	1,0175	1,0177	1,02
Lampa 220	SEN-SIC CN	46,93	1,0029	1,0031	1,00
Cerro Navia 220	SEN-SIC CN	47,06	1,0056	1,0058	1,01
Chena 220	SEN-SIC CN	46,92	1,0026	1,0028	1,00
Maipo 220	SEN-SIC CN	46,53	0,9942	0,9944	0,99
Candelaria 220	SEN-SIC CN	46,55	0,9947	0,9949	0,99
Colbun 220	SEN-SIC CN	45,14	0,9646	0,9648	0,96
Alto Jahuel 220	SEN-SIC CN	46,39	0,9912	0,9914	0,99
Melipilla 220	SEN-SIC CN	47,08	1,0060	1,0062	1,01
Rapel 220	SEN-SIC CN	46,91	1,0024	1,0026	1,00
Itahue 220	SEN-SIC CN	45,75	0,9775	0,9758	0,98
Ancoa 220	SEN-SIC CN	45,07	0,9631	0,9633	0,96
Charrua 220	SEN-SIC CN	44,38	0,9483	0,9485	0,95
Hualpen 220	SEN-SIC CN	44,75	0,9563	0,9565	0,96
Lagunillas 220	SEN-SIC CN	44,70	0,9552	0,9554	0,96
Temuco 220	SEN-SIC CN	44,87	0,9589	0,9591	0,96
Cautin 220	SEN-SIC CN	44,76	0,9564	0,9566	0,96
Ciruelos 220	SEN-SIC S	39,23	0,9854	0,9856	0,84
Valdivia 220	SEN-SIC S	39,30	0,9871	0,9873	0,84
Rahue 220	SEN-SIC S	38,90	0,9771	0,9773	0,83
Puerto Montt 220	SEN-SIC S	39,81	1,0000	1,0000	0,85
Melipulli 220	SEN-SIC S	39,80	0,9996	0,9998	0,85
Chiloe 220	SEN-SIC S	40,22	1,0102	1,0104	0,86

Barra	Subsistema	CMg actualizado (US\$/MWh)	Factor de Penalización calculado	Factor de Penalización ITD CNE	Diferencia respecto a Nogales 220
Atacama 220	SEN-SING	55,69	0,9692	0,9700	1,19
Chuquicamata 220	SEN-SING	57,34	0,9979	0,9970	1,23
Condores 220	SEN-SING	59,11	1,0288	1,0322	1,26
Crucero 220	SEN-SING	56,10	0,9764	0,9759	1,20
El Cobre 220	SEN-SING	55,82	0,9715	0,9704	1,19
El Tesoro 220	SEN-SING	57,02	0,9924	0,9931	1,22
Encuentro 220	SEN-SING	56,07	0,9759	0,9755	1,20
Esperanza SING 220	SEN-SING	57,09	0,9936	0,9932	1,22
Laberinto 220	SEN-SING	55,70	0,9694	0,9696	1,19
Lagunas 220	SEN-SING	57,46	1,0000	1,0000	1,23
Nueva Victoria 220	SEN-SING	57,20	0,9955	0,9956	1,22
O'higgins 220	SEN-SING	54,94	0,9562	0,9584	1,17
Parinacota 220	SEN-SING	61,37	1,0681	1,0724	1,31
Pozo Almonte 220	SEN-SING	58,36	1,0158	1,0164	1,25
Tarapaca 220	SEN-SING	57,47	1,0003	1,0022	1,23
Calama 220	SEN-SING	57,63	1,0031	1,0044	1,23

En el gráfico siguiente se muestra una curva de duración de la magnitud de los desacoples de costos marginales promedio expresada en [US\$/MWh] para la línea de transmisión entre las subestaciones Cautín 200 kV y Ciruelos 220 kV, que conecta los subsistemas SEN SIC Centro-Norte y SEN SIC Sur.

Se aprecia del gráfico que los principales desacoples se presentan a contar del año 2020, en que en 2020 se tiene alrededor de 1500 horas del año con desacoples superiores al 20%.

El utilizar como criterio para definir un subsistema el desacople de costos marginales promedio ponderados por energía actualizados en un horizonte de cuatro años anticipa las congestiones que originan desacoples de precios, lo que da una señal de estabilidad en el tiempo a la definición de los subsistemas.

Gráfico 40: Gráfico 1. Desacople línea Cautín-Ciruelos 220 kV



3. Revisión Flujos por Líneas y Costos Marginales

En esta sección se revisa las condiciones de desacoplo de costos marginales entre barras que se presentan en las fijaciones de precios de nudo de abril 2016 y segundo semestre de 2017.

Para la revisión, se comparó los resultados de las diferencias de costos marginales entre barras troncales y los flujos de potencia por las líneas ubicadas entre ellas, para las fijaciones de precio de nudo entre abril 2016 y el Segundo Semestre de 2017.

En la tabla siguiente se muestran los tramos para los que se detectaron la mayor cantidad de bloques en los que se registraron diferencias de costos marginales entre sus extremos superiores a 10 USD/MWh, lo que corresponde a un 20% en relación a un costo marginal promedio aproximado de 50 US\$/MWh correspondiente a la barra Polpaico 220 kV en la fijación de precios de nudo de abril 2016 para el subsistema S2.

Cabe aclarar que el valor promedio que se muestra en la siguiente tabla, incluye sólo los casos con diferencias superiores a 10 USD/MWh y no corresponde al promedio de todos los casos. Esto se hizo con fines de reducir los casos que se compararán entre las distintas fijaciones de precios de nudo de corto plazo.

En los resultados que se muestran en la siguiente tabla se consideraron todos los bloques de demanda y no sólo el de demanda máxima, de modo de verificar la

representatividad de este criterio en el comportamiento de los costos marginales de cada tramo. Posteriormente, se distingue para cada tramo de línea que presenta desacoples relevantes un análisis por bloque de demanda.

Tabla 46: Comparación Tramos con Diferencias CMg Superiores a 10 USD/MWh

Desde	Hasta	abr-16		Primer Semestre 2017		Segundo Semestre 2017	
		Cantidad	Promedio	Cantidad	Promedio	Cantidad	Promedio
Ancoa 220	Charrua 220	1.007	18,29	813	22,18	313	16,62
Cardones 220	Maitencillo 220	25	14,29	404	13,57	159	11,22
Carrera Pinto 220	Cardones 220	1.003	22,03	273	25,07	311	29,80
Cautin 220	Ciruelos 220	2.679	37,00	14.119	45,44	17.152	36,19
Ciruelos 220	Valdivia 220					144	49,33
Cerro Navia 220	Chena 220	62	15,18	328	15,86		
Lampa 220	Cerro Navia 220			271	11,00	1.212	11,65
Los Vilos 220	Nogales 220	67	24,41	624	21,68	663	28,02
Maitencillo 220	Pan de Azucar 220	1.477	26,09	4.252	38,05	2.798	27,07
Nogales 220	Quillota 220	31	27,54	1	10,46	1	12,12
Pan de Azucar 220	Los Vilos 220	267	13,05	1.814	28,03	763	31,82
Quillota 220	Polpaico 220	25	15,85				
Rahue 220	Puerto Montt 220	74	33,37	165	68,12	177	39,82
Puerto Montt 220	Melipulli 220			59	146,65		

En la tabla anterior, en la columna cantidad, se indica la cantidad de veces que se registró una diferencial de costos marginales de energía mayor o igual a 10 USD/MWh entre los extremos de cada tramo de línea indicados en ella, sobre la muestra de bloques y simulaciones. Este índice permite visualizar que tan persistente es un desacople como una medida adicional a la magnitud del desacople.

Así entonces, para que un desacople de costos marginales en el bloque de demanda máxima promedio y actualizado en cuatro años llegue a ser relevante para fines de definir un subsistema (registrar una diferencia superior a 20%) este desacople debe presentarse con una magnitud y una presencia o “número de veces” suficientemente alta en el bloque de demanda máxima.

Así, se observa que las mayores diferencias se registran en los tramos de línea:

- Cautín 220 – Ciruelos 220, lo que es consistente con la definición de los Subsistemas en la fijación del Segundo Semestre de 2017.
- Maitencillo 220 – Pan de Azúcar 220, para la cual se observa una menor cantidad de condiciones en la que se presenta una diferencial de costos marginales superior a 10 US\$/MWh respecto de la última fijación de precios de nudo de corto plazo.
- Carrera Pinto 220 – Cardones 220 y Pan de Azúcar 220 – Los Vilos 220, para la cual se observa una menor cantidad de condiciones en la que se presenta una diferencial de costos marginales superior a 10 US\$/MWh respecto de la última fijación de precios de nudo de corto plazo, pero con un incremento de la diferencial promedio.
- Rahue 220 – Puerto Montt 220, para la cual se observa una mayor cantidad de condiciones en la que se presenta una diferencial de costos marginales superior a 10 US\$/MWh respecto de la última fijación de precios de nudo de corto plazo, junto a una reducción de la diferencial promedio.

A continuación, se revisa en detalle cada uno de los casos anteriores.

3.1 Cautín 220 – Ciruelos 220

En las fijaciones de Precio de Nudo revisadas no se consideran obras de transmisión que permitan reducir las diferencias en los primeros 5 años de cada fijación. En los gráficos siguientes se muestra el nivel de carga de este tramo en el período revisado.

De ambos gráficos se observa un incremento en las horas con 100% de carga a medida que se avanza en el período, resultando superiores en la fijación del primer semestre de 2017, alcanzando las 4000 horas para el año 2021.

En los gráficos siguientes se muestra la distribución de las horas de los bloques en los que la carga de la línea fue igual o superior al 80%, de modo de verificar si esta condición se registra solo en el bloque de demanda máxima o se registra en los bloques restantes

Gráfico 41: Porcentaje de carga en Línea Ciruelos 220 - Cautín 220

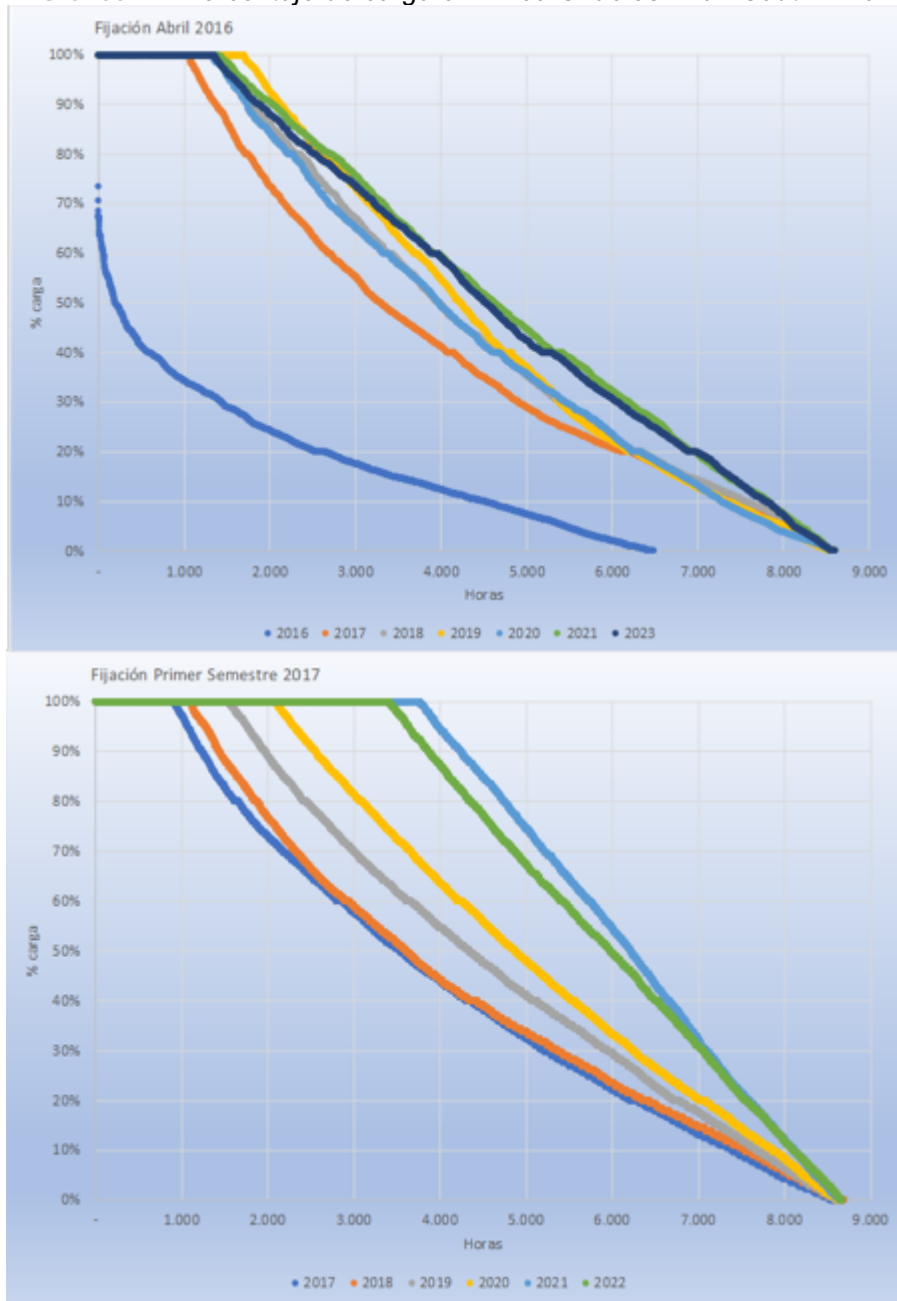
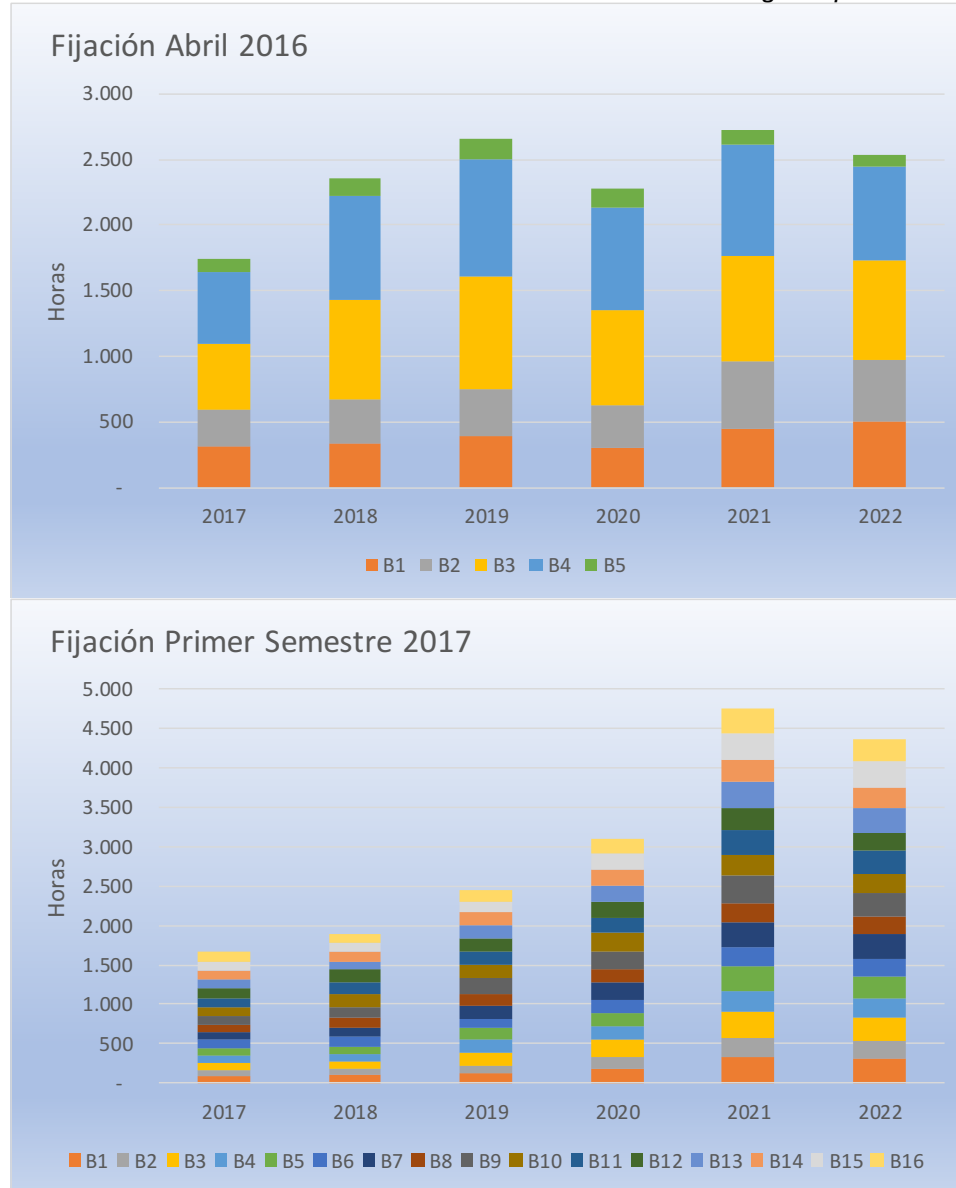


Gráfico 42: Cantidad de Horas Línea Cautín - Ciruelos con Carga Superior al 80%



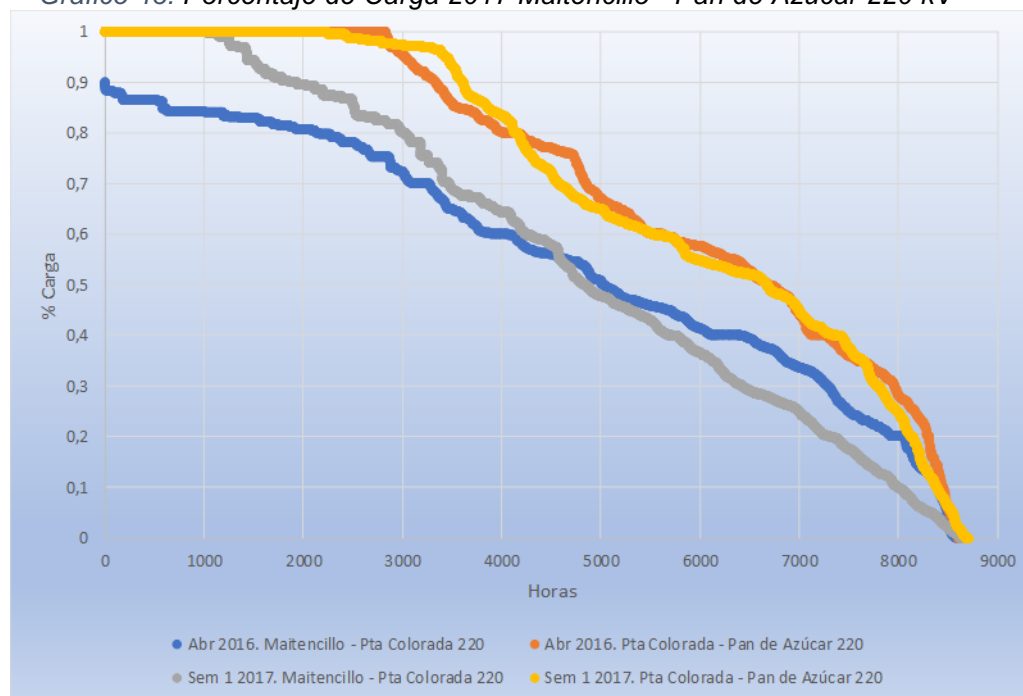
En ambos casos se observa que se registran flujos de carga por la línea mayores o iguales al 80% en todos los bloques de demanda, y no sólo cuando se registran los bloques de demanda máxima.

3.2 Maitencillo 220 – Pan de Azúcar 220

En las fijaciones de Precio de Nudo se considera la puesta en servicio de la línea Maitencillo – Pan de Azúcar 2 x 500 kV en diciembre 2017, por lo que sólo se registran flujos superiores al 80% durante los años 2016 y 2017. En el gráfico siguiente se muestra

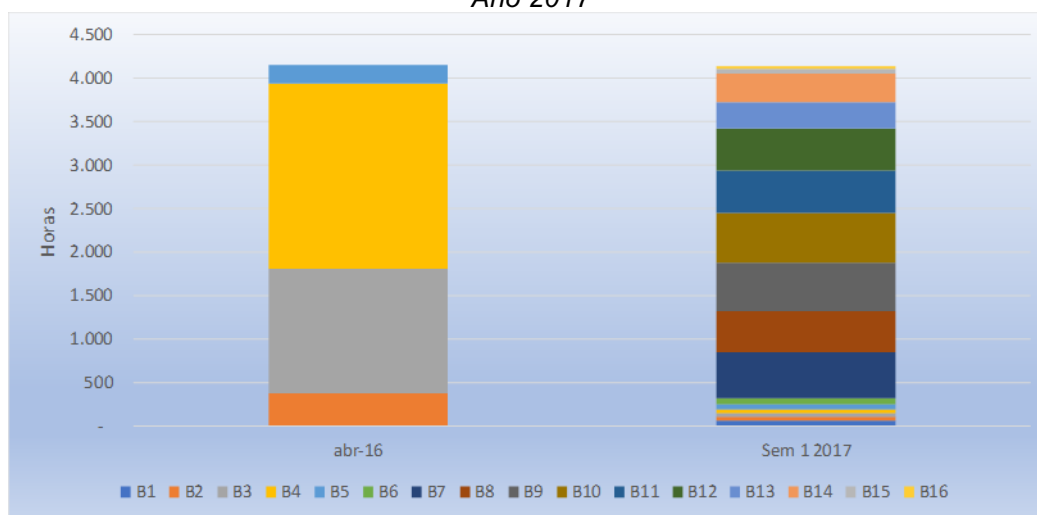
el nivel de carga de este tramo en ambas fijaciones revisadas, observándose valores mayores para el caso de Punta Colorada – Pan de Azúcar.

Gráfico 43: Porcentaje de Carga 2017 Maitencillo - Pan de Azúcar 220 kV



En el gráfico siguiente se muestra la cantidad de horas de cada bloque en los que la carga de la línea Punta Colorada – Pan de Azúcar supera el 80%, notándose que se encuentran registros en todos los bloques simulados.

Gráfico 44: Cantidad de Horas Línea Punta Colorada – Pan de Azúcar con Carga Superior al 80%. Año 2017



3.3 Carrera Pinto 220 – Cardones 220

Se registran las siguientes diferencias en los Costos Marginales de ambas barras:

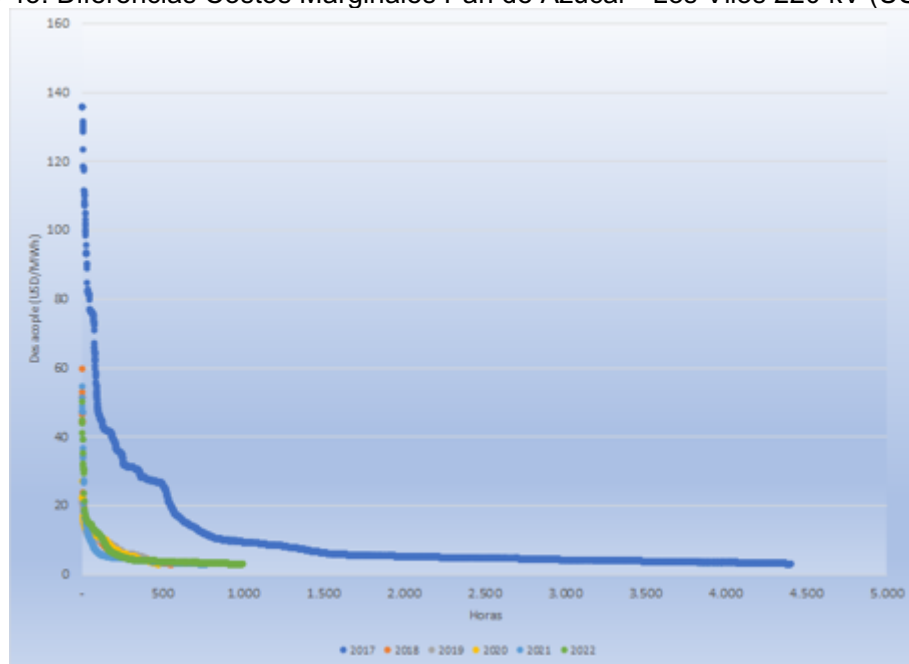
- En el caso de la fijación de abril 2016, alrededor de 20 USD/MWh en cuatro de los cinco bloques durante el año 2017. En el plan de obras se considera la puesta en servicio de la línea Cardones – Maitencillo 2 x 500 kV en diciembre 2017 y el Banco de Autotransformadores en S/E Nueva Cardones en enero 2018.
- En la fijación del Primer Semestre de 2017, una diferencia similar al caso anterior, para todos los bloques desde enero a abril 2017. En el plan de obras se considera en mayo 2017 las ampliaciones de las subestaciones Carrera Pinto y Cardones 220 kV.

3.4 Pan de Azúcar 220 – Los Vilos 220

Se registran las siguientes diferencias en los Costos Marginales de ambas barras:

- En el caso de la fijación de abril 2016, una diferencia de alrededor de 18 USD/MWh, principalmente en las horas de menor demanda, para los años 2016 y 2017. Este valor se reduce para los años siguientes.
- En la fijación del Primer Semestre de 2017, se presentan las diferencias en los costos marginales indicadas en el gráfico siguiente.

Gráfico 45: Diferencias Costos Marginales Pan de Azúcar - Los Vilos 220 kV (USD/MWh)



En el gráfico se aprecia que la mayor parte de las diferencias de costos marginales se registran en el año 2017. Gran parte de estos valores se registran en noviembre y diciembre, en los bloques 10 a 14, es decir de las 12 a las 21 horas. Adicionalmente, en el plan de obras se considera la puesta en servicio de la línea Pan de Azúcar – Polpaico 2 x 500 kV para enero 2018, lo que reduce las diferencias a partir de ese año a un par de casos en el bloque 12 (18 y 19 hrs) en enero y febrero de 2018.

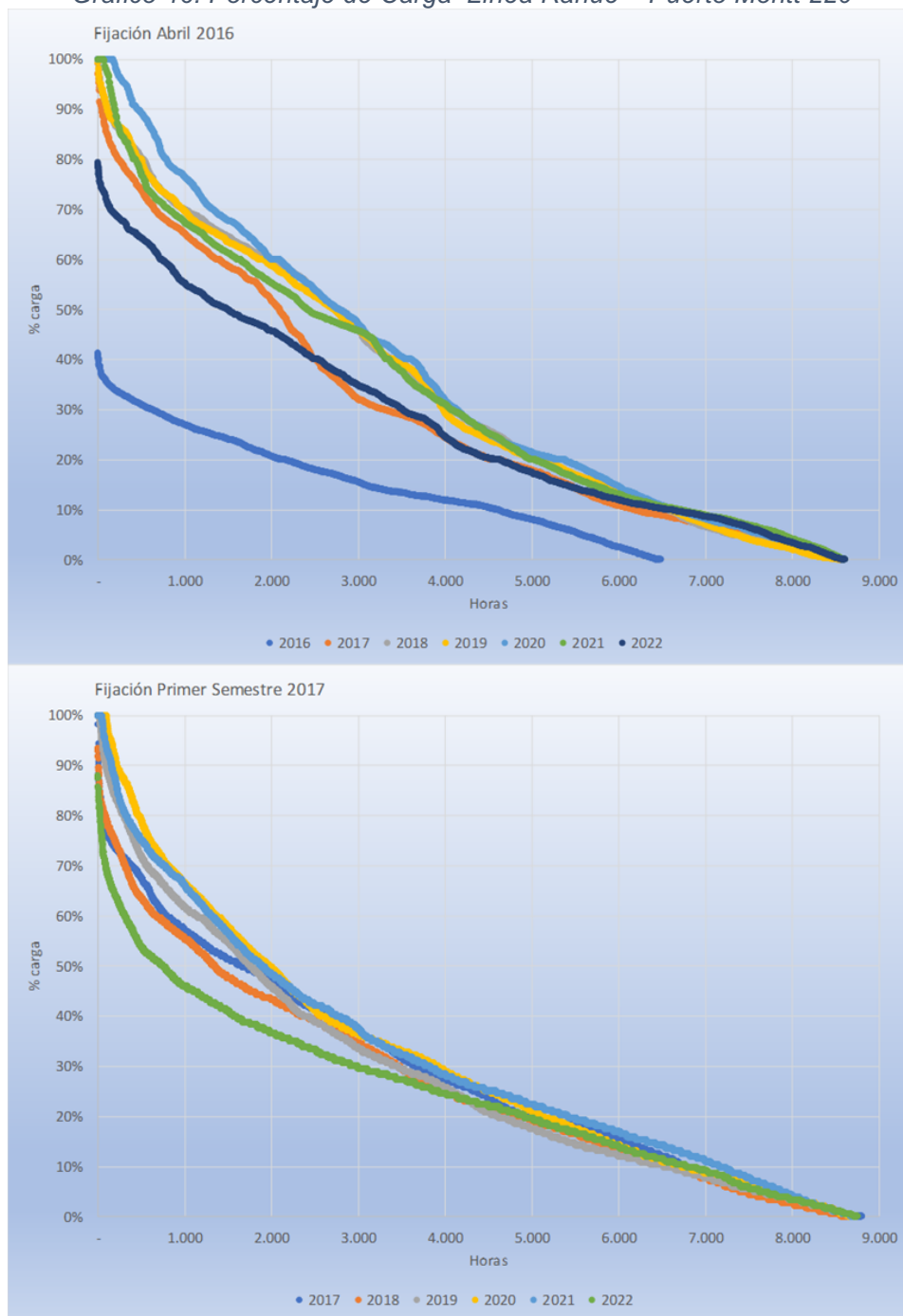
3.5 Rahue 220 – Puerto Montt 220

En las fijaciones de Precio de Nudo revisadas se consideran las siguientes obras de transmisión que pudiesen ayudar a reducir las diferencias en los primeros 5 años de cada fijación:

- En el caso de la fijación de abril 2016:
 - Seccionamiento subestación Rahue, a partir de febrero 2017
 - Línea 2 x 500 kV Pichirropulli – Nva Pto Montt, desde julio 2021
- Para la fijación del Primer Semestre de 2017:
 - Seccionamiento subestación Rahue, a partir de diciembre 2016
 - Línea 2 x 500 kV Pichirropulli – Nva Pto Montt, desde julio 2021

En los gráficos siguientes se muestra el nivel de carga de este tramo para cada una de las fijaciones de Precio de Nudo señaladas.

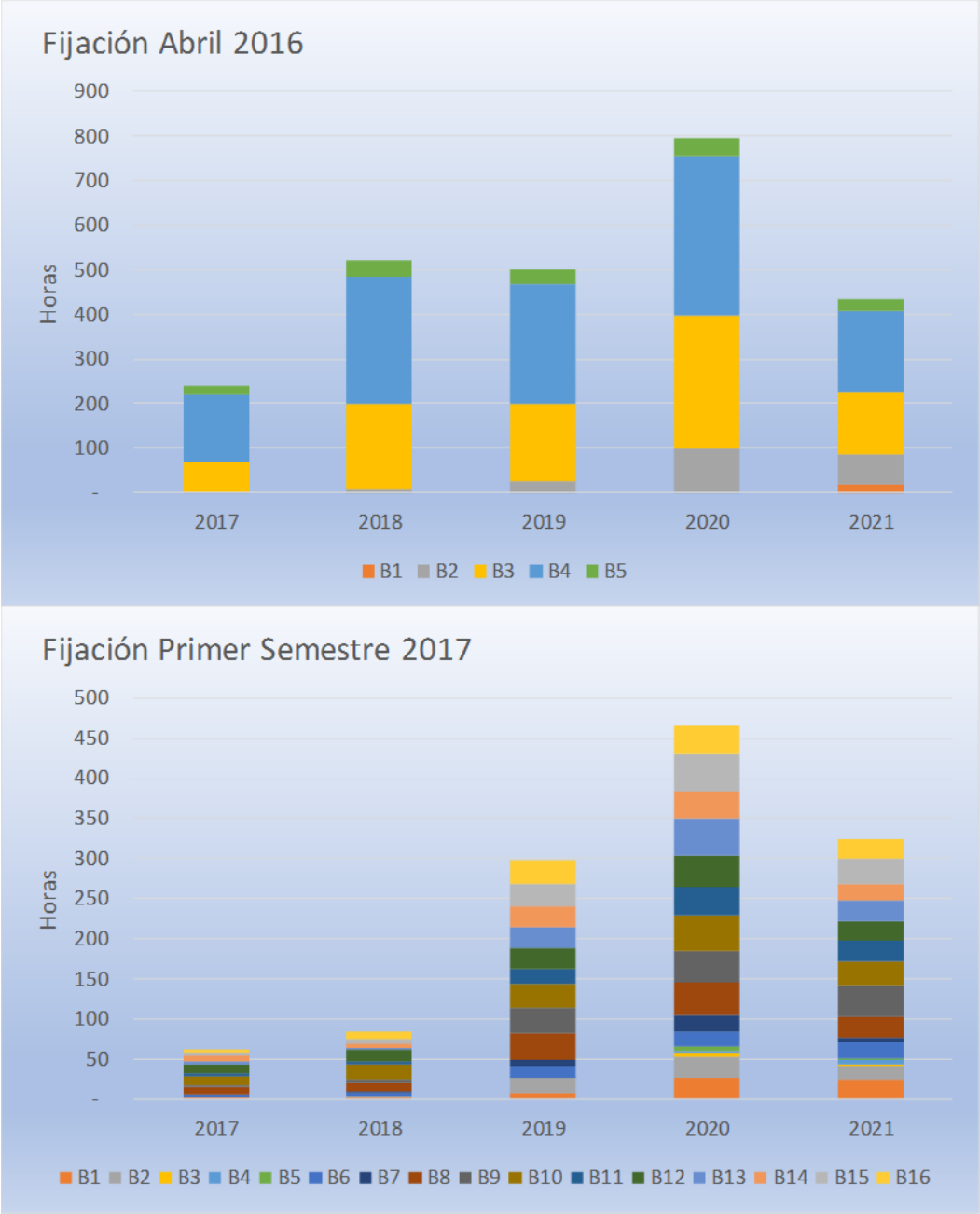
Gráfico 46: Porcentaje de Carga Línea Rahue – Puerto Montt 220



En ambos gráficos se observa un comportamiento similar en los años revisados, a excepción del año 2016. La mayor cantidad de horas con un 100 % de carga se alcanza el año 2020, consistente con la entrada en servicio de las obras indicadas para julio del año 2021. Recién en 2022 se aprecia una reducción en la carga de la línea.

En los gráficos siguientes se muestra la distribución de las horas de los bloques en los que la carga de la línea fue igual o superior al 80%, de modo de verificar si esta condición se registra sólo en el bloque de demanda máxima o se registra en los bloques restantes.

Gráfico 47. : Cantidad de Horas Línea Rahue – Puerto Montt con Carga Superior al 80%



En ambos casos se observa que se registran flujos de carga por la línea mayores o iguales al 80% principalmente en los bloques con mayor demanda en la fijación de abril 2016 y de las 9 a 24 horas en la fijación del Primer Semestre 2017.

La verificación de que se presentan flujos de potencia superiores a 80% de la capacidad de transmisión, a través de las líneas de transmisión que se analizaron con desacople, y que eso ocurre no sólo en los bloques de mayor demanda, es un indicador fuerte de que la línea puede requerir una ampliación de capacidad, lo que en todo caso no es materia de este análisis, ya que un proceso de expansión del sistema de transmisión es un proceso que considera además otras variables, como costos de inversión, costos de operación y mantenimiento, costos de la congestión, y plazos.

4. Conclusiones

La metodología y criterios aplicados por la CNE, según lo explicitado en los Informes técnicos de Precios de Nudo de corto plazo, cumple con detectar adecuadamente los subsistemas que se presentan en la realidad de la operación y además es capaz de detectarlos con la debida anticipación y corresponden a una señal de mediano plazo (cuatro años), con lo que se obtiene una mayor estabilidad en el tiempo en la definición de subsistemas respecto a considerar desacoples de corto plazo. No obstante lo anterior, se detectaron algunos aspectos a ser tomados en cuenta para una mejor definición de los subsistemas, los que se detallan a continuación.

El criterio de considerar los desacoples de costos marginales entre barras como único criterio para definir un subsistema es teóricamente es correcto, pero en todo caso, presenta algún grado de arbitrariedad al definir la magnitud de la diferencia necesaria para considerar que se está en presencia de un desacople.

Considerar un monto de diferencia de costos marginales promedio muy bajo puede resultar en considerar como subsistemas a barras aisladas en lugar de un grupo de barras o zona geográfica que conformen un subsistema.

Un número muy reducido de barras no es consistente con lo previsto en la normativa en cuanto a que dentro de cada subsistema se efectúen balances de transferencia de potencia de suficiencia entre generadores y se defina además un precio básico de potencia de punta del subsistema. Así, podría ocurrir que:

- Un subsistema de muy poca cantidad de barras podría resultar sin generadores conectados a éste o con un único generador, con lo que pierde sentido efectuar balances.
- Un subsistema con muy poca cantidad de barras, o todas ubicadas en una zona geográfica restringida, podría no contener barras donde sea factible instalar una unidad de punta y por tanto, carecería de un precio básico de potencia de punta del subsistema.

Hay un grado de inconsistencia al comparar los costos marginales promedio en todas las barras del sistema cuando en el SEN-SING se calculan los costos marginales en bloques

de demanda máxima sobre todos los meses del año en cambio en el SEN-SIC sólo entre abril y septiembre.

Entonces, cuando se compara entre las barras los costos marginales promedio para definir eventuales desacoples se está comparando costos marginales no necesariamente consistentes con una congestión efectiva.

En este caso es razonable separar el subsistema SEN-SING por consideraciones geográficas o relacionadas con un distinto comportamiento de la demanda de punta más que por un criterio de desacople de costos marginales.

De la revisión de las diferencia de costos marginales en las distintas barras para las fijaciones de abril 2016 y del segundo semestre de 2017 se aprecia que el subsistema se identifica no sólo por el monto de la diferencia de los costos marginales de sus barras respecto a una barra de referencia en el sistema, sino que también por un agrupamiento de varias barras contiguas ubicadas en una zona geográfica determinada.

Podrían aparecer por ejemplo dos subsistemas con montos similares de diferencias de costo marginal respecto a un tercer subsistema, pero eso no significa que los dos primeros constituyan un mismo subsistema ya que pueden corresponder a barras ubicadas en distintas zonas geográficas.

Se verificó que a través de algunas de las líneas de transmisión que se analizaron con desacople, se presentan flujos de potencia cercanos a la capacidad de transmisión (superiores a 80% de la capacidad de transmisión) no sólo en los bloques de mayor demanda. Esto es un indicador fuerte de que la línea puede requerir una ampliación de capacidad, lo que en todo caso no es materia de este análisis, ya que un proceso de expansión del sistema de transmisión es un proceso que considera además otras variables, como costos de inversión, costos de operación y mantenimiento, costos de la congestión, y plazos.

Para fines de determinar los subsistemas de potencia sólo es relevante los desacoples que se produzcan en horas de demanda máxima del sistema.

E. CRITERIOS DE DEFINICIÓN DE SUBSISTEMAS

1. Definición de subsistemas.

En esta sección se revisa los criterios para la definición de subsistemas de potencia, teniendo en cuenta el desacople de costos marginales u otro indicador relevante, considerando certeza regulatoria respecto de la pertinencia de mantener la definición de un subsistema durante varias fijaciones.

Un subsistema de potencia corresponde a una zona interconectada con instalaciones de generación, transmisión y consumos, que permite el intercambio o transferencia de potencia de punta dentro de ella sin restricciones relevantes, pero presenta limitaciones en el intercambio con otras zonas o subsistemas del sistema interconectado. Así entonces, dentro de este subsistema se requiere la definición de un precio básico de potencia de punta en una barra de referencia.

De acuerdo a lo que se analizó en el Capítulo I, para definir los subsistemas es apropiado considerar como criterio principal el que se produzca un desacople de costos marginales de energía en los bloques de demanda máxima entre los extremos de un sistema de transmisión que conecta dos zonas o subsistemas en que dentro de ellas no se presentan desacoples.

Por ejemplo, en el Informe Técnico de precios de nudo de abril de 2016 aparece un sistema limitado entre las subestaciones Maitencillo 220 kV y Punta Colorada 220 kV, en que los mayores desacoples de costos marginales aparecen entre 2017 y 2020, y casi desaparecen a contar de 2021, producto de la expansión del sistema de transmisión.

Gráfico 48: Desacople de costos marginales de energía línea Maitencillo-Pan de Azúcar 220 kV

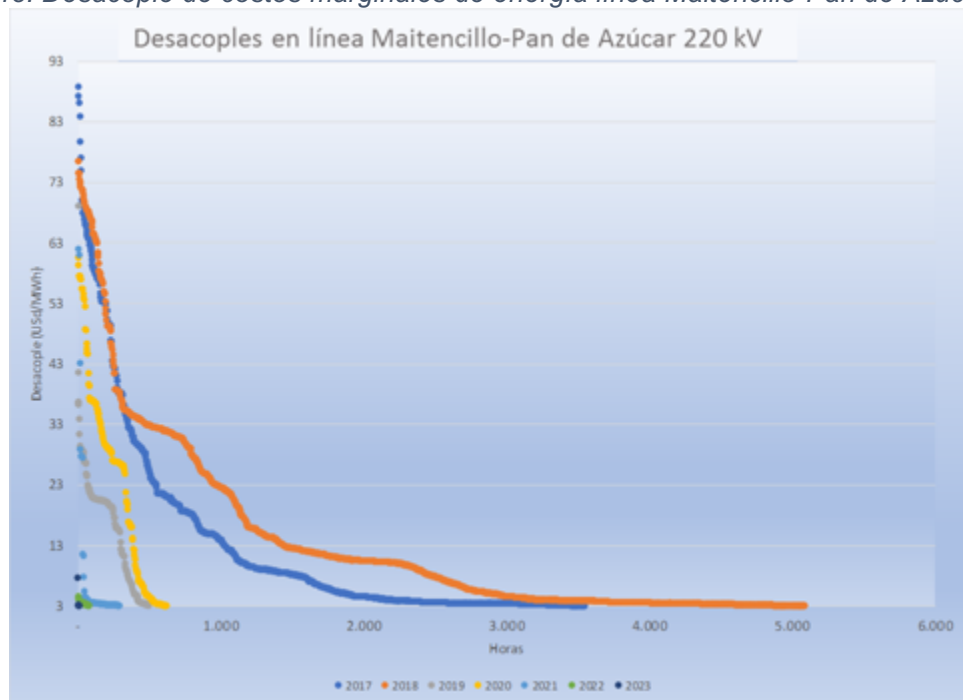


Gráfico 49: Desacople de costos marginales de energía línea Cautín-Los Ciruelos 220 kV



Estos desacoples se producen por razones técnicas asociadas a que se alcanza la capacidad máxima de transmisión que conecta ambos subsistemas en los bloques de horas de demanda máxima del sistema.

Como se aprecia en el gráfico siguiente para la línea Ciruelos 220 kV – Cautín 220 kV según datos del Informe Técnico de precios de nudo de abril de 2016, aparece la línea utilizada a su máxima capacidad por más de 1000 horas al año desde 2017 en adelante.

Gráfico 50: Curva de duración del flujo en línea Los Ciruelos-Cautín 220 kV.

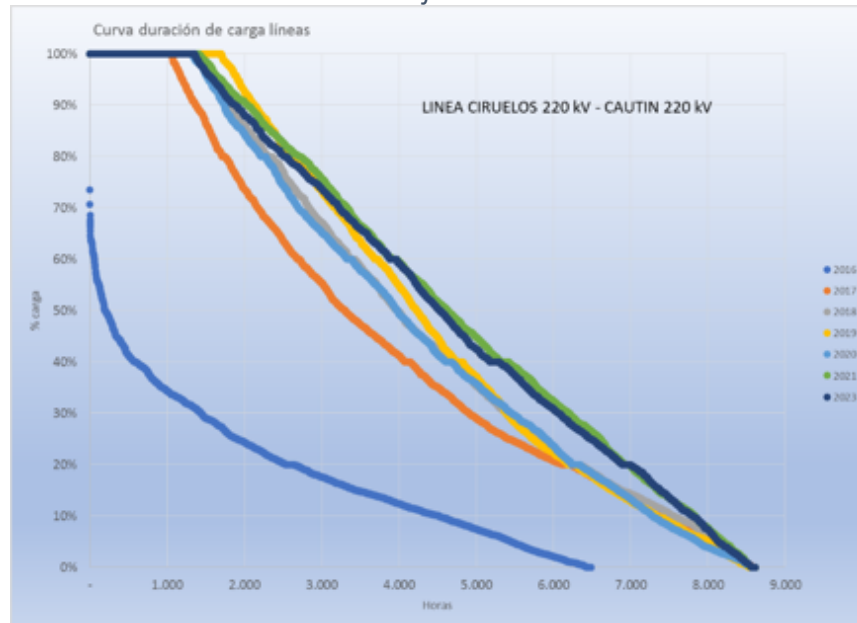
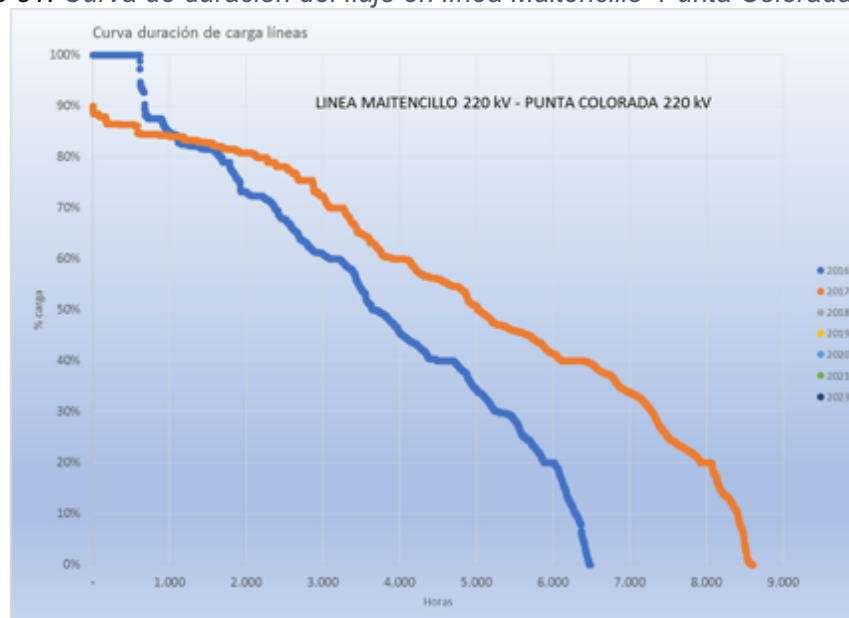


Gráfico 51: Curva de duración del flujo en línea Maitencillo–Punta Colorada 220 kV.



Los gráficos anteriores no muestran si estos desacoples se presentan en horas de demanda máxima o en otras condiciones de demanda, por lo que es necesario entonces como primer paso determinar los bloques horarios en que se presenta la condición de

suministro de demandas máximas en el sistema global y eventualmente los desacoples de costos marginales.

Como se revisó en el Capítulo II, para esto se utiliza un sistema de representación de la curva de duración de la demanda en bloques representados por un nivel de potencia y duración en horas.

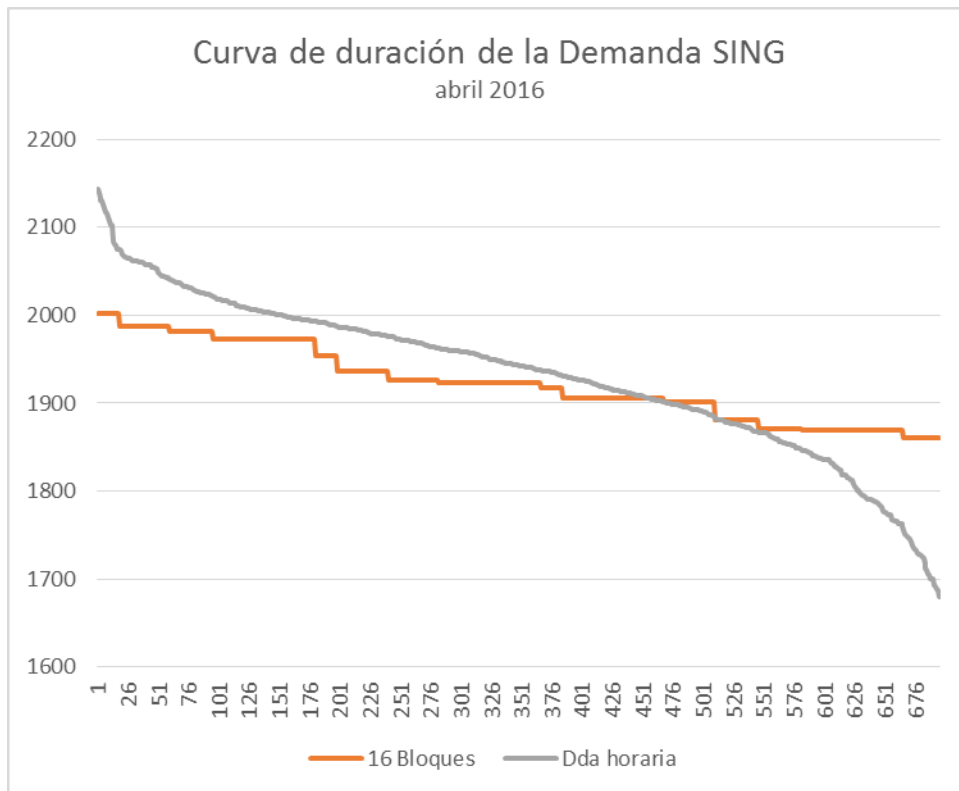
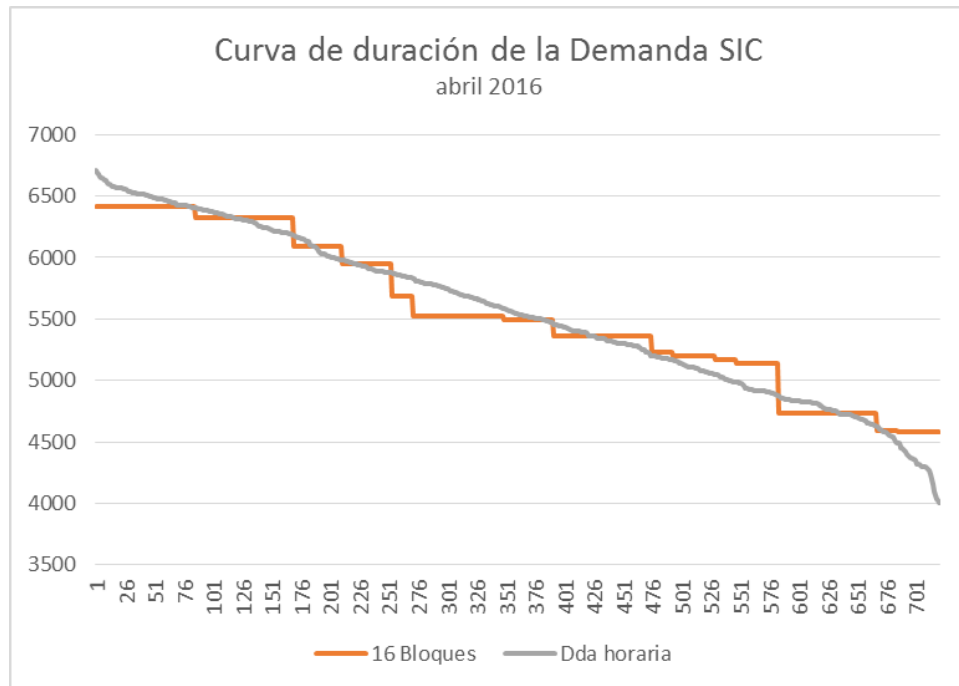
La CNE utiliza un modelo de 16 bloques mensuales en que la demanda en cada hora del año se asigna a uno de los 16 bloques, según día hábil o inhábil, lo que fue revisado anteriormente. La siguiente es la tabla de asignación de la demanda de cada hora del año a los bloques definidos.

Tabla 47: Curva de 16 bloques de demanda horaria
Tabla 2: Distribución horaria de los bloques de demanda mensuales

Hora del día	Asignación día hábil												Asignación día no hábil											
	Mes												Mes											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	2	2	2	2	4	4	4	4	4	4	4	2	1	1	1	1	3	3	3	3	3	3	3	1
3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
6	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
7	6	6	4	6	4	4	4	4	6	6	6	6	5	5	3	5	3	3	3	3	5	5	5	5
8	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
9	8	8	8	8	6	6	6	6	6	6	8	8	7	7	7	7	5	5	5	5	5	5	7	7
10	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
11	10	10	10	8	8	8	8	8	8	8	8	8	9	9	9	7	7	7	7	7	7	7	7	7
12	10	10	10	8	8	8	8	8	8	8	10	10	9	9	9	7	7	7	7	7	7	9	9	9
13	10	10	10	10	10	8	8	8	10	10	10	10	9	9	9	9	9	7	7	7	9	9	9	9
14	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
15	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
16	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
17	10	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	9	9	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
18	12	12	12	12	12	14	12	12	12	12	12	12	11	11	11	11	11	13	11	11	11	11	11	11
19	12	12	12	14	14	16	14	14	14	14	12	12	11	11	11	13	13	15	13	13	13	13	11	11
20	14	14	14	14	14	16	16	16	14	14	14	14	13	13	13	13	13	15	15	15	13	13	13	13
21	14	14	16	16	16	16	16	16	16	16	14	14	13	13	15	15	15	15	15	15	15	15	13	13
22	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
23	16	16	16	2	2	2	16	2	2	2	16	16	15	15	15	1	1	1	15	1	1	1	15	15
24	16	16	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	15	15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Como resultado de la asignación de la demanda a los diferentes bloques se obtiene un nivel de potencia asociado a cada bloque. En los gráficos siguientes se muestra el ajuste por bloques a la demanda del SIC y del SING para el mes de abril de 2016.

Gráfico 52: Curva de duración de la demanda del SIC. Abril 2016



En las tablas siguientes se entrega los valores de los bloques de demanda expresados en MW para el SIC, el SING y el SEN.

Tabla 48: Curva de 16 bloques de demanda horaria

SIC, Demanda por bloques 2016						
ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	
Bloq [MW]	Bloq [MW]	Bloq [MW]	Bloq [MW]	Bloq [MW]	Bloq [MW]	
10 6652,5	10 6701,8	10 6709,5	10 6412,3	10 6432,0	8 6700,9	
12 6456,9	12 6554,9	16 6695,9	8 6323,3	8 6370,0	10 6586,1	
16 6353,2	16 6464,7	12 6637,6	12 6085,8	12 6277,5	12 6549,5	
14 6139,4	14 6280,3	14 6369,4	16 5949,8	16 6123,1	16 6449,1	
8 5922,3	8 5929,7	8 6202,4	15 5686,3	14 5965,3	14 6388,2	
15 5752,7	15 5860,6	15 6004,3	6 5523,3	15 5938,4	15 6145,3	
9 5445,1	9 5576,4	6 5820,0	9 5519,5	6 5764,0	6 6120,3	
2 5390,7	13 5509,9	2 5605,6	14 5495,0	2 5654,9	2 5843,2	
13 5319,9	2 5486,5	9 5531,6	2 5357,2	1 5544,6	1 5629,1	
11 5316,6	11 5474,0	13 5473,2	11 5233,2	13 5543,5	9 5556,6	
1 5242,5	1 5378,3	11 5437,2	1 5200,3	9 5460,7	13 5548,0	
6 5054,8	6 5165,9	1 5333,0	13 5167,4	11 5296,9	7 5507,2	
4 4834,3	4 4924,4	4 5041,6	7 5143,4	7 5106,5	11 5430,5	
7 4743,4	7 4864,1	7 4875,8	4 4732,6	4 4852,7	4 4963,8	
3 4635,9	3 4785,9	3 4697,8	5 4593,8	3 4687,1	5 4751,6	
5 4394,6	5 4605,7	5 4655,3	3 4586,6	5 4596,6	3 4732,6	

SIC, Demanda por bloques 2016						
jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16	
Bloq [MW]	Bloq [MW]	Bloq [MW]	Bloq [MW]	Bloq [MW]	Bloq [MW]	
8 6654,1	8 6503,0	8 6377,1	16 6422,3	10 6594,8	10 6773,4	
10 6553,6	10 6377,5	10 6329,4	10 6318,6	16 6446,6	12 6635,6	
12 6334,9	16 6125,5	12 5984,9	8 6209,6	12 6444,6	16 6567,6	
14 6269,0	12 6104,0	16 5959,6	12 6184,7	14 6191,2	8 6232,2	
16 6247,2	6 6017,1	15 5673,9	14 5908,3	8 6144,4	14 6226,0	
15 6076,6	15 5902,8	6 5603,3	15 5806,9	15 5823,9	15 5879,1	
13 6027,1	14 5695,1	2 5493,6	2 5706,1	2 5619,8	2 5636,8	
6 5945,0	2 5602,2	14 5354,3	9 5451,8	9 5498,8	9 5593,7	
2 5667,8	9 5431,8	1 5272,2	6 5365,9	13 5403,5	11 5411,2	
9 5625,6	7 5335,6	9 5220,0	1 5363,1	1 5319,4	1 5399,6	
11 5544,0	1 5318,6	7 5096,8	7 5246,2	11 5277,2	13 5387,8	
1 5460,9	13 5272,2	13 4924,8	11 5245,1	6 5146,4	6 5138,3	
7 5387,5	11 5170,9	11 4915,4	13 5230,3	7 4991,4	7 5096,7	
4 4918,1	4 4826,5	4 4733,7	4 4690,1	4 4780,1	4 4864,1	
3 4667,6	5 4653,9	3 4530,6	3 4566,6	3 4656,9	3 4736,5	
5 4635,7	3 4625,2	5 4465,4	5 4523,6	5 4379,2	5 4508,8	

SING, Demanda por bloques 2016						
ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	
Bloq [MW]	Bloq [MW]	Bloq [MW]	Bloq [MW]	Bloq [MW]	Bloq [MW]	
15 2042,9	16 2137,5	16 2079,9	15 2002,8	15 2100,2	15 2142,8	
16 2019,9	15 2122,2	15 2054,5	16 1987,9	13 2082,0	1 2137,6	
1 2005,4	1 2115,6	1 2047,3	1 1981,5	16 2067,7	2 2096,2	
13 1994,6	2 2079,8	2 2042,0	2 1973,3	1 2060,2	16 2089,8	
3 1974,6	3 2071,7	12 2013,6	13 1954,6	3 2048,7	13 2067,0	
2 1973,1	14 2068,5	14 2012,3	6 1936,0	7 2048,4	3 2066,1	
11 1972,0	13 2059,4	3 2006,0	14 1926,5	14 2047,6	11 2060,4	
5 1961,0	5 2059,0	6 2001,5	4 1922,9	2 2045,4	9 2058,1	
9 1960,1	12 2049,1	13 1995,9	11 1917,5	9 2044,0	7 2046,9	
14 1951,4	11 2032,6	4 1993,3	8 1905,6	11 2034,1	8 2044,4	
7 1942,5	10 2028,6	5 1987,5	12 1900,9	5 2027,3	6 2035,1	
4 1933,5	4 2028,1	10 1983,6	9 1881,2	12 2012,0	4 2030,9	
12 1930,1	9 2024,2	11 1981,2	3 1871,3	8 1997,5	5 2025,6	
6 1924,1	6 2023,6	9 1977,4	10 1869,3	6 1997,2	10 2019,6	
10 1921,6	7 2005,8	8 1974,9	7 1860,2	10 1988,3	14 2017,9	
8 1904,3	8 2002,7	7 1954,8	5 1857,7	4 1979,3	12 2014,4	
SING, Demanda por bloques 2016						
jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16	
Bloq [MW]	Bloq [MW]	Bloq [MW]	Bloq [MW]	Bloq [MW]	Bloq [MW]	
15 2016,0	15 2077,8	16 2064,7	15 1984,7	15 2085,0	15 2073,0	
1 1999,1	13 2018,3	2 2052,9	1 1969,8	1 2059,2	16 2065,4	
16 1988,1	3 2008,4	1 2000,9	3 1907,6	16 2050,5	1 2025,4	
2 1976,8	11 2005,0	15 1991,5	13 1902,6	2 2021,5	2 2025,4	
13 1948,2	1 1996,1	14 1985,1	16 1900,4	13 2015,3	3 2001,9	
14 1942,1	5 1989,7	4 1980,7	11 1884,8	3 2002,7	14 1986,3	
3 1930,5	7 1987,9	6 1978,7	2 1884,1	14 1994,3	13 1983,0	
4 1912,8	9 1986,3	3 1972,1	9 1878,7	6 1988,4	4 1980,9	
7 1901,4	2 1977,0	8 1965,8	5 1868,9	4 1980,9	12 1979,6	
5 1899,9	16 1963,7	12 1963,2	7 1864,5	7 1978,2	5 1972,8	
9 1899,9	4 1940,6	5 1946,6	14 1834,7	5 1976,6	6 1971,0	
11 1897,7	6 1933,6	10 1945,1	4 1831,7	11 1973,5	8 1967,9	
12 1884,6	14 1906,3	7 1939,0	12 1816,7	9 1963,6	7 1957,2	
6 1882,0	8 1901,1	13 1932,3	6 1811,7	8 1961,5	10 1956,2	
8 1874,1	12 1890,5	9 1920,9	8 1802,5	12 1961,0	9 1951,3	
10 1868,1	10 1878,3	11 1918,8	10 1801,4	10 1943,3	11 1930,6	

SEN, Demanda por bloques 2016					
ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16
Bloq [MW]	Bloq [MW]	Bloq [MW]	Bloq [MW]	Bloq [MW]	Bloq [MW]
10 8574,0	10 8730,4	16 8775,7	10 8281,6	10 8420,3	8 8745,3
12 8387,0	12 8604,0	10 8693,2	8 8228,8	8 8367,5	10 8605,7
16 8373,1	16 8602,1	12 8651,2	12 7986,7	12 8289,5	12 8563,9
14 8090,8	14 8348,8	14 8381,7	16 7937,8	16 8190,8	16 8538,9
8 7826,6	15 7982,8	8 8177,4	15 7689,1	15 8038,7	14 8406,1
15 7795,6	8 7932,4	15 8058,9	6 7459,2	14 8013,0	15 8288,1
9 7405,2	9 7600,6	6 7821,6	14 7421,5	6 7761,2	6 8155,4
2 7363,8	13 7569,3	2 7647,6	9 7400,7	2 7700,3	2 7939,4
13 7314,6	2 7566,4	9 7509,0	2 7330,5	13 7625,5	1 7766,7
11 7288,6	11 7506,5	13 7469,1	1 7181,8	1 7604,7	13 7614,9
1 7247,9	1 7493,9	11 7418,4	11 7150,7	9 7504,7	9 7614,7
6 6978,9	6 7189,5	1 7380,3	13 7122,1	11 7331,1	7 7554,1
4 6767,8	4 6952,4	4 7034,9	7 7003,6	7 7154,9	11 7490,9
7 6685,9	7 6869,9	7 6830,6	4 6655,5	4 6832,0	4 6994,7
3 6610,5	3 6857,6	3 6703,8	3 6457,9	3 6735,8	3 6798,8
5 6355,6	5 6664,6	5 6642,8	5 6451,5	5 6624,0	5 6777,2

SEN, Demanda por bloques 2016					
jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16
Bloq [MW]	Bloq [MW]	Bloq [MW]	Bloq [MW]	Bloq [MW]	Bloq [MW]
8 8528,2	8 8404,1	10 8281,6	16 8322,7	10 8281,6	10 8729,5
10 8421,7	10 8255,8	8 8228,8	10 8120,0	8 8228,8	16 8633,1
16 8235,3	16 8089,1	12 7986,7	8 8012,1	12 7986,7	12 8615,2
12 8219,5	12 7994,6	16 7937,8	12 8001,5	16 7937,8	14 8212,3
14 8211,1	15 7980,6	15 7689,1	15 7791,6	15 7689,1	8 8200,1
15 8092,6	6 7950,7	6 7459,2	14 7743,0	6 7459,2	15 7952,1
13 7975,3	14 7601,4	14 7421,5	2 7590,2	14 7421,5	2 7662,2
6 7827,0	2 7579,2	9 7400,7	1 7332,9	9 7400,7	9 7545,0
2 7644,6	9 7418,1	2 7330,5	9 7330,5	2 7330,5	1 7425,0
9 7525,5	7 7323,5	1 7181,8	6 7177,6	1 7181,8	13 7370,8
1 7460,0	1 7314,7	11 7150,7	13 7132,9	11 7150,7	11 7341,8
11 7441,6	13 7290,6	13 7122,1	11 7129,9	13 7122,1	6 7109,3
7 7288,9	11 7175,9	7 7003,6	7 7110,7	7 7003,6	7 7053,9
4 6830,9	4 6767,1	4 6655,5	4 6521,8	4 6655,5	4 6845,0
3 6598,1	5 6643,6	3 6457,9	3 6474,2	3 6457,9	3 6738,3
5 6535,6	3 6633,6	5 6451,5	5 6392,4	5 6451,5	5 6481,6

Mediante el modelo OSE 2000 se determina la operación óptima del sistema global para la proyección de demanda y plan de obras de generación y transmisión considerados en la determinación de precios de nudo de corto plazo, considerando la demanda modelada por bloques.

Como resultado de la corrida del modelo OSE 2000 se obtiene los costos marginales esperados de energía por barra en cada bloque de demanda y por cada mes del horizonte de planificación.

Para efectos de la definición de subsistemas de potencia se considera en cada barra los costos marginales mensuales esperados de energía actualizados en un horizonte de cuatro años en el bloque mensual de demanda máxima del sistema, considerando los meses de abril a septiembre en el caso del SIC y todos los meses del año en el caso del SING.

Como se analizó previamente, el utilizar, como lo hace la CNE, el costo marginal esperado por barra ponderado por energía y actualizado en un período de cuatro años, se entrega una señal de estabilidad y de previsibilidad al momento de comparar los costos marginales entre las distintas barras. Esto otorga un grado de certeza regulatoria en el sentido de que el subsistema de mantendrá por un período de mediano plazo de al menos cuatro años mientras el sistema limitado no se expanda.

De la comparación entre dichos costos marginales barra por barra respecto de una barra de referencia, por ejemplo, la de mayor costo marginal, se obtiene diferencias porcentuales de costos marginales entre cada barra y la barra de referencia. En un sistema sin limitaciones activas en los sistemas de transmisión, estas diferencias debieran corresponder a las pérdidas marginales por los sistemas de transmisión. Por el contrario, ante la presencia de limitaciones activas, los costos marginales en los extremos del sistema de transmisión limitado se desacoplarán económicamente.

El problema que surge aquí es cómo dar objetividad al monto de la diferencia de costo marginal entre dos barras interconectadas necesaria para que se defina la presencia de un subsistema teniendo como objetivo además que esta diferencia corresponda a una situación de mediano a largo plazo.

De acuerdo a lo analizado en el presente informe, la CNE ha considerado como criterio de diferencia de costos marginales promedio tanto 20% como 14%.

Como se dijo antes, un criterio objetivo para definir este valor debe considerar que éste debe ser mayor a la diferencia entre barras que se explica sólo por pérdidas marginales ya que se trata de una congestión que da origen a un desacople de costos marginales entre los extremos.

Para este Consultor una diferencia sobre 14% es adecuada para discriminar la presencia de desacoples fuertes (en cuanto a diferencia de costos marginales esperados y duración del desacople) en el horizonte de cálculo del costo marginal de cuatro años.

Con este discriminador de 14% aplicado sobre el cociente de costos marginales esperados actualizados en un período de cuatro años, se evita que un desacople débil o de corta duración en el horizonte de cuatro años tenga un mayor efecto en la diferencia de costos marginales actualizados de cuatro años, y origine un subsistema. Además, según lo observado, considerar 14% evita la aparición de subsistemas conformados por barras aisladas.

Pero, como también se vio previamente, en la identificación de subsistemas para transferencias de potencia se requiere además otras condiciones:

- Que la barra con diferencia relevante de costo marginal respecto de la barra de referencia no sea una única barra aislada, ni varias barras dispersas en el sistema, sino que corresponda a un conjunto de barras contiguas en una zona geográfica determinada que presentan diferencias de costos marginales sin desacoples entre sí.
- Que dentro del conjunto de barras que conforman el subsistema debe haber conectado más de un generador y más de un retiro, de modo que tenga sentido efectuar transferencias de potencia de punta dentro del subsistema
- Que dentro del conjunto de barras que conforman el subsistema sea factible la instalación de una unidad de punta

Por otra parte, un subsistema se puede generar por razones distintas al desacople de costos marginales de energía asociados a una limitación del sistema de transmisión en horas de demanda máxima. En efecto, debido a que en el actual SING se ha definido que el período de demandas máximas que se considera son todos los meses del año, y en cambio en el SIC sólo los meses de abril a septiembre, las diferencias de costos marginales que se obtengan entre las barras ubicadas en el SING con las del SIC no podrán ser explicadas sólo por limitaciones en los sistemas de transmisión.

Otro criterio que parece también reforzar el que el SING se mantenga como un subsistema es la conformación de su demanda, en que el consumo regulado es porcentualmente bastante menor respecto del resto del sistema, lo que hace que el comportamiento de las demandas sea diferente.

En efecto, como se aprecia en las tablas de bloques de demanda, Tabla 11, en el SIC el bloque de demanda máxima corresponde mayoritariamente al bloque N°10 y N°8, es decir, con demandas máximas entre 12:00 y 16:00 hrs, y sólo en marzo y octubre es el bloque N°16.

En cambio en el SING, el bloque N°10 corresponde a demanda baja. Las demandas máximas se presentan en el Bloque N°15 y N°16, es decir entre las 20:00 y 22:00 de días hábiles e inhábiles, lo que es signo de los consumos mineros en que se trabaja en sistema de turnos y no tiene mayor relevancia si un día es hábil o no.

En el SEN, la conformación de los bloques de demanda es bastante similar a la obtenida para el SIC, debido al mayor tamaño del SIC respecto al SING.

Entonces, el comportamiento de la demanda y en particular los períodos de tiempo en que se presentan las demandas máximas puede ser otro criterio a ser tomado en cuenta para definir un subsistema.

2. Evolución en el tiempo de los subsistemas definidos.

La evolución en el tiempo de los subsistemas definidos, depende de la forma en que se desarrolla la generación y transmisión y del crecimiento de la demanda por nudo. En la medida que se presentan cambios significativos permanentes en estos parámetros, se altera la definición de los subsistemas. Por ejemplo, una falla de una central generadora no debe alterar la definición del subsistema, toda vez que no es una condición permanente. En el caso del retiro de una unidad generadora, sí se trataría de una condición permanente, que puede impactar la definición de subsistema.

Lo anterior, se basa en que no es recomendable como señal económica que la definición de los subsistemas cambie en cada fijación de precios de nudo asociada a cambios de corto plazo en la oferta y demanda, sino que por el contrario tenga un grado de permanencia y estabilidad.

Una forma de dar certeza regulatoria en la definición de subsistemas, y por tanto de los precios de potencia en dicha zona, es con el uso de un horizonte de evaluación suficientemente extendido que atenúe efectos de corto plazo.

La metodología de utilizar los costos marginales esperados por barra con ponderación actualizados en un horizonte de cuatro años, es un mecanismo que asegura estabilidad y además predictibilidad en la definición del subsistema.

Tabla 49: Subsistemas en fijaciones de precios de nudo 2012-2017

SUBESTACIONES LIMITES DEL SUBSISTEMA			
	SIC NORTE	SIC CENTRO-SUR	SING
ITD Oct 2012	Diego de Almagro 220 kV y Los Vilos 220 kV	Nogales 220 kV y Puerto Montt 220 kV	Todas las S/E troncales del SING
ITD Abr 2013	Diego de Almagro 220 kV y Los Vilos 220 kV	Nogales 220 kV y Puerto Montt 220 kV	Todas las S/E troncales del SING
ITD Oct 2013	Diego de Almagro 220 kV y Maitencillo 220 kV	Punta Colorada 220 kV y Puerto Montt 220 kV	Todas las S/E troncales del SING
ITD Abr 2014	Diego de Almagro 220 kV y Maitencillo 220 kV	Punta Colorada 220 kV y Puerto Montt 220 kV	Todas las S/E troncales del SING
ITD Oct 2014	Diego de Almagro 220 kV y Maitencillo 220 kV	Punta Colorada 220 kV y Puerto Montt 220 kV	Todas las S/E troncales del SING
ITD Abr 2015	Diego de Almagro 220 kV y Maitencillo 220 kV	Punta Colorada 220 kV y Puerto Montt 220 kV	Todas las S/E troncales del SING
ITD Oct 2015	Diego de Almagro 220 kV y Maitencillo 220 kV	Punta Colorada 220 kV y Puerto Montt 220 kV	Todas las S/E troncales del SING
ITD Abr 2016	Diego de Almagro 220 kV y Maitencillo 220 kV	Punta Colorada 220 kV y Chiloé 220 kV	Todas las S/E troncales del SING
ITD Sem 1 2017	Diego de Almagro 220 kV y Maitencillo 220 kV	Punta Colorada 220 kV y Chiloé 220 kV	Todas las S/E troncales del SING
	SEN SIC CENTRO-NORTE	SEN SIC SUR	SEN SING
ITD Sem 2 2017	Diego de Almagro 220 kV y Cautín 220 kV,	Ciruelos 220 kV y Chiloé 220 kV	Actuales instalaciones del SING

En las fijaciones de octubre de 2012 a abril de 2016 se observa consistentemente en el tiempo la existencia de dos subsistemas en el SIC, con límite en Los Vilos 220 kV y en Maitencillo 220 kV, lo que se sustentaba en la existencia de limitaciones de transmisión entre el SIC norte y el SIC centro-sur, dando una señal predecible en el tiempo, de forma de incentivar decisiones de inversión en la zona.

Ahora, en la fijación de precios de nudo de corto plazo del segundo semestre de 2017, considerando la pronta entrada en servicio de la expansión del sistema de 500 kV, y con ello la ausencia de restricciones de transmisión en la zona, es razonable dar desde ya la señal económica de que dicho subsistema ya no existe.

En general estos subsistemas estarán definidos por condiciones de mediano a plazo en tanto no cambie en forma significativa la condición de abastecimiento que origina la congestión. Una congestión no debiera permanecer en el largo plazo ya que a partir de algún momento la planificación considerará una obra como alternativa más económica y/o segura que mantener activa dicha congestión.

3. Criterios para modificar la condición de un subsistema.

En base al análisis realizado en este informe, se puede concluir que los factores que determinan la eliminación o creación de un subsistema son:

- Surgimiento o eliminación de restricciones de transmisión en un horizonte de mediano a largo plazo. Esto puede ser causado por la incorporación de bloques relevantes de generación o consumo.
- Zonas del sistema interconectado con diferentes períodos de punta.
- Naturaleza de la demanda. Si la zona tiene un perfil de marcada tendencia industrial, es decir, de operación continua, o bien si el perfil de demanda es de marcada característica de consumo residencial-comercial.

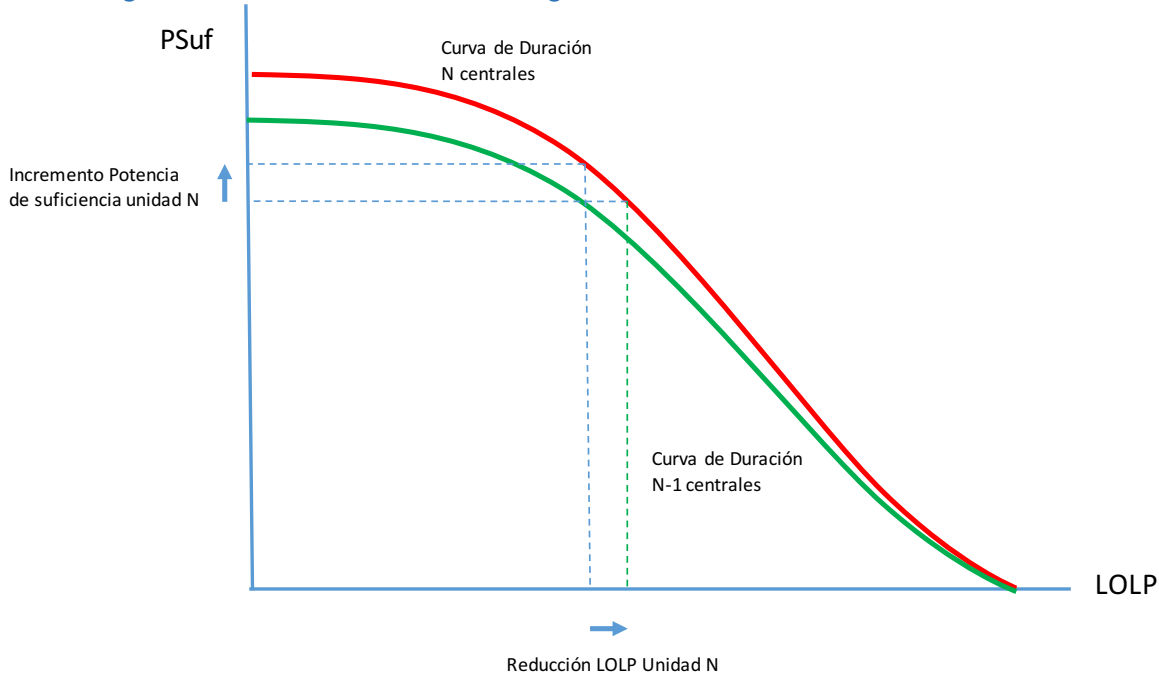
4. Uso índice ELCC de la NERC para definir subsistemas.

La NERC plantea el cálculo de la capacidad esperada de transferencia efectiva de carga (ELCC), la que se asocia conceptualmente con la “capacidad transferible” al sistema, la cual se base en métricas de confiabilidad.

El ELCC puede ser calculado en base a múltiples métricas, tales como: i) energía no suministrada, ii) valor esperado de la pérdida de carga, iii) probabilidad de pérdida de carga u otro índice.

El ELCC esencialmente descompone la contribución de un generador o grupo de ellos, a la suficiencia del sistema eléctrico. Así, un generador contribuye al recurso suficiencia si reduce el valor esperado de la pérdida de carga en las horas de demanda máxima.

Figura 26. Contribución Unidad generadora adicional a la suficiencia.



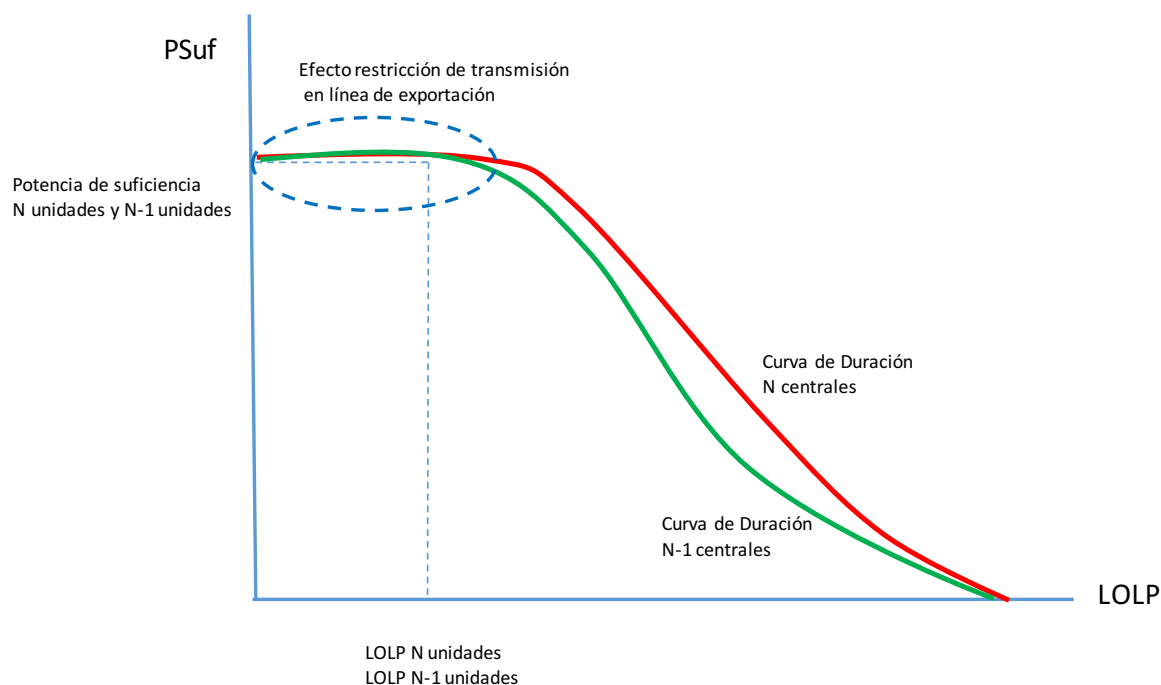
La figura siguiente muestra la contribución marginal a la potencia de suficiencia o alternativamente a la reducción del LOLP, la cual se mide como la diferencia de las curvas de duración de la potencia inyectada al sistema con N unidades generadoras respecto de la curva con N-1 unidades generadoras. La curva de duración de la potencia se construye en base a la distribución de probabilidades de la potencia inyectada en el sistema eléctrico, la cual depende de los factores de aleatoriedad de las centrales generadoras, es decir, indisponibilidad de las centrales por fallas y mantenimientos y disponibilidad del recurso energético, y de los factores de aleatoriedad de la disponibilidad de líneas de transmisión.

Las curvas de duración de la potencia pueden ser obtenidas para el sistema en su conjunto, para subsistemas y para líneas de exportación entre subsistemas.

Considerando que el ELCC es función del LOLP, al modificar los supuestos respecto de la capacidad de enlaces de transmisión entre áreas, tendrá un impacto en el ELCC de los generadores.

La figura siguiente muestra el comportamiento de la curva de duración de la potencia en una línea de exportación que se congestiona. Así, se observa que en presencia de congestión no se produce un incremento de la potencia de suficiencia por la incorporación de una unidad generadora ni se produce una reducción del LOLP.

Figura 27. Contribución Unidad generadora en presencia de subsistema.



Así, se podría establecer un criterio para la identificación de subsistemas, seleccionando enlaces entre zonas del sistema eléctrico y determinando para cada uno de ellos el factor ELCC incorporando marginalmente las unidades generadoras aguas arriba de la línea de enlace. En la medida que el ELCC “satura”, es decir, llega a un punto en que ya no se producen disminuciones de él, entonces, se está en presencia de un subsistema aguas arriba de la línea de enlace.

La aplicación de este método requiere disponer de información estadística bastante completa de las centrales generadoras y líneas de transmisión, lo que dificultaría su aplicación en el corto plazo en el SEN.

El método se puede aplicar mediante una simulación de Montecarlo o bien mediante una representación exhaustiva de todas las combinaciones posibles de estados operativos. La experiencia internacional indica que el método más aplicado corresponde a una simulación de Montecarlo.

La información requerida para efectuar una simulación de Montecarlo requiere disponer de:

- Estadística detallada de todos los estados operativos de las centrales generadoras por indisponibilidad propia, sea ésta mecánica o de equipos (Por ejemplo: inversores, transformadores)
- Estadística detallada de la disponibilidad del recurso energético principal. (Por ejemplo: estadística de vientos).
- Estadística detallada de indisponibilidad de líneas de transmisión.

Actualmente en el CEN, la estadística de centrales generadoras la manejan en forma agregada, y respecto de disponibilidad de recurso principal sólo dispone de estadísticas de caudales afluentes a centrales hidroeléctricas.

5. Metodología propuesta para la definición de subsistemas.

De acuerdo a lo analizado se propone la siguiente metodología para determinar los subsistemas de potencia.

- 1) Zonas del sistema interconectado para los que se haya definido períodos de punta diferentes constituirán subsistemas
- 2) Zonas del sistema interconectado con diferente naturaleza de la demanda, es decir, característica industrial versus residencial-comercial con bloques de demanda máxima diferentes constituirán subsistemas
- 3) Dentro de cada zona o subsistema anterior se detectará otros subsistemas asociados a restricciones del sistema de transmisión que desacoplen áreas en el abastecimiento de la demanda máxima de acuerdo a lo siguiente.
 - a) Determinar los bloques de demanda del sistema mediante una representación temporal de la demanda como la utilizada por la CNE en 16 bloques horarios de potencia.
 - b) Determinar el bloque de demanda máxima como aquel de mayor demanda promedio del sistema
 - c) A partir de la simulación de la operación del sistema efectuada con motivo de la fijación de precios de nudo, obtener para cada mes del horizonte de cálculo los costos marginales de energía promedio por barra correspondientes al bloque de demanda máxima del sistema.
 - d) Se determina para cada subestación del sistema nacional el costo marginal actualizado, ponderando para los meses con horas de punta el costo marginal promedio del bloque de demanda máxima por la energía de las barras asociadas, utilizando una tasa de descuento mensual equivalente al 10% anual. Como horizonte se utilizan los 48 meses siguientes a la fijación.
 - e) Se calcula para cada subestación del sistema nacional el cociente del costo marginal actualizado respecto del costo marginal actualizado de una subestación de referencia seleccionada para estos efectos como la subestación con el mayor costo marginal actualizado del sistema.
 - f) En caso que para un conjunto de subestaciones se detecte que el cociente determinado en el punto anterior es inferior a un 15% se considera la

existencia de un subsistema de potencia constituido por las subestaciones contiguas en ese rango, si se cumple además lo siguiente:

- ii. Que la subestación con diferencia relevante de costo marginal respecto de la barra de referencia no sea una única barra aislada, ni varias barras dispersas en el sistema, sino que corresponda a un conjunto de subestaciones contiguas en una zona geográfica determinada que presentan diferencias de costos marginales sin desacoples entre sí.
- iii. Que dentro del conjunto de barras que conforman el subsistema debe haber conectado más de un generador y más de un retiro, de modo que tenga sentido efectuar transferencias de potencia de punta dentro del subsistema
- iv. Que dentro del conjunto de barras que conforman el subsistema sea factible la instalación de una unidad de punta

F. ANÁLISIS DE DIFERENCIACIÓN DE SUBSISTEMAS PARA PRECIO DE NUDO DE POTENCIA Y POTENCIA DE SUFICIENCIA

En esta sección se analiza la procedencia de establecer una diferenciación, entre los subsistemas de potencia que se definen para determinar el precio de nudo de la potencia, y los que se utilizan para efecto de los balances de transferencias de potencia de suficiencia entre unidades generadoras.

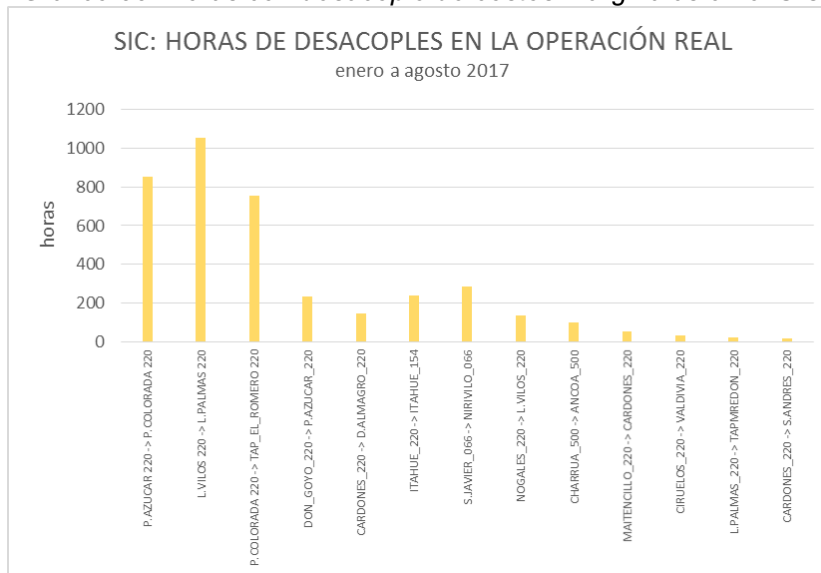
Lo primero que se observa es que esto requeriría una modificación de la LGSE, ya que en ella se señala que los balances de transferencias de potencia deben efectuarse en los subsistemas identificados con ocasión de la fijación de precios de nudo de corto plazo. “... Se establecerán balances por sistemas o por subsistemas conforme los subsistemas que se identificaren en los correspondientes informes técnicos de precio de nudo según se establece en el artículo 162º, numeral 3”.

Se podría salvar lo anterior, definiendo en el mismo Informe Técnico de fijación de precios de nudo de corto plazo subsistemas distintos para efectos de los balances de transferencias de potencia de punta.

En la realidad operativa de los sistemas eléctricos se activan restricciones de transmisión que generan desacoples de costos marginales entre los extremos de ciertas líneas de transmisión. Estas situaciones son causadas por diferentes razones, tales como fallas en instalaciones de generación, fallas en sistemas de transmisión, trabajos de mantenimiento o como consecuencia de desconexiones para ampliaciones de sistemas de transmisión, y que llevan a condiciones en las que se alcanza la capacidad máxima de sistemas de transmisión, bajo alguna de las condiciones operativas y por los niveles de demanda en el sistema.

En el gráfico siguiente se muestra como ejemplo el histograma de horas de desacople para aquellos nudos en que se han presentado con mayor frecuencia desde el 1° de enero de 2017 hasta fines de agosto de 2017.

Gráfico 53: Horas con desacople de costos marginales en el SIC



Como se aprecia, estas restricciones en el año 2017 se han presentado principalmente en los sistemas de transmisión ubicados entre la subestación Maitencillo y la subestación Nogales, debido principalmente a la gran oferta de generación en la zona del norte chico del SIC, la que tiene una capacidad limitada a 400 MW de exportación hacia el resto del SIC. Así, se genera un subsistema, con costos marginales locales en el norte chico durante algunas horas del día, principalmente en las horas con luz solar y en horas con gran afluencia de viento.

No obstante que, en la actualidad continúan estos desacoples, en el Informe técnico de precios de nudo del segundo semestre de 2017 ya no aparece como subsistema debido a que, en base a la metodología usada por la CNE para definir subsistemas, se considera desacoples de costos marginales calculados como valor presente ponderado en un horizonte de cuatro años y no sólo en el primer año de cálculo.

Lo anterior, muestra lo que se ha dicho antes en este informe, que la metodología anticipa que las restricciones desaparecerán a contar de 2019 con la entrada en operación del nuevo sistema de 500 kV y la expansión del sistema de transformación de 220/500 kV. Lo que parece correcto con el fin de otorgar una mayor certeza regulatoria y una señal de anticipación y previsibilidad.

Una pregunta a responder en este capítulo es si los subsistemas a ser considerados en los balances de potencia de suficiencia deben corresponder a situaciones de corto plazo, presentes en el año de cálculo, o por el contrario si el balance debe efectuarse sobre subsistemas de potencia correspondientes a condiciones de suministro de potencia de punta de mediano a largo plazo.

Respecto a lo anterior, es adecuado representar los subsistemas en una condición que los defina con algún grado de estabilidad y que correspondan a una situación de mediano a largo plazo. Considerar la realidad de la operación anual para definir subsistemas de potencia en el corto plazo dejará expuesto a una mayor variabilidad e imprevisibilidad de las transferencias de potencia de punta.

Por otra parte, debe considerarse que los precios de nudo responden por definición a una situación de abastecimiento de mediano a largo plazo al considerar una proyección de costos marginales a cuatro años.

Entonces, surge la pregunta de si podría considerarse subsistemas distintos entre aquellos definidos para efectos del cálculo de precios de nudo de potencia de punta y aquellos utilizados para efectos de los balances de transferencia de potencia de punta.

Ello no es recomendable. Si los subsistemas de precios de nudo de potencia de punta son distintos a los subsistemas de potencia de suficiencia se presentará un problema en relación a la duplicación de los precios de la potencia de punta en cada barra.

En efecto, considerar subsistemas diferentes llevará a definir en cada subsistema un precio básico de potencia de punta, los correspondientes factores de penalización para referir a las otras barras del subsistema, y los respectivos márgenes de reserva teóricos. Así entonces, cada barra tendrá dos precios de potencia de punta, uno para efectos del cálculo de precios de nudo de corto plazo y otros para efectos de las transferencias de potencia de suficiencia.

Como alternativa, en caso que se considere no modificar los precios de nudo de la potencia, el determinar subsistemas distintos a los del precio de nudo para efectos de los balances de transferencias de potencia de punta presenta las siguientes observaciones.

Se podría determinar los subsistemas considerando una condición de demanda máxima más consistente con la demanda máxima utilizada para efectos del balance de transferencias de potencia, esto es el promedio de las mayores 52 demandas de la curva de carga anual.

- a) La verificación de la condición de desacople en este caso no sería en base a costos marginales sino mediante un análisis de flujo de potencia
- b) En este caso el subsistema correspondería a una situación de desacople en el año de cálculo del balance de transferencias y no a una de mayor plazo
- c) Puede darse el caso que la demanda máxima efectiva en alguno de los subsistemas detectados corresponda a 52 horas distintas a las utilizadas para determinar dichos subsistemas.

- a. Como el balance se efectúa por subsistema considerando la demanda máxima de cada subsistema, el flujo entre éstos no corresponderá necesariamente al obtenido en el análisis de desacople

En este caso, sin modificar los precios de la potencia en las barras en base a los subsistemas detectados diferentes a los definidos para fines tarifarios, igual se presenta la inconsistencia de valorizar inyecciones de potencia de suficiencia y retiros dentro de un subsistema a precios no consistentes entre las barras del subsistema.

G. ANÁLISIS DEL MECANISMO UTILIZADO POR LA CNE DE IDENTIFICACIÓN DE CONDICIONES DE DEMANDA MÁXIMA A PARTIR DE LA MODELACIÓN TEMPORAL DE LA DEMANDA

En esta sección se analiza el mecanismo de identificación de condiciones de demanda máxima utilizado por la Comisión, para definir los límites de los subsistemas en cada fijación de precio de nudo de corto plazo, a partir de la modelación temporal de la demanda en bloques.

1. Modelación temporal de la demanda en bloques aplicada por la CNE en los Informes Técnicos de precios de nudo

La representación de la demanda utilizada por la CNE en las fijaciones de precio de nudo desde el segundo semestre de 2013 hasta el año 2016 considera 5 bloques mensuales de demanda, que se determinan con la función objetivo de minimizar el error cuadrático medio respecto de la curva de duración de la demanda horaria.

La curva de demanda horaria con la que se obtuvo la representación en 5 bloques de demanda, corresponde al promedio de los consumos horarios del periodo 2005-2010.

La Tabla siguiente, contiene la definición de las curvas de duración de la demanda mensuales de 5 bloques utilizada por la CNE en el cálculo del precio de nudo de corto plazo en el período señalado.

Tabla 50: Curva de duración de la demanda de 5 bloques

Curva de duración de la demanda mensual

Mes	Duración Bloque (horas)					Total
	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	
Abril	181	101	162	224	52	720
Mayo	163	121	158	279	23	744
Junio	60	139	139	335	47	720
Julio	167	110	184	258	25	744
Agosto	163	113	220	221	27	744

Mes	Duración Bloque (horas)					Total
	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	
Septiembre	41	191	163	275	50	720
Octubre	168	105	236	186	49	744
Noviembre	193	86	229	179	33	720
Diciembre	194	108	209	196	37	744
Enero	26	222	151	272	73	744
Febrero	176	93	223	160	20	672
Marzo	187	111	262	152	32	744

Por su parte, en los Informes técnicos de precios de nudo de corto plazo del año 2017, correspondientes al primer y segundo semestre de 2017, la CNE modificó la modelación de la demanda horaria, definiendo una curva de 16 bloques, 8 bloques para días hábiles y 8 bloques para días no hábiles.

En el Informe técnico de precios de nudo se incluye la “*Tabla 2 Distribución horaria de los bloques de demanda mensual*”, la que contiene la asignación de cada hora de cada mes del año, a los 16 bloques definidos. En la tabla siguiente se entrega dicha asignación.

Tabla 51: Curva de duración de la demanda de 16 bloques

Tabla 2: Distribución horaria de los bloques de demanda mensuales

Hora del día	Asignación día hábil												Asignación día no hábil											
	Mes												Mes											
1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
2	2	2	2	2	4	4	4	4	4	4	4	4	2	1	1	1	1	3	3	3	3	3	3	
3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
6	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
7	6	6	4	6	4	4	4	4	6	6	6	6	6	5	5	3	5	3	3	3	5	5	5	
8	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
9	8	8	8	8	6	6	6	6	6	6	8	8	8	7	7	7	7	5	5	5	5	7	7	
10	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	
11	10	10	10	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	9	9	9	7	7	7	7	7	7	7	
12	10	10	10	8	8	8	8	8	8	8	10	10	10	9	9	9	7	7	7	7	7	9	9	
13	10	10	10	10	10	8	8	8	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	7	7	9	9	9	
14	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	
15	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	
16	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	
17	10	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	9	9	11	11	11	11	11	11	11	11	
18	12	12	12	12	12	14	12	12	12	12	12	12	12	11	11	11	11	11	13	11	11	11	11	
19	12	12	12	14	14	16	14	14	14	14	12	12	12	11	11	11	13	13	15	13	13	13	11	
20	14	14	14	14	14	16	16	16	16	14	14	14	14	13	13	13	13	13	15	15	15	13	13	
21	14	14	16	16	16	16	16	16	16	16	14	14	14	13	13	15	15	15	15	15	15	15	13	
22	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
23	16	16	16	2	2	2	16	2	2	2	16	16	16	15	15	15	1	1	1	15	1	1	15	
24	16	16	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	15	15	1	1	1	1	1	1	1	1	

En esta sección se revisará la aplicación de ambos esquemas de curvas de duración de la demanda en bloques, 5 bloques y 16 bloques, comparándolos con la demanda real, con el fin de determinar la bondad del ajuste de los bloques de demanda máxima utilizados en las fijaciones de precio de nudo a la demanda máxima de las barras troncales, subsistemas y sistemas interconectados.

Con este propósito se procedió de la forma que se describe a continuación.

- Levantamiento de Datos Fuente:

a.- Retiros Horarios, entregados por la CNE:

i. 2016:

- SIC: Demanda SIC 2016
- SING: RETIROS 2016 SIC SING v.01

ii. 2015:

- SIC: _Anexo_Carta_CNE 016 Año 2015 v.01 Regulados y Anexo_Carta_CNE 016 Año 2015 v.01 Libres
- SING: anexo_carta_cne_ano_2015 libres y anexo_carta_cne_ano_2015 regulados

iii. 2014:

- SIC: Solicitud_Carta_CNE_556_2014_v03 (2)
- SING: anexo_carta_cne año 2014

b.- Homologación y agrupación de Barras de Retiro a Barras OSE y a barras Barras Principales OSE.

Según lo señalado en los archivos “00-Demanda base planificación y Asociación bloques”, ambos entregados por la CNE, se homologó las barras que no aparecían asimilándolas a la más cercana según el diagrama unilineal del sistema.

c.- Referenciación Barras OSE a Barras Principales OSE.

Archivo entrada “OSE BarDatParOpe fijación ITD julio 2017” (web CNE)

d.- Bloques Horarios.

- ITD2017: Informe Técnico de Precio de Nudo (web CNE)
- ITD2016: Archivo Asociación Hora-Bloque (entregado CNE)

- Procesamiento de datos:

a. Asociación a Bloques de horas de la curva horaria. Para esto fue necesario distinguir para cada año los días hábiles y no hábiles.

b. Determinación de la Demanda Horaria y Bloques por Barra Principal OSE, Sistemas y Subsistemas, para lo que se calculó la demanda promedio de la curva horaria para las horas consideradas en cada bloque..

- Obtención de Resultados.

Gráficos comparación Curva Horaria y Demanda Bloques, con el ajuste de los bloques para una barra/mes a la curva de carga horaria.

Se muestra en los gráficos siguientes para cada mes del año 2016 la demanda horaria real y las curvas correspondientes al ajuste a 5 bloques (ITD 2016) y ajuste a 16 bloques (ITD 2017).

Se observa que la representación de la demanda mediante 16 bloques (curva color rojo) resulta más ajustada a la demanda horaria real (curva azul) respecto de la modelación con 5 bloques (curva verde), en particular para los bloques de demanda máxima.

Gráfico 54: Comparación Curva Horaria y Demanda Bloques del SIC
Enero 2016,

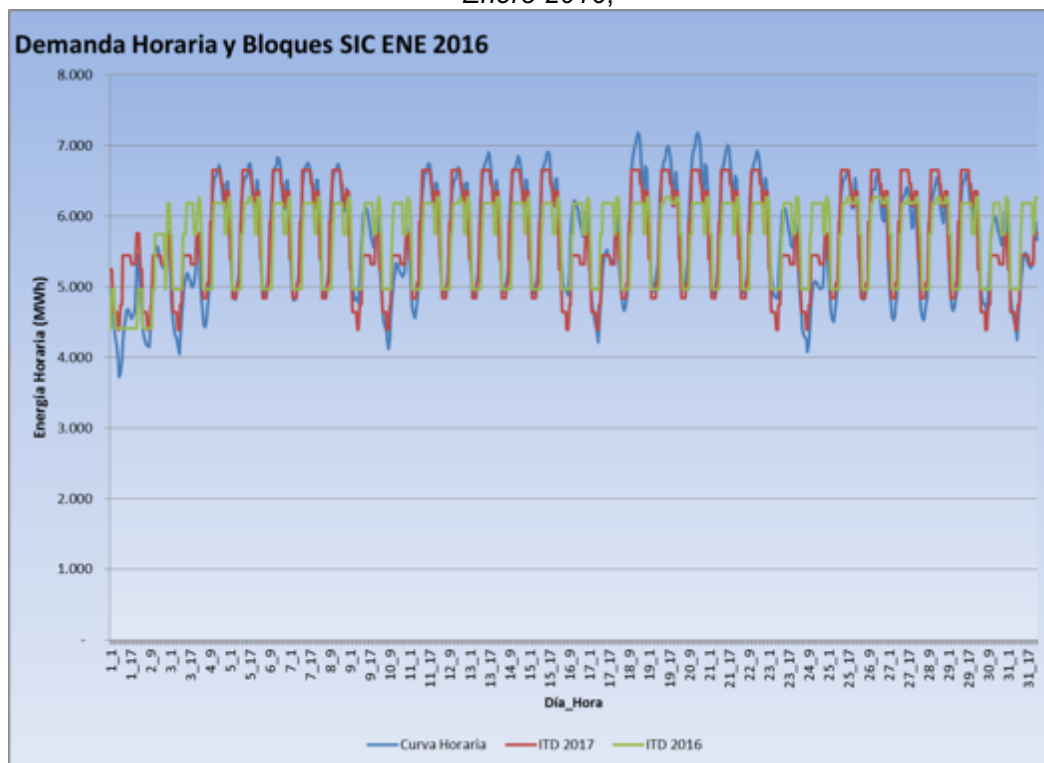


Gráfico 55: Comparación Curva Horaria y Demanda Bloques del SIC
Febrero 2016,

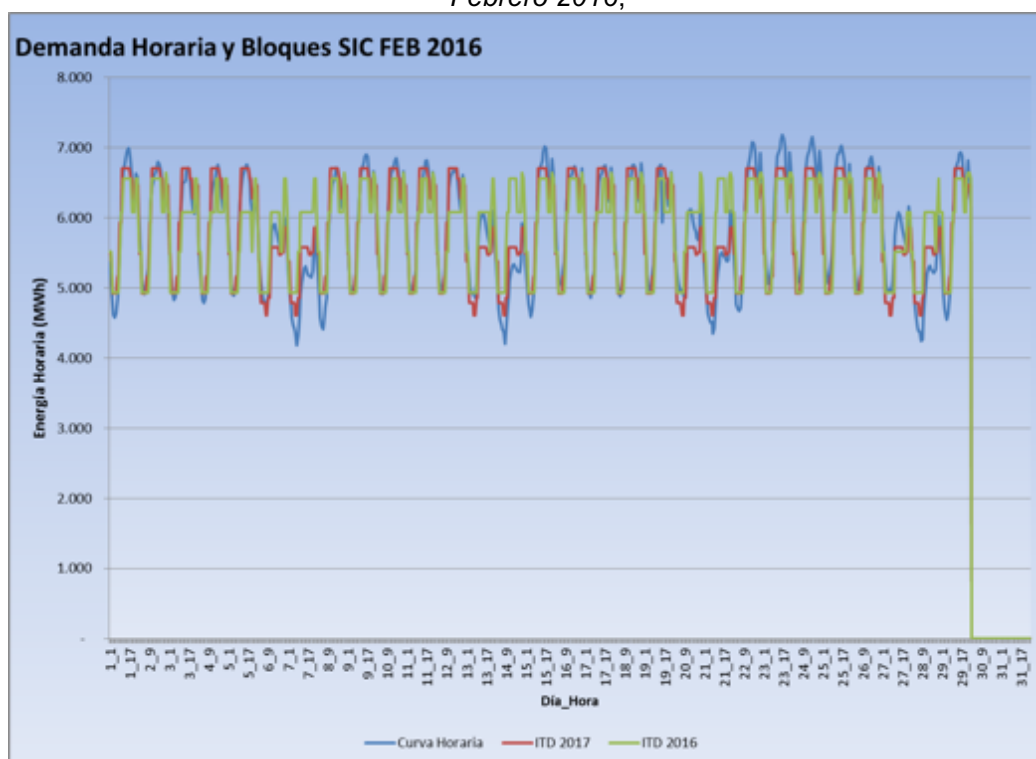


Gráfico 56: Comparación Curva Horaria y Demanda Bloques del SIC
Marzo 2016,

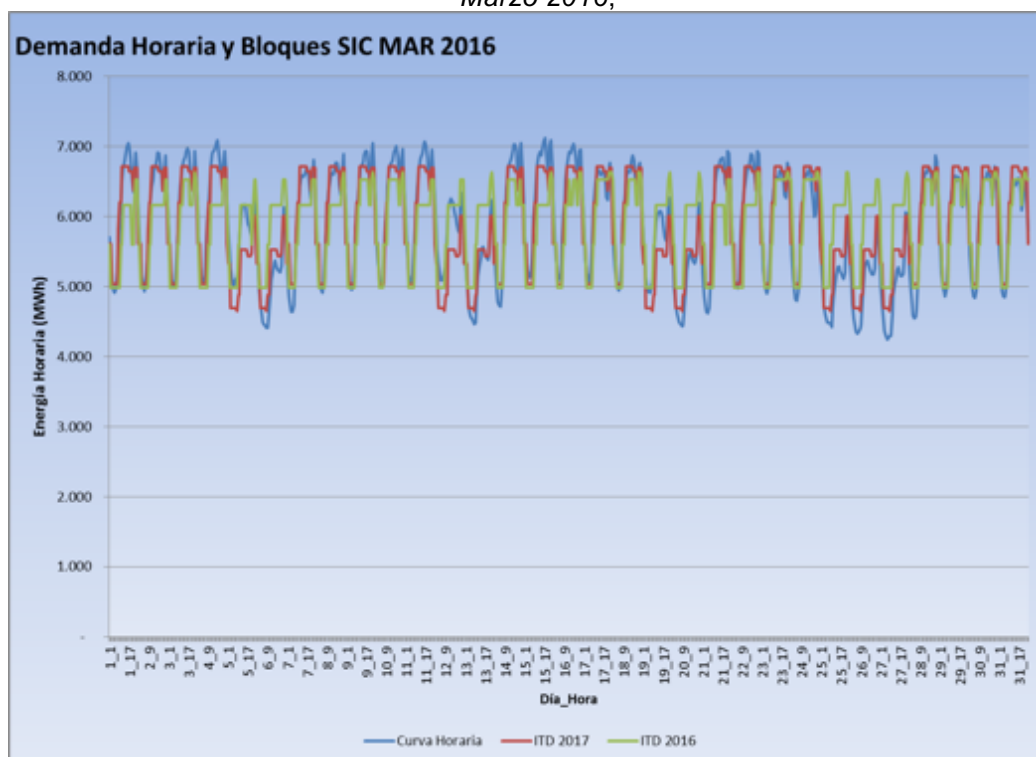


Gráfico 57: Comparación Curva Horaria y Demanda Bloques del SIC
Abril 2016,

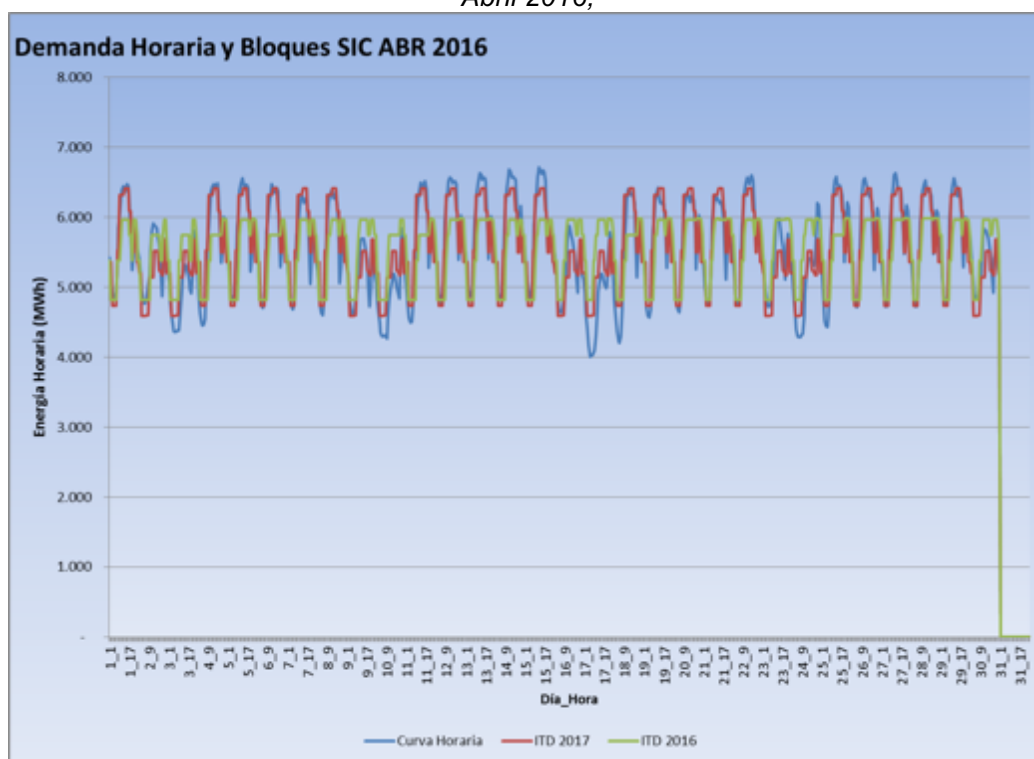


Gráfico 58: Comparación Curva Horaria y Demanda Bloques del SIC
Mayo 2016,

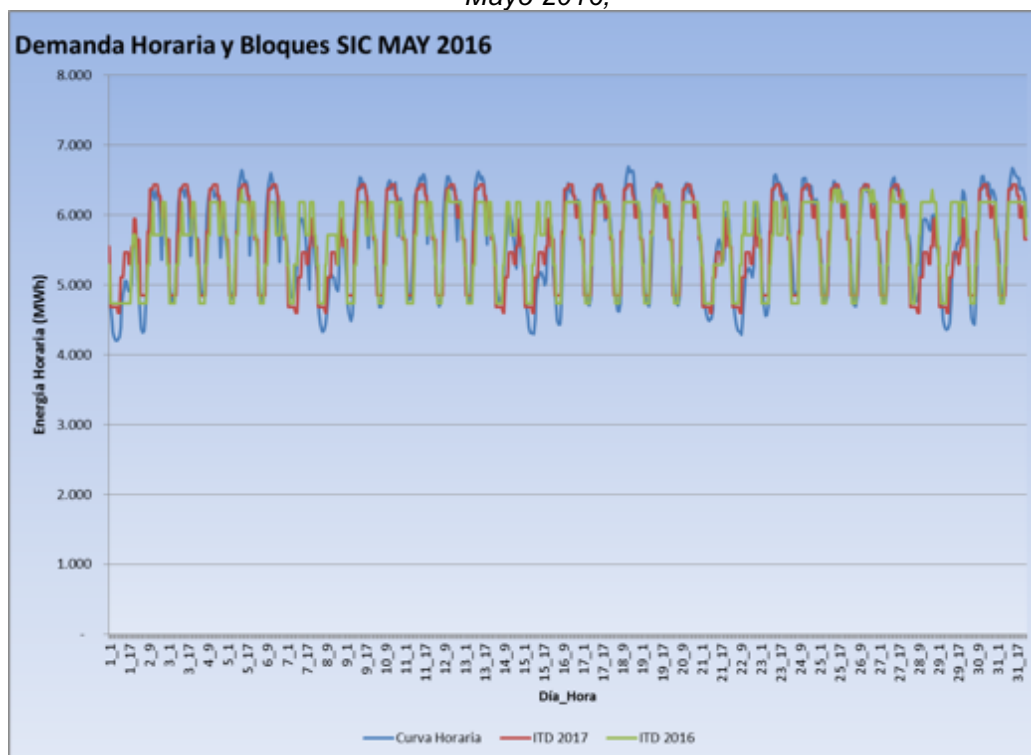


Gráfico 59: Comparación Curva Horaria y Demanda Bloques del SIC
Junio 2016,

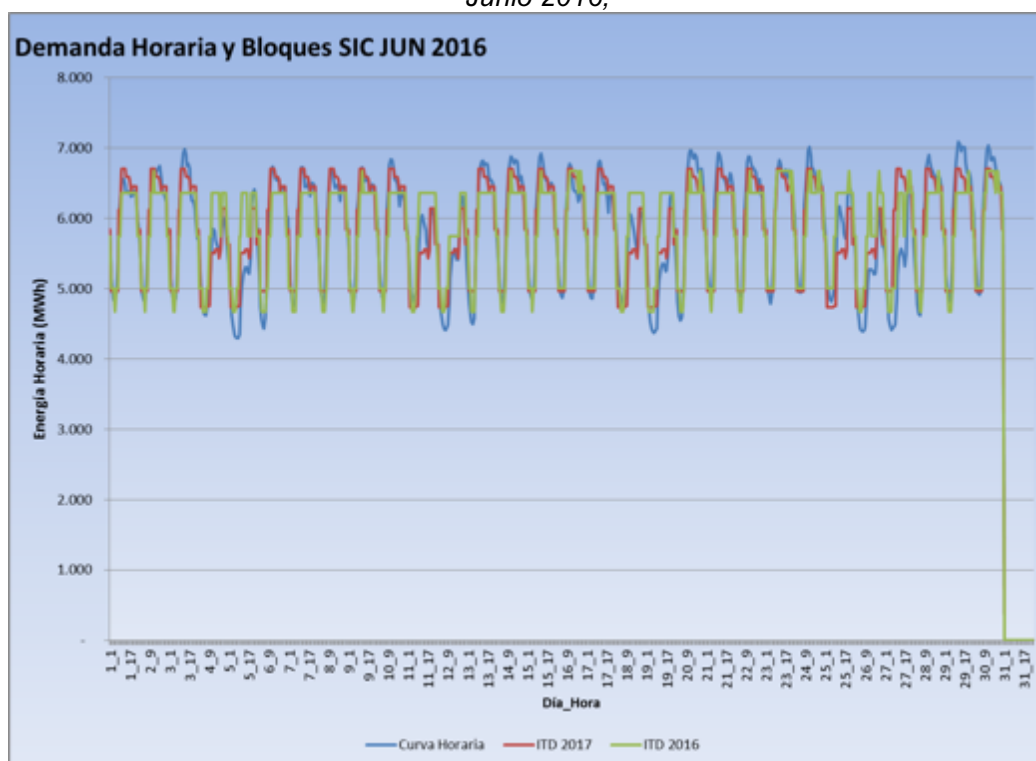


Gráfico 60: Comparación Curva Horaria y Demanda Bloques del SIC
Julio 2016,

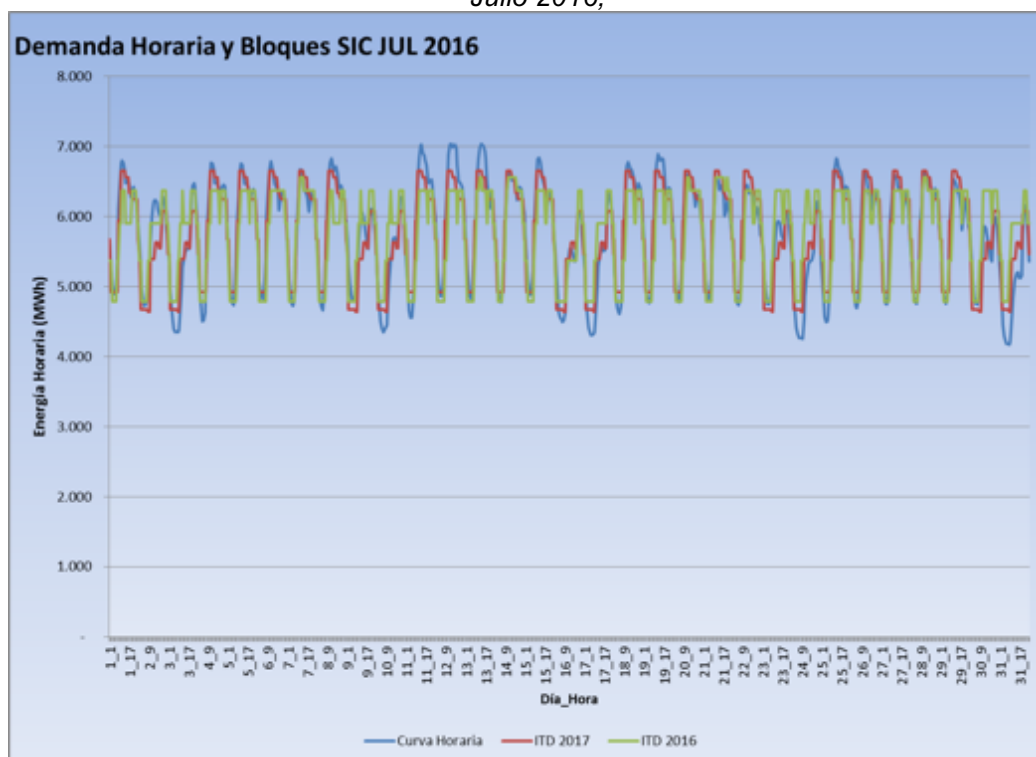


Gráfico 61: Comparación Curva Horaria y Demanda Bloques del SIC
Agosto 2016,

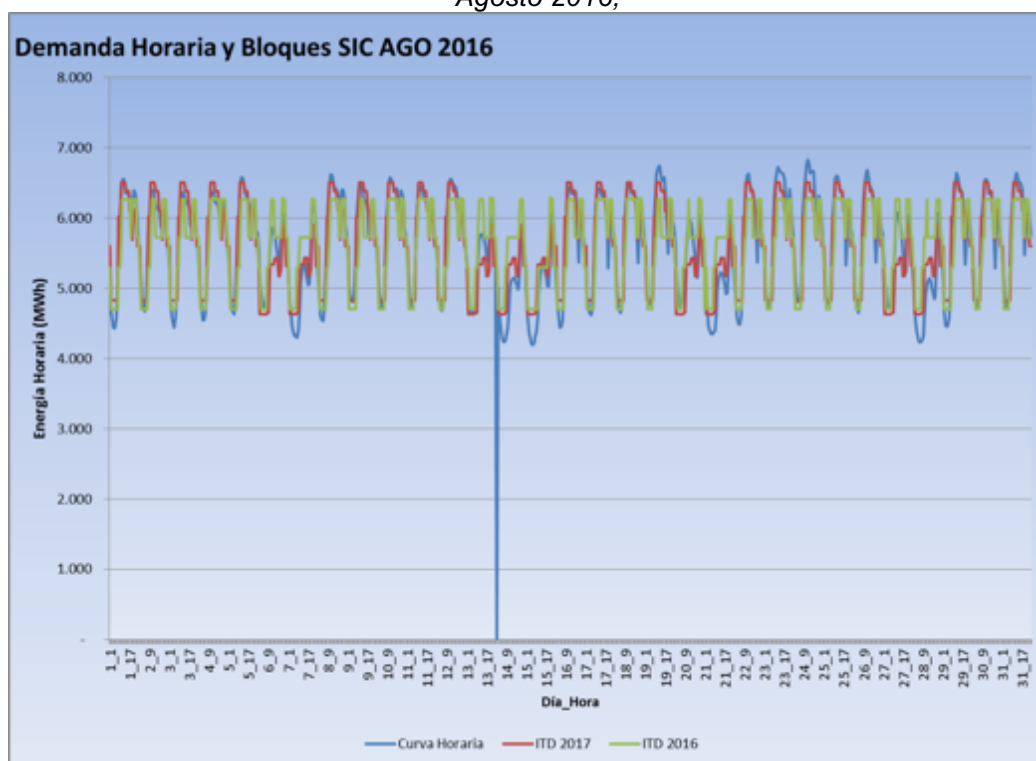


Gráfico 62: Comparación Curva Horaria y Demanda Bloques del SIC
Septiembre 2016,

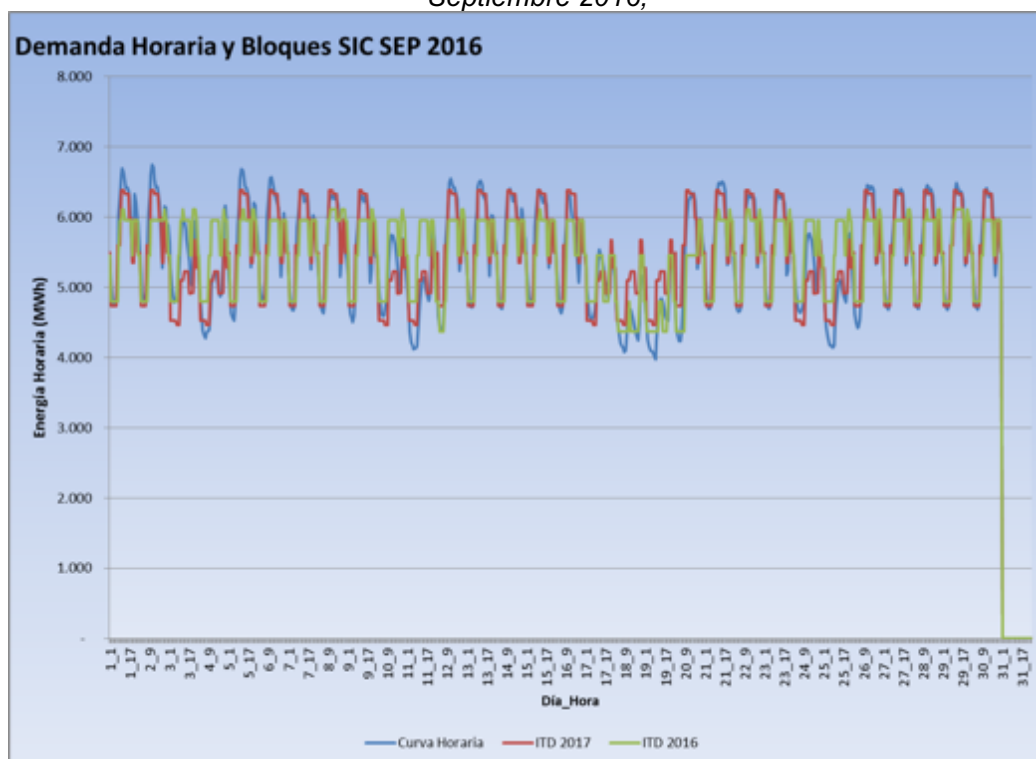


Gráfico 63: Comparación Curva Horaria y Demanda Bloques del SIC
Octubre 2016,

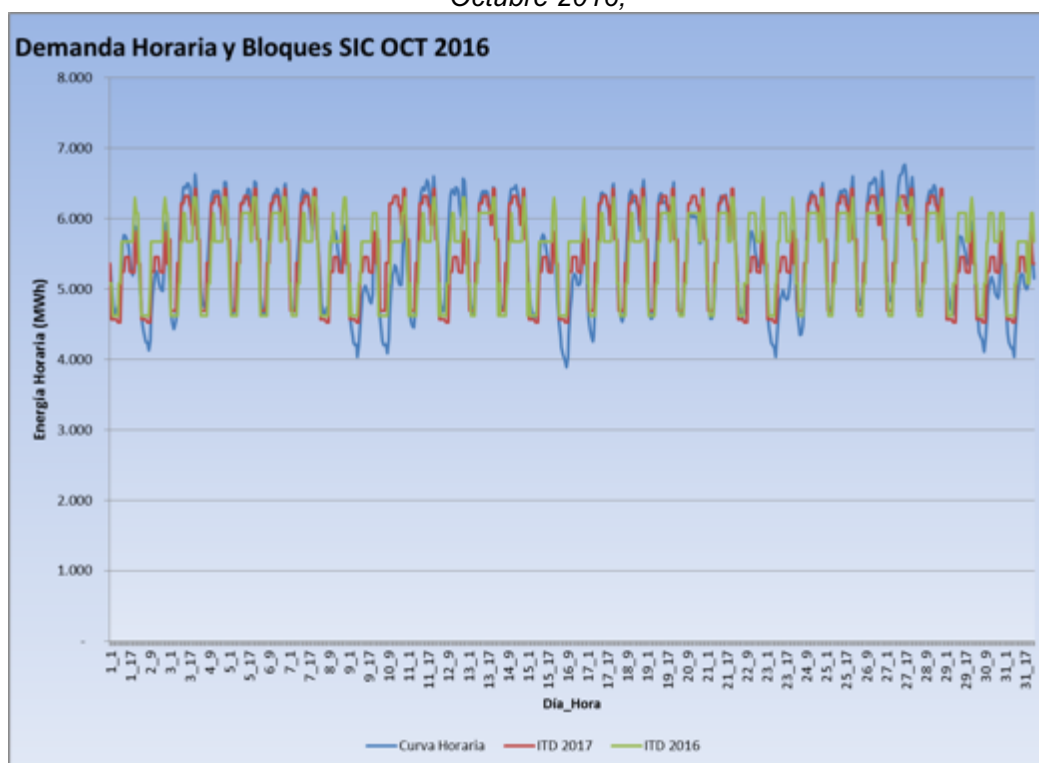


Gráfico 64: Comparación Curva Horaria y Demanda Bloques del SIC
Noviembre 2016,

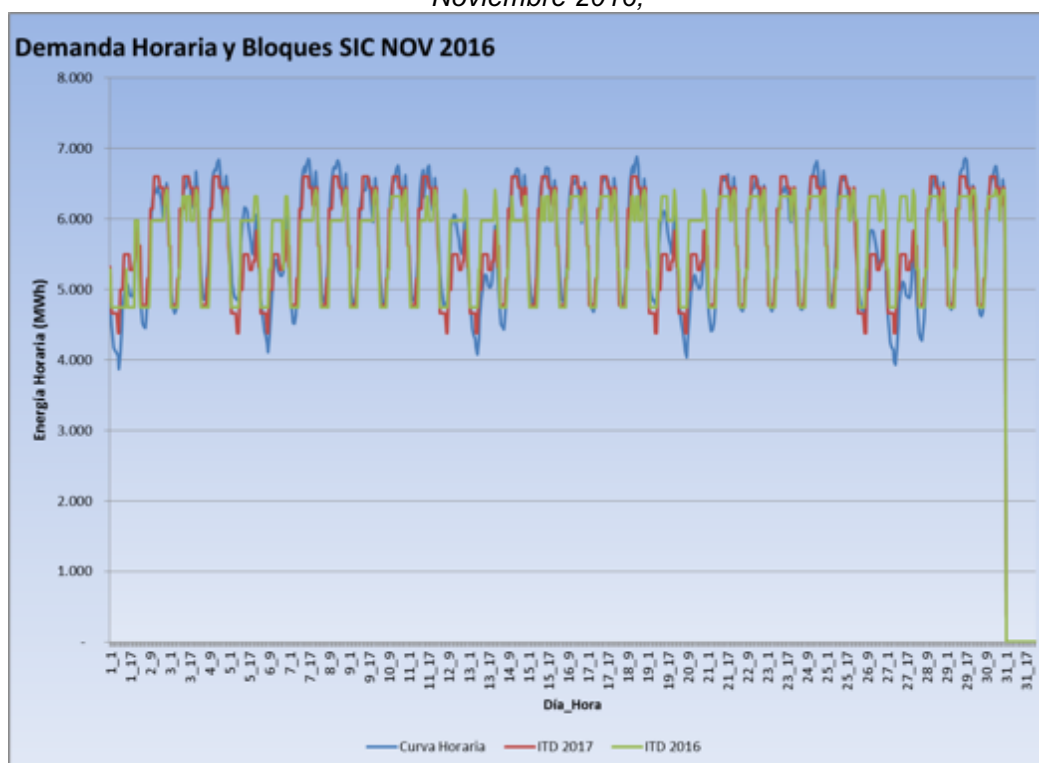
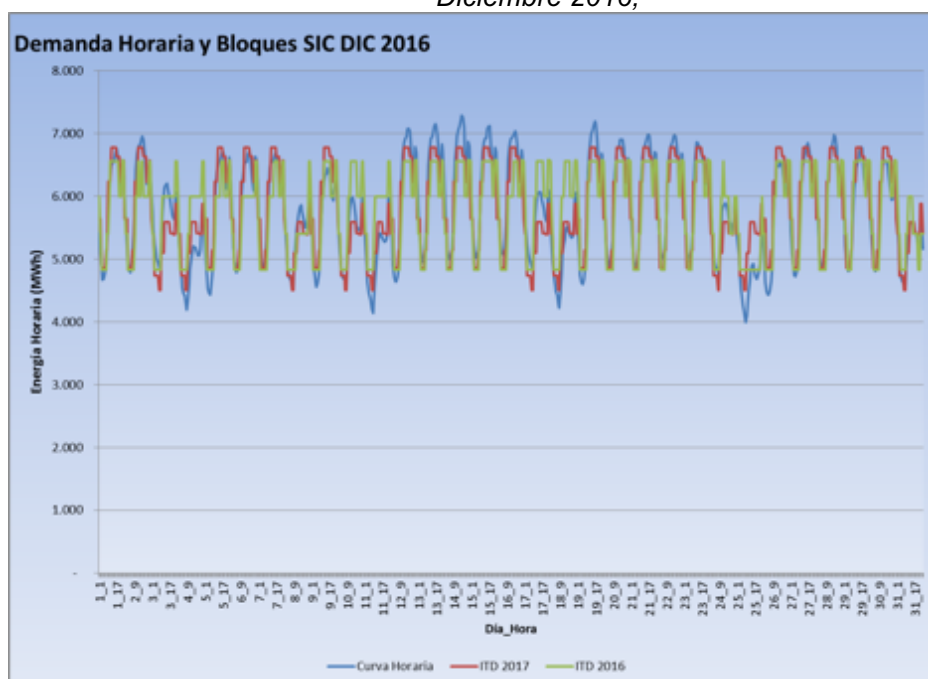


Gráfico 65. Comparación Curva Horaria y Demanda Bloques del SIC
Diciembre 2016,



En los gráficos siguientes se muestra para el SING, la comparación de la demanda horaria real del año 2016, con las curvas de duración de la demanda para los esquemas de 5 bloques y de 16 bloques.

Gráfico 66 Comparación Curva Horaria y Demanda Bloques del SING
Enero 2016,

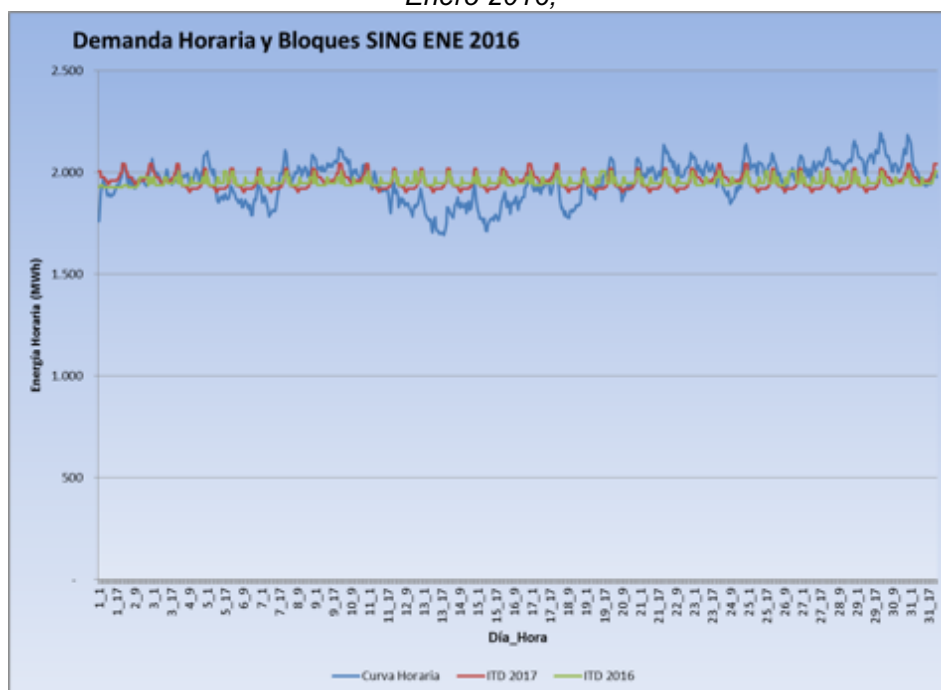


Gráfico 67. Comparación Curva Horaria y Demanda Bloques del SING
Febrero 2016,

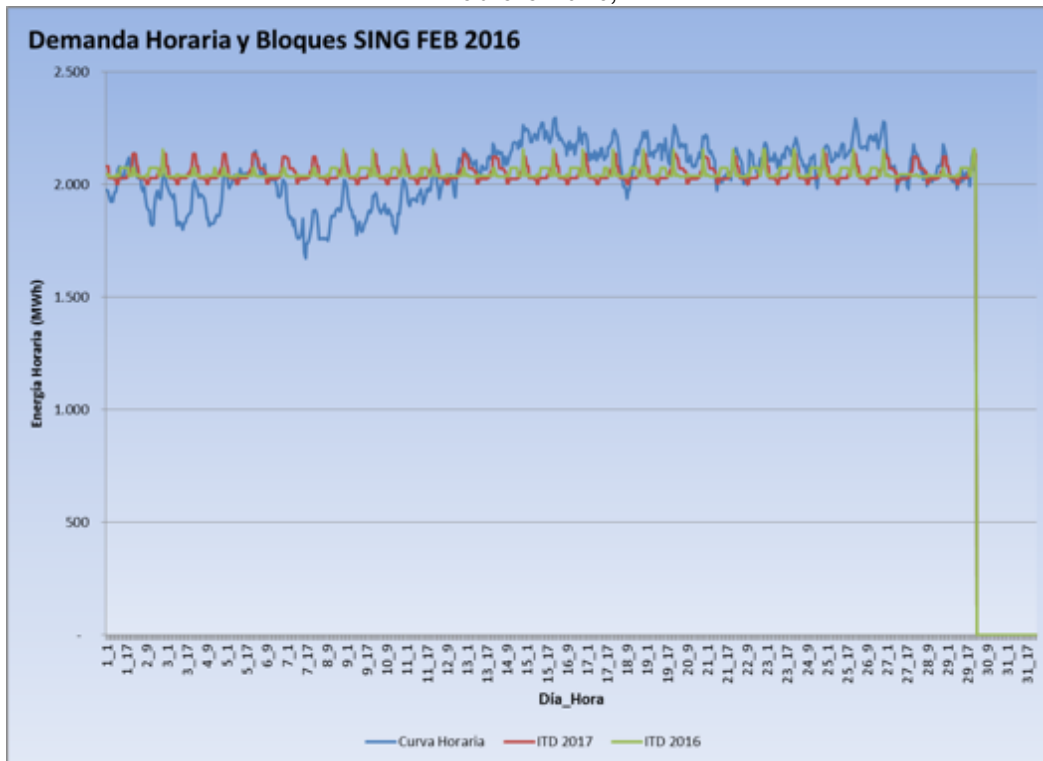


Gráfico 68 Comparación Curva Horaria y Demanda Bloques del SING
Marzo 2016,

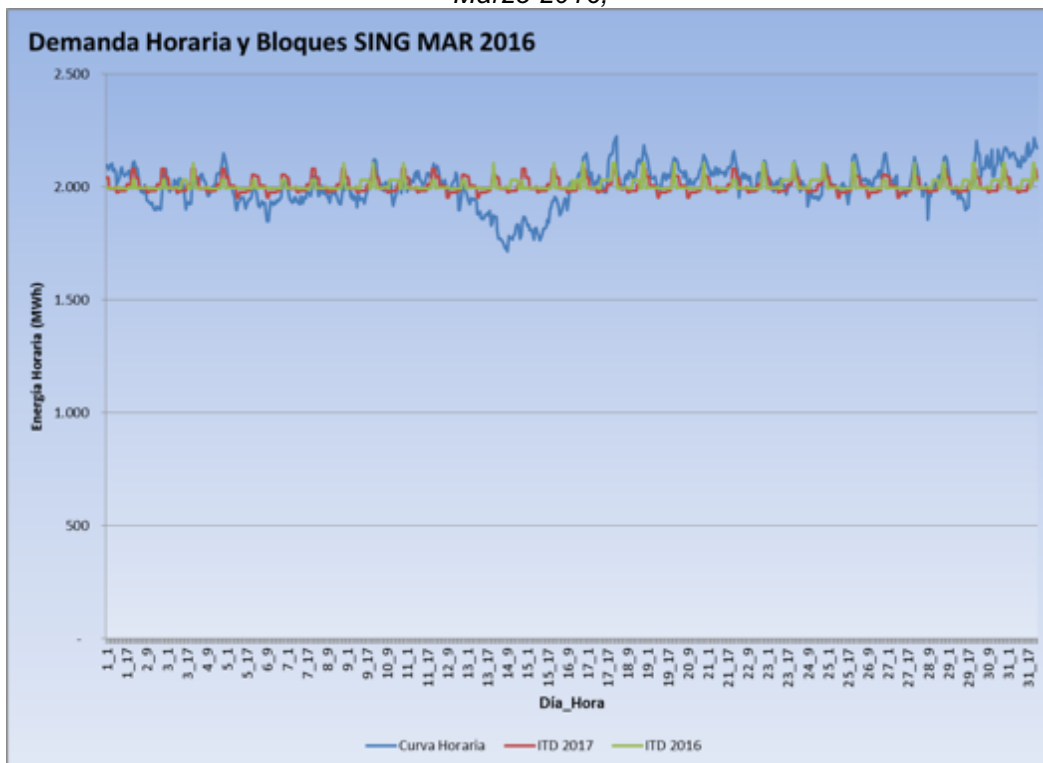


Gráfico 69. Comparación Curva Horaria y Demanda Bloques del SING

Abril 2016,

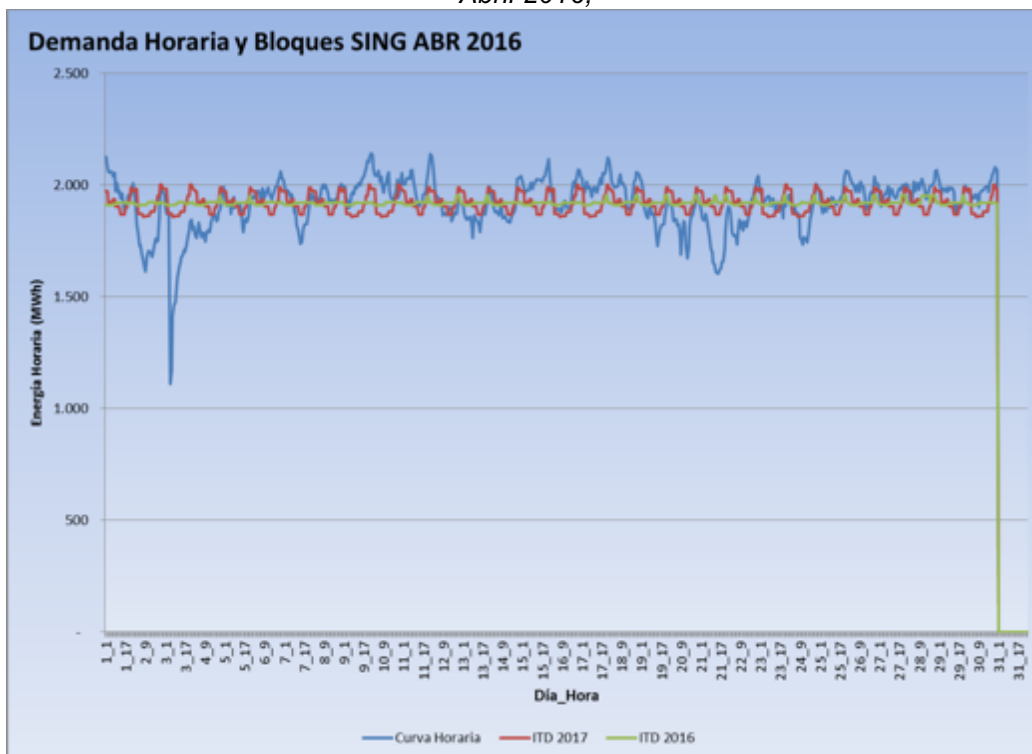


Gráfico 70. Comparación Curva Horaria y Demanda Bloques del SING
Mayo 2016,

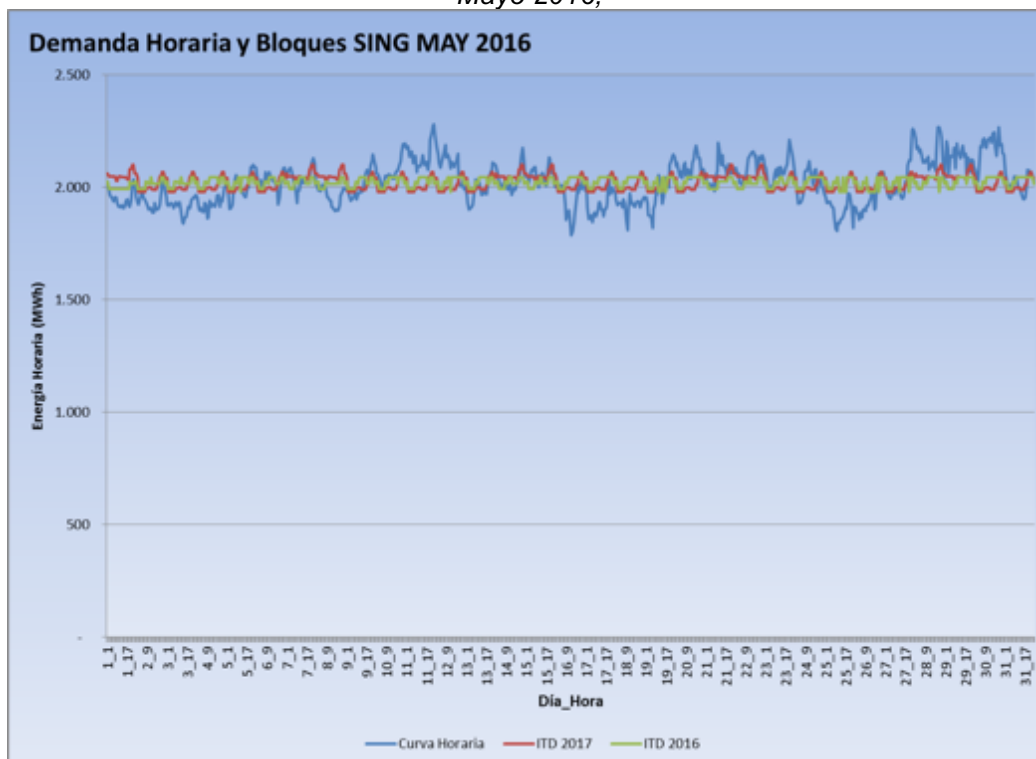


Gráfico 71. Comparación Curva Horaria y Demanda Bloques del SING

Junio 2016,

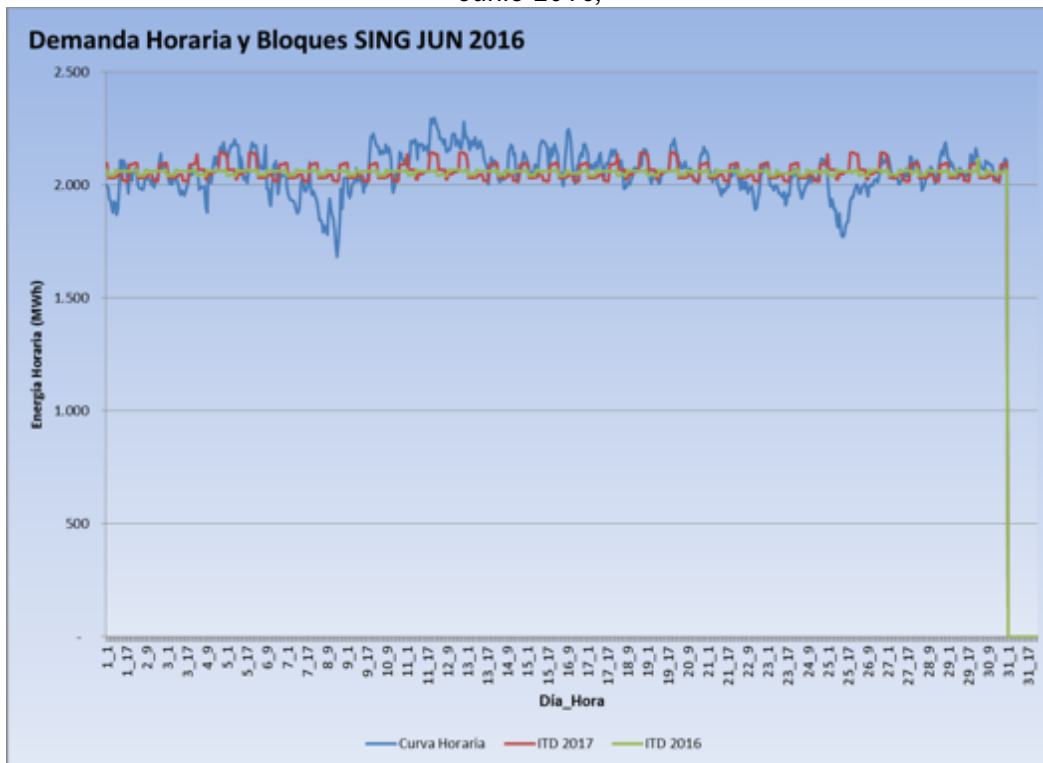


Gráfico 72. Comparación Curva Horaria y Demanda Bloques del SING Julio 2016,

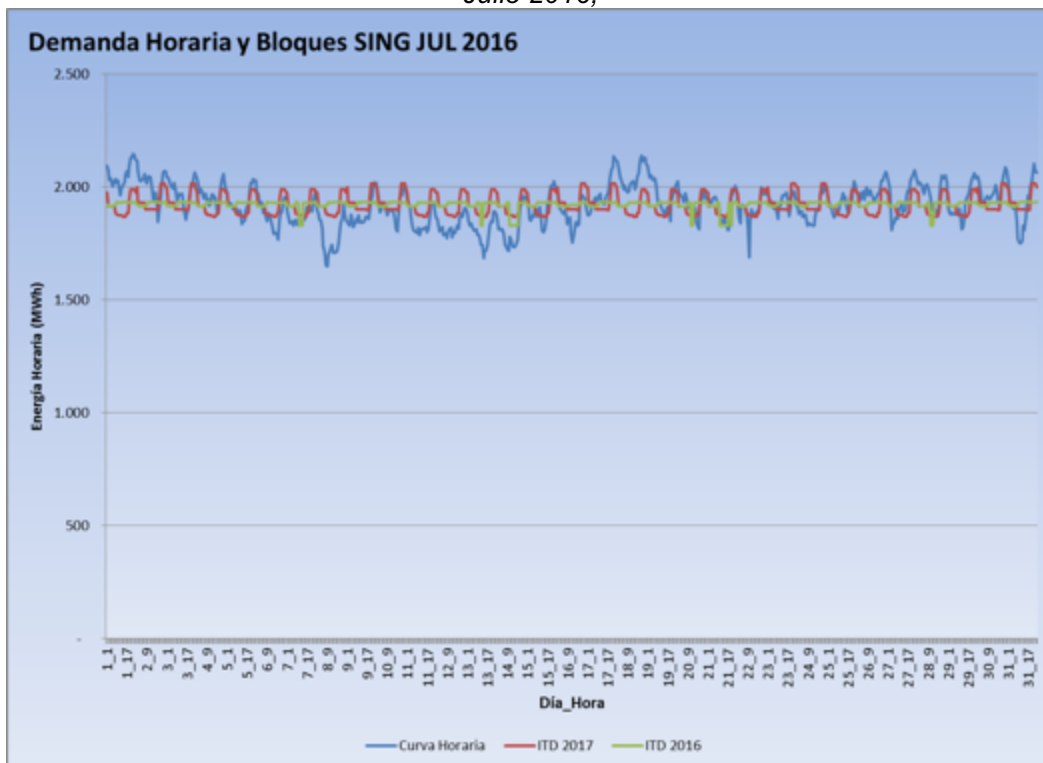


Gráfico 73. Comparación Curva Horaria y Demanda Bloques del SING

Agosto 2016,

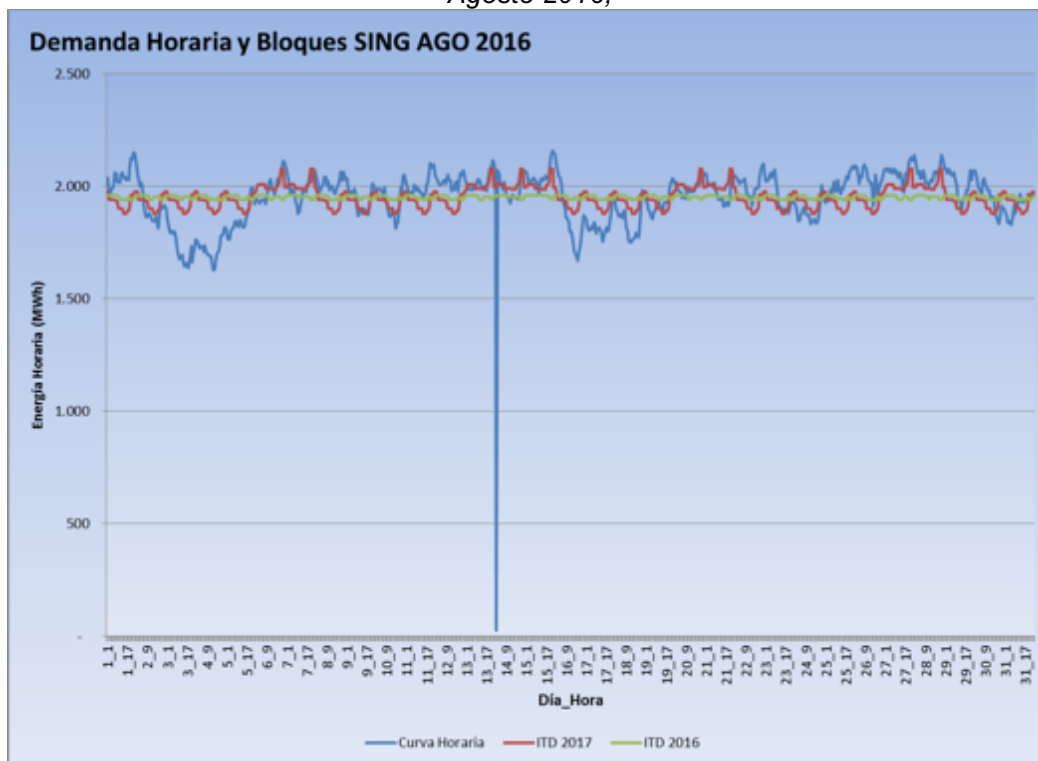


Gráfico 74. Comparación Curva Horaria y Demanda Bloques del SING Septiembre 2016,

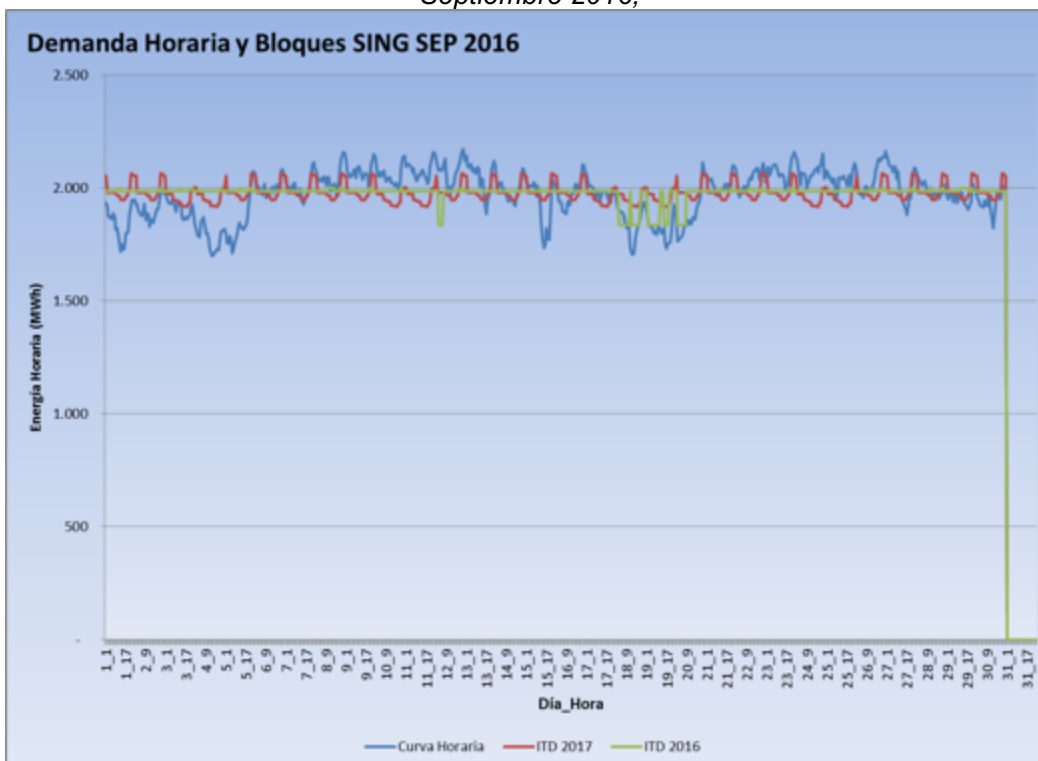


Gráfico 75. Comparación Curva Horaria y Demanda Bloques del SING

Octubre 2016,

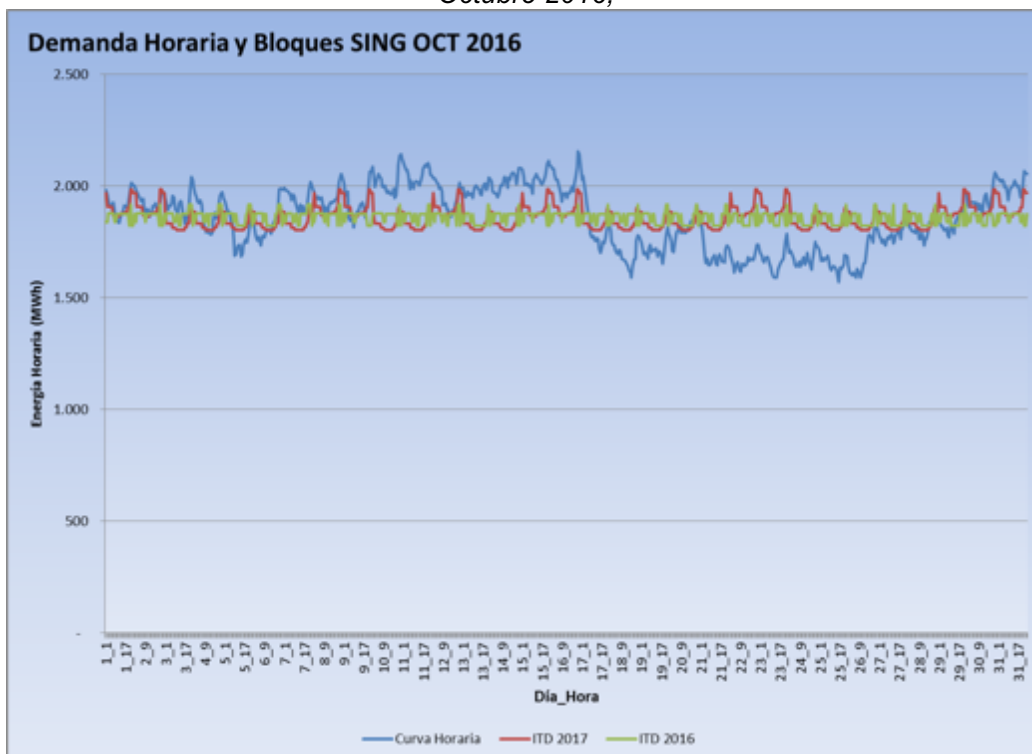


Gráfico 76. Comparación Curva Horaria y Demanda Bloques del SING
Noviembre 2016,

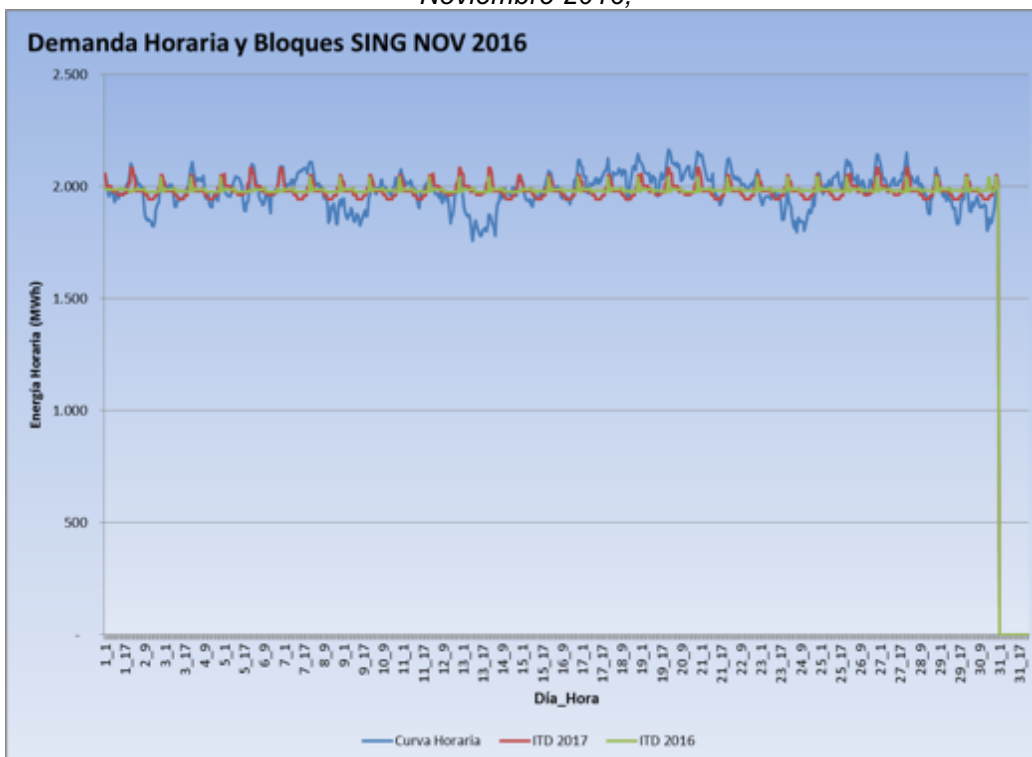
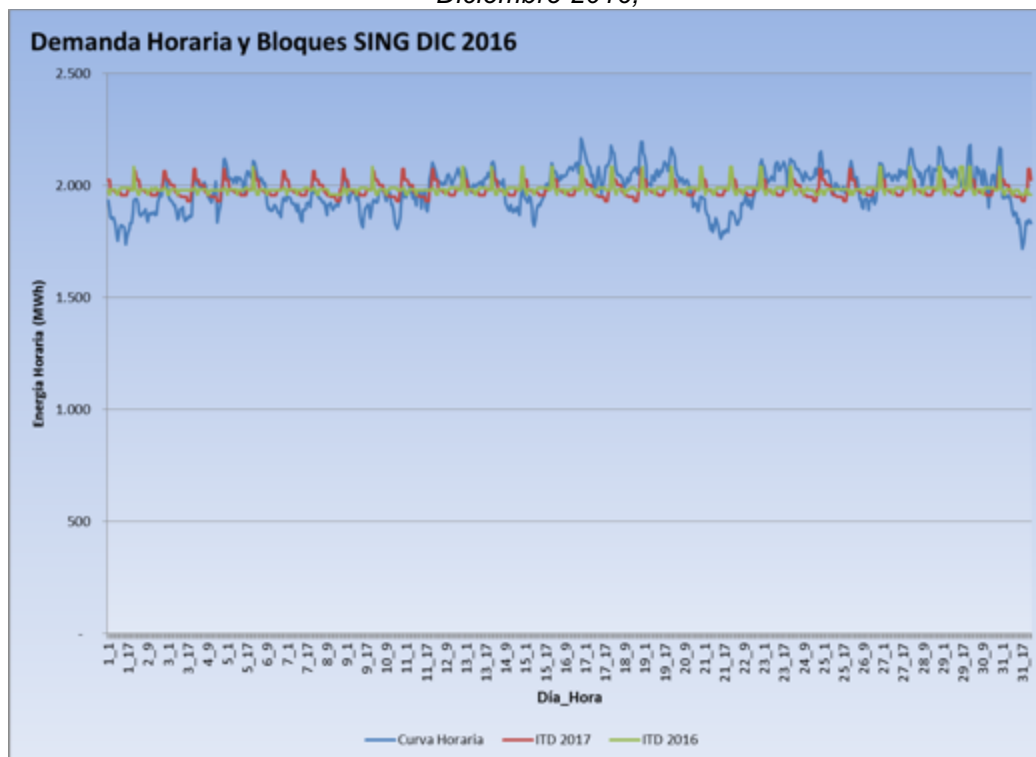


Gráfico 77. Comparación Curva Horaria y Demanda Bloques del SING

Diciembre 2016,



Se observa de los gráficos anteriores del sistema SING que la mayor variación que aparece respecto del SIC se presenta porque las curvas de bloques de demanda fueron calibradas para el SIC en que las horas asignadas a cada bloque responden a la demanda del SIC.

En el gráfico correspondiente al mes de abril de 2016 la disminución de la demanda ocurrida el día 03-04-2016 a las 04:08 horas fue por una falla que afectó hasta el 6° escalón del EDAC por subfrecuencia en que desconectó cerca de 1000 MW.

Además, aparecen variaciones bruscas de demanda en algunos gráficos llegando a nivel nulo, las que no son tales, sino que es un resultado de borde de los gráficos, o un dato horario faltante como ocurre en el gráfico del SING del mes de agosto de 2016.

A continuación se muestra la comparación entre las demandas horarias y la representación por bloques para el SIC y el SING por separado y para el SEN, obtenido como la suma de las demandas del SIC y SING en cada hora.

Los gráficos muestran como ejemplo la situación del mes de enero y abril de 2016.

Gráfico 78. Comparación Curva de Duración de la Demanda del SIC, Enero 2016,

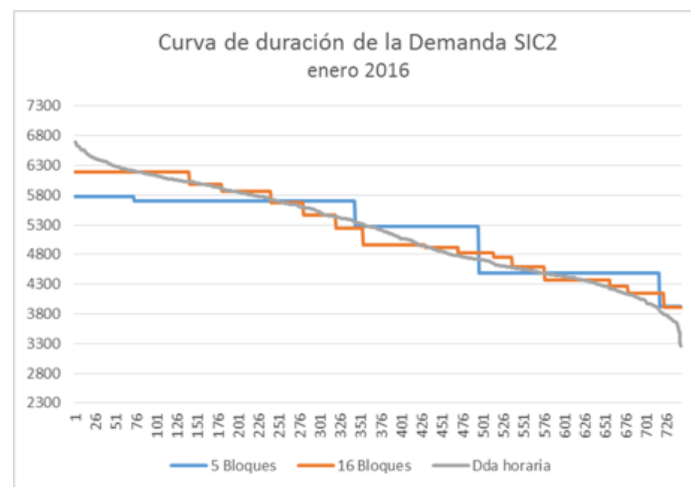
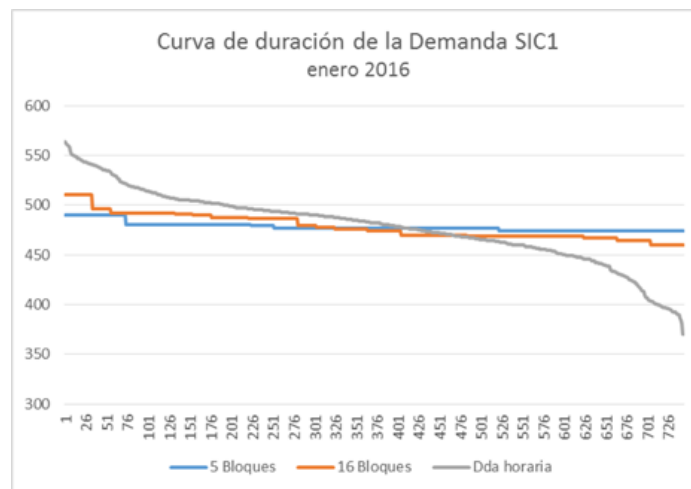
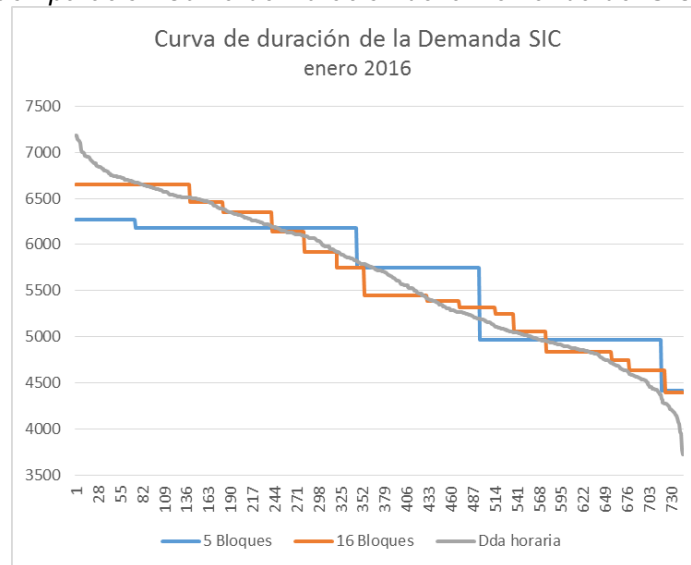


Gráfico 79. Comparación Curva de Duración de la Demanda del SING, Enero 2016,

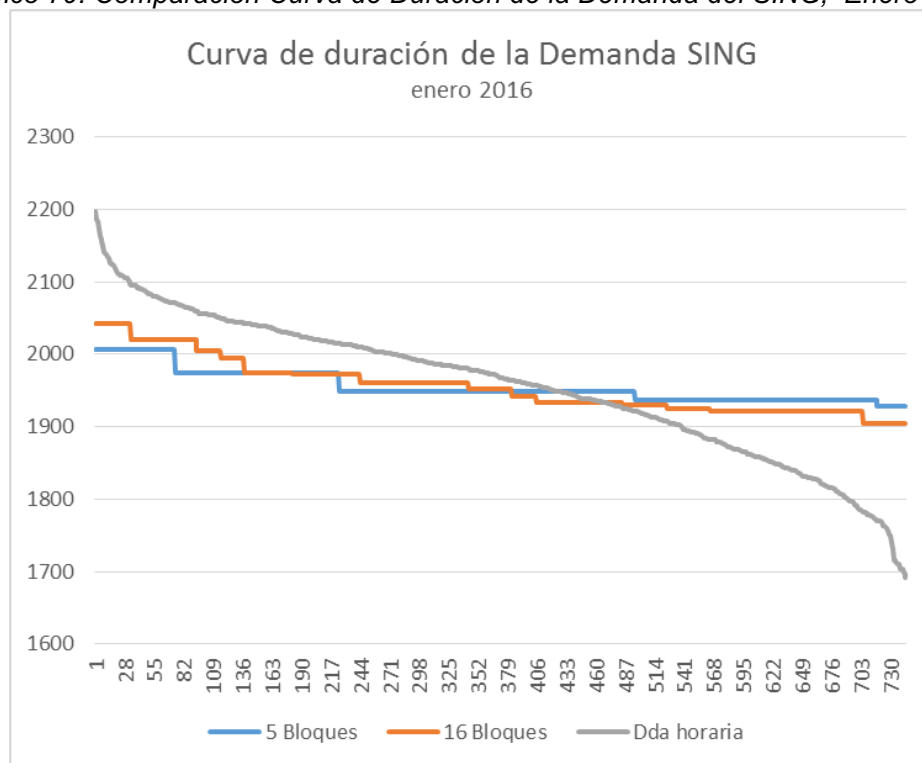


Gráfico 80. Comparación Curva de Duración de la Demanda del SEN, Enero 2016,

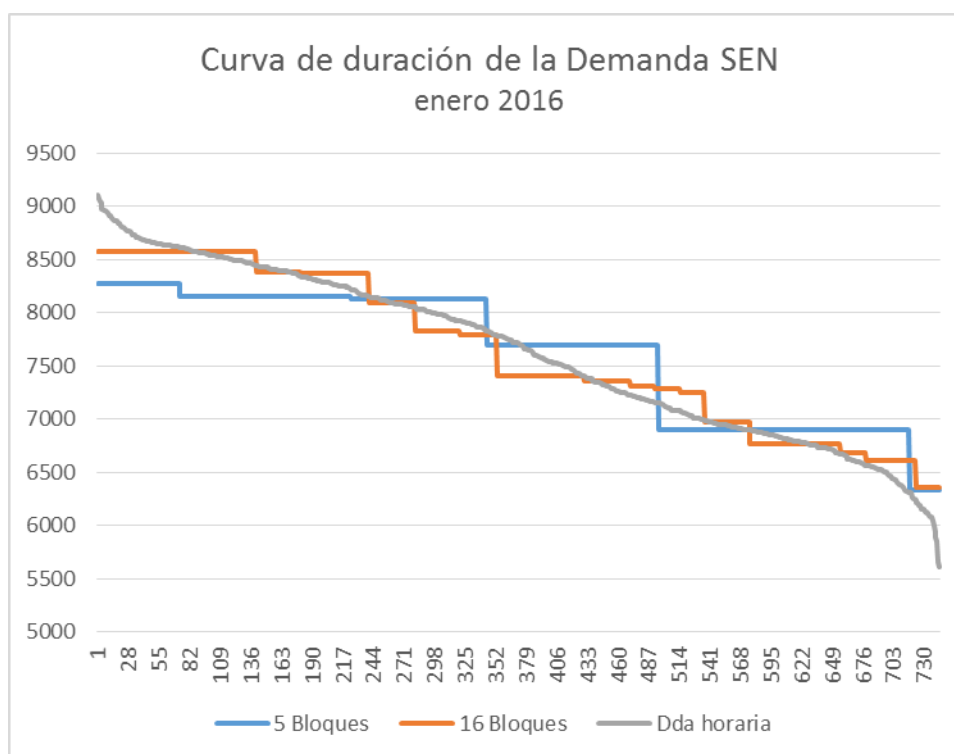


Gráfico 81. Comparación Curva de Duración de la Demanda del SIC, Abril 2016,

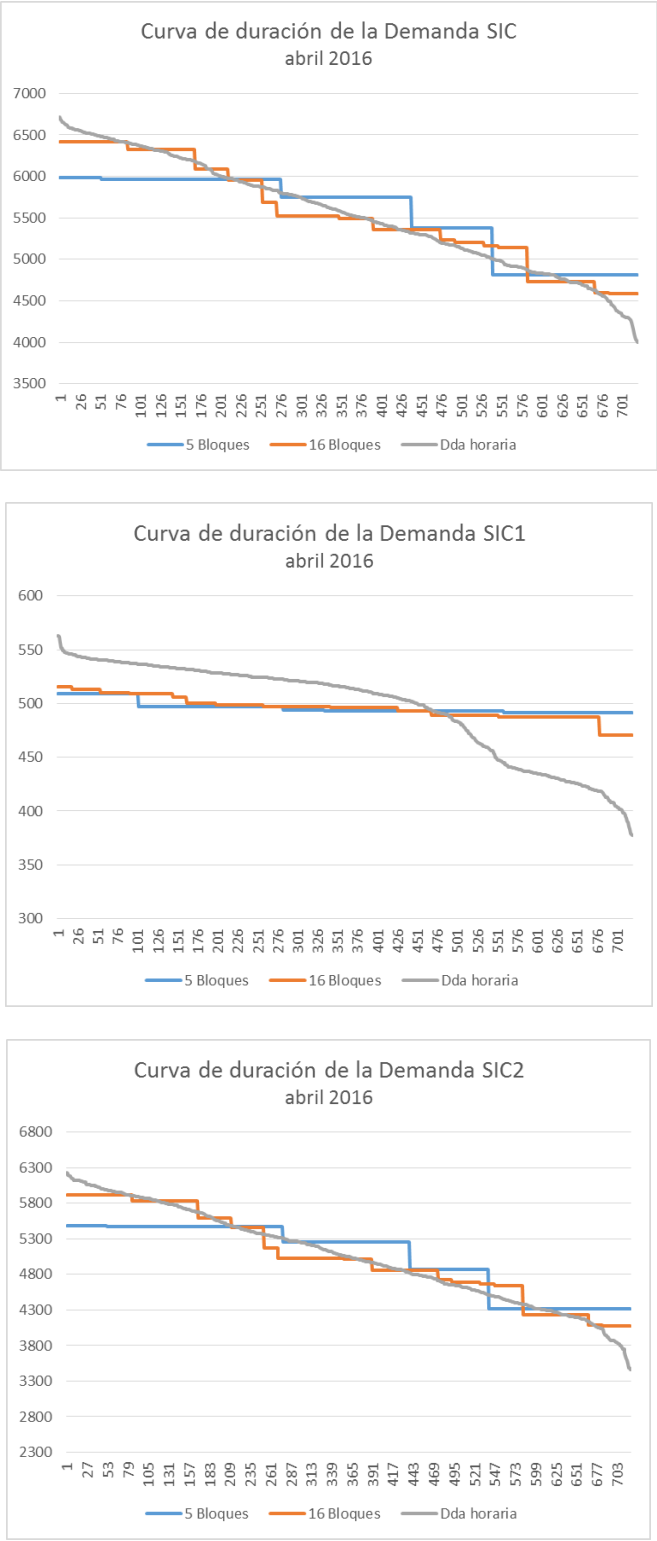


Gráfico 82. Comparación Curva de Duración de la Demanda del SIC, Abril 2016,

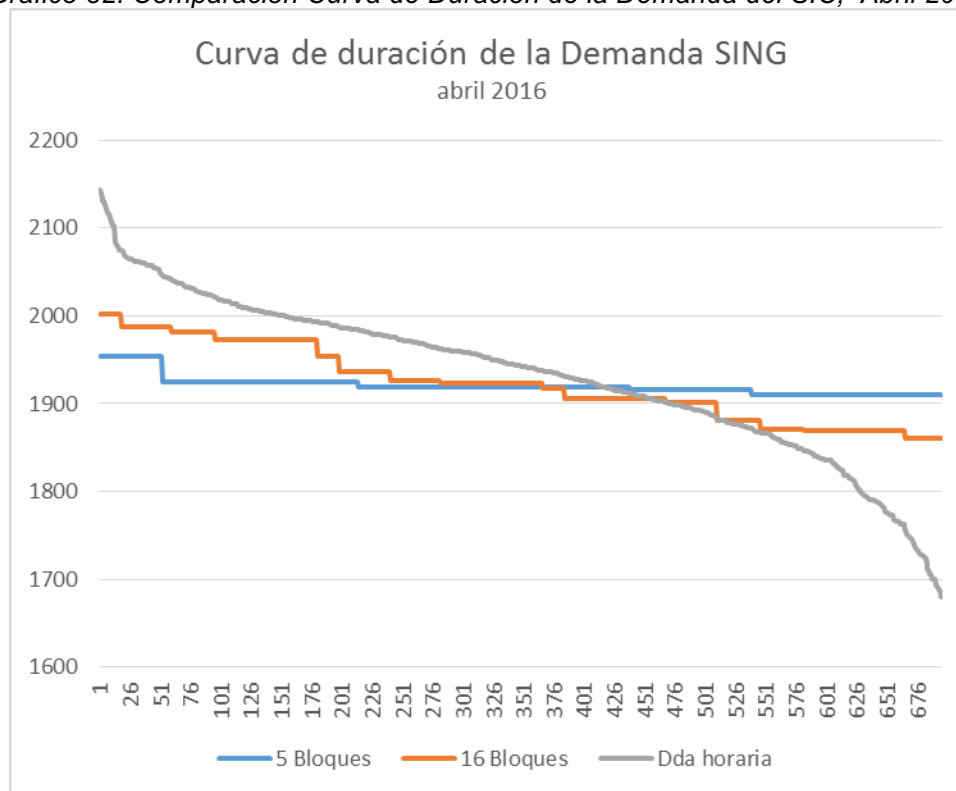
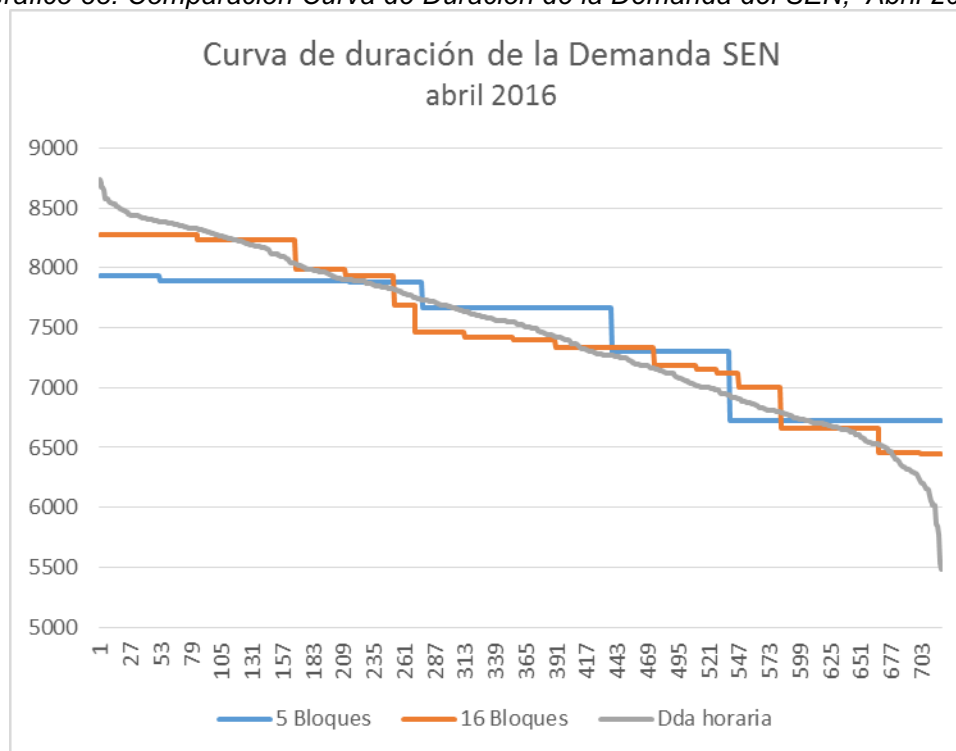


Gráfico 83. Comparación Curva de Duración de la Demanda del SEN, Abril 2016,



De los gráficos anteriores se observa que tanto en el caso del SIC como del SING y el SEN, el uso de una curva de duración de la demanda de 16 bloques, correspondiente a la curva definida en el Informe técnico de precios de nudo de 2017 resulta en una mejor representación de la demanda horaria que el uso de la curva de duración de la demanda de 5 bloques, en particular para los bloques de demandas máximas.

En la tabla siguiente se muestra el error cuadrático medio promedio de enero y abril de 2016, para el ajuste de la curva de demanda real mediante 5 bloques y mediante 16 bloques.

Tabla 52: Error cuadrático medio de curva de demanda enero y abril de 2016

Demanda de enero 2016		
Error cuadrático medio [MW]		
	5 Bloques	16 Bloques
SING	64,5	51,9
SIC	254,9	104,2
SEN	234,9	113,4
SIC1	25,3	18,8
SIC2	263,0	104,0
Error cuadrático medio [%]		
	5 Bloques	16 Bloques
SING	3,3%	2,7%
SIC	4,5%	1,8%
SEN	3,1%	1,5%
SIC1	5,3%	3,9%
SIC2	5,1%	2,0%
Demanda de abril 2016		
Error cuadrático medio [MW]		
	5 Bloques	16 Bloques
SING	74,8	48,0
SIC	235,4	100,7
SEN	222,7	115,3
SIC1	35,3	30,8
SIC2	237,6	100,2
Error cuadrático medio [%]		
	5 Bloques	16 Bloques
SING	3,9%	2,5%
SIC	4,2%	1,8%
SEN	3,0%	1,5%
SIC1	7,1%	6,2%
SIC2	4,7%	2,0%

Se observa que el ajuste mediante la curva de duración de 16 bloques contenida en los Informes Técnicos de precios de nudo de corto plazo del año 2017, es de mejor calidad que la representación de 5 bloques del Informe Técnico de precios de nudo de corto plazo del año 2016.

Esto muestra que la asociación de hora con bloque de demanda para el caso de 5 bloques, que se construyó en base a la demanda promedio de 2005 a 2010, puede no ser actualmente consistente con la forma de la curva de demanda horaria de 2016. Por lo tanto, se justificó plenamente actualizar la modelación de la curva de demanda horaria por una curva de 16 bloques.

En el caso de la representación en 16 bloques de los informes técnicos de precios de nudo de corto plazo de 2017, debe señalarse que éstos fueron obtenidos por la CNE considerando la demanda total del SEN.

Es decir, ajustando para la demanda total del SEN se obtuvo la asociación de cada hora del año con los 16 bloques, por lo que aplicar esto a la demanda del SING y del SIC por separado puede explicar parte de las diferencias entre la curva horaria y la por bloques.

En la tabla anterior se aprecia este efecto, en que el error cuadrático medio promedio de la curva de demanda del SEN, medido como un porcentaje respecto a demanda media anual, en las horas de enero de 2016 y abril 2016, es menor a los errores cuadráticos del ajuste de la demanda del SIC y SING por separado.

2. Mecanismo de identificación de condiciones de demanda máxima utilizado por la Comisión para definir los límites de los subsistemas

2.1 Curva de duración de la demanda de 16 bloques

La CNE para identificar subsistemas considera la existencia de desacoples de costos marginales en bloques de demanda máxima en los meses de abril a septiembre en el caso del SIC y en todos los meses del año en el caso del SING.

Para esto, la CNE determina en cada barra los costos marginales ponderados por energía en la barra y actualizados en un período de cuatro años, considerando los meses indicados en el párrafo anterior.

Los bloques de demanda máxima en cada mes corresponden a aquellos en que la potencia promedio del bloque es mayor a la del resto de los bloques.

En las tablas siguientes se muestra para el SIC los 16 bloques mensuales de demanda de 2016 ordenados de mayor a menor potencia media.

Se observa que los bloques de demanda máxima en el período tarifario de demanda de punta, abril a septiembre, corresponden al bloque N°10 entre abril y mayo, y al bloque N°8 de junio a septiembre.

Lo anterior, indica que las demandas máximas en abril y mayo se presentan entre las 12:00 hrs y las 16:00 hrs, entre junio y agosto se presentan entre las 9:00 hrs y las 13:00 hrs, y en septiembre las demandas máximas se presentan entre las 9:00 hrs y las 12:00 hrs.

Es decir, las demandas máximas en los meses de abril a septiembre se presentan fuera de las horas definidas como horas de punta en el SIC (bloques N°14 y N°16), lo que es consistente con el control de demanda de punta.

Se observa que las demandas máximas en los meses fuera del período de control de punta también se presentan en el bloque N°10, es decir, entre 10:00 horas y las 17:00 horas dependiendo del mes. Sólo en octubre de 2016 las demandas máximas en horas de noche priman sobre las de mediodía.

En las tablas siguientes se muestra para el SING los 16 bloques mensuales de demanda de 2016 ordenados de mayor a menor potencia media.

Se observa que los bloques de demanda máxima en el período tarifario de demanda de punta, enero a diciembre, corresponden al bloque N°15 con excepción de los meses de febrero, marzo y septiembre en que corresponde al bloque N°16.

Lo anterior, indica que las demandas máximas en enero de 2016 se presentaron entre las 21:00 hrs y las 24:00 hrs en días inhábiles, en febrero entre las 21:00 y las 24:00 en día hábiles, en marzo entre 20:00 y 23:00 horas de días hábiles, en abril y mayo entre 20:00 y 23:00 horas en días inhábiles, en junio entre 18:00 y 23:00 horas en días inhábiles, en julio y agosto se presentaron entre las 19:00 hrs y las 23:00 hrs de días inhábiles, en septiembre entre las 20:00 y 23:00 hrs de días hábiles, en octubre entre las 20:00 y 23:00 hrs en días inhábiles, en noviembre y diciembre las demandas máximas se presentaron entre las 21:00 y 23:00 hrs también de días inhábiles.

Es decir, las demandas máximas en todos los meses, con excepción febrero, marzo y septiembre, se presentaron en días inhábiles, es decir, fuera de las horas definidas como horas de punta en el SING (bloques N°14 y N°16), lo que es consistente con que en el SING no es relevante si un día es hábil o inhábil porque cerca del 90% del consumo es minero-industrial.

La representación de la demanda mediante 16 bloques mensuales en días hábiles y 16 bloques mensuales en días inhábiles desarrollada por la CNE permite una clara identificación de los períodos horarios donde se presentan las demandas máximas. También permite identificar los niveles de demanda que se presentan en las horas de punta tarifarias, el que no coincide generalmente con el período donde se presentan las

demandas máximas efectivas por la aplicación de un control de demanda por parte de los consumidores en las horas punta tarifarias.

Los criterios que se consideraron por la CNE en la definición de los bloques tienen relación con asociar un nivel de demanda a distintos bloques de horas contiguas de interés y no con representar mediante bloques una curva de duración de la demanda, en que cada bloque partiendo del bloque de demandas máximas contiene horas de demanda ordenada decreciente.

Así, el bloque horario de mayor nivel de demanda determinado por la CNE no contiene necesariamente las horas de mayor demanda del sistema, pudiendo quedar horas de mayor demanda incluidas en otros bloques horarios.

Lo anterior, tiene el efecto de subestimar la demanda promedio del bloque de mayor demanda respecto de la demanda promedio de un bloque que contuviera la misma cantidad de horas pero de demandas decrecientes a partir de la demanda máxima. Esto podría impactar la determinación de los subsistemas en cuanto a no quedar representados los reales desacoples que se presentan en las horas con mayor demanda del sistema.

En la medida que se considere un gran número de bloques horarios y que se efectúe una adecuada selección de un bloque horario que contenga con alta probabilidad las horas de mayor demanda mensual, la representación mediante bloques como la efectuada por la CNE sería adecuada.

2.2 Diferencial entre la curva de demanda horaria y la obtenida por medio de bloques

En las tablas siguientes se muestra para el SEN, como ejemplo para los meses de enero y abril de 2016, el error de estimación de la demanda en los bloques de demanda máxima. En la primera, se muestra el máximo error, que resulta de comparar la demanda promedio del bloque respecto de la máxima demanda horaria real. En la segunda se muestra el error respecto de la demanda real promedio en las horas incluidas en el bloque de demanda máxima.

Tabla 53: Comparación demanda máxima enero y abril de 2016

Ajuste 16 bloques demanda de enero 2016	
Dda Max real	9109
Dda Bloque punta CNE	8574
	-5,9%
Ajuste 16 bloques demanda de enero 2016	
Dda real prom bloque punta	8648
Dda Bloque punta CNE	8574
	-0,9%

Ajuste 16 bloques demanda de abril 2016	
Dda Max real	8735
Dda Bloque punta CNE	8282
	-5,2%
Ajuste 16 bloques demanda de abril 2016	
Dda real prom bloque punta	8434
Dda Bloque punta CNE	8282
	-1,8%

2.3 Representatividad de la demanda de cada zona en los bloques definidos para el sistema en su conjunto

En el modelo OSE 2000 para determinar los precios de nudo de corto plazo se considera a partir de 2017 una representación de la demanda en 16 bloques considerando la demanda global del SEN. Esta representación de 16 bloques aplicada a la demanda del SEN en 2016 se muestra en la siguiente tabla.

Se mostrará a continuación cómo queda representada la demanda del SIC y del SING en forma separada al considerar la curva por bloques ordenados según las demandas del SEN.

Como se mostró en el punto II anterior, al aplicar la metodología de 16 bloques en forma separada al SIC y al SING se obtiene un ordenamiento distinto de la demanda, en que por ejemplo bloques horarios de demanda alta en el SIC corresponden a bloques de baja demanda en el SING.

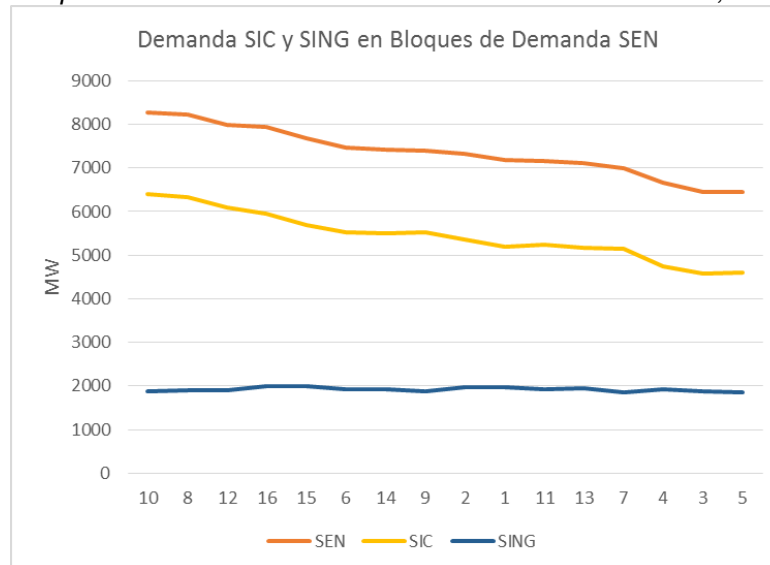
En la tabla siguiente se muestra las demandas de potencia en los bloques del SIC y SING ordenadas según la *demanda* del SEN.

Tabla 54: Curva de duración de la demanda de 16 bloques para el SEN, SIC y SING

	SEN abr-16	SIC abr-16	SING abr-16
Bloq	[MW]	[MW]	[MW]
10	8282	6412	1869
8	8229	6323	1906
12	7987	6086	1901
16	7938	5950	1988
15	7689	5686	2003
6	7459	5523	1936
14	7422	5495	1927
9	7401	5519	1881
2	7331	5357	1973
1	7182	5200	1982
11	7151	5233	1917
13	7122	5167	1955
7	7004	5143	1860
4	6656	4733	1923
3	6458	4587	1871
5	6452	4594	1858

Se aprecia que debido al mayor tamaño relativo del SIC, la curva del SIC se asemeja a la del SEN, presentando su demanda máxima en el mismo bloque que en el SEN. En cambio, la demanda del SING tiene su valor máximo en un bloque de demanda intermedia del SEN.

Gráfico 84. Comparación Curva de Duración de la Demanda del SEN, SIC y SING,



Algo similar sucede al separar la demanda del SIC entre los subsistemas SIC1 y SIC2.

Tabla 55: Curva de duración de la demanda de 16 bloques para el SIC1 y SIC2 2016

SIC1, Demanda por bloques 2016						
ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	
Bloq [MW]	Bloq [MW]	Bloq [MW]	Bloq [MW]	Bloq [MW]	Bloq [MW]	
15 510,7	15 525,9	15 544,1	15 515,5	15 518,2	1 498,7	
1 496,0	11 524,5	16 535,3	1 513,3	1 516,1	15 494,5	
9 491,5	1 523,7	1 526,4	3 510,0	13 507,0	4 493,4	
11 491,0	13 522,9	2 525,0	11 508,9	3 504,0	6 489,1	
13 489,6	16 519,1	13 524,2	9 508,9	11 502,7	2 485,9	
3 487,6	3 517,4	11 520,2	5 506,3	9 499,1	3 485,3	
16 486,1	9 512,8	6 515,8	7 500,0	5 496,6	9 484,6	
5 479,1	5 504,9	4 514,4	13 498,9	7 495,7	8 483,0	
7 477,4	14 501,8	3 513,4	6 498,7	2 489,7	7 482,1	
2 476,0	2 498,2	9 512,7	2 496,9	4 489,0	11 482,1	
12 474,0	12 497,7	14 512,1	4 495,9	6 487,9	13 479,9	
4 470,0	7 491,9	12 511,5	12 492,8	16 483,0	5 476,7	
10 469,1	4 490,2	7 510,0	10 489,2	8 480,8	12 473,0	
14 466,7	6 485,3	5 509,5	16 487,8	12 480,3	16 472,3	
6 464,1	10 482,2	8 508,8	8 487,5	10 476,0	10 471,1	
8 460,2	8 479,1	10 505,9	14 470,9	14 471,9	14 464,4	

SIC2, Demanda por bloques 2016						
ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	
Bloq [MW]	Bloq [MW]	Bloq [MW]	Bloq [MW]	Bloq [MW]	Bloq [MW]	
10 6183,4	10 6219,6	10 6203,7	10 5923,1	10 5956,0	8 6217,9	
12 5982,9	12 6057,3	16 6160,5	8 5835,7	8 5889,2	10 6115,0	
16 5867,1	16 5945,6	12 6126,1	12 5592,9	12 5797,3	12 6076,5	
14 5672,7	14 5778,5	14 5857,2	16 5462,1	16 5640,1	16 5976,8	
8 5462,2	8 5450,6	8 5693,6	15 5170,9	14 5493,4	14 5923,8	
15 5242,0	15 5334,7	15 5460,2	6 5024,6	15 5420,2	15 5650,8	
9 4953,6	9 5063,5	6 5304,2	14 5024,1	6 5276,1	6 5631,1	
2 4914,7	2 4988,3	2 5080,6	9 5010,6	2 5165,3	2 5357,4	
13 4830,3	13 4987,0	9 5018,9	2 4860,3	13 5036,6	1 5130,4	
11 4825,7	11 4949,5	13 4949,0	11 4724,3	1 5028,4	9 5072,0	
1 4746,5	1 4854,6	11 4917,0	1 4687,0	9 4961,6	13 5068,0	
6 4590,7	6 4680,6	1 4806,6	13 4668,5	11 4794,2	7 5025,1	
4 4364,3	4 4434,2	4 4527,2	7 4643,4	7 4610,8	11 4948,5	
7 4266,0	7 4372,2	7 4365,8	4 4236,6	4 4363,8	4 4470,4	
3 4148,3	3 4268,5	3 4184,5	5 4087,6	3 4183,1	5 4274,9	
5 3915,5	5 4100,7	5 4145,7	3 4076,6	5 4100,1	3 4247,3	

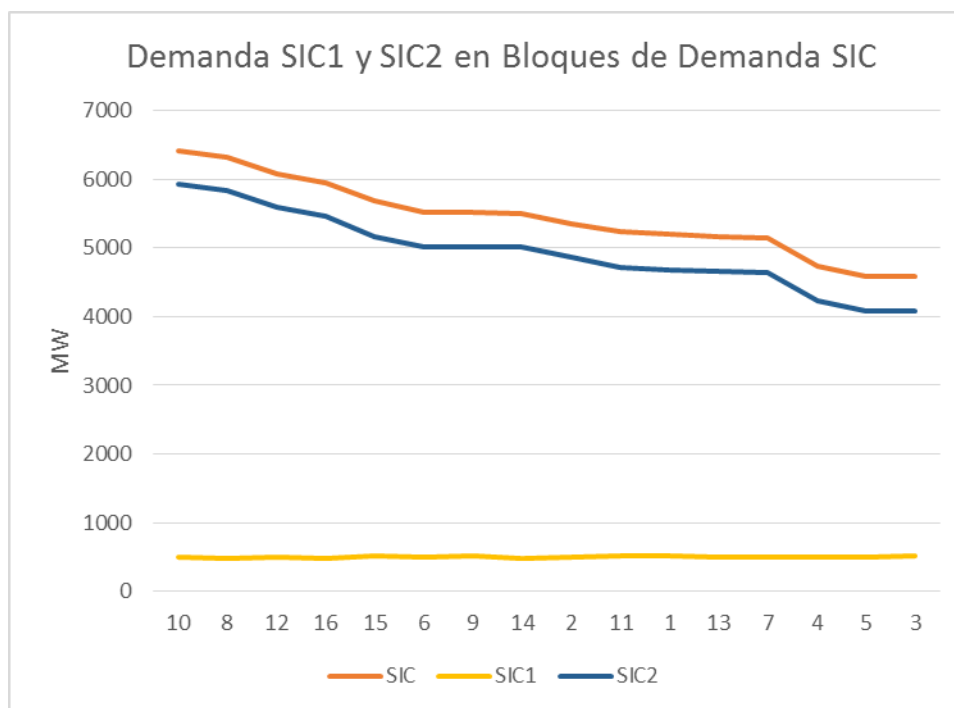
SIC1, Demanda por bloques 2016											
jul-16		ago-16		sep-16		oct-16		nov-16		dic-16	
Bloq	[MW]	Bloq	[MW]	Bloq	[MW]	Bloq	[MW]	Bloq	[MW]	Bloq	[MW]
1	492,4	15	524,0	15	516,1	16	518,0	16	546,9	16	541,0
15	491,2	13	509,2	9	506,1	15	517,9	15	544,7	15	539,3
13	486,7	9	504,1	1	505,1	1	516,9	1	538,1	1	528,3
3	483,4	11	503,2	11	502,6	2	512,8	2	536,3	2	527,6
11	474,7	6	501,3	7	501,4	11	507,2	14	533,0	11	525,5
9	473,9	3	498,8	13	496,4	13	504,8	4	525,4	13	525,3
2	469,9	1	498,4	4	493,6	3	502,5	13	524,4	3	523,4
4	465,4	4	496,8	3	488,2	4	502,5	3	524,3	14	520,9
5	463,2	7	495,9	6	488,1	9	502,3	9	520,6	12	516,7
7	463,1	10	495,8	5	486,5	14	498,5	12	520,4	4	515,7
6	458,8	2	495,0	2	486,4	12	498,1	11	517,7	7	515,5
16	456,6	8	493,4	10	475,9	7	497,6	6	516,8	9	515,4
8	453,6	5	492,3	8	475,5	6	494,8	7	515,7	5	510,8
10	451,1	12	491,6	12	473,1	10	494,0	8	511,2	6	509,5
12	447,5	16	485,9	16	467,7	8	490,1	10	510,0	10	507,7
14	443,7	14	473,6	14	442,3	5	489,3	5	509,9	8	505,3

SIC2, Demanda por bloques 2016											
jul-16		ago-16		sep-16		oct-16		nov-16		dic-16	
Bloq	[MW]	Bloq	[MW]	Bloq	[MW]	Bloq	[MW]	Bloq	[MW]	Bloq	[MW]
16	6200,5	8	6009,6	8	5901,6	16	5904,4	10	6084,8	10	6265,7
20	6102,5	10	5881,7	10	5853,5	10	5824,6	12	5924,2	12	6118,9
24	5887,4	16	5639,6	12	5511,8	8	5719,6	16	5899,7	16	6026,6
28	5825,3	12	5612,4	16	5491,9	12	5686,6	14	5658,2	8	5726,9
32	5790,6	6	5515,8	15	5157,8	14	5409,8	8	5633,2	14	5705,1
30	5585,4	15	5378,8	6	5115,2	15	5289,0	15	5279,2	15	5339,8
26	5540,4	14	5221,5	2	5007,2	2	5193,3	2	5083,5	2	5109,2
12	5486,3	2	5107,2	14	4912,1	9	4949,5	9	4978,2	9	5078,4
4	5197,9	9	4927,7	1	4767,2	6	4871,0	13	4879,2	11	4885,8
18	5151,8	7	4839,7	9	4713,9	1	4846,3	1	4781,4	1	4871,3
22	5069,3	1	4820,2	7	4595,3	7	4748,6	11	4759,5	13	4862,5
2	4968,5	13	4763,0	13	4428,5	11	4737,9	6	4629,6	6	4628,9
14	4924,4	11	4667,7	11	4412,8	13	4725,5	7	4475,7	7	4581,3
8	4452,7	4	4329,7	4	4240,0	4	4187,6	4	4254,6	4	4348,4
6	4184,2	5	4161,6	3	4042,4	3	4064,1	3	4132,5	3	4213,1
10	4172,5	3	4126,4	5	3978,9	5	4034,3	5	3869,3	5	3998,0

Tabla 56: Curva de duración de la demanda de 16 bloques para el SIC, SIC1 y SIC2 Abril 2016

	SIC abr-16	SIC1 abr-16	SIC2 abr-16
Bloq	[MW]	[MW]	[MW]
10	6412	489	5923
8	6323	488	5836
12	6086	493	5593
16	5950	488	5462
15	5686	515	5171
6	5523	499	5025
9	5519	509	5011
14	5495	471	5024
2	5357	497	4860
11	5233	509	4724
1	5200	513	4687
13	5167	499	4669
7	5143	500	4643
4	4733	496	4237
5	4594	506	4088
3	4587	510	4077

Gráfico 85. Comparación Curva de Duración de la Demanda del SIC1 y SIC2,



3. Conclusiones respecto del mecanismo de identificación de condiciones de demanda máxima utilizado por la Comisión para definir los límites de los subsistemas

El uso de una representación de la curva de duración de la demanda horaria mediante 16 bloques definidos en el Informe técnico de precios de nudo de 2017, resulta en una razonable representación de la demanda horaria, en particular para los bloques de demandas máximas mensuales.

Esta representación arroja un error cuadrático medio promedio en el mes menor a 1,5% respecto de la demanda media mensual.

El ajuste mediante la curva de 16 bloques contenida en los informes técnicos de precios de nudo de corto plazo del año 2017, representa de mejor forma a una curva de demanda horaria del SEN, ya que fue construida considerando dicha demanda total. Es decir, considerando la demanda total del SEN se obtuvo la asociación de la demanda de cada hora del año con cada uno de los 16 bloques.

Por tanto, su aplicación para la representación de las demandas de los sistemas SIC y SING por separado es de menor calidad, pero aun así el error cuadrático medio es menor a 3%.

Respecto a la representación de la demanda máxima aplicada al año 2016, con el uso de la curva de 16 bloques definidos en el Informe Técnico de precios de nudo de corto plazo del año 2017, se obtiene que en el bloque de demanda máxima, el máximo error que se comete resulta menor a 5% y el error medio menor a 2%.

Cabe notar que, para la identificación de subsistemas y cálculo de factores de penalización de potencia en el SIC, la CNE considera los bloques de demanda máxima mensual que se presentan en los meses de abril a septiembre, se entiende, por corresponder al período de punta para fines tarifarios. Sin embargo, las demandas máximas mensuales dentro de dicho período ocurren fuera de las horas de punta definidas para fines tarifarios, ocurren entre 10:00 y 16:00 hrs dependiendo del mes, similar a lo que ocurre en el resto de los meses fuera del período de punta tarifario. Esto es consecuencia del control de la demanda que ejercen algunos consumidores con el fin de reducir sus consumos en las horas de punta tarifarias.

Algo similar sucede en el SING, en que las demandas máximas mensuales ocurren principalmente en horas de días inhábiles, también fuera de las horas de punta definidas para fines tarifarios.

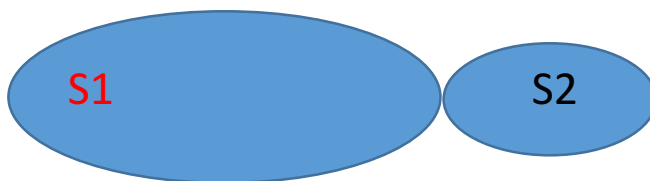
Considerando que en el SIC y el SING se han definido períodos de punta tarifarios distintos, la comparación de costos marginales entre barras obtenidos para esos períodos de punta, no reflejaría desacoples efectivos sino que las diferencias que surgen por diferencia en el período de punta. Por esto, no es apropiado aplicar la metodología de determinación de subsistemas por desacoples a un sistema interconectado que

presente zonas con distinto período de punta. La metodología debe ser aplicada a cada zona por separado. En que cada zona con período de punta diferente constituye un subsistema por sí misma.

Por otra parte, en relación a la condición de demanda máxima del sistema que se considera para la determinación de los subsistemas puede ocurrir que una vez identificados los subsistemas, éstos presenten sus demandas máximas efectivas en un período horario diferente.

Por ejemplo, en los subsistemas S1 y S2 que se muestran en la siguiente figura se tiene que la demanda del subsistema S1 es mucho mayor a la demanda del subsistema S2. Se determinó el subsistema S2 por desacople de los costos marginales en condiciones de demanda máxima del sistema total y que por el mayor tamaño relativo de S1 es igual a la condición de demanda máxima de S1. En ese bloque horario de demanda máxima del sistema total puede suceder que el subsistema S2 no se encuentre en condición de demanda máxima.

Figura 27. Demanda de subsistemas



Esta situación no parece que deba recibir alguna consideración especial puesto que el subsistema ya fue detectado. Sin embargo, los costos marginales del subsistema S2 no corresponderán a una condición de demanda máxima del subsistema y por tanto tampoco los factores de penalización de la potencia. En este caso debiera recalcularse los costos marginales y factores de penalización de potencia para el bloque de demanda máxima del subsistema S2.

También es posible que ocurra que el subsistema S2 no sea detectado al considerar desacoples en el bloque de demanda máxima del sistema total. Por ejemplo, si en el bloque de demanda máxima del subsistema S2 se presenta un desacople respecto del subsistema S1.

Como alternativa, se puede considerar que zonas de un sistema interconectado con distinto bloque de demanda máxima corresponden a un subsistema por si mismas.

En conclusión:

- a) La representación de la demanda horaria en 16 bloques de demanda usada por la CNE permite identificar con una adecuada precisión el bloque horario donde se presentan las demandas máximas del sistema al que se aplica esta representación.

- b) Para lo anterior se debe considerar que el bloque de demanda máxima corresponde al bloque horario de la curva de 16 bloques con mayor potencia media.
- c) Este mecanismo permitiría por tanto identificar aquellas zonas del sistema interconectado con demandas de distinta naturaleza, industrial versus residencial-comercial en que las demandas máximas se presentan en distintas horas, las que corresponden a subsistemas por esta razón.
- c) Para identificar subsistemas de potencia asociados con desacoples de costos marginales entre áreas se considera correcto verificar la comparación de costos marginales entre barras en el bloque de demanda máxima del sistema total que se está evaluando.

H. METODOLOGÍA Y CRITERIOS DE SELECCIÓN DE LA BARRA DE REFERENCIA DENTRO DE CADA SUBSISTEMA PARA LA CUAL SE DETERMINARÁ UN PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA.

En este capítulo se efectúa un análisis base al costos de desarrollo de la unidad de punta utilizado por la CNE y la modelación que se realiza en las fijaciones de precio de nudo de corto plazo, se planteará una metodología y criterios de selección de la barra de referencia dentro de subsistemas para la cual se determinará un precio básico de la potencia de punta.

1. Análisis regulatorio

La LGSE establece un criterio de eficiencia económica en la determinación de los precios de nudo de energía y del precio de nudo de potencia de punta en el artículo 155° y 162°, cuyo tenor es:

“Artículo 155°. En los sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación se distinguirán dos niveles de precios sujetos a fijación:

1.- Precios a nivel de generación-transporte.

Estos precios se denominarán "precios de nudo" y se definirán para todas las subestaciones de generación transporte desde las cuales se efectúe el suministro. Los precios de nudo tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de Punta.”

“Artículo 162°.- Para cada fijación semestral, los precios de nudo de corto plazo se calcularán de la siguiente forma:

.....”

“3.- Se determina el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones troncales del sistema eléctrico, conforme los balances de demanda y oferta de potencia en los subsistemas que corresponda. Como

oferta de potencia se considerará tanto la aportada por las centrales generadoras como aquella aportada por los sistemas de transmisión. Se calcula el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada de cada subsistema eléctrico con este tipo de unidades. Los valores así obtenidos se incrementan en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del respectivo subsistema. El valor resultante del procedimiento anterior se denominará precio básico de la potencia de punta en el subsistema respectivo;”

“5.- Para cada una de las barras del sistema de transmisión nacional del subsistema eléctrico que corresponda, y que no tenga determinado un precio básico de potencia, se calcula un factor de penalización de potencia de punta que multiplicado por el precio básico de la potencia de punta del subsistema correspondiente, determina el precio de la potencia punta en la barra respectiva;

6.- El cálculo de los factores de penalización de potencia de punta a que se refiere el número 5 anterior, se efectúa considerando las pérdidas marginales de transmisión de potencia de punta, considerando el programa de obras de generación y transmisión señalado en el número 1 de este artículo, y”

De acuerdo a lo anterior, el precio básico de la potencia de punta corresponde al costo marginal de incrementar la capacidad instalada de cada subsistema eléctrico con el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones troncales del sistema eléctrico, conforme los balances de demanda y oferta de potencia en los subsistemas que corresponda. . Cabe mencionar, que es dable de interpretar que en un subsistema se podría definir más de un precio básico según se lee de 162º números 3 y 5 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Con el fin de determinar el tipo de centrales más económicas para suministrar potencia adicional en horas de demanda máxima debe tomarse en cuenta tanto los costos de inversión y los de operación en la central de punta más económica, como los costos de emplazamiento y de conexión al subsistema, que dependen de la barra a la que se conecte la central.

Como costos de emplazamiento se incluye consideraciones de cumplimiento de la normativa ambiental dependiendo de la zona, terrenos disponibles en la cercanía a la barra de conexión en cumplimiento con planes reguladores del uso del suelo, cercanía a zonas protegidas, cercanía a fuentes de abastecimiento de insumos principales como agua y combustible, caminos de acceso al terreno, efectos ambientales en el desempeño de la unidad de punta tales como altura, temperatura, humedad, polvo u otras materias en suspensión, cercanía a otras faenas contaminantes como pueden ser las de descarga de materiales corrosivos, que originará sobre costos por desgaste por corrosión, etc.

Como costos de conexión se considera no sólo la inversión y costos de operación y mantenimiento de las instalaciones de transmisión entre la central y la subestación de conexión, sino también necesidades de ampliación de las instalaciones a la que se

conectará la central de punta, terrenos disponibles o con factibilidad de ser utilizados para el trazado de la línea.

Un segundo criterio en la selección de la barra de referencia dentro de cada subsistema para la cual se determinará un precio básico de la potencia de punta, es que ésta deberá corresponder a aquella barra en que se minimiza el costo marginal de incrementar la capacidad instalada de potencia de punta. Esto se puede determinar considerando una unidad de punta de tamaño predefinido e igual para cada nudo, en que el nudo de referencia deberá corresponder a aquel en que se minimiza las pérdidas de transmisión en el subsistema en horas de demanda máxima.

2. Metodología propuesta para seleccionar barra de referencia.

Para seleccionar la barra de referencia en un subsistema, la metodología que se defina debe considerar en primer lugar una revisión previa de los nudos donde sea factible instalar una unidad de punta y el tipo de unidad de punta que es factible instalar en cada nudo.

Una consideración previa puede ser una definición de barras o zonas candidatas en función de los subsistemas de potencia que se detecten.

Así por ejemplo, la Comisión cuenta con estudios de la unidad de punta que consideran el análisis de distintas alternativas de tamaño y ubicación.

Se considera el estudio denominado “ESTUDIO DE DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA EN SISTEMAS SIC Y SING”, P- 2184.

El estudio considera la instalación de centrales térmicas TG diésel de tres capacidades diferentes de 70 [MW], 150 [MW] y 300 [MW]; utilizando como combustible gas natural y/o diésel.

Se indica que para la ubicación de las centrales y llegada a las subestaciones se consideró efectuar visitas a terreno, para verificar la disponibilidad de infraestructura, tales como caminos de acceso, posibles trazados de líneas de transmisión, cercanías con subestaciones troncales.

En el estudio se consideró las limitantes previsibles para emplazamientos de las soluciones, tales como aquellas del tipo ambiental en cuanto a niveles de emisión, especialmente las atmosféricas, zonas de riesgos naturales y consideraciones de tipo municipal para las distintas obras, tales como planes reguladores, seccionales y ordenanzas, considerando tanto la zona de emplazamiento de las centrales, como el trazado de las franjas probables de las líneas de transmisión a las subestaciones.

Señala que se dio énfasis a emplear criterios de economía de inversión y pérdidas en el sistema de conexión, priorizando emplazamientos cercanos a las subestaciones de conexión.

Los resultados del estudio muestran los siguientes costos unitarios expresados en [US\$/kW-mes] para turbinas diesel.

Tabla 57: Costo de desarrollo unidades de punta estudio CNE

	PP-diesel [US\$/kW-mes]		
	70 MW	150 MW	300 MW
PARINACOTA	7,479	5,240	
POZO ALMONTE	8,284	5,774	
LAGUNAS	8,172	5,700	4,697
COLLAHUASI	14,732	10,229	7,700
NUEVA CRUCERO ENCUENTRO	8,890	6,154	4,548
CALAMA	11,134	7,548	
LABERINTO	9,338	6,480	4,793
ATACAMA	7,781	5,390	3,980
KAPATUR	7,848	5,440	4,019
NUEVA DIEGO DE ALMAGRO	8,244	5,717	4,211
NUEVA CARDONES	8,257	5,733	4,270
NUEVA MAITENCILO	7,816	5,351	4,034
NUEVA PAN DE AZUCAR	7,658	5,318	3,977
LOS VILOS	7,532	5,258	
NOGALES	7,883	5,466	
POLPAICO	8,554	5,825	4,315
LOS MAQUIS	8,799	5,914	4,524
LO AGUIRRE	7,936	5,501	4,119
ALTO MELIPILLA	8,171	5,576	4,133
CANDELARIA	8,044	5,601	4,184
ANCOA	7,529	5,259	3,983
NUEVA CHARRUA	7,674	5,324	4,005
LAGUNILLAS	7,567	5,256	3,952
CIRUELOS	7,101	4,987	3,828
PICHIRROPULLI	7,222	5,049	3,861
NUEVA PUERTO MONTT	7,276	5,082	3,877
CHILOE	7,210	5,056	
TINGURIRICA	7,768	5,407	4,038
AGUA SANTA	8,635	5,837	4,303

En el estudio se indica que para los valores en términos de costos unitarios, se ha evaluado las variaciones de potencia efectiva entregada por las unidades en cada lugar de instalación (condiciones ambientales y necesidades de mitigación de contaminantes), y se ha modelado la influencia de las pérdidas eléctricas en el sistema de transformación y transmisión hasta el lugar de entrega en cada uno de los sistemas SIC y SING.

Según lo dicho antes el estudio considera las pérdidas de transmisión sólo en el sistema de conexión de la central al SIC y/o SING.

Una segunda etapa entonces, con el fin de seleccionar la barra en que se obtenga el mínimo costo de desarrollo de potencia de punta, es considerar el efecto en las pérdidas de transmisión en el sistema al que se conecta SIC y/o SING.

Esto sirve para discriminar entre dos o más barras en que el costo de desarrollo proveniente del estudio de costos resulte similar entre éstas.

Para esto se modeló la operación del sistema mediante el modelo AMEBA en condiciones de demanda máxima según la modelación por 16 bloques.

Tabla 58: Bloques de demanda modelación en AMEBA

Mes	SIC	SING
Ene	10	15
Feb	10	15
Mar	16	1
Abr	10	1
May	8	2
Jun	8	1
Jul	8	1
Ago	8	1
Sep	15	15
Oct	16	1
Nov	16	15
Dic	15	3

Los resultados se muestran en la siguiente tabla, en que se muestra los costos marginales de energía en bloque de demandas máximas, esperados y actualizados en cuatro años por barra del SIC y SING, en que para el SEN-SIC se consideró el período abril a septiembre y en el SEN-SING todos los meses del año. Se calculó también los factores de penalización de potencia por barra.

Tabla 59: Costos marginales en demanda máxima y factores de penalización

Barra	Zona	CMg actualizado Promedio [US\$/MWh]	Factor
Alto_Jahuel	SIC-CN	38,0	0,979
Ancoa_220	SIC-CN	37,2	0,960
Cardones	SIC-CN	36,9	0,952
Cerro_Navia-Lo_Aguirre	SIC-CN	38,1	0,983
Charrua	SIC-CN	35,9	0,926
Colbun_220	SIC-CN	37,2	0,959
Diego_de_Almagro	SIC-CN	34,3	0,883
Etaltal	SIC-CN	33,4	0,862
Itahue	SIC-CN	36,8	0,948
Lalackama	SIC-CN	33,4	0,861
Las_Palmas	SIC-CN	38,0	0,979
Los_Vilos	SIC-CN	38,8	1,000
Maitencillo	SIC-CN	36,9	0,952
Melipilla	SIC-CN	38,5	0,992
Nogales	SIC-CN	38,4	0,990
Pan_de_Azucar	SIC-CN	37,4	0,963
Paposo	SIC-CN	33,4	0,861
Punta_Colorada	SIC-CN	37,0	0,954
Polpaico	SIC-CN	38,1	0,983
Quillota	SIC-CN	38,4	0,990
Rapel_220	SIC-CN	38,3	0,988
Tinguiririca	SIC-CN	35,2	0,906
Temuco-Cautin	SIC-CN	36,4	0,937
Ciruelos	SIC-SUR	35,1	1,005
Pichirropulli	SIC-SUR	34,8	0,997
Puerto_Montt	SIC-SUR	34,9	1,000
Rahue	SIC-SUR	34,7	0,993
Chiloe	SIC-SUR	35,3	1,010
Atacama-Mejillones	SING	40,7	0,947
Crucero-Encuentro	SING	41,1	0,957
Laberinto-Domeyko	SING	40,7	0,948
Lagunas	SING	43,0	1,000
Los_Changos-Kapatur	SING	39,8	0,926
Tarapaca	SING	42,9	0,999
Parinacota	SING	45,7	1,064

La metodología que se propone considera definir con factor de penalización igual a la unidad a aquella barra en que el costo de desarrollo de potencia de punta resulta mínimo.

Para determinar en qué barra el costo de desarrollo de instalar una unidad de punta resulta mínimo, se considera para cada nudo el costo de desarrollo de potencia de punta de instalar una unidad de punta en dicho nudo y los costos marginales de energía en el bloque de demanda máxima, en que estos últimos se utilizan para referir los costos de desarrollo a una base común de comparación.

En consideración a lo analizado, se propone la siguiente metodología para la selección de la barra de referencia en subsistemas:

- a) Fijar una barra de referencia inicial como por ejemplo la de mayor costo marginal de energía en el bloque de punta. Debiendo asegurarse que la representación de la demanda, en particular del bloque de demanda máxima, debe corresponder a la demanda del subsistema y no a la del sistema como un todo.
- b) Determinar factores de penalización iniciales por barra dividiendo el costo marginal de energía en el bloque de punta por el costo marginal de la barra de referencia inicial.
- c) Para cada barra en que se haya determinado el costo de desarrollo de potencia de punta obtener el cociente entre dicho costo de desarrollo y el factor de penalización inicial de potencia de la barra. Así se obtiene costos de desarrollo referidos a una misma subestación base de modo de hacer posible la comparación.
- d) La barra de referencia definitiva debe corresponder a aquella barra con el menor valor del cociente señalado en el punto anterior.
- e) Se obtiene factores de penalización definitivos dividiendo el costo marginal de energía del bloque de punta de cada barra por el costo marginal correspondiente a la barra de referencia definitiva.

En las tablas siguientes se muestra el resultado de la aplicación de la metodología anterior a los subsistemas SEN-SING, SEN-SIC Centro Norte y SEN-SIC Sur.

*Tabla 60: Comparación costos desarrollo en barras candidatas
SEN-SING*

Barra	Precio Ppta [US\$/kW-mes]	Costo en barra referencia			
		CMG [US\$/MWh]	FP pot ini	[US\$/MW]	FP pot def
PARINACOTA	7,479	45,665	1,000	7,48	1,000
POZO ALMONTE	8,284	42,918	0,940	8,81	0,940
LAGUNAS	8,172	42,962	0,941	8,69	0,941
COLLAHUASI	14,732	45,040	0,986	14,94	0,986
NVA CRUCERO ENCUENTRO	8,890	41,106	0,900	9,88	0,900
CALAMA	11,134	42,030	0,920	12,10	0,920
LABERINTO	9,338	40,738	0,892	10,47	0,892
ATACAMA	7,781	40,678	0,891	8,73	0,891
KAPATUR	7,848	39,762	0,871	9,01	0,871

En el caso del SEN-SING la barra de mayor costo marginal resulta ser Parinacota 220 kV y en esa misma barra se tiene el menor costo de desarrollo de potencia de punta.

*Tabla 61: Comparación costos desarrollo en barras candidatas
SEN-SIC CENTRO NORTE*

Barra	Precio Ppta [US\$/kW-mes]	CMG [US\$/MWh]	FP pot ini	Costo en barra referencia	
				[US\$/MW]	FP pot def
NUEVA DIEGO DE ALMAGRO	8,244	34,262	0,883	9,34	0,883
NUEVA CARDONES	8,257	36,929	0,952	8,67	0,952
NUEVA MAITENCILO	7,816	36,932	0,952	8,21	0,952
NUEVA PAN DE AZUCAR	7,658	37,362	0,963	7,95	0,963
LOS VILOS	7,532	38,800	1,000	7,53	1,000
NOGALES	7,883	38,427	0,990	7,96	0,990
POLPAICO	8,554	38,122	0,983	8,71	0,983
LOS MAQUIS	8,799	38,122	0,983	8,96	0,983
LO AGUIRRE	7,936	38,123	0,983	8,08	0,983
ALTO MELIPILLA	8,171	38,474	0,992	8,24	0,992
CANDELARIA	8,044	36,929	0,952	8,45	0,952
ANCOA	7,529	37,234	0,960	7,85	0,960
NUEVA CHARRUA	7,674	35,940	0,926	8,29	0,926
LAGUNILLAS	7,567	35,940	0,926	8,17	0,926
AGUA SANTA	8,635	38,417	0,990	8,72	0,990
TINGUIRIRICA	7,768	35,155	0,906	8,57	0,906

En el caso del SEN-SIC Centro Norte la barra de mayor costo marginal resulta ser Los Vilos 220 kV y en esa misma barra se tiene el menor costo de desarrollo de potencia de punta, en que debe notarse que antes de referir a una base común, la barra Ancoa presentaba el mínimo costo de desarrollo de potencia de punta.

*Tabla 62: Comparación costos desarrollo en barras candidatas
SEN-SIC SUR*

Barra	Precio Ppta	CMG	Costo en barra		
	[US\$/kW-mes]	[US\$/MWh]	FP pot ini	referencia [US\$/MW]	FP pot def
PICHIRROPULLI	7,22	34,8	0,987	7,31	0,993
CIRUELOS	7,10	35,1	0,995	7,14	1,000
NUEVA PUERTO MONTT	7,28	34,9	0,990	7,35	0,995
CHIOLE	7,21	35,3	1,000	7,21	1,005

En el caso del SEN-SIC Sur la barra de mayor costo marginal resulta ser Chiloe 220 kV y luego de aplicada la comparación a base común resulta que la barra Ciruelos 220 kV tiene el menor costo de desarrollo de potencia de punta.

I. DETERMINACIÓN DEL TAMAÑO DE LA UNIDAD DE PUNTA

1.- Análisis del comportamiento horario de la demanda.

En esta sección en 1.1 se analiza el comportamiento horario de la demanda en períodos de máxima demanda por subsistema en cuanto a la magnitud de las variaciones de demanda horaria entre años consecutivos, y en 1.2 las diferencias de demanda entre horas consecutivas dentro de un mismo año para las horas de demanda máxima por subsistema. El propósito de este análisis es establecer criterios para considerar este comportamiento en la selección del tamaño de la unidad de punta que se utiliza en cada subsistema para la determinación de precio básico de la potencia.

El análisis se efectuó para la demanda de los años 2014, 2015 y 2016.

Se consideró los subsistemas definidos en la fijación de precios de nudo de corto plazo de julio de 2017.

También, en 1.3, se compara la diferencia entre la demanda máxima y la 52ésima mayor demanda por subsistema.

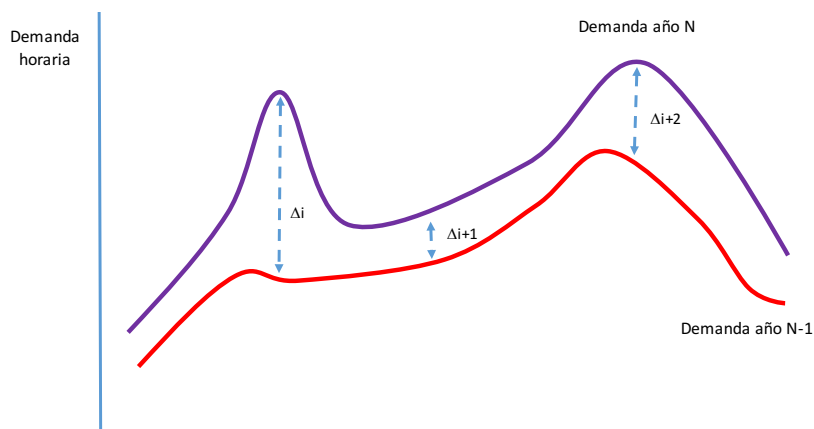
1.1. Variaciones de demanda horaria entre años.

Se analiza la magnitud de los incrementos o decrementos de demanda en los períodos en que se dan las demandas de punta para los años 2014 a 2016. Para determinar dicho incrementos o decrementos, se determina para cada hora i del período de demandas máximas del año, la diferencia Δ_i entre la demanda en la hora i del año N y el año $N-1$, esto es:

$$\Delta_i = D_{i,N} - D_{i,N-1}$$

Este análisis se realiza para cada uno de los subsistemas.

Figura 28. Determinación de incrementos de demanda entre años.



El promedio de los valores Δi para el rango de todas las horas “i” del bloque de demandas máximas considerado, en comparación con la demanda promedio en horas de demanda máxima del año “N-1”, corresponde al crecimiento anual de la demanda en horas de demanda máxima.

Luego, se determina la curva de duración de los incrementos de demanda horaria interanuales y se elabora un histograma de dichos incrementos de demanda, con el fin de determinar el rango y duración de los incrementos o decrementos de demanda horarios.

La Curva de Duración de los Incrementos corresponde a la curva de duración de las diferencias de demanda horaria Δi . Los Histogramas muestran la frecuencia por rango de las diferencias de demanda horaria Δi .

Se analiza a continuación dos escenarios de Período de Demandas Máximas, como Escenario 1 se considerará las horas de punta en los períodos tarifarios definidos para efectos de fijar los precios de nudo de la potencia, y como Escenario 2 se considerará las horas del bloque horario de mayor demanda de la curva de 16 bloques definida por la CNE en la fijación de precios de nudo de julio de 2017.

1.1.1. Escenario 1: Período de Demandas Máximas son los Períodos Tarifarios

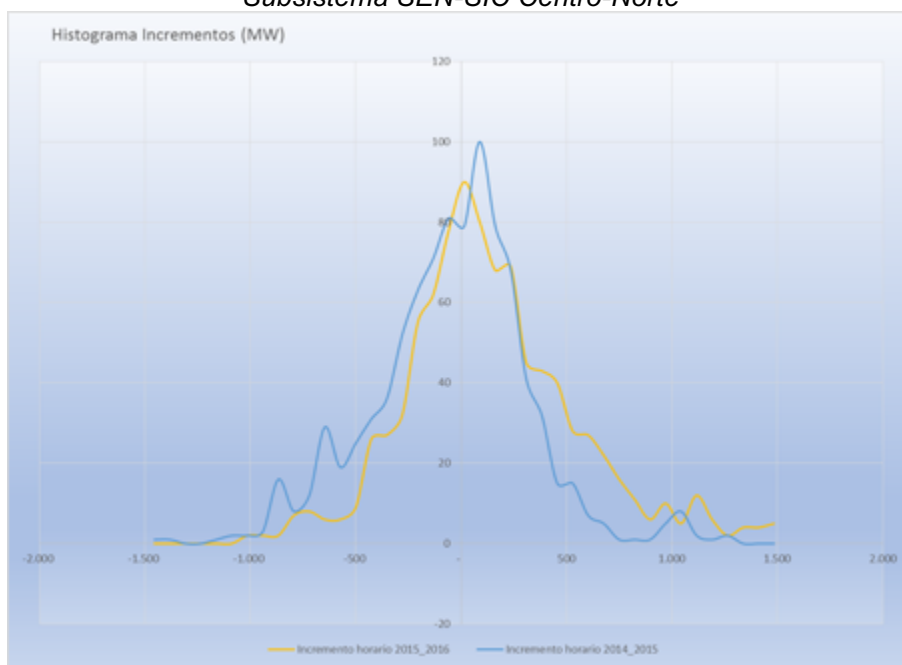
a) Subsistema SEN-SIC Centro Norte

Se observa del gráfico N°1 que para el SEN-SIC Centro Norte las variaciones de la demanda horaria interanuales entre 2014-2015 y entre 2015-2016 son en ambos sentidos y con extremos de +1500 MW y -1000 MW.

Gráfico 86: Escenario 1: Curva de duración de Variaciones de demanda horaria interanual Subsistema SEN-SIC Centro-Norte



Gráfico 87: Escenario 1: Histograma de Variaciones de demanda horaria interanual Subsistema SEN-SIC Centro-Norte



Para el SEN-SIC Centro Norte las variaciones de la demanda horaria entre 2014 y 2015 se concentran dentro de un rango de +232 MW a -457 MW con 70% de probabilidad. Las

variaciones de la demanda entre 2015 y 2016 se concentran dentro de un rango de +505 MW a – 262 MW con 70% de probabilidad. Se considera este rango ya que los valores extremos de variaciones pueden deberse al comparar horas de un día hábil de un año con horas de un día inhábil del año anterior, y viceversa.

En el SEN-SIC Centro Norte el valor promedio de la variación de demanda en horas de punta del año 2016 respecto a 2015 fue de +105 MW que corresponde a un incremento de un 1,91% respecto de la demanda promedio de 2015 en horas de punta. Esto es levemente menor al crecimiento vegetativo de la demanda de energía del SIC del año 2016 respecto a 2015 que resultó de 2,1%.

En el SEN-SIC Centro Norte el valor promedio de la variación de demanda en horas de punta del año 2015 respecto a 2014 fue de -83 MW que corresponde a un decremento de 1,47% respecto de la demanda promedio de 2014 en horas de punta. En cambio, el crecimiento de la demanda de energía del SIC del año 2015 respecto a 2014 fue de 1,2%.

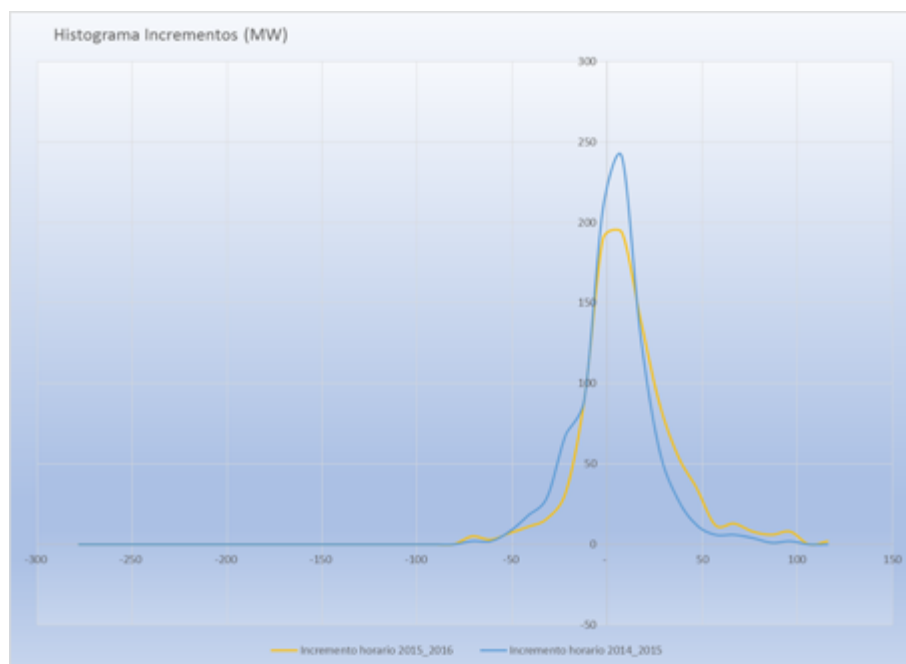
En el gráfico de histograma se aprecia que la variación de demanda entre mismas horas de años consecutivos, que se presentó con mayor frecuencia fue una variación nula en el caso de comparar 2016 con 2015, y una variación de +100 MW de comparar 2015 con 2014.

b) Subsistema SEN-SIC Sur

Gráfico 88: Escenario 1: Curva de duración de Variaciones de demanda horaria interanual Subsistema SEN-SIC Sur



Gráfico 89: Escenario 1: Histograma de Variaciones de demanda horaria interanual
Subsistema SEN-SIC Sur



Para el SEN-SIC Sur las variaciones de la demanda horaria en horas punta entre 2014 y 2015 se concentran dentro de un rango de +15 MW a -21 MW con 70% de probabilidad. Las variaciones de la demanda entre 2015 y 2016 se concentran dentro de un rango de +28 MW a -13 MW con 70% de probabilidad. Se considera este rango ya que los valores extremos de variaciones pueden deberse al comparar horas de un día hábil de un año con horas de un día inhábil del año anterior, y viceversa.

En el SEN-SIC Sur el valor promedio de la variación de demanda en horas de punta del año 2016 respecto a 2015 fue de +5,6 MW que corresponde a un incremento de un 1,95% respecto de la demanda promedio de 2015 en horas de punta. Esto es prácticamente igual al crecimiento de la demanda de energía del SIC del año 2016 respecto a 2015 que resultó de 2,1%.

En el SEN-SIC Sur el valor promedio de la variación de demanda en horas de punta del año 2015 respecto a 2014 fue de -1,4 MW que corresponde a un decremento de 0,48% respecto de la demanda promedio de 2014 en horas de punta. En cambio, el crecimiento de la demanda de energía del SIC del año 2015 respecto a 2014 fue de 1,2%.

En el gráfico de histograma se aprecia que la variación de demanda entre mismas horas de años consecutivos, que se presentó con mayor frecuencia fue una variación de aproximadamente +10 MW tanto en el caso de comparar 2016 con 2015 como al comparar 2015 con 2014.

c) Subsistema SEN-SING

Gráfico 90: Escenario 1: Curva de duración de Variaciones de demanda horaria interanual Subsistema SEN-SING

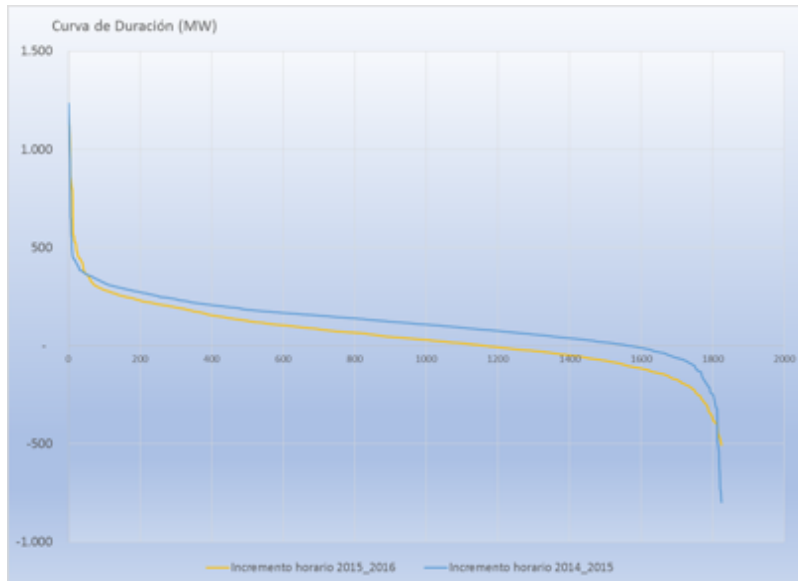
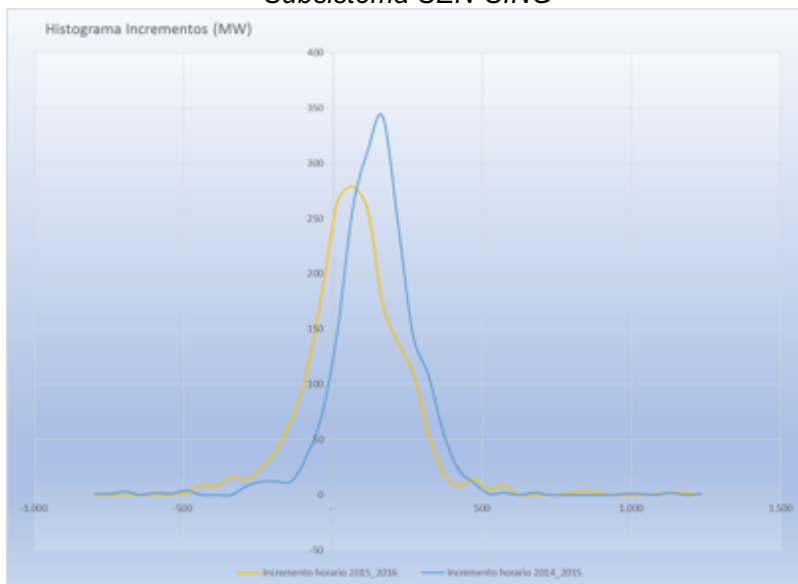


Gráfico 91: Escenario 1: Histograma de Variaciones de demanda horaria interanual Subsistema SEN-SING



Para el SEN-SING las variaciones de la demanda horaria en horas punta entre 2014 y 2015 se concentran dentro de un rango de +245 MW a +3 MW con 70% de probabilidad. Las variaciones de la demanda entre 2015 y 2016 se concentran dentro de un rango de +204 MW a -98 MW con 70% de probabilidad. Se considera este rango ya que los valores extremos de variaciones pueden deberse a comparar horas de un día hábil de un año con horas de un día inhábil del año anterior, y viceversa.

En el SEN-SING el valor promedio de la variación de demanda en horas de punta del año 2016 respecto a 2015 fue de +49,5 MW que corresponde a un incremento de un 2,5% respecto de la demanda promedio de 2015 en horas de punta. Esto es superior al crecimiento de la demanda de energía del SING del año 2016 respecto a 2015 que resultó de +1,6%.

En el SEN-SING el valor promedio de la variación de demanda en horas de punta del año 2015 respecto a 2014 fue de +117,7 MW que corresponde a un incremento de un 6,4% respecto de la demanda promedio de 2014 en horas de punta. Esto es consistente con el crecimiento de la demanda de energía del SING del año 2015 respecto a 2014 que resultó de +7,5%.

En el gráfico de histograma se aprecia que la variación de demanda entre mismas horas de años consecutivos, que se presentó con mayor frecuencia fue una variación de aproximadamente +100 MW en el caso de comparar 2015 con 2014 y una variación de aproximadamente +50 MW al comparar 2016 con 2015.

1.1.2. Escenario 2: Período de Demandas Máximas = horas de bloque horario de mayor demanda de todos los meses del año

a) Subsistema SEN-SIC Centro Norte

Se observa que en este período de demandas máximas, que corresponde al bloque de demandas máximas para todos los meses del año, para el SEN-SIC Centro Norte las variaciones de la demanda horaria interanuales entre los años 2014 y 2015 y entre los años 2015 y 2016 son equilibradas en ambos sentidos y que se concentran dentro de un rango de +/- 2000 MW, mayor al rango observado en el período de punta tarifario.

Gráfico 92: Escenario 2: Curva de duración de Variaciones de demanda horaria interanual
Subsistema SEN-SIC Centro-Norte

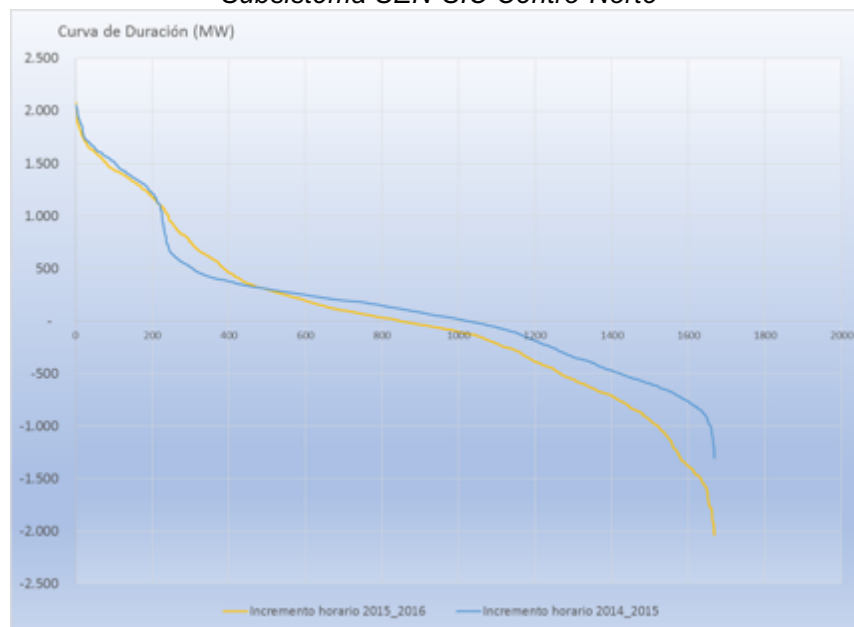
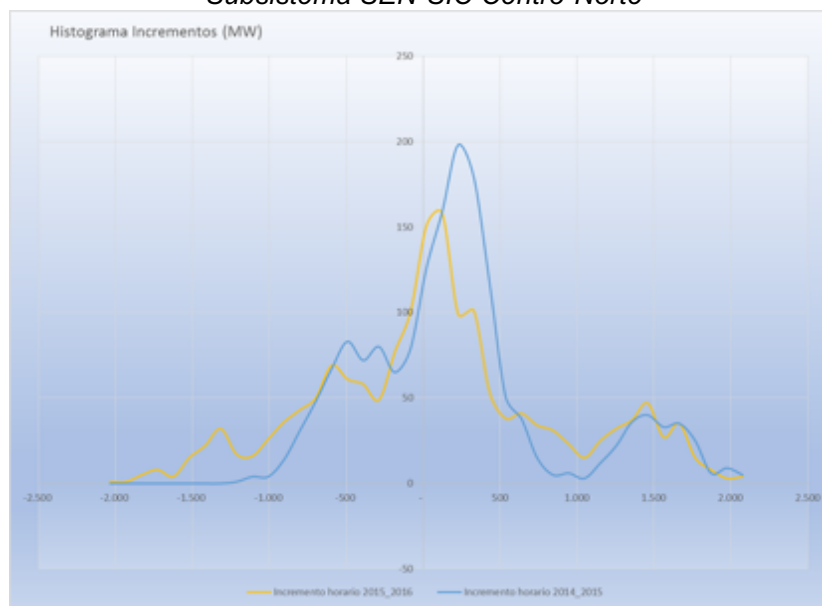


Gráfico 93: Escenario 2: Histograma de Variaciones de demanda horaria interanual
Subsistema SEN-SIC Centro-Norte



En el SEN-SIC Centro Norte las variaciones de demanda horaria entre el año 2014 y 2015 se concentran dentro de un rango de +639 MW a -496 MW con 70% de probabilidad. Las variaciones de demanda entre los años 2015 y 2016 se concentran dentro de un rango de +936 MW a -749 MW con 70% de probabilidad.

En el SEN-SIC Centro Norte el valor promedio de la variación de demanda horaria en horas de demanda máxima del año 2016 respecto a 2015 fue de 41 MW, que

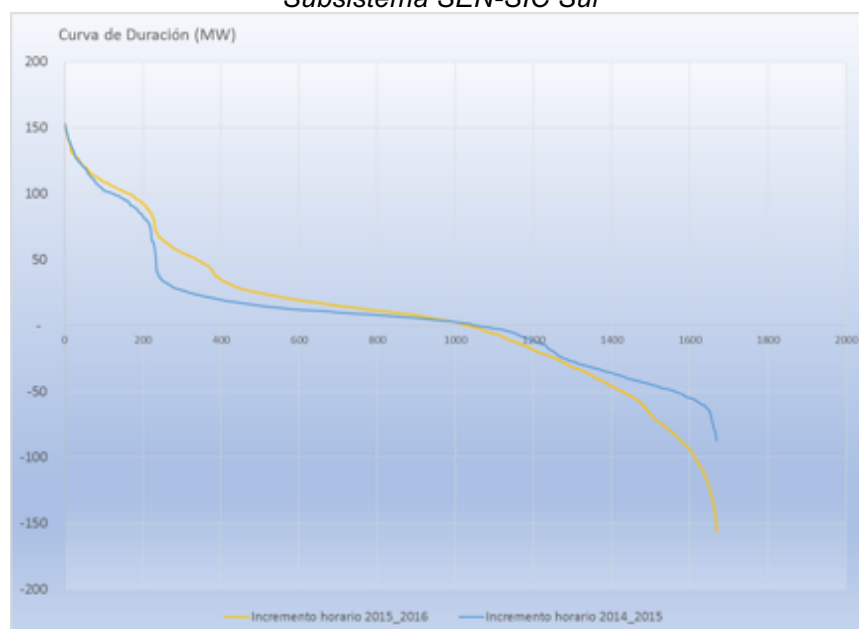
corresponde a un incremento de 0,7% respecto de 2015. Esto es menor al crecimiento vegetativo de la demanda de energía del SIC del año 2016 respecto a 2015 que resultó de 2,1%.

En el SEN-SIC Centro Norte el valor promedio de la variación de demanda horaria en horas de demanda máxima del año 2015 respecto a 2014 fue de 167 MW, que corresponde a un crecimiento de 2,9% respecto de 2014. Esto es más del doble del crecimiento vegetativo de la demanda de energía del SIC del año 2015 respecto a 2014 que resultó de 1,2%.

En el gráfico de histograma se aprecia que la variación de demanda entre mismas horas de años consecutivos, que se presentó con mayor frecuencia fue una variación de aproximadamente +250 MW en el caso de comparar 2015 con 2014 y una variación de aproximadamente +100 MW al comparar 2016 con 2015.

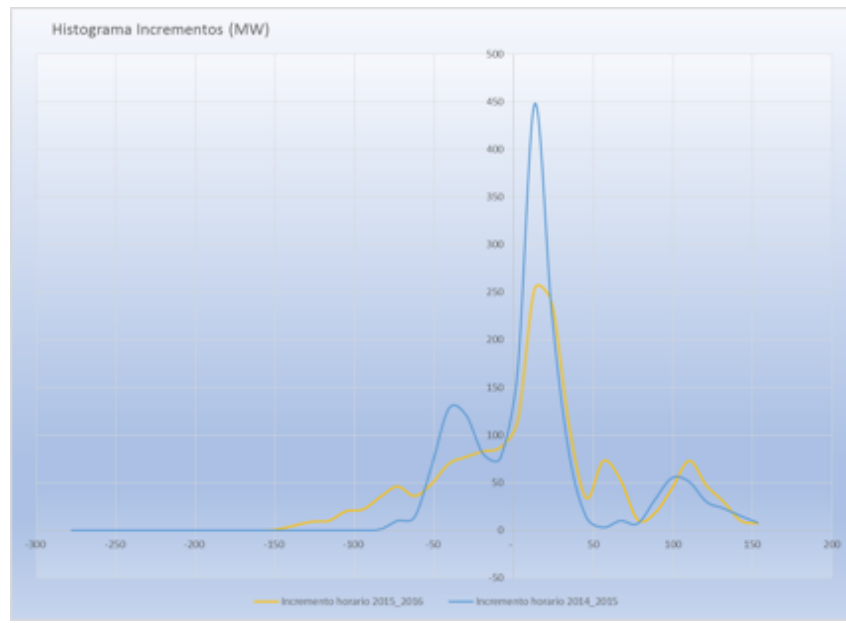
b) Subsistema SEN-SIC Sur

Gráfico 94: Escenario 2: Curva de duración de Variaciones de demanda horaria interanual Subsistema SEN-SIC Sur



Aquí también, como era de esperarse, se aprecia una mayor dispersión respecto a lo que ocurre en el período tarifario de horas de punta.

Gráfico 95: Escenario 2: Histograma de Variaciones de demanda horaria interanual.
Subsistema SEN-SIC Sur



En el SEN-SIC Sur las variaciones de demanda entre el año 2014 y 2015 se concentran dentro de un rango de +34 MW a -38 MW con 70% de probabilidad. Las variaciones de demanda entre los años 2015 y 2016 se concentran dentro de un rango de +65 MW a -49 MW con 70% de probabilidad.

En el SEN-SIC Sur el valor promedio de la variación de demanda horaria en horas de demanda máxima del año 2016 respecto a 2015 fue de 8,8 MW, que corresponde a un incremento de 2,7% respecto de 2015. Esto es levemente mayor al crecimiento vegetativo de la demanda de energía del SIC del año 2016 respecto a 2015 que resultó de 2,1%.

En el SEN-SIC Sur el valor promedio de la variación de demanda horaria en horas de demanda máxima del año 2015 respecto a 2014 fue de 9,3 MW, que corresponde a un crecimiento de 3,0% respecto de 2014. Esto es mayor al crecimiento vegetativo de la demanda de energía del SIC del año 2015 respecto a 2014 que resultó de 1,2%.

En el gráfico de histograma se aprecia que la variación de demanda entre mismas horas de años consecutivos, que se presentó con mayor frecuencia fue una variación de aproximadamente +14 MW tanto en el caso de comparar 2015 con 2014 al comparar 2016 con 2015.

c) Subsistema SEN-SING

Gráfico 96: Escenario 2: Curva de duración de Variaciones de demanda horaria interanual Subsistema SEN-SING

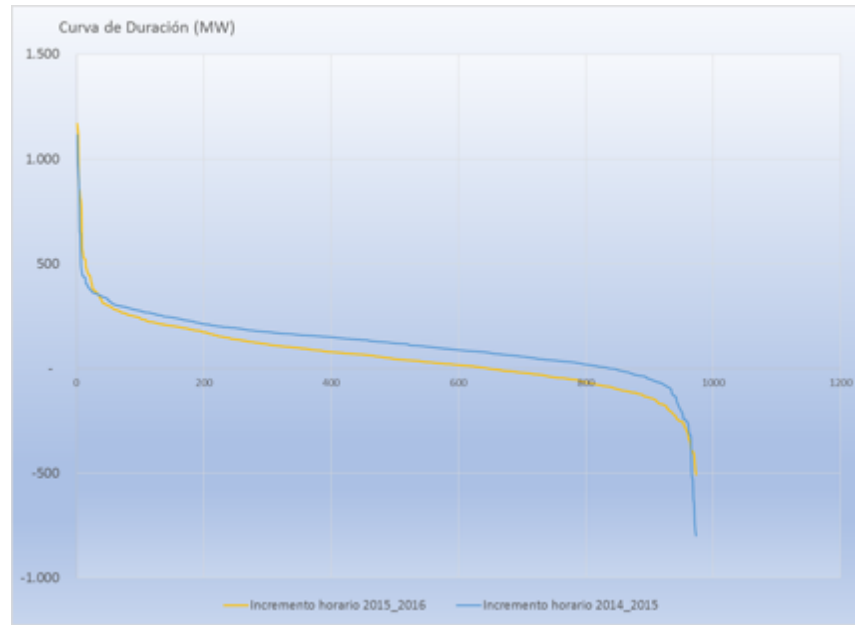
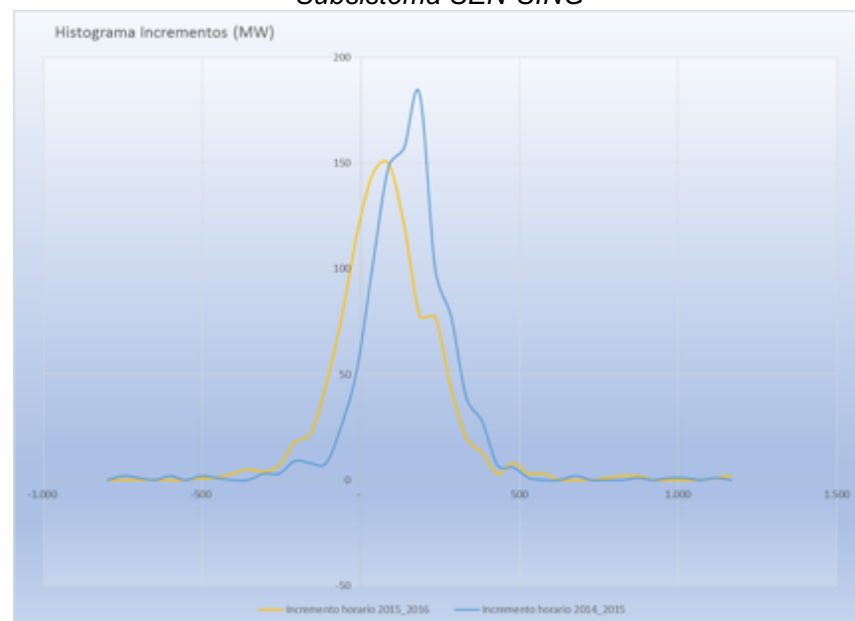


Gráfico 97: Escenario 2: Histograma de Variaciones de demanda horaria interanual Subsistema SEN-SING



Para el SEN-SING las variaciones de la demanda horaria en horas punta entre 2014 y 2015 se concentran dentro de un rango de +245 MW a +6 MW con 70% de probabilidad. Las variaciones de la demanda entre 2015 y 2016 se concentran dentro de un rango de +204 MW a -84 MW con 70% de probabilidad. Se considera este rango ya que los valores

extremos de variaciones pueden deberse de comparar horas de un día hábil de un año con horas de un día inhábil del año anterior, y viceversa.

En el SEN-SING el valor promedio de la variación de demanda en horas de punta del año 2016 respecto a 2015 fue de +60,4 MW que corresponde a un incremento de un 3,0% respecto de la demanda promedio de 2015 en horas de punta. Esto es superior al crecimiento de la demanda de energía del SING del año 2016 respecto a 2015 que resultó de +1,6%.

En el SEN-SING el valor promedio de la variación de demanda en horas de punta del año 2015 respecto a 2014 fue de 119,0 MW que corresponde a un incremento de un 6,4% respecto de la demanda promedio de 2014 en horas de punta. Esto es consistente con el crecimiento de la demanda de energía del SING del año 2015 respecto a 2014 que resultó de +7,5%.

En el gráfico de histograma se aprecia que la variación de demanda entre mismas horas de años consecutivos, que se presentó con mayor frecuencia fue una variación de aproximadamente +60 MW al comparar 2016 con 2015 y de +160 MW al comparar 2015 con 2014.

1.1.3 Comparación de las variaciones de demanda entre subsistemas

De los resultados anteriores se obtiene que el SING fue el subsistema que presentó los mayores crecimientos interanuales tanto en las horas de demanda máxima tarifarias como en las horas del bloque de demanda máxima de la curva de 16 bloques.

Tanto el subsistema SEN-SIC Centro Norte como el SEN-SIC Sur presentaron un decrecimiento en el bloque de demanda de horas tarifarias de 2014 a 2015 (horas de punta tarifarias en período abril a septiembre) pero un crecimiento en el bloque de demandas máximas mensuales de la curva de 16 bloques. Esto muestra que se produjo un aumento en el control de potencia de punta en las horas punta tarifarias, no obstante que las demandas máximas anuales del sistema se incrementaron.

Otra comparación relevante es la magnitud de las variaciones interanuales que se presentaron con mayor frecuencia en los subsistemas, entre +100 MW y +250 MW en el SEN-SIC Centro Norte, +12 MW en el SEN-SIC Sur, entre 50 MW y 160 MW en el SEN-SING.

Esto último puede dar una idea del tamaño de la unidad de punta necesaria en cada subsistema necesaria para atender los incrementos de la demanda de punta.

1.2. Variaciones de demanda horaria entre horas consecutivas

Con el fin de determinar la magnitud de los incrementos o decrementos de demanda en el período de punta que son una indicación de las adiciones de potencia de punta que

requiere el sistema eléctrico, se efectúa el cálculo de los incrementos de demanda entre horas consecutivas para cada una de las horas “i” consideradas como de punta en cada año del período 2014 a 2016.

$$\Delta_i = DH_{i+1} - DH_i$$

Con este propósito, se determina la demanda horaria en horas de punta (DH_i) por nudo de cada subsistema para los años 2014, 2015 y 2016 y se calcula para cada año las diferencias de la demanda horaria entre horas consecutivas ($DH_{i+1} - DH_i$).

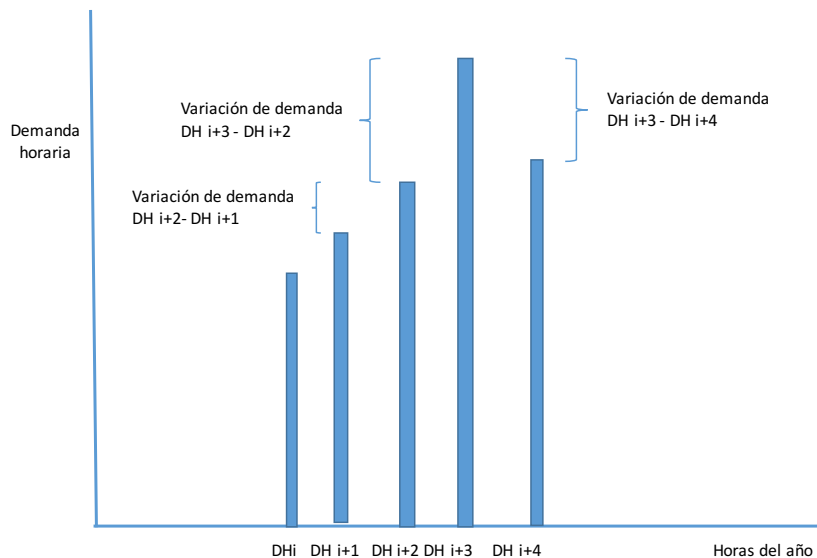
Una vez obtenidos los incrementos de demanda, se determina la curva de duración de dichos incrementos y se elabora un histograma de ellos. Así, la Curva de Duración obtenida corresponde a la curva de duración de las diferencias de demanda horaria entre horas consecutivas en el período de punta.

En la figura 2 se muestra un ejemplo de la determinación de las variaciones de demanda entre horas consecutivas en el periodo de demanda de punta.

Los incrementos de demanda corresponden a:

- Hora i+3 y Hora i+2: $DH_{i+3} - DH_{i+2}$
- Hora i+2 y Hora i+1: $DH_{i+2} - DH_{i+1}$

Figura 29. Diferenciales de demanda en horas consecutivas



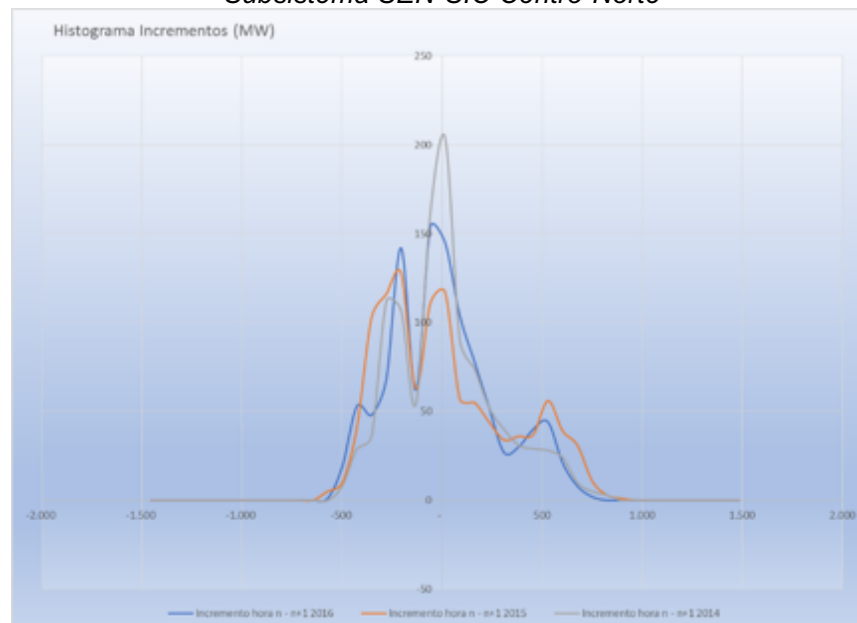
1.2.1. Escenario 1: Período de Demandas Máximas son los Períodos Tarifarios

a) SEN-SIC Centro Norte

Gráfico 98: Escenario 1: Curva de duración de Variaciones de demanda horas consecutivas Subsistema SEN-SIC Centro-Norte



Gráfico 99: Escenario 1: Histograma de Variaciones de demanda horas consecutivas Subsistema SEN-SIC Centro-Norte



Se observa que en el SEN-SIC Centro Norte el rango de las variaciones de la demanda entre horas consecutivas es de -500 MW a +800 MW para los tres años analizados. En el rango -300 MW y +340 MW se encuentra un 70% de probabilidad de ocurrencia aproximadamente. La variación de demanda que se presenta con mayor frecuencia es una variación aproximadamente igual a 0,0 MW, con excepción de 2015 que resultó de -250 MW aproximadamente.

b) SEN-SIC Sur

Gráfico 100: Escenario 1: Curva de duración de Variaciones de demanda horas consecutivas Subsistema SEN-SIC Sur

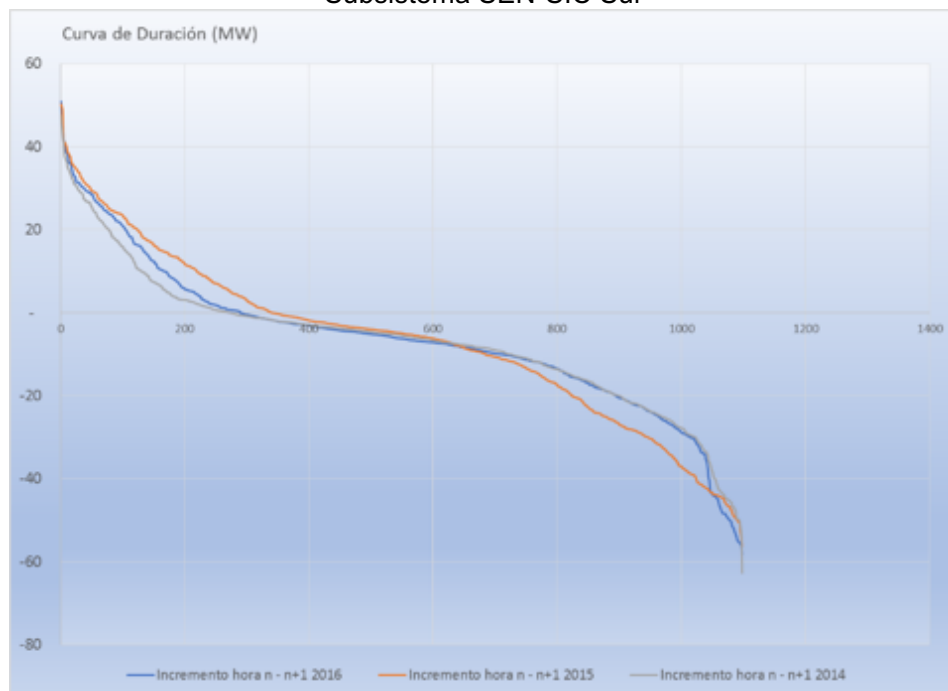
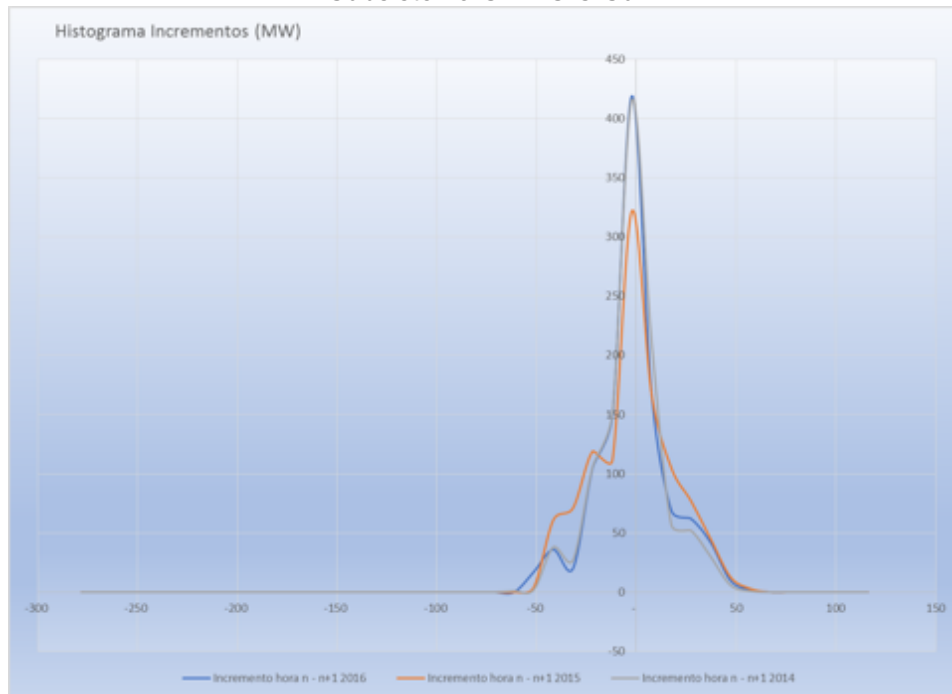


Gráfico 101: Escenario 1: Histograma de Variaciones de demanda horas consecutivas
Subsistema SEN-SIC Sur



En el SEN-SIC Sur el rango de las variaciones de demanda entre horas consecutivas es de -50 MW a +50 MW para todos los años de análisis. En el rango -26 MW y +12 MW se encuentra un 70% de probabilidad de ocurrencia aproximadamente. La variación de demanda que se presenta con mayor frecuencia es una variación aproximadamente igual a 0,0 MW para los tres años de análisis.

c) SEN-SING

Gráfico 102: Escenario 1: Curva de duración de Variaciones de demanda horas consecutivas Subsistema SEN-SING

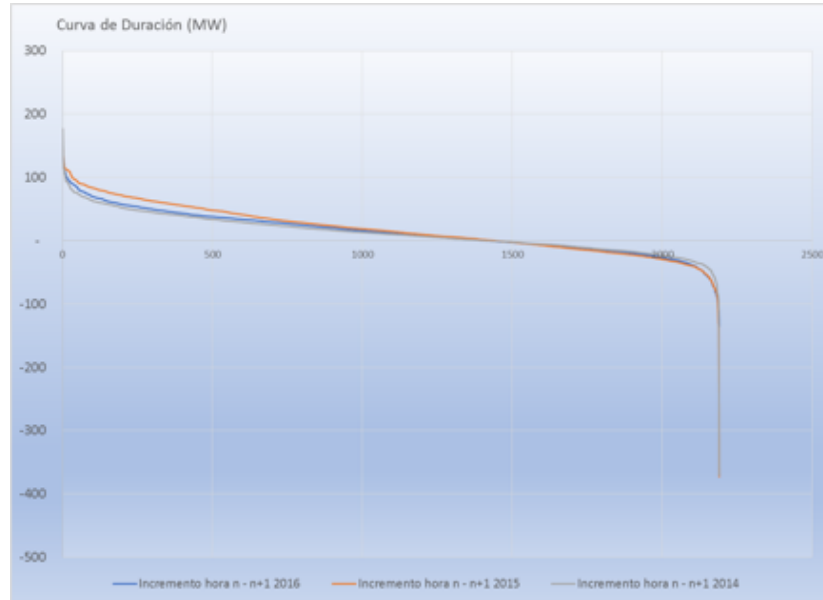
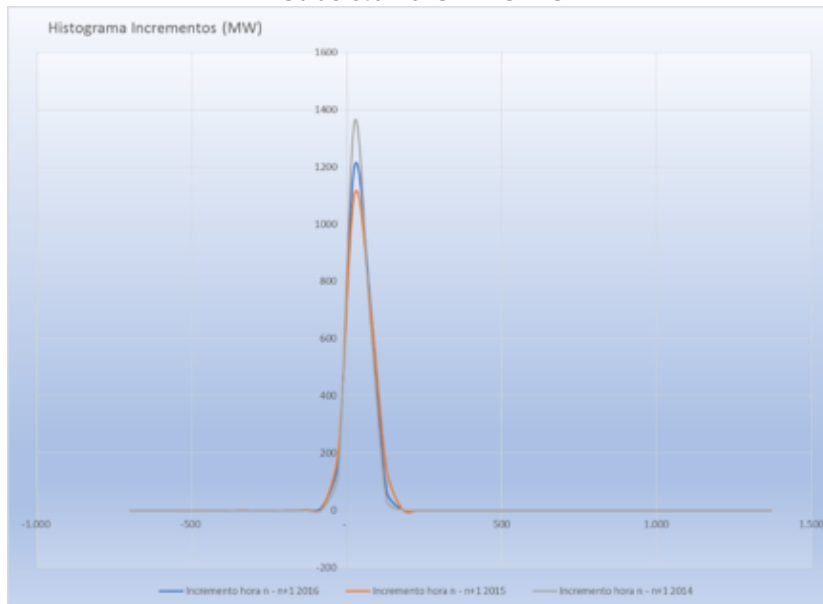


Gráfico 103: Escenario 1: Histograma de Variaciones de demanda horas consecutivas Subsistema SEN-SING



En el SEN-SING el rango de las variaciones de demanda entre horas consecutivas es de -100 MW a +200 MW. En el rango -18 MW y +50 MW se encuentra un 70% de probabilidad de ocurrencia aproximadamente. La variación de demanda que se presenta con mayor frecuencia es una variación aproximadamente igual a +40,0 MW para los tres años de análisis.

1.2.2. Escenario 2: Período de Demandas Máximas = horas de bloque horario de mayor demanda

Para el SEN-SIC Centro Norte el rango de las variaciones de demanda entre horas consecutivas es de -490 MW a +680 MW. En el rango -40 MW y +220 MW se encuentra un 70% de probabilidad de ocurrencia aproximadamente. La variación de demanda que se presenta con mayor frecuencia es una variación aproximadamente igual a +120,0 MW para los tres años de análisis.

Para el SEN-SIC Sur el rango de las variaciones de demanda entre horas consecutivas es de -30 MW a +45 MW. En el rango -3 MW y +14 MW se encuentra un 70% de probabilidad de ocurrencia aproximadamente. La variación de demanda que se presenta con mayor frecuencia es una variación aproximadamente igual a +5,0 MW para los tres años de análisis.

Para el SEN-SING el rango de las variaciones de demanda entre horas consecutivas es de -280 MW a +147 MW. En el rango -9 MW y +60 MW se encuentra un 70% de probabilidad de ocurrencia aproximadamente. La variación de demanda que se presenta con mayor frecuencia es una variación aproximadamente igual a +40,0 MW para los tres años de análisis.

Gráfico 104: Escenario 2: Curva de duración de Variaciones de demanda horas consecutivas Subsistema SEN-SIC Centro-Norte

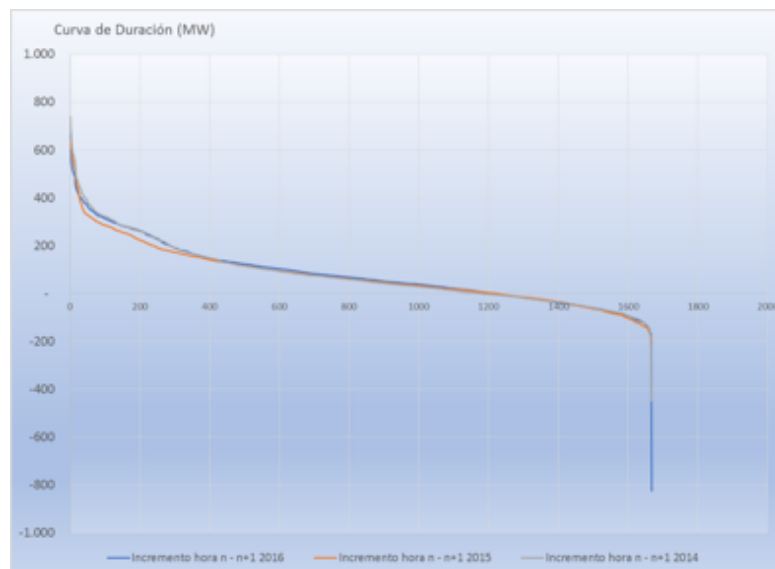


Gráfico 105: Escenario 2: Histograma de Variaciones de demanda horas consecutivas
Subsistema SEN-SIC Centro-Norte

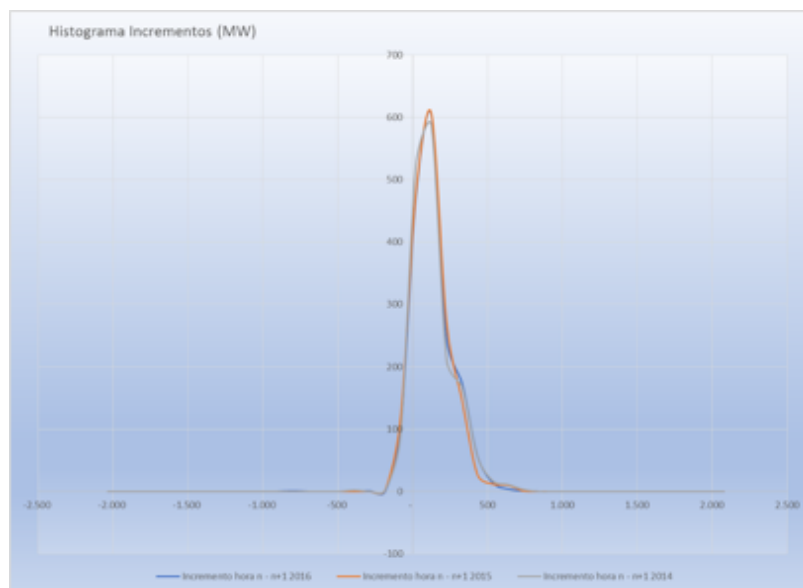


Gráfico 106: Escenario 2: Curva de duración de Variaciones de demanda horas consecutivas
Subsistema SEN-SIC Sur

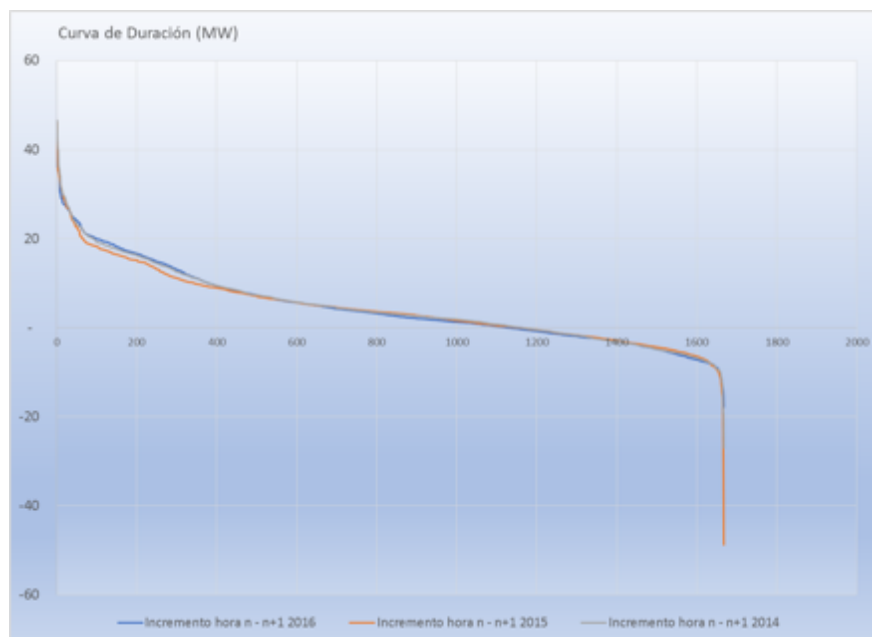


Gráfico 107: Escenario 2: Histograma de Variaciones de demanda horas consecutivas
Subsistema SEN-SIC Sur

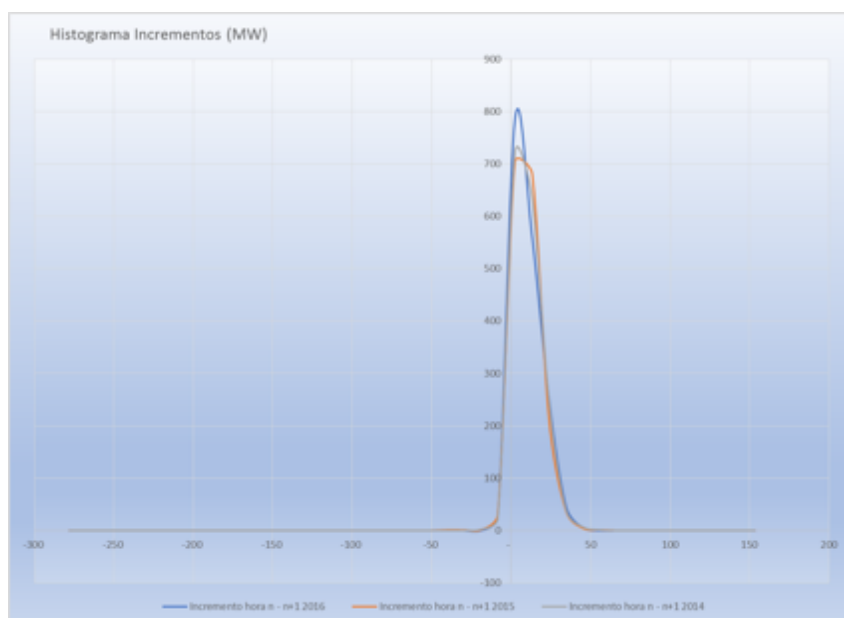


Gráfico 108: Escenario 2: Curva de duración de Variaciones de demanda horas consecutivas
Subsistema SEN-SING

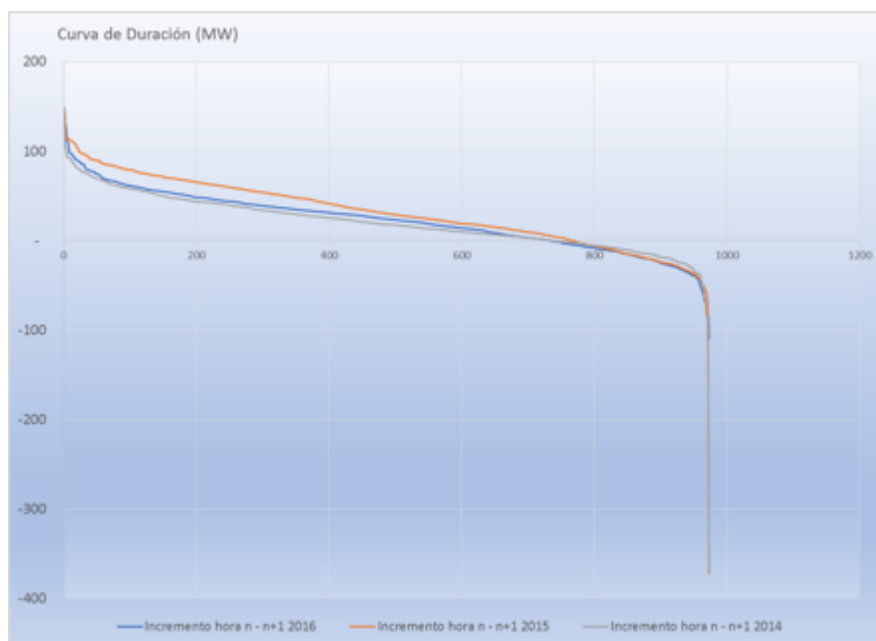
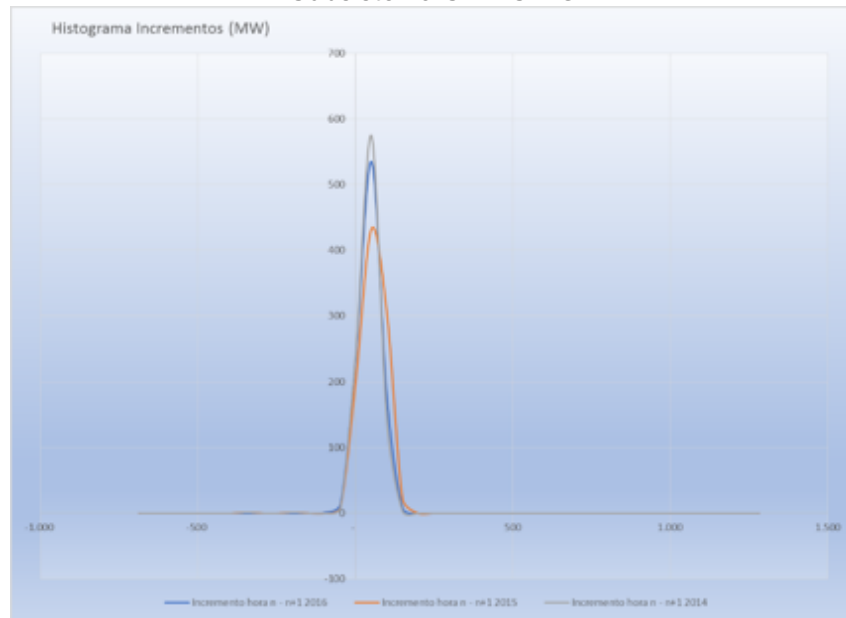


Gráfico 109: Escenario 2: Histograma de Variaciones de demanda horas consecutivas Subsistema SEN-SING



1.2.3 Comparación de las variaciones de demanda entre subsistemas

Como era de esperarse por el mayor tamaño relativo, se obtiene que el SEN-SIC Centro Norte es el subsistema que presentó los mayores rangos de variaciones entre horas consecutivas tanto en las horas de punta tarifarias como en las horas del bloque de mayor demanda mensual de la curva de 16 bloques. Lo sigue el SEN-SING y luego el SEN-SIC Sur.

Otra comparación relevante es la magnitud de las variaciones de demanda entre horas consecutivas que se presentaron con mayor frecuencia en los subsistemas, -250 MW y +120 MW en el SEN-SIC Centro Norte, +0,0 y +5,0 MW en el SEN-SIC Sur, y de +40 MW en el SEN-SING.

Esto último puede dar una idea del tamaño de la unidad de punta necesaria en cada subsistema necesaria para atender los incrementos de la demanda de punta entre horas consecutivas.

2. Comparación de la demanda máxima horaria con la 52ésima mayor demanda

Se considera determinar la variación de la demanda horaria dentro del bloque de las 52 horas con mayor demanda anual en el subsistema.

A partir de la curva de duración de la demanda se determina la diferencia entre la demanda máxima horaria y la demanda equivalente a la 52ésima mayor demanda, considerando todas las horas del año.

Esto se muestra en los siguientes gráficos por subsistema y para los años 2014 a 2016.

Sólo se muestra las 500 mayores demandas para fines de poder ilustrar adecuadamente el análisis indicado.

Gráfico 110: Demanda SING 2016

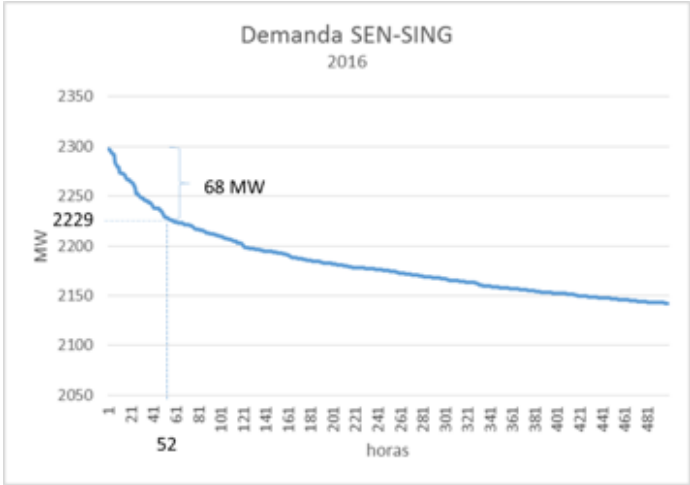


Gráfico 111: Demanda SING 2015

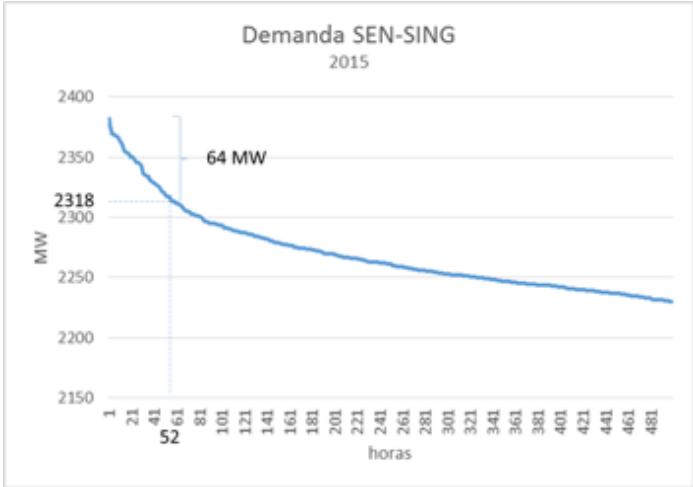


Gráfico 112: Demanda SING 2014

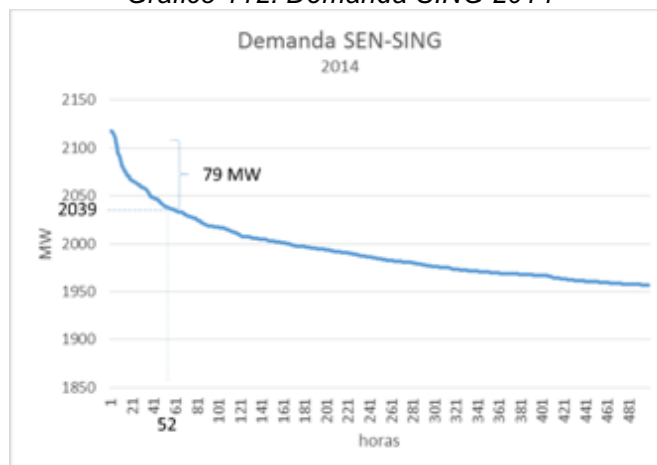


Gráfico 113: Demanda SIC Centro Norte 2016

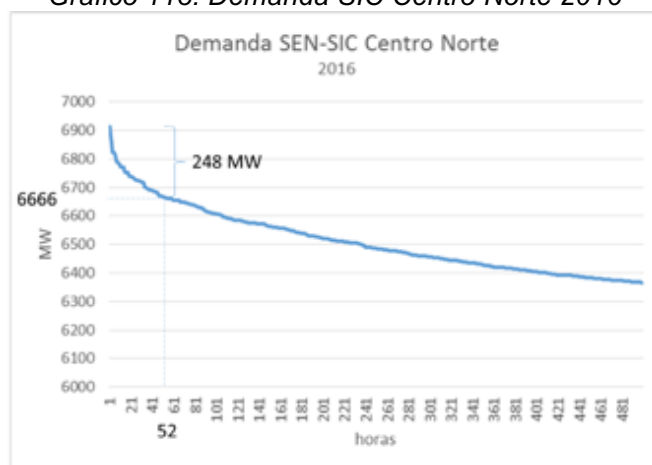


Gráfico 114: Demanda SIC Centro Norte 2015

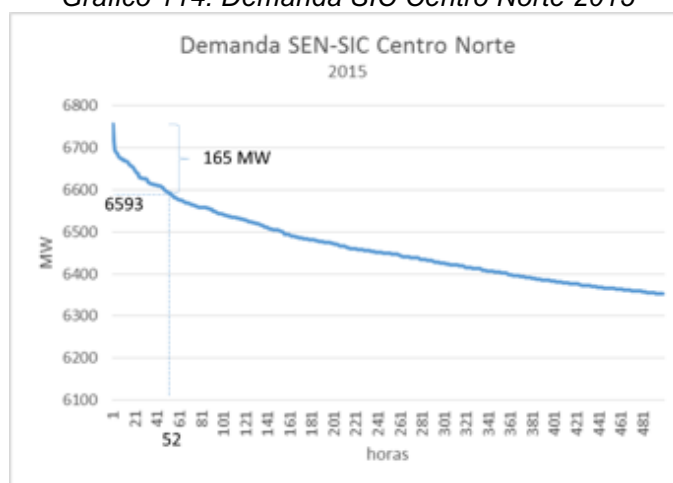


Gráfico 115: Demanda SIC Centro Norte 2014

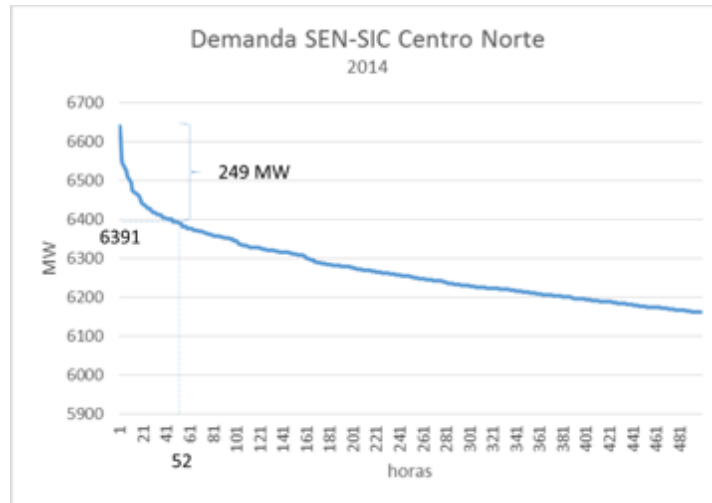


Gráfico 116: Demanda SIC Sur 2016

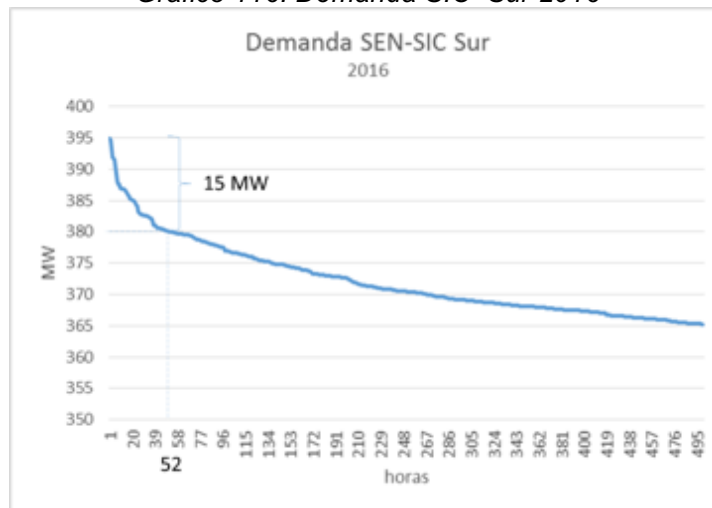


Gráfico 117: Demanda SIC Centro Sur 2015

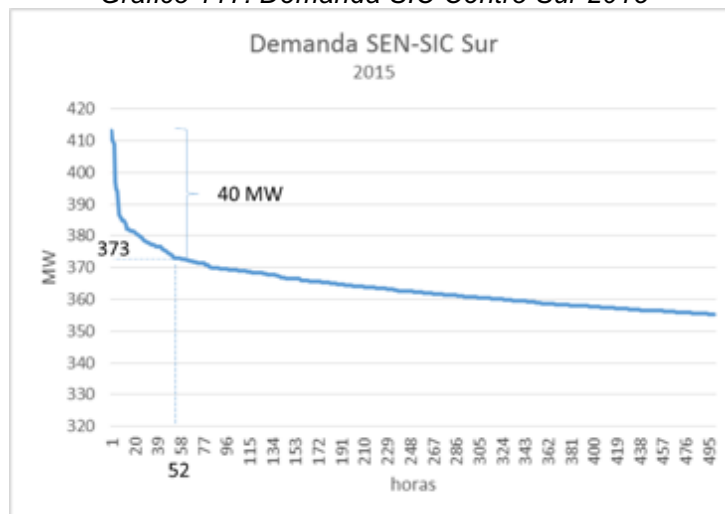
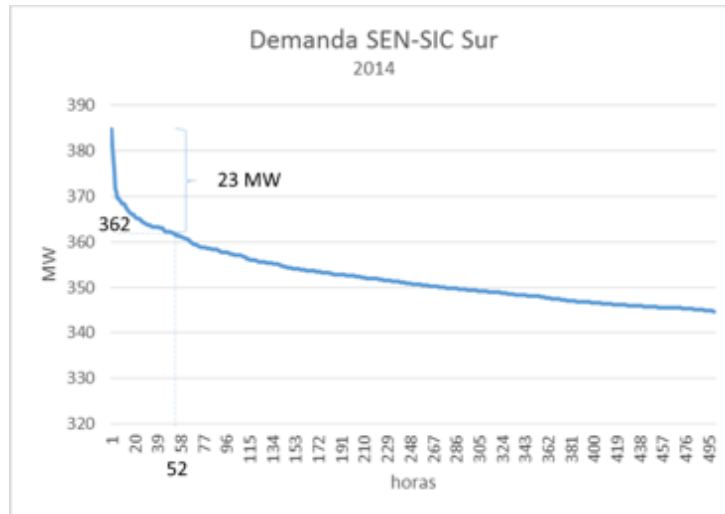


Gráfico 118: Demanda SIC Sur 2016



Se efectúa el mismo cálculo indicado previamente, considerando para el SIC todas las horas pero sólo de los meses del período tarifario para consumidores regulados. Se observa que los resultados no difieren mayormente respecto de considerar todos los meses del año para el SIC.

Gráfico 119: Demanda SIC Centro Norte Abr-Sep 2016

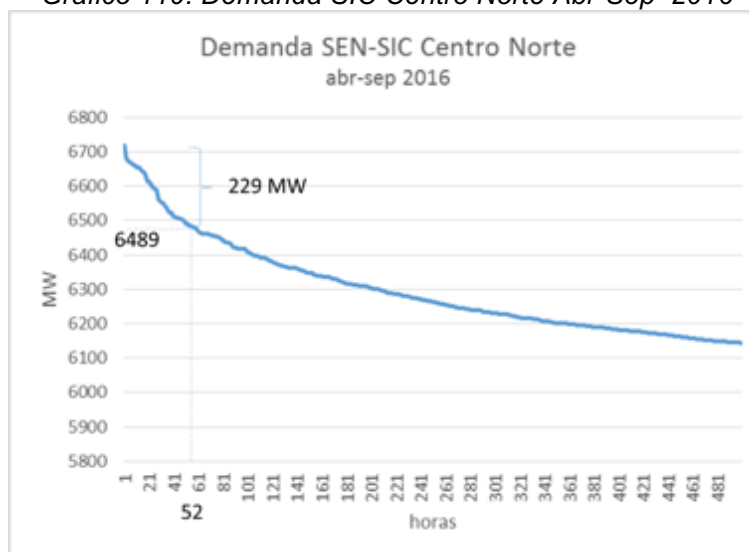
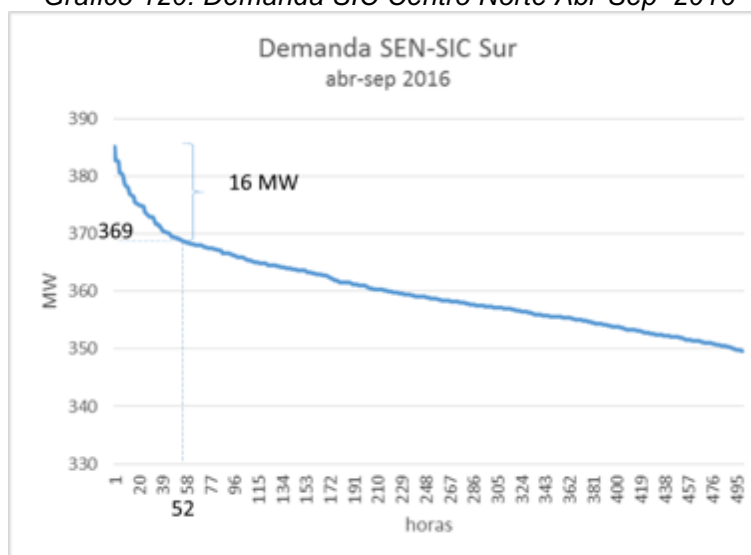


Gráfico 120: Demanda SIC Centro Norte Abr-Sep 2016



Esta variación de la demanda de punta también es un indicador del tamaño de la unidad de punta que se requiere en el subsistema, entre 64 MW y 79 MW en el SEN-SING, entre 165 MW y 249 MW en el SEN-SIC Centro Norte, y entre 15 MW y 40 MW en el SEN-SIC Sur.

3. Determinación del tamaño de la unidad de punta.

Se recomienda mantener el criterio de determinar el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones troncales del sistema eléctrico.

El dimensionamiento del tamaño de la unidad de punta, debe basarse en criterios técnico-económicos y en la magnitud de los incrementos de demanda de potencia en los subsistemas que corresponda.

Así, las consideraciones económicas para la definición del tamaño de la unidad de punta son:

- Las turbinas a gas presentan economías de escala crecientes, es decir, reducen su costo medio de inversión con su tamaño.
- El tamaño eficiente económicamente debe ser el más próximo a la magnitud de los incrementos de demanda de punta que se busca abastecer, de forma de evitar exceso de tamaño.
- Los incrementos de demanda de punta en un subsistema o sistema no se producen solo en un nudo, sino que se distribuye entre varios nudos.

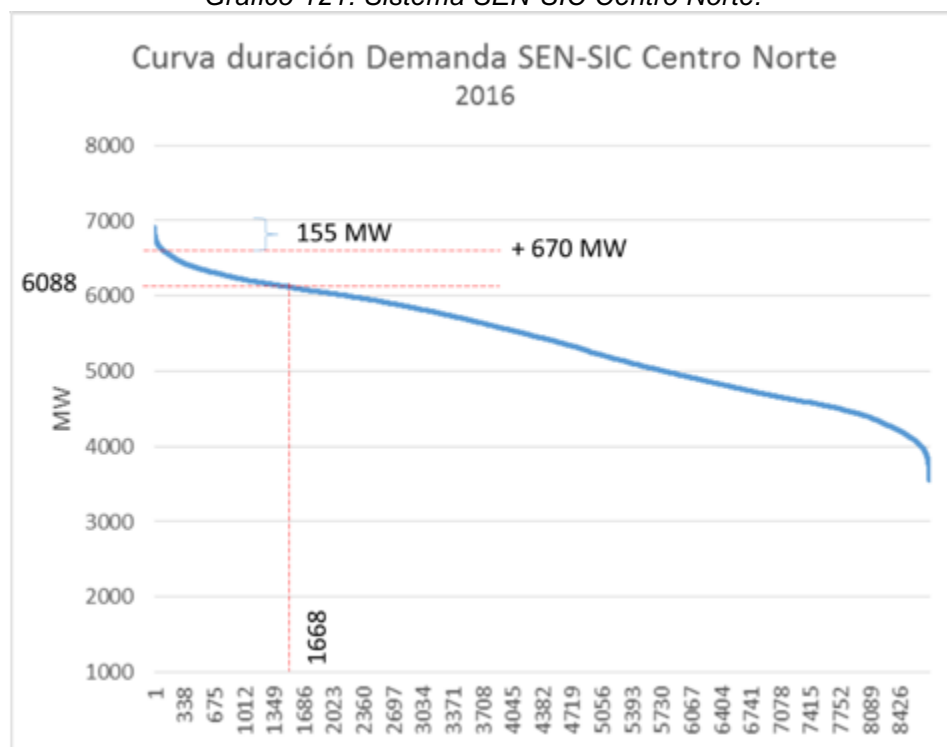
A lo anterior debe agregarse consideraciones técnicas respecto de:

- Tiempo de partida. El tiempo de partida debe ser suficientemente corto de forma de responder rápidamente a los incrementos de demanda de punta. Esto implica limitar el tamaño máximo de la unidad de punta, de forma de asegurar la partida en el menor tiempo posible. Se debe tener presente que en la medida en que se incrementa el tamaño de una turbina a gas requiere de mayores tiempos de partida para lograr adecuadas dilataciones térmicas, a mayor potencia se tiene una mayor masa y mayores temperaturas de trabajo, y control de vibraciones. Por lo tanto, se recomienda limitar el tamaño máximo de la unidad a 120 MW.
- Emisiones. Las unidades deben estar ubicadas en zonas en que puedan operar sin restricciones de tipo ambiental, P. Ej.: no deben localizarse en zonas saturadas o latentes.

Considerando el análisis de las variaciones de la demanda en horas de punta efectuado, la alternativa que se propone para encontrar un tamaño de turbina a gas operando con diésel como unidad de punta es la siguiente:

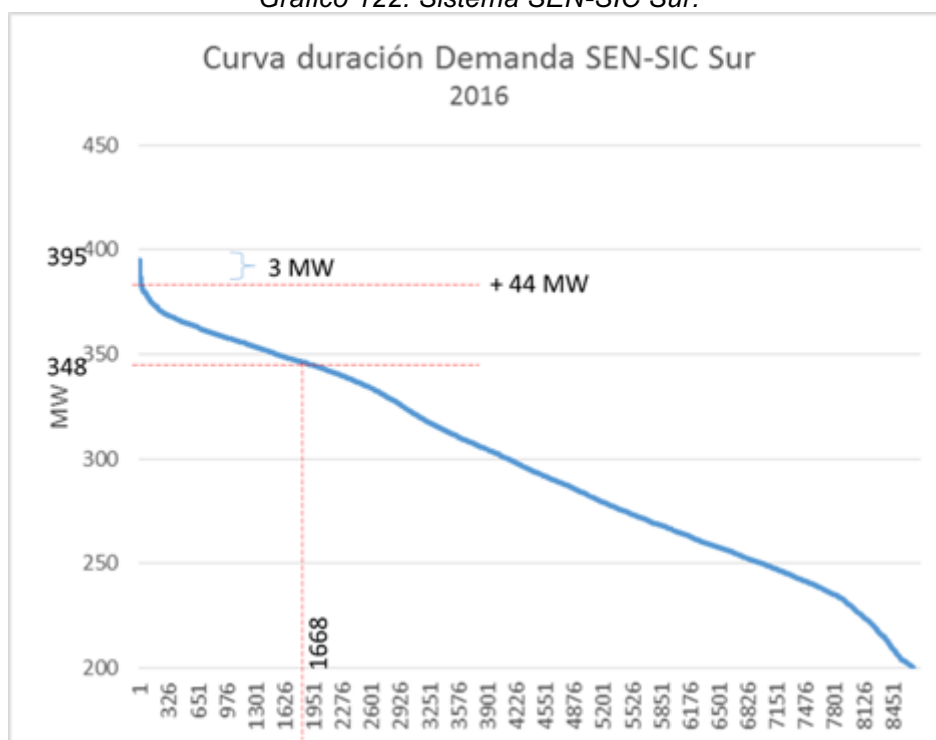
1. Se determina a partir de la curva de duración de la carga la potencia correspondiente a la hora Nésima en que N corresponde al número de horas de punta anual del subsistema. En esta propuesta se considera las horas de los bloques de demanda máxima definidos en el Informe técnico de precios de nudo de julio 2017.
2. A la potencia determinada en el punto anterior se le suma la máxima variación de demanda entre horas de punta consecutivas determinada en 1.2. dentro del rango de 70% de probabilidad de ocurrencia.
3. La diferencia entre la demanda máxima del subsistema y la potencia determinada en el punto 2 anterior corresponde al orden de magnitud de la o las turbinas de punta que se requieren en el subsistema.

Gráfico 121: Sistema SEN-SIC Centro Norte.



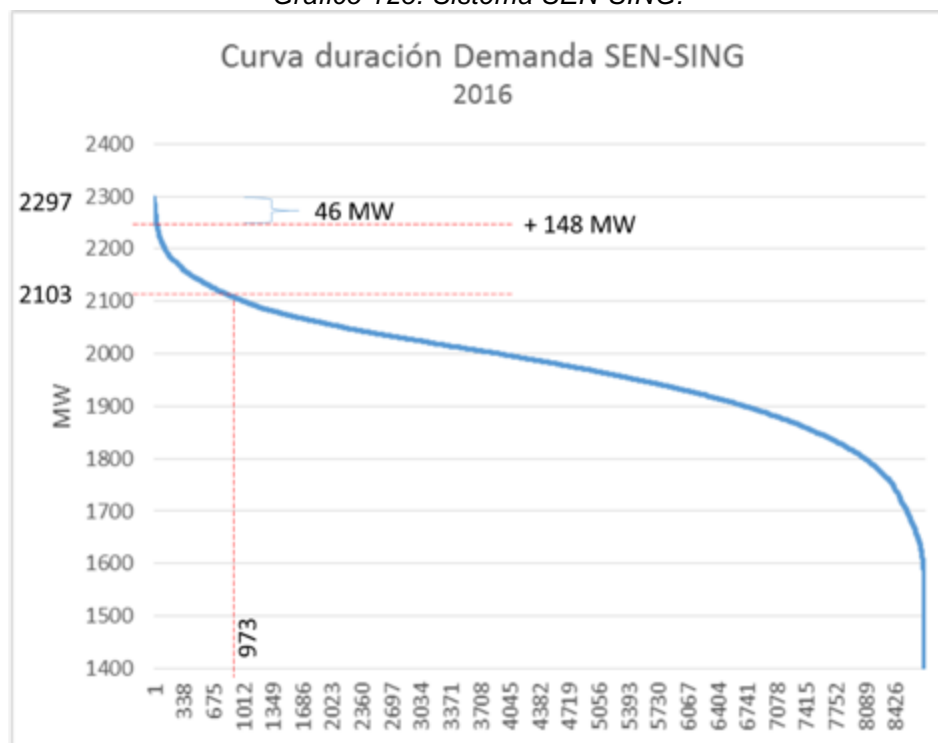
En el siguiente gráfico se muestra la situación del SEN-SIC Sur.

Gráfico 122: Sistema SEN-SIC Sur.



En el siguiente gráfico se muestra la situación del SEN-SING.

Gráfico 123: Sistema SEN-SING.



Considerando que las unidades de punta disponibles son las turbinas a gas en ciclo abierto operando con diésel y considerando que la CNE encargó un estudio que propone unidades de 70 MW, de 150 MW y de 300 MW, de acuerdo a la metodología propuesta, la unidad de punta a instalar sería:

- SEN-SIC Centro norte correspondería a un conjunto de 1 unidad de 150 MW
- SEN-SIC Sur una unidad de 70 MW
- SEN-SING una unidad de 70 MW.

Este resultado coincide con la magnitud de las diferentes tipos de variaciones de demanda de punta que se determinaron en este capítulo.

En la propuesta finalmente no se considera las variaciones de demanda de punta analizadas en I 1.1 para la misma hora para años consecutivos, puesto que dichas variaciones tienen más relación con el crecimiento vegetativo de la demanda que con la necesidad de suministrar una demanda en exceso de las demandas que con mayor probabilidad se presentan en el bloque de mayor demanda anual.

J. MECANISMO DE AJUSTE ENTRE LA POTENCIA DE SUFICIENCIA PRELIMINAR Y DEFINITIVA

1. Revisión y análisis del mecanismo actual de ajuste entre las potencias de suficiencia preliminar y definitiva.

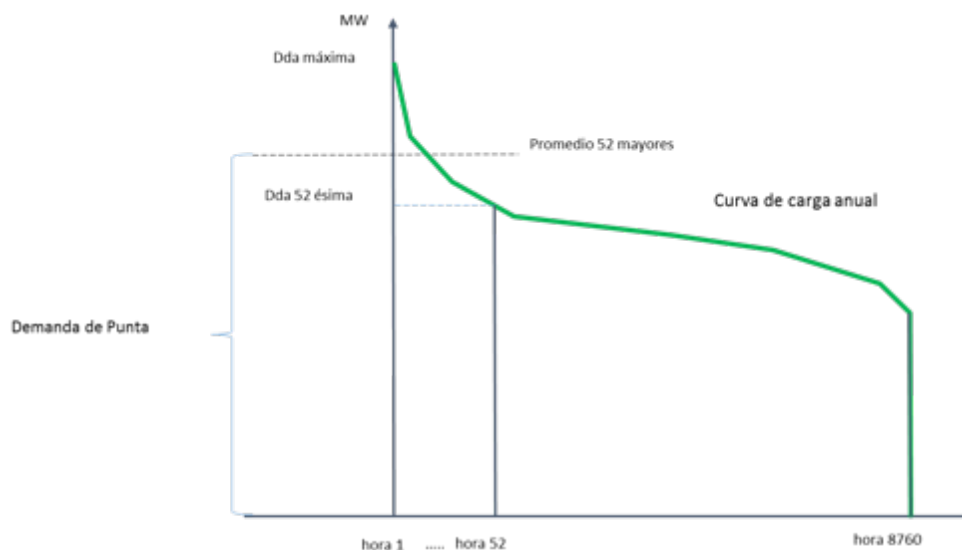
En esta sección se revisa el método de ajuste actual que se realiza entre la potencia de suficiencia preliminar y la potencia de suficiencia definitiva y de la consideración de la demanda máxima como parámetro de ajuste.

1.1.- Método de ajuste vigente a las potencias de suficiencia preliminares.

Actualmente el ajuste entre la potencia de suficiencia obtenida del cálculo (Potencia de Suficiencia Preliminar), para cada subsistema, y la Demanda de Punta corresponde simplemente a un criterio de prorrata proporcional de la Potencia de Suficiencia Preliminar.

La Demanda de Punta o Demanda Máxima corresponde según lo definido en el DS N°62 a la demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema. En la figura siguiente se muestra la forma en que se determina la demanda de punta para efectos del cálculo de la potencia de suficiencia.

Figura 30. Demanda de punta.

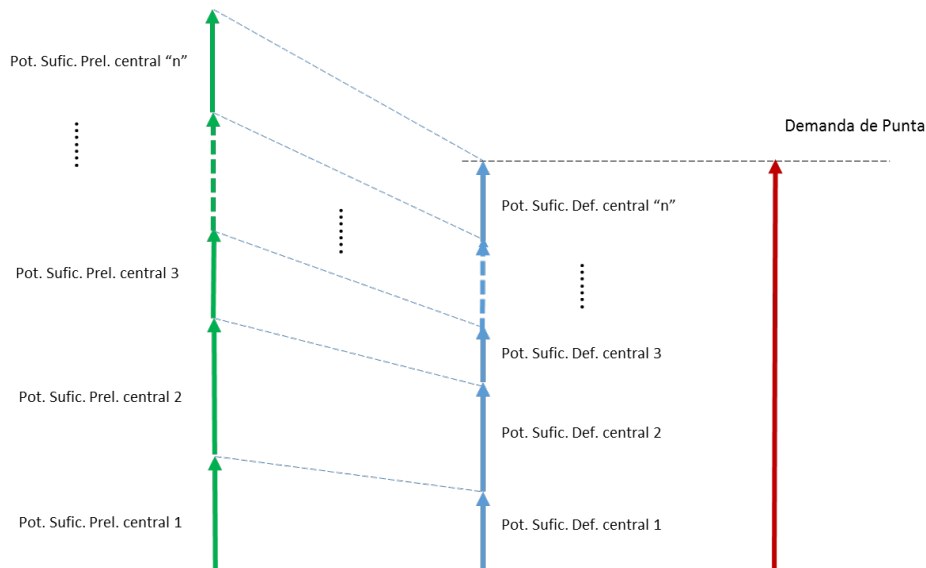


Por su parte, la Potencia de Suficiencia Preliminar de cada unidad generadora se obtiene mediante un análisis estadístico, evaluando en valor esperado la potencia que ella aporta a la Suficiencia de Potencia para el abastecimiento de la Demanda de Punta,

considerando el conjunto de las unidades generadoras, la Potencia Inicial, y la indisponibilidad forzada de cada unidad.

Con el fin de obtener las Potencias de Suficiencia definitivas se efectúa un ajuste proporcional de las Potencias de Suficiencia Preliminares de modo que la suma de las Potencias de Suficiencia definitivas resulte igual a la Demanda de Punta del sistema o subsistema.

Figura 31. Ajuste de las potencias de suficiencia preliminares.



Así, la Potencia de Suficiencia Definitiva de la central se calcula mediante la siguiente expresión:

$$Pot. Suf. Definitiva_i = Pot. Suf. Prel_i \times \frac{Demanda de Punta}{\sum_{j=1}^n Pot. Suf. Prel. j}$$

El mecanismo de ajuste es simple, pero al no estar asociado a un LOLP, no da cuenta del aporte efectivo de las distintas centrales a la suficiencia del sistema o subsistema en el que está inserto el parque generador relevante.

En efecto, el método actual no define un LOLP objetivo para el sistema eléctrico, por ejemplo, se podría indicar que el LOLP máximo es de 1%. En el evento en que existiese un LOLP máximo aceptable, el cálculo de las potencias de suficiencia preliminares debería estar asociado dicho nivel de seguridad. En caso de presentarse excedentes o déficits de las potencia de suficiencia preliminares respecto de la demanda de punta, se debe definir un criterio de ajuste. Por ejemplo, se podría considerar lo siguiente:

- Si hay excedentes de potencia de suficiencia preliminares, se debería reducir el LOLP hasta un valor predeterminado, por ejemplo 0.5%. Si se alcanza dicho valor y aún existen excedentes, se aplica una metodología de prorrata de excedentes.

- Si variando el LOLP dentro del rango definido se logra la igualdad de las potencias de suficiencia preliminares con la demanda, se obtiene las potencias de suficiencia definitivas.
- Si se alcanza el LOLP máximo existe déficit de potencia de suficiencia preliminares respecto de la demanda, se puede aplicar un criterio de ajuste o bien incrementar el LOLP hasta lograr que las potencias de suficiencia preliminares igualen a la demanda de punta.

Así, al asociar explícitamente el cálculo de las potencias de suficiencia preliminares a un valor de LOLP, el excedente respecto de la demanda de punta debería reducirse o incluso no existir.

Sin perjuicio de lo mencionado, el esquema de ajuste actualmente en uso tiene la ventaja de no discriminar entre los distintos tipos de centrales una vez que se ha determinado la potencia inicial, toda vez que el factor de ajuste es un valor único para todas las unidades generadoras. Además, este esquema tiende dar estabilidad en el tiempo en el monto de potencia que se remunera a las centrales, entendiendo que la estabilidad se refiere a que la magnitud de la potencia de suficiencia que recibe cada unidad generadora no presentaría cambios significativos entre un año y otro, ya que dependerá del crecimiento de la demanda de punta y de la adición de nuevas unidades generadoras al sistema.

1.2.- Método de ajuste aplicado en la primera metodología de potencia firme.

En el DS N°6 de 1985 se estableció los principios de cálculo de potencia firme, los que posteriormente quedaron vertidos en una metodología que resultó de una Divergencia en el CDEC-SIC (Res. Exenta N°59/87 del Ministerio de Economía).

La divergencia surgió con la incorporación de la Empresa Colbún Machicura S.A.. filial de CORFO en aquella época, debido a que el método exigía que cada empresa generadora acreditará que disponía de suficiente potencia firme propia o contratada con terceros para abastecer la demanda de sus clientes. En ese contexto de mercado, los generadores incumbentes que tenía la totalidad de los contratos con clientes tenían excedentes de potencia firme, por lo que la Empresa Colbún Machicura S.A. no percibía ingresos por potencia firme, por lo que presentó una divergencia para solicitar una modificación del método de cálculo para reflejar el aporte de los embalses, y con ello reducir excedentes, y ajustar la potencia firme a la demanda de punta.

En aquella época, se definió la Potencia Firme como aquella potencia que es capaz de entregar una central generadora durante las horas de mayor demanda del sistema eléctrico con un elevado nivel de seguridad, definiendo el rango de 95% a 98%.

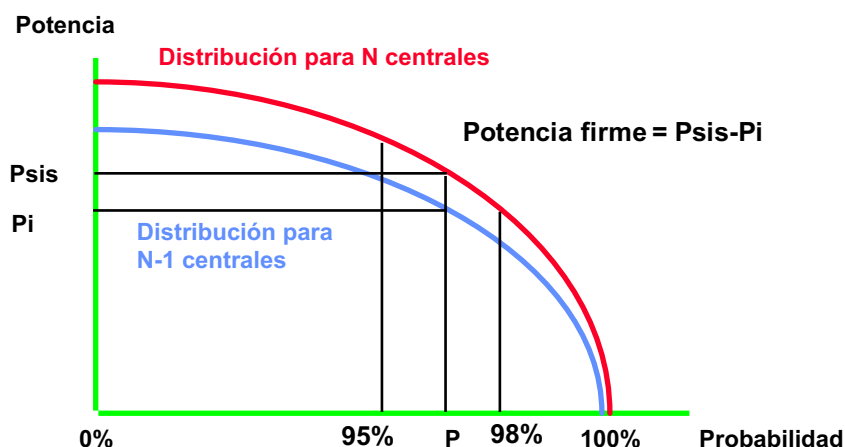
El método busca igualar la demanda de potencia de punta con la disponibilidad de potencia firme, para evitar la existencia de excedentes. Dado que existían excedentes

de potencia firme en los sistemas eléctricos, el método de cálculo considera dos elementos de ajuste:

- El Nivel de Seguridad exigido, dentro del rango 95% a 98%.
- Prorratio de excedentes en caso de alcanzar el límite de 98%.

El método reconoce que la potencia firme de un sistema eléctrico es una variable aleatoria, cuya aleatoriedad está dada por el comportamiento de las centrales generadoras, considerando que los equipos de las centrales están expuestos a fallas, lo que se representa por una tasa de falla, y los caudales afluentes en centrales hidroeléctricas, son variables e implican cambios en la potencia disponible de la central. Así, cada central se representaba por una distribución de probabilidades que reflejaba los distintos estados operativos.

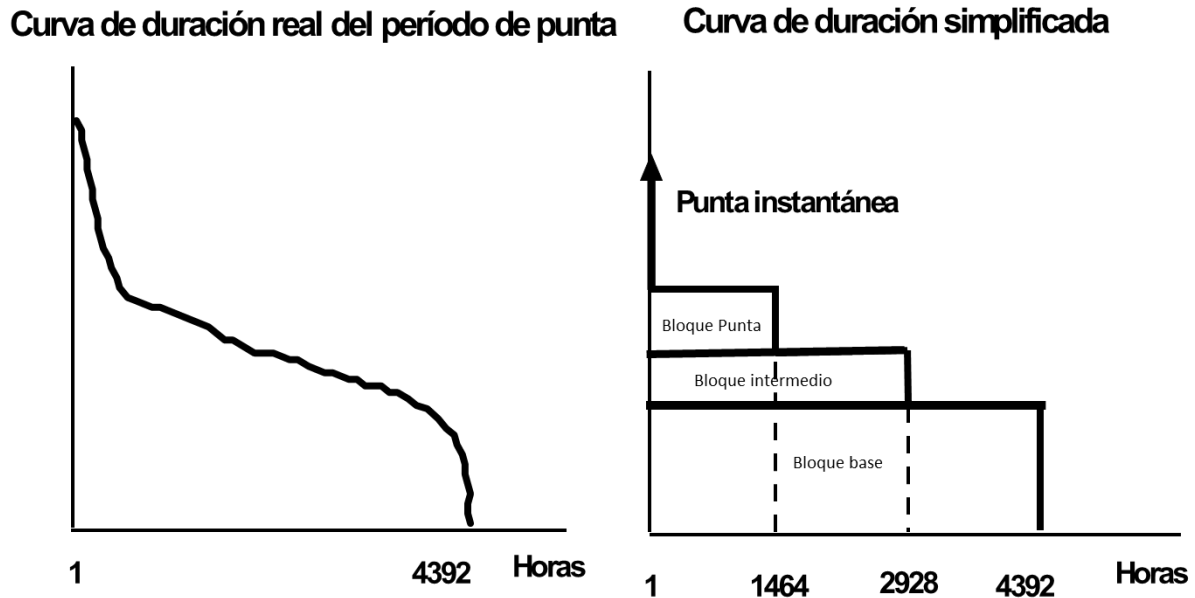
Figura 32. Cálculo de potencia firme según DS N°6 de 1985



Una vez calculadas las potencias firmes de cada central, se realiza un proceso que reparte los excedentes de potencia, en caso que existan, para ajustar la disponibilidad de potencia firme con la demanda de potencia de punta.

El prorratio de excedentes se realiza mediante una simulación del abastecimiento o llenado de una curva de duración de la carga del consumo durante el período Abril a Septiembre de cada año (4392 horas). La curva de carga del sistema corresponde a la curva de duración de la demanda horaria del período de punta (Ver figura 6). Para efectos de este procedimiento se determina una curva simplificada de cuatro bloques, consistentes en cuatro (4) bloques de demanda, que corresponden a la punta instantánea, la demanda máxima del período, y el valor promedio de la demanda de tres grupos de horas de una duración de 1464 horas, según muestra la figura siguiente.

Figura 33. Curva de carga del período de punta

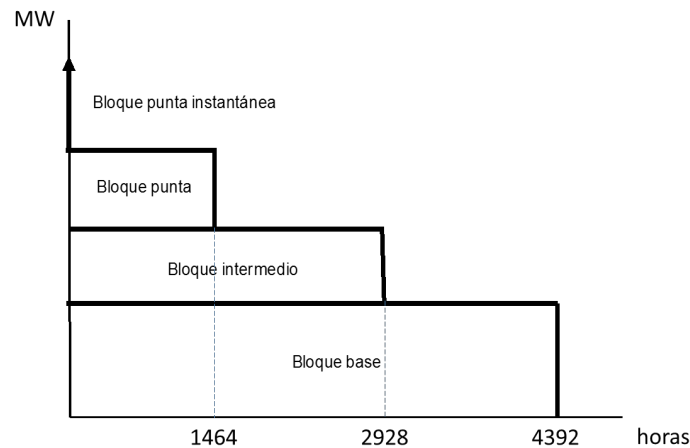


A continuación se determina la energía colocable por cada central en la curva de carga simplificada.

- La energía de las centrales térmicas es igual a la potencia firme preliminar multiplicada por las horas del período de punta correspondiente al período entre abril y septiembre (4392 horas).
- La energía de las centrales hidroeléctricas corresponderá a su aporte en el período Abril a Septiembre en una condición hidrológica seca, igual al nivel de seguridad usado, es decir, considerando la energía asociada al rango entre 98% y 95% de probabilidad de excedencia de la energía generable de las centrales hidroeléctricas.
- Las centrales hidroeléctricas asociadas al Laja determinan su aporte de energía en base al uso óptimo del lago Laja para una condición hidrológica seca igual al nivel de seguridad considerado, mediante el modelo OMSIC, para la cota real al 1° de abril de cada año.

Para efectuar el abastecimiento o llenado de la curva de duración de la carga, se procede con la curva simplificada en bloques de duración de 1464, 2928 y 4392 horas más una punta instantánea.

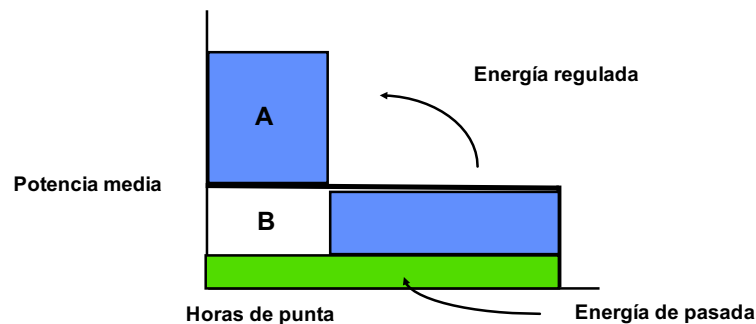
Figura 34. Curva de carga simplificada del período de punta de cuatro bloques



En primera instancia se abastece el bloque de base de duración de 4392 horas con los siguientes recursos:

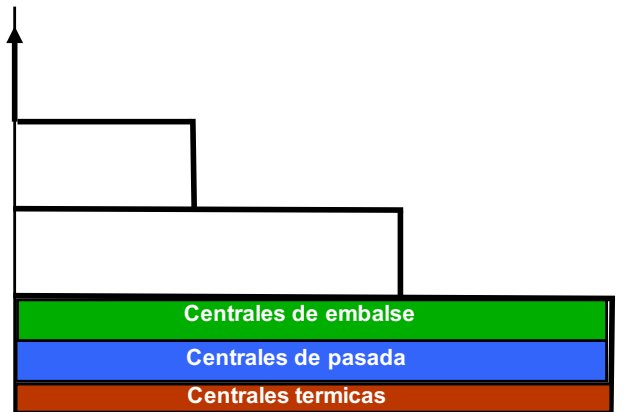
- la energía de las centrales térmicas.
- la energía de las centrales hidroeléctricas de pasada.
- la energía de pasada de las centrales hidroeléctricas con regulación. Se considera que toda central hidráulica con capacidad de regulación, sea mediante un embalse o un estanque, puede desplazar energía desde horas de baja demanda a horas de mayor demanda. El monto de energía desplazable hacia el bloque de punta se denomina energía regulada. La diferencia entre la energía total de la central y la energía regulada o enpunable es la energía de pasada de la central.

Figura 35. Energía de pasada de centrales con regulación.



Una vez que se ha efectuado el llenado del bloque de base, se procede a efectuar el llenado del bloque de punta.

Figura 36. Llenado bloque de base.

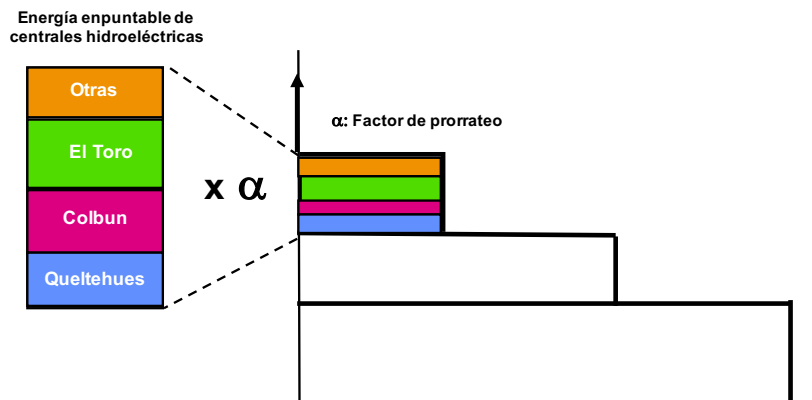


El bloque de punta se abastece con los siguientes recursos:

- la energía enputable de centrales hidroeléctricas de pasada con regulación
- energía enputable de los centrales hidroeléctricas de embalse.

En general se tendrá que las energías que pueden colocar en el bloque de punta las centrales hidroeléctricas, serán superiores a la energía del bloque. Por lo tanto, se define un factor de prorrata que es igual a la energía del bloque dividida por la energía colocable en bloque de punta por las centrales hidroeléctricas. Este factor se aplica a cada una de las centrales hidroeléctricas que participan en el llenado de este bloque, obteniendo el monto efectivamente colocado en el bloque de punta

Figura 37. Llenado bloque de punta.



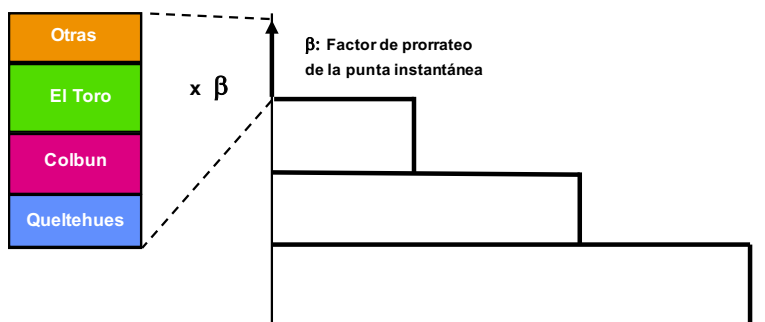
A continuación, se verifica el abastecimiento del bloque intermedio.

Dado que la energía colocable por las centrales térmicas e hidráulicas es igual a la energía requerida por la curva de carga, dado que ajustando la probabilidad del cálculo se verificó la igualdad, una vez abastecidos los bloques de base y punta, el bloque intermedio queda automáticamente abastecido con los montos remanentes de energía.

Finalmente, se abastece el bloque de punta instantánea

Cada central tiene una potencia colocable en la punta instantánea que es igual a la diferencia entre su potencia firme preliminar y la suma de las potencias firmes colocadas en los bloques de base, intermedio y punta. Así, se define un factor β de prorrata que es igual a la demanda del bloque de punta instantánea dividida por la potencia colocable en el bloque.

Figura 38. Llenado bloque de punta instantánea.



Finalmente, la potencia firme de una central, es la suma de las potencias firmes colocadas en cada uno de los cuatro bloques de la curva de carga simplificada.

El nivel de seguridad a considerar en el cálculo de potencia firme es tal que la suma de la energía disponibles en centrales térmicas e hidráulicas es igual a la demanda de energía en el período Abril a Septiembre, dentro del rango de nivel de seguridad de 98% a 95%.

Se pueden presentar situaciones de desbalances en los extremos del rango para los niveles de seguridad de 95% y 98%. Así, se puede dar que:

- En el caso de llegar a un nivel de seguridad de 98% con excedentes de energía, se reducen las centrales térmicas inefficientes o de alto costo variable y el aporte de las centrales del lago Laja.

Las centrales térmicas inefficientes son aquellas cuyo costo variable de generación sea mayor o igual a dos veces el costo variable de generación de la unidad térmica más barata o más eficiente.

- En el caso de alcanzar un nivel de seguridad de 95% con déficit de energía para abastecer la curva de carga, se asume que las centrales hidroeléctricas asociadas al lago Laja completan todo el déficit de energía del sistema, dada la capacidad interanual de almacenamiento del Lago Laja.

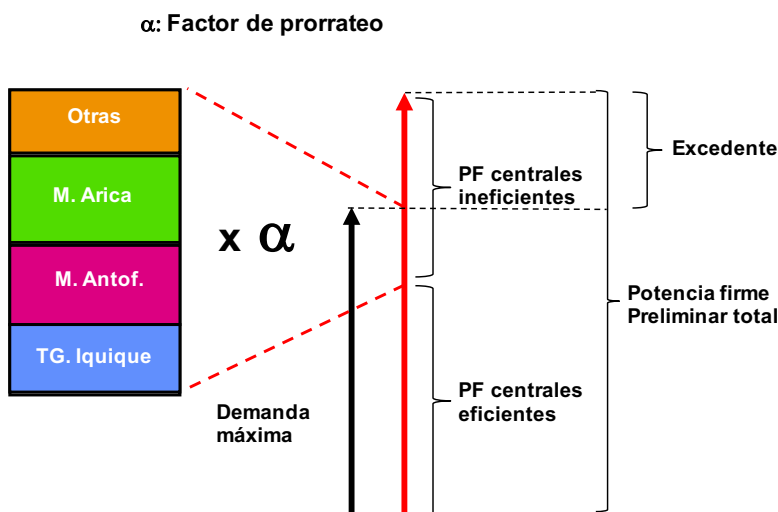
En el caso del SING se presentaba una situación diferente, ya que el sistema no dispone de aportes de centrales hidroeléctricas relevantes, por lo que el esquema de ajuste de la

potencia firme a la demanda de punta era diferente, ya que no se hacía un llenado de curva de carga.

Así, podía ocurrir en el SING la situación en que alcanzado el nivel de seguridad de 98%, aún existiesen excedentes de potencia. En este caso se procedía a efectuar un ajuste en la condición de borde de la siguiente manera:

- Se identifican las centrales térmicas inefficientes, definidas como aquellas centrales cuyo costo variable de generación era más de dos veces el costo variable de generación de la central térmica más económica o eficiente.
- Se reduce la potencia firme de las centrales térmicas inefficientes en forma proporcional para eliminar el excedente de potencia firme.

Figura 39. Ajuste de la potencia firme a la demanda de punta en el SING.



Por otra parte, en el caso en que se alcanza el límite de 95% y aún existiese un déficit de potencia firme en el SING, se aumentaba proporcionalmente la potencia firme de todas las centrales del SING hasta igualar las potencias firmes con la demanda de punta.

1.3.- Metodología vigente de determinación de potencias de suficiencia preliminares.

El método actualmente en uso en Chile para la determinación de las potencias de suficiencia preliminares no incorpora un nivel objetivo de LOLP. El cálculo de la potencia de suficiencia preliminar que se realiza es una aproximación al valor de la potencia media de las centrales generadoras, en efecto, en términos simplificados se tiene que el método determina:

- Centrales termoeléctricas. Corresponde a la potencia neta media aportable al sistema eléctrico, considerando indisponibilidad forzada, indisponibilidad de combustible primario y de respaldo y mantenimientos, es decir, es el valor esperado de la potencia neta inyectable al sistema eléctrico.
- Centrales hidroeléctricas. Corresponde a la potencia neta media aportable en las dos condiciones de afluentes más secos e incluyendo la indisponibilidad forzada, es decir, la potencia neta esperada inyectable en una condición seca.
- Centrales solares y eólicas. Corresponde al aporte en condiciones de baja disponibilidad de su recurso energético. En este caso, no corresponde a un valor esperado y es bastante volátil de año en año.

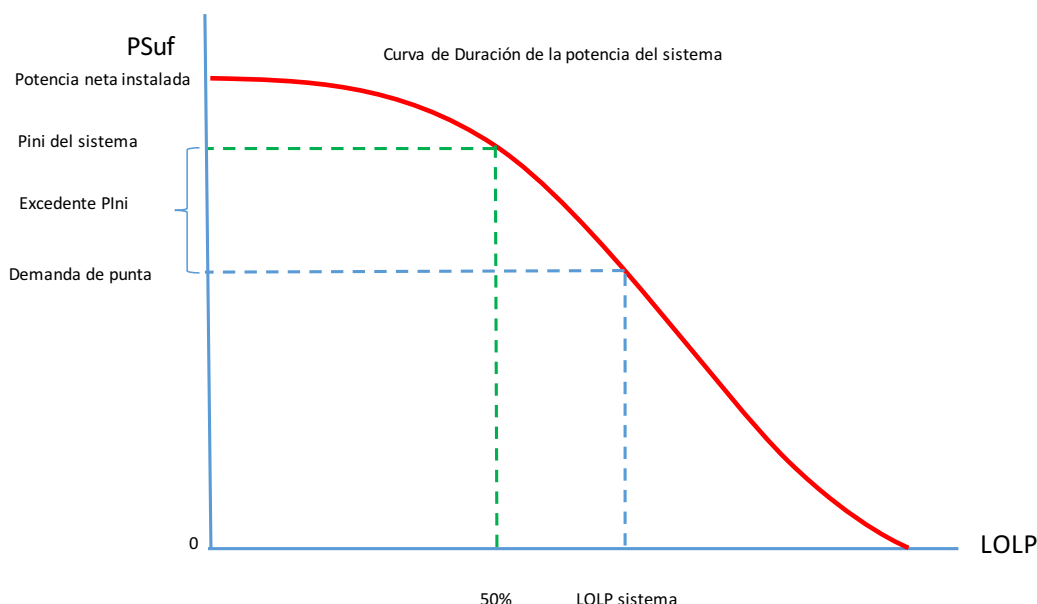
Así, se puede plantear como una aproximación gruesa, el hecho de que dado que en el cálculo de las Potencia de Suficiencia Preliminares no existe ninguna relación con un LOLPdm objetivo para el sistema eléctrico, se podría aproximar a que se está calculado la potencia media de las centrales generadoras, es decir, se trataría de una proxy a una probabilidad de excedencia sistémica cercana al 50%, asimilable a un LOLPdm en la vecindad de 50%. Si bien, esto no es posible determinarlo matemáticamente, se observa claramente que ninguna de las expresiones de cálculo de la potencia de suficiencia incluyen el índice LOLPdm ni se efectúa un análisis sistémico del aporte de potencia de punta.

Esto genera un exceso de potencia de suficiencia preliminar que no se condice con el concepto de aplicar un LOLPdm objetivo.

La figura siguiente muestra lo que estaría ocurriendo con la metodología vigente para el cálculo de las potencia de suficiencia preliminares comparado con un esquema de LOLPdm objetivo.

Así, se observa que el desbalance entre las potencia de suficiencia preliminares y la demanda de punta es de una alta magnitud, a diferencia de los que podría ocurrir si se define un LOLPdm objetivo de conformidad a las mejores prácticas internacionales en mercados de capacidad.

Figura 40. Comparación metodología actual con LOLPdm



1.4.- Diferencias entre los conceptos de Potencia Firme y Potencia de Suficiencia.

El concepto de potencia firme definido en el DS N°6 de 1985 era muy similar al concepto de potencia de suficiencia actualmente contenido en la Ley General de Servicios Eléctricos.

El artículo 27° del DS N°6 de 1985, definía la potencia firme 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 al 95%.

Así, implícitamente la definición contenida en el reglamento que normaba la operación de los CDEC, reconocía un LOLP máximo aceptable de 5% para la determinación de la potencia firme.

Sin embargo, el reglamento no consideraba un ajuste entre la potencia firme y la demanda de punta, sólo exigía que cada generador dispusiera de suficiente potencia firme para abastecer sus compromisos de demanda de punta. En caso de presentar déficit de potencia firme, debía adquirirla de terceros al precio de nudo de la potencia de punta.

Posteriormente, con la incorporación de nuevos generadores, mediante Resolución Exenta del Ministerio de Economía se estableció una metodología de ajuste entre potencia firme y demanda de punta, ello con motivo de una divergencia surgida en el CDEC-SIC.

En el año 1999, con motivo de nuevas divergencias se incorporó conceptos de seguridad de servicio de corto plazo dentro del cálculo de la potencia, tiempos de partida y toma de carga, con lo cual el concepto de potencia firme perdió su naturaleza original.

El concepto de Suficiencia de Potencia que se establece en la Ley, dice relación con la 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, expresada como una probabilidad igual a uno menos LOLPdm.

Como se puede observar el concepto de potencia de suficiencia tiene similitudes con el concepto original de potencia firme, cuyas principales diferencias son:

- La potencia de suficiencia reconoce la existencia de subsistemas. La potencia firme consideraba un sistema uninodal.
- La potencia de suficiencia reconoce el efecto de la red de transmisión.
- La potencia de suficiencia reconoce el efecto de la disponibilidad de combustible.

1.5.- Comparación de aportes de potencia de suficiencia y aportes en horas de demanda máxima.

En este capítulo se efectúa una comparación de la potencia de suficiencia obtenidas por las centrales generadoras con los aportes efectivos de ellas durante las horas de demanda máxima.

La potencia de suficiencia se agrupara por tecnología de generación, siendo clasificadas como: carboneras, ciclos combinados (CCGT), turbinas a gas y motores, biomasa, eólico, solar FV, hidroeléctrica de embalse e hidroeléctrica de pasada.

Con el fin de hacer un análisis en un rango más amplio, se consideró los aportes promedio por tecnología de generación en las 52 horas, 438 horas y 876 horas de mayor demanda.

La Tabla siguiente muestra la comparación de las potencias de suficiencia con los aportes en horas de demanda de punta para los dos subsistemas del SIC definidos para el cálculo 2016-2017.

La diferencia positiva indica que el aporte real en el período fue mayor que la potencia de suficiencia y los valores negativos indican que la potencia de suficiencia fue mayor que el aporte efectivo.

En el caso del subsistema 1, zona norte del SIC, se observa que las centrales termoeléctricas a carbón y las turbinas a gas y motores diésel obtienen potencias de suficiencia mayores a los aportes efectivos en las horas de demanda de punta. Se observa que en la medida que se amplía el período de horas de demanda de punta, dicha diferencia se reduce.

Para el subsistema centro-sur del SIC, las turbinas a gas y los motores son la tecnología que presenta una mayor potencia de suficiencia respecto de sus aportes efectivos en las horas de demanda de punta.

Tabla 63: Comparación de aportes en horas de demanda de punta y potencias de suficiencia en el SIC año hidrológico 2016-2017.

Subsistema	Tipo	Aporte Promedio (MW)			P Suf MW	Diferencia Aporte Promedio v/s P Suf (MW)		
		52 hrs	438 hrs	876 hrs		52 hrs	438 hrs	876 hrs
S1	Biomasa	-	-	-				
S1	Eolico	21.52	22.53	22.47	16.32	5.19	6.20	6.15
S1	FV	497.69	462.84	424.62	132.40	365.28	330.44	292.22
S1	H Embalse	-	-	-		-	-	-
S1	H Pasada	4.86	4.85	4.53	2.18	2.68	2.67	2.35
S1	CCGT	-	-	-		-	-	-
S1	Carbón	203.53	249.87	286.51	477.60	(274.07)	(227.72)	(191.09)
S1	TG y motores	142.86	212.17	225.67	455.53	(312.67)	(243.36)	(229.86)
S1	Total	870.45	952.26	963.81	1,084.03			
S2	Biomasa	219.43	212.31	216.08	256.00	(36.57)	(43.69)	(39.92)
S2	Eolico	253.10	232.97	237.06	99.79	153.31	133.18	137.27
S2	FV	207.01	166.30	132.15	10.40	196.61	155.90	121.75
S2	H Embalse	1,896.45	1,669.30	1,573.55	1,670.30	226.15	(1.00)	(96.75)
S2	H Pasada	1,422.59	1,304.74	1,218.54	1,087.70	334.89	217.04	130.84
S2	CCGT	1,531.59	1,392.42	1,388.28	1,013.96	517.63	378.45	374.32
S2	Carbon	1,020.86	1,216.10	1,256.19	958.29	62.57	257.82	297.90
S2	TG y motores	256.79	194.67	209.36	1,561.09	(1,304.30)	(1,366.42)	(1,351.73)
S2	Total	6,807.82	6,388.80	6,231.21	6,657.53			

Para el SING se realiza la misma comparación, sobre la base del cálculo del año 2016. Se observa que las turbinas a gas y motores presentan una mayor potencia de suficiencia respecto de los aportes efectivos observados durante las horas de demanda de punta.

En el caso de las centrales de ciclo combinado se observa un cambio al aumentar el período de horas de demanda de punta. Para el caso de las 52 horas de mayor demanda, la potencia de suficiencia fue menor que el aporte efectivo, sin embargo, al aumenta el periodo de horas de demanda de punta la situación se revierte.

En el caso de las centrales carboneras, su potencia de suficiencia es inferior a sus aportes efectivos durante las horas de demanda máxima.

Tabla 64: Comparación de aportes en horas de demanda de punta y potencias de suficiencia en el SING, año calendario 2016.

	Aporte Promedio			PSuf 2016	Diferencia Aporte Promedio v/s P Suf (MW)		
	52 hrs	438 hrs	876 hrs	MW	52 hrs	438 hrs	876 hrs
Carbón	1,630.85	1,671.22	1,666.70	1,336.77	294.08	334.45	329.93
Cogeneración	12.26	12.01	11.84	14.00	(1.74)	(1.99)	(2.16)
TG y Motores	292.49	240.55	238.45	520.95	(228.46)	(280.40)	(282.50)
CCGT	373.76	294.28	273.79	333.71	40.06	(39.42)	(59.92)
Hidroeléctrica	12.46	10.65	10.63	5.79	6.67	4.86	4.84
FV	18.05	38.53	36.61	-	18.05	38.53	36.61
Total	2,339.88	2,267.24	2,238.03	2,211.22			

Cabe destacar que este análisis es solo una referencia, que no permite obtener conclusiones estadísticamente validas, toda vez que solo se dispone de un cálculo de potencia de suficiencia, esto es, para el año 2016. Cabe señalar que el cálculo del año 2016, al ser el primer cálculo, presenta condiciones de borde que no son representativas de una aplicación del método en un período extendido.

Para obtener conclusiones significativas estadísticamente de la comparación de las potencias de suficiencia con los aportes efectivos de las centrales durante las horas de demanda de punta, se requiere disponer de una muestra más extensa.

1.6. Conclusiones.

Se observa que la existencia de altos excedentes de potencia de suficiencia preliminar están originados en que dichas potencias de suficiencia están siendo calculadas como un valor esperado, entendido como el concepto estadístico, y no están relacionadas con un nivel de LOLPdm objetivo para el sistema eléctrico. La asociación explícita a un nivel de LOLPdm conceptualmente debería reducir los excedentes de potencia de suficiencia.

La revisión de la metodología de potencia firme definida en 1986 para el mercado de capacidad en Chile, utilizaba explícitamente un nivel de seguridad mínimo de 95%, lo que se asocia a un LOLP máximo de 5%.

Sin embargo, posteriores modificaciones a la metodología de cálculo de potencia firme llevaron a asimilar su cálculo a un valor esperado estadístico.

La existencia de altos excedentes de potencia de suficiencia preliminar surgidos del método de cálculo de potencia firme originalmente utilizada en Chile, motivaron la revisión de la metodología, incorporando un método de ajuste de la potencia firme a la demanda de punta. Así, esa metodología se originó precisamente en la existencia de excedentes de potencia firme de alta magnitud, incorporando el concepto de ajuste a la demanda de punta.

La metodología utilizada en Chile en 1986, reconocía las características de las distintas centrales en el abastecimiento de la curva de carga del sistema asociándolas a las reglas

de programación de la operación. Esto implicaba que en casos de existencia de excedentes, se penalizara a las centrales generadoras de alto costo variable, que por ende presentan menor requerimiento al despacho.

Por lo tanto, se recomienda implementar una metodología de cálculo de las potencias firmes preliminares que incorpore explícitamente el nivel LOLPdm objetivo que se desea alcanzar en el sistema eléctrico en Chile. De esta manera, se estima que se reducirán los excedentes de potencia de suficiencia preliminar, y por ende, se hará una asignación más adecuada de potencia de suficiencia a las distintas unidades generadoras.

En tanto se implementa dicha modificación metodológica, se podría implementar un mecanismo de ajuste de la potencia de suficiencia preliminar que incorpore consideraciones de costos de operación de las centrales generadoras de forma de incorporar un concepto de eficiencia económica. Así, resulta como primera acción, el no reconocer potencia de suficiencia a centrales generadoras que presenten costos variables de generación igual o superior al primer tramo de costo de falla.

2. Margen de reserva teórico.

2.1.- Margen de reserva teórico en metodología vigente.

La normativa define el margen de reserva teórico (MRT) como el *“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”*.

La definición de MRT establece una relación entre el nivel de sobre-equipamiento y un nivel de suficiencia específico.

La fórmula de cálculo de MRT se basa en el Margen de Potencia, esto es, el cociente entre la sumatoria de la Potencia Inicial de las unidades generadoras y la Demanda de Punta, para cada subsistema o sistema.

$$\text{Margen de Potencia} = \frac{\sum_{i=1}^N P_{ini_i}}{D_{punta}}$$

El MRT se fija en función de los valores que adopte el Margen de Potencia de cada sistema o Subsistema:

- Si el Margen de Potencia es mayor a 1,25, el MRT será igual a 10%.
- Si el Margen de Potencia es menor o igual a 1,25, el MRT será determinado conforme a la siguiente expresión:

$$MRT = 15\% - \left[\frac{\text{Margen de Potencia} - 1}{0.05} \right] \%$$

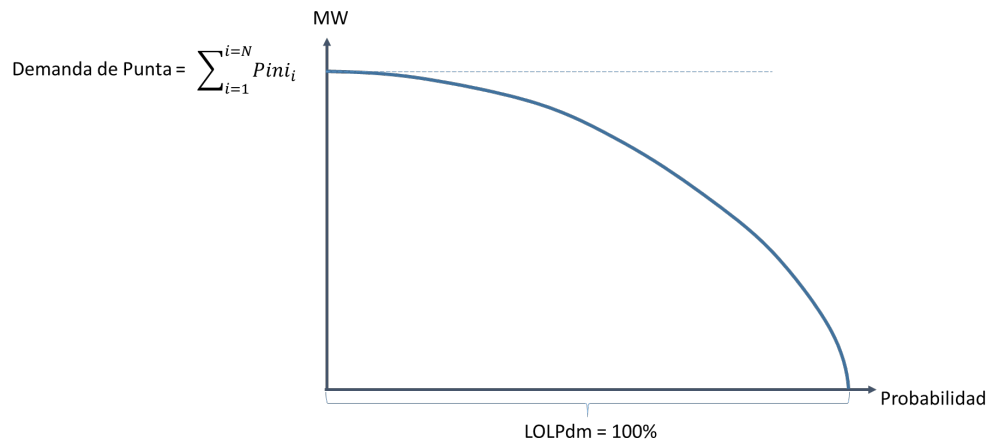
La fórmula del MRT entrega un valor de 35% en caso que el Margen de Potencia del subsistema sea nulo. Para valores de Margen de Potencia inferiores a la unidad (100%), es decir, en casos en que el margen de potencia es tal que evidencia que no se logra abastecer la demanda de punta, el MRT resulta superior a 15%.

$$MRT = 15\% - \left[\frac{\text{Margen de Potencia} - 1}{0.05} \right] \%$$

Si bien matemáticamente es posible obtener MRT mayores a 15%, ello no es necesario analizarlo por lo que se indica a continuación.

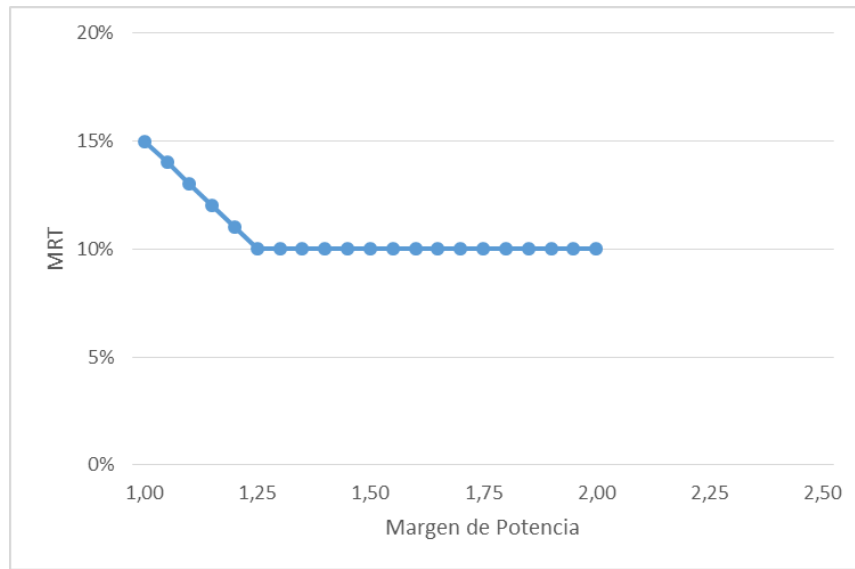
Si el Margen de Potencia es menor o igual a la unidad se tendría que la potencia de suficiencia es inferior a la demanda de punta, aún con un LOLPdm = 100%, es decir un sistema eléctrico sin suficiencia para abastecer la demanda de punta, con lo que la Potencia de Suficiencia preliminar de cada unidad sería nulo.

Figura 41. Comparación metodología actual con LOLPdm



Se modificó gráfico 124 en página 337 para mostrar MRT sólo para valores de márgenes de potencia superiores o iguales a 1,0.

Gráfico 124: MRT en función del Margen de Potencia.



Cabe notar que este cálculo se realiza en base a las potencias iniciales y por tanto no incorpora el ajuste a la demanda de punta, por lo que este valor actualmente entrega un MRT de 10%.

Luego, el MRT es utilizado para el cálculo del precio básico de la potencia de punta en la siguiente expresión:

$$Pb_{Pot} = [(C_{TG} * FRC_{TG} + C_{SE} * FRC_{SE} + C_{LT} * FRC_{LT}) * CF + C_{Fijo}] * (1 + MRT) * (1 + FP)$$

Donde los valores para cada variable y parámetro son los que se muestran a continuación:

CTG: Costo unitario de inversión de la unidad generadora del proyecto.

FRCTG: Factor de recuperación de capital de la unidad generadora, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 25 años.

CSE: Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.

FRCSE: Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 30 años.

CLT: Costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional.

FRCLT: Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 20 años.

CF: Costo financiero.

Cfijo: Costo fijo de operación y mantenimiento.

MRT: Margen de Reserva Teórico.

FP: Factor de pérdidas.

Dada la metodología de cálculo de las Potencias de Suficiencia Preliminares actualmente en uso por el Coordinador Eléctrico Nacional se concluye que no existe un nivel de suficiencia del sistema asociado al MRT, el cual debe ser función del LOLPdm objetivo que se fije para el sistema eléctrico nacional.

2.2.- Margen de reserva en otros mercados de capacidad.

2.2.1.- PJM.

En el 2007 PJM estableció el mercado de capacidad llamado “Reliability Pricing Model” (RPM), con la intención de alcanzar un nivel adecuado de confiabilidad para el sistema eléctrico y dar una señal de largo plazo, consistente con los planes de expansión de la transmisión. El mecanismo implementado incluye 27 subsistemas, estableciendo mercados locales denominados “Áreas locales de demanda” (LDA). Para determinar cada LDA se considera la información histórica de congestión de las redes de transmisión y la expansión de la transmisión.

La obligación de capacidad (FPR) es definido por el operador del sistema con 3 años de anticipación, sobre la base de la demanda de punta proyectada del sistema y un margen de reserva (IRM). El margen de reserva considera la probabilidad de pérdida de carga (LOLE), definido para un horizonte de 10 años, es decir la existencia de un evento mayor donde la demanda supere la oferta una vez cada diez años.

El indicador LOLE (Loss of Load Expectation) representa el número de horas del año en que, en el largo plazo, es probable que la demanda supere la oferta. Este índice varía de acuerdo a la probabilidad de falla de las centrales, condiciones climáticas y otras. A su vez, el LOLP se evalúa anualmente.

Así, la obligación de capacidad se calcula como:

$$FPR = (1 - IRM)(1 - PoolEFOR_d)$$

El índice EFORd mide la tasa de salida forzada de cada central considerando datos históricos de 5 años. Para calcular el nivel de capacidad requerido por el sistema, este indicador se calcula para todo el parque generador (PoolEFORd) tomando en cuenta la capacidad de generación de cada recurso y el tiempo de servicio de las centrales. Este último indicador es una medida de la disponibilidad general de las centrales dentro del parque generador, y, por lo tanto, del desempeño promedio en el sistema.

La capacidad que cada central generadora puede ofrecer en el mercado de capacidad se denomina Unforced Capacity (UCAP), la cual depende de la capacidad instalada de dicha central multiplicada por su factor de disponibilidad, denominado XEFORd. El índice XEFORd elimina las desconexiones que se encuentran “fuera del control” del operador (Outside Management Control, OMC).

En el caso de las centrales intermitentes (solar, eólica) el UCAP se calcula como el promedio durante las horas de demanda de punta en los meses de junio a agosto en tres años calendarios.

Por lo tanto, el margen de reserva está asociado a un cálculo de confiabilidad que cumple con un LOLE objetivo.

2.2.2.- New England (ISO-NE).

El método de remuneración de capacidad del ISO-NE se denomina “Forward Capacity Market” (FCM), el cual se basa en incentivos a la oferta de generación para invertir en capacidad, y a la demanda a tener un rol activo en épocas de crisis energética, gestionando su demanda.

El objetivo es satisfacer un nivel deseado de confiabilidad en el mercado eléctrico, que se denomina “Installed Capacity Requirement” (ICR). Al igual que PJM, el objetivo de confiabilidad se basan en la ocurrencia de un evento de fuerza mayor, en que la demanda es superior a la oferta, de un día cada diez años.

El FCM realiza un proceso de calificación de la capacidad asociada a cada central, diferenciando entre existentes y nueva, con el propósito de certificar que una central pueda estar disponible en el periodo de crítico.

El período en que se hace exigible la obligación de capacidad se denomina “Capacity Commitment Period” (CCP), el cual comprende un período de 12 meses. Las centrales reciben una obligación de entrega de capacidad CSO (Capacity Supply Obligation) y un precio asociado a dicha obligación (US\$ por MW/mes).

El cargo de capacidad se asigna a la demanda según su participación en la hora de demanda máxima del sistema eléctrico.

La remuneración efectiva de capacidad depende del desempeño de las centrales en condiciones críticas de operación del sistema, definido como un período contiguo de 30 minutos o más en el cual el suministro de energía y las reservas son insuficientes para satisfacer la demanda y los requerimientos de reservas. Para cada evento crítico, el ISO-NE calcula una puntuación de disponibilidad para cada central tiene una obligación de capacidad. La puntuación se calcula según la disponibilidad dividida por su obligación de capacidad. La obligación de capacidad en un determinado intervalo de tiempo está determinada por la demanda y los requerimientos de reserva en dicho momento, lo que se refleja en el índice *Balancing Ratio*

De esta forma, si una situación de escasez ocurre en una hora fuera de punta, en la cual la demanda es 16 GW y el requerimiento de reserva es 2.000 MW, mientras la obligación (CSO) del recurso en el FCM es 30.000 MW el *Balancing Ratio* será igual a 60%. Por lo tanto, en dicho evento el generador deberá proveer el 60% de sus obligaciones de

capacidad. Si la demanda y las reservas superan las obligaciones del generador, éste deberá proveer el 100% de sus obligaciones de capacidad. Este factor es ajustado por los mantenimientos de las centrales.

El pago anualizado de capacidad para el recurso de generación es ajustado por su disponibilidad durante los períodos de escasez y un factor de penalidad (PF) el cual es 5% para eventos de escasez de al menos 5 horas, siendo incrementado en uno por ciento para cada hora por encima de dicho umbral.

$$\text{Penalidad} = \text{Pago Anualizado por Capacidad} * PF * (1 - \text{Performance Score})$$

Recientemente se ha ido diseñando un mecanismo de incentivos Pay-for-Performance mediante el cual se busca brindar incentivos a los generadores para situaciones de escasez y mejorar la confiabilidad del sistema. Este *Performance Score* se define en base a la cantidad despachada efectivamente en un período de escasez:

$$\text{Performance Score} = \text{Potencia Despachada} - \text{Balancing Ratio} * CSO$$

Así, el pago por capacidad será la suma de un pago base más un pago por el *Performance Score*.

2.2.3.- Conclusiones.

La experiencia internacional muestra que en general en los mercados de capacidad existe en forma explícita un nivel de confiabilidad objetivo que se incorpora en los mecanismos de remuneración de capacidad, los que se realiza mediante la utilización de los índices LOLE o LOLP según el mercado de que se trate. Por lo tanto, se observa que es una práctica generalizada en los operadores de los mercados eléctricos de Canada y USA.

En el caso de los mercados de PJM y el ISO NE el nivel de confiabilidad objetivo que se han fijado es de la ocurrencia de un evento crítico en 10 años.

Por otra parte, en los mercados analizados se observa que existe un ajuste de la remuneración por capacidad según el desempeño efectivo de las centrales generadoras cuando son requeridas en los periodos críticos de abastecimiento del sistema eléctrico.

Finalmente, se observa que en el caso de PJM se establece la obligación a los suministradores de asegurar la disponibilidad de la capacidad requerida por el cliente más el margen de reserva, lo que es un criterio de interés a analizar en el mercado de Chile.

3.- Análisis crítico del MRT en la normativa chilena.

La metodología de cálculo de las potencias iniciales para la determinación de las potencias de suficiencia no tiene un nivel de LOLP objetivo.

Esto pese a que el DS N°62 incorpora el concepto de suficiencia a un LOLP.

En el artículo 13° del DS N°62 se define Suficiencia como:

*“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.**”*

En donde LOLPdm se define como:

*“LOLPdm: Probabilidad de **pérdida de carga para la Demanda de Punta** del sistema o subsistema.”*

Más adelante, en el artículo 56° del DS N°62 se indica:

*“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.**”*

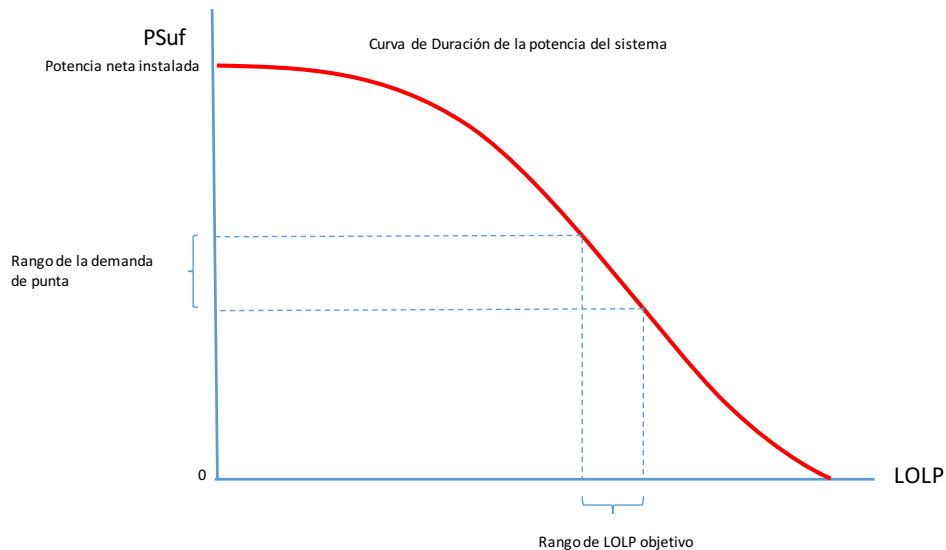
Así, se puede observar que la normativa vigente no establece un objetivo de confiabilidad para el cálculo de la suficiencia, pese a incorporar los conceptos que se utilizan internacionalmente.

Si se definiera un rango objetivo de LOLPdm, por ejemplo: entre 1% y 0.5%, se tendría un rango de potencias iniciales que se aproximaría de mejor forma a la demanda de punta del sistema eléctrico.

En la figura siguiente se muestra la curva de duración de la potencia neta del conjunto del sistema eléctrico, en el cual se identifica un rango de LOLP objetivo, lo que lleva a un

rango acotado de potencia de suficiencia en el entorno del valor de la demanda máxima del sistema eléctrico.

Figura 42. Principio metodológico internacional para cálculo de capacidad

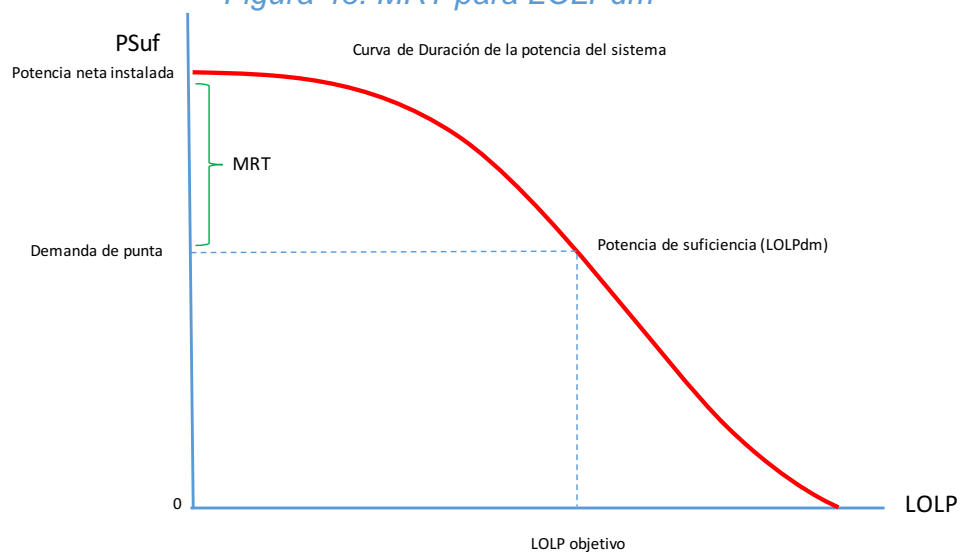


Por otra parte, se debe tener presente que el MRT es función del LOLPdm objetivo que se fije. El MRT se debería obtener en base a un Estudio de Confiabilidad del sistema eléctrico, en el cual se incorporan las condiciones previstas de disponibilidad del parque generador, determinando un margen de reserva tal que se alcance el LOLPdm objetivo.

Para la determinación del MRT se pueden dar tres casos:

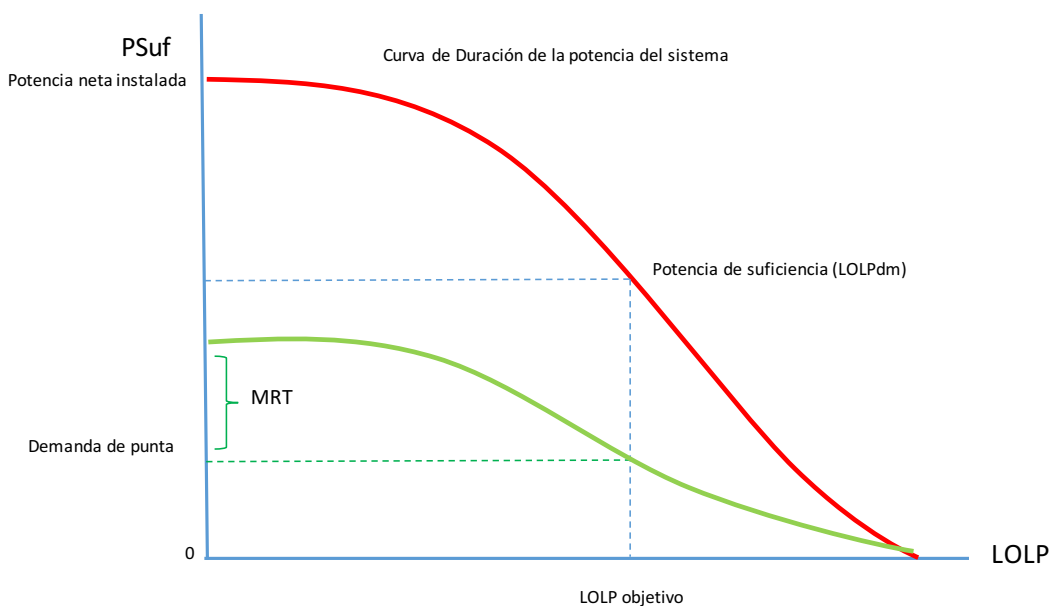
- La demanda de punta es igual a la potencia de suficiencia para el LOLP objetivo. Este es el caso más improbable, pero refleja el concepto de la relación entre el MRT y el LOLP. En este caso el MRT es la diferencia entre la capacidad instalada neta y la potencia de suficiencia.

Figura 43. MRT para LOLPdm



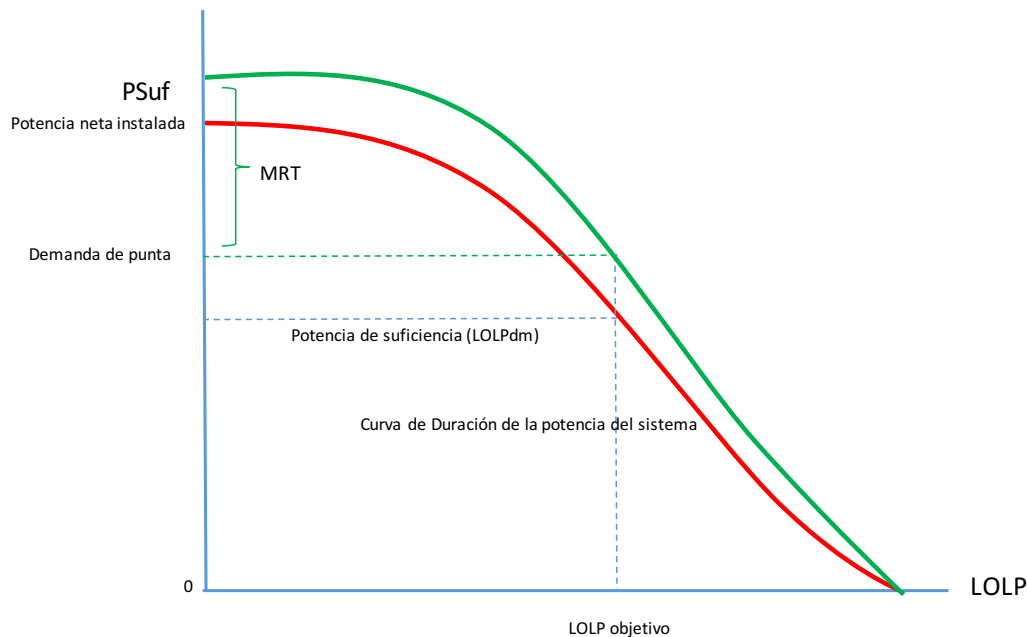
- La demanda de punta es inferior a la potencia de suficiencia para el LOLP objetivo. Este es el caso más probable, en que se presentarían excedentes de potencia de suficiencia que excederán la demanda de punta, con lo que se refleja sobreinstalación. A fin de determinar el MRT se debe reducir el parque generador hasta lograr el ajuste potencia de suficiencia con la demanda de punta. Este ajuste se puede hacer retirando unidades generadoras del sistema o bien ajustar todas las potencias instaladas en forma proporcional hasta lograr el ajuste.

Figura 44. MRT para sistema sobre-instalado



- La demanda de punta es mayor a la potencia de suficiencia para el LOLP objetivo. Finalmente, se puede dar la condición en que la potencia de suficiencia es menor que la demanda de punta. En este caso, se debe incrementar el parque de generación instalado, lo cual se puede hacer incrementando las potencias instaladas en forma proporcional hasta lograr el balance.

Figura 45. MRT para sistema sub-instalado



4. Ajustes a la metodología vigente de ajuste de las potencias iniciales a la demanda de punta.

4.1.- Análisis crítico de la metodología de ajuste vigente.

Respecto del método de ajuste vigente se observa que siendo un método puramente proporcional no presenta señales económicas de eficiencia en la asignación de las reducciones de la potencia de suficiencia preliminar necesarias para ajustarlas a la Demanda de Punta del subsistema. En efecto, el método de ajuste no considera la eficiencia económica en la asignación final de la potencia de suficiencia definitiva, por ejemplo desincentivando la sobre instalación y/o premiando el abastecimiento de la demanda de punta a mínimo costo de operación del subsistema o reconociendo el aporte de las centrales al margen de reserva del sistema.

El supuesto que podría sustentar este método de ajuste, sería el supuesto de que las Potencias de Suficiencia Preliminares ya incluirían todos los ajustes necesarios para obtener aportes de potencia confiables para cada tipo de tecnología de generación, y

que por tanto todas las tecnologías ya se encuentran medidas o ajustadas sobre una misma base.

Sin embargo, el costo de operación del subsistema incurrido en el suministro de la demanda de punta es una variable a considerar en el método de ajuste de potencia de suficiencia inicial a la demanda de punta, en cuyo caso el costo variable de generación de cada tecnología de generación es relevante tenerlo en cuenta.

Por otra parte, el método de ajuste no toma en cuenta el nivel de sobre-equipamiento instalado en el sistema, en particular del sobre-equipamiento en unidades de alto costo variable, y por tanto no otorga señales de eficiencia para desincentivar este sobre-equipamiento. Así, podría ocurrir que existiesen unidades generadoras de alto costo variable, tal que dicho costo variable de generación fuera igual al primer tramo de costo de falla o superior, y resultara con una asignación de potencia de suficiencia. En dicho caso, no resulta coherente desde un punto de vista de eficiencia económica que una unidad generadora con costo variable de generación superior al costo de falla obtenga una remuneración por potencia de suficiencia, toda vez que es más eficiente racionar la demanda que abastecerla. Esto es aún más evidente cuando se tiene un sistema o subsistema con un alto grado de sobre-instalación.

Por otra parte, al considerar la Demanda de Punta anual como parámetro para el ajuste, se debe tener en cuenta que esta demanda es un valor promedio de las mayores 52 demandas del subsistema, quedando por tanto un requerimiento de capacidad asociado a la punta instantánea sin remuneración, valor correspondiente a la diferencia entre la Máxima Demanda horaria y la Demanda de Punta correspondiente al promedio de las 52 horas de mayor demanda.

En relación a lo anterior, en el método vigente se considera ajustar con las demandas máximas horarias efectivamente producidas en el año de cálculo, sin considerar que la demanda horaria es incierta y por tanto presenta variaciones. Para lo anterior, se define el Margen de Reserva Teórico, de forma de tener un grado de sobrecapacidad en potencia de suficiencia que permita cubrir dichas incertezas en la magnitud de la demanda. Así, resulta conveniente considerar el ajuste de la Potencia de Suficiencia Inicial con la Demanda de Punta incrementada en el Margen de Reserva Teórico.

Al considerar que el ajuste se efectúa respecto de la Demanda de Punta incrementada en el MRT, se reconoce que el sistema requiere disponer de potencia de suficiencia para cubrir la Demanda de Punta más el MRT, asegurando que existe suficiente potencia de suficiencia para ello. El esquema actual, en que el MRT se aplica sobre el precio de la potencia genera una distorsión, pues el precio se aplica sobre una menor cantidad de potencia de suficiencia y asigna un mayor precio a unidades generadoras que podrían no estar aportando a la suficiencia.

4.2.- Propuesta metodológica para el ajuste de excedentes de potencia de suficiencia preliminar.

En esta sección se propone cambios sobre la metodología vigente de ajuste de la potencia de suficiencia preliminar a la Demanda de Punta, y que fue analizada en el punto anterior, con el propósito de dar cuenta del nivel de sobre equipamiento de unidades generadoras en cada subsistema de potencia, para lo cual se tendrá en cuenta, al menos, el nivel de margen de reserva teórico, la configuración de la matriz de generación del subsistema, y el comportamiento horario de la demanda en periodos de demanda máxima definidos al efecto.

Cabe señalar que la metodología que se propone, se plantea en un contexto en que no se modifica el cálculo actual de la potencia de suficiencia preliminar. Se reitera que la solución más adecuada se debe formular en base a las mejores prácticas internacionales es determinar las potencias de suficiencia preliminares en función de un LOLPdm objetivo para el sistema eléctrico nacional.

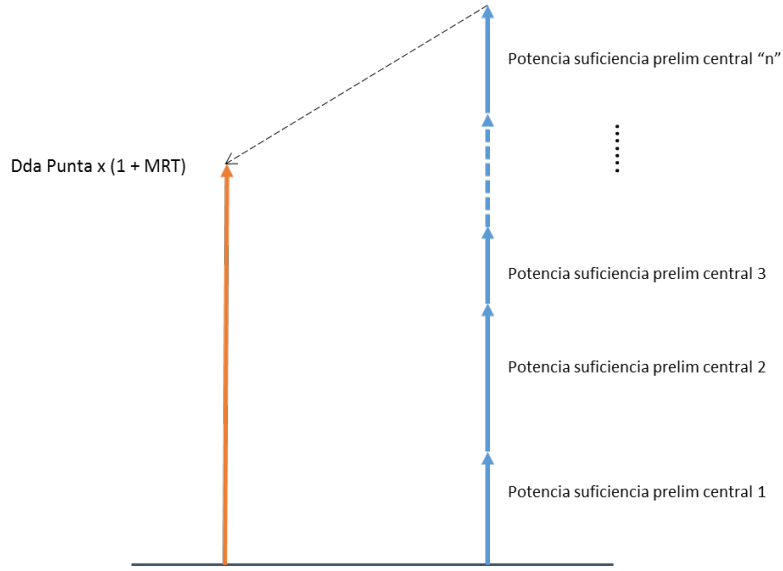
La metodología que se propone considera que la Demanda de Punta a ser suministrada corresponde a la Demanda de Punta incrementada en el Margen de Reserva Teórico, lo que permite representar las variaciones de la demanda en el abastecimiento de la potencia de punta. Al efectuar un incremento de la demanda de punta se logra una mejor distribución de la potencia de suficiencia, frente a un esquema que incrementa el precio de la potencia en el MRT.

Esta propuesta, que considera que el MRT deja de ser utilizado como factor de ajuste del Precio Básico de la Potencia de Punta, lo que requiere un cambio de la Ley.

Este Margen de Reserva corresponde a la misma definición contenida en la metodología de cálculo vigente.

Por tanto, las Potencias de Suficiencia preliminares de ajustarán a la Demanda de Punta incrementada en el Margen de Reserva Teórico.

Figura 46. Propuesta metodológica de ajuste



El MRT se fija en función de los valores que adopte el Margen de Potencia de cada sistema o Subsistema:

- Si el Margen de Potencia es mayor a 1,25, el MRT será igual a 10%.
- Si el Margen de Potencia es menor o igual a 1,25, el MRT será determinado conforme a la siguiente expresión:

$$MRT = 15\% - \left[\frac{\text{Margen de Potencia} - 1}{0.05} \right] \%$$

Donde, Margen de Potencia, es el cociente entre la sumatoria de la Potencia Inicial de las unidades generadoras y la Demanda de Punta, para cada subsistema o sistema.

$$\text{Margen de Potencia} = \frac{\sum_{i=1}^N P_{ini_i}}{D_{punta}}$$

Para determinar el nuevo Factor de Ajuste propuesto, se determina el “Exceso” de Potencia de suficiencia preliminar respecto de la Demanda de Punta incrementada por el Margen de reserva teórico.

$$\text{Exceso} = \sum_i P_{suf\ prel_i} - Dda\ Pta \times (1 + MRT)$$

El “Exceso” es una buena aproximación al grado de sobreinstalación del sistema o subsistemas, y por lo tanto una referencia para definir el factor de ajuste a la demanda de punta..

La metodología propuesta considera para el ajuste de las Potencias de Suficiencia preliminares se efectúa dos ajustes:

- una proporción “X” del Exceso se reduce en forma proporcional a los costos de operación como señal de eficiencia económica y una proporción
- la proporción remanente “1-X” se reduce proporcional entre todas las centrales a prorrata de sus potencias de suficiencia preliminar.

En que el factor X representa el grado de sobre-instalación del subsistema o sistema, el cual se determina como:

$$X = \frac{Exceso}{\sum_i P_{suf\ prel_i}} (\%)$$

Obtenido el factor X, el ajuste proporcional de la potencia de suficiencia preliminar Desc1_i se determina como:

$$Desc1_i = (1 - X) \times Exceso \times \frac{P_{suf\ prel_i}}{\sum_i P_{suf\ prel_i}}$$

El ajuste de la potencia de suficiencia preliminar en función del costo variable de generación Desc2_i, se determina como:

$$Desc2_i = X \times Exceso \times \frac{P_{suf\ prel_i} \times CVar_i}{\sum_i (P_{suf\ prel_i} \times CVar_i)}$$

El descuento, Desc2_i, que ajusta según costo variable de operación, calculado como la Potencia horaria multiplicada por el costo variable de generación. Esto entrega una señal no sólo costo eficiente, sino que también desincentiva una eventual sobre instalación, en mayor medida en unidades de alto costo variable de generación.

Cabe mencionar que el descuento Desc2_i, en función del costo de operación de las centrales generadoras no altera la separación de los productos de energía y potencia, ya que corresponde a un ajuste proporcional y no a un ajuste que se hace en función de los criterios de despacho de las unidades generadoras. La señal que da este ajuste, en el caso de existir un grado de sobre-instalación en el sistema, se orienta a reducir, no a eliminar, la recaudación de aquellas centrales que presenten los costos de operación más alto

Así, la potencia de suficiencia definitiva se determina como:

$$Psuf\ def_i = Psuf\ prel_i - Desc1_i - Desc2_i$$

Para un escenario en que no se efectúa un cambio de Ley, la determinación del “Exceso” se efectúa de la misma forma en que se realiza hoy:

$$Exceso = \sum_i Psuf\ prel_i - Dda\ Pta$$

Los demás parámetros del método de determina a partir de las mismas expresiones anteriores.

4.3. Aplicación al SIC y SING para el cálculo del año 2016.

Se efectuó el cálculo del ajuste de la potencia de suficiencia preliminar a la demanda de punta para los sistemas SING, SIC1 y SIC2 para el cálculo de potencia de suficiencia del año 2016, elaborado por el Coordinador Eléctrico Nacional.

Las tablas 4 y 5 contienen los valores de potencia de suficiencia para el ajuste con la metodología planteada, con y sin incremento por MRT de la demanda de punta, agrupando las potencias de suficiencia por tecnología de generación. Así se obtiene un factor X de 26% para el caso sin incremento de la demanda de punta, observando una reducción en las turbinas Diesel.

*Tabla 65: Ajuste Potencia de Suficiencia Preliminar a la Demanda de Punta.
Caso SING 2016.*

	P Suf Prel	CV	Costo Operación	Reducción 1	Reducción 2	Psuf def	Psuf/Pprel
	MW	US\$/MWh	US\$/hora	MW	MW	MW	%
Cogeneración	18.9	1.95	37	3.7	0.0	15.2	80%
Diesel	757.4	132.5	100357	146.7	101.1	509.6	67%
Hidro embalse	0.0	0	0	0.0	0.0	0.0	0%
Gas natural	456.4	58.9	26881	88.4	27.1	340.9	75%
Carbón	1810.2	45.8	82909	350.5	83.6	1376.2	76%
Hidro pasada	7.8	0	0	1.5	0.0	6.3	81%
Eólica	21.6	0	0	4.2	0.0	17.4	81%
Solar	0.0	0	0	0.0	0.0	0.0	0%
Total Psuf prel	3072.2					2265.6	

Factor X = 26%

Para el caso en que se incrementa la demanda de punta en MRT, se obtiene un factor X de 19%, observando que las turbinas Diesel mejoran su potencia de suficiencia respecto del valor actual de 558.5 MW.

Tabla 66: Ajuste Potencia de Suficiencia Preliminar a la Demanda de Punta incrementada en MRT. Caso SING 2016.

	P Suf Prel MW	CV US\$/MWh	Costo Operación US\$/hora	Reducción 1 MW	Reducción 2 MW	Psuf def MW	Psuf/Pprel %
Cogeneración	18.9	1.95	37	2.9	0.0	16.0	85%
Diesel	757.4	132.5	100357	116.0	52.3	589.1	78%
Hidro embalse	0.0	0	0	0.0	0.0	0.0	0%
Gas natural	456.4	58.9	26881	69.9	14.0	372.5	82%
Carbón	1810.2	45.8	82909	277.3	43.2	1489.7	82%
Hidro pasada	7.8	0	0	1.2	0.0	6.6	85%
Eólica	21.6	0	0	3.3	0.0	18.2	85%
Solar	0.0	0	0	0.0	0.0	0.0	0%
Total Psuf prel	3072.2					2492.1	

Factor X = 19%

Tabla 67: Comparación de potencias de suficiencia.

	Potencia Suf Def 2016 MW	Ajuste con Metodología propuesta MW	Ajuste con Metodología propuesta e incremento Demanda de punta MW
Cogen-Biomasa	13.9	15.2	16.0
Diesel	558.5	509.6	589.1
Hidro embalse	0.0	0.0	0.0
Gas natural	336.5	340.9	372.5
Carbón	1334.9	1376.2	1489.7
Hidro pasada	5.7	6.3	6.6
Eólica	15.9	17.4	18.2
Solar	0.0	0.0	0.0
Total Psuf prel	2265.6	2265.6	2492.1

En el caso del SIC1 para el año 2016, se observa la misma situación que en el SING. Las turbinas Diesel presentan una reducción respecto de los 450.2 MW de potencia de suficiencia actual. En el caso en que se incrementa la demanda de punta en el MRT, el factor X baja a 17% con un incremento de la potencia de suficiencia de las turbinas diésel.

Tabla 68: Ajuste Potencia de Suficiencia Preliminar a la Demanda de Punta. Caso SIC1 2016.

	P Suf Prel	CV	Costo Operación	Reducción 1	Reducción 2	Psuf def	Psuf/Pprel
	MW	US\$/MWh	US\$/hora	MW	MW	MW	%
Cogeneración	0.0	1.95	0	0.0	0.0	0.0	0%
Diesel	599.4	132.5	79425	112.1	70.8	416.5	69%
Hidro embalse	0.0	0	0	0.0	0.0	0.0	0%
Gas natural	0.0	58.9	0	0.0	0.0	0.0	0%
Carbón	637.8	35	22323	119.3	19.9	498.6	78%
Hidro pasada	2.9	0	0	0.5	0.0	2.3	81%
Eólica	21.6	0	0	4.0	0.0	17.5	81%
Solar	201.5	0	0	37.7	0.0	163.8	81%
Total Psuf prel	1463.2					1098.9	

Factor X = 25%

Tabla 69: Ajuste Potencia de Suficiencia Preliminar a la Demanda de Punta incrementada en MRT. Caso SIC1 2016.

	P Suf Prel	CV	Costo Operación	Reducción 1	Reducción 2	Psuf def	Psuf/Pprel
	MW	US\$/MWh	US\$/hora	MW	MW	MW	%
Cogeneración	0.0	1.95	0	0.0	0.0	0.0	0%
Diesel	599.4	132.5	79425	86.1	34.5	478.8	80%
Hidro embalse	0.0	0	0	0.0	0.0	0.0	0%
Gas natural	0.0	58.9	0	0.0	0.0	0.0	0%
Carbón	637.8	35	22323	91.6	9.7	536.5	84%
Hidro pasada	2.9	0	0	0.4	0.0	2.5	86%
Eólica	21.6	0	0	3.1	0.0	18.5	86%
Solar	201.5	0	0	28.9	0.0	172.6	86%
Total Psuf prel	1463.2					1208.8	

Factor X = 17%

Tabla 70: Comparación de potencias de suficiencia.

	Potencia Suf Def 2016 MW	Ajuste con Metodología propuesta MW	Ajuste con Metodología propuesta e incremento Demanda de punta MW
Cogen-Biomasa	0.0	0.0	0.0
Diesel	450.2	416.5	478.8
Hidro embalse	0.0	0.0	0.0
Gas natural	0.0	0.0	0.0
Carbón	479.0	498.6	536.5
Hidro pasada	2.2	2.3	2.5
Eólica	16.2	17.5	18.5
Solar	151.4	163.8	172.6
Total Psuf prel	1098.9	1098.9	1208.8

En el caso del SIC2 se observa el mismo efecto del SIC1, en que las turbinas diésel bajan su potencia de suficiencia respecto de los 1785.7 MW del cálculo actual, y un incremento de su potencia de suficiencia cuando se incrementa la demanda de punta en el MRT.

Tabla 71: Ajuste Potencia de Suficiencia Preliminar a la Demanda de Punta. Caso SIC2 2016.

	P Suf Prel MW	CV US\$/MWh	Costo Operación US\$/hora	Reducción 1 MW	Reducción 2 MW	Psuf def MW	Psuf/Pprel %
Cogen-Biomasa	308.0	20	6160	63.6	9.3	235.2	76%
Diesel	2519.0	160	403044	519.8	605.2	1394.0	55%
Hidro embalse	1920.0	0	0	396.2	0.0	1523.8	79%
Gas natural	1141.9	52	59380	235.7	89.2	817.1	72%
Carbón	1353.3	45	60899	279.3	91.4	982.6	73%
Hidro pasada	1982.4	0	0	409.1	0.0	1573.3	79%
Eólica	140.9	0	0	29.1	0.0	111.9	79%
Solar	15.5	0	0	3.2	0.0	12.3	79%
Total Psuf prel	9381.1					6650.1	

Factor X = 29%

Tabla 72. Ajuste Potencia de Suficiencia Preliminar a la Demanda de Punta incrementada en MRT. Caso SIC2 2016.

	P Suf Prel MW	CV US\$/MWh	Costo Operación US\$/hora	Reducción 1 MW	Reducción 2 MW	Psuf def MW	Psuf/Pprel %
Cogen-Biomasa	308.0	20	6160	52.9	5.3	249.8	81%
Diesel	2519.0	160	403044	432.6	346.3	1740.1	69%
Hidro embalse	1920.0	0	0	329.7	0.0	1590.3	83%
Gas natural	1141.9	52	59380	196.1	51.0	894.8	78%
Carbón	1353.3	45	60899	232.4	52.3	1068.6	79%
Hidro pasada	1982.4	0	0	340.4	0.0	1642.0	83%
Eólica	140.9	0	0	24.2	0.0	116.7	83%
Solar	15.5	0	0	2.7	0.0	12.8	83%
Total Psuf prel	9381.1					7315.1	

Factor X = 22%

Tabla 73: Comparación de potencias de suficiencia.

	Potencia Suf Def 2016 MW	Ajuste con Metodología propuesta MW	Ajuste con Metodología propuesta e incremento Demanda MW
Cogen-Biomasa	218.3	235.2	249.8
Diesel	1785.7	1394.0	1740.1
Hidro embalse	1361.1	1523.8	1590.3
Gas natural	809.5	817.1	894.8
Carbón	959.3	982.6	1068.6
Hidro pasada	1405.3	1573.3	1642.0
Eólica	99.9	111.9	116.7
Solar	11.0	12.3	12.8
Total Psuf prel	6650.1	6650.1	7315.1

V. ARTICULADO NORMATIVO PROPUESTO.

En este capítulo se propone modificaciones al articulado del Reglamento de Transferencias de Potencia y de su respectiva norma técnica, para incorporar las propuestas metodológicas en las materias analizadas en este estudio, esto es:

- Cálculo de indisponibilidad forzada
- Transferencias entre subsistemas
- Aportes de las centrales solares y eólicas para determinar las potencias iniciales.
- Método de prorrata de los excedentes de potencia de suficiencia preliminar

Del análisis efectuado en este informe, se concluyó la conveniencia de recomendar modificaciones al cálculo de indisponibilidad IFOR y la forma de determinación de las potencias iniciales de las centrales solares y eólicas.

Así, se propone una alternativa que permita dar mayor estabilidad a la potencia inicial de las centrales solares y eólicas. Considerando que la estadística de operación de centrales solares y eólicas es muy escasa, y con el fin de lograr una mejor estimación de la potencia inicial, se recomienda efectuar la estimación de sus aportes, tanto como factor de planta anual y como para el factor de planta durante el período en que se da la mayor probabilidad de ocurrencia de la demanda máxima, en base a los estudios de medición de vientos y radiación solar en el sitio específico, para una probabilidad de excedencia de P95 o P90, en base a los informes emitidos por entidades certificadoras calificadas como es el estándar de la industria.

Respecto del índice IFOR, en el capítulo III punto 8, se propone determinar la tasa de Indisponibilidad Forzada (IFOR), mediante la siguiente fórmula.

$$IFOR_d = \left[\frac{T_{OFFd}}{T_{ON} + T_{OFFd}} \right] [^{\circ}/1]$$

En que para el cálculo de TOFFd, se requiere llevar la estadística de las horas en estados operativos DF de cada unidad coincidente con horas en que la unidad hubiera resultado despachada de estar disponible. Para evitar la tarea de efectuar simulaciones de operación del sistema, considerando la unidad fallada como disponible y luego verificar si hubiera sido despachada, se usará como aproximación comparar los costos marginales reales con el costo variable de la unidad.

En el caso de las transferencias entre subsistemas, se propone la incorporación de precisiones de forma de extender la metodología a N subsistemas.

5.1. Articulado Normativo para la Indisponibilidad Forzada

5.1.1. Modificaciones al DS N°62.

A continuación, se muestra los cambios requeridos a ciertos artículos del DS N°62 para incorporar la nueva definición de Indisponibilidad Forzada propuesta, la que considera una nueva definición de TOFF con sólo el estado DF, para adaptarla al estándar internacional, y en horas coincidentes con el despacho de la unidad fallada en caso de haber estado disponible, tomando en cuenta también la norma internacional, y el uso de una ventana móvil de 5 años efectivos.

Los cambios se muestran con marcas sobre el texto actual del reglamento, en rojo se indica las partes que se eliminan y en verde las partes que se agregan.

“Artículo 25: La DO deberá llevar un control estadístico de los estados operativos de las unidades generadoras con el fin de representar los diversos estados y/o limitaciones que presenta la oferta de potencia de las mismas.

Para tal efecto, se establecerá un Estado Disponible, un Estado No Disponible y los Estados Deteriorados que correspondan, en función de las características de cada unidad generadora, a fin de dar cumplimiento a lo señalado en el Título IV, Capítulo 2, del presente reglamento.

A partir de los estados en que cada unidad estuvo en operación ~~e-indisponible~~ y no disponible por causa forzada, se deberá construir la indisponibilidad forzada a que se refiere el Artículo 52 y siguientes del presente reglamento”.

“Artículo 51: El valor resultante conforme a la reducción indicada en el artículo precedente, será reducido en un factor proporcional al periodo de mantenimiento mayor, proyectado o realizado en cada unidad generadora, para efectos del cálculo preliminar o definitivo, según corresponda.

Los mantenimientos mayores, sean éstos parciales o totales, podrán realizarse en cualquier período del año y no afectarán la indisponibilidad forzada de la unidad, siempre y cuando se realicen dentro de los plazos establecidos en el programa de mantenimiento mayor que se encuentre vigente al momento de iniciarse el mantenimiento mayor de la unidad ~~vigente al comienzo de cada año~~. Si los mantenimientos se efectúan en un tiempo mayor a lo programado, y esta extensión es forzada por una condición descubierta durante el mantenimiento mayor, o por fallas en la partida una vez terminado el mantenimiento mayor, las diferencias serán acumuladas en el índice de indisponibilidad forzada. Si los mantenimientos se efectúan en un tiempo menor a lo programado, el factor proporcional a que se refiere el inciso anterior sólo contabilizará el periodo efectivamente utilizado”.

“Artículo 52: La indisponibilidad forzada será calculada en base al tiempo en que la unidad generadora estuvo en operación y el tiempo en que la unidad generadora estuvo ~~indisponible~~ no disponible por causa forzada, para una ventana móvil de 5 años consecutivos, durante todas las horas de cada año. En caso que no se disponga de estadística suficiente se deberá agregar años con estadística nacional y/o internacional de unidades de similar tecnología hasta completar 5 años”.

“Artículo 53: La indisponibilidad forzada será determinada a partir del siguiente cuociente:

$$IFOR = \left[\frac{T_{OFF}}{T_{ON} + T_{OFF}} \right] [\%] \quad \text{donde,}$$

IFOR : Indisponibilidad forzada.
 TOFF : Tiempo medio acumulado en horas en que la unidad generadora se encuentra no disponible; ~~ya sea por desconexión forzada o programada~~ y que en dichas horas la unidad hubiera sido despachada de haber estado disponible, para una ventana móvil de 5 años. Considera el tiempo acumulado en los periodos de mantenimiento que excedan al periodo definido en el programa de mantenimiento mayor que se encuentre vigente ~~vigente al comienzo de cada año~~ según lo indicado en el artículo N°51 anterior.
 TON : Tiempo medio acumulado en que la unidad generadora se encuentra en operación, independiente del nivel de despacho, para una ventana móvil de 5 años.

La DO podrá verificar, en los términos establecidos en el presente reglamento y la norma técnica, la disponibilidad efectiva de las unidades generadoras, efectuando las pruebas correspondientes a dichas unidades”.

~~Artículo 2º transitorio: Para el cálculo de la indisponibilidad forzada a que se refiere el presente reglamento y mientras no se acumulen 5 años de observación para las unidades que se encuentren en operación a la fecha de publicación del presente reglamento, la indisponibilidad forzada equivalente será calculada como el promedio, ponderado por los años de vigencia, entre la indisponibilidad forzada vigente hasta el año de publicación del presente reglamento y la indisponibilidad forzada vigente a partir del año siguiente a la publicación del presente reglamento.~~

5.1.2. Modificaciones a la Norma Técnica de Transferencias de Potencia Entre Empresas Generadoras

A continuación, se muestra los cambios requeridos a ciertos artículos de la Norma Técnica para incorporar la nueva definición de Indisponibilidad Forzada propuesta, la que considera una nueva definición de TOFF con sólo el estado DF, para adaptarla al estándar internacional, y en horas coincidentes con el despacho de la unidad fallada en caso de haber estado disponible, tomando en cuenta también la norma internacional, y el uso de una ventana móvil de 5 años efectivos. Los cambios se muestran con marcas sobre el texto actual de la norma.

Capítulo 5 CONTROL ESTADÍSTICO”

“Artículo 5-2”

“15. EO Mantenimiento Mayor (MM)

Una Unidad Generadora se encuentra en EO Mantenimiento Mayor cuando, se encuentra fuera de servicio realizando un mantenimiento que cumple con lo siguiente:

- a) Se encuentra dentro del período de Mantenimiento Mayor correspondiente.*
- b) Ha sido incluida en el programa de mantenimiento mayor definido por la DO.*
- c) Ha sido programado por la DO, y;*
- d) Ha sido considerado en la programación de corto plazo.*

El período de Mantenimiento Mayor, antes mencionado, se inicia cuando una Unidad Generadora sale de servicio producto de que la empresa generadora, a través del Centro de Control correspondiente, solicita el inicio del Mantenimiento Mayor de una Unidad Generadora y el CDC lo autoriza, lo cual debe estar acorde con el programa de Mantenimiento Mayor vigente. Asimismo, dicho período finaliza cuando el Coordinado, a través del Centro de Control correspondiente, informa el término del mantenimiento de la Unidad Generadora, en caso que se encuentre dentro del período del programa de mantenimiento o, cuando termine la fecha indicada en el programa de mantenimiento.

En caso que el mantenimiento mayor de una unidad generadora, exceda el plazo establecido en el programa de mantenimiento del Anexo Técnico “Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor”, y esta extensión sea forzada por una condición descubierta durante el mantenimiento mayor, o por fallas en la partida terminado el mantenimiento, dicha extensión será calificada con el EO DF.

El EO Mantenimiento Mayor se identifica con el código “MM”.

16. EO Desconexión Programada (DP)

Una Unidad Generadora se encuentra en EO Desconexión Programada, cuando se encuentra fuera de servicio realizando un mantenimiento que fue programado por la DO,

que fue considerado en la programación de corto plazo, y que no corresponde a un Mantenimiento Mayor.

En caso que el mantenimiento exceda el plazo programado y esta extensión sea forzada por una condición descubierta durante el mantenimiento, o por fallas en la partida una vez terminado el mantenimiento, dicha extensión será calificada con el EO DF.

El EO Desconexión Programada se identifica con el código “DP”.

Artículo 5-8

Para la determinación de la indisponibilidad forzada establecida en el Reglamento, en particular los índices TON y TOFF para el cálculo de IFOR, se utilizarán los EO indicados en la tabla siguiente:

Tabla 5.2 Indisponibilidad Forzada

TON	TOFF
N	DP*
LP	DF*
LF	
RO	
LCI	
LC	
PO	
PDO	
CSE	

~~*En caso que el mantenimiento mayor de una unidad generadora, exceda el plazo establecido en el programa de mantenimiento del Anexo Técnico “Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor”, dicha unidad será calificada con el EO DP.~~

*Las horas en EO DF que se utilizarán para calcular TOFF deberán ser coincidentes con horas en que la unidad hubiera sido despachada de haber estado disponible. Para esto, se verificará que el costo marginal de energía resultante de la operación real en la barra de inyección de la unidad sea mayor o igual al costo variable de la unidad vigente en dicha hora.

Artículo 10-5

Para la determinación de la indisponibilidad forzada, de acuerdo a la metodología establecida en los Artículos 5-8 y 5-9 de la presente norma y en el Reglamento, se deberá usar la estadística disponible a partir del 01 de marzo de 2016. De esta manera, para el cálculo de la indisponibilidad forzada correspondiente al primer año de aplicación del nuevo régimen establecido en el Reglamento y la presente NT se usará solo un año de estadística, para el segundo año de cálculo se usarán dos años de estadística y así sucesivamente hasta completar los 5 años necesarios para el cálculo de la

indisponibilidad forzada. Así, en cada año anterior, la estadística faltante para completar 5 años será obtenida a partir de información nacional y/o internacional de unidades de similar tecnología de generación. A partir del quinto año ~~dic~~ se comenzará a aplicar la ventana móvil de cinco años señalada en el Reglamento y la NT.

El cálculo del Balance Preliminar de Potencia de Suficiencia para el año 2016, deberá considerar la indisponibilidad forzada correspondiente al último cálculo de potencia firme publicado por el CDEC respectivo.

5.2. Articulado Normativo para la metodología de determinación de la Potencia de Suficiencia considerando transferencias entre más de 2 subsistemas

5.2.1. Modificaciones al DS N°62

A continuación, se muestra los cambios requeridos a ciertos artículos del DS N°62 para incorporar mejoras a la determinación de subsistemas.

El DS N°62 requiere sólo la modificación de su artículo 58 para incorporar la posibilidad de que se hayan definido más de dos subsistemas en el sistema total.

Los cambios se muestran con marcas sobre el texto actual del reglamento, en rojo se indica las partes que se eliminan y en verde las partes que se agregan.

“Artículo 58: 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~~ los subsistemas entre sí, en cada año de cálculo se deberá determinar la transmisión de potencia que iguala el Margen de Potencia de cada subsistema. ~~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 cada par de subsistemas interconectados entre sí, de los dos o más subsistemas definidos, será igual al menor valor entre la capacidad total de las instalaciones que los interconectan ~~antes indicadas~~ y la transmisión de potencia que resulta de igualar el Margen de Potencia de cada subsistema”.

5.2.2. Modificaciones a la Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras

La Norma Técnica requiere sólo la modificación de su artículo 1.8 para incorporar la posibilidad de que se hayan definido más de dos subsistemas en el sistema total.

“Artículo 1-8

En caso que se identificaren subsistemas, conforme a lo establecido en el Reglamento, se deberá considerar la potencia transmitida entre subsistemas tanto en los subsistemas exportadores como en ~~en el~~ los subsistemas importadores correspondientes. Para tal efecto, la potencia transmitida entre subsistemas será representada como un punto de inyección de potencia en la barra del subsistema importador perteneciente al tramo que interconecta los subsistemas, y considerada como Potencia de Suficiencia preliminar en dicho subsistema. La potencia transmitida entre subsistemas será asignada a prorrata de la Potencia de Suficiencia preliminar del subsistema exportador.

Para determinar la potencia transmitida entre los subsistemas se procederá como sigue:

- 1) Para cada par de subsistemas interconectados entre sí, se define un flujo de potencia transmitida, F_{ij} , desde el subsistema con mayor margen de potencia “i” hacia el subsistema con menor margen de potencia “j”*
- 2) Se determina el nuevo margen de potencia de cada subsistema considerando los flujos de potencia entrantes y salientes al subsistema, en que los flujos salientes se suman a la Demanda de Punta del subsistema y los flujos entrantes se restan de la Demanda de Punta del subsistema*
- 3) Se iguala el margen de potencia resultante del punto anterior de cada subsistema entre todos los subsistemas*
- 4) La solución que iguala el margen de potencia de todos los subsistemas es que el margen de potencia de cada subsistema es igual al cociente entre (a) la sumatoria de la Potencia Inicial de las unidades generadoras de todos los subsistemas y (b) la sumatoria de la Demanda de Punta de todos los subsistemas*
- 5) A partir de lo anterior se obtiene el flujo de potencia F_{ij} que transita entre cada par de subsistemas. Los flujos con signo positivo tienen la dirección desde el subsistema con mayor margen de potencia inicial hacia el subsistema con menor margen de potencia inicial. Los flujos con signo negativo son en sentido contrario*
- 6) Si todos los F_{ij} resultan menores o iguales a la capacidad del sistema de transmisión que los interconecta esa es la solución final*
- 7) Si uno o más flujos F_{ij} resultan mayores a la capacidad del sistema de transmisión que interconecta el subsistema “i” con el “j”, F_{ij} se limita a la capacidad de dicho sistema de transmisión, K_{ij}*

- 8) Se calcula nuevamente los márgenes de potencia de cada subsistema considerando los Fij limitados como un dato, Kij.
- 9) Para aquellos subsistemas en que todos sus flujos entrantes y salientes se determinaron por la capacidad del sistema de transmisión dichos Kij son la solución final.
- 10) Se iguala los márgenes de potencia de todos los subsistemas que resultaron con algún flujo entrante o saliente menor a la capacidad del sistema de transmisión con el cuociente entre (a) la sumatoria de la Potencia Inicial de las unidades generadoras de todos dichos subsistemas y (b) la sumatoria de la Demanda de Punta de dichos subsistemas menos los Kij entrantes
- 11) Se obtiene nuevos Fij y se comparan con las capacidades de transmisión
- 12) Se repite el proceso desde el punto 6 en adelante”

5.3. Articulado para la determinación de la potencia inicial de unidades generadoras ERNC.

5.3.1. Modificaciones al DS N°62.

A continuación, se muestra los cambios requeridos a ciertos artículos del DS N°62 para incorporar la nueva metodología de determinación de las potencias iniciales de centrales solares y eólicas.

Para esto, se requiere modificar los artículos 35 y 36 del DS N°62, según se indica a continuación:

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.

En el caso de nuevas unidades generadoras solares y eólicas, éstas deberán entregar la estadística de mediciones de radiación solar y de viento registradas durante la etapa de desarrollo del proyecto y durante su posterior operación. Anualmente los propietarios de las unidades generadoras entregaran la

información correspondiente a cada año calendario antes del 31 de marzo del año siguiente al que se informa.

El aporte de las nuevas unidades generadoras solares y eólicas se determinará para la probabilidad de excedencia de 95%.

Artículo 36:

En el caso de las unidades generadoras señaladas en el artículo precedente, cuando no se disponga de información estadística suficiente, se deberá hacer uso de la información disponible para la zona o región en la cual se encuentra la unidad, de acuerdo a los procedimientos y condiciones que se especifiquen en la norma técnica. La Potencia Inicial de estas unidades será determinada conforme ~~al peor escenario de~~ a la disponibilidad ~~media anual~~ del Insumo Principal en la zona o región, de acuerdo a la probabilidad de excedencia de 95% obtenida de a la información estadística disponible.

5.3.2. Modificaciones a la Norma Técnica de Transferencias de Potencia Entre Empresas Generadoras

A continuación, se muestra los cambios requeridos a ciertos artículos de la Norma Técnica para incorporar la nueva metodología de determinación de las potencias iniciales de centrales solares y eólicas, en consistencia con las modificaciones mencionadas previamente.

Para esto se requiere modificar los artículos 3-5, 6-3 y 9-3 según se indica a continuación:

Artículo 3-5

Los PMG autodespachados y los PMGD, deberán entregar la siguiente información con periodicidad anual para el correcto cumplimiento de los procedimientos y exigencias establecidas en la presente NT:

a) Unidades generadores termoeléctricas:

- i. Estadística de indisponibilidad por falta de combustible, principal y alternativo.*
- ii. Estadística de indisponibilidad por mantenimiento y por falla de la unidad generadora.*
- iii. Consumos propios de cada unidad generadora.*

b) Unidades generadoras hidroeléctricas:

- i. Caudales afluentes para toda la estadística hidrológica disponible, y características técnicas de la central que permitan incluirla en los*

procesos de planificación de la operación y determinar la generación de energía en los dos años hidrológicos con menor energía afluente al sistema.

- ii. Estadística de indisponibilidad por mantenimiento y por falla de la unidad generadora.
- iii. Consumos propios de cada unidad generadora.

c) Unidades generadoras eólicas, solares, mareomotrices, geotérmicas y de otras fuentes no convencionales:

- i. Estadística de generación horaria de la central generadora.
- ii. Estadística de radicación solar y viento si corresponde.
- iii. Estadística de indisponibilidad por mantenimiento y por falla de la central generadora.
- iv. Consumos propios de cada unidad generadora.

La información de las indisponibilidades señaladas en los literales precedentes, deberá contener el registro de fecha y hora en que efectivamente ocurrieron.

Artículo 6-3

En el caso de centrales solares fotovoltaicas se utilizará el valor correspondiente a la probabilidad de excedencia de 95% ~~medio del factor de planta~~ usado para el cálculo de la Potencia Inicial de unidades generadoras de las mismas características en cuanto al seguimiento (fija, un eje, dos ejes) ubicadas en la misma zona.

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 la estadística de generación, con un mínimo de ~~los últimos 105~~ años anteriores al año de cálculo.
- Promedio simple de los factores de planta para cada uno de los ~~43852~~ 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 mediciones previas a la etapa de operación y de la operación real.

Para las centrales nuevas que no disponen de estadística de operación, se utilizará el factor de planta correspondiente a la probabilidad de excedencia de

95% obtenida de la estadística de medición de viento o radiación, para completar 10 años de valores de aportes.

En caso de no disponer del registro de los últimos 10~~5~~ años, se utilizará la estadística según lo indicado en el Artículo 6-2 .

5.4. Propuesta de cambio normativo para el ajuste de potencias de suficiencia preliminar.

Para incorporar la metodología propuesta en el Reglamento de Potencia de Suficiencia (DS N°62), se debe modificar el CAPITULO 3: POTENCIA DE SUFICIENCIA DEFINITIVA, en su artículo 59°.

Artículo 59: La Potencia de Suficiencia definitiva de una unidad generadora corresponderá a la Potencia de Suficiencia preliminar, obtenida conforme al Capítulo 2 del presente Título, ~~restándole escalada por un dos~~ factores ~~único~~ para todas las unidades generadoras, de manera que la suma de la Potencia de Suficiencia definitiva de las unidades generadoras de cada sistema o subsistema sea igual a la Demanda de Punta de cada subsistema o sistema, según corresponda.

Los factores de ajuste tendrán una ponderación en función del porcentaje de excedente de potencia de suficiencia preliminar respecto de la demanda de punta (FP), calculado como:

$$FP = \frac{DM - \sum_i P_{\text{suf preli}_i}}{\sum_i P_{\text{suf preli}_i}} (\%)$$

En donde:

DM: Demanda de punta en el año correspondiente

P suf preli: Potencia de suficiencia preliminar de la central generadora i.

Los factores de ajuste se determinarán para cada central generadora de la siguiente manera:

a.- Factor de ajuste proporcional a la potencia de suficiencia preliminar. Este factor se determina como el cociente entre la demanda de punta y la suma de las potencias de suficiencia preliminares en el subsistema respectivo. Este factor de ajuste tendrá una ponderación de (1-FP) y se aplica para todas las centrales generadoras.

b.- Factor de ajuste proporcional a los costos variables de generación. Este factor de ajuste tendrá una ponderación de FP y se aplica sólo a las

centrales generadoras termoeléctricas. Este factor se determina como el cociente entre la potencia de suficiencia demanda de punta y la suma de las potencias de suficiencia preliminares en el subsistema respectivo.

$$(DM - \sum_i P_{suf\ prel_i}) \times \frac{P_{suf\ prel_i} \times CVar_i}{\sum_i (P_{suf\ prel_i} \times CVar_i)}$$

En donde:

CVar_i: Costo variable de generación promedio anual de la central termoeléctrica i.

Así, la potencia de suficiencia definitiva corresponderá a la potencia de suficiencia preliminar descontado el factor de ajustes proporcional a las potencias de suficiencia preliminares y el factor de ajuste proporcional a los costos variables de generación.

Además, se requiere modificar el artículo 3°, de forma de excluir aquellas centrales termoeléctricas que tienen un costo variable de generación mayor o igual al primer tramo de costo de falla

Artículo 3°: Cada propietario de medios de generación operados en sincronismo podrá participar de las transferencias de potencia a que se refiere el presente reglamento mediante unidades generadoras propias o contratadas.

No podrán participar de las transferencias de potencia aquellas centrales termoeléctricas cuyo costo variable de generación sea mayor o igual al primer tramo de costo de falla.

De este modo, cada propietario de medios de generación operados en sincronismo deberá estar en condiciones de satisfacer, en cada año, sus compromisos para la Demanda de Punta, considerando la Potencia de Suficiencia propia y la adquirida a otras empresas que posean medios de generación.

Para cada generador, la Dirección de Operación (en adelante, "DO") de cada Centro de Despacho Económico de Carga (en adelante, "CDEC"), verificará el cumplimiento de lo anterior, realizando un balance de inyecciones y retiros de potencia.

VI. PROPUESTAS METODOLOGICAS EN BASE A MEJORES PRACTICAS INTERNACIONALES.

En base al análisis crítico de la metodología de cálculo de la potencia de suficiencia actualmente vigente en Chile, se concluye que la Ley define un esquema conceptual que es consistente con las mejores prácticas internacionales de los mercados de capacidad.

Sin embargo, la normativa de detalle de aplicación que se encuentra vertida en el Reglamento respectivo (DS N°62) presenta oportunidades de mejora.

El principal aspecto que requiere ser modificado dice relación con que la metodología actual no tiene asociado un LOLP objetivo para el sistema eléctrico. En efecto, el método que se aplica se asimila a un valor esperado o promedio para las centrales termoeléctricas e hidroeléctricas, para una condición hidrológica seca, y una situación particular para el caso de las centrales solares y eólicas. Lo cual genera una falta de consistencia metodológica en la determinación de las potencias de suficiencia.

Por lo tanto, se propone modificar el método de cálculo de las potencias de suficiencia preliminares de forma de incorporar en forma explícita su asociación a un nivel de LOLP objetivo para el sistema eléctrico.

Esta modificación se puede realizar exclusivamente por la vía de efectuar adecuaciones del reglamento y norma técnica de la potencia de suficiencia.

Por otra parte, sobre la base del análisis de los mercados internacionales de potencia, se hace recomendable modificar la metodología de cálculo del precio de la potencia de punta, ya que al multiplicar la anualidad del costo de inversión de la unidad de punta en el margen de reserva teórico, se realiza una inadecuada asignación de la remuneración por potencia de suficiencia, toda vez que sólo remunera la potencia de suficiencia asociada a la demanda de punta y no la potencia de suficiencia asociada a la demanda de punta incrementada en el margen de reserva teórico.

Así, no se está remunerando ni asegurando la disponibilidad de suficiente potencia de suficiencia para el sistema. La única forma en que el esquema actual fuese consistente, sería en el evento que todas las centrales contribuyen en la misma proporción al margen de reserva del sistema eléctrico.

6.1. Metodología de cálculo de potencia de suficiencia preliminar.

Se propone aplicar una metodología de cálculo de la potencia de suficiencia basada en el concepto de ELCC, es decir, capacidad efectiva transporte de carga (Effective Load

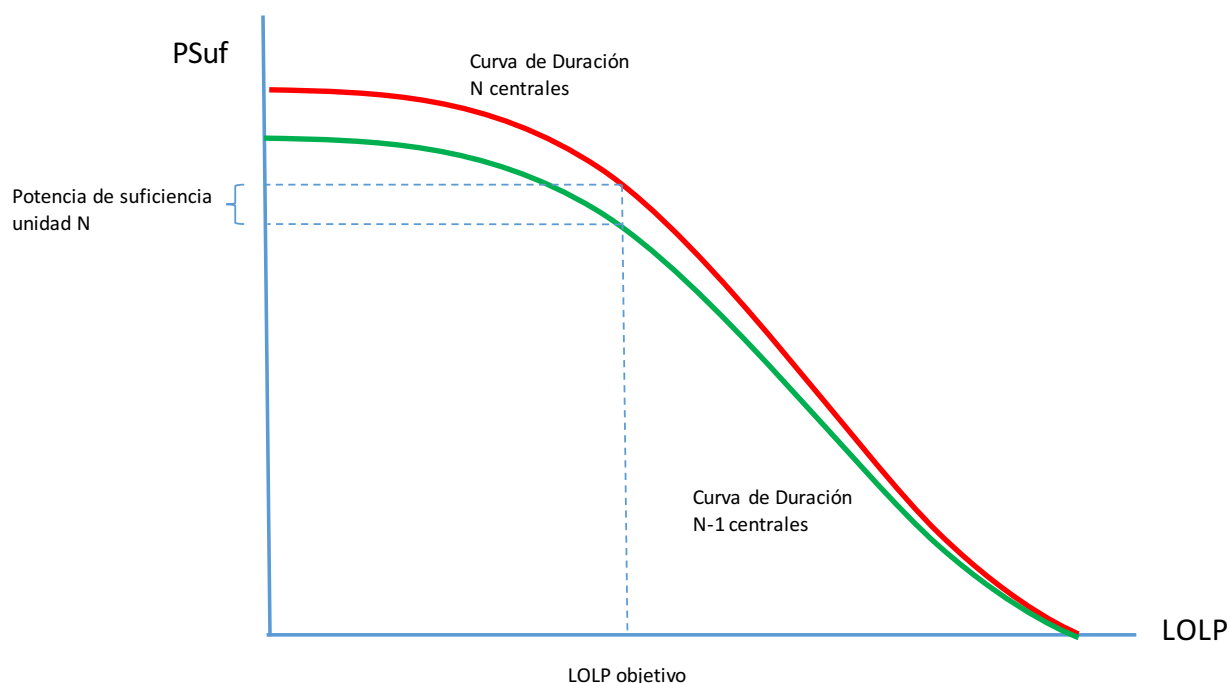
Carrying Capacity). Este método ha sido planteado por NREL y adoptado por varios mercados de USA y CANADA.

El concepto de ELCC se refiere al aporte incremental o marginal que efectúa una unidad generadora para suministrar la demanda de punta, para un nivel dado de confiabilidad del sistema eléctrico y considerando la diversidad de tecnologías existentes en el sistema eléctrico y las capacidad de transmisión de las líneas eléctricas.

El nivel de confiabilidad dado se puede expresar por un LOLP objetivo o probabilidad de pérdida de carga expresado como porcentaje, o como un LOLE o valor esperado de pérdida de carga, expresado como un número de horas en el año. Cualesquiera de estos índices representa un nivel de confiabilidad objetivo para el sistema eléctrico.

En el caso de Chile, el regulador ha optado por definir el nivel de confiabilidad del sistema eléctrico en base al índice LOLP.

Figura 46: Contribución marginal de una central generadora.



La figura anterior ilustra el concepto de ELCC de una central generadora, lo que corresponde al aporte marginal de una unidad generadora a la potencia de suficiencia del sistema eléctrico. La contribución marginal de una central generadora se calcula como la diferencia de potencia entre la curva de potencia de suficiencia del sistema eléctrico con N centrales, todo el parque generador, menos la potencia de suficiencia del sistema eléctrico con N-1 centrales, retirando la central generadora a la cual se desea calcular su potencia de suficiencia. Ambos cálculos se efectúan para el mismo nivel de LOLP, es decir, manteniendo la confiabilidad del sistema eléctrico.

Este proceso se repite para cada unidad generadora, la cuales son excluidas individualmente, de forma de determinar su potencia de suficiencia.

El método de cálculo de la potencia de suficiencia en base al concepto ELCC, se basa en la aplicación de un modelo probabilístico que modela el sistema eléctrico.

Para estos efectos se debe considerar la modelación de centrales generadoras como:

- Centrales termoeléctricas. Se modela su disponibilidad mediante una distribución de probabilidades que reconoce los estados posibles de generación sobre la base de la indisponibilidad mecánica, combustibles principal y alternativo y mantenimientos.
- Centrales hidroeléctricas. Se modela su disponibilidad mediante una distribución de probabilidades que reconoce la indisponibilidad mecánica, la disponibilidad hidrológica y los mantenimientos. Se reconoce las diferencias entre centrales de pasada y de embalse.
- Centrales de cogeneración. Se asimilan a centrales hidroeléctricas de pasada, considerando la disponibilidad del calor residual.
- Centrales eólicas. Se modela su disponibilidad en base a su indisponibilidad mecánica, la variación de su insumo de generación, viento, y mantenimientos.
- Centrales solar FV. Se modela su disponibilidad en base a su indisponibilidad mecánica, la variación de su insumo de generación, sol, y mantenimientos.
- Central solar CSP. Se asimila a una central hidroeléctrica de embalse, considerando la variación de su insumo de generación, radiación solar.
- Centrales geotérmicas. Se asimilan a una central de embalse, considerando la disponibilidad del reservorio geotérmico.
- Centrales de bombeo. Las centrales de bombeo pueden ser asimilados a una central termoeléctrica, siendo representado por una indisponibilidad mecánica y por las restricciones al bombeo de agua.
- Sistemas de baterías. Los sistemas de baterías pueden ser asimilados a una central termoeléctrica, siendo representado por una tasa de falla del equipo electrónico y por las restricciones al almacenamiento eléctrico.

El sistema de transmisión debe ser modelado mediante su topología y una distribución de probabilidades de la capacidad de transmisión de cada línea y transformador, de

forma de incorporar las limitaciones a la transferencia de flujos de potencia en el sistema eléctrico.

La demanda se representa mediante su distribución geográfica, estacional y horaria.

Una vez modelado el sistema eléctrico, se procede de la siguiente manera.

- Se define un LOLP objetivo para el sistema eléctrico.
- Se determina la potencia del sistema para el conjunto de centrales generadoras, es decir, con N centrales, para el LOLP objetivo definido.
- Se determina la potencia del sistema retirando una central del parque generador, es decir, con N-1 centrales, para el LOLP objetivo definido.
- La potencia de suficiencia de la central que fue retirada, es la diferencia entre la potencia de suficiencia con N y N-1 centrales.
- Se repite el proceso para cada una de las centrales generadoras.

Una vez obtenidas las potencias de suficiencia de cada una de las centrales, se procede a verificar el ajuste con la demanda de punta:

- Si se presentan excedentes de potencia de suficiencia preliminar, se efectúa un ajuste proporcional de todas las centrales hasta igualar la demanda de punta.
- Si se presenta déficit de potencia de suficiencia respecto de la demanda de punta, se procede a reducir el LOLP objetivo, hasta lograr la igualdad con la demanda de punta.

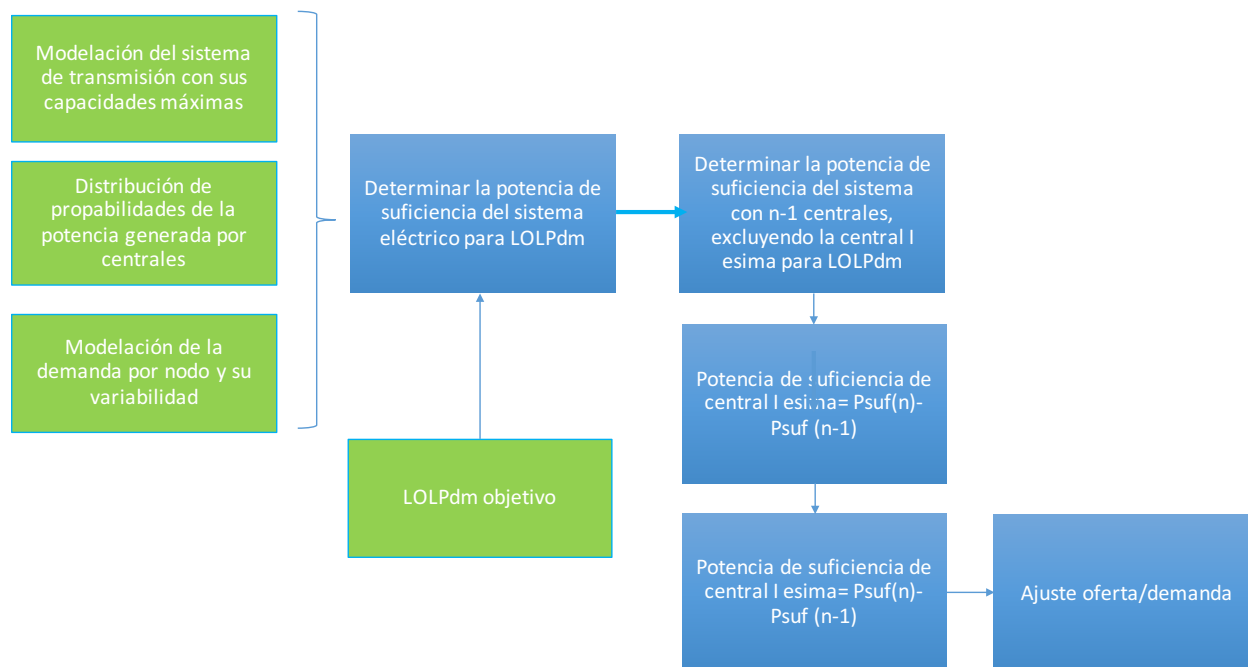
La demanda de punta que se debe considerar es la demanda máxima en horas de punta incrementada en el margen de reserva, de forma de asegurar la existencia de dicha capacidad. Esto implica modificar el método de cálculo del precio de la potencia vía un cambio de Ley.

Este sistema puede ser implementado sin cambio de Ley, manteniendo el ajuste con la demanda de punta por si sola, Esto en todo caso debe ser corregido, de forma de tener consistencia en el cálculo. En la figura 46, se muestra el diagrama simplificado del modelo de cálculo de ELCC para el sistema eléctrico de Chile.

Cabe destacar que, el método de cálculo de la potencia de suficiencia basado en el concepto de ELCC, es el mismo utilizado en la metodología definida en el año 1986 para el cálculo de potencia. En el año 1986, la aplicación práctica de la metodología

presentaba limitaciones, debido a la baja capacidad de procesamiento computacionales disponible en aquella época.

Figura 47. Proceso de cálculo ELCC



6.2. Metodología de cálculo del precio de la potencia de punta.

La Ley define el precio de la potencia como:

Se calcula el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada de cada subsistema eléctrico con este tipo de unidades. Los valores así obtenidos se incrementan en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del respectivo subsistema.

Conceptualmente el utilizar el valor de la anualidad de inversión de la unidad de punta es correcto, sin embargo el incrementar dicho valor en el margen de reserva teórico, no es correcto pues distorsiona la asignación de la remuneración por potencia de suficiencia.

Por lo tanto el precio de la potencia de punta debería ser exclusivamente calculado como:

Se calcula el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada de cada subsistema eléctrico con este tipo de unidades.

Referencias.

www.xm.com.co

www.ariae.org

www.creg.org.co

www.nerc.com

www.nrel.gov

www.caiso.com

www.pjm.com

www.coordinadorelectrico.cl

DFL No. 4 de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción

Decreto Supremo N° 86 de 2012 del Ministerio de Energía que aprueba el Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo

Decreto Supremo N° 62, de 2006, del Ministerio de. Economía, Fomento y Reconstrucción

Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras, Comisión Nacional de Energía, Enero de 2016

Decreto Supremo N°6 de 1985, www.leychile.cl

Res. Exenta N°59/87 del Ministerio de Economía