

Informe Final

“Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios”

Informe preparado por Dictuc para la Comisión Nacional de Energía

Santiago, 29 de Noviembre de 2019

Informe Final

Título del Proyecto: *“Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios”*

Datos Mandante

Razón Social	Comisión Nacional de Energía
RUT	61.707.000-6
Dirección	Avenida Libertador Bernardo O’Higgins N° 1449, Piso 13

Contraparte técnica

Nombre	Fabián Barría
Cargo	Jefe Subdepartamento de Mercados Eléctricos
E-mail	fbarria@cne.cl

Información Contractual

Contrato Dictuc	2656
Orden de Compra	Por definir
Propuesta	Aprobada

Autores

Jefe de Proyecto	Matías Negrete
Empresa	DICTUC S.A.
RUT	96.691.330-4

Sr. Matías Negrete
Profesor Responsable
Dictuc S.A.

Sr. Felipe Bahamondes
Gerente General
Dictuc S.A.

Equipo de Trabajo

A continuación se lista el equipo de trabajo que participó en el desarrollo del estudio.

- Nicolás Figueroa, Instituto de Economía UC, ISCI.
- Nicolás Lobos, OCM-Lab, Departamento de Ingeniería Eléctrica UC.
- Álvaro Lorca, OCM-Lab, Dpto. Ing. Eléctrica UC, Dpto. Ing. Industrial y de Sistemas UC.
- Matías Negrete Pincetic, OCM-Lab, Departamento de Ingeniería Eléctrica UC, ISCI.
- Daniel Olivares, OCM-Lab, Departamento de Ingeniería Eléctrica UC, ISCI.
- Cristián Villalobos, OCM-Lab, Departamento de Ingeniería Eléctrica UC.

Tabla de Contenidos

Equipo de Trabajo	3
1. Resumen Ejecutivo	7
2. Objetivos	9
3. Revisión Experiencia Internacional	10
3.1 Perú	10
3.1.1 Esquemas de Mercado	12
3.1.2 Precios Máximos de las Ofertas	14
3.2 Australia	16
3.2.1 Esquemas de Mercado	18
3.2.2 Precios Máximos de las Ofertas	19
3.3 Estados Unidos	24
3.3.1 Pennsylvania, New Jersey and Maryland ISO (PJM)	25
3.3.2 Esquemas de Mercado en PJM	26
3.3.3 California Independent System Operator (CAISO)	27
3.3.4 Esquemas de Mercado en CAISO	29
3.3.5 Precios Máximos de las Ofertas	30
3.4 España	32
3.4.1 Esquemas de Mercado	34
3.4.2 Precios Máximos de las Ofertas	34
3.5 Conclusiones Experiencia Internacional	36
4. Elementos de la Teoría Económica sobre Precios Máximos	38
4.1 Definiciones	38
4.2 Aspectos Económicos de Precios Máximos	39
4.2.1 Aspectos Generales	39
4.2.2 Precios Máximos: Públicos o Privados	40
4.2.3 Precios Máximos: Impacto del Mecanismo	42
4.2.4 Precios Máximos: Incentivos a la Colusión	42
4.2.5 Precios Máximos: Precio Máximo Óptimo	42
4.2.6 Revisión Elementos Específicos en Contexto de Mercados Eléctricos	43
5. Metodología	45
5.1 Metodología Propuesta Servicios Subastados	45
5.1.1 Información	45
5.1.2 Precios Máximos Teóricos	46
5.1.3 Procesamiento	50
5.1.4 Precios Máximos Implementables	51

Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios

5.2 Metodología Propuesta Servicios Licitados	51
5.3 Análisis Cualitativo sobre Fijación de Precios Máximos	52
5.3.1 Precio Máximo Sobreestimado	53
5.3.2 Precio Máximo Subestimado	53
5.3.3 Precio Máximo Público	53
5.3.4 Precio Máximo Privado	53
5.3.5 Precio Máximo Horario	53
5.3.6 Precio Máximo No-horario	54
5.3.7 Precio Máximo Uniforme	54
5.3.8 Precio Máximo Diferenciado	54
6. Modelamiento del SEN	55
6.1 Modelo de Pre-despacho	55
6.1.1 Problema de Pre-despacho	55
6.1.2 Conectividad Hidráulica	57
6.1.3 Reservas en el Problema de Pre-despacho	59
6.1.4 Función Objetivo del Caso Base Centralizado	61
6.2 Base de Datos del SEN	62
6.2.1 Semanas Representativas	62
6.2.2 Unidades de Generación	63
6.2.3 Requerimientos de SSCC	64
6.2.4 Líneas de Transmisión	64
6.2.5 Condiciones Operacionales	64
7. Resultados Metodología	66
7.1 Determinación de Factores de Información para Precios Máximos	66
7.1.1 Resultados Metodología para CPF	67
7.1.2 Resultados Metodología para CSF-Down	71
7.1.3 Resultados Metodología para CSF-Up	75
7.1.4 Resultados Metodología para CTF-Down	80
7.1.5 Resultados Metodología para CTF-Up	85
7.1.6 Análisis de la Metodología de Determinación de Factores de Información	89
7.2 Cálculo Ilustrativo de Precios Máximos	90
7.3 Simulaciones Técnico-Económicas de la Aplicación de Precios Máximos	96
7.3.1 Resultados Aplicación Precios Máximos para CPF	98
7.3.1.1 Caso Base	98
7.3.1.2 Caso Ofertas Doble	98
7.3.2 Resultados Aplicación Precios Máximos para CSF-Down	100
7.3.2.1 Caso Base	100
7.3.2.2 Caso Ofertas Doble	100

7.3.3 Resultados Aplicación Precios Máximos para CSF-Up	102
7.3.3.1 Caso Base	102
7.3.3.2 Caso Ofertas Doble	102
7.3.4 Resultados Aplicación Precios Máximos para CTF-Down	104
7.3.4.1 Caso Base	104
7.3.4.2 Caso Ofertas Doble	104
7.3.5 Resultados Aplicación Precios Máximos para CTF-Up	106
7.3.5.1 Caso Base	106
7.3.5.2 Caso Ofertas Doble	106
7.4 Subasta sin Participación de Grandes Actores	108
7.5 Subasta Totalmente Desierta	114
7.6 Subasta Parcialmente Desierta	117
7.7 Análisis Aplicación de Precios Máximos	121
7.7.1. Simplificación de Precios Máximos	122
8. Conclusiones	124
9. Referencias	128
10. Anexos	133
10.1 Sensibilidad de Gas para Determinación de Precios Máximos	134
10.1.1 Resultados Precios Máximos CPF	134
10.1.2 Resultados Precios Máximos CSF-Down	137
10.1.3 Resultados Precios Máximos CSF-Up	139
10.1.4 Resultados Precios Máximos CTF-Down	142
10.1.5 Resultados Precios Máximos CTF-Up	144
10.2 Sensibilidad de Hidrologías para Determinación de Precios Máximos	147
10.2.1 Resultados Precios Máximos CPF	147
10.2.2 Resultados Precios Máximos CSF-Down	150
10.2.3 Resultados Precios Máximos CSF-Up	152
10.2.4 Resultados Precios Máximos CTF-Down	155
10.2.5 Resultados Precios Máximos CTF-Up	157
10.3 Simulaciones Técnico-Económicas de la Aplicación de Precios Máximos	160

1. Resumen Ejecutivo

En el presente documento se da cuenta del apoyo técnico brindado por Dictuc a la Comisión Nacional de Energía (desde ahora “CNE”) en el marco de la prestación del servicio “Determinación de precios máximos para licitaciones y subastas de Servicios Complementarios (desde ahora “SSCC”)”.

El presente informe discute la experiencia internacional en 5 sistemas eléctricos: Perú, PJM, CAISO, Australia y España. En particular, en los mercados revisados, las metodologías utilizadas para el cálculo de precios máximos se basan en cálculo de costos de oportunidad, costos nivelados y aprendizaje durante la implementación. De particular relevancia es que la experiencia internacional muestra que en todos estos mercados los precios máximos son utilizados bajo la expectativa de ser activados un número reducido de horas. Son una herramienta relevante para limitar el uso del poder de mercado pero no deben reemplazar, por ejemplo, el monitoreo de la competencia en el corto plazo u otras medidas. Algo relevante en mercados con la complejidad de los eléctricos propensos a generar condiciones, debido al impacto de restricciones técnicas, de baja competitividad.

Los principales impactos económicos de precios máximos son de ineficiencias de asignación en el corto plazo y el posible impacto en señales de largo plazo para inversiones. Es por lo mismo que la periodicidad en su activación es relevante sobre la relevancia de estos posibles impactos. Similarmente precios máximos pueden tener impactos en el comportamiento de los agentes particularmente en lo referente a colusión. Desde un punto de vista económico precios máximos en el contexto de los futuros mercados de servicios complementarios en Chile son un mandato de compra, por lo tanto el carácter público o privado de los mismos no es tan relevante como en el caso de precios de reserva. En este sentido, es una discusión que se debe zanjar más bien por la simpleza y transparencia del mecanismo, lo que indica una preferencia por precios máximos públicos.

La experiencia internacional muestra que precios máximos son un elemento utilizado en diversos mercados eléctricos. En particular en los mercados revisados las metodologías utilizadas se basan en cálculo de costos de oportunidad, costos nivelados y aprendizaje durante la implementación. De particular relevancia es que la experiencia internacional muestra que en todos estos mercados los precios máximos son utilizados bajo la expectativa de ser activados un número reducido de horas. Su uso es de fusibles frente a situaciones y contingencias especiales. Son una herramienta relevante para limitar el uso del poder de mercado pero no deben reemplazar, por ejemplo, el monitoreo de la competencia en el corto plazo u otras medidas. Algo relevante en mercados con la complejidad de los eléctricos propensos a generar condiciones, debido al impacto de restricciones técnicas, de baja competitividad.

Para el caso de licitaciones de largo plazo el precio máximo estará definido por el estudio de costos. Para el caso de subastas asociadas a productos co-optimizados la metodología desarrollada toma como visión conceptual de cálculo de precios máximos los precios obtenidos en una subasta precio uniforme ideal con información perfecta, donde las expresiones para los precios máximos dependen de las variables duales asociadas al problema de co-optimización. Los precios de dicha subasta ideal se ponderan tomando en consideración el impacto de la incertidumbre en la información utilizada y posibles condiciones de mercado u operacionales que podrían afectar el valor del precio máximo. La metodología

Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios

Informe Final

Página 7 de 167

www.dictuc.cl

propuesta sugiere, desde un punto de vista teórico, tener precios máximos que vayan variando horariamente en cada barra del sistema. Sin embargo, en el caso de existir restricciones de implementabilidad, se plantea utilizar la mayor resolución temporal y espacial posible. Finalmente, los resultados de múltiples sensibilidades muestran que los factores de escalamiento asociados a las diversas fuentes de incertidumbre varían poco durante el año pudiendo tener variaciones anuales.

2. Objetivos

A continuación se especifican los objetivos específicos abordados por el presente Informe en el marco de la prestación del servicio *“Determinación de precios máximos para licitaciones y subastas de Servicios Complementarios”*.

Objetivo Específico A: En base a una revisión de la teoría económica correspondiente, identificar los potenciales efectos de fijar un valor máximo para las ofertas de las subastas o licitaciones, evaluando impactos en las condiciones de competencia, en la participación de los agentes y en los resultados de adjudicación de este tipo de procesos. Todo esto, en consideración del carácter reservado o público de éste, y las periodicidades de realización de las subastas y licitaciones.

Objetivo Específico B: Analizar la metodología utilizada para la determinación de valores máximos para las ofertas de licitaciones y subastas o los mecanismos para su fijación y su carácter de reservado o público en al menos 4 mercados distintos de SSCC, considerando aquellos procesos que se realizan repetidamente en el tiempo con una frecuencia semanal, diaria o incluso mayor.

Objetivo Específico C: Proponer, evaluar y recomendar distintas metodologías para determinar valores máx. o los mecanismos para su fijación para las ofertas en subastas y licitaciones de SSCC, analizar el efecto del carácter de reservado o público de dichos valores en caso que corresponda, e indicar la ocasión de fijación de este valor máx., para cada servicio complementario, sus categorías y subcategorías. Lo anterior, mediante un modelo de pre-despacho del sistema Chileno que permita analizar sensibilidades respecto a las ofertas de los participantes y los límites de los precios máx.

Objetivo Específico D: En función de las metodologías propuestas en el objetivo específico del literal anterior, determinar las principales variables que inciden en la determinación de los valores máx. o en su mecanismo de fijación para las ofertas de subasta y licitaciones de SSCC, y proponer una metodología de actualización o propuesta de ponderadores o coeficientes de los polinomios de indexación que corresponda para los SSCC evaluados.

3. Revisión Experiencia Internacional

Esta sección presenta la revisión internacional sobre metodologías aplicadas para la determinación de valores máximos y el carácter de reservado o público de ofertas de licitaciones y subastas que se realizan repetidamente en el tiempo. En particular, se describen los mercados específicos de SSCC para los casos de Perú, Australia, el *Pennsylvania, New Jersey and Maryland ISO*, el *California Independent System Operator* y España.

3.1 Perú

Perú posee un único sistema interconectado a nivel nacional, con una potencia instalada de 12,5 GW, que se encuentra compuesta en un 54,5% por centrales termoeléctricas, 39,3% hidroeléctricas y con una participación menor eólica y solar de 3% y 2,3% respectivamente. La operación del sistema está a cargo del **Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES)**, entidad que busca garantizar la operación segura y económica del sistema eléctrico. En Perú, un modelo matemático *Stochastic Dual Dynamic Programming* se utiliza para efectos de realizar la **Programación Diaria de la Operación (PDO)** y la **Reprogramación de la Operación (RDO)**. Mientras que la PDO se realiza todos los días, durante el día, y cada 3 horas, se debe reevaluar la situación del sistema para decidir si es necesario gestionar o no una RDO (COES, 2018a), (COES, 2014a), (COES, 2014b).

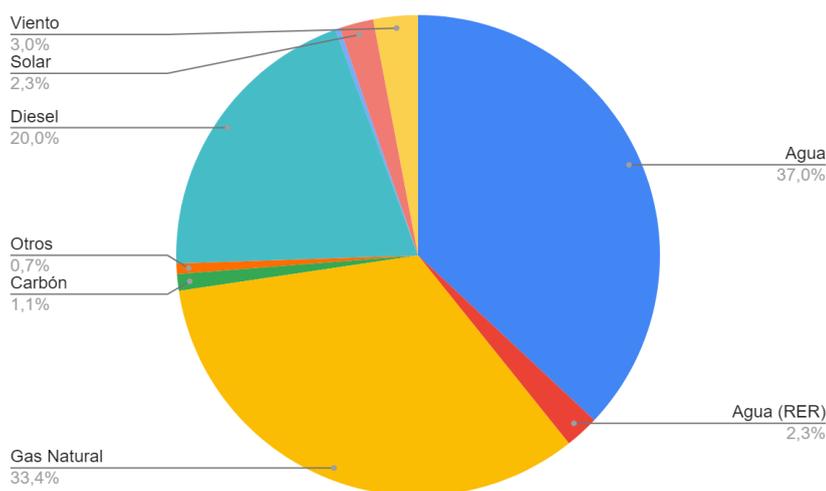


Figura 3.1. Capacidad instalada en el sistema eléctrico peruano¹.

Los SSCC definidos por el COES se agrupan en servicios de Regulación de Frecuencia, Regulación de Tensión y/o Suministro Local de Reactivos y **Grupos de Arranque Rápido por Emergencia**. En particular, la **Regulación de Tensión** resulta de carácter obligatorio para todos los generadores, a los que se les puede requerir operar hasta los límites de capacidad de sus equipos².

¹ Fuente: <https://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/>

² Disponible en:

http://www.coes.org.pe/portal/browser/download?url=Marco%20Normativo%2FBase%20Legal%2F04_NORMATIV A%20EMITIDA%20POR%20EL%20MINISTERIO%20DE%20ENERG%C3%8DA%20Y%20MINAS%2FRD%20No.%20014-2005-EM-DGE.pdf

Los servicios de Regulación de Frecuencia distinguen el servicio de **Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)** y **Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF)**. Por un lado, la RPF es de carácter automático y local, y todas las unidades generadoras mayores a 10 MW deben proveer este servicio por obligación³, a excepción de las centrales de energía renovable eólicas, solares y mareomotrices. Este servicio es monitoreado y asignado por el COES a través de una co-optimización conjunta de energía y reservas. Los generadores que prestan este servicio deben ser capaces de responder a los 5 segundos de requerido el servicio y desplegar totalmente la capacidad comprometida dentro de 30 segundos, además deben responder a una curva de *droop* de un 4% a 5% con una banda muerta de 30 mHz. El servicio se debe mantener hasta por 10 minutos, con la posibilidad de disminuir en un 15% el despliegue de la reserva a los 60 segundos.

Por otro lado, el servicio RSF es de control automático y centralizado, para lo cual se utiliza un esquema de **Automatic Generation Control (AGC)**. Este servicio solo puede ser provisto por unidades generadoras, o agrupación de unidades generadoras, que sumen a lo menos 40 MW. La reserva debe ser activada a lo más 20 segundos después de recibida la primera consigna enviada por el COES, estar totalmente activada dentro de 10 minutos una vez recibida la primera consigna y se debe mantener durante 30 minutos. Luego de los 30 minutos, si el desbalance total es muy grande, el COES debe efectuar una RDO para liberar las reservas. Las unidades que provean el servicio deben ser capaces de responder a las consignas recibidas continuamente en menos de 10 segundos. Finalmente, si bien este servicio es de carácter voluntario, de no satisfacerse los requerimientos para su provisión, el COES podrá asignar su prestación de forma obligatoria⁴ (COES, 2017a), (COES, 2017b), (COES, 2017c), (COES, 2016a), (COES, 2017d), (COES, 2018b).

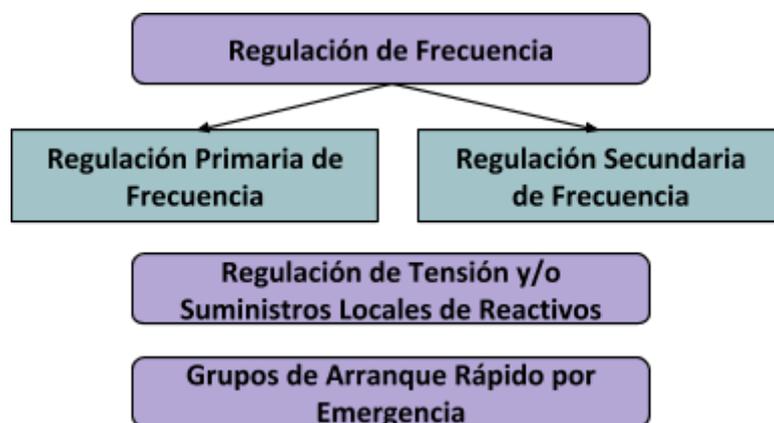


Figura 3.2. Servicios Complementarios en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

³ De acuerdo a lo dispuesto en la Resolución Directoral N° 069-2011-EM/DGE.

⁴ De acuerdo a lo dispuesto en la Resolución Directoral N° 069-2011-EM/DGE.

3.1.1 Esquemas de Mercado

En Perú, las reglas del mercado se rigen bajo el “Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad⁵”, el que define 3 tipos de mercados: (i) el mercado de Corto Plazo, donde se establecen los criterios de valoración y remuneración para la energía y potencia; (ii) el sistema de asignación de Servicios Complementarios, donde se establecen los criterios de valoración y remuneración de servicios de balance de energía activa y reactiva; y (iii) el mecanismo de asignación de inflexibilidades, donde se establecen las remuneraciones a los generadores por prestar servicios a la red que no son considerados en el sistema de asignación de SSCC.

Para la elaboración del PDO, las unidades generadoras deben haber declarado previamente al COES su valor y su disponibilidad de combustibles, así como parámetros técnicos, entre otros. Además, las unidades generadoras que participen del mercado de RSF deben enviar sus ofertas correspondientes (COES, 2014a).

Las reservas para RPF y RSF están destinadas a cubrir los desvíos de generación y demanda no programados. Durante el día de operación y cada 3 horas, los agentes participantes del mercado deberán enviar toda la información técnica, pronósticos de generación y/o disponibilidad de combustibles lo más actualizado posible. Una vez recibida esta información, si se sobrepasa una tolerancia predefinida en los desvíos, o bien, se detectan condiciones de seguridad críticas en la operación, el COES deberá elaborar una RDO, re-asignando los recursos del sistema a los agentes del mismo modo que en la elaboración del PDO (COES, 2014b).

En el mercado de energía, el valor de esta será determinado por el costo marginal en cada barra del sistema, independiente del PDO, RDO y los contratos bilaterales entre los agentes del mercado. El costo marginal será definido por la variable dual resultante del modelo de optimización que resuelve el COES (COES, 2014a), (COES, 2017b).

En el servicio de Regulación de Tensión (RT), todos los generadores tienen la obligación de proveer el servicio hasta un límite de factor de potencia de 0,95 según lo requiera el COES. Sin embargo, cuando a un generador se le exija hacer RT por fuera de este límite, se le pagará por la cantidad de reactivos inyectados y absorbidos fuera de este límite de operación (COES, 2017c). El COES definirá una tarifa para los consumos de reactivos (en PEN⁶/kVARh) que hayan sido efectivos en exceso sobre el límite tolerable de 0,95 de factor de potencia, el cual se re-distribuirá entre los agentes que hayan prestado el servicio de RT en la forma que fue descrita anteriormente. En caso que exista déficit en los pagos, el déficit se recaudará a prorrata de los retiros físicos de energía. En el caso de las instalaciones de transmisión que prestan el servicio de RT, los aportes de estas serán valorizados según una tarifa relacionada con la anualidad de inversión eficiente de un equipo básico de RT.

⁵ Reglamento publicado en el diario oficial “El Peruano”. Disponible en: <https://busquedas.elperuano.pe/normaslegales/decreto-supremo-que-aprueba-el-reglamento-del-mercado-mayor-i-decreto-supremo-n-026-2016-em-1410176-5/>

⁶ Soles peruanos.

El servicio de RPF, al ser de carácter obligatorio para los generadores, éstos no reciben ningún tipo de compensación por la prestación del servicio. Sin embargo, la no prestación implica la aplicación de una multa por incumplimiento (COES, 2018d).

La asignación del servicio de RSF se basa en el procedimiento de asignación conjunta del PDO usando la información de oferta de precio presentada. El servicio de RSF está compuesto por un servicio de Provisión Base y un servicio de Mercado de Ajuste. Para el servicio de Provisión Base, las unidades deben hacer una oferta cada 3 años, mientras que para el servicio de Mercado de Ajuste, las ofertas son de resolución diaria, con el fin de complementar el servicio de Provisión Base. Para ambos casos, las ofertas se presentarán en PEN/kW-mes. Las ofertas podrán ser asimétricas y todas las unidades tienen la obligación de participar en la presentación de ofertas, al menos para uno de los dos mercados. Las ofertas solo consideran un precio por capacidad, pues las unidades están obligadas a ofertar toda la capacidad disponible, previamente declarada como información técnica. Adicionalmente, las cantidades de Provisión Base pueden estar divididas en dos bloques con precios que pueden ser distintos: un bloque de reserva comprometida en firme que se asignará y liquidará ante cualquier caso, y uno o varios bloques variables que pueden ser asignados para completar el requerimiento de reserva, siempre y cuando el Mercado de Ajuste no esté en condiciones de proveer estas mismas cantidades a un menor costo.

Se asignará primero el servicio de Provisión Base, y en caso de que exista escasez del requerimiento de reservas, se adjudican las reservas del Mercado de Ajuste. Los requerimientos de reservas son co-optimizados y adjudicados en el PDO en conjunto con la energía. Para la co-optimización se consideran las ofertas de los agentes en la función objetivo. La remuneración de la Provisión Base de la RSF será de tipo *pay-as-bid*, es decir, se paga el precio de la oferta presentada. Por otro lado, la remuneración del Mercado de Ajuste es de tipo *pay-as-clear*, es decir, se paga al precio de la oferta más cara aceptada. Las ofertas, tanto para Provisión Base como Mercado de Ajuste se componen por el costo de oportunidad, la asignación de reserva y términos de superávit de reserva. No se incluyen costos de combustible, ya que estos son reconocidos a través del Procedimiento Técnico COES N°33 “Compensaciones de costos operativos adicionales de las Unidades de Generación Térmica” (COES, 2018b), (COES, 2017d), (OSINERGMIN, 2016).

En caso de producirse un incumplimiento en tiempo real por parte de una URS (Unidad de Regulación Secundaria) deberá ser reemplazada mediante el uso de otras unidades en control de reserva disponible. En caso de no ser reemplazada, la URS incurrirá en déficit de reserva por el monto que fue asignada, el cual deberá ser compensado con superávit de reserva por parte de otras URS. Lo anterior supone un coste económico para la URS incumplidora al repercutírsele el coste del superávit. Cabe destacar que este mecanismo se aplica en cada ciclo de operación, por lo que la URS volverá a participar de la próxima asignación de reserva independientemente de su comportamiento ciclo a ciclo. En caso de que el incumplimiento sea retirado, se podrá retirar la calificación de URS, debiendo volver a calificarse para poder participar en la prestación del servicio (COES, 2017d).

3.1.2 Precios Máximos de las Ofertas

El precio máximo del proceso de asignación para el servicio de Regulación Secundaria es único, sin diferenciarse por tecnología, y expresado en PEN/kW-mes. El precio máximo de las ofertas presentadas debe ser anualmente propuesto por el COES para su aprobación por parte del **Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin)**, según lo dispuesto en los procedimientos técnicos del COES.

Previo a la entrada en vigencia de estos procedimientos, se definió un periodo transitorio hasta el primer semestre del año 2016, en el cual los precios ofertados no deberían superar el 50% del precio de potencia vigente (expresado en PEN/kW-mes). Para la determinación de precios máximos del año 2016 Osinergmin propuso un valor máximo de 5,00 PEN/kW-mes, sustentado en el promedio de las ofertas no adjudicadas de la Provisión Base Firme (COES, 2016b). Sin embargo, debido a lo bajo de este valor en comparación con las referencias internacionales y con las ofertas recibidas para la Provisión Base Variable, el COES propuso establecer un precio máximo provisional igual al precio de la potencia, debido a la preocupación de que un precio demasiado bajo no sería suficiente para incentivar la participación de un mayor mix de centrales en la provisión de RSF. Además, no se determinó un valor fijo, debido a que el precio marginal de potencia de punta usado como referencia varía constantemente, ya sea por fórmula de reajuste o por revisión tarifaria anual. La misma recomendación fue realizada para la determinación de precios máximos del año 2017.

En la propuesta del precio máximo para el Mercado de Ajuste realizada el año 2018 para la operación del sistema a lo largo del año 2019, el COES propuso un valor de 13,00 PEN/kW-mes, el cual se establece a través de una metodología que busca permitir la recuperación de los costos de inversión, los costos de operación y mantenimiento y la incertidumbre que existe en la asignación de RSF, en base a la información disponible de las unidades aprobadas para participar en este mercado (COES, 2018c).

El análisis se efectúa a través de simulaciones de Montecarlo, utilizando una distribución de probabilidades para cada una de las variables relevantes dentro del cálculo. A partir de esto, el Precio del Mercado de Ajuste se determinará considerando un valor que retorne el costo de inversión considerando la incertidumbre que existe en la asignación de reservas para la RSF en el Mercado de Ajuste. De esta forma, el precio máximo se calcula a través de las siguientes ecuaciones:

$$CostoTotal = VAN(Ingresos_{mes})$$

$$Costo_{inversion} + Costo_{O\&M} \times VidaUtil = VAN(PrecioMA_{mes} \times Prob_{mes})$$

$$PrecioMA_{mes} = \frac{Costo_{inversion} + Costo_{O\&M} \times VidaUtil}{VAN(Prob_{mes})}$$

El costo total se compone de los costos de inversión (p.u.) y los costos de operación y mantenimiento (p.u.) durante la vida útil del equipamiento. Los costos de inversión fueron determinados a partir de las ofertas realizadas para la Provisión de Base Firme en la subasta realizada el año 2016, mientras que los costos de operación y mantenimiento corresponde al monto que algunas empresas de generación

Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios

Informe Final

Página 14 de 167

www.dictuc.cl

indicaron de manera referencial. Por otro lado, el ingreso de cada mes se calcula con las probabilidades de asignación en el Mercado de Ajuste (MA), proveniente del cociente entre la demanda y oferta del MA para el respectivo mes. Este ingreso es anualizado y luego proyectado a su valor presente. Finalmente, el precio obtenido surge de la división entre los costos totales y el valor presente de las probabilidades de asignación. Dado que para estos cálculos existen muchas variables que pueden tomar diversos valores, el análisis se efectúa construyendo un modelo que incorpora la incertidumbre de dichas variables a través de simulaciones de Montecarlo. Es así como a través de esta metodología no se obtiene un valor exacto, sino que, tal como se observa en la Figura 3.3, se obtiene una distribución de probabilidades de los valores a utilizar como precio máximo, de donde el precio máximo se elegirá bajo algún supuesto, que en este caso específico corresponde al precio más alto dentro de los valores más probables identificados en el análisis.

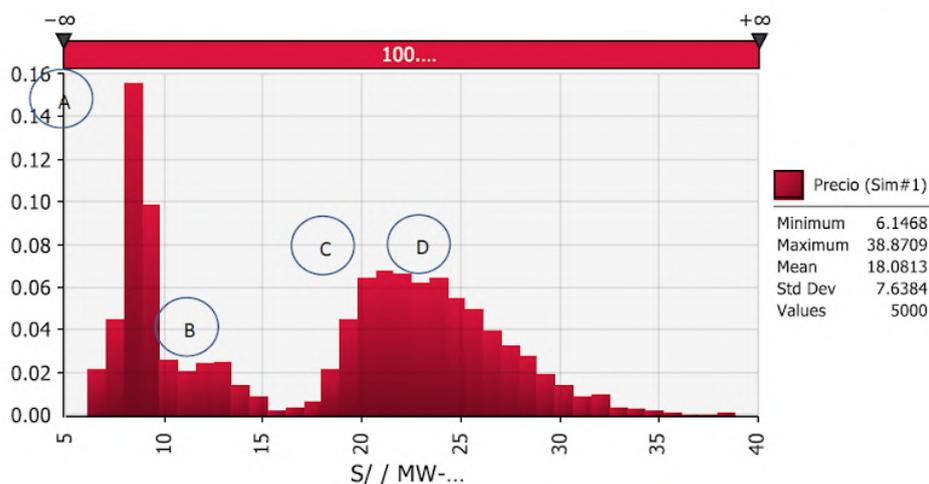


Figura 3.3. Distribución de los valores de precios para el Mercado de Ajuste obtenido por el COES en el proceso de propuesta de precio máximo para Mercado de Ajuste para el servicio de RSF en 2019.

Finalmente, para la propuesta del precio máximo para el Mercado de Ajuste realizada el año 2019, se recomendó un valor de 11,57 PEN/kW-mes. Para esta ocasión se consideró el monto de inversión de cada unidad y la potencia promedio mensual asignada para RSF a cada unidad. De este modo, la división entre ambos montos entrega el precio que asegura la recuperación de los costos de inversión en un determinado número de años para cada una de las unidades. Finalmente, el precio máximo fue obtenido como el promedio de los precios previamente calculados.

3.2 Australia

Australia posee dos grandes redes eléctricas. El **South West Interconnected System (SWIS)** entrega suministro eléctrico a la zona oeste del país mediante 7.800 km de líneas y cuyo mercado mayorista, **Wholesale Electricity Market**, entrega alrededor de 18 TWh anuales de electricidad⁷. La segunda, y más importante, es aquella comprendida por el **National Electricity Market (NEM)**, que conecta las regiones de la costa este y sur de Australia mediante 40.000 kilómetros de líneas de transmisión y entrega alrededor de 200 TWh anuales de electricidad a cerca de 9 millones de consumidores⁸. Actualmente, el NEM posee una capacidad instalada cercana a los 52,9 GW, de los cuales 17% corresponden a energías renovables variables, 15,2% a centrales hidráulicas, y un 62,7% correspondiente principalmente a centrales térmicas a gas y carbón.

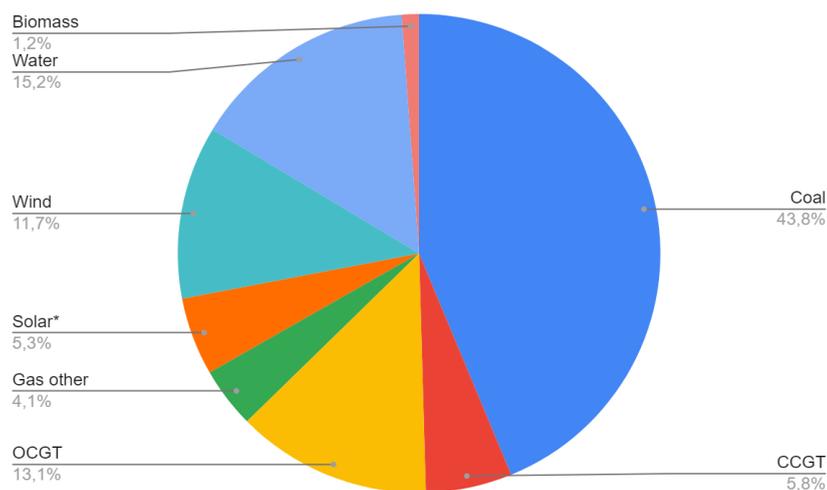


Figura 3.4. Capacidad instalada en el NEM⁹.

El organismo encargado de la coordinación de la operación de los principales sistemas y mercados eléctricos es el **Australian Energy Market Operator (AEMO)**, el cual también es responsable de planificar los requerimientos de SSCC y está a cargo de la gestión de la red nacional de gas¹⁰. El despacho centralizado de las unidades se realiza en base al **NEM dispatch engine (NEMDE)**, el cual es un software

⁷ Disponible en: <https://www.aemo.com.au/Electricity/Wholesale-Electricity-Market-WEM>

⁸ Disponible en: <https://www.aemo.com.au/Electricity/National-Electricity-Market-NEM>

⁹ Fuente:

<https://www.aemo.com.au/Electricity/National-Electricity-Market-NEM/Planning-and-forecasting/Generation-information>

¹⁰ Disponible en: <https://www.aemo.com.au/About-AEMO>

desarrollado y utilizado por AEMO para asegurar que el proceso de despacho¹¹, luego de una co-optimización de los mercados de energía y *Frequency Control Ancillary Services*¹².

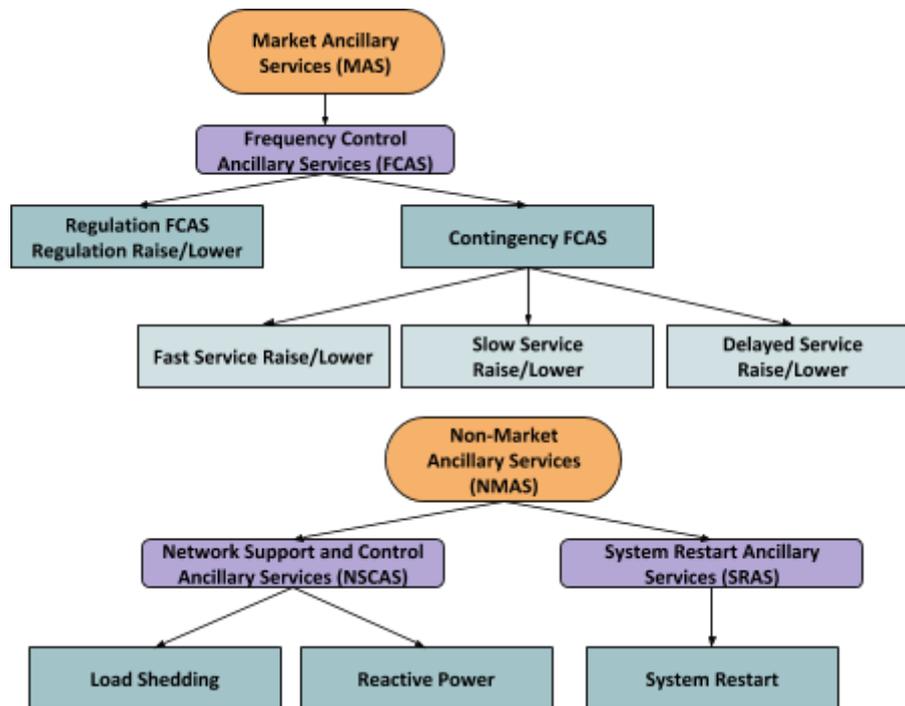


Figura 3.5. Servicios Complementarios en el *National Energy Market*.

Como se puede apreciar en la Figura 3.5, en el NEM, los SSCC pueden ser agrupados de forma general bajo una de las siguientes categorías¹³.

- **Frequency Control Ancillary Services (FCAS)**, los que se subdividen en *Contingency FCAS*, que se clasifican según si estos deben ser provistos luego de un *contingency event* en menos de 6 seg. (*Fast Raise/Lower*), 60 seg. (*Slow Raise/Lower*) y 5 min. (*Delayed Raise/Lower*); y *Regulation FCAS*, que se clasifican como *Regulation Raise/Lower*. En total, se cuentan 8 productos¹⁴.

¹¹ Disponible en:

<https://www.aemo.com.au/Electricity/National-Electricity-Market-NEM/Security-and-reliability/Dispatch-information>

¹² Más información respecto a los procedimientos de operación del sistema eléctrico del NEM disponible en: <https://aemo.com.au/Electricity/National-Electricity-Market-NEM/Security-and-reliability/Power-system-operation/Power-system-operating-procedures>

¹³ Disponible en:

https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Stakeholder_Consultation/Consultations/NEM-Consultations/2019/Settlements-Guide-to-Ancillary-Services-Payment-and-Recovery/Settlements-Guide-to-Ancillary-Services-Payment-and-Recovery---clean.pdf

¹⁴ Los Contingency FCAS, en la práctica, no cuentan con tiempos de mantención definidos. En el reporte “*Market Ancillary Service Specification: Issues Paper*” (AEMO, 2017), se relatan las circunstancias que definen estos servicios complementarios: “*The current Market Ancillary Service Specification (MASS) requires providers to “provide an orderly transition” to the next service, but does not define what is meant by this phrase. It is implied in the verification clauses that the transition is a linear raise and linear reduction in service response, but this is not actually spelt out. AEMO proposes to include a description of the expected transition response*”. Disponible en:

Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios

Informe Final

Página 17 de 167

www.dictuc.cl

- **Network Support and Control Ancillary Services (NSCAS)**, provistos por *load shedding* voluntario o el suministro o absorción de reactivos.
- **System Restart Ancillary Services (SRAS)**, los que permitan la habilitación de la generación para ser reiniciada y así energizar el sistema de transmisión, luego de una interrupción mayor del suministro.

Existen 8 tipos de FCAS, todos los cuales conforman **Market Ancillary Services (MAS)**, los cuales son procurados por AEMO por medio de su despacho a través del NEMDE, en base a *Market Ancillary Service Arrangements*. Mientras, los NSCAS y SRAS son *Non-Market Ancillary Services* (procurados por AEMO por medio de *Ancillary Service Contractual Agreements*).

3.2.1 Esquemas de Mercado

Los participantes del mercado deben registrarse con AEMO para participar en cada uno de los mercados de FCAS. Una vez registrados, un proveedor de servicios puede participar de uno de estos mercados enviando un oferta por FCAS apropiada, a través del *Market Management Systems* de AEMO. Durante cada uno de los *dispatch intervals* del mercado, el NEMDE debe habilitar una cantidad suficiente de cada uno de los productos, a partir de las ofertas enviadas, con el fin de alcanzar el requerimiento en MW por FCAS. El NEMDE habilitará dichas ofertas en función de una lista de orden de mérito de sus costos, con lo que la oferta de mayor costo habilitada será la que determine el costo marginal para dicha categoría de FCAS¹⁵. En total, se cuenta con 8 costos marginales, asociados a las 8 categorías de FCAS.

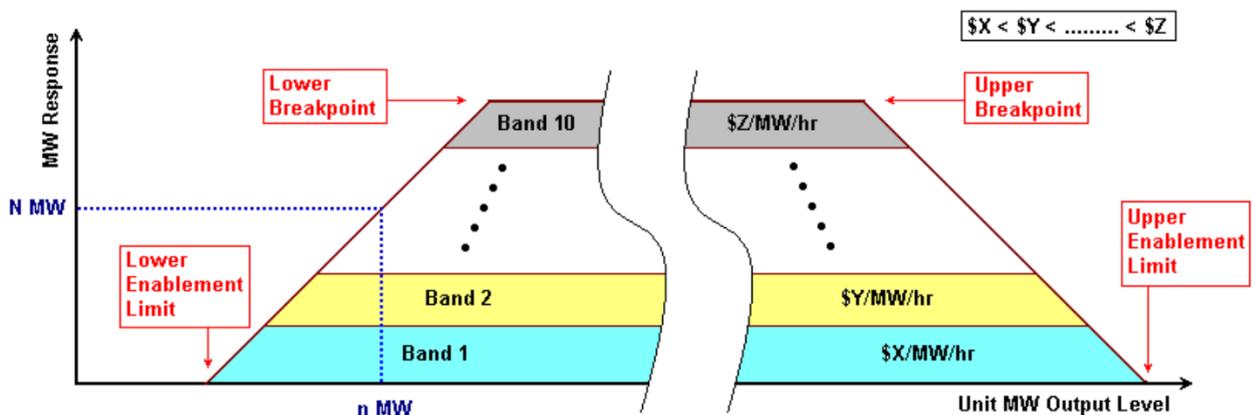


Figura 3.6. Trapecio FCAS Genérico¹⁶.

Las ofertas por FCAS toman la forma de un *generic FCAS trapezium* definido por *enablement limits* y *breakpoints*. A partir de estos trapecoides, un generador o carga despachada en el mercado de energía a “n” MW podría ser habilitado por el NEMDE para proveer hasta “N” MW de un FCAS específico, trapecoide que se modifica con el fin de ajustarse a las características de diferentes tecnologías que

https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Stakeholder_Consultation/Consultations/Electricity_Consultations/2017/MASS/MASS-stage-one-consultation-issues-paper.pdf

¹⁵ Disponible en:

<https://www.aemo.com.au/-/media/Files/PDF/Guide-to-Ancillary-Services-in-the-National-Electricity-Market.pdf>

¹⁶ Fuente: [aemo.com.au/-/media/Files/PDF/Guide-to-Ancillary-Services-in-the-National-Electricity-Market.pdf](https://www.aemo.com.au/-/media/Files/PDF/Guide-to-Ancillary-Services-in-the-National-Electricity-Market.pdf)

pueden proveer FCAS¹⁷ y que puede contar con hasta 10 bandas de precios, tal como se aprecia en la Figura 3.6.

Por un lado, respecto a la recuperación de los costos, como los requerimientos por *Contingency Raise FCAS* son establecidos para sortear la pérdida de la unidad generadora de mayor tamaño del sistema, todos los pagos por estos servicios son asumidos por la generación. Por otro lado, como los requerimientos por *Contingency Lower FCAS* son establecidos para sortear la pérdida de la carga o elemento de transmisión de mayor tamaño del sistema, todos los pagos por estos servicios son asumidos por la demanda. Finalmente, la recuperación de los costos por *Regulation FCAS* se basa en una metodología de “*Causer Pays*”, bajo la cual se monitorea la respuesta de generadores y cargas frente a desviaciones en la frecuencia, a partir de lo cual se determina una serie de *causer pays factors* que asignan el pago asignado a cada agente.

Para el caso de aquellos servicios fuera del MAS, tanto NSCAS y SRAS son provistos a través de contratos de SSCC de largo plazo negociados entre el AEMO (en nombre del mercado) y el participante que provee el servicio. El pago de estos servicios está compuesto por: (i) *Enablement Payments*, solo cuando el servicio es específicamente habilitado; (ii) *Availability Payments*, por cada *trading interval* que el servicio se encuentra disponible; (iii) *Testing Payments*, por costos incurridos por pruebas anuales de servicio; y (iii) *Usage Payments*, por cada *trading interval* que el servicio es utilizado. Finalmente, los pagos por NSCAS son recuperados por completo a partir de los consumidores del mercado, mientras que los pagos por SRAS son costeados tanto por consumidores como generadores en razones iguales.

3.2.2 Precios Máximos de las Ofertas

National Energy Market

En el NEM, la AEMC, bajo las NER¹⁸, define para cada año financiero los llamados **Market Price Cap (MPC)**¹⁹ y **Cumulative Price Threshold (CPT)**, en línea con el *Reliability Setting Index*²⁰, el que corresponde a la medida del cambio en los precios que enfrentan los consumidores por una cesta de bienes y servicios básicos en Australia.

¹⁷ En la práctica, un actor podría marginarse de la provisión de un servicio complementario al ofertar 0 MW de capacidad en cada una de sus bandas de precio por dicho servicio. Disponible en: [1] [aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/5MS/Systems-Workstream/2019/Draft-Format-and-Validation-for-Energy-FCAS-and-MNSP-Bids-and-Offers.pdf](https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/5MS/Systems-Workstream/2019/Draft-Format-and-Validation-for-Energy-FCAS-and-MNSP-Bids-and-Offers.pdf) [2]

[aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security_and_Reliability/Dispatch/Policy_and_Process/2017/FCAS-Model-in-NEMDE.pdf](https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security_and_Reliability/Dispatch/Policy_and_Process/2017/FCAS-Model-in-NEMDE.pdf)

¹⁸ La última versión de las *National Electricity Rules*, las que regulan la operación del NEM, se encuentra disponible en: <https://www.aemc.gov.au/regulation/energy-rules/national-electricity-rules/current>

¹⁹ Adicionalmente, las NER también definen un *Market Floor Price (MFP)* para ser aplicado sobre los precios de despacho de energía, igual a -1.000 AUD/MWh. Disponible en:

<https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/National-Electricity-Market-Fact-Sheet.pdf>

²⁰ Disponible en:

<https://www.aemc.gov.au/news-centre/media-releases/aemc-publishes-schedule-reliability-settings-2019-20>

Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios

El MPC corresponde al precio máximo de mercado al cual pueden ofertar los agentes del mercado australiano en los mercados tanto de energía como de SSSC. Para el año financiero 2019-20²¹, el precio máximo del mercado fue definido en 14.700 AUD/MWh, siguiendo la siguiente fórmula.

$$MPC^x = BV^{MPC} \times \frac{(Q_1^c + Q_2^c + Q_3^c + Q_4^c)}{(Q_1^b + Q_2^b + Q_3^b + Q_4^b)}$$

Donde MPC^x corresponde al precio máximo de mercado en MWh para el año financiero x . El precio base BV^{MPC} es igual a 12.500 AUD/MWh²², y corresponde al valor del MPC anterior al 1 de julio de 2012. Mientras, cada uno de los valores Q_i corresponde al índice de precios al consumidor correspondiente a cada uno de los cuatro trimestres de los años c (correspondiente al año calendario que comenzó 18 meses antes del inicio del año x , en este caso, el año 2018) y b (correspondiente al año calendario 2010), según sea el caso. Adicionalmente, se considera que el resultado del cálculo del MPC^x debe ser redondeado a los 100 AUD/MWh más cercanos, y no debe ser menor a aquel correspondiente al año financiero anterior ($x - 1$), en cuyo caso, el incumbente toma el valor del año financiero anterior.

El CTP corresponde al límite de precios acumulativo sobre el cual se determina el inicio de un periodo de precios administrados. Para el año financiero 2019-20²³, el precio máximo del mercado fue definido en AUD 221.100, siguiendo la siguiente fórmula.

$$CPT^x = BV^{CPT} \times \frac{(Q_1^c + Q_2^c + Q_3^c + Q_4^c)}{(Q_1^b + Q_2^b + Q_3^b + Q_4^b)}$$

Donde CPT^x corresponde al límite de precios acumulativo en AUD para el año financiero x . El precio base BV^{CPT} es igual a AUD 187.500 (lo que resultó ser 15 veces el nivel recomendado para el MPC²⁴), y corresponde al valor del CPT anterior al 1 de julio de 2012. Mientras, cada uno de los valores Q_i corresponde al índice de precios al consumidor correspondiente a cada uno de los cuatro trimestres de los años c (correspondiente al año calendario que comenzó 18 meses antes del inicio del año x , en este caso, el año 2018) y b (correspondiente al año calendario 2010), según sea el caso. Adicionalmente, se considera que el resultado del cálculo del CPT^x debe ser redondeado a los AUD 100 más cercanos, y

²¹ El año financiero 2019-20 comprende desde el 1 de julio de 2019 al 30 de junio de 2020. Disponible en: <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2019-02/Schedule%20of%20reliability%20settings%20%28MPC%20and%20CPT%20for%202019-20%29.pdf>

²² El valor del MPC, antes llamado *Value of Lost Load* (VoLL), fue determinado el 1 de julio de 2010. Disponible en: <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/content/2956da26-6f9d-4fe3-9935-f584d340a8d2/Final-Report.pdf>

²³ El año financiero 2019-20 comprende desde el 1 de julio de 2019 al 30 de junio de 2020. Disponible en: <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2019-02/Schedule%20of%20reliability%20settings%20%28MPC%20and%20CPT%20for%202019-20%29.pdf>

²⁴ Disponible en:

<https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/content/c52dec51-b57a-4d9c-a6bf-3c225a8ef084/Reliability-standard-and-settings-review-2018-Issues-Paper-Final-6-June-2017.pdf>

no debe ser menor a aquel correspondiente al año financiero anterior ($x - 1$), en cuyo caso, el incumbente toma el valor del año financiero anterior.

Durante un periodo de precios administrados o **Administered Price Period (APP)**, los precios de mercado son limitados, con el fin de evitar que su aumento pudiera causar un estrés financiero sustancial. Esto, hasta que los precios retornan a niveles menores²⁵. Un APP puede ser gatillado dentro de una región para cada uno de los siguientes periodos.

1. Un *trading interval*²⁶, donde la suma de los precios *spot* para los 336 *trading intervals* previos (equivalente a 7 días) alcanza el CPT.
2. Un *dispatch interval*, donde la suma de los precios por SSCC por un mercado de SSCC en los 2.016 *dispatch interval* previos (equivalente a 7 días) excede 6 veces el CPT.

Con todo esto, el CPT para el año financiero 2019-20 es de AUD 221.100, lo que equivale a un precio *spot* promedio de 658.04 AUD/MWh por los 7 días anteriores. Un periodo de 7.5 horas en el MPC es típicamente suficiente para alcanzar el CPT y gatillar un APP. Si un APP es gatillado en relación a la energía, los límites y pisos de precios son aplicados al precio de despacho (*i.e.*, precios de energía y todos los mercados de SSCC) en la región. Si un APP es gatillado en relación a un mercado de SSCC, los límites de precios son aplicados a todos los mercados de SSCC en la región.

Cuando un APP es gatillado, AEMO publica una noticia de mercado para dar cuenta del inicio de un APP desde el inicio de un *trading interval* inmediatamente posterior a aquel en el cual el CPT fue excedido. Los precios de mercado y el despacho de la generación siguen siendo calculados normalmente. Sin embargo, un **Administered Price Cap (APC)**²⁷ de 300 AUD/MWh²⁸ para cada región es aplicado para los mercados de energía y de SSCC.

Finalmente, un APP finalizará, a lo menos, al fin del mismo día de transacciones a las 4:00 horas si, para dicho momento, el precio acumulado (calculado a partir de los precios de despacho sin límites ni pisos) ha caído bajo el CPT.

Wholesale Electricity Market

²⁵ Disponible en: <https://www.aemc.gov.au/rule-changes/application-and-operation-of-administered-price-pe> y en https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security_and_Reliability/Dispatch/Policy_and_Process/Operation-of-the-administered-price-provisions-in-the-national-electricity-market.pdf

²⁶ Un *trading interval* corresponde a un periodo de media hora, dentro de cada uno de los cuales se encapsulan las funciones comerciales del NEM. Un *dispatch interval* corresponde a un período de 5 minutos, para cada uno de los cuales el NEM es despachado. Disponible en: <http://www.nem-watch.info/need-help/product-components/data/aemo/>

²⁷ De forma homóloga, se define un *Administered Floor Price* (AFP) que limita el precio de despacho de la energía en -300 AUD/MWh. Este no aplica a precios de SSCC dado que estos nunca son negativos.

²⁸ Documentación respecto al proceso que llevó adelante la *Australian Energy Market Commission* para la determinación del APC se encuentra disponible en:

<https://www.aemc.gov.au/markets-reviews-advice/determination-of-schedule-for-the-administered-price>
Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios

Por otro lado, en el **Wholesale Electricity Market (WEM)**, la **Economic Regulation Authority (ERA)**, bajo las *Wholesale Electricity Market Rules*²⁹, requiere revisar la pertinencia de los valores de los *Energy Price Limits* cada año³⁰. Estos representan límites superiores e inferiores para las ofertas presentadas dentro del **Short-Term Energy Market (STEM)** y el *Balancing Market*. A la fecha, un **maximum STEM price** ha sido definido en 235 AUD/MWh y un **alternative maximum STEM price** ha sido definido como 565 AUD/MWh³¹, los que se diferencian por el tipo de combustible utilizado por los generadores respectivos. Mientras que el *maximum (STEM) price* aplica a los generadores que no utilizan diesel como su fuente de combustible, y es determinado por el costo de la generación en base a gas, el *alternative maximum STEM price* aplica a los generadores diesel que típicamente cuentan con un costo de suministro mayor. Estos precios son estimados por AEMO en base al costo variable promedio de las unidades de mayor costo dentro del SWIS, utilizando la fórmula a continuación.

$$(1 + risk\ margin) \times \frac{variable\ O\&M + (heat\ rate \times fuel\ cost)}{loss\ factor}$$

Donde todos los factores de costos variables, de combustible y *heat rate* se encuentran referenciados a una turbina de ciclo abierto de gas de 40 MW promedio, mientras que el *risk margin* corresponde a una medida de la incertidumbre en la determinación de dichos factores, los que están sujetos a variabilidad, razón por la cual se generan distribuciones de probabilidad de los mismos.

En el caso del *alternative maximum STEM price*, el AEMO utiliza para su cálculo una ecuación lineal y un pronóstico mensual del precio del combustible diesel. El *fuel coefficient* es multiplicado por el precio del combustible para estimar la contribución de este al costo alternativo, mientras que el *non-fuel coefficient* captura la contribución de los costos variables de O&M y transporte del combustible. Con todo esto, el costo se determina según la siguiente fórmula³².

$$alternative\ maximum\ STEM\ price = fuel\ coefficient \times Net\ Ex\ Terminal\ distillate\ fuel\ cost\ in\ \$GJ + non - fuel\ coefficient$$

Con la definición de estos *Energy Price Limits*, las *Market Rules* tienen como propósito mitigar el ejercicio de poder de mercado considerando el compromiso de los factores listados a continuación. Para ser efectivos, estos precios deben ser:

²⁹ La última versión de las *Wholesale Electricity Market Rules*, las que regulan la operación del WEM, se encuentra disponible en: <https://www.erawa.com.au/rule-change-panel/wholesale-electricity-market-rules>

³⁰ Disponible en:

<https://www.erawa.com.au/electricity/wholesale-electricity-market/annual-price-setting/energy-price-limits>

³¹ Adicionalmente, un *minimum STEM price* es un precio fijo por las *Market Rules* en -1.000 AUD/MWh. Disponible en: <https://www.aemo.com.au/Electricity/Wholesale-Electricity-Market-WEM/Data/Price-limits>

³² Un reporte detallado de la revisión de los *Energy Price Limits* se encuentra disponible en:

<https://aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/WEM/Data/Price-Limits/AEMO-Energy-Price-Limits-Review-201920-Final-Report-Public.pdf>

1. Suficientemente bajos para limitar la habilidad de los generadores con poder de mercado de cargar *price mark-ups* por sobre sus expectativas razonables del costo marginal de corto plazo del suministro de energía;
2. Suficientemente altos como para que los generadores de mayor costo en el SWIS y nuevos entrantes puedan recuperar sus costos de suministro;
3. Suficientemente altos, como para que las variaciones del precio del gas de corto plazo no contribuyan a un cambio regular de unidades con capacidad de combustible dual de gas a diesel.

El cálculo (o recálculo) de los *Energy Price Limits* tiene la intención de proveer un punto de comparación máximo para el mercado. Esta es la razón de que estos se basen en el costo variable de O&M, de combustible y *heat rates* promedio, además de un margen de riesgo.

3.3 Estados Unidos

Se revisaron 2 sistemas dentro de Estados Unidos: CAISO y PJM. Dentro de los sistemas eléctricos revisados de Estados Unidos, se definen tres categorías de SSCC, que son comunes para los ISOs según la naturaleza del servicio: Control de Frecuencia, Control de Voltaje y Recuperación de Servicio. Al mismo tiempo, los servicios de Control de Frecuencia se definen en subcategorías de acuerdo al tipo de requerimiento específico que satisfacen para mantener la frecuencia del sistema en su valor nominal, estas son *Frequency Response*, *Regulation*, *Spinning Reserves* y *Non-Spinning Reserves*.

El servicio de *Frequency Response* es de control automático y local, en el cual un generador debe cambiar rápidamente su punto de operación dentro de una banda de potencia previamente definida, con el objetivo de contener las desviaciones abruptas de frecuencia del sistema. La inyección (o reducción) de potencia respecto al punto de operación del generador debe ser proporcional a la desviación de frecuencia del sistema según los estándares de estabilidad estadounidenses. Dicha respuesta automática está definida con una constante de *Droop* entre un 4% a 5%, dependiendo de la tecnología (NERC, 2014). Este servicio cumple con los mismos objetivos técnicos definidos para el CPF en Chile.

El servicio de *Regulation* es de control automático y centralizado en el cual un generador realiza un cambio respecto en su punto de operación, dentro de una banda de potencia previamente definida, con el objetivo de balancear la oferta y demanda de energía una vez que la desviación de frecuencia ha sido estabilizada. Los generadores deben ser capaces de seguir una señal enviada por el ISO respectivo según los estándares de calidad de servicio, los cuales varían región a región. Este servicio cumple con los mismos objetivos definidos para el CSF en Chile.

Los servicios de *Spinning* y *Non-Spinning Reserves* son de control manual y centralizado en el cual un agente (previamente aprobado por el ISO respectivo) es re-despachado (o simplemente despachado en el caso de *Non-Spinning*) para que los servicios de *Frequency Response* y *Regulation* vuelvan a estar disponibles una vez utilizados. Los agentes deben tener la capacidad de desplegar la potencia contratada dentro del tiempo que estipula el contrato con el ISO respectivo, el cual oscila entre los 10 minutos a 30 minutos dependiendo de la región y el servicio.

Para los sistemas eléctricos revisados, el servicio de *Frequency Response* es obligatorio para todos los generadores y el pago de este depende del sistema en específico. El servicio de control de voltaje (análogo al control de tensión en Chile) es de ejercicio obligatorio para todos los generadores que cumplan los requerimientos técnicos respectivos, al igual que el servicio de Recuperación del sistema (análogo al plan de recuperación de servicio en Chile) (NERC, 2014), (PJM, 2018a), (PJM, 2018b). Sin embargo, ello no implica que todos los agentes deban participar, pues el ISO respectivo seleccionará aquellos que hagan que la operación (o restauración del sistema) resulte lo más económica posible.

3.3.1 Pennsylvania, New Jersey and Maryland ISO (PJM)

El sistema de PJM es parte de la *Eastern Interconnection* de Estados Unidos y comprende un total de 13 estados (incluidos Pennsylvania, New Jersey y Maryland) y el Distrito de Columbia. Con cerca de 135.000 km. de líneas de transmisión, y una capacidad instalada cercana a los 199,4 GW, este sistema brinda suministro eléctrico a 65 millones de personas. Actualmente, el mix de capacidad de PJM está compuesto por una alta participación de centrales térmicas (70,6%) y nucleares (16,7%) sumado a una muy menor participación de fuentes renovables variables (0,7%) y centrales hidráulicas (4,8%). La operación del sistema de PJM es determinada a partir de la participación de los agentes en los mercados *day-ahead* y de tiempo real (*balancing*), donde los requerimientos de reserva son co-optimizados con la demanda de energía en el mercado de *day-ahead* (PJM, 2018b).

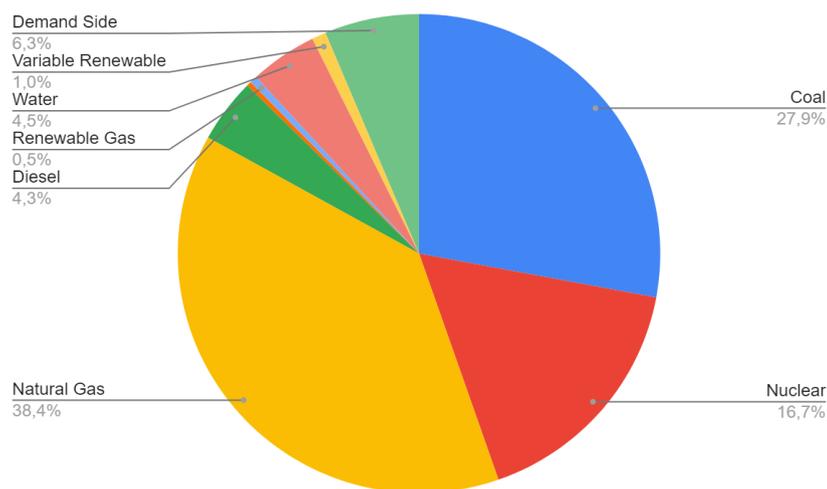


Figura 3.7. Capacidad instalada en el sistema eléctrico de PJM³³.

En PJM se reconocen tres categorías de SSCC: Control de Frecuencia, Control de Voltaje y Recuperación del Servicio. El servicio de Control de Frecuencia busca corregir los desbalances de generación/demanda, y está subdividido en función del tiempo de respuesta requerido para su despliegue en: i) *Primary Frequency Response* (PFR); instantánea, del orden de segundos, ii) *Regulation*; antes de 5 minutos, y iii) *Reserves*; 10 minutos o superior (PJM, 2018a).

PFR se refiere a la primera etapa del control de frecuencia entregada por los gobernadores de las centrales (o cualquier equipamiento equivalente) de forma automática y en base a medición local de la frecuencia. En base al reglamento técnico de NERC para la provisión de PFR, toda unidad miembro del sistema eléctrico debe participar en la entrega de este servicio y debe cumplir con el requerimiento de un máximo de 5% de *Droop* y ± 0.036 Hz de *dead band* (NERC, 2014).

La subcategoría *Regulation* corresponde al mecanismo de *Automatic Generation Control* (AGC) por el cual se corrigen las desviaciones mediante una señal de control global, que recibe el nombre de *Area*

³³ Información pública, disponible en:

<https://www.pjm.com/-/media/markets-ops/ops-analysis/capacity-by-fuel-type-2019.ashx?la=en>
Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios

Control Error (ACE). Dada la alta diversidad de tecnologías participantes en PJM, la señal ACE es descompuesta en dos señales de alta (RegD) y baja frecuencia (RegA), donde la primera apunta a tecnologías de respuesta rápida, como baterías, y la segunda apunta a recursos de más lento despliegue, como centrales térmicas. Independiente de la tecnología, cualquier participante de dicho servicio debe iniciar su respuesta en menos de 4 segundos, tener una capacidad de entrega mínima de 0.1 MW y ser capaz de mantener el suministro del servicio durante la hora en que es asignado. De forma adicional, se debe pasar una prueba de desempeño mostrando la capacidad de seguir la señal ACE.

La tercera sub-categoría, *Reserves*, distingue múltiples productos para la entrega de reserva, los cuales incluyen reserva de contingencias (*Synchronized/Non-synchronized*) de tiempo de respuesta 10 minutos, *reserva secundaria* de tiempo de respuesta 30 minutos, y *reserva disponible* de tiempo de respuesta mayor a 30 minutos. Las unidades proveedoras de este servicio, en sus distintas subcategorías, deben poseer una capacidad mínima de 0.1 MW y ser capaces de mantener la provisión del servicio por al menos 30 minutos (PJM, 2018b).

A diferencia del servicio de Control de Frecuencia, los servicios de Recuperación del Servicio y Control de Voltaje están definidos por un único producto cada uno, y carecen de especificaciones técnicas mínimas. El servicio de Recuperación del Servicio es entregado a través del producto *Black-Start*, el cual requiere que la unidad que lo provee sea capaz de arrancar y operar de forma autónoma (sin soporte del sistema) en menos de 3 horas y mantener la provisión del servicio por cuanto tiempo sea necesario para la recuperación del sistema. El servicio de Control de Voltaje a través de soporte de reactivos es de carácter obligatorio (PJM, 2018c).

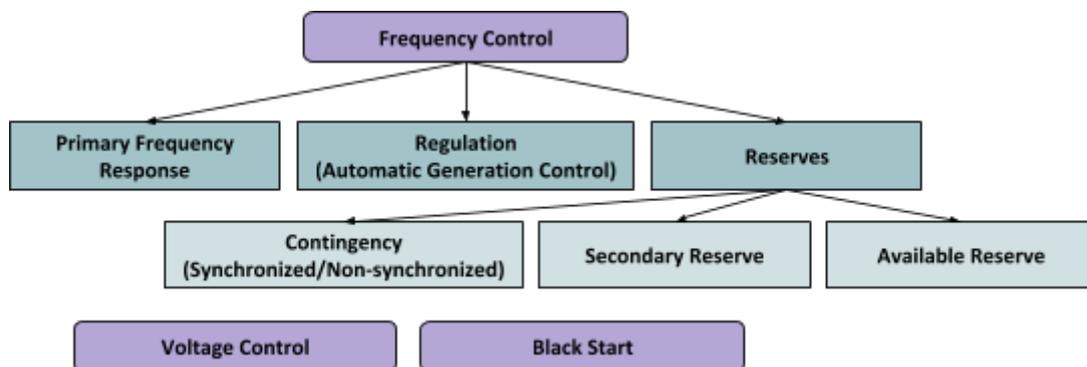


Figura 3.8. Servicios Complementarios en PJM.

3.3.2 Esquemas de Mercado en PJM

En PJM, el operador del sistema recibe las ofertas a más tardar a las 10:30 del día anterior para el mercado day-ahead de energía y reservas, a través de un modelo de minimización de costos co-optimizando energía y reservas. Una vez cerrado el mercado de day-ahead, se reciben ofertas de reajuste que servirán para el redespacho de las unidades en el mercado de tiempo real, el cual se lleva a cabo con resolución horaria, utilizando un modelo “Real-Time Security Constrained Economic Dispatch” que determina el redespacho de las unidades, así como la asignación de reservas e intercambios con los otros sistemas haciendo una co-optimización de energía y reservas. De forma adicional, se dispone de un

Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios

mecanismo de mercado para cobertura frente a altos costos marginales producto de eventos de congestión en corredores de transmisión (Financial Transmission Rights Market) (PJM, 2018a).

En la categoría de Control de Frecuencia, los mecanismos de materialización dependen de la sub-categoría. Por un lado, la subcategoría de PFR si bien es obligatoria en la actualidad no es remunerada. Al respecto, PJM lleva a cabo actualmente una serie de debates para determinar si el servicio debería ser remunerado o no. Por otro lado, las subcategorías de regulación y reservas operan bajo una lógica de mercado spot con precio uniforme de despeje, y contratos bilaterales³⁴ entre terceros.

En la categoría de Recuperación del Servicio, se puede optar por un esquema de recuperación de costos o un esquema de licitaciones de contratos de largo plazo, al cual el proveedor debe postular en caso de desearlo. Finalmente, la categoría de Control de Voltaje es obligatoria para todos los participantes y el pago por este servicio está definido bajo un concepto de recuperación de costos (PJM, 2018c).

3.3.3 California Independent System Operator (CAISO)

El alcance de operación, regulación y monitoreo del sistema eléctrico de CAISO es sobre el estado de California (CA) en su totalidad. El sistema eléctrico de CAISO está entre los 14 estados que forman parte del *Western Electricity Coordinating Council* (WECC) (CAISO, 2016). CAISO, con una capacidad instalada de 73,3 GW aproximadamente, abastece alrededor de 30 millones de clientes a través de 41.000 km. de líneas de transmisión. La matriz energética en CA está compuesta en un 52% por tecnología de gas natural, un 27% por tecnologías de generación renovable, un 17% por tecnología hidroeléctrica (gran escala), un 3% por tecnología nuclear, y un 1% repartido entre carbón, diesel y otras fuentes.

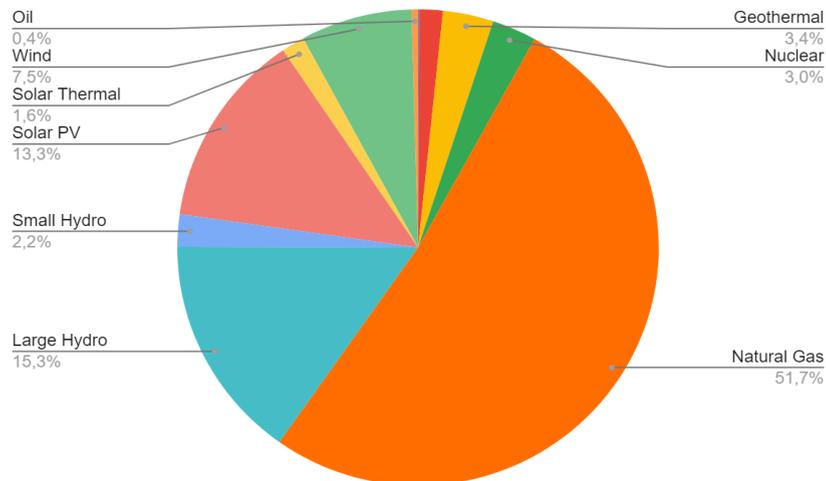


Figura 3.9. Capacidad instalada en el sistema eléctrico de CAISO³⁵.

³⁴ PJM asigna las responsabilidades de las diferentes *Load Serving Entities* (LSE) para el suministro del Regulation Requirement en función de sus cargas suministradas. Luego, un miembro de PJM puede satisfacer sus obligaciones de regulación por medio de sus propios recursos auto-despachados, compras en el mercado de regulación y transacciones bilaterales, en las que una segunda LSE provee dicho servicio. Disponible en: <https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m12.ashx>

³⁵ Fuente: https://ww2.energy.ca.gov/almanac/electricity_data/electric_generation_capacity.html

En CAISO, la Energía y Servicios Complementarios³⁶ son co-optimizados en el mercado del día anterior y el mercado de 15 minutos antes, mientras que en el mercado de tiempo real (que ocurre cada 5 minutos) sólo se transa energía. Existen aparte otros mecanismos de despacho y predespacho, como el “*Reliability Unit Commitment*” (RUC), que ocurre en paralelo con los mercados del día antes, 15 minutos antes y tiempo real. CAISO tiene una estructura de “múltiple asignación” para los recursos de Energía y Servicios Complementarios, puesto que las ofertas para cada uno de los mercados recién mencionados son liquidados de forma separada y en distintas escalas de tiempo. Por otro lado, existe también un Mercado de Desbalances de Energía (EIM por sus siglas en inglés) en el cual participan sólo los operadores de los 14 estados que conforman el WECC, entre ellos CAISO. En el EIM los distintos ISO negocian sus excedentes o déficits de energía con respecto a la demanda, lo cual permite reducir ineficiencias de operación (CAISO, 2018c), (CAISO, 2018a), (CAISO, 2018b).

El operador del sistema eléctrico de CA define tres categorías de SSCC según la naturaleza del servicio, en concordancia con los estándares estadounidenses: Control de Frecuencia, Control de Voltaje, Recuperación de Servicio. Al mismo tiempo, los servicios de Control de Frecuencia se definen según el tipo de requerimiento específico que satisfacen para mantener la frecuencia del sistema en su valor nominal, estos son *Frequency Response*, *Regulation Up*, *Regulation Down*, *Spinning Reserves* y *Non-Spinning Reserves* (CAISO, 2018a). La jerarquía para evaluar los distintos tipos de servicios complementarios en el proceso de co-optimización corresponde a la siguiente, en un orden de la más importante a la menos importante: *Regulation Up*, *Spinning Reserve*, *Non Spinning Reserve*.

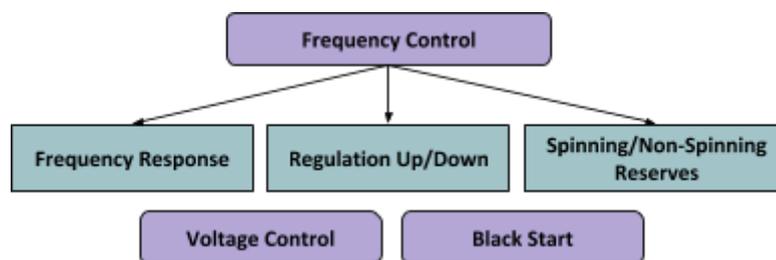


Figura 3.10. Servicios Complementarios en CAISO.

La regulación es usada para el control de frecuencia del sistema, la cual debe ser mantenida cercana a los 60 Hz. Los recursos que proveen regulación deben ser certificados por el ISO y deben responder a señales de control automático para incrementar o reducir sus niveles de operación. Además de las características mencionadas al inicio de la subsección Estados Unidos, los servicios de *Regulation Up* y *Regulation Down* deben ser capaces de seguir una señal centralizada, enviada por CAISO, con un tiempo de respuesta máximo de 4 segundos. Las unidades que participan de los servicios de *Spinning* y *Non-Spinning Reserves* deben tener la capacidad de responder a instrucciones de despacho en 5 minutos y 10 minutos, respectivamente (CAISO, 2018a).

El servicio de Control de Voltaje debe ser capaz de responder a más tardar 1 minuto después de recibida la instrucción de operación desde CAISO y, además, todo agente que participe en el servicio de Control

³⁶ No incluye Control de Voltaje ni Plan de Recuperación de Servicio

de Voltaje debe demostrar la capacidad de operar bajo los estándares de control automático de voltaje de CAISO.

El servicio de Recuperación debe ser mantenido durante todo el tiempo que requiera CAISO, el cual a la vez tiene la responsabilidad de resguardar la seguridad de los equipos y, por lo tanto, el tiempo máximo de prestación de servicio dependerá de las características técnicas específicas de cada equipo (CAISO, 2018c).

3.3.4 Esquemas de Mercado en CAISO

En California el proceso de balance consiste en un sistema de co-optimización de Energía y Servicios Complementarios para todos los mercados del CAISO, lo cuales corresponden a *Day-Ahead* (DA) y *Real-Time* (RT). Con respecto a los pagos efectuados en el mercado, se tiene un sistema de *pay as clearing* donde el precio por un producto en específico corresponde al precio sombra o *Ancillary Service Marginal Price* (ASMP) de la restricción asociada a dicho producto. Dicho lo anterior, si la oferta de energía es suficiente, el ASMP corresponde a la suma de ese servicio complementario en específico más todos los servicios complementarios potencialmente substitutos. Por otro lado, si la oferta de energía no es suficiente, entonces el precio de SSCC corresponde a la *Scarcity Reserve Demand Curve Values*. El precio de dicha curva está en función de la falta de Servicio Complementario que exista y de acuerdo a esto, el precio corresponderá a un cierto porcentaje del precio máximo de la oferta por energía.

En el mercado DA y RT se puede substituir un cierto servicio complementario por otro servicio complementario en la medida que el costo esperado de operación disminuya y se cumplan con los requerimientos mínimos de confiabilidad del sistema. Con respecto a la resolución temporal de cada mercado, el DA se encuentra disponible para presentar ofertas siete días antes y cierra un día antes del *Trading Day*. Las ofertas en el mercado DA deben contener información sobre cada hora del *Trading Day*. En el mercado de RT, las ofertas deben ser presentadas 75 minutos antes de cada *Trading Hour*. Dichas ofertas solo contienen información acerca de la *Trading Hour* correspondiente. El CAISO comunica los resultados de Servicios Complementarios del mercado DA a más tardar 45 minutos antes de la hora de operación, mientras que con respecto al RT los resultados son publicados a más tardar 22.5 minutos antes del siguiente intervalo de operación.

El servicio de *Frequency Response*, para todos los generadores que proveen el servicio, se remunera en dos componentes: por disponibilidad del servicio se remunera el costo de oportunidad para cada generador (resultado de la co-optimización) y por activación del servicio se remunera la oferta por energía de cada generador por cada MWh utilizado (CAISO, 2018c). Los servicios de *Regulation (Up/Down)*, *Spinning* y *Non-Spinning Reserves* se remuneran según los precios marginales de servicios complementarios resultantes de la co-optimización en la que fueron estos materializados.

El servicio de Control de Voltaje se remunera por contratos bilaterales de control de voltaje entre el agente y CAISO. Si dichos recursos no son suficientes, se remunera según contratos bilaterales de confiabilidad entre el agente y CAISO y, si aún existe déficit de recursos, se remunera el costo de oportunidad perdido de las unidades que no tienen contratos y son instruidas para operar como reguladores de voltaje. Por su parte, el servicio de Recuperación del sistema se remunera bajo el

Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios

Informe Final

Página 29 de 167

www.dictuc.cl

concepto de recuperación de costos acordado entre el prestador del servicio y CAISO bajo un “*Black Start Agreement*” (CAISO, 2018c).

Con respecto a situación de indisponibilidad para la entrega de servicios complementarios, debido a una restricción individual del recurso, CAISO anula el pago de manera que no se remunera la capacidad que se encuentra indisponible. Esta capacidad se valora a precio marginal de servicio complementario (ASMP) del periodo temporal correspondiente. Por otro lado, si la indisponibilidad a entregar servicios complementarios es causa de una restricción externa al recurso, como un control ejercido por CAISO, el pago de servicios complementarios no es anulado.

3.3.5 Precios Máximos de las Ofertas

Los mercados de CAISO y de PJM cuentan con un precio máximo establecido para las ofertas, como medida preventiva ante posible ejercicio de poder de mercado a través de las ofertas realizadas por los agentes. En CAISO, el límite a las ofertas de energía es de \$1,000/MWh (el piso de las ofertas es de -\$150/MWh). Los servicios complementarios (RUC) tienen un límite a las ofertas de \$250, (un piso de \$0). Sin embargo, no hay límite sobre los precios. Los servicios complementarios y Shortage Pricing se encuentran basados en la curva de demanda de escasez que cubre las reservas de regulación, spinning, y non-spinning. El precio más alto de escasez entonces es de \$1000/MWh, el que es el límite a las ofertas de energía³⁷. Por otro lado, en PJM, existen ofertas basadas en costos (*cost-based regulation offer*) y ofertas opcionales basadas en precio (*price-based regulation offer*). Las ofertas ajustadas basadas en costos se encuentran validadas por el regulador y calculadas a partir de la suma de los costos ajustados de oportunidad³⁸ (*adjusted lost opportunity cost*), capacidad (*adjusted regulation capability cost*) y desempeño (*adjusted performance cost*). Para el caso de la oferta de capacidad, que consiste en el precio por reservar los MW para regulación, se permite añadir un monto extra por riesgos relacionados con el servicio, equivalente a US\$12/MW. Mientras, las ofertas basadas en precios tienen un precio máximo de US\$100/MW. Adicionalmente, en el caso de que una firma no apruebe el “*Three Pivotal Supplier Test*” y, por lo tanto, exista potencial de que ejerza poder de mercado a través de sus ofertas, la oferta en cuestión es automáticamente limitada a un monto que, en el caso de los servicios de regulación, se obtiene del mínimo entre la oferta realizada y la estimación de costos por provisión de servicio de la tecnología de la respectiva unidad.

En ambos sistemas, el monto del precio máximo no discrimina por tecnología y no ha sufrido cambios desde su determinación, por lo que en múltiples ocasiones se han realizado sugerencias para una actualización de este valor (MS Committee, 1998) (MS Committee, 2005). Estas sugerencias han basado su cálculo en el costo variable que enfrentan las unidades más caras del sistema por la provisión del servicio asegurando un determinado margen de rentabilidad, con el propósito de que todas las unidades

³⁷ Disponible en:

https://www.iso.org/wp-content/uploads/2018/05/20170905_2017IRCMarketsCommitteeExecutiveSummaryFinal.pdf

³⁸ Calculada por el Market Clearing Engine (MCE), puede ser entendida de forma sencilla como la diferencia en la compensación neta del Energy Market entre lo que una firma recibiría al proveer Regulación y lo que hubiera recibido de haber provisto solo energía. Disponible en:

[1] <https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>

[2] <https://www.pjm.com/~media/markets-ops/ancillary/regulation-uplift-and-lost-opportunity-cost.ashx>

estén incentivadas a participar en la prestación del servicio. Sin embargo, las sugerencias han sido desestimadas debido principalmente a la baja frecuencia con que es alcanzado este precio máximo, menor al 1.2% para el año 2018 en CAISO (CAISO, 2018d).

3.4 España

España cuenta con una capacidad instalada de 98,6 GW, de los cuales aproximadamente un 30,2% corresponden a fuentes de generación solar y eólica, mientras que la participación de la generación hidráulica dentro de la matriz de generación se sitúa cercana a un 17,3%.

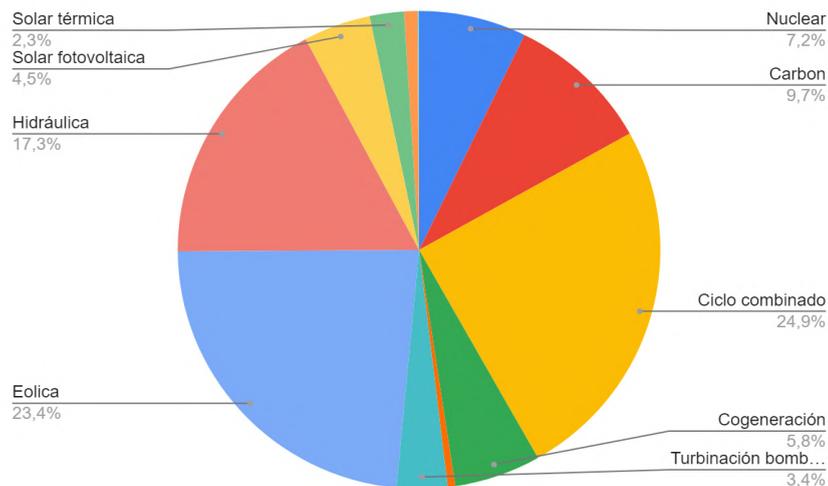


Figura 3.11. Capacidad instalada en el sistema eléctrico de España³⁹.

El operador del sistema eléctrico español utiliza un mecanismo de asignación secuencial de energía y reservas donde se gestiona una serie de programaciones de la operación con distintas resoluciones temporales antes de la operación y, durante la operación misma, en periodos de 30 minutos, se abre un mercado para la gestión de los desvíos generación-consumo, donde cada agente debe ofertar su precio y disponibilidad por subir y/o bajar, y en función de la liquidación de este servicio se dan las instrucciones de re-despacho a las unidades que hayan resultado casadas (BOE, 2015).

En España, los servicios complementarios comprenden la regulación de frecuencia, el control de voltaje, la gestión de la demanda de interrumpibilidad, la gestión de desvíos, la partida en negro y otros servicios de resolución de restricciones técnicas que ameriten el cambio en las programaciones del sistema, los que se resumen en la Figura a continuación (SmartNet, 2016).

³⁹ Información pública, disponible en:

https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2019/Avance_I SE_2018.pdf

Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios

Informe Final

Página 32 de 167

www.dictuc.cl

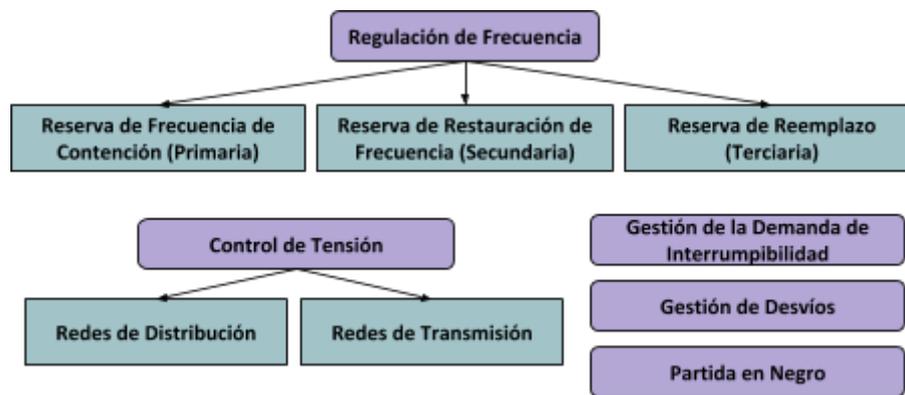


Figura 3.12. Servicios Complementarios en el sistema eléctrico español.

El control de frecuencia se subdivide en tres niveles de reserva: primaria o de contención de frecuencia, secundaria o de restauración de frecuencia, y terciaria o de reemplazo. La reserva primaria, provista solo por generadores, es de carácter obligatorio (BOES, 2016), debiendo cumplir con un tiempo de respuesta menor a 15 segundos si el desbalance enfrentado por el sistema es menor a 1500 MW, dicha respuesta debe de ser de un 50% dentro de los primeros 15 segundos y de un 100% en menos de 30 segundos si el desbalance es mayor, con una duración de 15 minutos. La reserva secundaria puede ser ofertada de forma opcional por generadores incluidos dentro de una área de regulación de frecuencia determinada, la que agrupa a una serie de unidades generadoras que pueden regular frecuencia bajo un sistema de Control Automático de Generación. La reserva secundaria debe ser provista dentro de 30 segundos a partir del momento en que esta es requerida, y su respuesta debe contar con una duración de 15 minutos. Por último, la reserva terciaria, suplida tanto por generadores, fuentes de energía renovables y distribuidas, como por unidades hidráulicas de bombeo como consumos, es de carácter obligatorio, debiendo contar con un tiempo de respuesta máximo de 15 minutos y una duración de al menos 2 horas.

El control de voltaje distingue la operación en redes de transmisión y de distribución. El control en redes de transmisión puede ser obligatorio u opcional, siendo provisto por unidades generadoras de capacidad superior a 30 MW, generadores renovables, cogeneradores, plantas de biomasa, TSOs, consumidores conectados a las redes de transmisión con potencias contratadas superiores o iguales a 15 MW, y DSOs. En el caso del control de voltaje en redes de distribución es obligatorio, provisto por consumidores y fuentes de generación renovable, debiendo corregir sus factores de potencia, sus efectos capacitivos sobre las redes de distribución y contar con equipos de corrección de generación de reactivos.

La interrupción de cargas es un servicio opcional provisto por consumidores conectados a redes de alto voltaje, pudiendo corresponder a dos bloques de reserva, 5 o 90 MW. Este requiere de un tiempo de respuesta diferenciado según el tipo de servicio prestado. En el caso de aquellas interrupciones de ejecución inmediata, este tiempo de respuesta es instantáneo y sin previo aviso. Para el caso de interrupciones de ejecución rápida, el tiempo de respuesta debe ser de al menos 15 minutos, previo aviso. Por último, las interrupciones de ejecución horaria deben cumplir con un tiempo de respuesta de al menos 2 horas, previo aviso. Respecto de la duración de estas interrupciones, esta puede extenderse por hasta 1 hora sin que existan 2 interrupciones consecutivas. Adicionalmente, dependiendo del nivel

Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios

Informe Final

Página 33 de 167

www.dictuc.cl

de reserva comprometida, la interrupción de las cargas no puede ser superior a 40 horas/semana y 240 horas/año, para el caso de reservas de 5 MW; y no puede superar las 60 horas/semana y 360 horas/año, en el caso de las reservas de 90 MW. El manejo de desviaciones corresponde a un SSCC opcional provisto por unidades generadoras y unidades hidráulicas de bombeo, como consumos. Finalmente, el servicio de partida en negro o *black start* se compromete por medio de acuerdos de colaboración entre el operador del sistema eléctrico y generadoras, siendo las plantas hidráulicas las primeras en ser encendidas ante una contingencia que resulte en un apagón del sistema eléctrico o parte de este.

3.4.1 Esquemas de Mercado

La prestación de reserva primaria de frecuencia es de carácter obligatorio y no remunerada. La provisión de reserva secundaria de frecuencia es opcional y se materializa a través de mercados *spot*, siendo remunerada bajo un concepto de capacidad del rango de regulación y el uso de esta reserva (o energía), siendo ambos conceptos asignados y remunerados a través de un esquema *pay as clear*. Finalmente, la reserva terciaria de frecuencia requiere de ofertas obligatorias de disponibilidad de capacidad por parte de aquellos agentes que han sido certificados para participar en dicho mercado, siendo remunerada como *pay-as-bid*. Los costos de la provisión de reserva secundaria y terciaria son enfrentados por aquellos participantes del mercado cuya generación se ve desviada de aquella comprometida con anterioridad.

El control de voltaje en redes de transmisión puede ser obligatorio, en cuyo caso no se ve remunerado, u opcional, en el que es remunerado a través de licitaciones. Su pago depende de si el proveedor del servicio es una unidad generadora o consumo, y si este inyecta o consume reactivos desde la red. La operación como compensador sincrónico es remunerada en base a la disponibilidad del rango de operación y la inyección o absorción de reactivos efectiva para el control de tensión. Por otro lado, el control de voltaje en redes de distribución es obligatorio y no remunerado.

La interrupción de cargas, como se detalló con anterioridad, es un SSCC opcional definido por subastas de reserva llevadas a cabo por el operador del sistema. El pago de este tipo de servicio, basado en costos, se compone de un pago fijo, bajo el concepto de disponibilidad de la carga para ser desprendida, y un pago variable, relacionado con el efectivo desprendimiento de carga.

El manejo de desviaciones es un SSCC adjudicado mediante un esquema de mercado *spot* organizado por el operador del sistema cuando éste prevé una desviación mayor o igual a 300 MW, en promedio. Su pago es a costo marginal y los costos del servicio son sorteados por los participantes del mercado de energía que incurren en desviaciones respecto de su generación comprometida.

Finalmente, el servicio de *black start*, comprometido por medio de acuerdos bilaterales, no es remunerado en el caso español. (ENTSOE, 2017)

3.4.2 Precios Máximos de las Ofertas

Las ofertas de disponibilidad realizadas en el mercado de reserva secundaria de frecuencia se encuentran sometidas a un precio máximo que debe ser definido por la Administración en base a las

Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios

Informe Final

Página 34 de 167

www.dictuc.cl

propuestas realizadas por la Comisión Nacional de Energía a través de un informe previo (BOE, 2006) (BOE, 2015). Si bien hasta la fecha no se ha establecido un límite máximo de manera oficial, existe un límite práctico de 9999 €/MWh correspondiente al mayor número que se puede ingresar en la plataforma donde se realizan las ofertas. De todas maneras este precio ha sido alcanzado bajo ciertas condiciones, en las cuales ofertas de este valor han sido realizadas para el servicio de reserva terciaria por unidades sin un gran interés en participar del mercado y, al no ser asignadas, pasan a ser parte del grupo de ofertas disponibles en regulación secundaria. Normalmente esta situación no genera problemas, ya que las unidades más baratas para proveer reserva secundaria seguirán siendo asignadas. Sin embargo, casos extremos de errores de pronóstico y fallas de centrales han ocurrido⁴⁰, provocando un uso extensivo de reserva secundaria que ha exigido asignar ofertas de precio límite dentro de un mercado *pay as clear*. Lo anterior ha abierto el debate sobre la necesidad de un ajuste en el diseño de mercado, o bien, una definición de precio máximo menos holgada, soluciones hasta ahora desestimadas debido a la baja frecuencia con que ocurren estas situaciones.

⁴⁰ Aumento en el mercado de reserva a 9999 €/MWh ocurrido el 7 de mayo de 2019. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/acontecimiento-insolito-en-el-mercado-electrico-se-dispara-el-precio-de-la-energía-a-9-999-e-mwh-en-los-servicios-de-ajuste-durante-una-hora/>

3.5 Conclusiones Experiencia Internacional

A partir de la experiencia internacional es posible observar que la aplicación o definición de precios máximos resulta común dentro de los mercados eléctricos. En particular se revisaron los mercados de Perú, PJM, CAISO, Australia y España, de los cuales se destaca la presencia de productos similares a los servicios complementarios definidos en Chile y en relación a la implementación de precios máximos para el mercado de reservas se destaca el uso de metodologías basadas principalmente en costos de oportunidad o costos nivelados con el objetivo de asegurar la recuperación de los costos de inversión asociados al servicio. Además, se destaca que el proceso de aprendizaje cumple un rol relevante en la definición y pertinencia de estos precios, a través del monitoreo de la evolución histórica de las ofertas y de la frecuencia con que se activan éstos, como es el caso de Perú y Estados Unidos, respectivamente.

Resulta particularmente relevante que en todos estos mercados los precios máximos son utilizados bajo la expectativa de ser activados un número reducido de horas, actuando como fusibles dentro de mercados con suficientes condiciones de competencia que evitan que, ante ciertas situaciones y contingencias especiales del sistema, los precios alcancen niveles muy altos o se realice un eventual ejercicio de poder de mercado por parte de los oferentes. Es por lo anterior, que los precios máximos constituyen una herramienta relevante para limitar el uso de poder de mercado pero no suficiente, por lo que no constituye un reemplazo de, por ejemplo, un monitoreo de la competencia en corto plazo u otras medidas que busquen mitigar estas prácticas. Finalmente se enfatiza que debido a la complejidad de los sistemas eléctricos y el alto impacto que las restricciones técnicas tienen en la generación de condiciones momentáneamente adversas para la competencia, la definición de precios máximos cumple un importante rol dentro del desarrollo de un proceso competitivo de subastas ante escenarios puntuales de baja competitividad.

Tabla 3.1. Resumen Experiencia Internacional

Criterio	Perú	Australia	PJM	CAISO	España
Asignación de reservas	Co - Optimización	Co - Optimización	Co - Optimización	Co - Optimización	Secuencial
Remuneración de reservas	Pay-as-clear (PB) Pay-as-bid (MA)	Pay-as-bid	Pay-as-bid	Pay-as-clear	Pay-as-bid (CTF) Pay-as-clear (CSF)
Control Primario	Obligatorio	Subasta	Obligatorio	Obligatorio	Obligatorio
Control Secundario	Subasta	Subasta	Subasta y contrato bilateral	Subasta	Subasta
Control de Voltaje	Obligatorio	Licitación	Obligatorio	Obligatorio	Obligatorio y Licitación

Precio máximo	11,57 PEN/kW-mes	14.700 y 300 AUD/MWh (NEM) 235 y 565 AUD/MWh (WEM)	100 U\$/MW	250 U\$/MWh	No aplica. Límite práctico 9999 €/MWh
Principios en que se basa el precio máximo	Recuperación costos de inversión, O&M	VOLL del sistema (NEM) Costos variables de generación (WEM)	Costos de oportunidad, capacidad y desempeño	Precio de escasez del sistema	No aplica
Metodología de cálculo	Simulaciones de Montecarlo y datos históricos	Indexación por IPC (NEM) Datos y pronósticos de costo de combustible (WEM)	No aplica	No aplica	No aplica
Periodicidad actualización	Anual	Anual (NEM) y Mensual (WEM)	No aplica	No aplica	No aplica

4. Elementos de la Teoría Económica sobre Precios Máximos

Esta sección presenta una revisión de la teoría económica sobre la fijación de valores máximos para las ofertas de subastas y licitaciones, así como el efecto que pudiese tener este valor sobre la competencia, la participación de los agentes y el resultado en la adjudicación de este tipo de procesos. Lo anterior, tomando en consideración el carácter de reservado o público de éstas, y la periodicidad de realización de subastas y licitaciones. Es importante hacer notar que mucha de la discusión sobre la teoría económica de precios máximos no está directamente enfocada en el caso eléctrico. Revisando la literatura para el caso eléctrico en específico, particularmente asociada a mercados de energía, precios máximos son utilizados principalmente como medidas de mitigación frente a posible abuso de poder de mercado de los agentes. Los desafíos en su uso son los mismos descritos en la literatura económica: posibles impactos en eficiencia de corto plazo y, la mayor relevancia, la perturbación de señales de largo plazo para la expansión del sistema. Adicionalmente se ha reportado el posible impacto colusivo de precios máximos. Dada la complejidad del sistema eléctrico, una parte importante de la literatura asociada a entender los impactos económicos del uso precios máximos, se construye a través de economía experimental o simulaciones de agentes, pues resultados de naturaleza más analítica se hacen rápidamente infactibles de obtener al considerar elementos de la operación de los sistemas eléctricos. Lo anterior se explica por las complejidades asociadas a los mercados eléctricos, los cuales están acoplados a un sistema con restricciones físicas, estructuras de costos y requerimientos de confiabilidad y seguridad relevantes (Joskow & Schmalensee, 1983).

La sección incluye definiciones básicas necesarias para el resto del estudio, una revisión de elementos desde la teoría económica relevantes y una revisión de literatura enfocada particularmente en el caso de mercados eléctricos.

4.1 Definiciones

Es importante aclarar que lo que habitualmente se entiende por precio de reserva en la literatura económica, (Krishna, 2010) (McAfee, 1987), no es lo mismo que los precios máximos que se están considerando para una eventual subasta o licitación de servicios complementarios. Para eso, definimos ambos conceptos, precio reserva y precio máximo, para efectos de este estudio.

Precio de reserva: En el contexto de un comprador es el precio tope que el comprador está dispuesto a pagar por el bien subastado. El comprador puede quedar con demanda insatisfecha.

Precio máximo: Es un precio de reserva que además actúa como una posibilidad de comprar a ese precio, de cualquier proveedor, si la demanda no es satisfecha

Para el caso de una subasta o licitación donde se desea comprar múltiples unidades, es útil definir lo que se entiende por subasta parcial o totalmente desierta, en el contexto de mercados de servicios complementarios.

Subasta parcialmente desierta: Una subasta se define parcialmente desierta en los siguientes casos: 1) La suma de la capacidad de las ofertas con valor menor al precio máximo definido es menor a la demanda requerida; y 2) La suma de la capacidad de las ofertas con valor menor al precio máximo definido es mayor a la demanda requerida pero la asignación se hace infactible debido a restricciones técnicas de operación. Demanda no satisfecha se remunera a precio máximo o mecanismo de valorización.

Subasta totalmente desierta: La suma de la capacidad de las ofertas con valor menor al precio máximo definido es cero. Demanda se remunera a precio máximo o mecanismo de valorización.

En la práctica, dado que la demanda no satisfecha se remunerará al precio máximo, el reglamento de servicios complementarios permitiría imponer una condición de obligatoriedad de participar en una subasta/licitación con un límite superior a las ofertas (en caso que dicho límite sea efectivamente definido), que corresponde al precio máximo. Esto refleja la fuerza de los precios máximos. Básicamente, permiten asegurarse de una subasta/licitación sin demanda insatisfecha, a un precio definido por el regulador. Sin embargo, el reglamento de servicios complementarios también menciona que se pueden remunerar utilizando “*un mecanismo de valorización*” lo que entrega un marco mucho más amplio de acción (CNE, 2018b). En tal caso, no hablaremos de un precio máximo, sino de un *mecanismo especial de remuneración*.

Mecanismo especial de remuneración: pago entregado a los agentes que deban proveer el servicio en condiciones de existir subastas y licitaciones parcial o totalmente desiertas, u otra condición definida por el regulador. En dicho caso los servicios son mandatados por el Coordinador aplicando un mecanismo de remuneración previamente definido.

4.2 Aspectos Económicos de Precios Máximos

4.2.1 Aspectos Generales

Un precio máximo es un instrumento utilizado por el regulador, atípica en algunos mercados, que le permite satisfacer la demanda al precio que estime conveniente. La razón de su existencia, y la aceptación de ellos por parte de los ofertantes, es que pueden mitigar rentas provenientes del poder de mercado. Estas rentas, innecesarias para las señales de inversión de largo plazo, pueden ser controladas con el uso adecuado de esta herramienta. Tal como fue explicado anteriormente precios máximo no es equivalente a precio reserva.

Luego, uno de los principales trade-offs enfrentados por un comprador al momento de poner un precio de reserva desaparece con precios máximos (Myerson, 1981), (Riley & Samuelson, 1981). En efecto, un precio de reserva más bajo implica:

1. Un abaratamiento de costos en caso que sólo uno de los oferentes esté dispuesto a estar por debajo del precio de reserva.

Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios

Informe Final

Página 39 de 167

www.dictuc.cl

2. Desabastecimiento en caso que ningún oferente esté dispuesto a ofrecer por debajo de ese precio de reserva.

El segundo efecto, negativo para un comprador, está ausente en el caso de un precio máximo. Por lo tanto, si consideramos sólo los efectos de corto plazo, sería óptimo elegir un precio máximo tan bajo como sea posible.

Sin embargo, los efectos de largo plazo de una política de ese tipo pueden ser dañinos (Wilson, 2000). En un contexto donde el comprador puede expropiar en el corto plazo (a través de un precio máximo muy bajo, o igual a 0 en el caso extremo) el concepto de licitación pierde sentido. El sistema se transforma en una compra a precio fijo. Y las consecuencias de largo plazo son que las señales de precios por servicios complementarios no reflejan su escasez, induciendo un nivel de entrada ineficientemente bajo en el largo plazo (Pérez-Arriaga, 2013), (Hughes et al., 2002).

De esta forma, un precio máximo tiene efectos negativos, pero de largo plazo, y su naturaleza es distinta a los costos introducidos por un precio de reserva. Un precio de reserva induce un desabastecimiento en el corto plazo, mientras que un precio máximo muy bajo puede inducir desabastecimiento en el largo plazo. Una conceptualización alineada con los objetivos de eficiencia que llevan a realizar licitaciones lleva a un trade-off diferente, desde una perspectiva de largo plazo:

1. El efecto positivo de un precio máximo es que limita las ganancias provenientes del poder de mercado de los agentes. De esta forma, evita costos innecesarios en el corto plazo y una señal de precios excesivamente alta en el largo plazo.
2. El efecto negativo es que limita las ganancias propias de la escasez del recurso, asociadas a proveedores que efectivamente pueden ofertar por debajo del precio máximo y su competencia se encuentra por encima de él. Estratégicamente, sin el precio máximo, la empresa cobraría más caro, aprovechando su ventaja de costos por encima de sus competidores. Al existir el precio máximo esto no lo puede hacer, cobrando menos pero induciendo menos entrada de nuevos actores en el futuro.

Existen una serie de dimensiones de interés respecto a la implementación e impacto de precios máximos. Dichas dimensiones incluyen elementos de información, impacto del mecanismo de mercado en el cual son implementados los precios máximos e incentivos a la colusión los cuales serán abordados a continuación. De igual manera se presenta una visión conceptual respecto a cómo sería la manera óptima de calcular los precios máximos.

4.2.2 Precios Máximos: Públicos o Privados

Es importante mencionar la discusión entre un precio máximo público, anunciado con anterioridad a la subasta o licitación, o uno privado, conocido por los oferentes sólo cuando se anuncia el resultado del proceso. Como se mencionó anteriormente, un precio máximo no genera incertidumbre respecto a la cantidad que se compra en la subasta (a diferencia de un precio de reserva (Grether et al., 2016)). Por lo tanto, para un ofertante siempre funciona como un mandato de compra, y que sea público o secreto no

Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios

Informe Final

Página 40 de 167

www.dictuc.cl

afecta la estrategia competitiva de la firma. En este sentido, es una discusión que se debe zanjar más bien por la simpleza y transparencia del mecanismo, lo que indica una preferencia por precios máximos públicos.

Un ejemplo para ilustrar el impacto de que el precio máximo sea público o privado es el siguiente. Supongamos un solo productor de un bien, con costo cero.

- Precio de Reserva Público: Comprador impone un precio de reserva R de naturaleza pública. Con esta información la oferta óptima del vendedor es ofertar R . El comprador satisface la demanda por el bien.
- Precio de Reserva Privado: Comprador impone un precio de reserva privado que por simplicidad se asumirá que dicho valor se modela por una distribución de probabilidad uniforme con soporte $[0,1]$. En dicho esquema el problema para determinar la oferta óptima, b , estará dado por:

$$\max b(1 - b)$$

ya que la probabilidad que el precio de reserva sea mayor a la oferta es precisamente $(1-b)$. En este caso la oferta óptima es $b=1/2$ y el comprador tiene posibilidad de no satisfacer la demanda si el precio de reserva es menor a $1/2$.

Luego, en el caso de precios de reserva, el impacto del precio de la naturaleza pública o privada del precio de reserva es el trade-off entre posible precio más bajo pero a costa de quedar con demanda insatisfecha.

En el caso de precio máximo la situación entre el caso público y privado es la siguiente:

- Precio Máximo Público: Comprador impone un precio máximo igual a R . La oferta óptima en este caso es R . El comprador satisface la demanda.
- Precio Máximo Privado: Comprador impone un precio máximo privado. La oferta óptima en este caso es infinito (cualquier otro precio implicaría una posibilidad de recibir menos que el precio máximo), la transacción se produce al precio máximo.

En este caso no hay trade-off pues la transacción siempre debe ocurrir al precio máximo. En esta dimensión, es irrelevante hacerlo público o privado. El ejemplo anterior tiene solamente como finalidad ilustrar la invariancia, desde el punto de vista de un agente participando en un mercado con precios máximos, la naturaleza pública o privada del mismo. En un mercado con múltiples agentes, el escenario de que un subconjunto relevante de agentes oferten a precio máximo (o no realicen ofertas) debiese ser monitoreado e investigado como una posible colusión. En un mercado competitivo, bajo una correcta definición de los precios máximos, debiesen existir ofertas bajo el umbral del precio máximo.

4.2.3 Precios Máximos: Impacto del Mecanismo

Es importante destacar que, al igual que los precios de reserva, los precios máximos pueden ser determinados independientemente del mecanismo específico utilizado. Tanto en un sistema *pay-as-bid* como en uno de precio uniforme, el *trade-off* generado por el precio máximo es el mismo. El precio máximo debe balancear correctamente los efectos positivos y negativos de largo plazo mencionados anteriormente, los que no dependen del mecanismo utilizado (Myerson, 1981).

4.2.4 Precios Máximos: Incentivos a la Colusión

(Klemperer, 2004) describe que precios de reserva en niveles no adecuados pueden incrementar los incentivos a la colusión. Adicionalmente, precios máximos podrían servir como elemento de coordinación para facilitar colusiones, lo cual ha llevado a la formulación de la hipótesis del punto focal. Existe evidencia empírica en diversos mercados que sustentaría la hipótesis del punto focal⁴¹. Sin embargo, no ha sido posible confirmarla en experimentos (Engelman and Muller 2011).

Se hace relevante un diseño adecuado del esquema de precios de reserva tal como se reporta en (Thomas, 2005). Diseños sencillos de precios de reserva pueden incentivar un comportamiento competitivo. Por ejemplo, precios de reserva pueden actuar como un competidor “fuera del cartel” introduciendo competencia. Es importante hacer notar que la literatura muestra ejemplos que precios máximos pueden incentivar a la colusión. Sin embargo, de manera práctica, dicho riesgo puede ser mitigado con reglas de la subastas y medidas de monitoreo de mercado.

4.2.5 Precios Máximos: Precio Máximo Óptimo

Esto lleva al siguiente punto, que es el la determinación del precio máximo óptimo. Si la estructura de costos fuese conocida, éste correspondería simplemente al costo marginal del sistema cuando la cantidad comprada corresponde a la demanda del comprador. Esto es exactamente el precio que aparecería, en ausencia de poder de mercado, en un sistema de precio uniforme. Pero en caso de conocerse la estructura de costos, no se necesitaría una licitación. Ésta se realiza justamente por la incapacidad del regulador de entender la estructura de costos y proveer las señales correctas al mercado ligadas a la escasez del recurso. Estimaciones necesarias para una buena aproximación al resultado óptimo incluyen las de estructura de costos y de poder de mercado, que deben ser hechas separadamente (Milgrom, 2017). En el caso particular chileno, el hecho de ser una subasta para SSCC acoplada a un mercado basado en costos auditados en energía permite tener una estimación apropiada de la componente de costos de oportunidad, relevante a los servicios complementarios asociados a servicios de regulación de frecuencia. La metodología presentada en la Sección 5 está basada en esta visión conceptual.

⁴¹ Al tener un precio máximo o cap conocido ese precio máximo podría entregar información que facilite la coordinación de los agentes. Existe cierta evidencia empírica que podría servir de evidencia para la hipótesis del efecto del punto focal (Tarjetas Crédito US 1980, Dental 1999 Suecia, Harina Taiwan 2007) pero no ha podido ser establecido en experimentos controlados (Engelman and Muller 2011).

4.2.6 Revisión Elementos Específicos en Contexto de Mercados Eléctricos

La literatura en el ámbito de los mercados eléctricos se enfoca particularmente en el análisis e impacto de precios máximos en el contexto de mercados de energía. Precios máximos son un instrumento común, utilizado en mercados eléctricos de diversos países, como una medida de mitigación frente a posibles abusos de poder de mercado de los agentes (Stoft, 2002). Lo anterior debido a que como ha sido ampliamente investigado y reportado, los mercados eléctricos son propensos a generar condiciones de baja competitividad y riesgo de poder de mercado al estar acoplados a un sistema físico altamente complejo (Biggar & Hesamzadeh, 2014).

El foco es entender los impactos tanto en el corto como en largo plazo. Los trabajos se pueden categorizar en tres grandes grupos. En primer lugar, análisis del tipo conceptual y principalmente cualitativo donde elementos de la teoría económica de precios máximos se lleva al contexto eléctrico. Estos resultados se enfocan en describir los impactos en la asignación óptima en el corto plazo y su posible impacto en inversiones. Dada la complejidad asociada a los mercados eléctricos, análisis del tipo más cuantitativo se basan, por un lado, en modelos altamente simplificados de la operación de los sistemas eléctricos. Estos modelos simplificados permiten obtener resultados de naturaleza teórica, a costa de una sobresimplificación de la representación del sistema eléctrico. Por otro lado, en el caso que se consideran complejidades de la operación, se utilizan metodologías empíricas, experimentales, o simulaciones de agentes para entender el impacto de precios máximos o medidas de mitigación de poder de mercado. Al estar basados en experimentos o simulaciones de un número reducido de casos, los resultados pueden ser altamente dependiente de dichos casos estudiados. Por lo tanto, en ambos casos, los resultados y conclusiones disponibles en la literatura son altamente dependientes de supuestos y/o casos estudiados.

Imponer un precio máximo puede tener impactos tanto en la asignación eficiente de recursos en el corto plazo como en la perturbación de las señales necesarias para la entrada de nuevos agentes. De particular relevancia en el caso eléctrico es determinar el nivel del precio máximo. Un precio máximo demasiado bajo generará efectos directos en el corto plazo que pueden ser negativos en el largo plazo, reduciendo el nivel de inversiones. (Pérez-Arriaga, 2013) se muestra particularmente crítico en la aplicación de precios máximos tanto por los impactos en eficiencia e inversiones, así como por el hecho que como medida de mitigación del poder de mercado su efectividad es parcial. Lo anterior sustentado en que la experiencia muestra que comportamientos estratégicos ocurren en todos los niveles de precios. Una visión similar se presenta en (Kahn, 2002) donde se presentan los potenciales problemas del uso de precios máximos, particularmente en lo relacionado con las señales de inversiones. (Hughes et al., 2002) argumentan que reguladores debiesen evitar el uso de precios máximos para mitigar posibles precios excesivamente altos pues la imposición de precios máximos podría ser un paliativo solamente de corto plazo, aumentando en el largo plazo los problemas que motivaron su uso. Similarmente (Joskow 2007) describe que distorsiones a los precios mayoristas por el uso de precios máximos podrían distorsionar las rentas necesarias para cubrir los costos de inversión en capacidad de generación, distorsionando de esta manera las inversiones en generación. De particular relevancia es el impacto de estas medidas en períodos de demanda punta lo que podría resultar en mantener los precios demasiado bajos,

Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios

Informe Final

Página 43 de 167

www.dictuc.cl

resultando en subinversión de capacidad y excesivo racionamiento de los consumidores. (Joskow 2007) también menciona que un diseño ideal de precios máximos, que solamente se hiciese cargo de rentas asociadas a poder de mercado, evitaría las distorsiones mencionadas. Sin embargo, en el caso de Estados Unidos, para el caso de mercados de energía el precio máximo es habitualmente bajo el valor que debiese tener teóricamente (e.g., valor del costo de falla) resultando en períodos con precios no en el nivel de precios competitivos. Es interesante notar que en el caso de los mercados de energía en Estados Unidos los precios máximos en general no se activan. Incluso en los períodos de mayor escasez, lo cual puede ser del orden de 20 horas en un año, los precios en el mercado de energía están bajo el nivel del precio máximo, reflejando la competencia del mercado. Por lo tanto, Joskow argumenta que el impacto de otras medidas impuestas por los operadores de los sistemas eléctricos con el fin de mantener una operación segura y confiable deben tener un impacto, más relevante que los precios máximos, en las rentas de los agentes en períodos de escasez.

Sobre los impactos de precios máximos en sistemas eléctricos, la literatura presenta algunos trabajos donde, principalmente utilizando herramientas de simulación o experimentales manera, se ha intentado entender el impacto que mitigaciones del estilo de precios máximos o mitigaciones de poder de mercado pueden tener. En particular el trabajo presentado en (Kiesling & Wilson, 2007) reporta la implementación de un experimento para entender el impacto de medidas de mitigación de poder de mercado donde las ofertas de algunos agentes se modifican frente a la posibilidad que dicho agente esté ejerciendo el poder de mercado. Los resultados muestran que las medidas de mitigación de corto plazo que entregan control de precios en el corto plazo pueden tener impacto en las inversiones, lo cual puede tener impacto en el nivel de precios de los mercados eléctricos, pero es altamente dependiente de la elección de los parámetros del mecanismo de mitigación. De hecho en los casos reportados las diferencias frente a distintos tipos de elección de parámetros son menores. Similarmente (Vossler et al., 2009) también utiliza un esquema experimental para investigar el impacto de esquemas de precios máximos en subastas de mercados eléctricos. La principal conclusión es cómo el uso de precios máximos puede incentivar a los agentes a entregar curvas de demanda planas, haciendo los precios de mercado relativamente insensibles a reducciones en la demanda. En otro trabajo relacionado (Le Coq & Orzen, 2012) reportan los resultados de un experimento diseñado para entender cómo el comportamiento competitivo de los agentes se ve impactado a precios máximos y niveles de demanda en subastas de electricidad precio uniforme. Los resultados muestran que aunque existen intentos de colusión entre los agentes, éstos no resultan en incrementos relevantes en el nivel de precios. Los incentivos más grandes ocurren para cuando los valores de los precios máximos son más altos y el nivel de demanda también es alto. En todos los casos reportados sí existen ineficiencias de asignación en el resultado de los mercados. Dado la potencial relevancia en inversiones de los precios máximos, (Le Coq et al., 2017) investigan el impacto de precios máximos con mercados de capacidad mostrando el resultado intuitivo de que para altos niveles de precios máximos, las señales de inversión reducen la necesidad de contar con mercados de capacidad. Sin embargo el desafío es calcular un nivel adecuado de precios máximos y los riesgos que pueda introducir en las decisiones de inversión el estar sujeto a una volatilidad muy importante de precios en los mercados de corto plazo. Hay que hacer notar que dada la naturaleza de estos resultados, construidos en base a metodologías experimentales o empíricas, sus resultados son altamente dependientes del caso estudiado.

5. Metodología

En la presente Sección se presentan las metodologías propuestas para el cálculo de precios máximos en subastas y licitaciones tomando en consideración los elementos particulares de la operación de los mercados eléctricos en Chile. Lo anterior es particularmente relevante para el caso de servicios subastados de corto plazo asociados a servicios complementarios de control de frecuencia donde estimaciones de los costos de oportunidad de participar en el mercado de energía son relevantes. Dicha metodología se construye en base al cálculo de un precio máximo teórico, el cual emula el resultado de una subasta ideal con información perfecta. Para el caso de productos licitados la metodología propuesta se basa en utilizar elementos del estudio de costo asociados a la provisión de los servicios.

5.1 Metodología Propuesta Servicios Subastados

Esta Sección presenta la metodología propuesta para servicios subastados. Un hecho relevante en el caso de las subastas asociadas a SSCC en Chile es el hecho de estar acopladas a través de una co-optimización a un mercado de energía basado en costos auditados. Esto tiene un impacto en el desarrollo de metodologías que calculan precios máximos pues, en el caso de las reservas, costos relevantes a estimar son los costos de oportunidad de participar en el mercado de la energía. Al estar ese mercado basado en costos auditados la estimación de esos costos se realiza de manera endógena por el modelo de co-optimización. Adicionalmente a estos costos es necesario considerar costos adicionales directos por dar reservas asociados a costos de mantención, desgaste de las máquinas y similares.

La metodología propuesta tiene 4 etapas que se ven ilustradas en la Figura 5.1.

- Información
- Precios Máximos Teóricos
- Procesamiento
- Precios Máximos Implementables

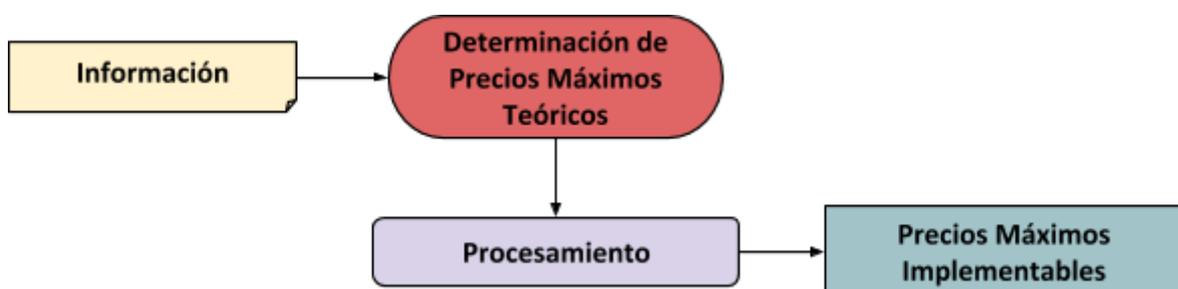


Figura 5.1. Diagrama General de la Metodología Base.

5.1.1 Información

La primera etapa de la metodología corresponde a la recopilación y procesamiento de la información necesaria para la implementación. Dicha información incluye estimaciones y proyecciones de:

Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios

Informe Final

Página 45 de 167

www.dictuc.cl

- Costos directos por provisión de reservas
- Demanda
- Perfiles de centrales renovables variables eólicas
- Perfiles de centrales renovables variables solares
- Costos de combustible
- Hidrologías

5.1.2 Precios Máximos Teóricos

La segunda etapa corresponde al cálculo de los precios máximos teóricos para múltiples escenarios caracterizados por distintas realizaciones de la información de entrada al modelo. En base a lo revisado, el precio máximo teórico puede ser obtenido en base al precio que se obtendría en una subasta precio uniforme ideal con resolución horaria e información perfecta. Lo anterior dado que dichos precios máximos permiten limitar las rentas de poder de mercado, pero no así la rentas de eficiencia que son necesarias para el correcto funcionamiento del mercado en el corto y largo plazo.

En general, calcular subasta a precio uniforme ideal puede resultar complejo, particularmente por la disponibilidad de información requerida para una estimación precisa. Sin embargo, y tal como fue mencionado, dado que son los costos de oportunidad asociados al mercado de energía la principal componente de costos que deben reflejar las ofertas de los agentes, para los cuales se cuenta con una buena estimación dado un mercado de energía basado en costos auditados, es que se facilita la construcción de este modelo.

Teóricamente el precio máximo se obtiene a partir de las variables duales asociadas al problema de co-optimización de energía y reservas, el cual tiene la siguiente estructura en una versión simplificada⁴² para un producto de reserva hacia arriba y un producto de reserva hacia abajo:

$$\begin{aligned}
 & \min_{P_i, r_i^-, r_i^+} \sum_i CV_i (P_i - \pi^- r_i^- + \pi^+ r_i^+) + \sum_i r_i^- \theta_i^- + \sum_i r_i^+ \theta_i^+ \\
 & \text{s.t. } \sum_i P_i = P_D \\
 & \sum_i r_i^- = R^-, \sum_i r_i^+ = R^+ \\
 & 0 \leq r_i^- \leq R_i^{-\max}, 0 \leq r_i^+ \leq R_i^{+\max}, \forall i \\
 & P_i^{\min} \leq P_i \leq P_i^{\max}, \forall i \\
 & P_i^{\min} \leq P_i - r_i^-, P_i + r_i^+ \leq P_i^{\max}, \forall i
 \end{aligned}$$

⁴² Esta versión simplificada tiene como fin ilustrar conceptualmente de dónde se obtienen los precios máximos. El modelo utilizado para calcular las variables duales se describe en la sección 6 e incluye todos los aspectos operacionales relevantes, incluyendo restricciones de transmisión, conectividad hídrica y pre-despacho.

Este modelo simplificado tiene como variables de decisión la energía y las cantidades asignadas de reserva hacia arriba y hacia abajo. La función objetivo considera costos directos de provisión de reservas que puede incluir por ejemplo costos directos por provisión de reserva, pérdida de eficiencia en unidades de generación producto de la provisión de reservas, costos de mantención por la provisión de reservas, y cualquier costo atribuible a la provisión de reservas. Son precisamente dichos parámetros de costo una de las principales fuentes de incertidumbre para la definición de este problema centralizado, y por lo tanto se hace necesario realizar sensibilidades sobre los mismos para el cálculo de los precios máximos. Dado que el objetivo de este caso base es encontrar estimaciones de precios máximos, se utilizan estimaciones pesimistas de los costos para reducir el riesgo de subestimación. El impacto de la activación de reservas se modela a través de los parámetros π^- , π^+ , que llamaremos probabilidades de activación, y que indican la proporción de la capacidad de reserva que resulta activada dentro del período intra-horario.

Con lo anterior, la función objetivo anterior se puede reescribir de la siguiente manera:

$$\min_{P_i, r_i^-, r_i^+} \sum_i CV_i P_i + \sum_i r_i^- (\theta_i^- - \pi^- CV_i) + \sum_i r_i^+ (\theta_i^+ + \pi^+ CV_i)$$

Cabe señalar que el efecto de la consideración de las probabilidades de activación se refleja en los costos directos de asignar las reservas, lo que facilita una asignación costo-efectiva de reservas. Por ejemplo, sin la consideración de dichos parámetros el modelo tendería a privilegiar la asignación de reservas a unidades con costos directos de provisión de capacidad de reserva bajos y costos de operación altos, frente a unidades con costos directos de provisión más altos pero costos de operación bajos, aún cuando estas últimas resultaren en menores costos totales dado su bajo costo de activación.

Las variables duales λ_t^i , correspondiente a las restricciones de balance de reservas del producto i , internalizan los costos de oportunidad de las unidades marginales entregando reservas así como cualquier costo adicional considerado en la función objetivo asociado directamente a la provisión de reservas. A partir de estas variables duales se definen los precios máximos teóricos:

- Para el caso de reservas hacia arriba, las expresiones para los precios máximos teóricos están dadas por:

$$\lambda_t^+ - \pi^+ \lambda_t^e$$

donde el término que considera la probabilidad de activación y el costo marginal de energía se incluye por el hecho que la activación hacia arriba será compensada de manera separada por el mercado de la energía⁴³.

- Para el caso de reservas de bajada, las expresiones para los precios máximos teóricos están dadas por:

⁴³ Para el caso que considera la red de transmisión, presentado en el capítulo 6, las expresiones de precios máximos tienen una componente espacial, debido a la componente asociada al costo marginal de energía.

$$\frac{\lambda_t^-}{\pi^-} + \lambda_t^e$$

Donde π^- corresponde a la probabilidad de activación del producto, y λ_t^e es la variable dual asociada a la restricción de balance de energía. El escalamiento por la probabilidad de activación se requiere debido a la definición del producto de reserva de bajada en términos de activación, y no de capacidad como es el caso de productos de reserva de subida. La razón para incluir el término λ_t^e está asociada con el hecho de que los costos de oportunidad por pérdida de margen de energía producto de la activación de reserva de bajada debe ser internalizado en la oferta.

Notar que en caso de no considerar la probabilidad de activación de reservas hacia abajo en el problema base, la expresión para los precios máximos teóricos hacia abajo se podría aproximar por:

$$\frac{\lambda_t^-}{\pi^-} + (\lambda_t^e - CV_i)$$

donde CV_i es el costo marginal de la unidad marginal que entrega reservas hacia abajo. Como fue mencionado, esta expresión considera que los efectos de la activación hacia abajo no se consideraron en el problema base (e.g., probabilidad de activación igual a cero), por lo que la función objetivo del problema base sería⁴⁴:

$$\min_{P_i, r_i^-, r_i^+} \sum_i CV_i P_i + \sum_i r_i^- (\theta_i^- - \pi^- CV_i) + \sum_i r_i^+ (\theta_i^+ + \pi^+ CV_i)$$

en este caso, la variable dual asociada a la restricción de reserva hacia abajo no tiene internalizado la disminución en costos de operación de despachar reservas hacia abajo. Dicha omisión se corrige con el término $-CV_i$. Esta expresión permite ilustrar de manera explícita cómo el precio máximo está considerando el costo de oportunidad asociado a la activación de reservas hacia abajo con el término $\lambda_t^e - CV_i$.

- Para el caso de productos simétricos como el caso de CPF la expresión para los precios máximos teóricos está dada por:

$$\lambda_t^+ + \lambda_t^- - \lambda_t^e \pi^+$$

donde π^+ corresponde a la probabilidad de activación del producto. Dicho término aparece porque en la función objetivo del caso base se está considerando la probabilidad de activación hacia arriba.

⁴⁴ El caso con probabilidad distinta de cero requiere tener cuidado en la definición de las restricciones del requerimiento de reserva las cuales usualmente son desigualdades. Si la probabilidad es distinta de cero y la restricción de requerimiento es una desigualdad, el modelo tendería a asignar toda la capacidad despachada en energía disponible, como capacidad de reserva hacia abajo.

Como se mencionó, este caso ideal tiene fuentes de incertidumbre en una serie de parámetros para el modelo, tales como costos directos de provisión de reserva, demanda, generación renovable, etc. Por lo tanto la metodología considera factores de información Δ_I^i que permiten escalar el precio máximo teórico para un determinado producto i . Es a través de este factor de información Δ_I^i que se capturará el impacto de las distintas fuentes de incertidumbre y error las cuales incluyen:

- Costos directos de provisión de reservas
- Demanda del sistema
- Perfiles de centrales renovables eólicas
- Perfiles de centrales renovables solares
- Errores inducidos por aproximaciones en modelos e implementación

Dado que los precios máximos teóricos se calculan con resolución horaria, otro tipo de incertidumbres de mayor largo plazo como son los costos de combustible, hidrologías, mantenciones de unidades, etc. ya están internalizadas en los parámetros de entrada al problema de pre-despacho. Ciertamente, si debido a requerimientos de implementación, los precios máximos deben ser fijados en escalas de tiempo mayores (e.g., semanas, meses), será necesario incluir aquellas fuentes de incertidumbre relevantes para dichas escalas de tiempo. De igual manera, si existe una variación relevante entre los costos marginales de energía programados y reales, se hace necesario incluir un factor de información para esta componente. En este estudio, dicho factor se consideró igual a 1.0⁴⁵.

Debido a que podrían existir condiciones temporales que faciliten el ejercicio del poder de mercado por parte de algunos agentes, se incluye en el diseño del precio máximo el factor $f^i()$, el cual corresponde a una función cuyo valor depende de alguna métrica para cuantificar posibles situaciones el poder de mercado, tales como una secuencia de subastas desiertas o un número significativo de recursos asignados en una banda cercana al precio máximo.

Con todos estos elementos, el precio máximo teórico para una hora en particular estará dado por las siguientes expresiones, las cuales consideran como precio máximo mínimo, los máximos costos directos de provisión de reserva considerados:

- Para el caso de productos asociados a reservas de subida:

$$\max\{(1 + \Delta + f(|PM|_\infty))\lambda_t^+ - \lambda_t^e \pi^+, \max(\theta_i^+)\}$$

- Para el caso de productos asociados a reservas de bajada:

$$\max\left\{(1 + \Delta + f(|PM|_\infty))\left(\frac{\lambda_t^-}{\pi^-} + CV_i\right) + (\lambda_t^e - CV_i), \max(\theta_i^-)\right\}$$

⁴⁵ A pesar de esto, las sensibilidades con respecto al nivel de demanda en el sistema capturan indirectamente el efecto de variaciones de costos marginales en la operación real respecto a la programación.

- Para el caso de productos simétricos:

$$\max\{(1 + \Delta + f(|PM|_\infty))(\max\{\lambda_t^+ - \lambda_t^e \pi^+, 0\} + \lambda_t^-), \max(\theta_i^+) + \max(\theta_i^-)\}$$

Respecto a la función $f^i()$, en una primera aplicación de la metodología, se sugiere asignar un valor distinto de cero, negativo, en función de las veces que se alcancen precios de la subasta cercanos o iguales a los precios máximos para remunerar un porcentaje del requerimiento de cada producto. Por ejemplo⁴⁶:

- $f^i() = -\Delta_I^i$ cuando las subastas de los 5 días anteriores asignen con un precio mayor al 70% del precio máximo, un número mayor o igual al 10% del requerimiento acumulado. Aplicándose dicha medida por 5 días.

En cualquier caso, la estructura y parámetros de la función $f^i()$ deberán ser ajustados en función la operación del mercado.

Para el caso con múltiples productos, tanto para reserva de subida y de bajada, se utilizará un modelo de pre-despacho descrito en la Sección 6 del informe, y donde las variables duales se obtienen al resolver el problema fijando el valor de las variables binarias asociadas al pre-despacho de unidades. Las fórmulas de precios máximos teóricos serán utilizadas para determinar los precios máximos a implementar en las subastas en base a un conjunto de sensibilidades en torno a distintos escenarios de parámetros de costo.

5.1.3 Procesamiento

La tercera etapa de la metodología considera el procesamiento de de precios máximos teóricos calculados en la etapa anterior. El principal objetivo de este procesamiento y análisis de los precios máximos teóricos es cuantificar valores para los factores de información Δ_I^i .

La metodología para estimar los valores de los factores información se basa en analizar el impacto en los precios máximos teóricos de sensibilidades en la realización de los parámetros inciertos. En otras palabras, se calcula el problema de minimización de costos eficiente de donde se obtienen las variables duales, para las realizaciones de los parámetros inciertos. Cada uno de estos valores se compara con los precios máximos en un caso base y de esta manera se obtiene cuánto varía para ese escenario el precio máximo respecto a dicho caso base. Realizando el ejercicio anterior para todos los escenarios analizados se construye un histograma de dichos factores respecto al caso base que serán utilizados para calibrar los factores Δ_I^i .

⁴⁶ Esto es solamente una ilustración. Los parámetros deben ajustarse en función de los factores de información y otros parámetros relevantes.

5.1.4 Precios Máximos Implementables

La última etapa considera la definición de precios máximos para cada uno de los productos subastados. La componente asociada a las variables duales de la asignación eficiente se calculará diariamente con resolución horaria. Los factores Δ_I^i para cada producto se calculan en base a los resultados de la etapa anterior. Similarmente, frente a condiciones técnicamente verificables de escasez de reserva, que no provengan de abuso de posiciones de mercado dominantes, los precios máximos pueden ser llevados a niveles más altos utilizando valores elevados de los factores Δ_I^i . Estos precios máximos más altos tienen como fin evitar la reducción de rentas de escasez, necesarias para enviar las señales de precio apropiadas en el largo plazo. Finalmente, es relevante destacar que un correcto monitoreo de mercado es fundamental para poder validar que dichas condiciones de escasez en reservas son debido a condiciones operacionales u otro tipo de contingencias y no por abuso de poder de mercado de los agentes.

Un diagrama de las diversas etapas de la metodología propuesta se presenta en la Figura 5.2 a continuación.

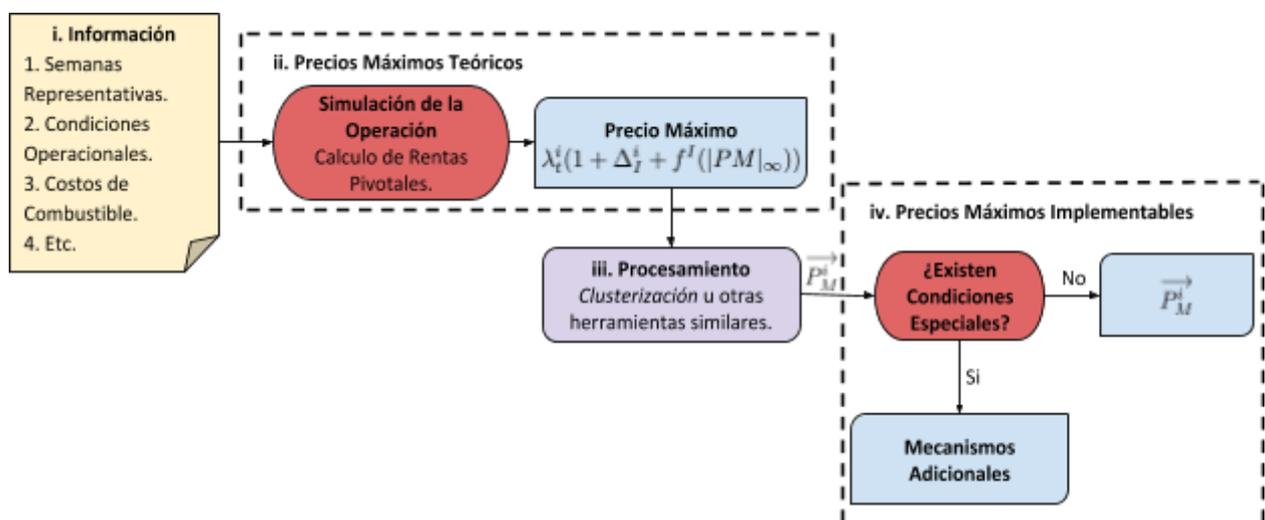


Figura 5.2. Diagrama Detallado de la Metodología Propuesta.

5.2 Metodología Propuesta Servicios Licitados

Para el caso de servicios licitados se propone que el precio máximo sea igual a los valores obtenidos en el estudio de costos. Más precisamente, igualar el precio máximo al costo de la infraestructura requerida para una empresa “genérica” más el costo de oportunidad esperado, que se obtiene de las condiciones de mercado. De esta manera, la licitación tendrá como precio máximo, para cada componente de pago relevante, el costo de instrucción directa el cual está basado en supuestos de recuperación de costos medios. En general la experiencia internacional muestra que los precios máximos en licitaciones están basados en metodologías que calculan costos nivelados, similares a lo calculado en el estudio de costos.

Dado que se trata de licitaciones con bajo costo administrativo y de implementación, su utilización en aquellos productos con condiciones de competencia abre la posibilidad a que la competencia genere

Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios

precios por debajo de los costos de instrucción directa. En específico, en una licitación donde se debe procurar infraestructura, la estimación de costos de una empresa genérica puede sobre estimarlos, al no tomar en cuenta potenciales economías de escala, poder monopsónico o simplemente la existencia de una o más empresas con eficiencia por sobre la media. Esto permite esperar que existan ofertas por debajo del precio máximo en algunos casos. Esta diferencia entre precio máximo y costos reales de la empresa genera una renta que persiste en el tiempo, porque la infraestructura instalada puede ser utilizada en futuras licitaciones. Esta renta potencial, a su vez, genera incentivos a ofertar competitivamente en las licitaciones iniciales.

No obstante lo anterior, para un diseño más detallado de la metodología, es necesario conocer más detalles acerca del diseño de estas licitaciones; en particular, si el producto es por servicio o por infraestructura, periodicidad de la licitación, etc. Un esquema con licitaciones donde se compense el servicio podría resultar en un esquema con demasiadas primas por riesgo, encareciendo innecesariamente la operación a través de subastas. Por ejemplo, licitar un servicio por un año podría exponer al oferente a un alto riesgo de no ser seleccionado el año siguiente, lo que se reflejaría en una oferta de mayor precio. Por otro lado, licitar la infraestructura, o el servicio por un largo plazo, podría evitar el ingreso de tecnologías más eficientes en el futuro. Luego, es relevante que los plazos de las licitaciones estén acordes con el servicio y posible infraestructura asociada esperada.

5.3 Análisis Cualitativo sobre Fijación de Precios Máximos

Precios máximos son una herramienta necesaria en mercados eléctricos altamente dependientes de condiciones operacionales, donde los servicios deben ser proveídos a todo evento y los recursos para pagar son limitados. Sumado a lo anterior es particularmente relevante para el caso chileno en donde un nuevo mercado para SSCC será implementado, y se debe aprender respecto a los verdaderos niveles de competencia, entrada potencial, costos, etc. Además, es esperable que en este nuevo mercado exista un período transitorio en el cual los agentes deban aprender a participar en dicho mercado, incluso si estructuralmente el mercado es competitivo, lo que justifica la necesidad de contar con esquemas como los precios máximos.

La aplicación de precios máximos ciertamente tiene impactos en el funcionamiento y señales económicas asociadas a los mercados. El principal impacto, tal como fue descrito en la Sección sobre los Elementos de la Teoría Económica de Precios Máximos, es que un precio máximo difiere de un precio de reserva y su impacto es reducir las rentas percibidas por los participantes. Teóricamente si dicha reducción está asociada solamente a rentas de poder de mercado, el efecto del precio máximo en señales económicas es beneficioso.

La visión conceptual de cuál es el precio máximo óptimo está asociada a resolver una subasta precio uniforme con información perfecta. Sin embargo dicha realización práctica de esa visión teórica es desafiante debido a las múltiples fuentes de incertidumbre y restricciones operacionales de los sistemas eléctricos lo que dificulta calcular los precios máximos óptimos. Un precio máximo mal calculado puede tener impactos tanto por resultar en una subestimación o una sobreestimación respecto a dicho valor teórico.

Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios

Informe Final

Página 52 de 167

www.dictuc.cl

Sin embargo, un hecho que facilita la realización práctica de dicha visión conceptual en el caso chileno es que, para el caso de mercados de corto plazo, la co-optimización de energía y reserva está asociada a un esquema con costos auditados de energía. Por lo tanto, la información asociada a dichos costos de oportunidad puede ser estimada de manera efectiva.

A continuación se presenta una discusión conceptual sobre diversos elementos asociados al cálculo y aplicación de precios máximos.

5.3.1 Precio Máximo Sobreestimado

Una sobreestimación del precio máximo podría evitar el objetivo principal de los precios máximos: la reducción de rentas de poder de mercado. Agentes con la posibilidad de ejercer poder de mercado (e.g., con altas rentas pivotales) podrían capturar dichas rentas impactando el funcionamiento y eficiencia del mercado. Más aún, esto enviaría señales demasiado positivas para la entrada. Aunque esto no parezca un problema, es ineficiente al inducir, por ejemplo, entrada de unidades ineficientes.

5.3.2 Precio Máximo Subestimado

Una subestimación del precio máximo, tal como fue discutido en la sección sobre aspectos económicos, en el corto plazo no tiene efectos negativos. De hecho, asegura la satisfacción de la demanda de SSCC a un precio bajo. Sin embargo, al estar reduciendo las rentas de eficiencia, tendría impactos en el largo plazo reduciendo la posibilidad de los agentes a recuperar los costos asociados a la provisión de reservas y no enviando las señales apropiadas para la entrada de nuevos agentes.

5.3.3 Precio Máximo Público

Dada que el precio máximo es un mandato de compra no hay impacto en su naturaleza pública o privada como fue presentado en la sección 4.2.2.

5.3.4 Precio Máximo Privado

Dada que el precio máximo es un mandato de compra no hay impacto en su naturaleza pública o privada como fue presentado en la sección 4.2.2.

5.3.5 Precio Máximo Horario

Dado el impacto de condiciones operacionales de corto plazo en los precios asociados a la energía, un precio máximo para SSCC con resolución horaria puede capturar de mejor manera las diferentes condiciones operacionales que impactan los costos de oportunidad de entregar reservas en el sistema. Desde el punto de vista del cálculo de precios máximos es deseable que, al menos la componente asociada a la variable dual del problema de despacho eficiente, tenga una resolución horaria. Si bien es cierto que las señales de inversión sólo son afectadas por los precios agregados (temporalmente), nos parece que una resolución horaria evita aproximaciones que generan imprecisión en las señales de largo plazo.

5.3.6 Precio Máximo No-horario

Precios máximos no-horarios lleva el desafío que frente a variaciones importante en las condiciones operacionales dichos precios máximos resulten en una sobreestimación o subestimación de los precios máximos óptimos. Un caso extremo sería promediar los precios máximos óptimos diariamente. Al menos debieran existir bloques que permitan capturar distintas condiciones operacionales durante el día. Un promedio no afecta mucho las señales de inversión de largo plazo, pero puede introducir ineficiencias importantes en el corto plazo.

5.3.7 Precio Máximo Uniforme

Un precio máximo uniforme es de naturaleza no discriminatoria entre tecnologías y está alineado con la la visión conceptual del precio máximo óptimo teórico asociado a una subasta por servicios complementarios precio uniforme. Un precio máximo uniforme podría incentivar a ciertas tecnologías a obtener rentas sobre las eficientes, al ofertar sobre sus costos marginales. Sin embargo, lo anterior no debiese ser relevante en mercados con un nivel apropiado de competitividad. La manera de atacar este problema es hacerse cargo del poder de mercado disminuyendo, de forma uniforme, los precios máximos. Introducir una segunda distorsión, favoreciendo algunas tecnologías, es una solución claramente subóptima a este problema.

5.3.8 Precio Máximo Diferenciado

Un precio máximo diferenciado podría ser de naturaleza discriminatoria entre tecnologías. Teóricamente podría hacerse cargo de evitar que tecnologías renten más allá de niveles eficientes. Sin embargo, como fue discutido en el punto anterior, esto deja de ser relevante cuando el mercado tiene niveles apropiados de competitividad.

6. Modelamiento del SEN

6.1 Modelo de Pre-despacho

Esta Sección presenta el modelo matemático usado para resolver el problema de pre-despacho considerado en las simulaciones para estudiar la asignación eficiente de SSCC tanto en el contexto centralizado como en el contexto de una subasta⁴⁷. Este corresponde a la formulación considerada en la plataforma NEWEN, desarrollada por el OCM-Lab, que será utilizada para el presente Estudio. En las Secciones a continuación, se presentan las componentes del modelo de pre-despacho, la modelación de la conectividad hidráulica y la incorporación de las reservas dentro del problema correspondiente.

6.1.1 Problema de Pre-despacho

Conjuntos, variables y parámetros

Los índices y conjuntos considerados en el modelo base de pre-despacho son los siguientes.

- $z \in \mathcal{Z}$: Índice y conjunto de barras o zonas de carga.
- $t \in \mathcal{T}$: Índice y conjunto de instantes temporales.
- $i \in \mathcal{G}$: Índice y conjunto de unidades de generación.
- $j \in \mathcal{L}$: Índice y conjunto de líneas de transmisión.
- $i \in \mathcal{G}^V$: Índice y conjunto de unidades de generación con capacidad variable.
- $i \in \mathcal{G}^W$: Índice y conjunto de de generadores sujetos al costo del agua.
- $i \in \mathcal{G}(z)$: Índice y conjunto de generadores en la barra z .

Las variables del modelo son las siguientes.

- x_{it} : Estado *on/off* del generador i en el instante t .
- u_{it} : Encendido del generador i en el instante t .
- v_{it} : Apagado del generador i en el instante t .
- p_{it} : Generación programada del generador i en el instante t .
- f_{jt} : Flujo de potencia a través de la línea j en el instante t .
- θ_{zt} : Ángulo de voltaje en la zona z en el instante t .
- p_{zt}^{OG} : Exceso de generación en la zona z en el instante t .
- p_{zt}^{LS} : Desprendimiento de carga en la zona z en el instante t .

Los parámetros del modelo son los siguientes.

- x_i^0 : Estado *on/off* inicial del generador i .
- p_i^0 : Punto de generación inicial del generador i .

⁴⁷ El modelo tiene la misma estructura pero los datos de entrada son distintos. En el caso centralizado costos y en el caso de subastas las ofertas de los agentes.

- C_z^{OG} : Costo por exceso de generación en la zona z .
- C_z^{LS} : Costo por desprendimiento de carga en la zona z .
- C_i^C : Costo base de operación del generador i .
- C_i^{SU} : Costo de encendido del generador i .
- C_i^{SD} : Costo de apagado del generador i .
- C_{it}^G : Costo variable del generador i en el instante t .
- T_i^U : Tiempo mínimo de encendido del generador i .
- T_i^D : Tiempo mínimo de apagado del generador i .
- $\overline{p_{it}}$: Capacidad máxima de generación del generador i en el instante t .
- $\underline{p_{it}}$: Capacidad mínima de generación del generador i en el instante t .
- B_j : Susceptancia de la línea de transmisión j .
- \overline{f}_j : Capacidad de la línea de transmisión j .
- $s(j)$: Barra de retiro de la línea de transmisión j .
- $r(j)$: Barra de inyección de la línea de transmisión j .
- p_{zt}^D : Demanda de energía en la zona z en el instante t .

Restricciones y función objetivo

A continuación, se presentan las restricciones base del modelo de predespacho consideradas para las simulaciones.

- Restricciones de comisionamiento.

$$x_{it} - x_i^0 = u_{it} - v_{it} \quad \forall t = 1, i \in \mathcal{G}$$

$$x_{it} - x_{i,t-1} = u_{it} - v_{it} \quad \forall t > 1, i \in \mathcal{G}$$

- Restricciones de tiempos mínimos de encendido y apagado.

$$\sum_{\tau \in [t, t+T_i^U]} (x_{i\tau}) \geq T_i^U u_{it} \quad \forall t \leq |T| - T_i^U, i \in \mathcal{G}$$

$$\sum_{\tau \in [t, |T|]} (x_{i\tau} - u_{it}) \geq 0 \quad \forall t > |T| - T_i^U, i \in \mathcal{G}$$

$$\sum_{\tau \in [t, t+T_i^D]} (1 - x_{i\tau}) \geq T_i^D v_{it} \quad \forall t \leq |T| - T_i^D, i \in \mathcal{G}$$

$$\sum_{\tau \in [t, |T|]} (1 - x_{i\tau} - v_{it}) \geq 0 \quad \forall t > |T| - T_i^D, i \in \mathcal{G}$$

- Mínimos y máximos de generación.

$$\underline{p_{it}} x_{it} \leq p_{it} \leq \overline{p_{it}} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}, t \in \mathcal{T}$$

$$\underline{p}_{it} x_{it} \leq p_{it} \leq \overline{p}_{it} x_{it} \eta_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}^V, t \in \mathcal{T}$$

- Ecuación de balance de demanda.

$$p_{zt}^{LS} + \sum_{i \in \mathcal{G}(z)} p_{it} + \sum_{j, r(j)=z} f_{jt} = p_{zt}^D + p_{zt}^{OS} + \sum_{j, s(j)=z} f_{jt} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T}$$

- Flujo DC.

$$f_{jt} = B_j (\theta_{s(j),t} - \theta_{r(j),t}) \quad \forall j \in \mathcal{L}, t \in \mathcal{T}$$

$$-\overline{f}_j \leq f_{jt} \leq \overline{f}_j \quad \forall j \in \mathcal{L}, t \in \mathcal{T}$$

Con esto, la función objetivo del modelo base de pre-despacho se presenta a continuación.

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} \left(\sum_{i \in \mathcal{G}} (C_i^C x_{it} + C_i^{SU} u_{it} + C_i^{SD} v_{it} + C_{it}^G p_{it}) \right) + \sum_{z \in \mathcal{Z}} (C_z^{OG} p_{it}^{OG} + C_z^{LS} p_{it}^{LS})$$

6.1.2 Conectividad Hidráulica

Esta Sección presenta los componentes para la modelación de la conectividad hidráulica, la conexión entre nodos hidráulicos, las restricciones de convenios y caudales, y la relación entre generación y agua turbinada de las centrales hidráulicas.

Conjuntos, variables y parámetros

Los índices y conjuntos considerados en la extensión del modelo son los siguientes.

- $n \in \mathcal{N}$: Índice y conjunto de nodos hidro.
- $(u, v) \in \mathcal{D}$: Índice y conjunto de pares de nodos hidro conectados (corredores de agua).
- $g \in \mathcal{G}_{HC}$: Índice y conjunto de generadores hidro con conectividad hidro.
- $(u, n) \in \mathcal{D}_{in}(n)$: Corredores de agua que inyectan un flujo de agua al nodo n .
- $(n, u) \in \mathcal{D}_{out}(n)$: Corredores de agua que extraen un flujo de agua desde el nodo n .
- $n \in \mathcal{N}_R$: Conjunto de nodos hidro asociados a algún embalse.
- $(u, v) \in \mathcal{D}_G$: Conjunto de corredores de agua asociados a la generación de alguna central eléctrica.

Las variables añadidas al problema son las siguientes.

- $w_{(u,v),t}$: Flujo de agua a través del corredor de agua regular (u, v) , en el instante t .
- $q_{n,t}$: Extracción de agua en el embalse n , en el instante t .
- $P_{g(u,v),t}$: Generación eléctrica en MW del generador eléctrico $g \in \mathcal{G}_{HC}$, asociado al corredor de agua regular (u, v) , en el instante t .

Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios

Informe Final

Página 57 de 167

www.dictuc.cl

- $e_{n,t}$: Agua almacenada en el embalse n , en el instante t .

Los parámetros incluidos en la formulación son los siguientes.

- $W_{(u,v),t}$: Flujo de agua forzado a través del corredor de agua (u, v) , en el instante t .
- $D_{n,t}$: Demanda de riego para el nodo hidro n en el instante t .
- $I_{n,t}$: Afluente entrante al nodo hidro n en el instante t .
- C_n^W : Costo del agua (valor estratégico) en $\frac{USD}{dm^3}$ para el embalse n .
- $\eta_{(u,v)}$: Eficiencia en $\frac{MW}{m^3/s}$ del corredor de agua $(u, v) \in \mathcal{D}_G$ asociado a un generador eléctrico.
- \underline{E}_n : Nivel mínimo de almacenamiento del embalse n .
- \overline{E}_n : Nivel máximo de almacenamiento del embalse n .

Restricciones y función objetivo

A continuación, se presentan las restricciones de conectividad hidráulica incorporadas al modelo base de pre-despacho que será utilizado en las simulaciones del Estudio.

- Restricciones para los corredores de agua, los cuales se diferencian según si los nodos hidro están o no asociados a embalses.

$$\sum_{(u,n) \in \mathcal{D}_{in}(n)} (w_{(u,n),t} + W_{(u,n),t}) - \sum_{(n,u) \in \mathcal{D}_{out}(n)} (w_{(n,u),t} + W_{(n,u),t}) + I_{n,t} + q_{n,t} \geq D_{n,t} \quad \forall n \in \mathcal{N}_R, t \in \mathcal{T}$$

$$\sum_{(u,n) \in \mathcal{D}_{in}(n)} (w_{(u,n),t} + W_{(u,n),t}) - \sum_{(n,u) \in \mathcal{D}_{out}(n)} (w_{(n,u),t} + W_{(n,u),t}) + I_{n,t} \geq D_{n,t} \quad \forall n \in \mathcal{N} \setminus \mathcal{N}_R, t \in \mathcal{T}$$

- Restricciones que permiten el almacenamiento intra-semanal.

$$e_{n,t} - e_{n,t-1} \leq \sum_{(u,n) \in \mathcal{D}_{in}(n)} (w_{(u,n),t} + W_{(u,n),t}) - \sum_{(n,u) \in \mathcal{D}_{out}(n)} (w_{(n,u),t} + W_{(n,u),t}) + I_{n,t} - D_{n,t} \quad \forall n \in \mathcal{N}_{SR}, t \in \mathcal{T}$$

$$\underline{E}_n \leq e_{n,t} \leq \overline{E}_n \quad \forall n \in \mathcal{N}_{SR}, t \in \mathcal{T}$$

- Acople entre la red hidráulica y el sistema de potencia.

$$p_{g(u,v),t} = \eta_{(u,v)} w_{(u,v),t} \quad \forall (u, v) \in \mathcal{D}_G, \forall t \in \mathcal{T}$$

Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios

Informe Final

Página 58 de 167

www.dictuc.cl

Con esto, el componente de costo a incorporar en la función objetivo para considerar costos del agua (valor estratégico) está dado por la siguiente ecuación, donde $3,6 = 3.600/1.000$, siendo $1/1.000$ la conversión de dm^3 a m^3 , y 3.600 representa la conversión de m^3/s a m^3 .

$$CW = \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{n \in \mathcal{N}_R} 3,6 C_n^W q_{n,t}$$

6.1.3 Reservas en el Problema de Pre-despacho

Esta Sección presenta las restricciones que extienden el modelo de pre-despacho para la consideración de reservas. Se describen tanto la formulación matemática del modelo como las fuentes de información consideradas para determinar los parámetros relevantes.

Conjuntos, variables y parámetros

Los índices y conjuntos considerados en la extensión del modelo son los siguientes.

- $j \in \mathcal{J}$: Índice y conjunto de productos de reserva.
- $j \in \mathcal{G}_{TH}$: Unidades de generación térmicas e hidro.
- $j \in \mathcal{G}_{TH}^{NS}$: Unidades de generación térmicas e hidro que pueden proveer CTF no en giro.
- $j \in \mathcal{G}_{WS}$: Unidades de generación eólicas y solares.

Las variables añadidas al problema son las siguientes.

- r_{it}^{1+}, r_{it}^{1-} : Capacidad asignada para CPF Up y Down de la unidad de generación i en el instante t .
- r_{it}^{2+}, r_{it}^{2-} : Capacidad asignada para CSF Up y Down de la unidad de generación i en el instante t .
- $r_{it}^{3S+}, r_{it}^{3NS}$: Capacidad asignada para CTF Up en giro y no en giro de la unidad de generación i en el instante t .
- r_{it}^{3S-} : Capacidad asignada para CTF Down en giro de la unidad de generación i en el instante t .

Los parámetros incluidos en la formulación son los siguientes.

- R_i^{1+}, R_i^{1-} : Máximo técnico para dar CPF Up y Down de la unidad de generación i en el instante t .
- R_i^{2+}, R_i^{2-} : Máximo técnico para dar CSF Up y Down de la unidad de generación i en el instante t .
- R_i^{3S+}, R_i^{3S-} : Máximo técnico para dar CTF en giro de la unidad de generación i en el instante t .
- R_i^{3NS} : Máximo técnico para dar CTF no en giro de la unidad de generación i en el instante t .
- $\underline{P}_{it}, \overline{P}_{it}$: Mínimos y máximos técnicos de generación de la unidad de generación i en el instante t .

Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios

Informe Final

Página 59 de 167

www.dictuc.cl

- DR_{zt}^j : Requerimiento del producto de reserva j en la zona z en el instante t .
- C_{it}^j : Oferta de la unidad de generación i para dar el producto de reserva j en el instante t .

Restricciones y función objetivo

A continuación, se presentan las restricciones añadidas al modelo base de pre-despacho para la consideración de productos de reserva.

- Máximos técnicos para la asignación de reserva en relación al comisionamiento.

$$\begin{aligned}
 0 &\leq r_{it}^{1-} \leq R^{1-} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T} \\
 0 &\leq r_{it}^{1+} \leq R_i^{1+} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T} \\
 0 &\leq r_{it}^{2+} \leq R^{2+} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T} \\
 0 &\leq r_{it}^{2-} \leq R_i^{2-} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T} \\
 0 &\leq r_{it}^{3S+} \leq R_i^{3S+} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T} \\
 0 &\leq r_{it}^{3S-} \leq R_i^{3S-} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T} \\
 0 &\leq r_{it}^{3NS} \leq R_i^{3NS} (1 - x_{it}) \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}^{NS}, t \in \mathcal{T}
 \end{aligned}$$

Notar que en esta modelación se utiliza el supuesto de que las unidades podrían ser asignadas en reserva terciaria (no en giro) en un monto por debajo de su mínimo técnico. Este supuesto elimina la necesidad de una variable binaria adicional que indique si la unidad se encuentra en el estado “apagada prestando servicio no en giro”, evitando de esta forma mayores tiempos de cómputo. Se destaca que este supuesto, en la práctica, no presenta inconvenientes en los resultados debido a que la mayor parte de los oferentes utilizados en el parque generador chileno, y que son capaces de dar reserva no en giro, poseen un mínimo técnico bajo. Además, se comprobó con los resultados que, debido a la linealidad del problema, la mayoría de las unidades que entreguen reserva no en giro debieran entregar su capacidad al máximo en caso de ser asignadas, y que el servicio es entregado principalmente por unidades en giro. Finalmente, se destaca que el resto de los productos se encuentran sujetos a las restricciones de mínimo técnico de las unidades, tal como se observa en las siguientes ecuaciones:

- Interacción entre distintos productos en términos de capacidad.

$$\begin{aligned}
 \underline{P}_{it} x_{it} &\leq p_{it} + r_{it}^{1+} + r_{it}^{2+} + r_{it}^{3S+} \leq \overline{P}_{it} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T} \\
 \underline{P}_{it} x_{it} &\leq p_{it} - r_{it}^{1-} - r_{it}^{2-} - r_{it}^{3S-} \leq \overline{P}_{it} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T}
 \end{aligned}$$

- Requerimientos de reserva por zona y producto.

$$\begin{aligned}
 \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{1+} &\geq DR_{zt}^{1+} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T} \\
 \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{1-} &\geq DR_{zt}^{1-} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T} \\
 \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{2+} &\geq DR_{zt}^{2+} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T} \\
 \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{2-} &\geq DR_{zt}^{2-} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T} \\
 \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{3S+} + \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}^{NS}(z)} r_{it}^{3NS} &\geq DR_{zt}^{3+} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T} \\
 \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{3S-} &\geq DR_{zt}^{3-} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T}
 \end{aligned}$$

En el caso de que en el problema base se consideren probabilidades de activación hacia abajo con valor mayor a cero, las restricciones de requerimientos para productos de bajada deben ser cambiadas de la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
 \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{1-} &= DR_{zt}^{1-} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T} \\
 \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{2-} &= DR_{zt}^{2-} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T} \\
 \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{3S-} &= DR_{zt}^{3-} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T}
 \end{aligned}$$

Finalmente, con esto, es necesario sumar las siguientes componentes de costo a la función objetivo para considerar los costos de proveer reservas y co-optimizar esta asignación junto con el despacho de energía:

$$\begin{aligned}
 CR^1 &= \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}} C_{it}^1 (r_{it}^{1+} + r_{it}^{1-}) \\
 CR^2 &= \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}} C_{it}^{2+} r_{it}^{2+} + \pi_t^{2-} C_{it}^{2-} r_{it}^{2-} \\
 CR^3 &= \sum_{t \in \mathcal{T}} \left(\sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}} C_{it}^{3+} r_{it}^{3S+} + \pi_t^{3-} C_{it}^{3-} r_{it}^{3S-} + \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}^{NS}} C_{it}^{3+} r_{it}^{3NS} \right)
 \end{aligned}$$

Donde π_t^j representa la probabilidad de activación a nivel sistémico para el producto de reserva j en el instante t . La necesidad de definición de este factor surge de la definición de las ofertas que se reciben por cada producto, donde los servicios de reserva hacia abajo reciben ofertas por activación y no por capacidad. De este modo, el término da cuenta del monto esperado de activación de la reserva y el costo que esto implica.

6.1.4 Función Objetivo del Caso Base Centralizado

Esta Sección se presenta la función objetivo utilizada para la aplicación de la metodología propuesta descrita en la Sección 5.1.2.

$$CR^{1*} = \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}} r_{it}^{1+} (\theta_i^+ + \pi_t^{1+} C_{it}^G) + r_{it}^{1-} (\theta_i^- - \pi_t^{1-} C_{it}^G)$$

Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios

Informe Final

Página 61 de 167

www.dictuc.cl

$$CR^{2*} = \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}} r_{it}^{2+} (\theta_i^+ + \pi_t^{2+} C_{it}^G) + r_{it}^{2-} (\theta_i^- - \pi_t^{2-} C_{it}^G)$$

$$CR^{3*} = \sum_{t \in \mathcal{T}} \left(\sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}} r_{it}^{3S+} (\theta_i^+ + \pi_t^{3S+} C_{it}^G) + r_{it}^{3S-} (\theta_i^- - \pi_t^{3S-} C_{it}^G) + \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}^{NS}} r_{it}^{3NS+} (\theta_i^+ + \pi_t^{3NS+} C_{it}^G) \right)$$

Donde θ_i^j representa el costo directo de un generador i para proveer el tipo de reserva j , y C_{it}^G representa el costo variable de generación de la unidad i en el instante t . Adicionalmente, π_t^j representa la probabilidad de activación a nivel sistémico para el producto de reserva j en el instante t . Se debe tener en cuenta que ante un escenario centralizado, la probabilidad de activación dependerá de las características del producto. Es así como, para el caso de reserva secundaria, la probabilidad de activación será la misma para cada unidad asignada, ya que la señal de AGC se descompone de manera proporcional entre estas unidades. Por otro lado, para el caso de CTF, la probabilidad de activación no será necesariamente igual para cada unidad, ya que ésta dependerá de la forma en que se materialice el despacho de las unidades asignadas, logrando una mejor aproximación de los costos reales del servicio al considerar distintas probabilidades para cada unidad. Sin embargo, dentro del contexto de cálculo de precios máximos, resulta práctico estudiar la aplicación de una misma probabilidad de activación para todos los agentes, ya que de esta forma se obtiene un despacho que debiese ser capaz de capturar todos los posibles costos en que incurren los generadores.

6.2 Base de Datos del SEN

Esta Sección presenta las fuentes de información y supuestos utilizados para construir una base de datos representativa del SEN, a ser considerada en el problema de pre-despacho con co-optimización de energía y reservas bajo una proyección del SEN al año 2020.

6.2.1 Semanas Representativas

Para representar distintas condiciones de operación que se presentan durante un año, se utilizaron cuatro semanas representativas, que utilizan un valor del agua construido en base a probabilidades de excedencia de energía hidráulica de 90%, especificadas a continuación.

Tabla 6.1. Semanas representativas consideradas.

Estación	Período
Verano	Semana del 9 al 15 de Enero
Otoño	Semana del 10 al 16 de Abril
Invierno	Semana del 10 al 16 de Julio
Primavera	Semana del 9 al 15 de Octubre

En términos de las instancias del modelo, estas semanas se diferencian entre sí mediante los costos de combustible y perfiles de demanda y disponibilidad del recurso renovable, lo que permite analizar distintas condiciones de operación que se generan a lo largo de un año.

6.2.2 Unidades de Generación

Para la modelación de unidades de generación se utilizó la base de datos de PLEXOS utilizada por el Coordinador para la programación de corto plazo. Desde dicha base de datos proporcionada por el Coordinador, se obtuvo la siguiente información.

1. Parque de generación actual.
2. Características técnicas de cada unidad de generación (capacidad máxima, tecnología, tiempos mínimos de encendido y apagado, etc).
3. Ubicación (barra) de cada unidad de generación en el SEN.
4. Compañía propietaria de cada unidad de generación.

Además, para efectos de realizar el análisis de condiciones de competencia, se tomaron los siguientes supuestos en relación a las configuraciones de operación de aquellas centrales que presentan más de una configuración posible.

1. Se considera que las centrales de ciclo combinado operan en configuración "TG+TG+TV".
2. Para dichas centrales, se privilegia el uso de combustible "Gas_A".
3. Se considera que la central Kelar opera en base a gas, no diesel.

Para construir el parque generador al año 2020, se consideró la entrada de equipos indicados en el Informe de Servicios Complementarios Año 2020 (CEN, 2019b) y la Resolución Exenta N°449 (CNE, 2016) sobre la declaración y actualización de instalaciones de generación y transmisión en construcción. Los parámetros técnicos de dichos equipos fueron estimados en función de equipos ya instalados de características similares. Finalmente, estimaciones para los costos directos de provisión de reservas fueron recuperados desde el reporte *Fundamental Drivers of the Cost and Price of Operating Reserves* (NREL, 2013)⁴⁸.

Tabla 6.2. Costos Provisión Directa de Reservas por Tecnología.

Tecnología	Costo (USD/MWh)
Carbón	10
Diesel	6
Gas	4
Hidro	2

⁴⁸ Estas estimaciones tienen como principal objetivo la diferenciación por tecnología de los costos de provisión directa de reservas, según su nivel de flexibilidad, razón por la cual requieren de la sensibilización de las mismas.

6.2.3 Requerimientos de SSCC

Las capacidades y requerimientos de SSCC fueron obtenidos y/o validados a través de la información pública dispuesta por el Coordinador en su Informe de Servicios Complementarios Año 2020 (Actualización Septiembre 2019) (CEN, 2019c). Los requerimientos de SSCC se presentan en las tablas a continuación.

Tabla 6.3. Requerimiento de reservas para el CPF y CSF.

Bloque Horario	Requerimiento Total (CPF+/CPF-)	Requerimiento Total (CSF+/CSF-)
Diario	+315 MW / -315 MW	+120 MW / -120 MW

Tabla 6.4. Requerimiento de reservas para el CTF.

Bloque Horario	Requerimiento Total (CTF+/CTF-)
Bloque 1: 21 :00 PM - 06:00 AM	+226 MW / -220 MW
Bloque 2: 06:00 AM - 10:00 AM	+263 MW / -295 MW
Bloque 3: 10:00 AM - 05:00 PM	+208 MW / -223 MW
Bloque 4: 05:00 PM - 21:00 PM	+334 MW / -289 MW

6.2.4 Líneas de Transmisión

Para la modelación de líneas de transmisión se utilizó la base de datos de PLEXOS utilizada por el Coordinador el año 2019 para la programación de corto plazo. Desde dicha base de datos, se obtuvo la siguiente información.

1. Sistema de transmisión actual.
2. Características técnicas de cada línea de transmisión (capacidad máxima, tecnología, mínimos tiempos de encendido y apagado, etc).
3. Barras de inyección y retiro de cada línea de transmisión en el SEN.

Finalmente, se consideró la entrada de equipos indicados en la Resolución Exenta N°449 (CNE, 2016) sobre la declaración y actualización de instalaciones de generación y transmisiones en construcción para el año 2020. Los parámetros técnicos de dichos equipos fueron estimados en función de líneas ya instaladas de características similares.

6.2.5 Condiciones Operacionales

Para el análisis de precios máximos en el mercado de SSCC, se definieron una serie de condiciones operativas en base a las cuales se estructura el posterior análisis. Estas condiciones se definieron a partir de los documentos especificados en la siguiente tabla.

Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios

Informe Final

Página 64 de 167

www.dictuc.cl

Tabla 6.5. Definición de parámetros.

Parámetros	Resolución Temporal	Fuente
Demanda de energía	Semanas representativas con resolución horaria.	Base de Datos y Resultados PLEXOS.
Crecimiento de demanda de energía	Anual.	Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo (CNE, 2018a). Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2017-2037 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos (CNE, 2017).
Perfiles de disponibilidad renovable	Semanas representativas con resolución horaria.	Estudio <i>"The New Energy Platform: Analysis of Energy Policy and Technology Scenarios for Chile"</i> (OCM-UC, 2018).
Costos variables	Semanas representativas con resolución semanal.	Base de Datos y Resultados PLEXOS.
Valor del agua	Semanas representativas con resolución semanal.	Simulación PLP. Hidrologías con probabilidad de excedencia 20%, 50%, 90% y 95%.

Finalmente, los perfiles de disponibilidad renovable para las centrales con capacidad variable fueron definidos en base al reporte *"The New Energy Platform: Analysis of Energy Policy and Technology Scenarios for Chile"* (OCM-UC, 2018), en donde se consideró un perfil renovable para distintas zonas geográficas del SEN, las cuales fueron relacionadas según su ubicación geográfica a las centrales de capacidad variable consideradas en el parque de generación.

7. Resultados Metodología

En la presente sección se presentan resultados de la aplicación de la metodología propuesta en simulaciones llevadas a cabo en un modelo de pre-despacho del sistema chileno que considera todas las restricciones operacionales relevantes. Se calculan los precios máximos para los distintos productos de control de frecuencia.

Como una forma de ilustrar el impacto de la aplicación de precios máximos se realizan simulaciones técnico-económicas de la operación del mercado asumiendo realizaciones particulares de ofertas de los participantes. Diversas sensibilidades que permiten entender el impacto de ofertas de naturaleza posiblemente estratégica se realizan. En particular se analizarán la duplicación de ofertas y escenarios con subastas parcial y totalmente desiertas, donde algunos o todos los agentes no realizan ofertas, respectivamente.

Se recalca que estos son resultados ilustrativos para mostrar la implementación de la metodología y no deben interpretarse como estimaciones de los precios máximos a utilizar en las subastas de servicios complementarios ni del comportamiento futuro de los agentes.

7.1 Determinación de Factores de Información para Precios Máximos

Para cada semana, definimos el precio máximo en función del factor de información Δ_I^i , en base a la metodología presentada en la Sección 5 considerando una agrupación de sensibilidades.

Los resultados son obtenidos a través de la resolución del modelo presentado en la Sección 6.1.4 para cada semana considerada. Para este ejercicio, ya que se quiere emular una subasta ideal, se calcula el caso base centralizado en el cual no se consideran las ofertas de cada generador, sino que solo el costo directo de proveer una banda de reserva. Adicionalmente, para el problema base, se consideran una probabilidad de activación de 0.3 para los servicios de subida y de 0.0 para los de bajada, una probabilidad de excedencia hidrológica del 90% y el siguiente conjunto de sensibilidades:

- Sens. Costos Directos de Provisión de Reserva (+-50% con saltos de 10%): 10 sensibilidades por semana.
- Sens. Perfil eólico (+-20% con saltos de 10%): 4 sensibilidades por semana.
- Sens. Perfil solar (+-20% con saltos de 10%): 4 sensibilidades por semana.
- Sens. Demanda (+-30% con saltos de 5%): 12 sensibilidades por semana.

Se destaca que estas sensibilidades representan diversas fuentes de incertidumbre en la información que podrían existir al momento de realizar el pre-despacho que calcula los precios máximos en el horizonte de tiempo recomendado.

7.1.1 Resultados Metodología para CPF

A continuación se presentan las variables duales asociadas a la restricción de CPF para las 4 semanas representativas analizadas. Adicionalmente se presenta el histograma de la desviación de las variables duales obtenidas de las distintas sensibilidades respecto a la obtenida en el caso base.

Semana Representativa Enero

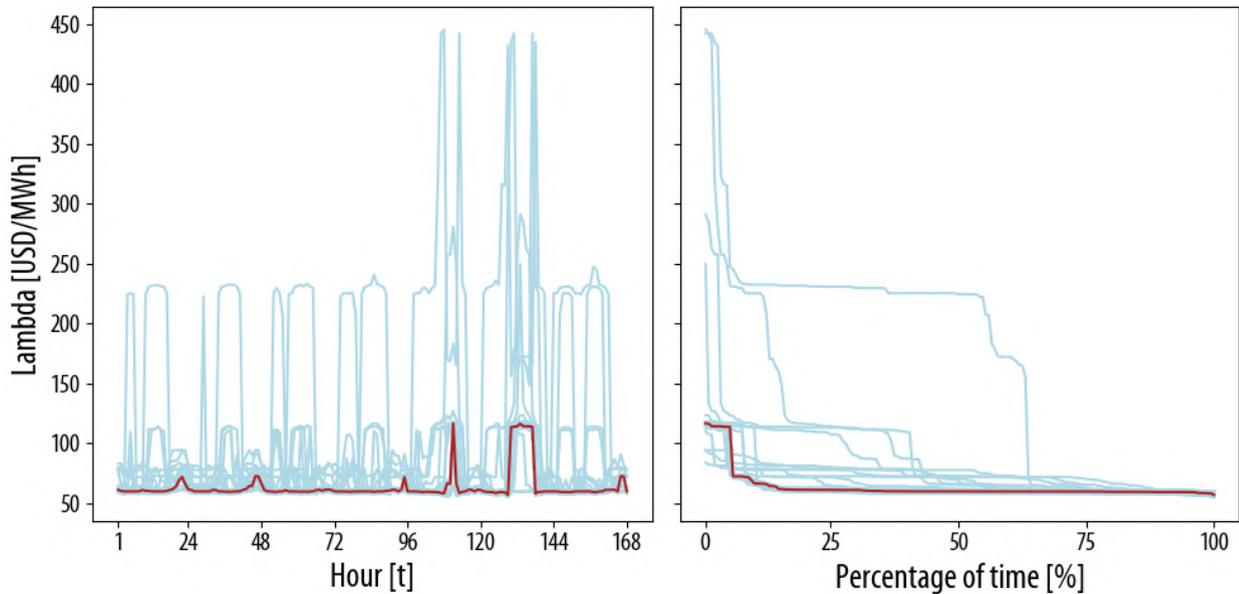


Figura 7.1. Variable dual de la restricción de balance de CPF para la semana de Enero ante distintas sensibilidades.

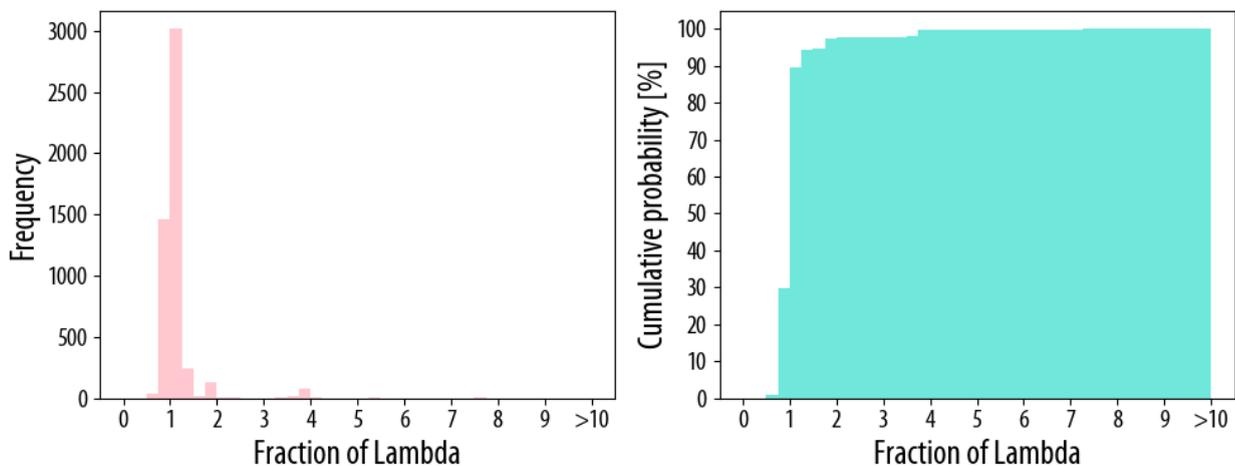


Figura 7.2. Histograma de desviación de las variables duales de la restricción de balance de CPF obtenidas para la semana de Enero respecto a la asignación eficiente en el caso base.

Semana Representativa Abril

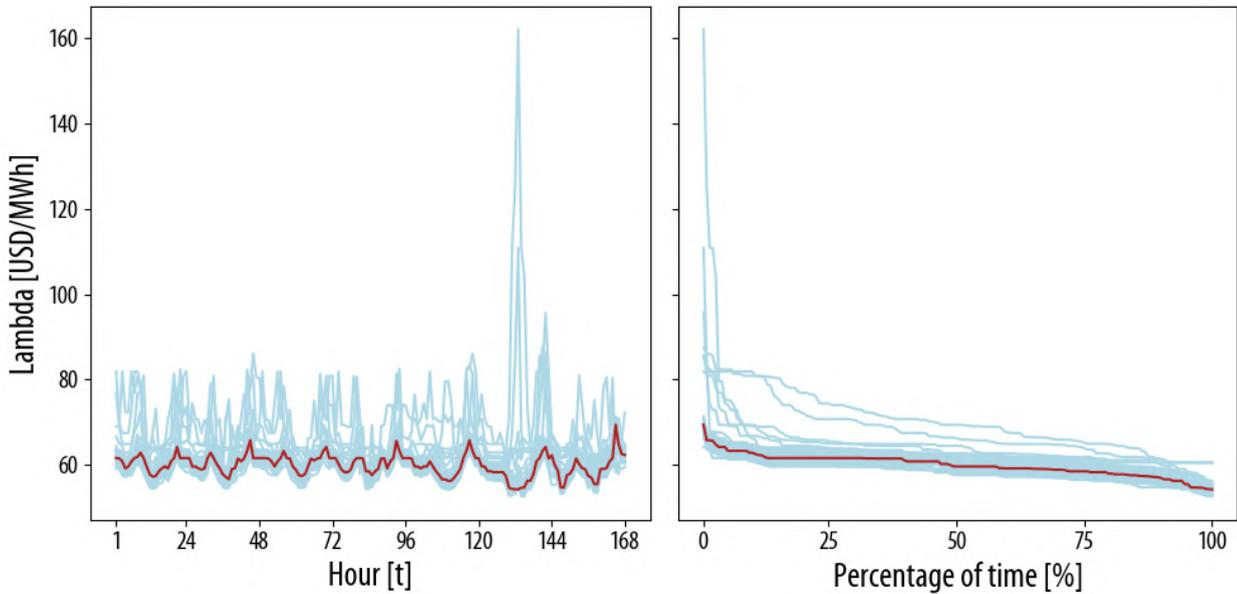


Figura 7.3. Variable dual de la restricción de balance de CPF para la semana de Abril ante distintas sensibilidades.

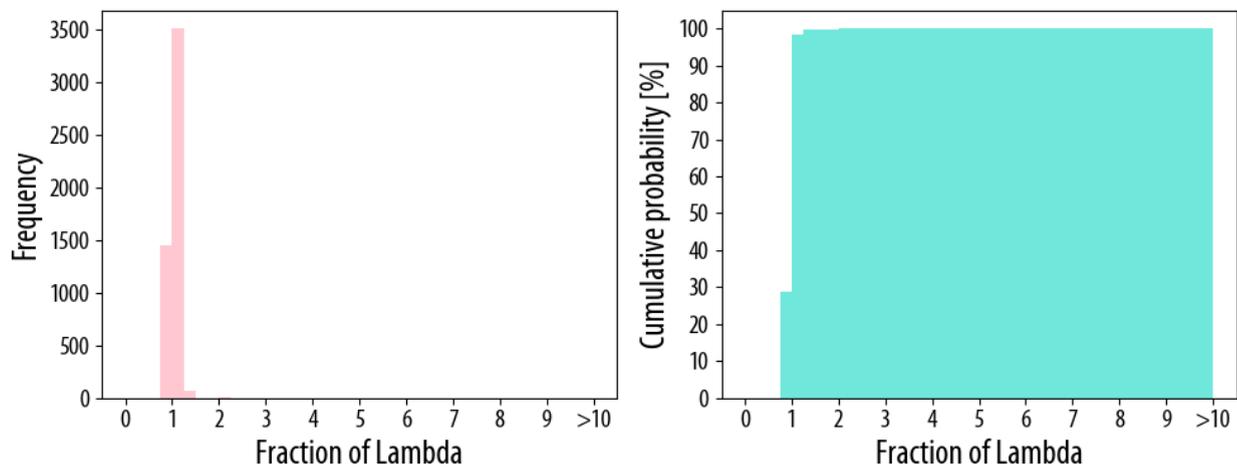


Figura 7.4. Histograma de desviación de las variables duales de la restricción de balance de CPF obtenidas para la semana de Abril respecto a la asignación eficiente en el caso base.

Semana Representativa Julio

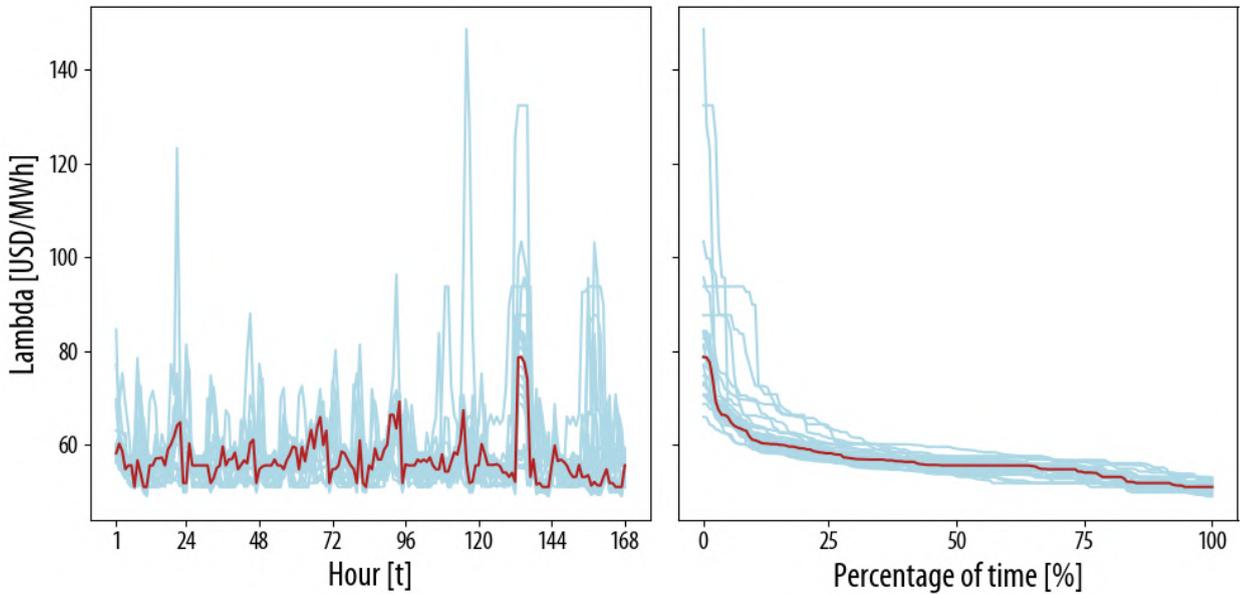


Figura 7.5. Variable dual de la restricción de balance de CPF para la semana de Julio ante distintas sensibilidades.

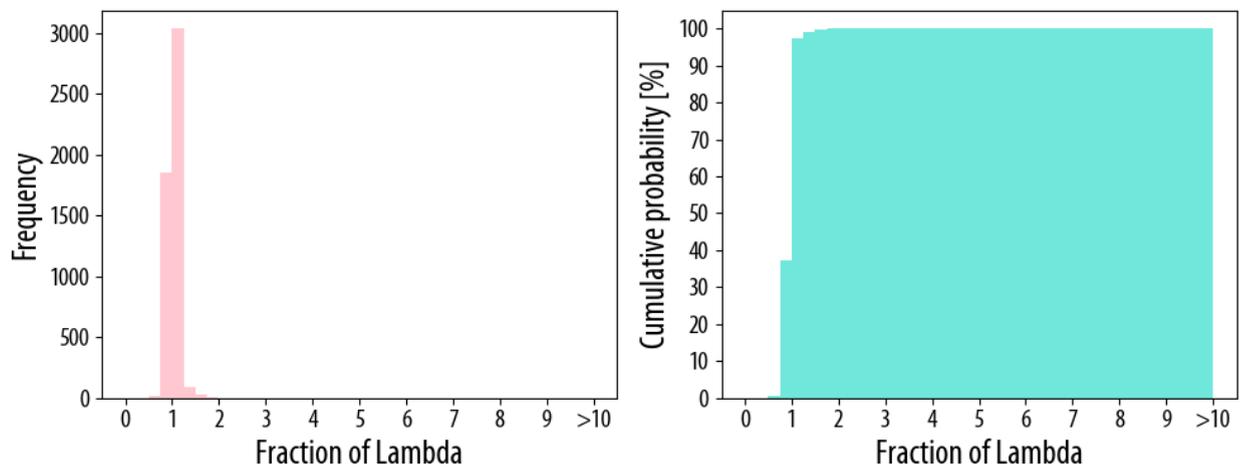


Figura 7.6. Histograma de desviación de las variables duales de la restricción de balance de CPF obtenidas para la semana de Julio respecto a la asignación eficiente en el caso base.

Semana Representativa Octubre

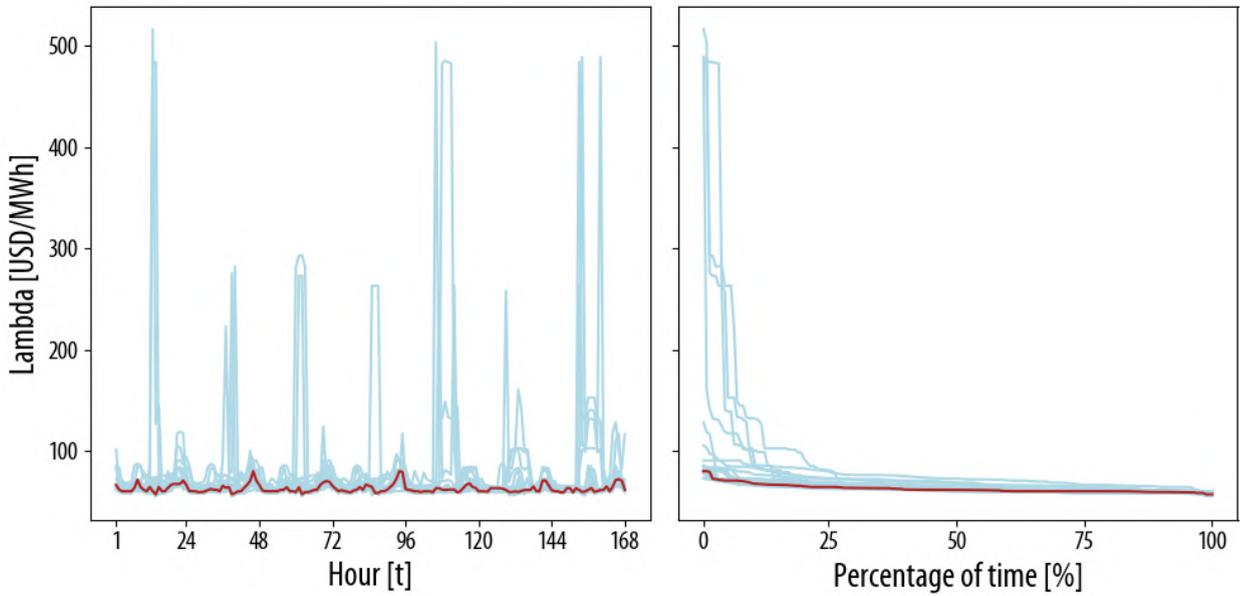


Figura 7.7. Variable dual de la restricción de balance de CPF para la semana de Octubre ante distintas sensibilidades.

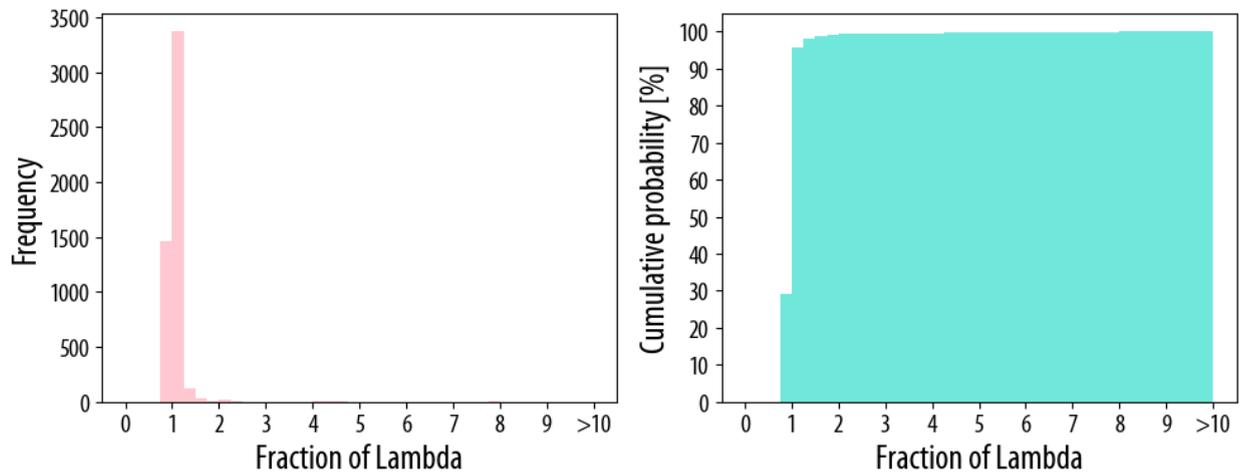


Figura 7.8. Histograma de desviación de las variables duales de la restricción de balance de CPF obtenidas para la semana de Octubre respecto a la asignación eficiente en el caso base.

Tabla 7.1. Resumen de la dispersión respecto al λ de CPF para distintos niveles de confiabilidad (porcentaje de casos por debajo de este valor)

$1 + \Delta_I^i$	Enero	Abril	Julio	Octubre
75%	1.03	1.03	1.02	1.03
90%	1.27	1.08	1.08	1.11
95%	1.81	1.13	1.16	1.21
99%	3.85	1.31	1.39	2.05
100%	7.64	2.99	2.63	8.52

7.1.2 Resultados Metodología para CSF-Down

A continuación se presentan las variables duales asociadas a la restricción de CSF-Down para las 4 semanas representativas analizadas. Adicionalmente se presenta el histograma de la desviación de las variables duales obtenidas de las distintas sensibilidades respecto a la obtenida en el caso base.

Semana Representativa Enero

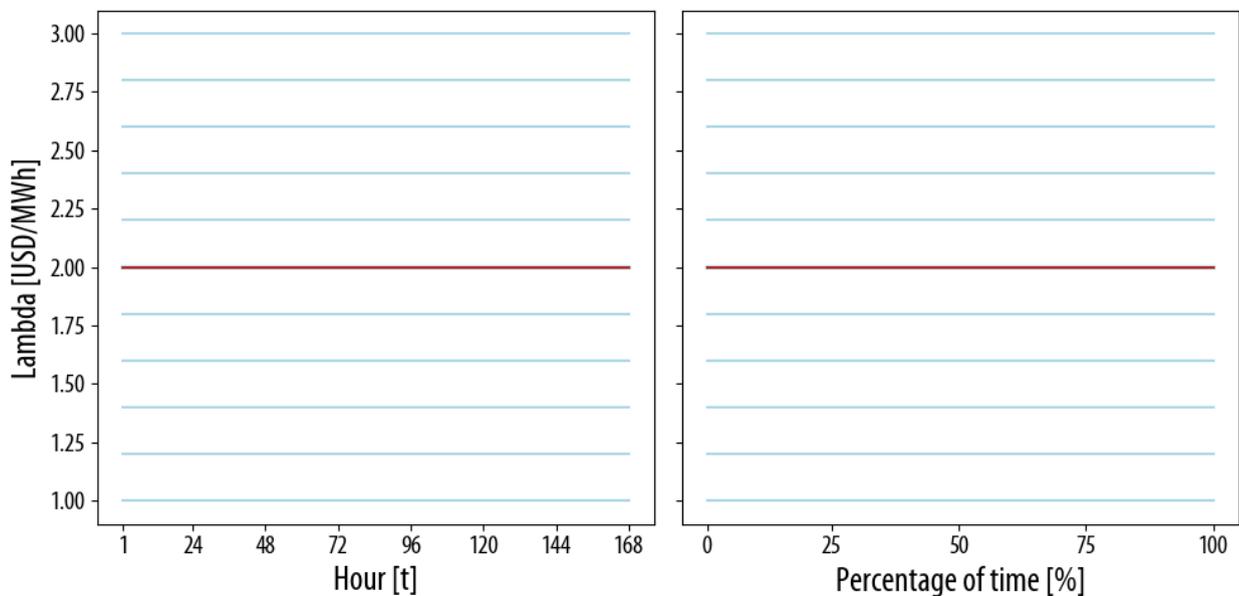


Figura 7.9. Variable dual de la restricción de balance de CSF-Down para la semana de Enero ante distintas sensibilidades.

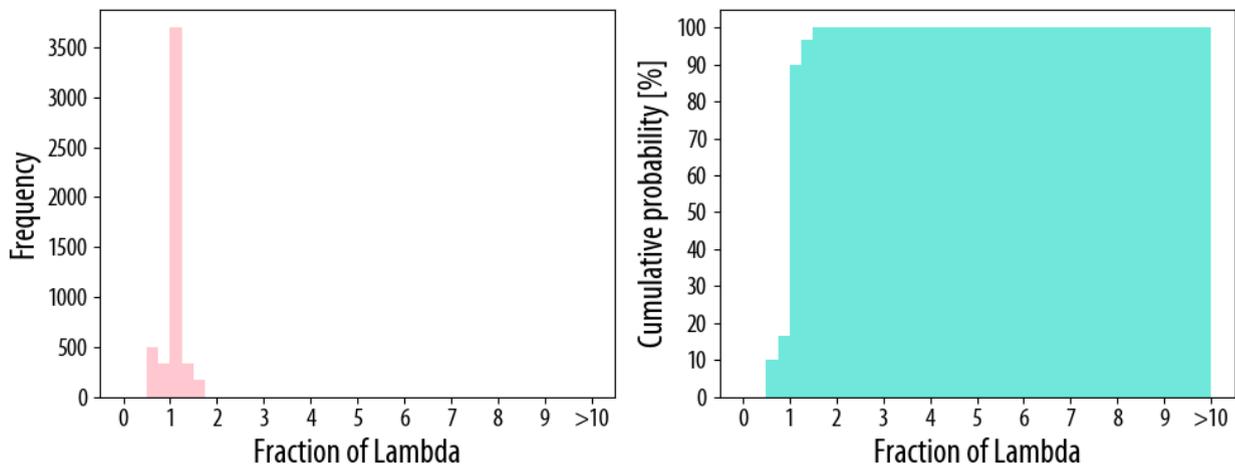


Figura 7.10. Histograma de desviación de las variables duales de la restricción de balance de CSF-Down obtenidas para la semana de Enero respecto a la asignación eficiente en el caso base.

Semana Representativa Abril

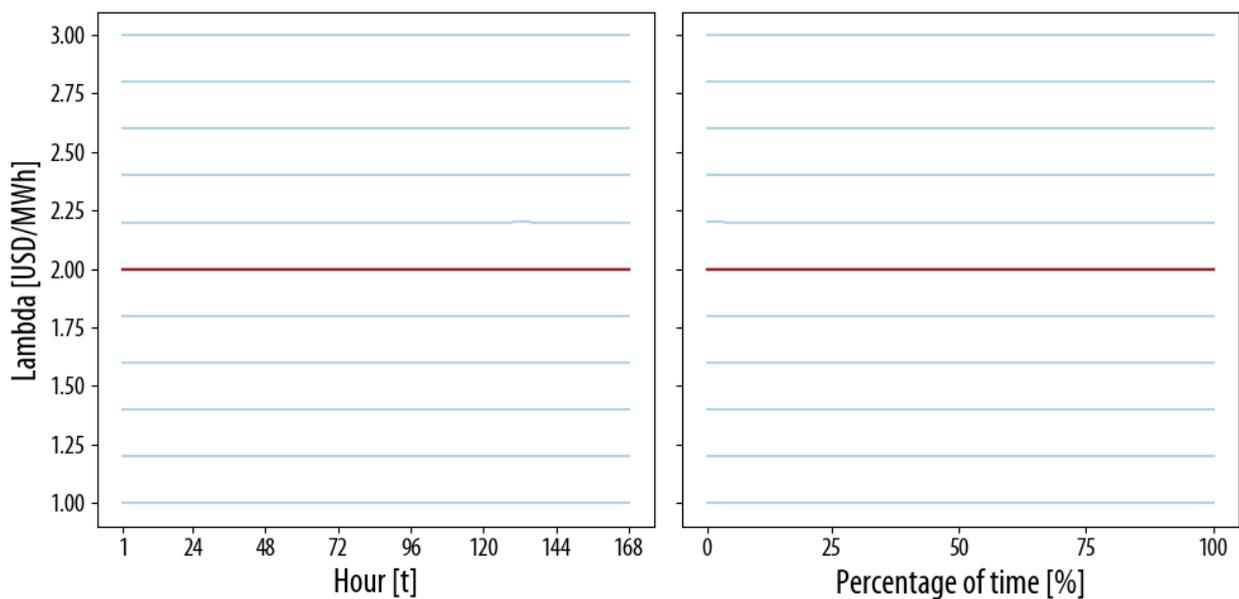


Figura 7.11. Variable dual de la restricción de balance de CSF-Down para la semana de Abril ante distintas sensibilidades.

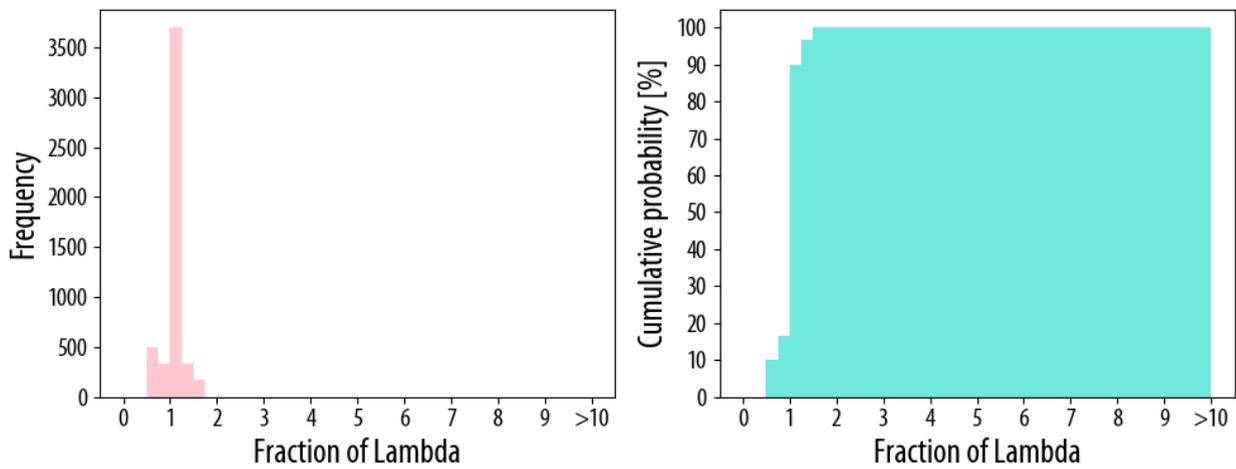


Figura 7.12. Histograma de desviación de las variables duales de la restricción de balance de CSF-Down obtenidas para la semana de Abril respecto a la asignación eficiente en el caso base.

Semana Representativa Julio

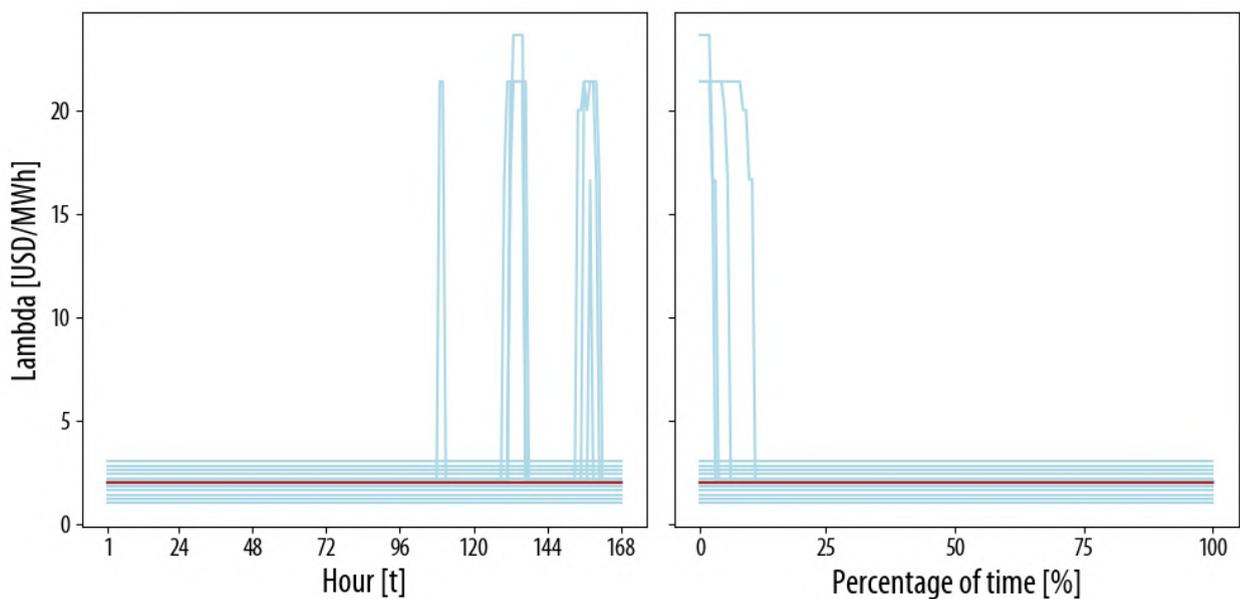


Figura 7.13. Variable dual de la restricción de balance de CSF-Down para la semana de Julio ante distintas sensibilidades.

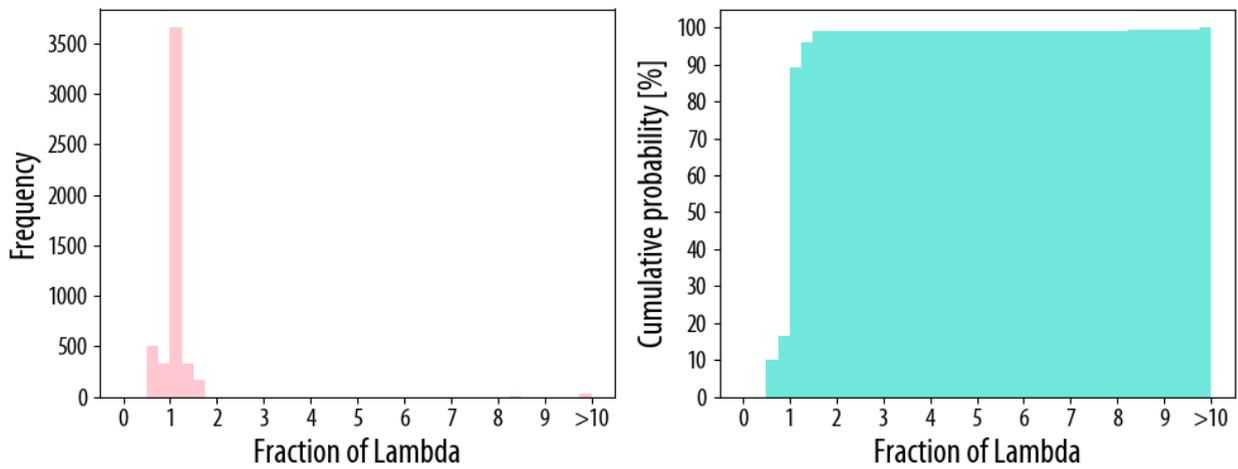


Figura 7.14. Histograma de desviación de las variables duales de la restricción de balance de CSF-Down obtenidas para la semana de Julio respecto a la asignación eficiente en el caso base.

Semana Representativa Octubre

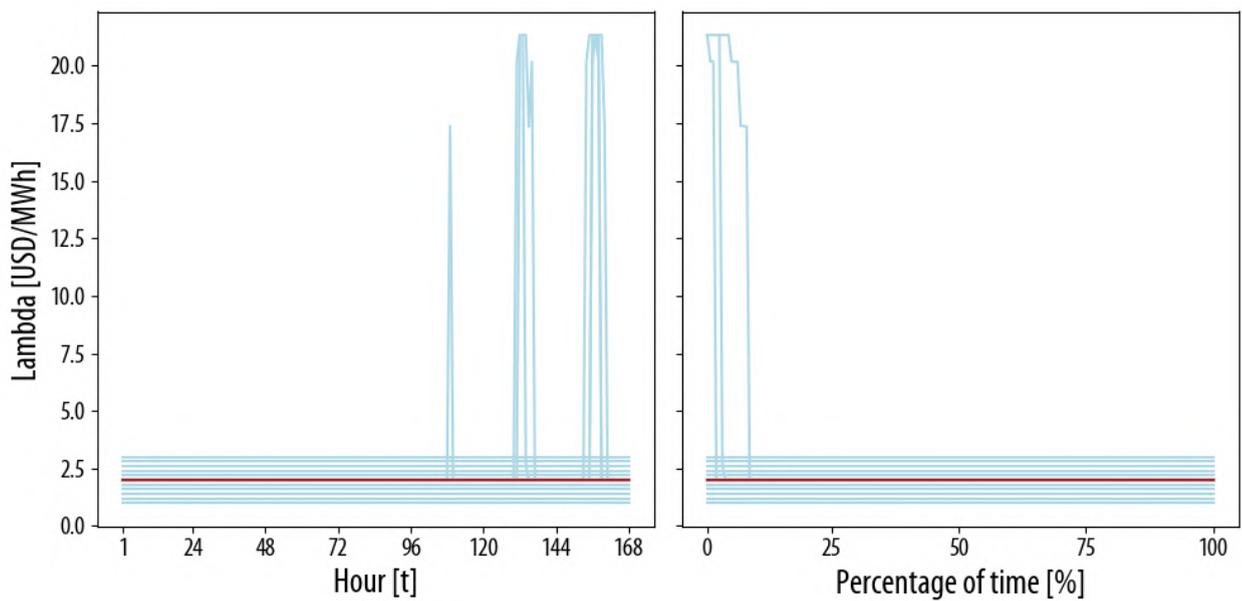


Figura 7.15. Variable dual de la restricción de balance de CSF-Down para la semana de Octubre ante distintas sensibilidades.

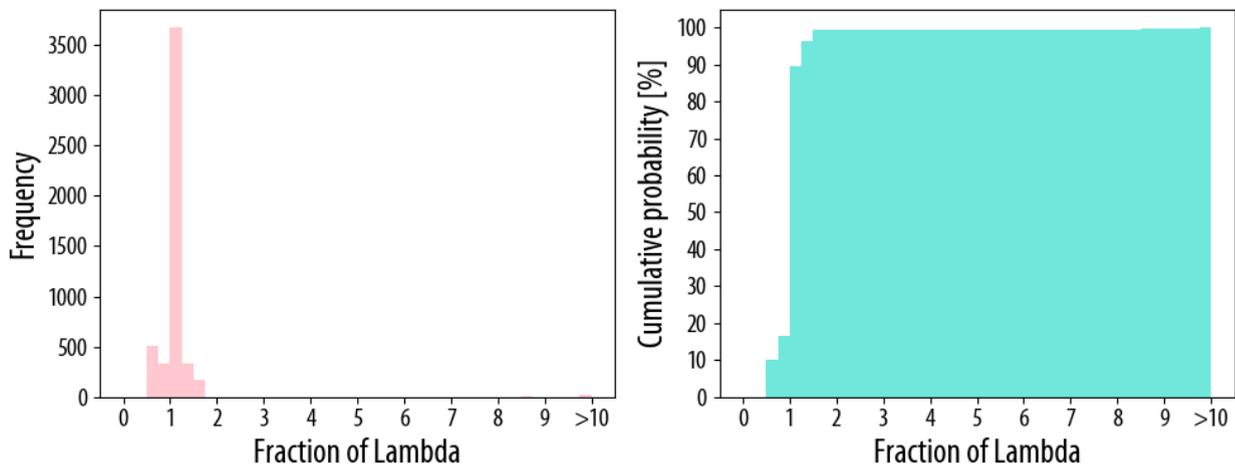


Figura 7.16. Histograma de desviación de las variables duales de la restricción de balance de CSF-Down obtenidas para la semana de Octubre respecto a la asignación eficiente en el caso base.

Tabla 7.2. Resumen de la dispersión respecto al λ de CSF-Down para distintos niveles de confiabilidad (porcentaje de casos por debajo de este valor)

$1 + \Delta_I^i$	Enero	Abril	Julio	Octubre
75%	1.00	1.00	1.00	1.00
90%	1.20	1.20	1.30	1.30
95%	1.40	1.40	1.40	1.40
99%	1.50	1.50	1.50	1.50
100%	1.50	1.50	>10.00	>10.00

7.1.3 Resultados Metodología para CSF-Up

A continuación se presentan las variables duales asociadas a la restricción de CSF-Up para las 4 semanas representativas analizadas. Adicionalmente se presenta el histograma de la desviación de las variables duales obtenidas de las distintas sensibilidades respecto a la obtenida en el caso base.

Semana Representativa Enero

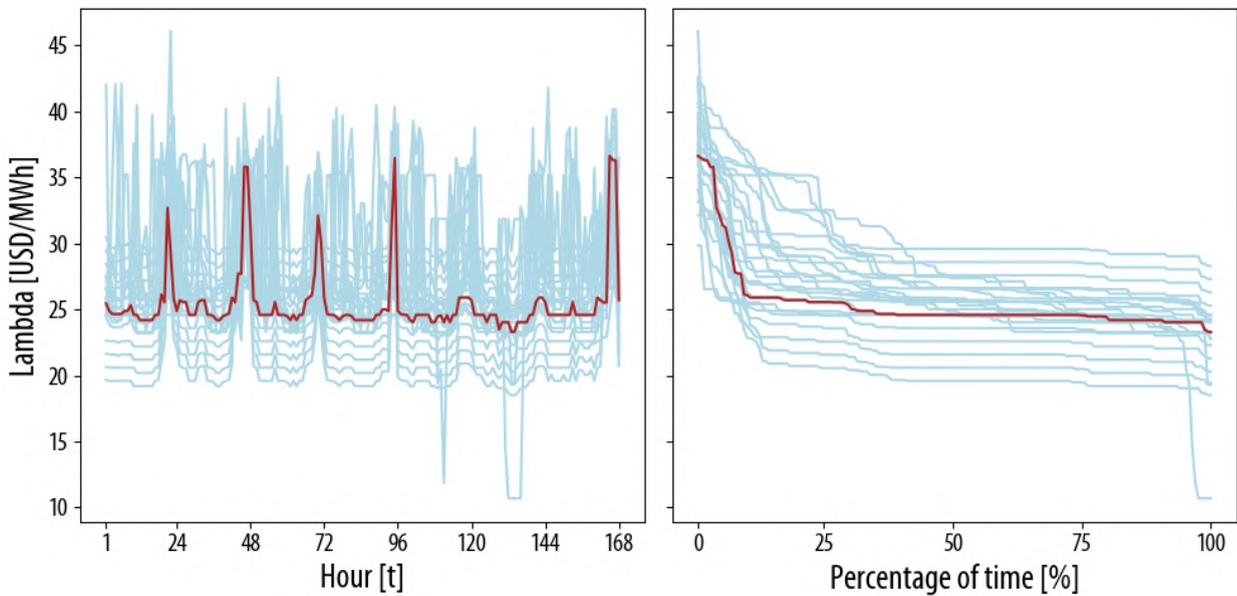


Figura 7.17. Variable dual de la restricción de balance de CSF-Up para la semana de Enero ante distintas sensibilidades.

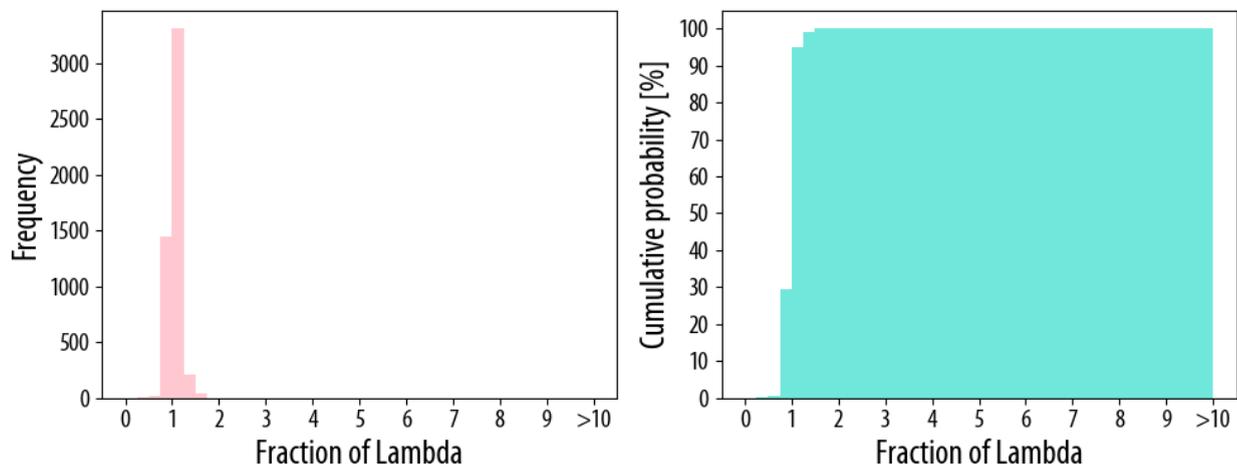


Figura 7.18. Histograma de desviación de las variables duales de la restricción de balance de CSF-Up obtenidas para la semana de Enero respecto a la asignación eficiente en el caso base.

Semana Representativa Abril

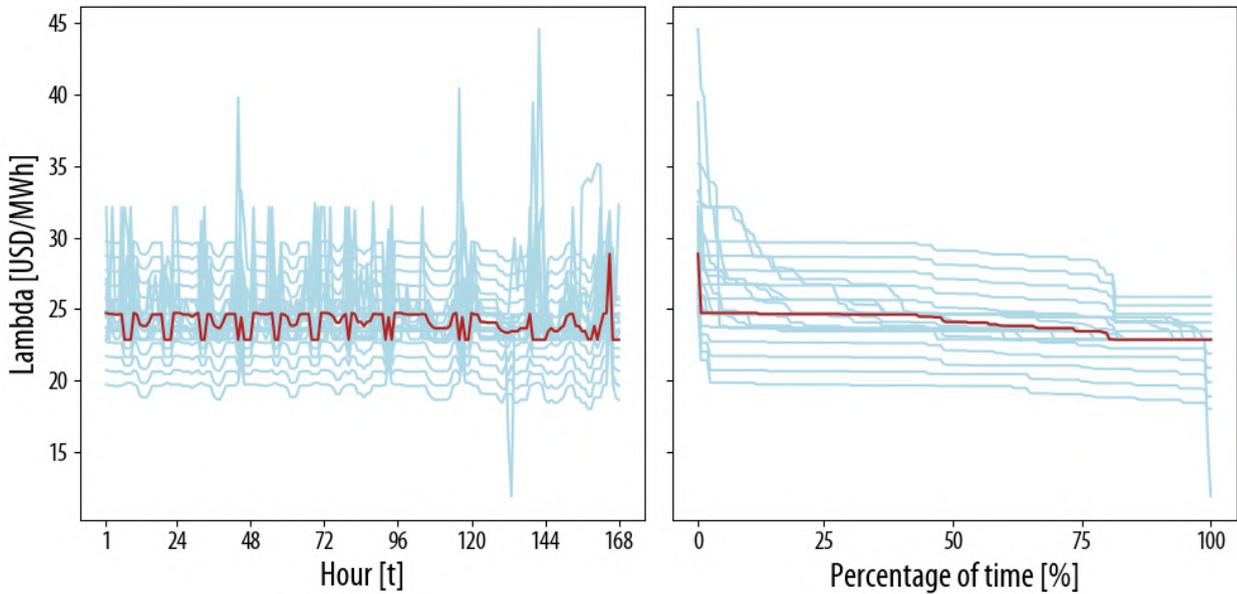


Figura 7.19. Variable dual de la restricción de balance de CSF-Up para la semana de Abril ante distintas sensibilidades.

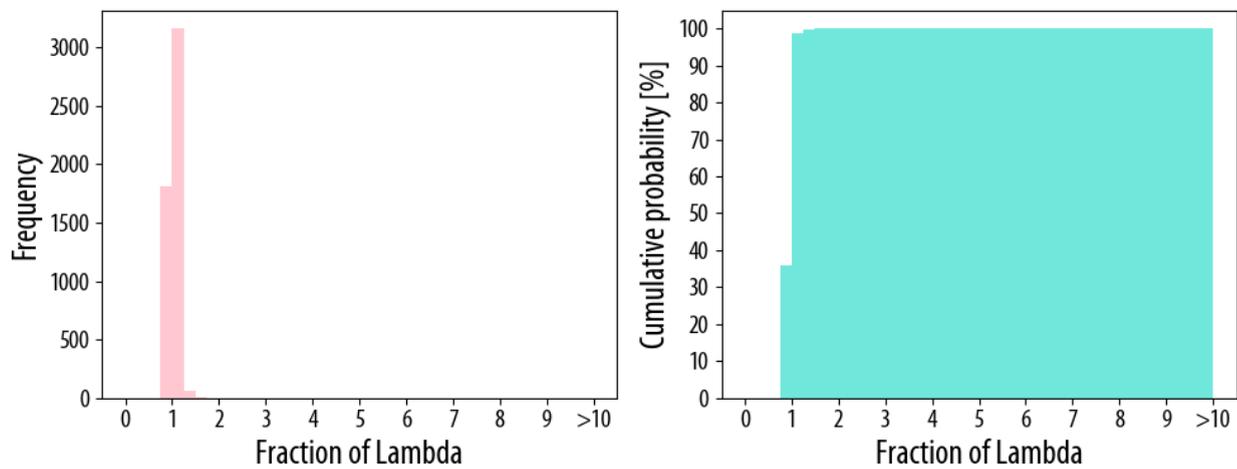


Figura 7.20. Histograma de desviación de las variables duales de la restricción de balance de CSF-Up obtenidas para la semana de Abril respecto a la asignación eficiente en el caso base.

Semana Representativa Julio

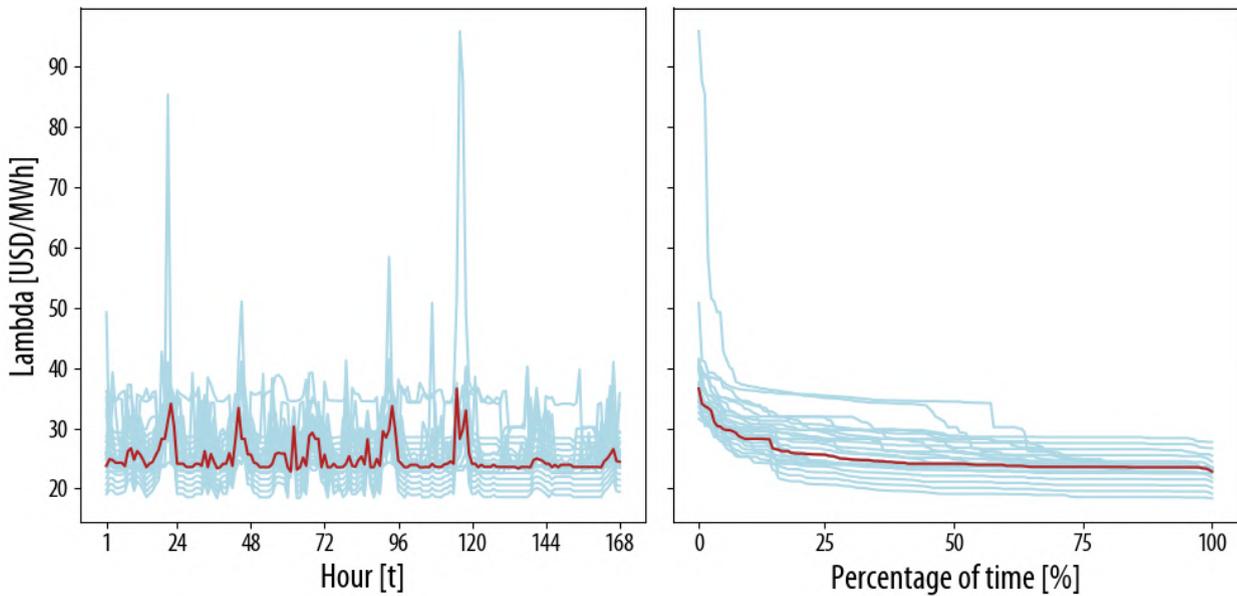


Figura 7.21. Variable dual de la restricción de balance de CSF-Up para la semana de Julio ante distintas sensibilidades.

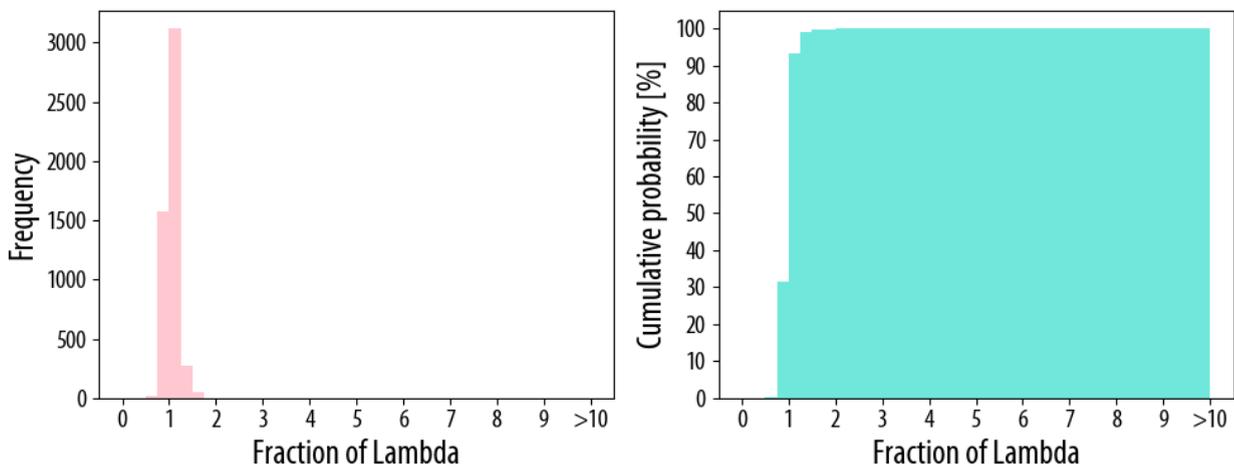


Figura 7.22. Histograma de desviación de las variables duales de la restricción de balance de CSF-Up obtenidas para la semana de Julio respecto a la asignación eficiente en el caso base.

Semana Representativa Octubre

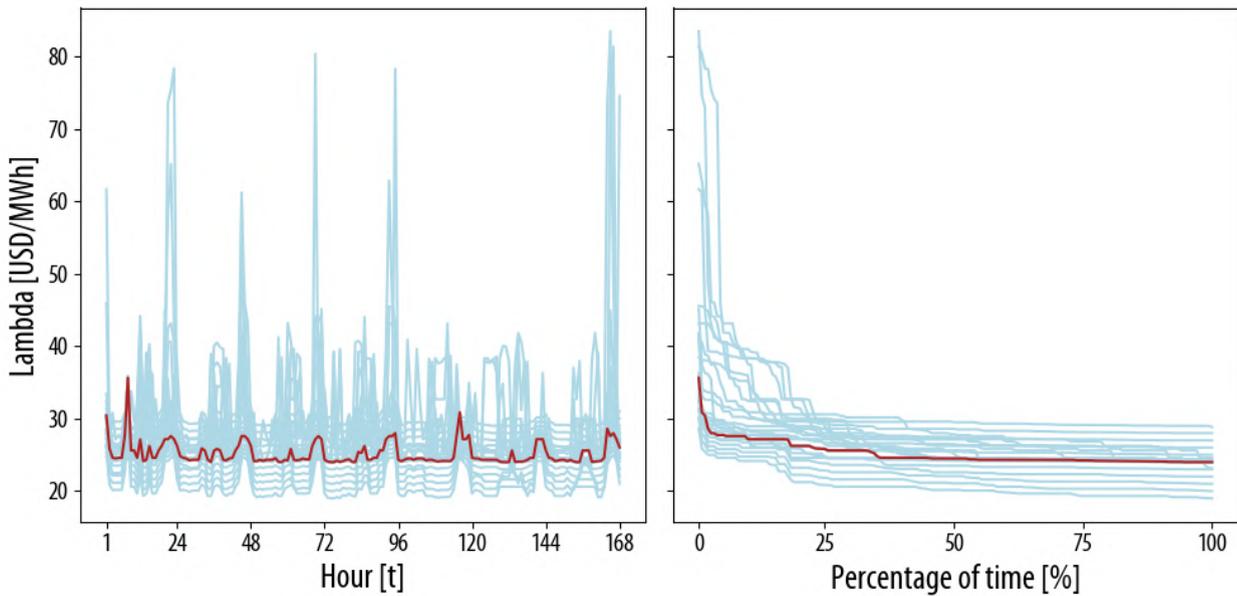


Figura 7.23. Variable dual de la restricción de balance de CSF-Up para la semana de Octubre ante distintas sensibilidades.

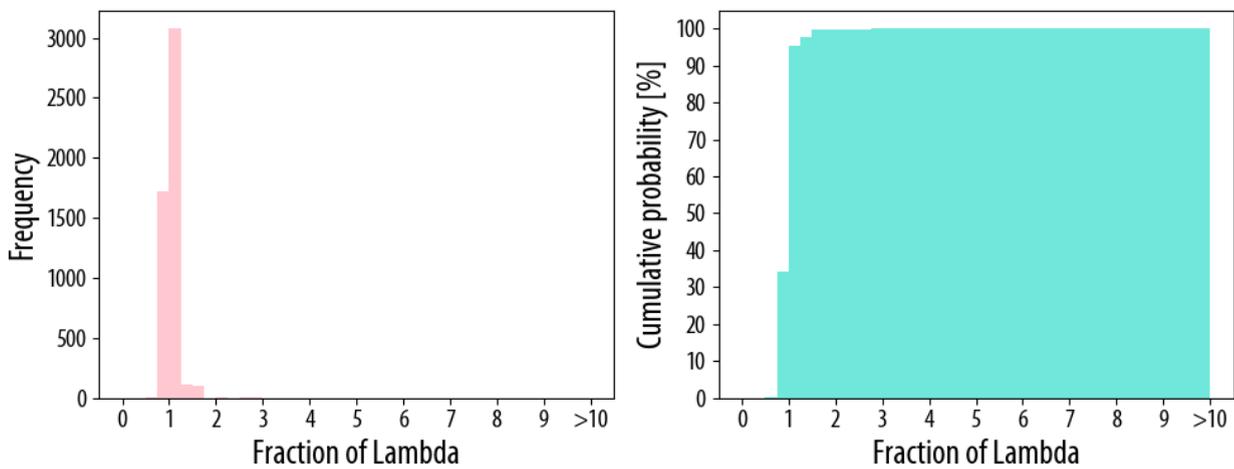


Figura 7.24. Histograma de desviación de las variables duales de la restricción de balance de CSF-Up obtenidas para la semana de Octubre respecto a la asignación eficiente en el caso base.

Tabla 7.3. Resumen de la dispersión respecto al λ de CSF-Up para distintos niveles de confiabilidad (porcentaje de casos por debajo de este valor)

$1 + \Delta_I^i$	Enero	Abril	Julio	Octubre
75%	1.07	1.04	1.08	1.06
90%	1.17	1.12	1.20	1.17
95%	1.26	1.17	1.29	1.24
99%	1.48	1.30	1.51	1.60
100%	1.73	1.95	3.39	3.03

7.1.4 Resultados Metodología para CTF-Down

A continuación se presentan las variables duales asociadas a la restricción de CTF-Down para las 4 semanas representativas analizadas. Adicionalmente se presenta el histograma de la desviación de las variables duales obtenidas de las distintas sensibilidades respecto a la obtenida en el caso base.

Semana Representativa Enero

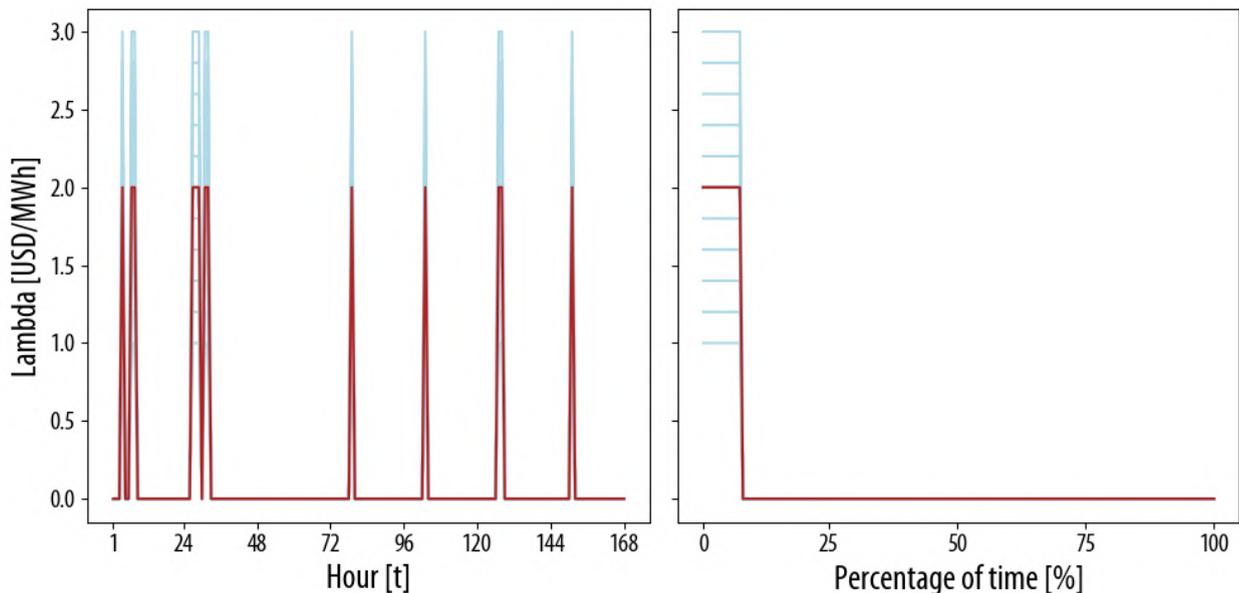


Figura 7.25. Variable dual de la restricción de balance de CTF-Down para la semana de Enero ante distintas sensibilidades.

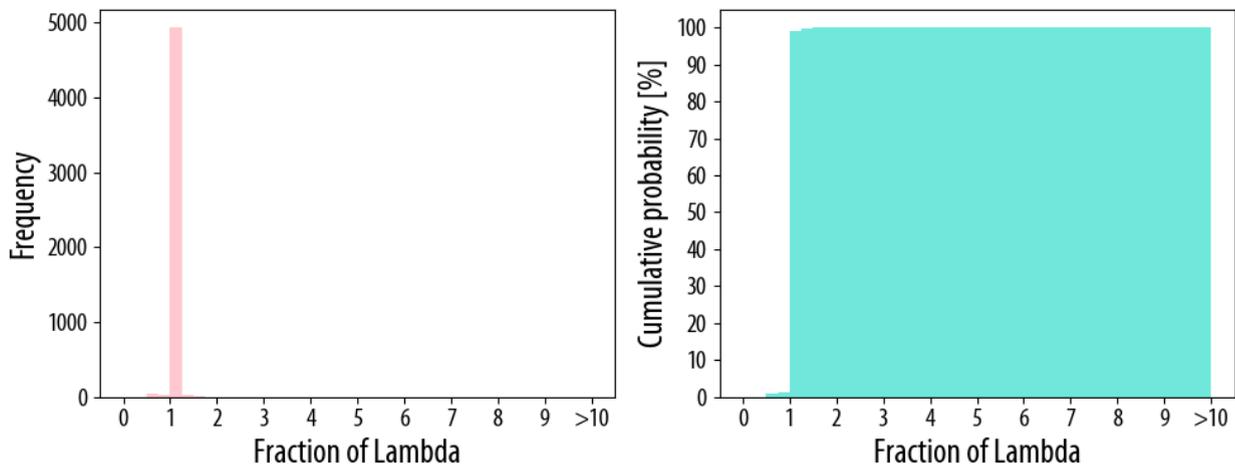


Figura 7.26. Histograma de desviación de las variables duales de la restricción de balance de CTF-Down obtenidas para la semana de Enero respecto a la asignación eficiente en el caso base.

Semana Representativa Abril

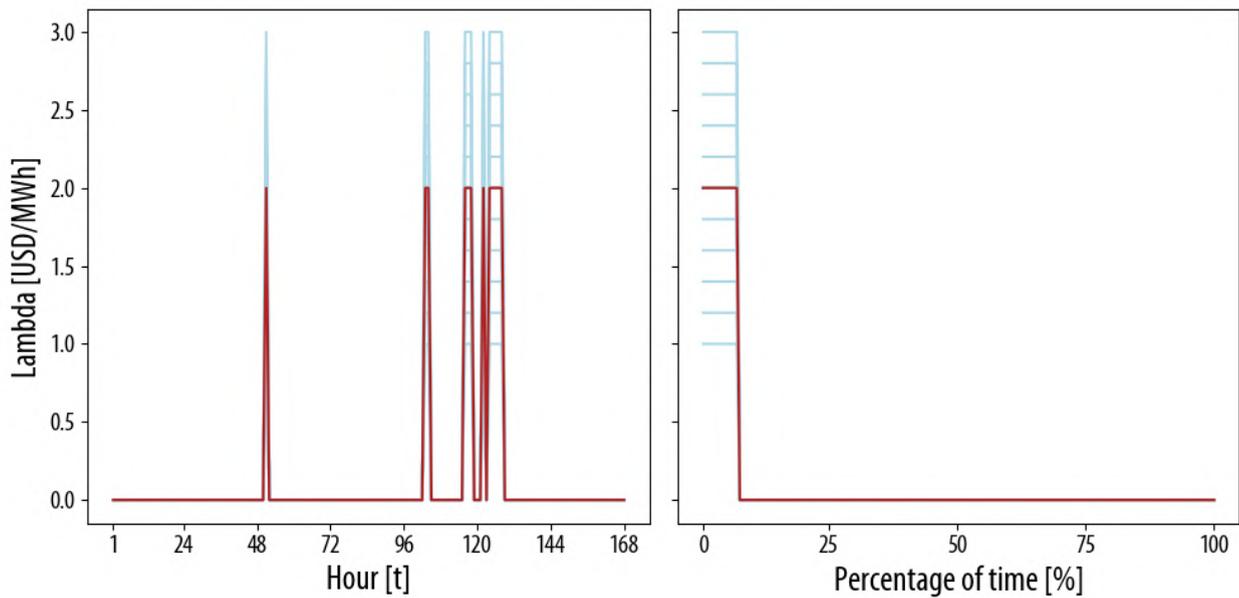


Figura 7.27. Variable dual de la restricción de balance de CTF-Down para la semana de Abril ante distintas sensibilidades.

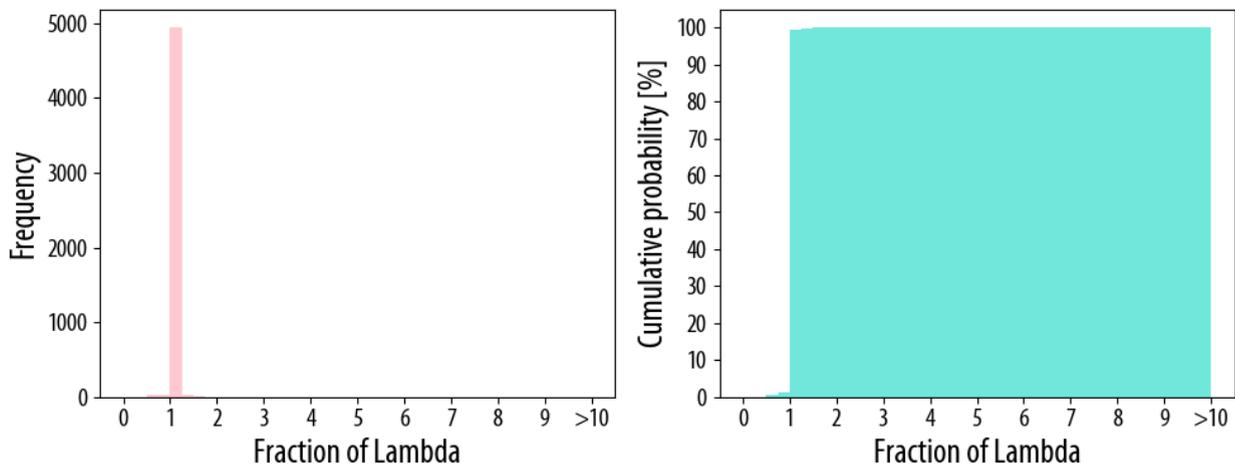


Figura 7.28. Histograma de desviación de las variables duales de la restricción de balance de CTF-Down obtenidas para la semana de Abril respecto a la asignación eficiente en el caso base.

Semana Representativa Julio

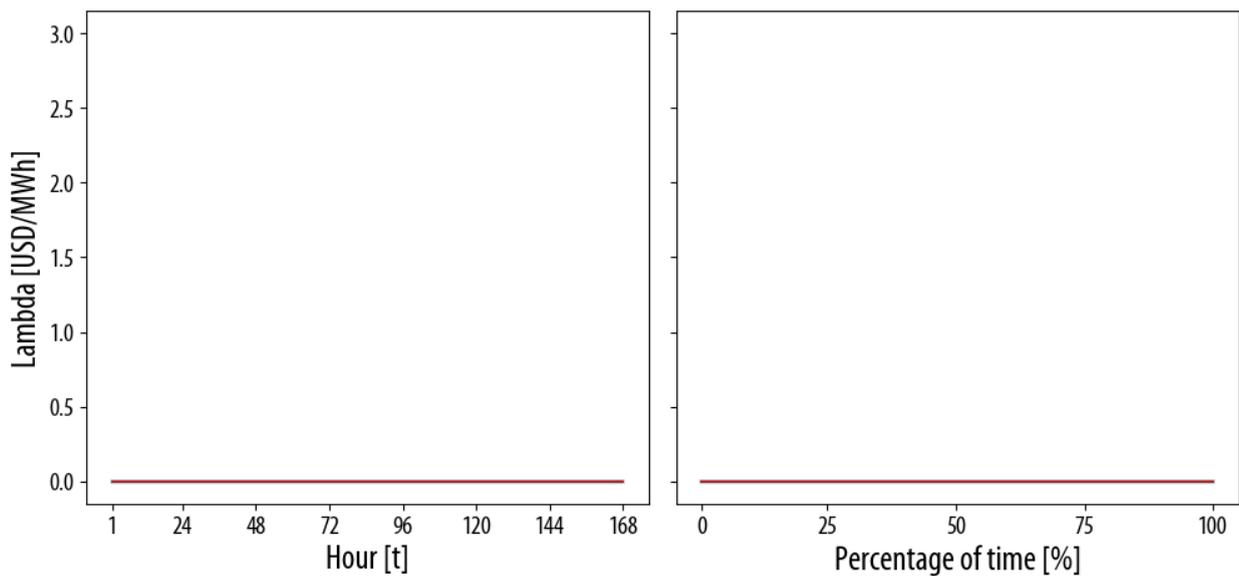


Figura 7.29. Variable dual de la restricción de balance de CTF-Down para la semana de Julio ante distintas sensibilidades.

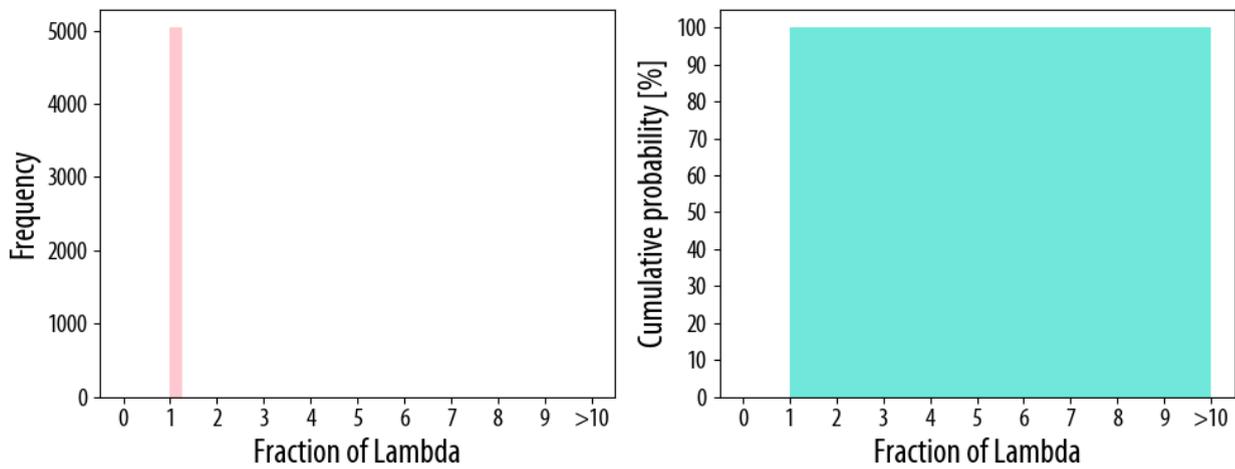


Figura 7.30. Histograma de desviación de las variables duales de la restricción de balance de CTF-Down obtenidas para la semana de Julio respecto a la asignación eficiente en el caso base.

Semana Representativa Octubre

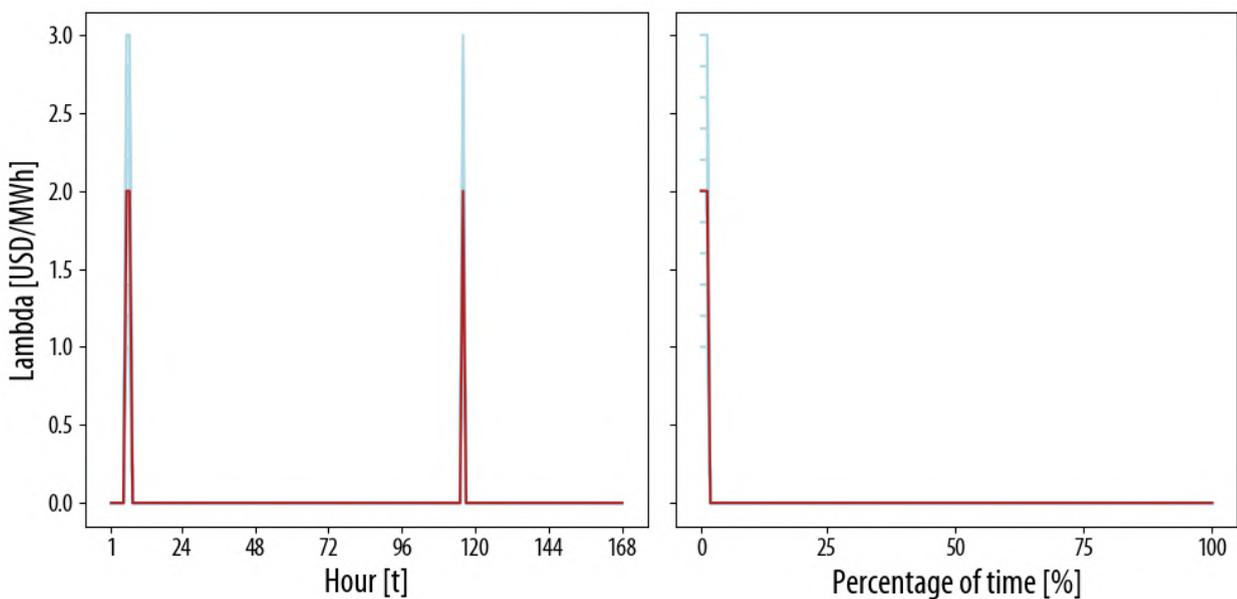


Figura 7.31. Variable dual de la restricción de balance de CTF-Down para la semana de Octubre ante distintas sensibilidades.

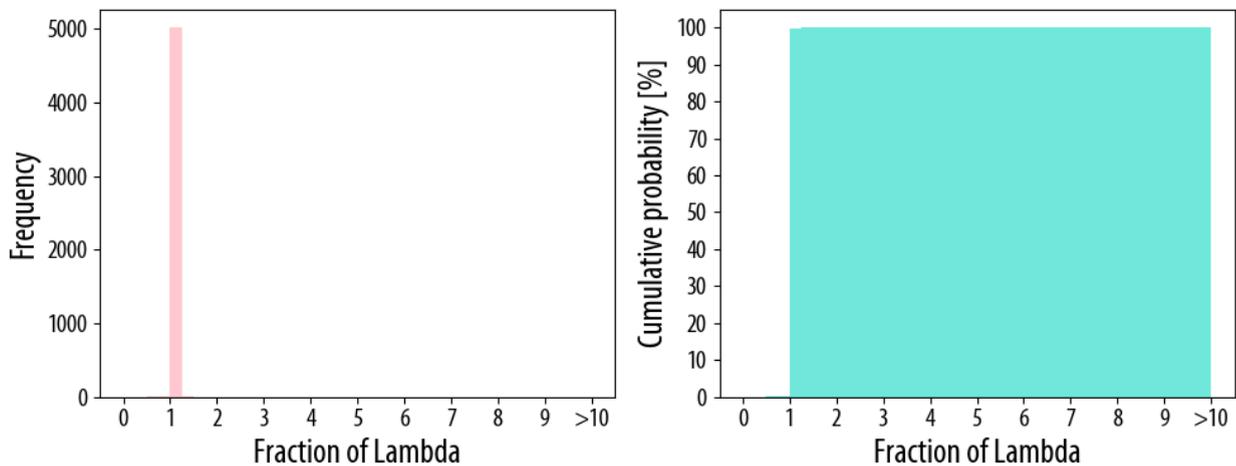


Figura 7.32. Histograma de desviación de las variables duales de la restricción de balance de CTF-Down obtenidas para la semana de Octubre respecto a la asignación eficiente en el caso base.

Tabla 7.4. Resumen de la dispersión respecto al λ de CTF-Down para distintos niveles de confiabilidad (porcentaje de casos por debajo de este valor)

$1 + \Delta_I^i$	Enero	Abril	Julio	Octubre
75%	1.00	1.00	1.00	1.00
90%	1.00	1.00	1.00	1.00
95%	1.00	1.00	1.00	1.00
99%	1.20	1.10	1.00	1.00
100%	1.50	1.50	1.00	1.50

7.1.5 Resultados Metodología para CTF-Up

A continuación se presentan las variables duales asociadas a la restricción de CTF-Up para las 4 semanas representativas analizadas. Adicionalmente se presenta el histograma de la desviación de las variables duales obtenidas de las distintas sensibilidades respecto a la obtenida en el caso base.

Semana Representativa Enero

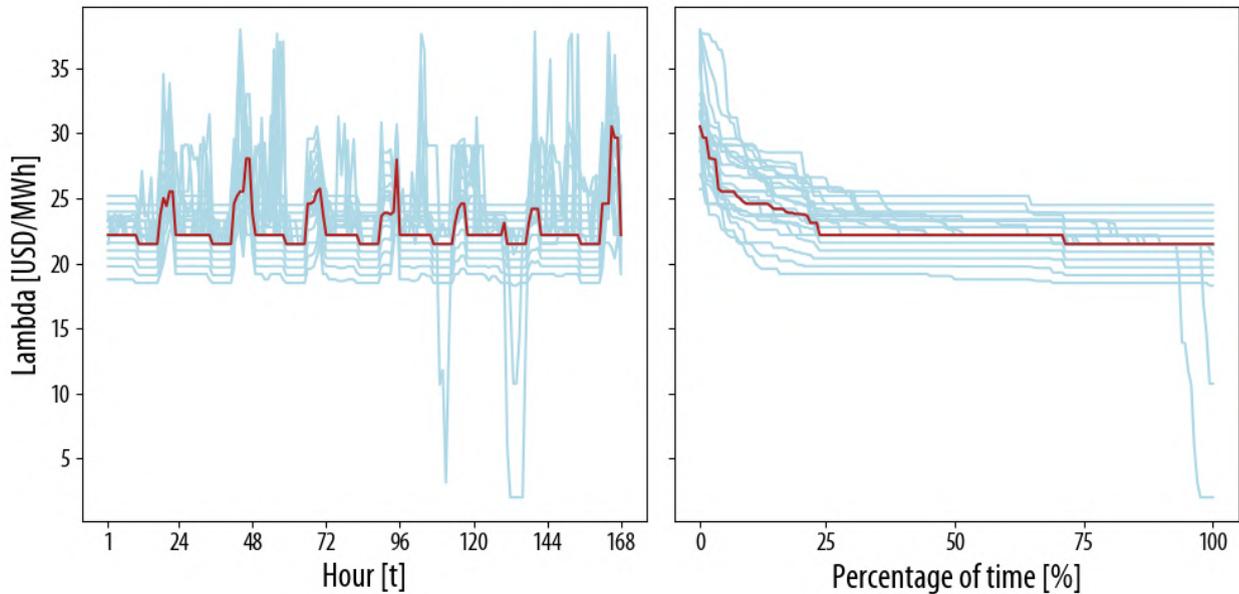


Figura 7.33. Variable dual de la restricción de balance de CTF-Up para la semana de Enero ante distintas sensibilidades.

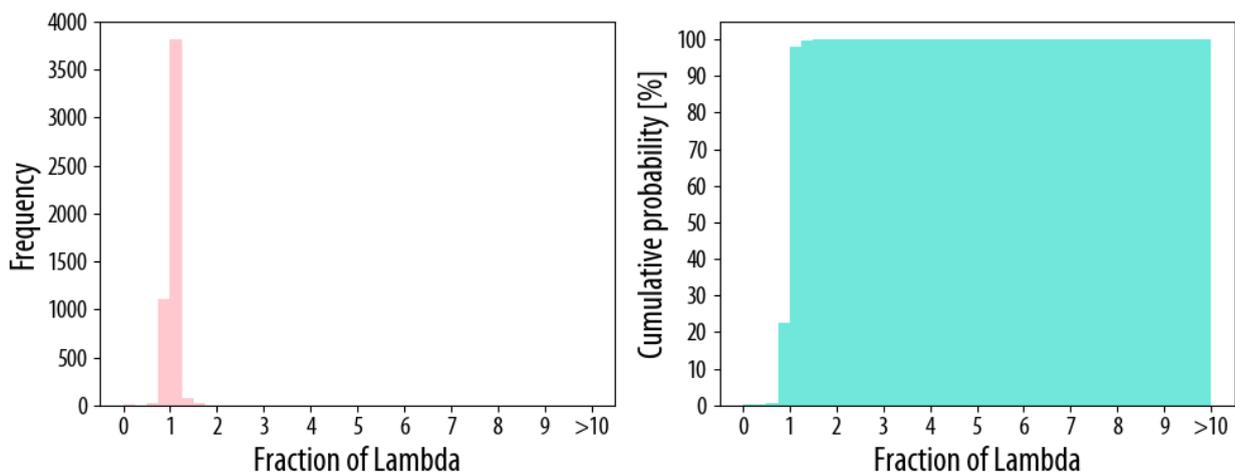


Figura 7.34. Histograma de desviación de las variables duales de la restricción de balance de CTF-Up obtenidas para la semana de Enero respecto a la asignación eficiente en el caso base.

Semana Representativa Abril

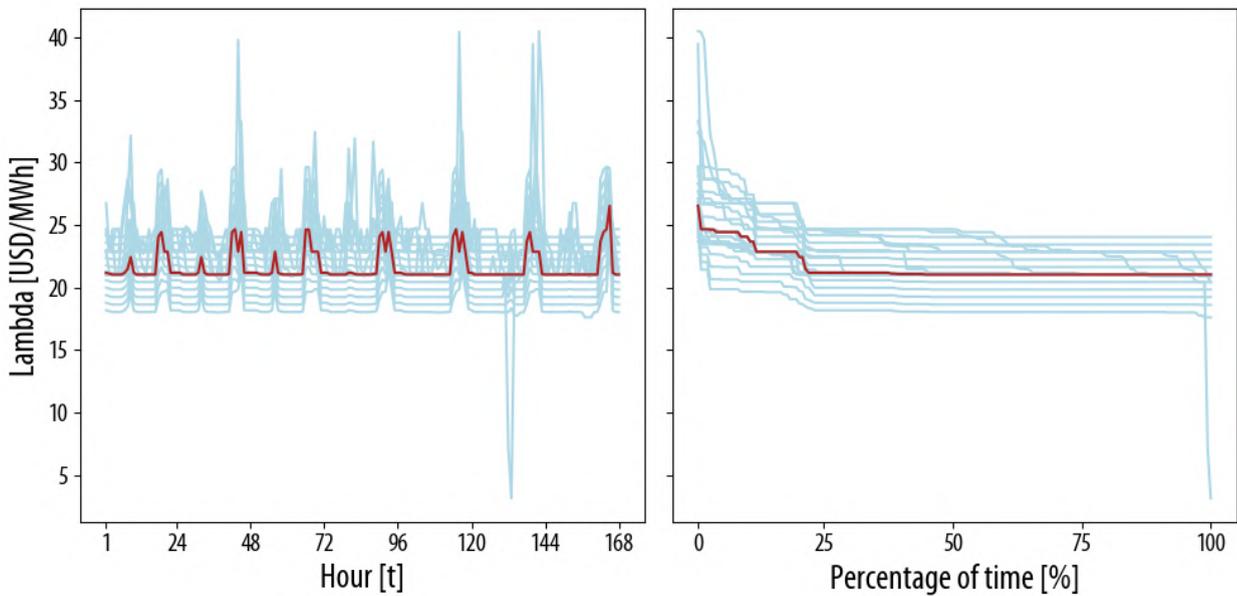


Figura 7.35. Variable dual de la restricción de balance de CTF-Up para la semana de Abril ante distintas sensibilidades.

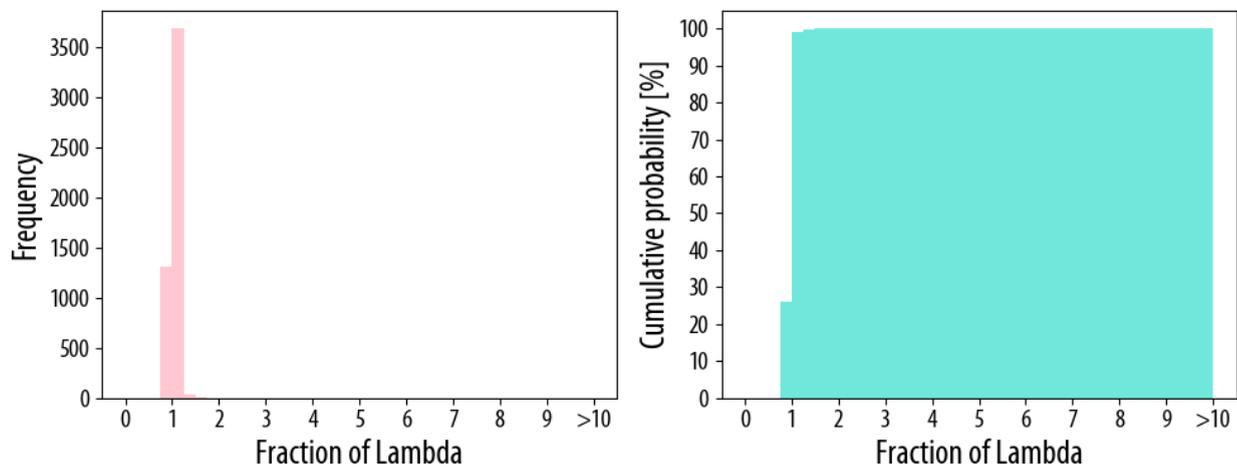


Figura 7.36. Histograma de desviación de las variables duales de la restricción de balance de CTF-Up obtenidas para la semana de Abril respecto a la asignación eficiente en el caso base.

Semana Representativa Julio

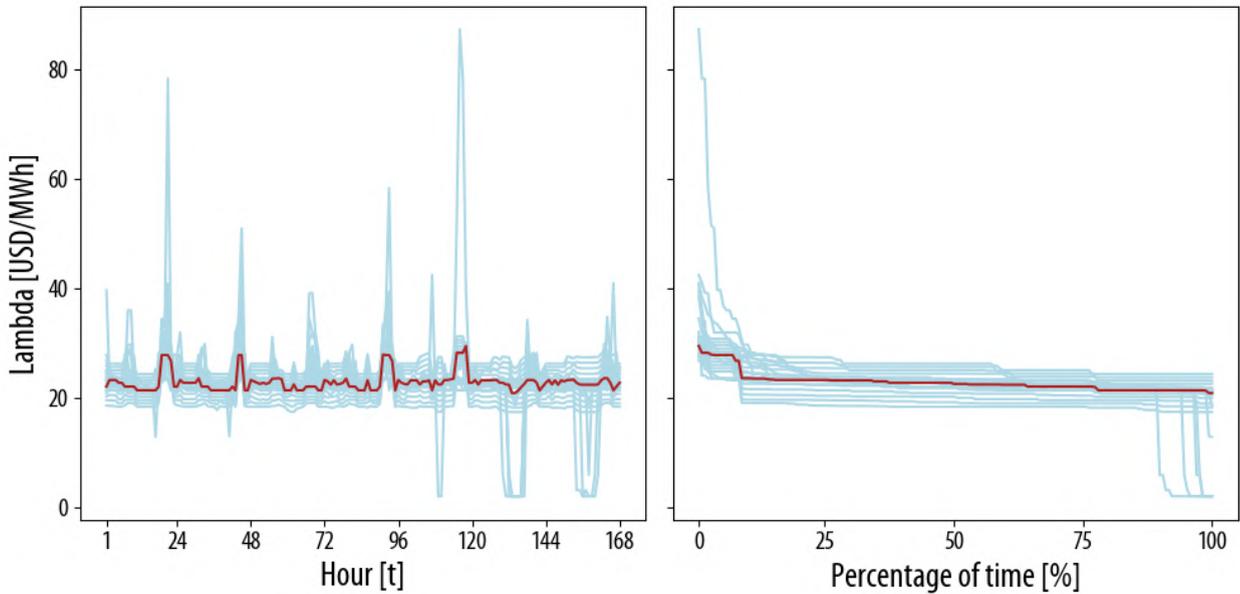


Figura 7.37. Variable dual de la restricción de balance de CTF-Up para la semana de Julio ante distintas sensibilidades.

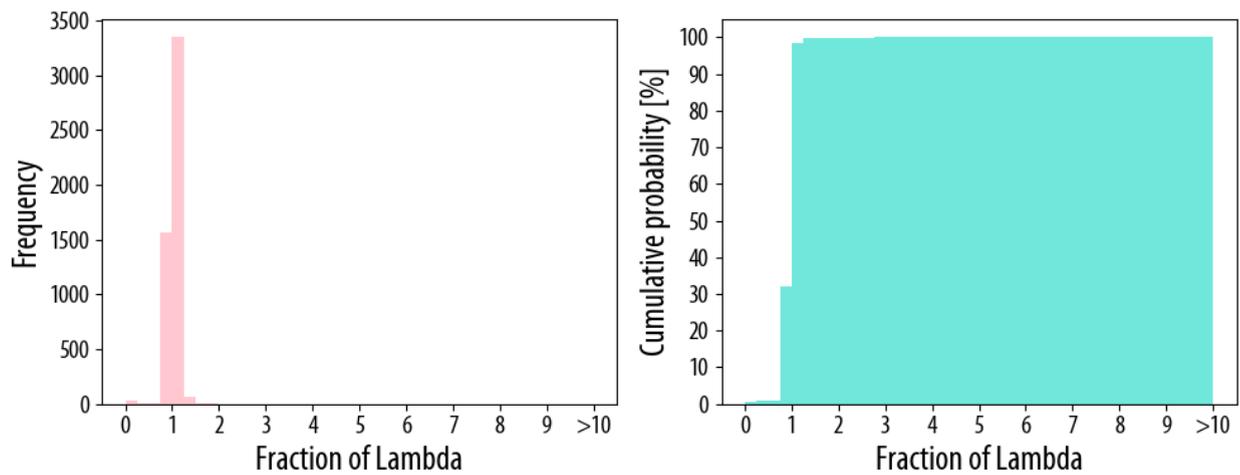


Figura 7.38. Histograma de desviación de las variables duales de la restricción de balance de CTF-Up obtenidas para la semana de Julio respecto a la asignación eficiente en el caso base.

Semana Representativa Octubre

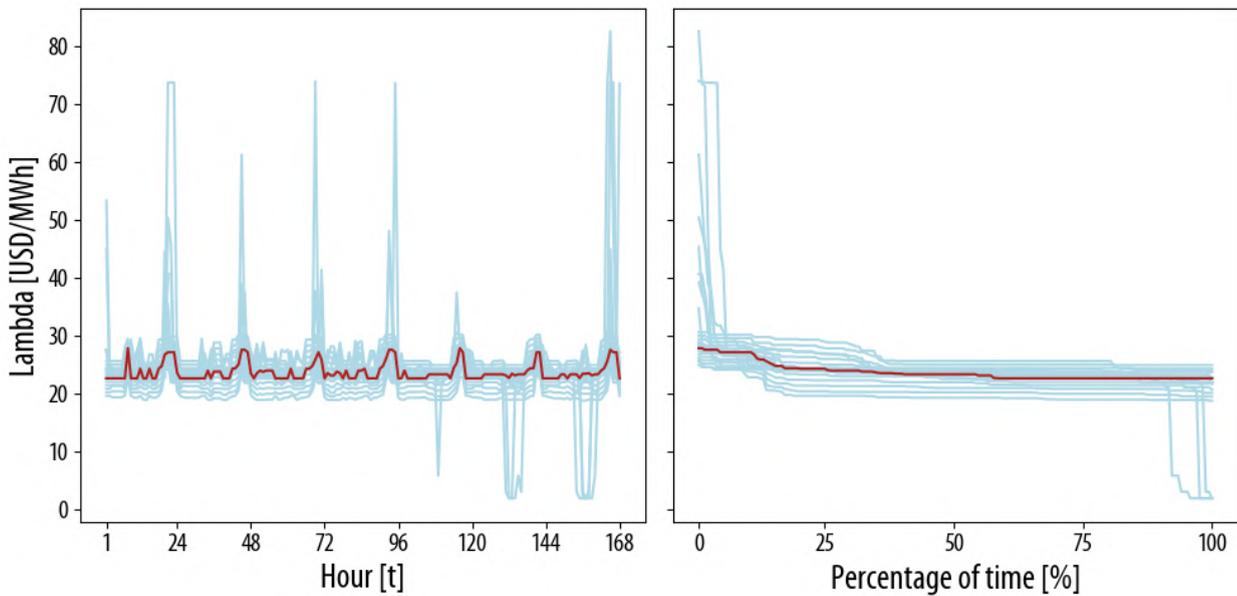


Figura 7.39. Variable dual de la restricción de balance de CTF-Up para la semana de Octubre ante distintas sensibilidades.

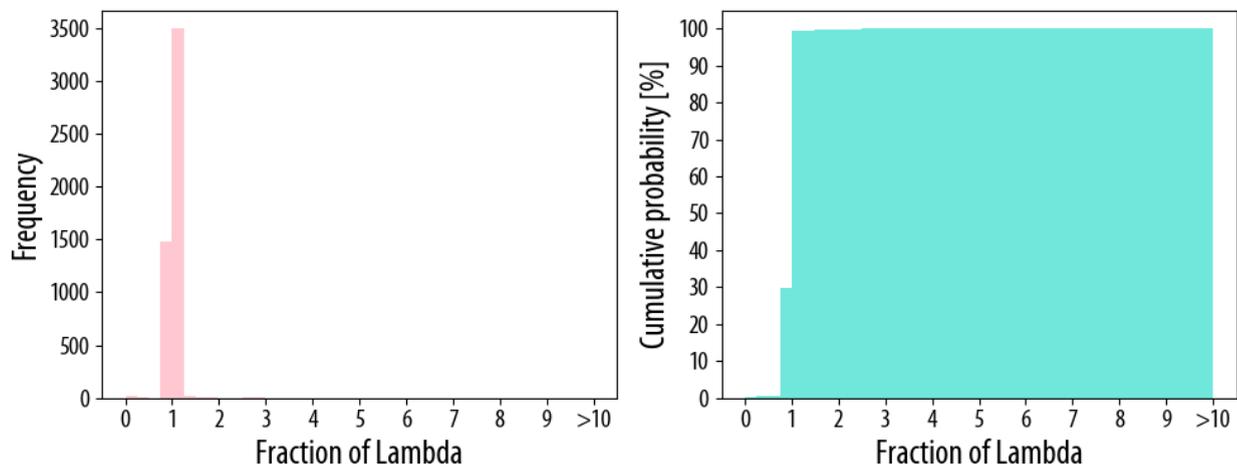


Figura 7.40. Histograma de desviación de las variables duales de la restricción de balance de CTF-Up obtenidas para la semana de Octubre respecto a la asignación eficiente en el caso base.

Tabla 7.5. Resumen de la dispersión respecto al λ de CTF-Up para distintos niveles de confiabilidad (porcentaje de casos por debajo de este valor).

$1 + \Delta_I^i$	Enero	Abril	Julio	Octubre
75%	1.05	1.06	1.03	1.04
90%	1.11	1.11	1.10	1.08
95%	1.14	1.15	1.14	1.12
99%	1.31	1.21	1.28	1.22
100%	1.70	1.77	3.10	3.24

7.1.6 Análisis de la Metodología de Determinación de Factores de Información

En la presente sección se calcularon variables duales del problema centralizado para múltiples escenarios. De esta manera fue posible cuantificar el impacto de variaciones en parámetros inciertos en dichas variables duales, lo que permite estimar el factor de escalamiento asociado a cada producto definido en la metodología propuesta. La forma de cuantificar dicho factor de escalamiento se construye calculando la variación, respecto a un caso base, de las variables duales para cada uno de los distintos escenarios considerados. Con esta información se construyen los histogramas presentados donde es posible apreciar en primer lugar una baja dispersión en estos factores de escalamiento. Adicionalmente, para las sensibilidades y condiciones operacionales consideradas, con un factor de información 2, se logran capturar más del 95% de los casos, en todos los productos. La relevancia de estos resultados es que no es necesario tener una actualización frecuente de los factores de escalamiento, pudiendo tener una definición anual de este valor, en caso de utilizarse una actualización más frecuente se podría recomendar el uso de valores no enteros que entreguen un precio más acotado a la referencia. Adicionalmente estos resultados muestran que no hay necesidad de indexar los precios máximos pues al tener precios máximos calculados horariamente, las incertidumbres de mayor largo plazo irán internalizadas en los parámetros de entrada del pre-despacho eficiente.

7.2 Cálculo Ilustrativo de Precios Máximos

A continuación, se presenta una ilustración del cálculo de precios máximos horarios y por barra en el mes de enero, para los distintos productos de servicios complementarios, para casos de factores $1 + \Delta_I^i$ iguales a 1, 2 y 3.

Para el cálculo de precios máximos se utilizan las fórmulas presentadas en la sección 5. Para el caso de productos de reservas de bajada se consideró la siguiente expresión:

$$\max \left\{ \frac{(1 + \Delta + f(|PM|_\infty))\lambda_t^-}{\pi^-} + \lambda_t^e, \max(\theta_i^-) \right\}$$

La cual considera los valores obtenidos en el caso base de esta sección para las variables duales asociadas a las restricciones de reserva, en el cual se asume probabilidad de activación hacia abajo igual a cero. Adicionalmente, con el fin de obtener valores de precios máximos con mayor holgura, se consideró un CV_i de la unidad marginal de reserva igual a cero. Adicionalmente, se consideró para el escalamiento de precios máximos probabilidades de activación de bajada iguales 0.1⁴⁹. Finalmente, se consideró un valor igual cero para la función $f(|PM|_\infty)$ en todas las expresiones de precios máximos.

Estos cálculos tienen como objetivo ilustrar el impacto de las distintas componentes de las expresiones de precios máximos. Los valores obtenidos no deben interpretarse como estimaciones de los precios máximos a ser calculados en posibles implementaciones prácticas de elementos de esta metodología, que podrían considerar supuestos y consideraciones adicionales.

⁴⁹ Esta probabilidad es solamente para escalar la expresión de precios máximos, dada la definición de los productos de bajada en términos de activación.

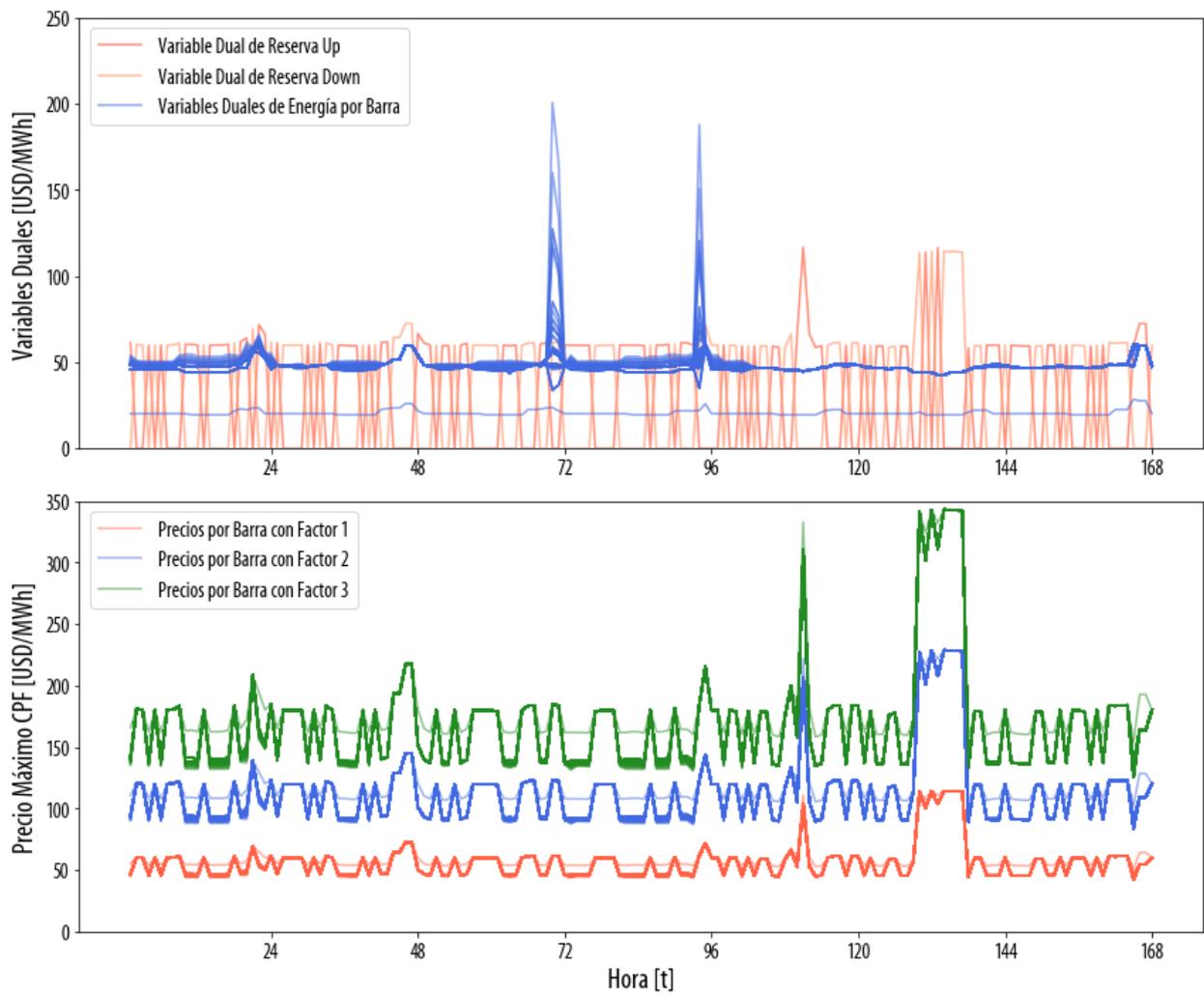


Figura 7.41. Cálculo de Precios Máximos para CPF para distintos factores $1 + \Delta_T^i$.

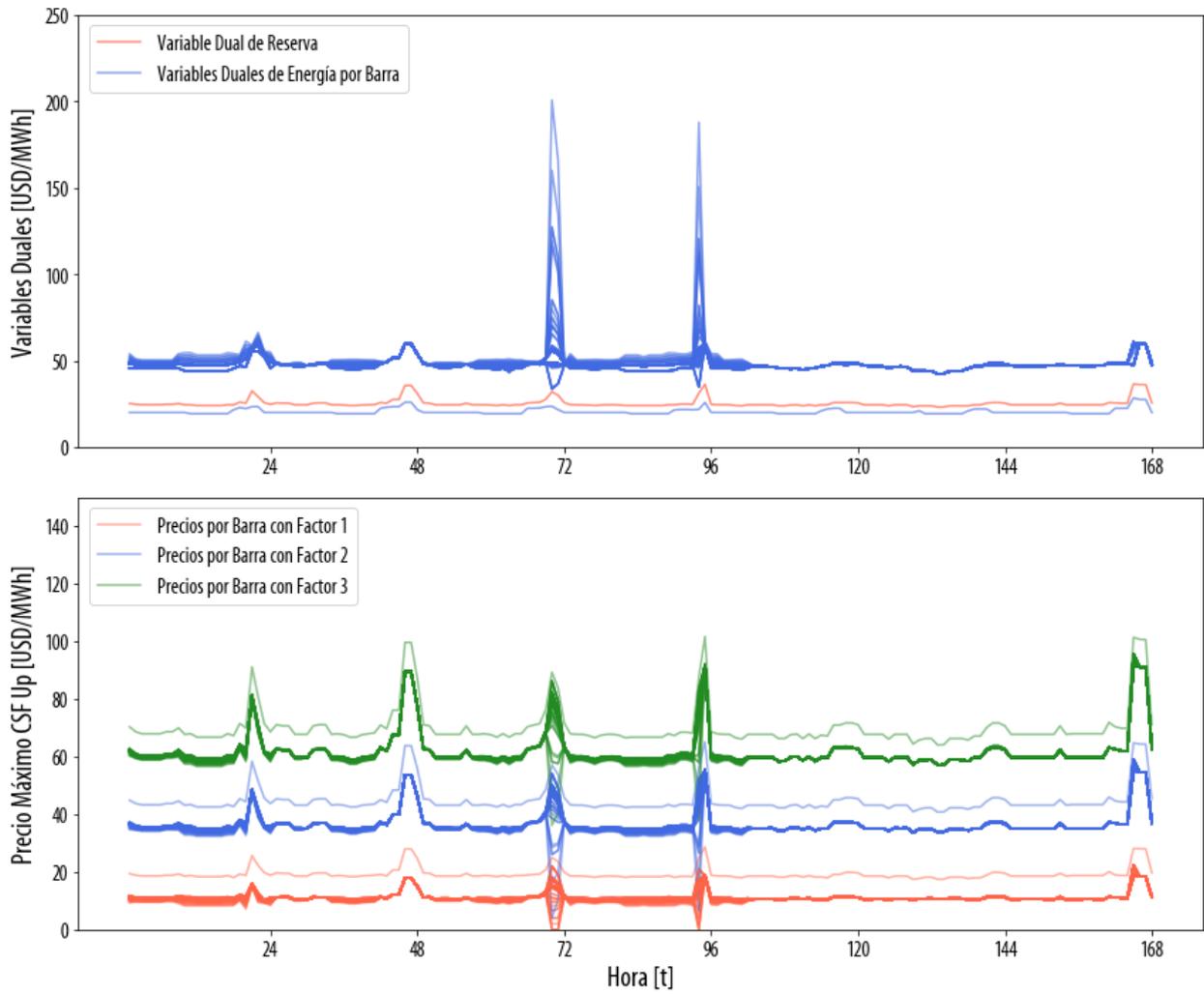


Figura 7.42. Cálculo de Precios Máximos para CSF Up para distintos factores $1 + \Delta_I^i$.

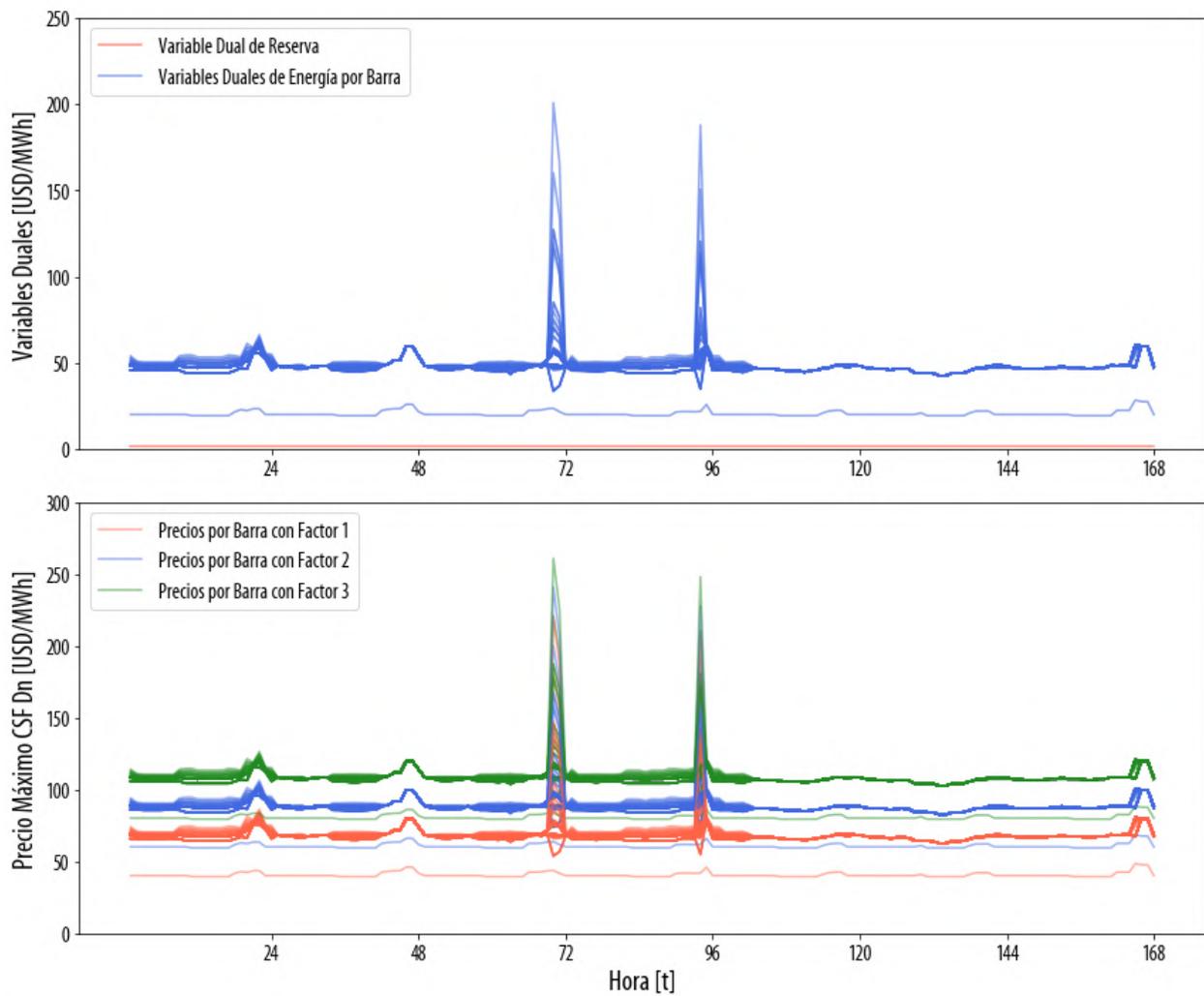


Figura 7.43. Cálculo de Precios Máximos para CSF Down para distintos factores $1 + \Delta_I^i$.

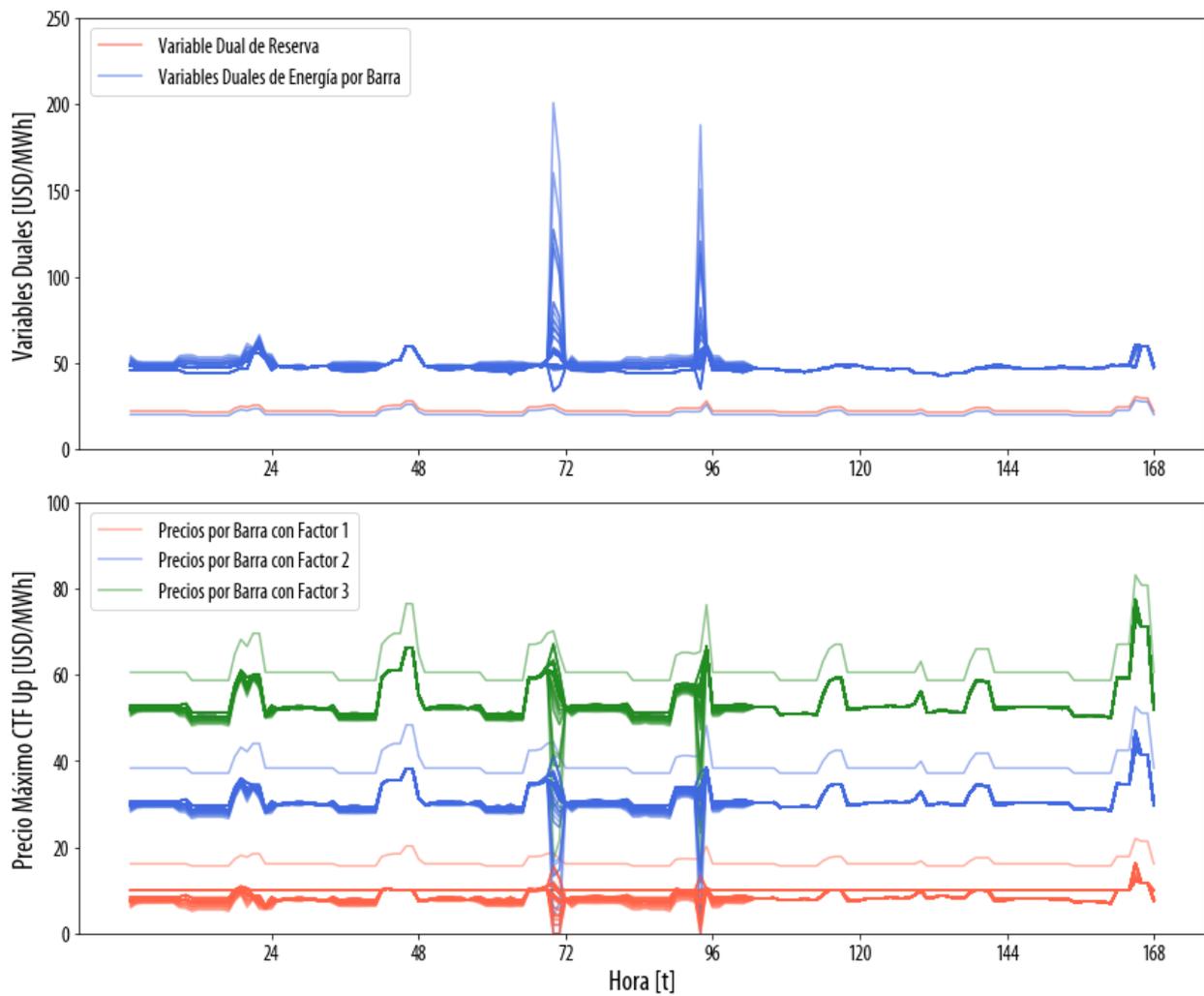


Figura 7.44. Cálculo de Precios Máximos para CTF Up para distintos factores $1 + \Delta_J^i$.

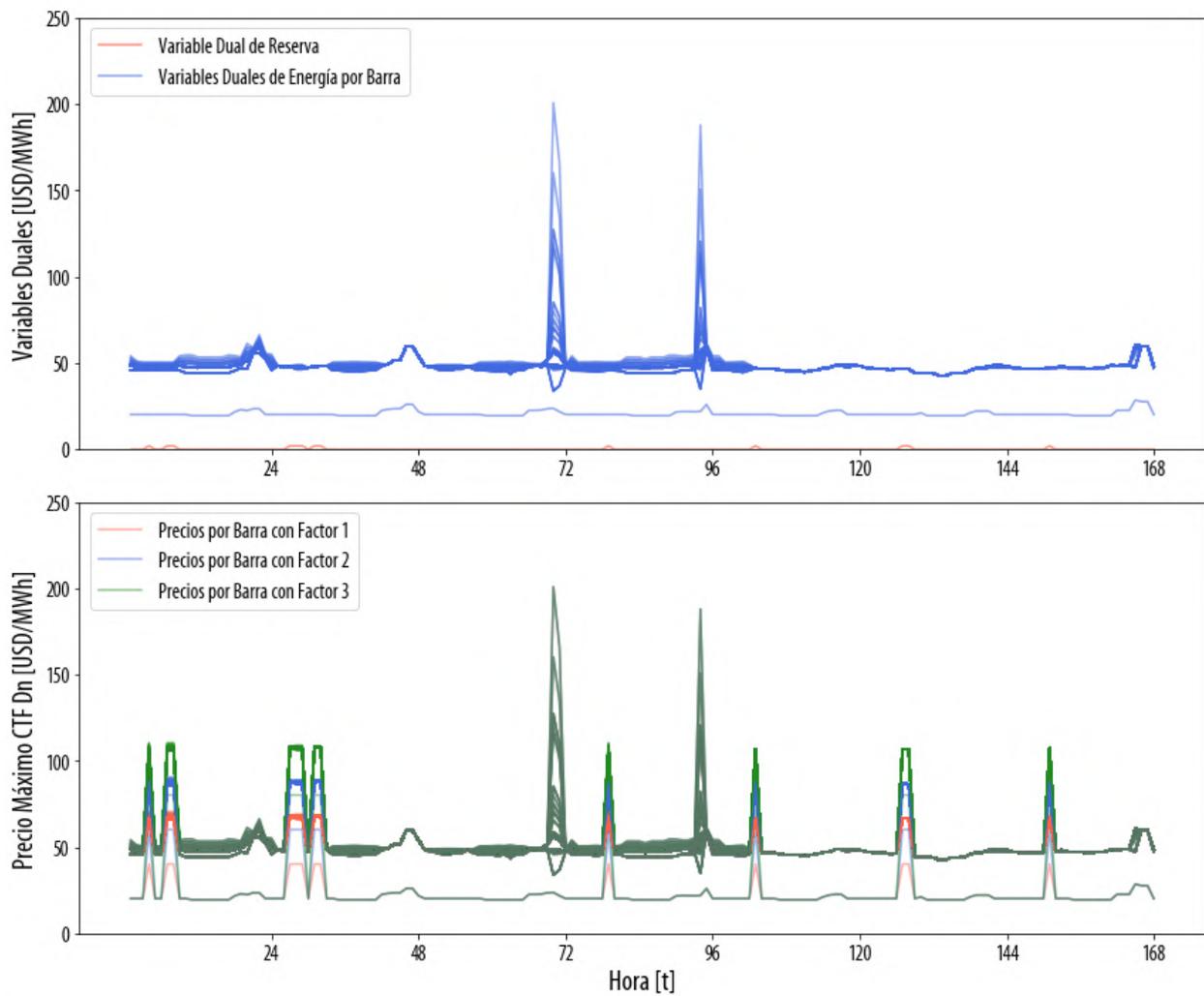


Figura 7.45. Cálculo de Precios Máximos para CTF Down para distintos factores $1 + \Delta_I^i$.

7.3 Simulaciones Técnico-Económicas de la Aplicación de Precios Máximos

Con el fin de analizar el impacto de los valores previamente obtenidos, se realizan simulaciones técnico-económicas de la operación del sistema eléctrico basadas en la co-optimización de energía y reservas. Estas simulaciones consideran todos los elementos operacionales relevantes utilizados en el modelo definido en la Sección 6 e incluyen una estimación de potenciales ofertas de los oferentes. Adicionalmente, se muestran los resultados de las simulaciones ante modificaciones de las ofertas de los agentes frente a escenarios estratégicos de duplicar su oferta.

Si bien el objetivo de estas simulaciones no es pronosticar el comportamiento de los agentes, cuantificar el impacto en la operación del sistema eléctrico de ofertas en servicios complementarios asociados a reservas permite obtener una noción de los posibles incentivos con los que cuentan los diferentes actores del sistema para modificar su comportamiento al ofertar. En este sentido, los resultados presentados en esta Sección no deben ser interpretados como el comportamiento que tendrán los agentes ante la implementación de un mercado de SSCC determinado.

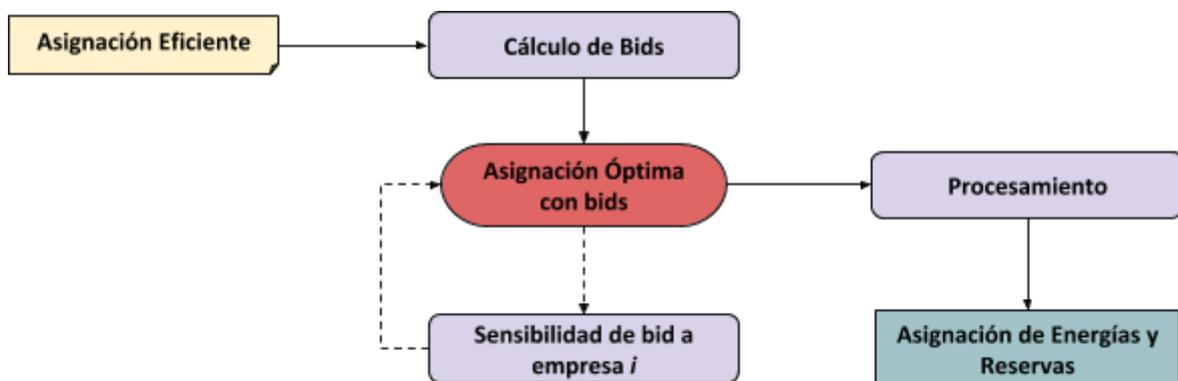


Figura 7.46. Diagrama General de la Metodología para realizar las simulaciones.

Se consideró una estimación de las ofertas en base a los costos de oportunidad y directos de provisión de reservas de cada compañía, según las siguientes expresiones:

- Para servicios de subida:
 - Para unidades inframarginales: $b_{i,t}^j = \lambda_{t,z(i)} - C_{i,t}^{OV} + \theta_i^j$
 - Para unidades supramarginales: $b_{i,t}^j = (C_{i,t}^{OV} - \lambda_{t,z(i)}) * \pi + \theta_i^j$

- Para servicios de bajada:
 - Para unidades inframarginales: $b_{i,t}^j = \lambda_{t,z(i)} - C_{i,t}^{OV} + \theta_i^j / \pi$
 - Para unidades supramarginales: $b_{i,t}^j = (C_{i,t}^{OV} - \lambda_{t,z(i)}) / \pi + \theta_i^j / \pi$

Donde $\lambda_{t,z(i)}$ representa el costo marginal que percibe la unidad de generación i al inyectar energía en la zona z , $C_{i,t}^{OV}$ representa el costo variable de la unidad de generación i en la hora t , π corresponde a la probabilidad de activación sistémica.

Finalmente, para el caso de CPF, se considera que la oferta general para el producto de cada unidad corresponde al máximo entre lo que sería su oferta teórica de subida y de bajada, expresado en la siguiente ecuación:

$$b_{i,t}^j = \max(b_{i,t}^{jUP}, b_{i,t}^{jDN})$$

Como una forma de analizar el impacto de imponer distintos precios máximos, se calculan asignaciones para distintos valores de los factores $1 + \Delta_I^i$. La Tabla 7.6 presenta los costos totales del mercado de reserva en un escenario de factores $1 + \Delta_I^i$ en la aplicación de precios máximos de 1, 2 y 3, y la realización de ofertas antes descritas.

Tabla 7.6. Costos de mercados de reserva para diferentes precios máximos y realizaciones de ofertas.

Costos de Mercados de Reserva (USD)	$1 + \Delta_I^i$ igual a 1	$1 + \Delta_I^i$ igual a 2	$1 + \Delta_I^i$ igual a 3	Sin Precio Máximo
Caso Base	2,166,824	2,177,922	2,177,106	2,201,645

Los resultados de las simulaciones técnico-económicas correspondientes al resto de las semanas representativas para realizaciones específicas de ofertas se encuentran disponibles en el Anexo de este Informe.

7.3.1 Resultados Aplicación Precios Máximos para CPF

7.3.1.1 Caso Base

A continuación en la Figura 7.47 se muestran las asignaciones para el caso base utilizando factores $1 + \Delta_I^i$ en la aplicación de precios máximos de 1, 2 y 3; y la asignación para las ofertas estimadas sin precio máximo.

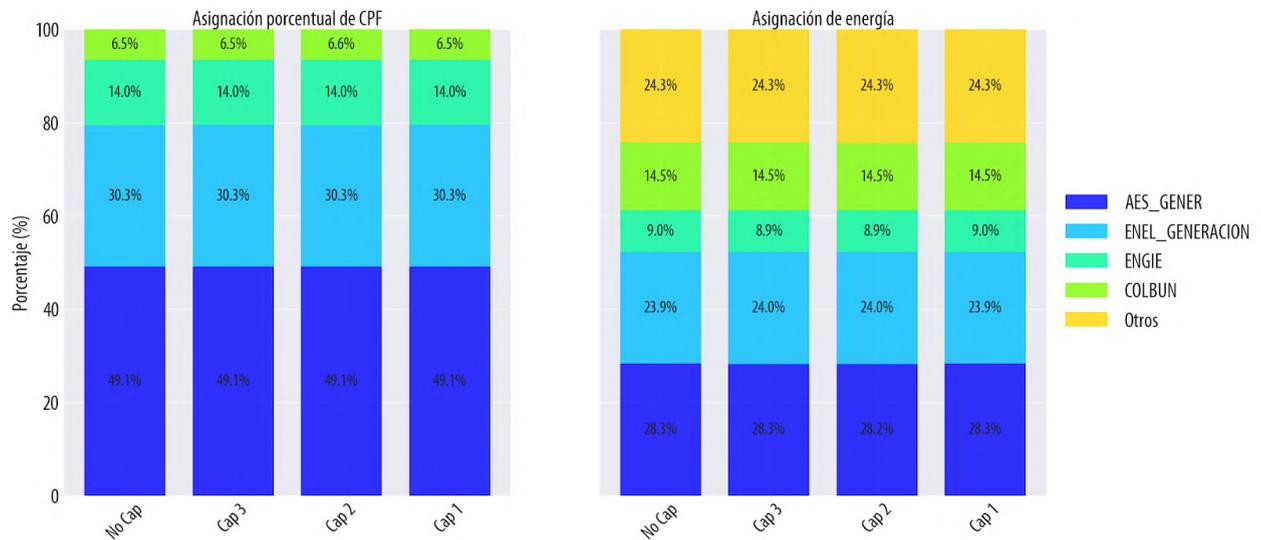


Figura 7.47. Enero - Asignación de CPF y energía con ofertas ante diferentes precios máximos.

Es posible apreciar que en este producto y para la realización de ofertas considerada, el efecto de los precios máximos es reducido, pues las asignaciones con precios máximos son muy similares al caso sin precio máximo.

7.3.1.2 Caso Ofertas Doble

A continuación se muestran los resultados del ejercicio de duplicar ofertas ante escenarios con y sin precio máximo. En particular, la metodología empleada en estas sensibilidades consistió en duplicar la oferta para cada una de las empresas más relevantes, por separado.

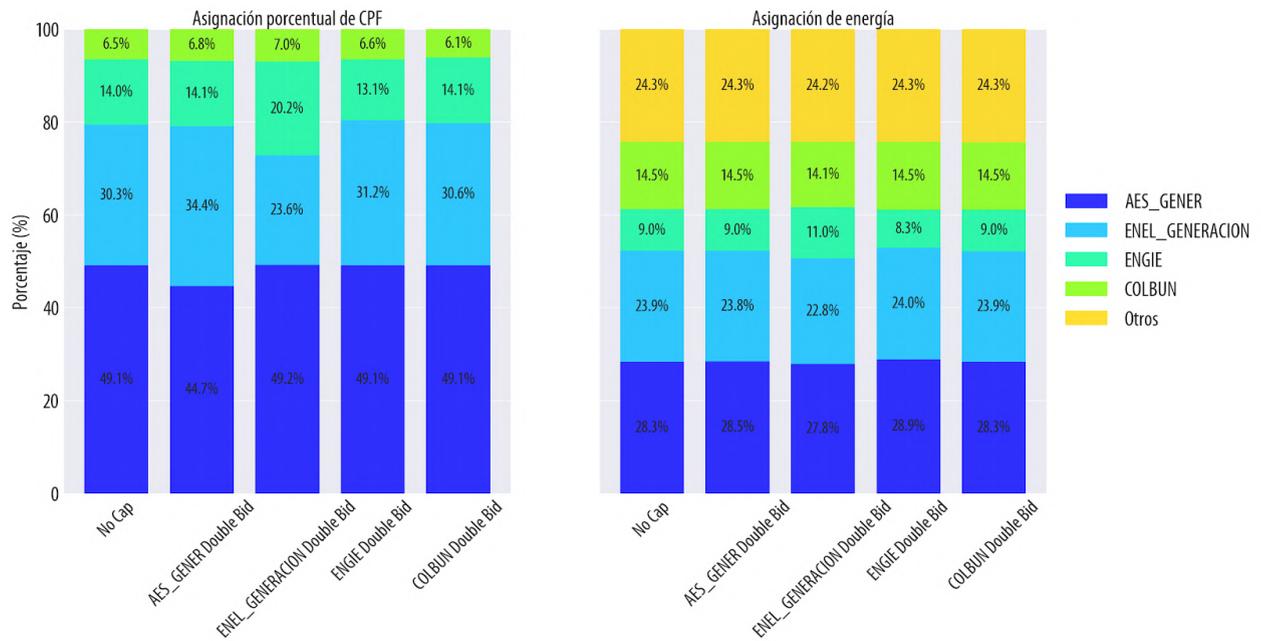


Figura 7.48. Enero - Asignación de CPF y energía para la sensibilidad de doble oferta sin precio máximo implementado.

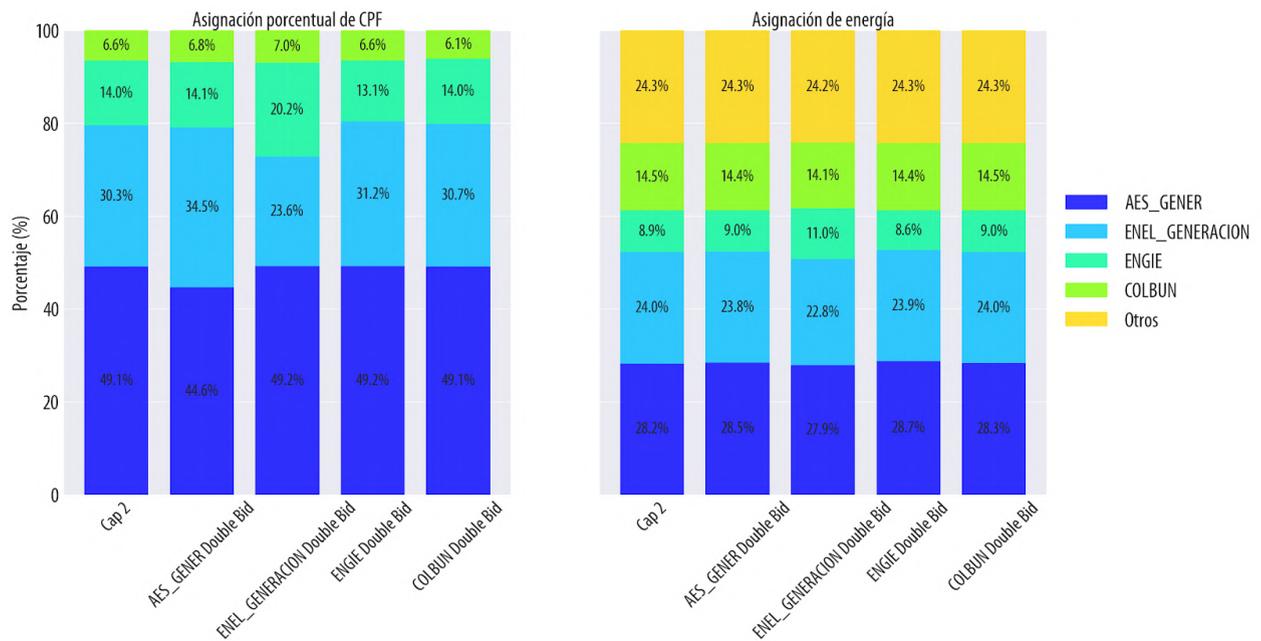


Figura 7.49. Enero - Asignación de CPF y energía para la sensibilidad de doble oferta con un factor $1 + \Delta_I^i$ igual a 2 en la aplicación de precios máximos.

7.3.2 Resultados Aplicación Precios Máximos para CSF-Down

7.3.2.1 Caso Base

A continuación en la Figura 7.50 se muestran las asignaciones para el caso base utilizando factores $1 + \Delta_I^i$ en la aplicación de precios máximos de 1, 2 y 3; y la asignación para las ofertas estimadas sin precio máximo.

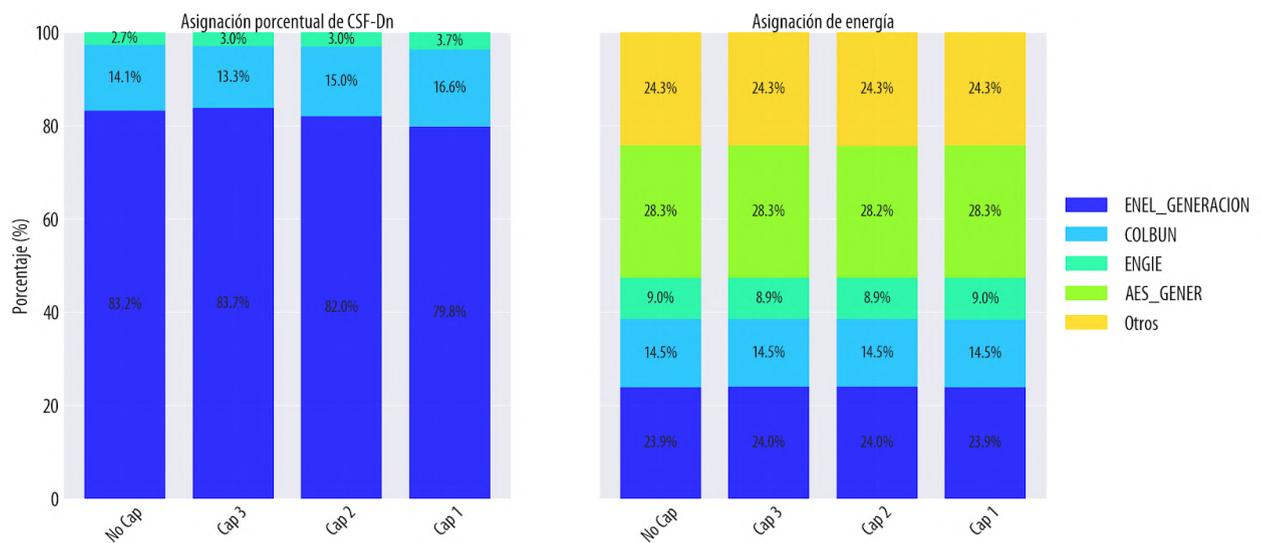


Figura 7.50. Enero - Asignación de CSF-Down y energía con ofertas ante diferentes precios máximos.

7.3.2.2 Caso Ofertas Doble

A continuación se muestran los resultados del ejercicio de duplicar ofertas ante escenarios con y sin precio máximo. En particular, la metodología empleada en estas sensibilidades consistió en duplicar la oferta para cada una de las empresas más relevantes, por separado.

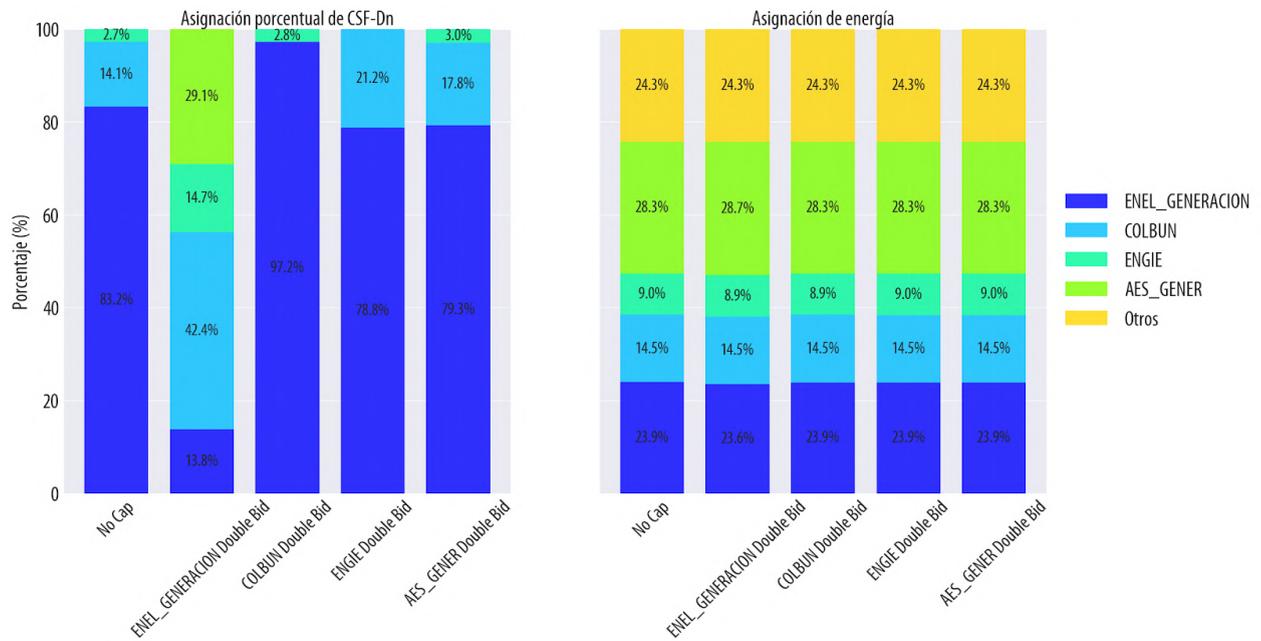


Figura 7.51. Enero - Asignación de CSF - Down y energía para la sensibilidad de doble oferta sin precio máximo implementado.

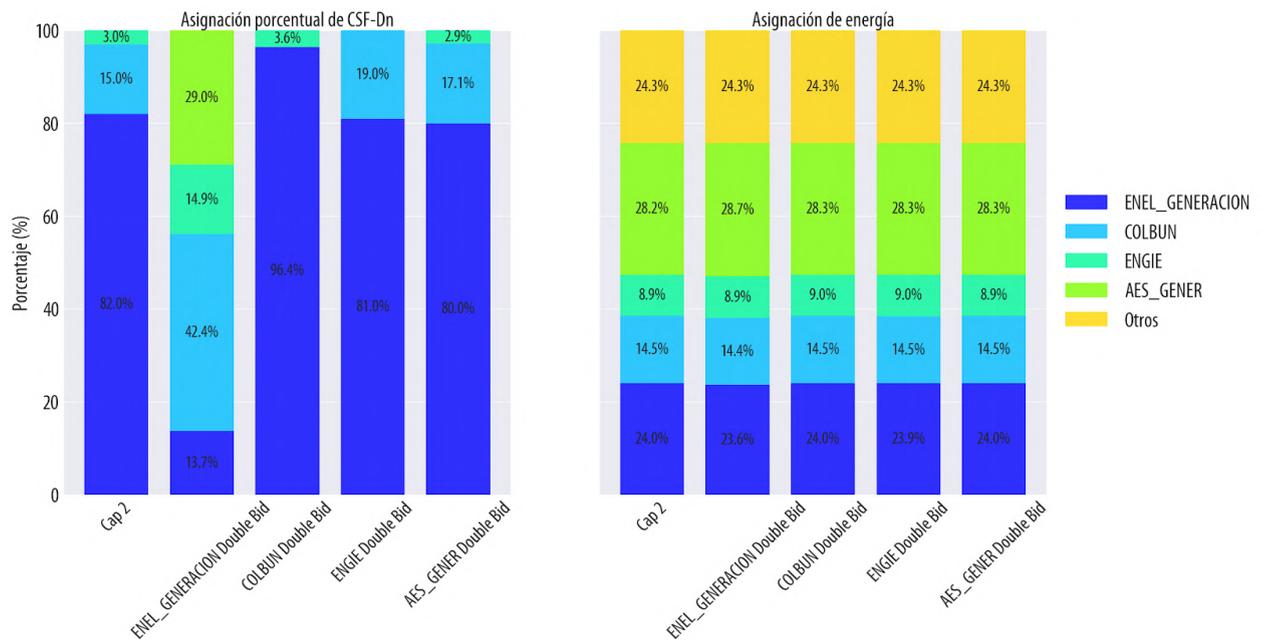


Figura 7.52. Enero - Asignación de CSF - Down y energía para la sensibilidad de doble oferta con un factor $1 + \Delta_I^i$ igual a 2 en la aplicación de precios máximos.

7.3.3 Resultados Aplicación Precios Máximos para CSF-Up

7.3.3.1 Caso Base

A continuación en la Figura 7.53 se muestran las asignaciones para el caso base utilizando factores $1 + \Delta_I^i$ en la aplicación de precios máximos de 1, 2 y 3; y la asignación para las ofertas estimadas sin precio máximo.

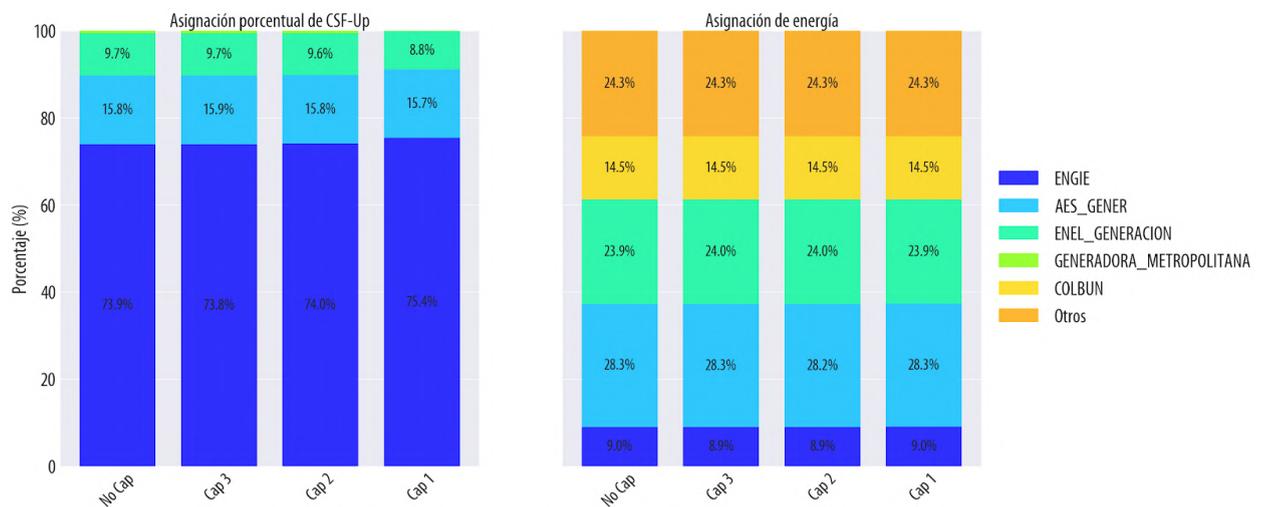


Figura 7.53. Enero - Asignación de CSF-Up y energía con ofertas ante diferentes precios máximos.

7.3.3.2 Caso Ofertas Doble

A continuación se muestran los resultados del ejercicio de duplicar ofertas ante escenarios con y sin precio máximo. En particular, la metodología empleada en estas sensibilidades consistió en duplicar la oferta para cada una de las empresas más relevantes, por separado.

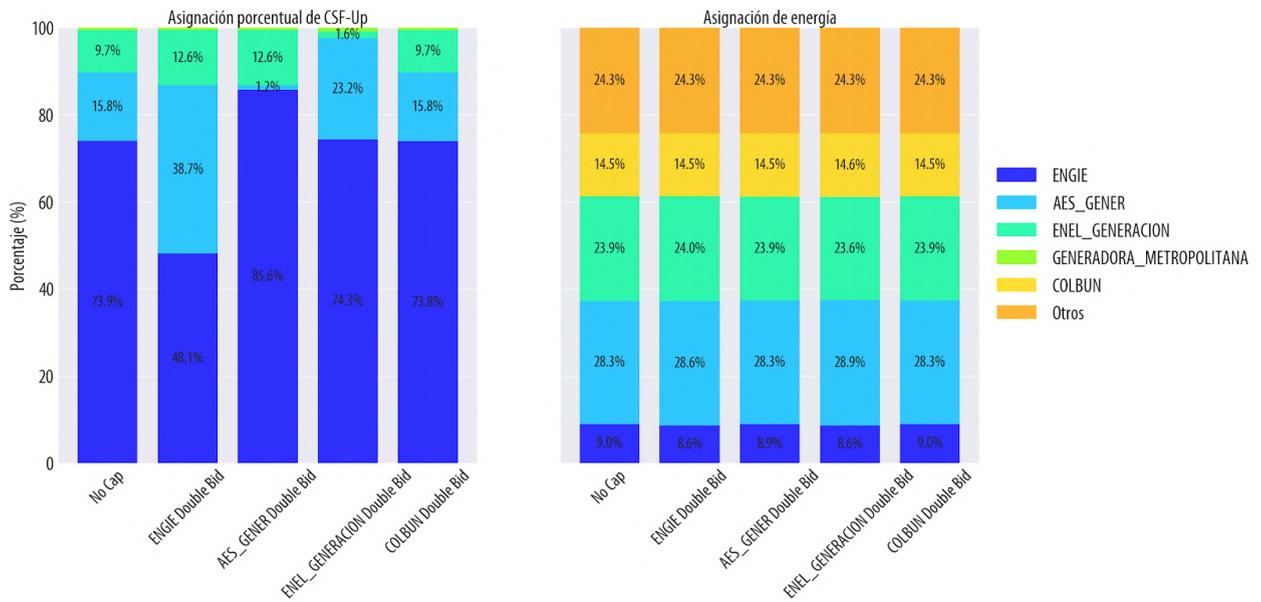


Figura 7.54. Enero - Asignación de CSF - Up y energía para la sensibilidad de doble oferta sin precio máximo implementado.

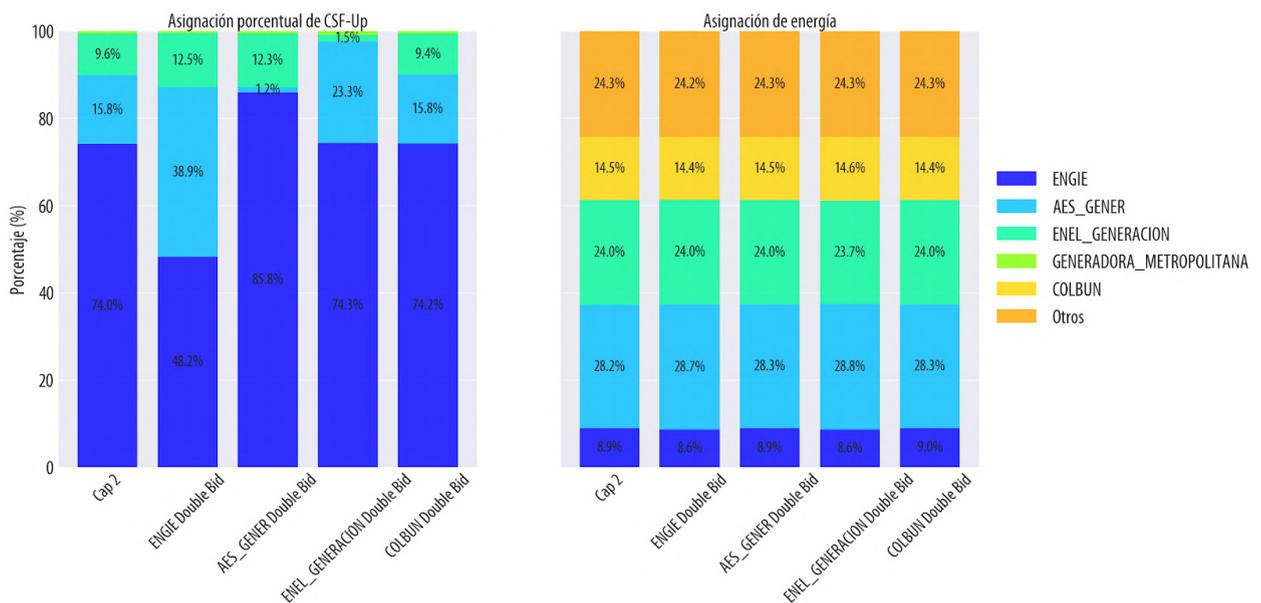


Figura 7.55. Enero - Asignación de CSF - Up y energía para la sensibilidad de doble oferta con un factor $1 + \Delta_I^i$ igual a 2 en la aplicación de precios máximos.

7.3.4 Resultados Aplicación Precios Máximos para CTF-Down

7.3.4.1 Caso Base

A continuación en la Figura 7.56 se muestran las asignaciones para el caso base utilizando factores $1 + \Delta_I^i$ en la aplicación de precios máximos de 1, 2 y 3; y la asignación para las ofertas estimadas sin precio máximo.

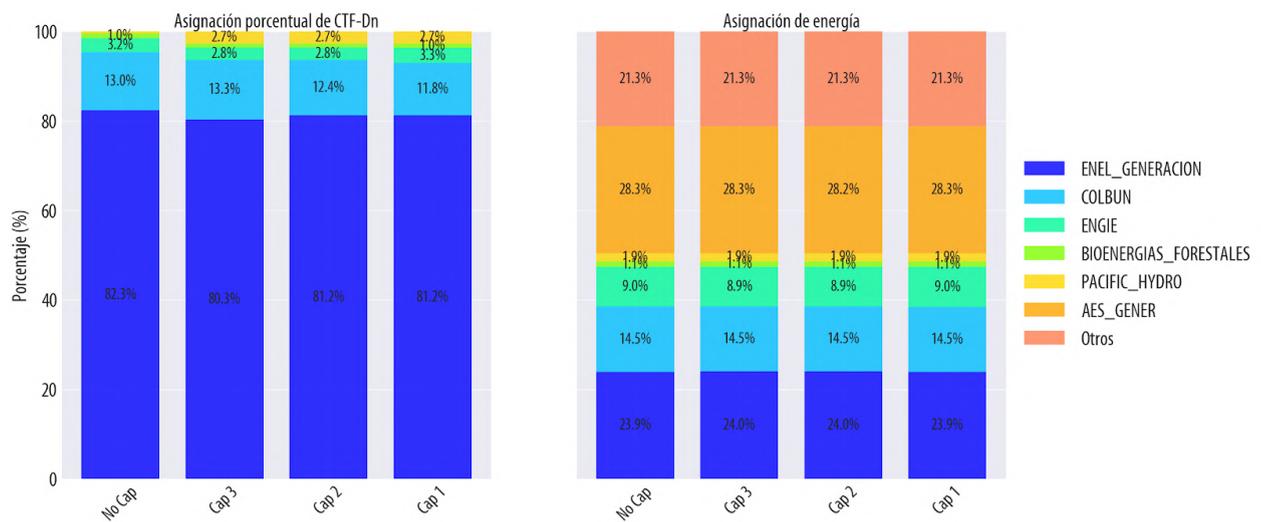


Figura 7.56. Enero - Asignación de CTF-Down y energía con ofertas ante diferentes precios máximos.

7.3.4.2 Caso Ofertas Doble

A continuación se muestran los resultados del ejercicio de duplicar ofertas ante escenarios con y sin precio máximo. En particular, la metodología empleada en estas sensibilidades consistió en duplicar la oferta para cada una de las empresas más relevantes, por separado.

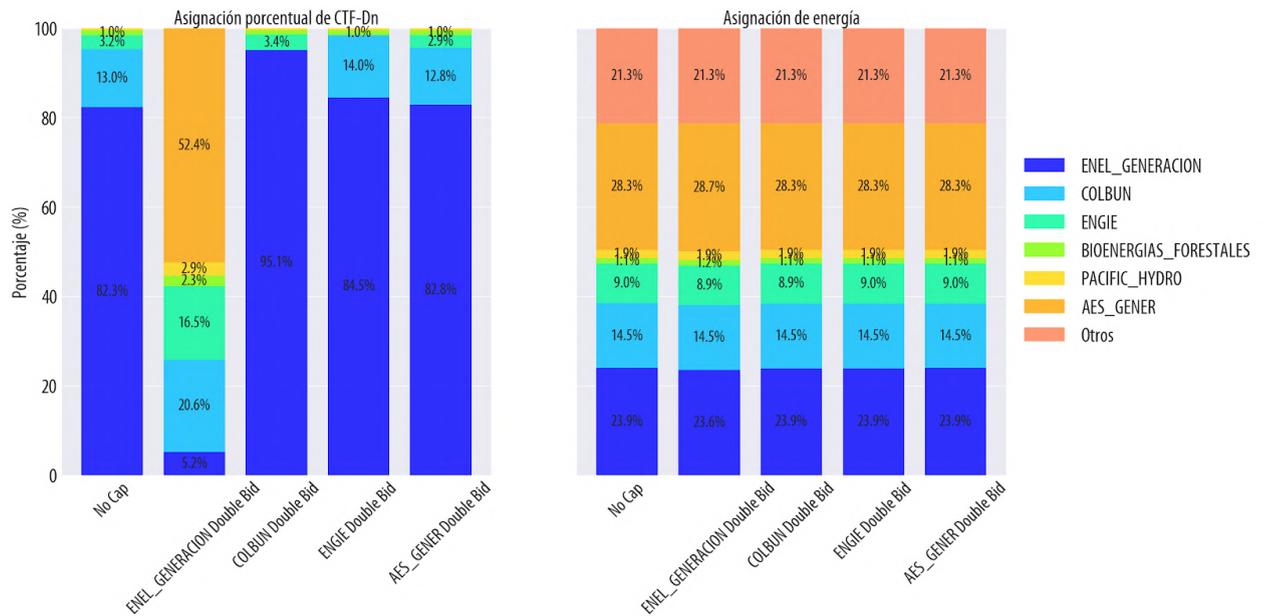


Figura 7.57. Enero - Asignación de CTF - Down y energía para la sensibilidad de doble oferta sin precio máximo implementado.

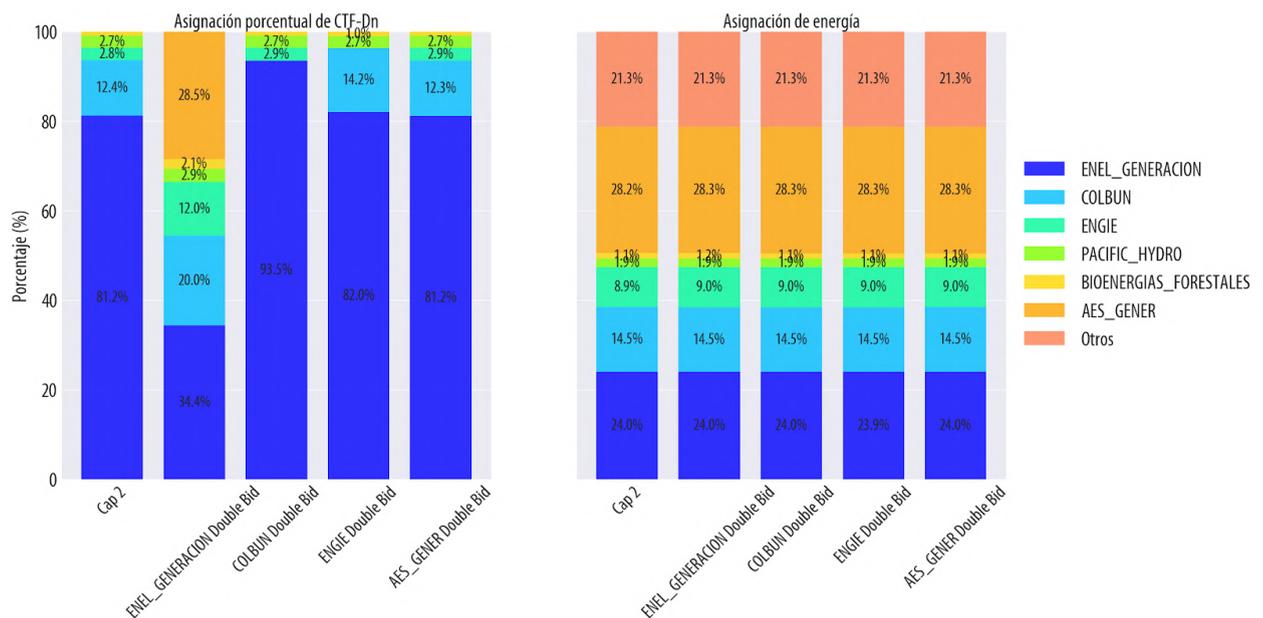


Figura 7.58. Enero - Asignación de CTF - Down y energía para la sensibilidad de doble oferta con un factor $1 + \Delta_I^i$ igual a 2 en la aplicación de precios máximos.

7.3.5 Resultados Aplicación Precios Máximos para CTF-Up

7.3.5.1 Caso Base

A continuación en la Figura 7.59 se muestran las asignaciones para las ofertas iniciales utilizando factores $1 + \Delta_I^i$ en la aplicación de precios máximos de 1, 2 y 3; y la asignación para las ofertas estimadas sin precio máximo.

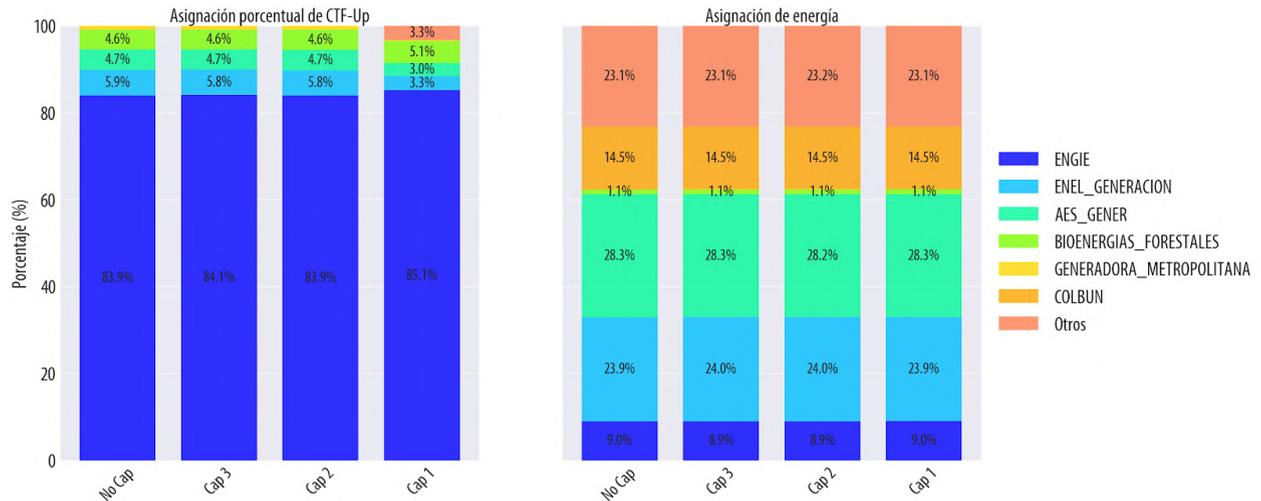


Figura 7.59 Enero - Asignación de CTF-Up y energía con ofertas ante diferentes precios máximos.

7.3.5.2 Caso Ofertas Doble

A continuación se muestran los resultados del ejercicio de duplicar ofertas ante escenarios con y sin precio máximo. En particular, la metodología empleada en estas sensibilidades consistió en duplicar la oferta para cada una de las empresas más relevantes, por separado.

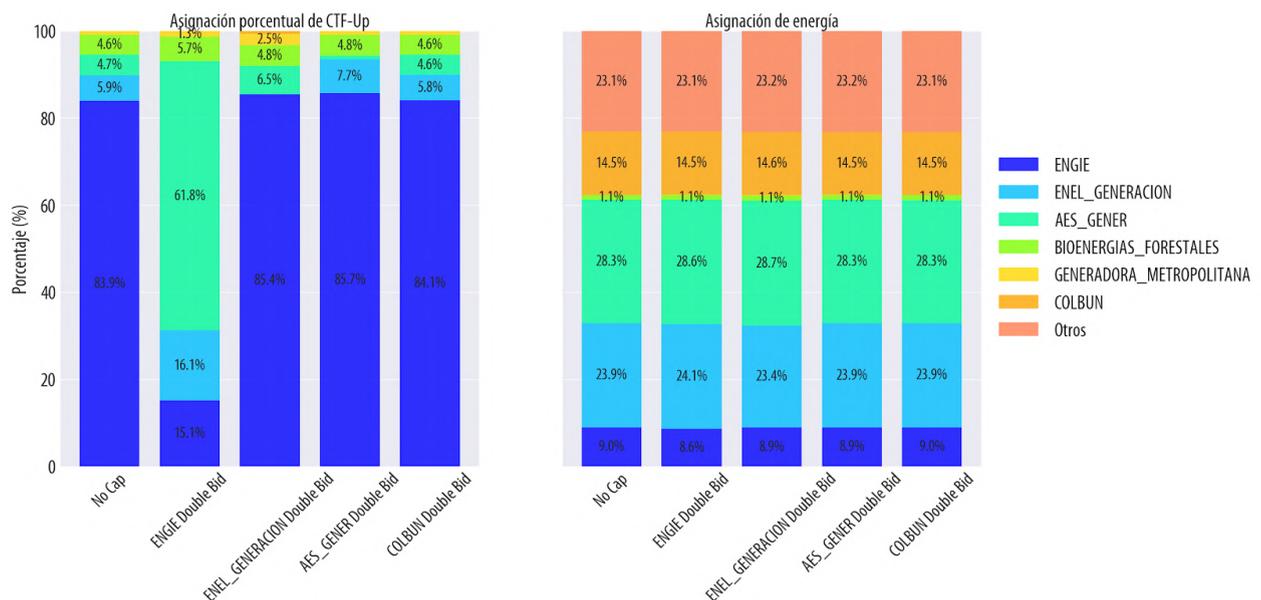


Figura 7.60. Enero - Asignación de CTF - Up y energía para la sensibilidad de doble oferta sin precio máximo implementado.

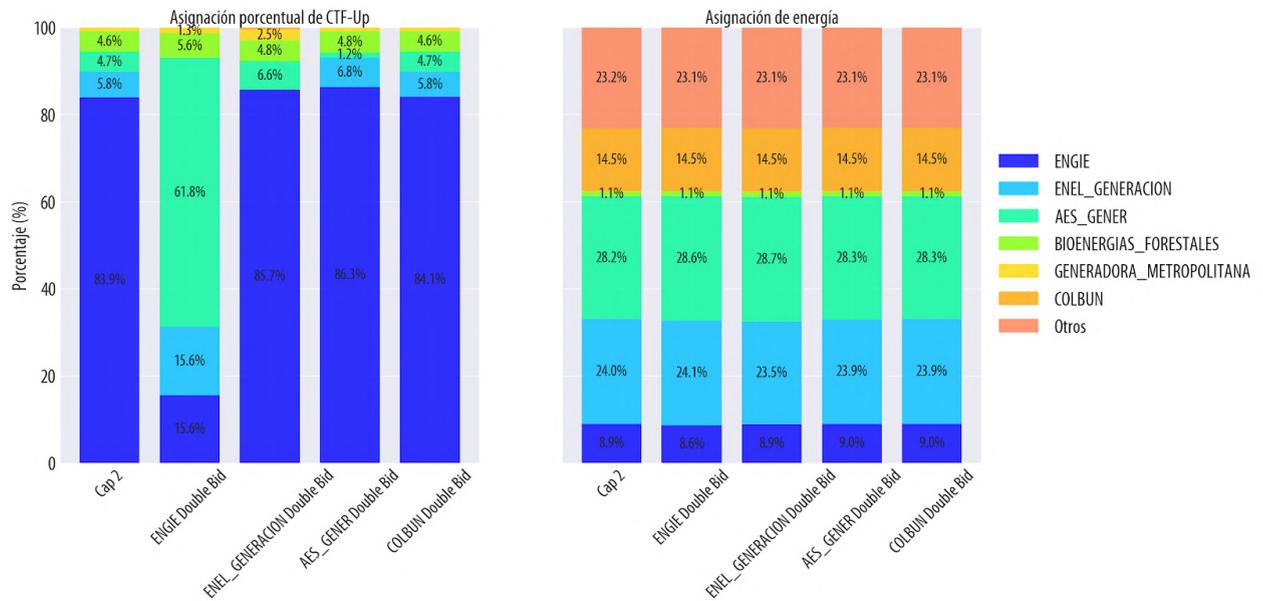


Figura 7.61. Enero - Asignación de CTF - Up y energía para la sensibilidad de doble oferta con un factor $1 + \Delta_I^i$ igual a 2 en la aplicación de precios máximos.

7.4 Subasta sin Participación de Grandes Actores

Las figuras a continuación presentan la asignación en reservas y energía cuando un factor $1 + \Delta_I^i$ igual a 1, 2 y 3 es considerado en la aplicación de precios máximos y cuando cada una de las compañías principales (i.e., Enel Generación, AES Gener, Engie y Colbún) se abstienen de participar de los mercados de servicios complementarios, lo que se traduce en que sus ofertas han sido consideradas igual al precio máximo definido.

Tabla 7.7. Costos de mercados de reserva para el caso de subastas con abstención de grandes actores (entre paréntesis, aumento de costos respecto a caso con factor igual a 1)

Costos de Mercados de Reserva (% Respecto a caso base)	$1 + \Delta_I^i$ igual a 1	$1 + \Delta_I^i$ igual a 2	$1 + \Delta_I^i$ igual a 3
Abstención de Enel Generación	161.01%	207.47%	231.08%
Abstención de AES Gener	154.42%	142.25%	142.31%
Abstención de Engie	113.5%	116.88%	116.96%
Abstención de Colbún	107.41%	107.51%	107.64%
Caso Base	100% (USD 2,166,824)	100% (USD 2,177,922)	100% (USD 2,177,106)

A partir de los resultados obtenidos, se observa la relevancia de estas compañías en los costos finales de provisión de reservas cuando cada uno de estos se abstiene de participar completamente del mercados de SSCC. Para los resultados ilustrados, los cuales son dependientes del conjunto de ofertas considerado por lo que no deben utilizarse para pronósticos de los resultados del mercado, se aprecia cómo ante menores factores $1 + \Delta_I^i$ en la aplicación de precios máximos, actores que pretenden abstenerse de la prestación de SSCC, aún resultan competitivos frente a otros agentes incluso con sus ofertas al nivel del precio máximo, formando parte del conjunto de generadores asignados a la provisión de reservas.

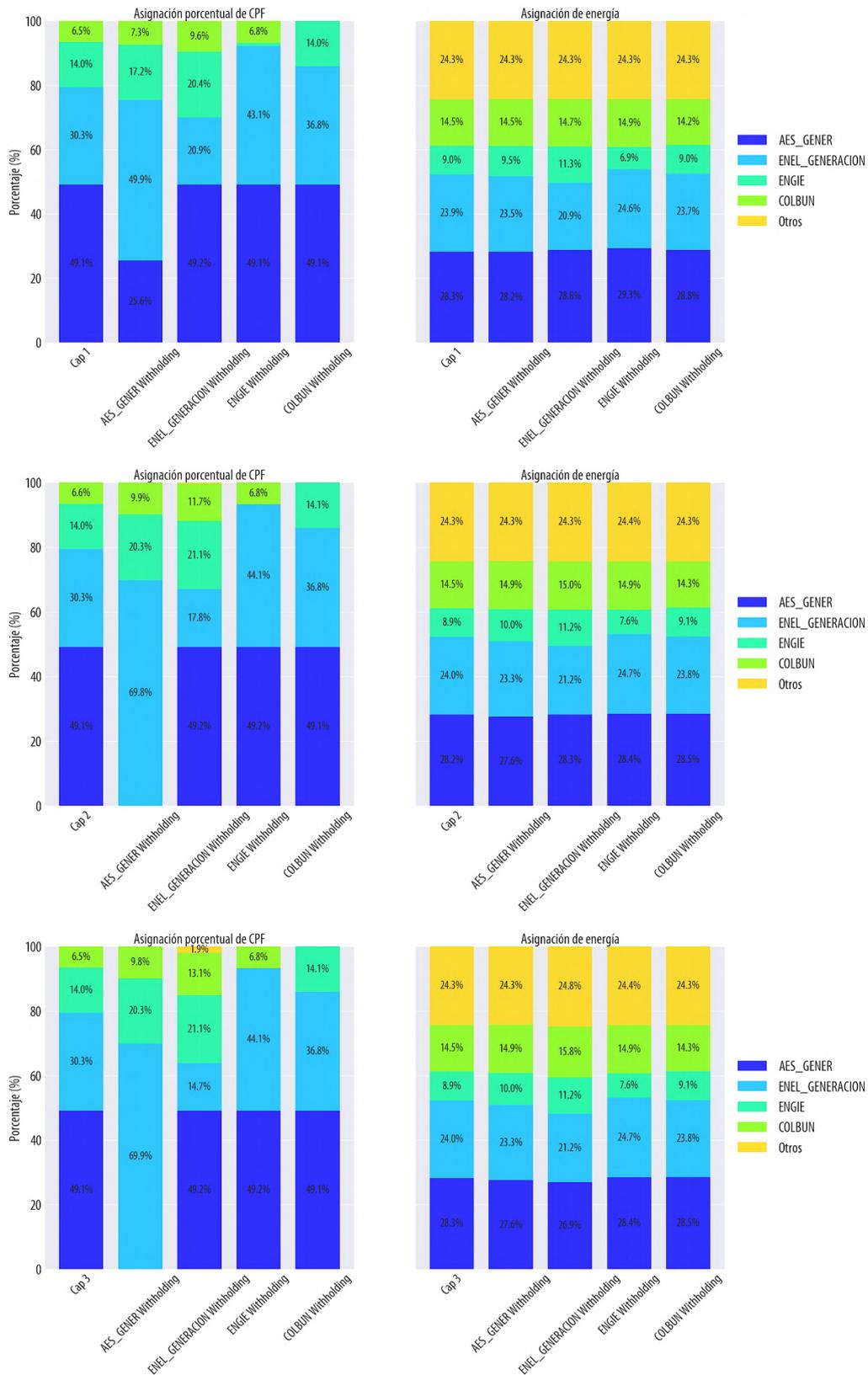


Figura 7.62. Enero - Asignación de CPF y energía con ofertas y subastas con abstención de grandes actores ante diferentes precios máximos.

Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios

Informe Final

Página 109 de 167

www.dictuc.cl

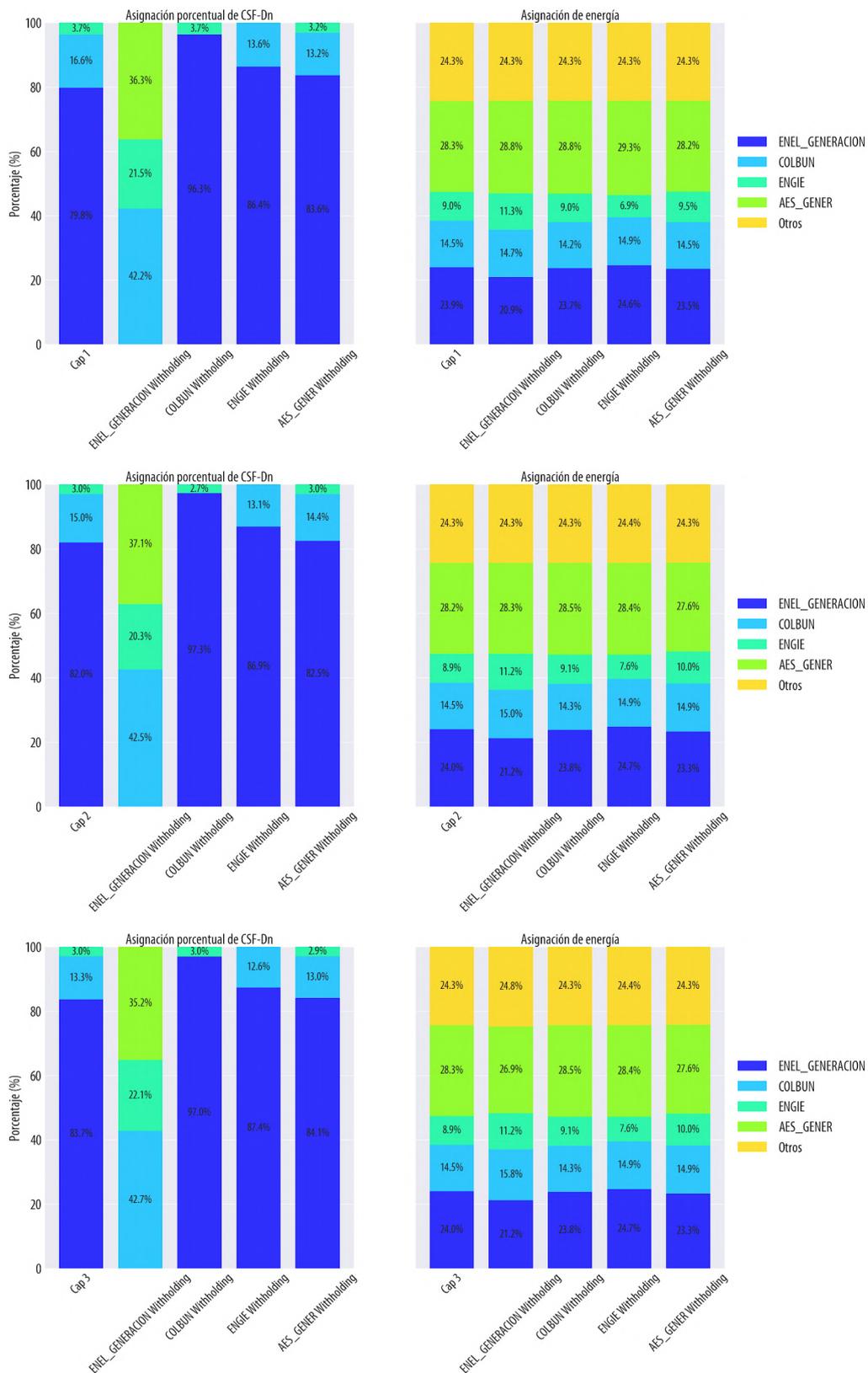


Figura 7.63. Enero - Asignación de CSF - Down y energía con ofertas y subastas con abstención de grandes actores ante diferentes precios máximos.

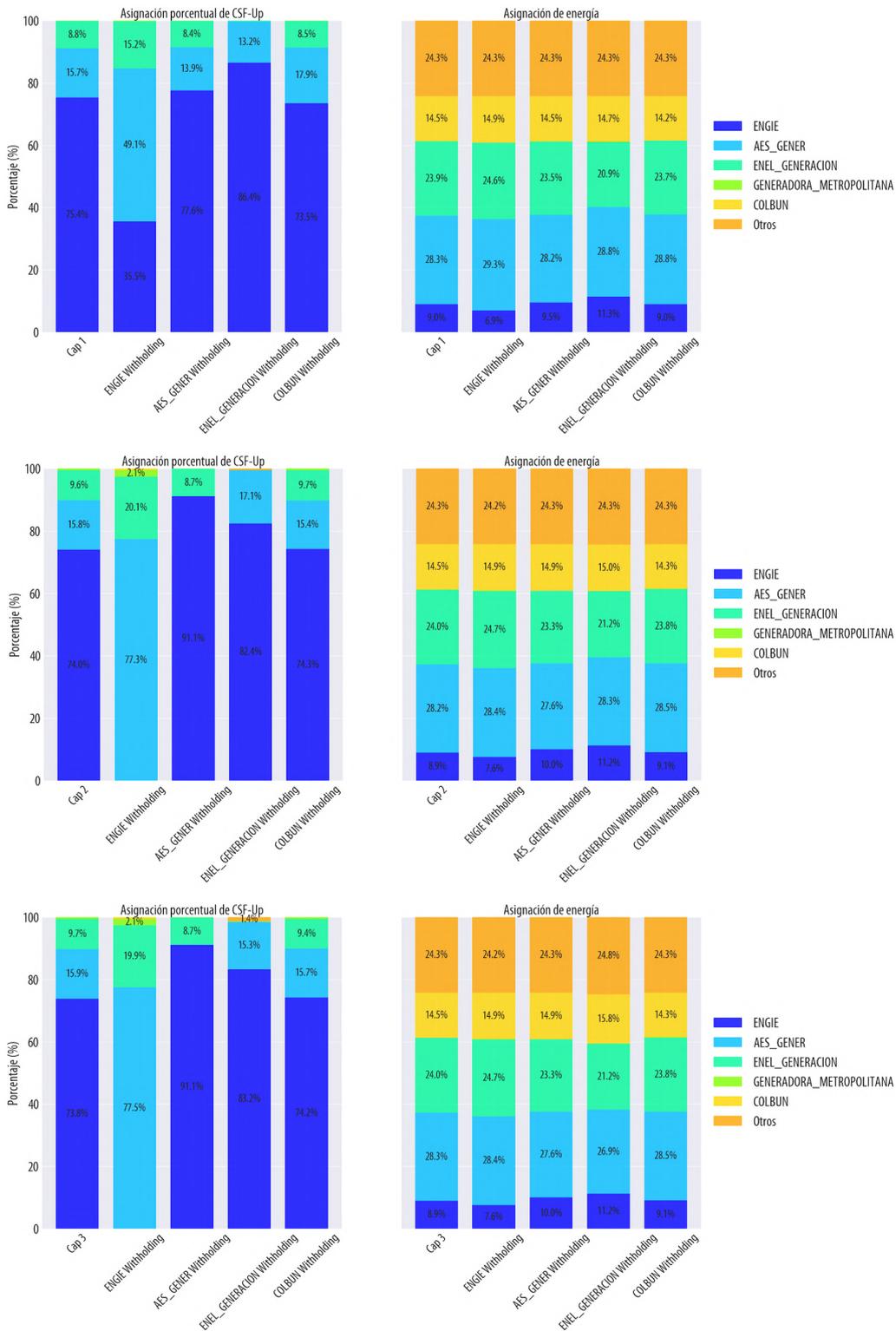


Figura 7.64. Enero - Asignación de CSF - Up y energía con bids y subastas con abstención de grandes actores ante diferentes precios máximos.

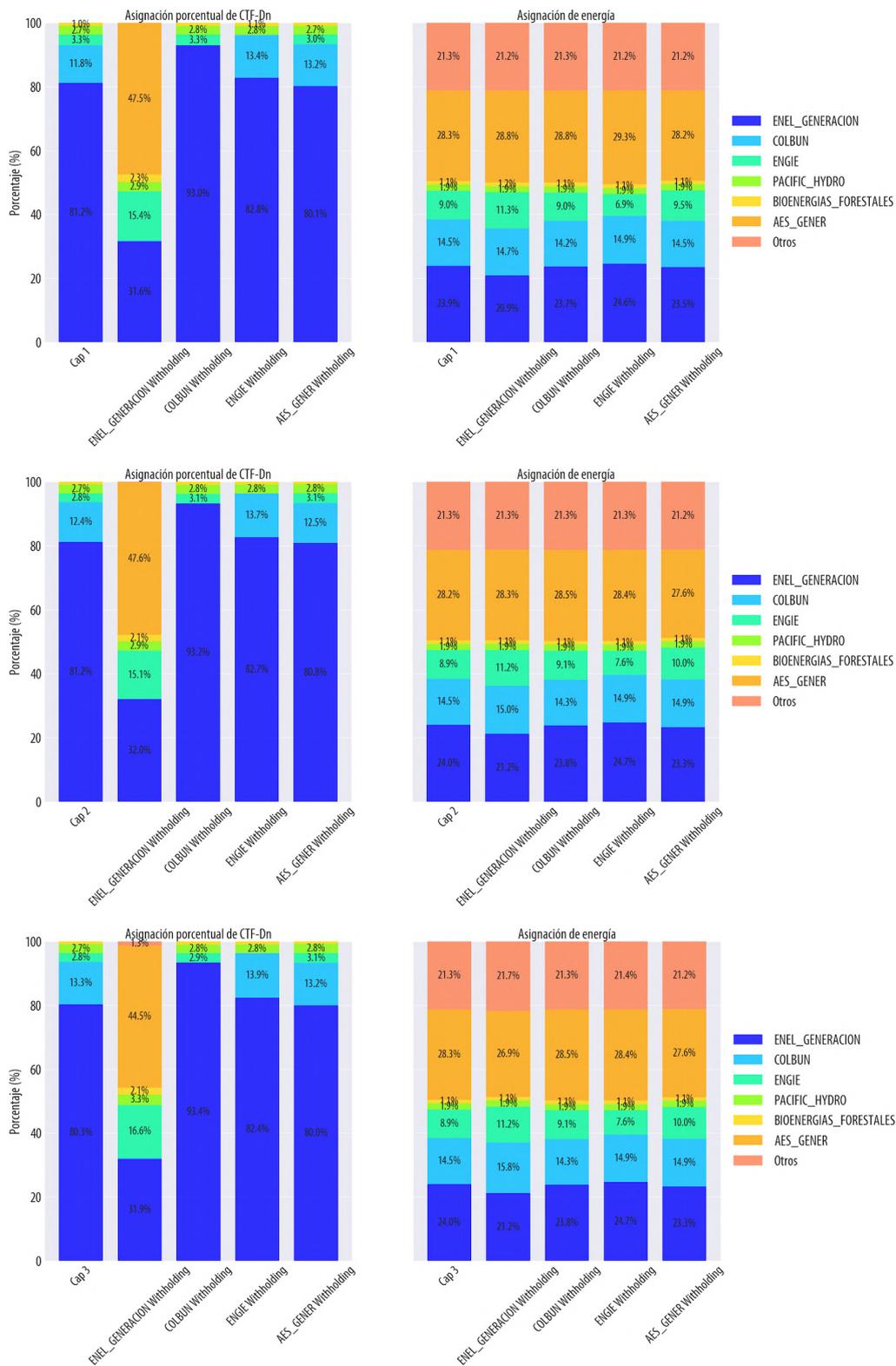


Figura 7.65. Enero - Asignación de CTF - Down y energía con ofertas y subastas con abstención de grandes actores ante diferentes precios máximos.

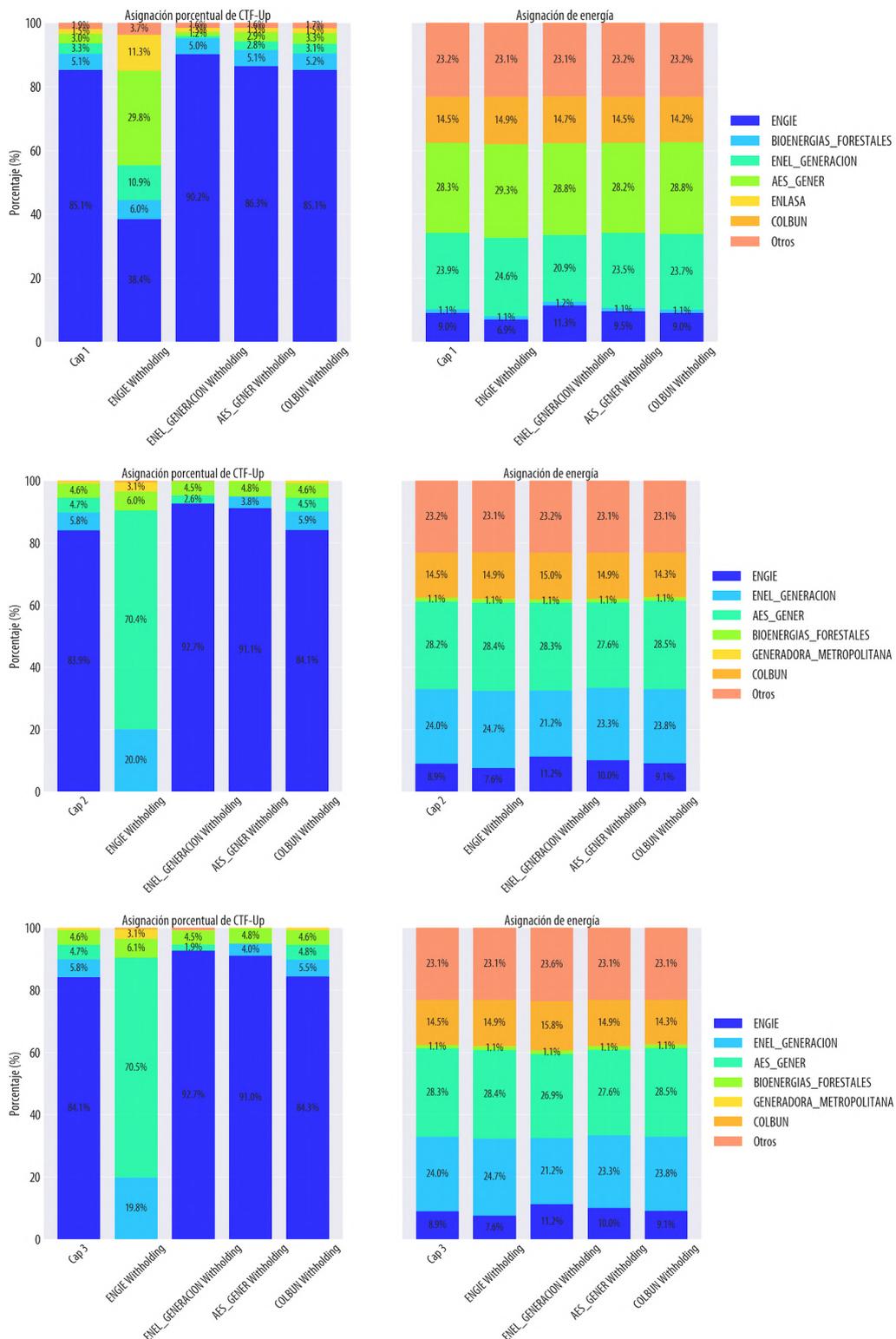


Figura 7.66. Enero - Asignación de CTF - Up y energía con ofertas y subastas con abstención de grandes actores ante diferentes precios máximos.

7.5 Subasta Totalmente Desierta

Las figuras a continuación presentan la asignación en reservas y energía en casos donde un factor $1 + \Delta_I^i$ igual a 1, 2 y 3 es considerado en la aplicación de precios máximos, y las subastas por todos los productos son consideradas totalmente desiertas, es decir, todos los agentes se abstienen de participar de los mercados de servicios complementarios, lo que se traduce en que la totalidad de las ofertas han sido consideradas igual al precio máximo definido.

Tabla 7.8. Costos de mercados de reserva para el caso de subastas totalmente desiertas (entre paréntesis, aumento de costos respecto a caso con factor igual a 1).

Costos de Mercados de Reserva (USD)	$1 + \Delta_I^i$ igual a 1	$1 + \Delta_I^i$ igual a 2	$1 + \Delta_I^i$ igual a 3
Caso Totalmente Desierta	7,478,244	14,995,936 (+100.52%)	22,561,202 (+201.69%)

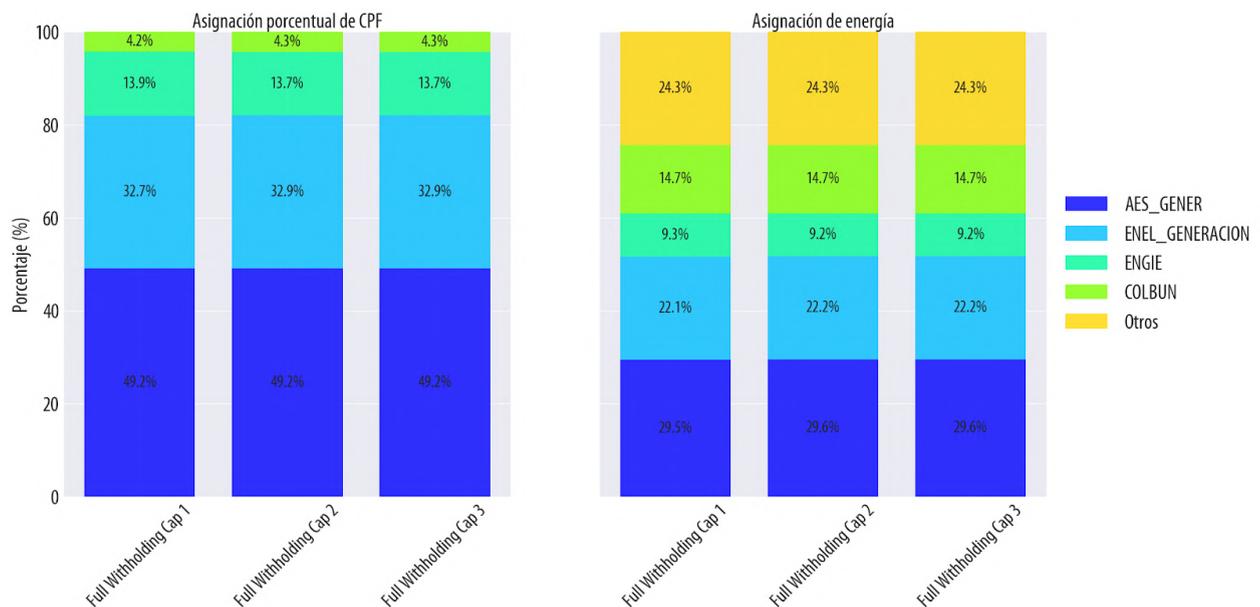


Figura 7.67. Enero - Asignación de CPF y energía con ofertas y subastas totalmente desiertas ante diferentes precios máximos.

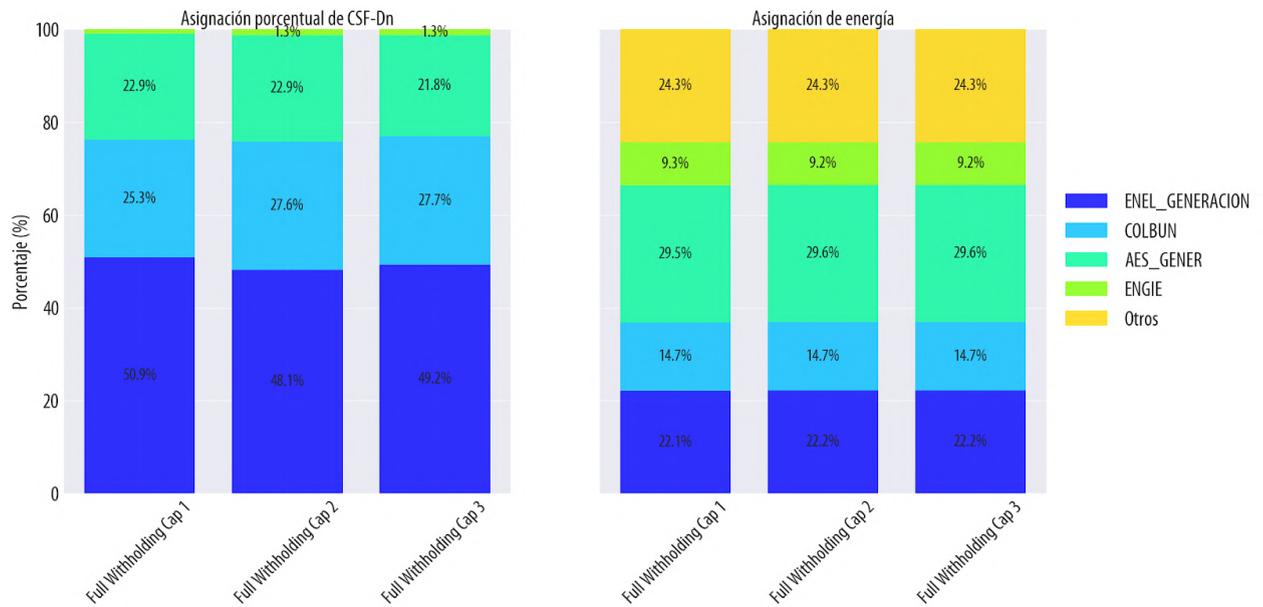


Figura 7.68. Enero - Asignación de CSF - Down y energía con bids y subastas totalmente desiertas ante diferentes precios máximos.

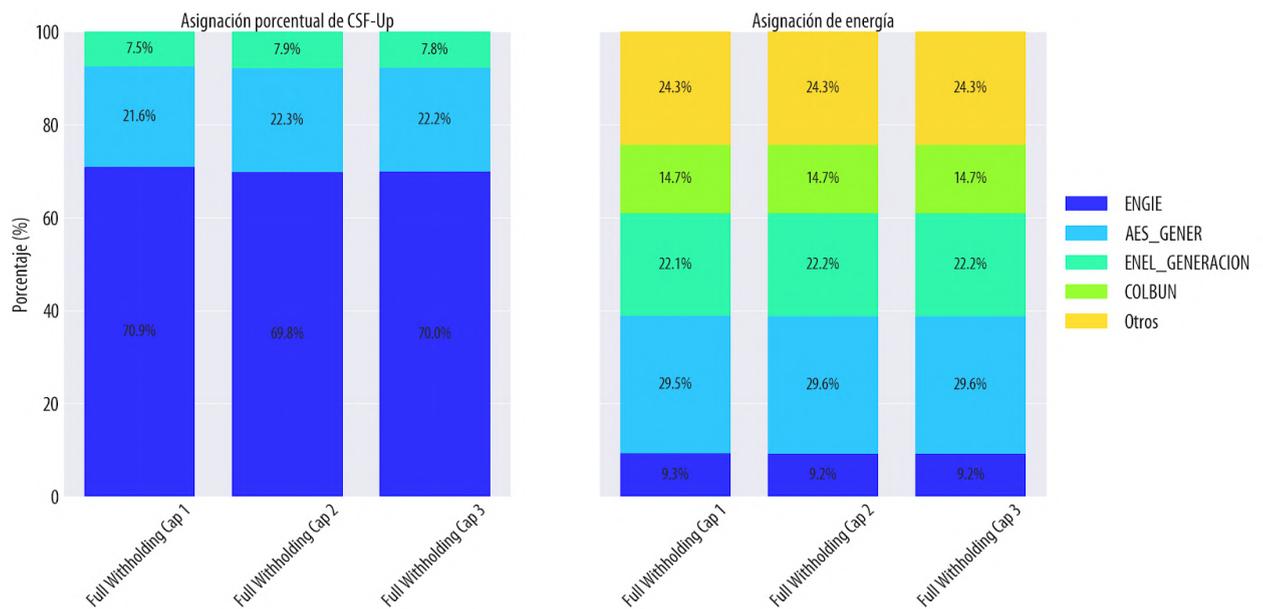


Figura 7.69. Enero - Asignación de CSF - Up y energía con ofertas y subastas totalmente desiertas ante diferentes precios máximos.

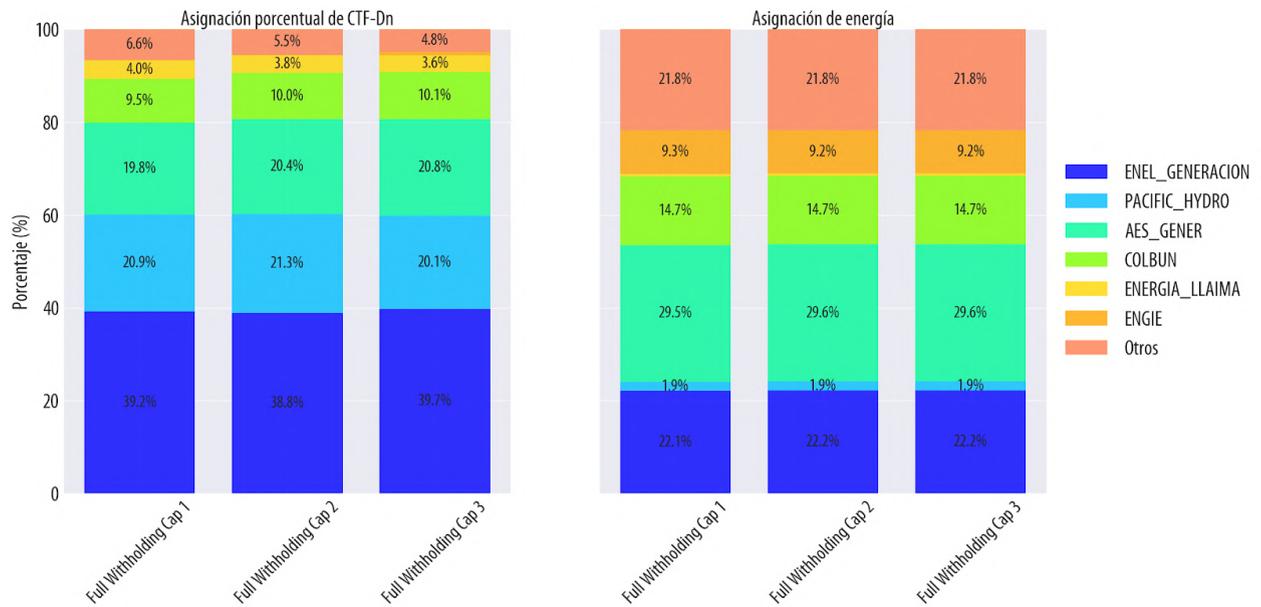


Figura 7.70. Enero - Asignación de CTF - Down y energía con ofertas y subastas totalmente desiertas ante diferentes precios máximos.

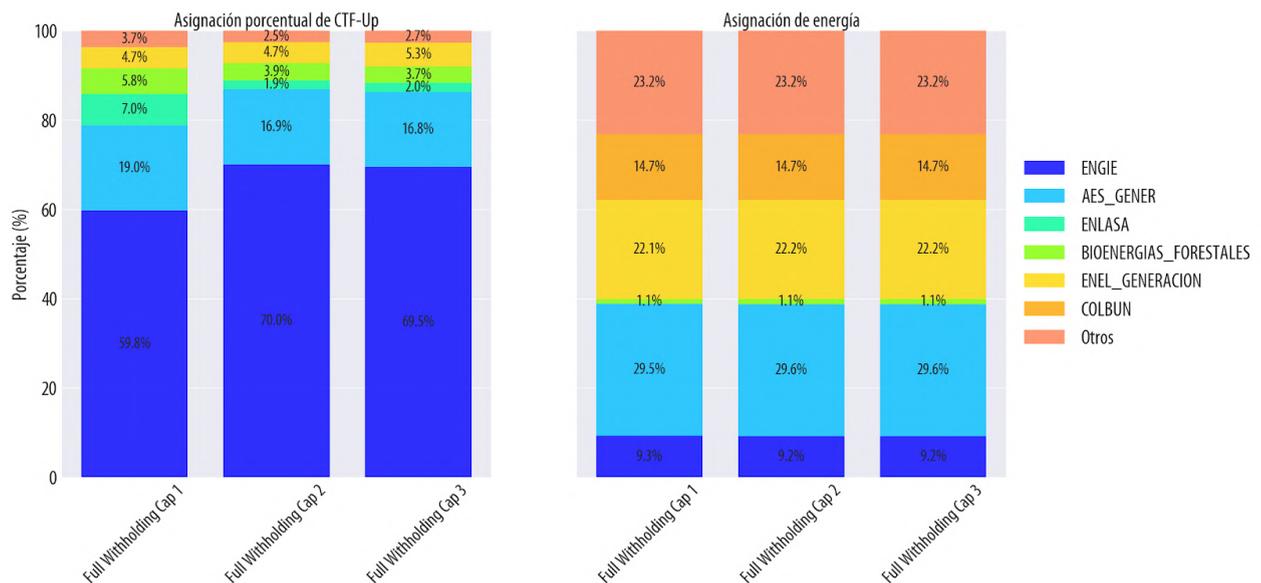


Figura 7.71. Enero - Asignación de CTF - Up y energía con ofertas y subastas totalmente desiertas ante diferentes precios máximos.

7.6 Subasta Parcialmente Desierta

Los escenarios a continuación evalúan la asignación en reservas y energía en casos donde un factor $1 + \Delta_I^i$ igual a 1, 2 y 3 es considerado en la aplicación de precios máximos y las subastas son consideradas parcialmente desiertas. En estos casos, todos los agentes se abstienen de participar de los mercados de servicios complementarios, lo que se traduce en que la totalidad de las ofertas han sido consideradas igual al precio máximo definido, a excepción del caso de Tamakaya Energía, donde su central Kelar, en su configuración TG1+TG2+TV, no resulta suficiente para satisfacer los requerimientos de reservas del sistema, tal y como se aprecia en la tabla a continuación.

Tabla 7.9. Comparación Capacidad de Provisión de Reservas de la Central Kelar Frente a los Requerimientos del Sistema.

Reserva	CPF	CSF Dn	CSF Up	CTF Dn	CTF Up
Kelar TG1+ TG2+TV (GNL A)	36.9	37.5	37.5	256.65	45.6
Requerimiento del Sistema	315	120	120	220 - 295	208 - 334

A continuación se presentan los costos del mercado de reservas cuando existen subastas totalmente desiertas, y cuando Tamakaya Energía es la única participante del mercado con ofertas recurrentes, así como la asignación en reserva y energía ante diferentes precios máximos.

Tabla 7.10. Costos de mercados de reserva para casos con participación de Tamakaya Energía y casos de subastas totalmente desiertas (entre paréntesis, aumento de costos respecto a casos con participación de Tamakaya Energía).

Costos de Mercados de Reserva (USD)	$1 + \Delta_I^i$ igual a 1	$1 + \Delta_I^i$ igual a 2	$1 + \Delta_I^i$ igual a 3
Casos de Participación de Tamakaya	7,477,620	14,814,098	21,138,938
Casos Totalmente Desiertos	7,478,244 (+0.008%)	14,995,936 (+1.22%)	22,561,202 (+6.72%)

A partir de los resultados obtenidos, se puede apreciar cómo la no abstención de participación de Tamakaya Energía resulta en una reducción de los costos del mercado de reserva respecto al caso en que existen subastas totalmente desiertas, así como la integración de su central Kelar en la asignación de diferentes productos de reserva en comparación a dichos escenarios.

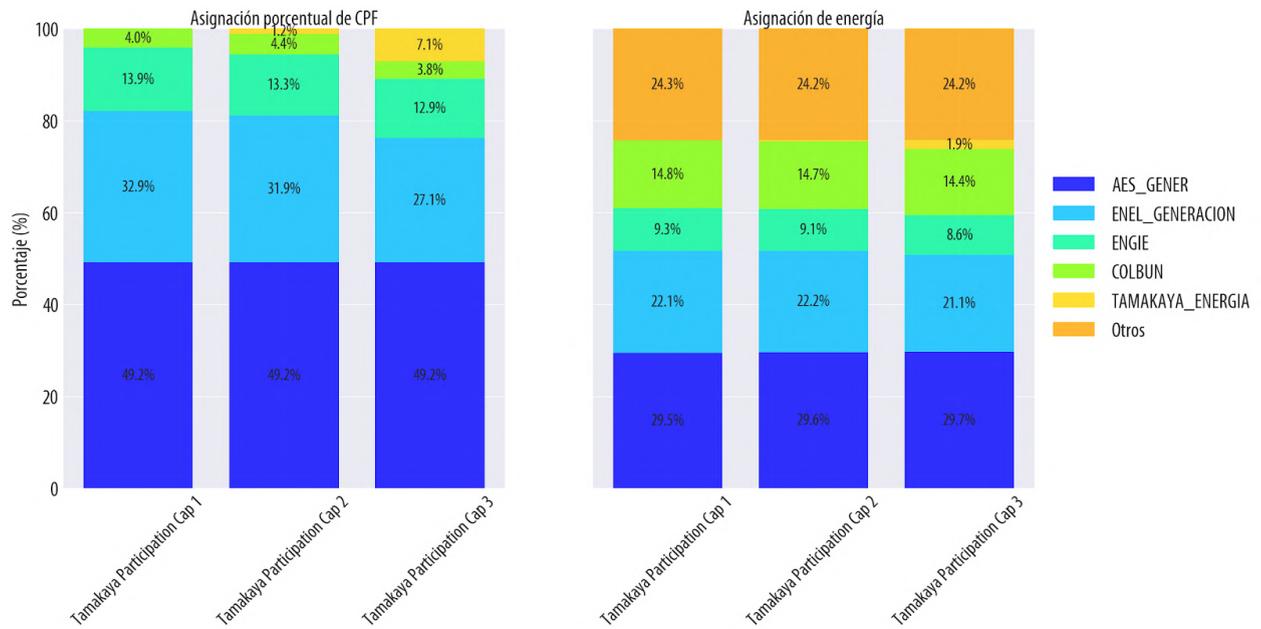


Figura 7.72. Enero - Asignación de CPF y energía con subastas parcialmente desiertas ante diferentes precios máximos y participación de Tamakaya Energía con ofertas recurrentes.

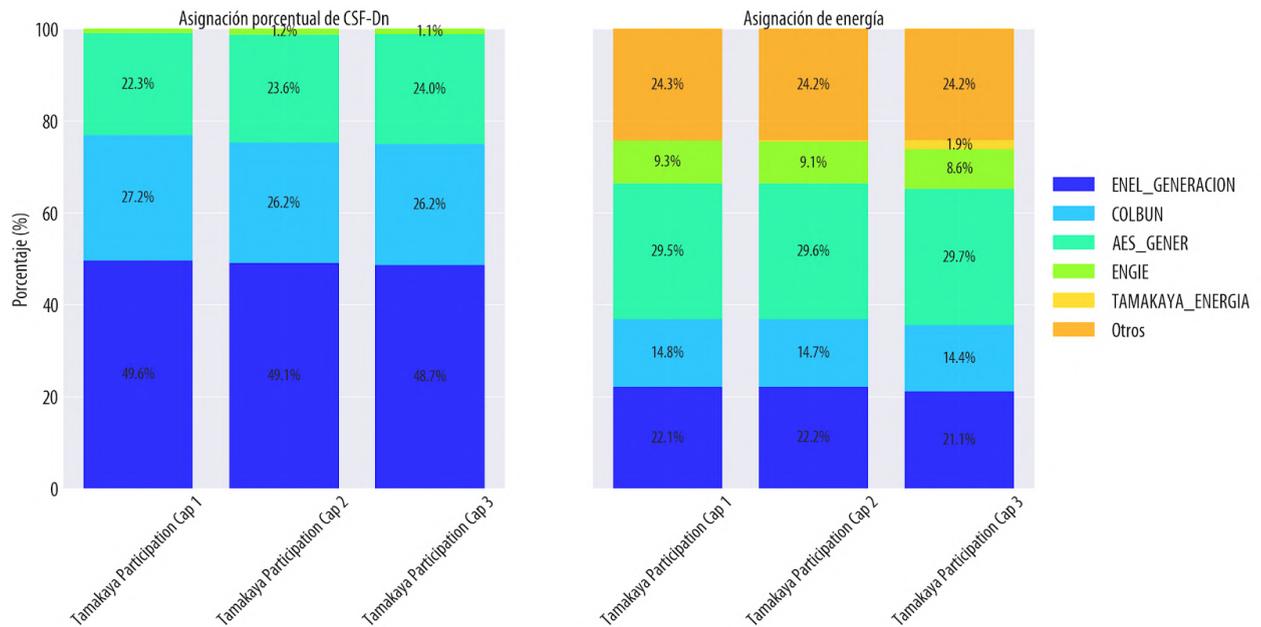


Figura 7.73. Enero - Asignación de CSF - Dn y energía con subastas parcialmente desiertas ante diferentes precios máximos y participación de Tamakaya Energía con ofertas recurrentes.

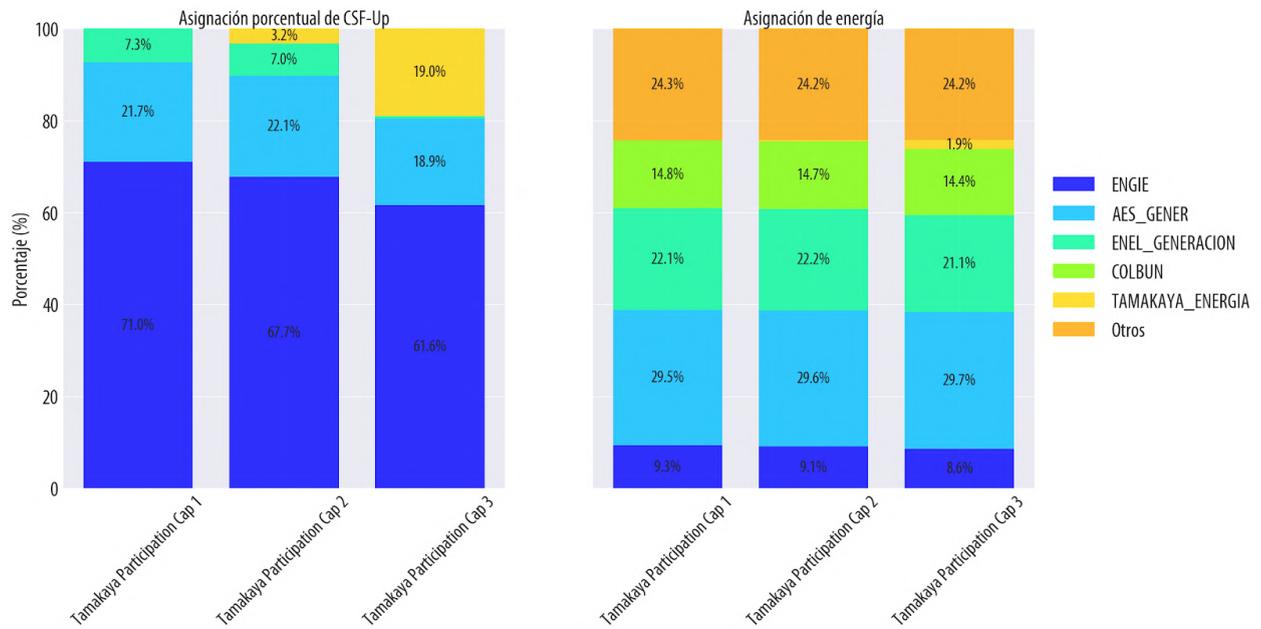


Figura 7.74. Enero - Asignación de CSF - Up y energía con subastas parcialmente desiertas ante diferentes precios máximos y participación de Tamakaya Energía con ofertas recurrentes.

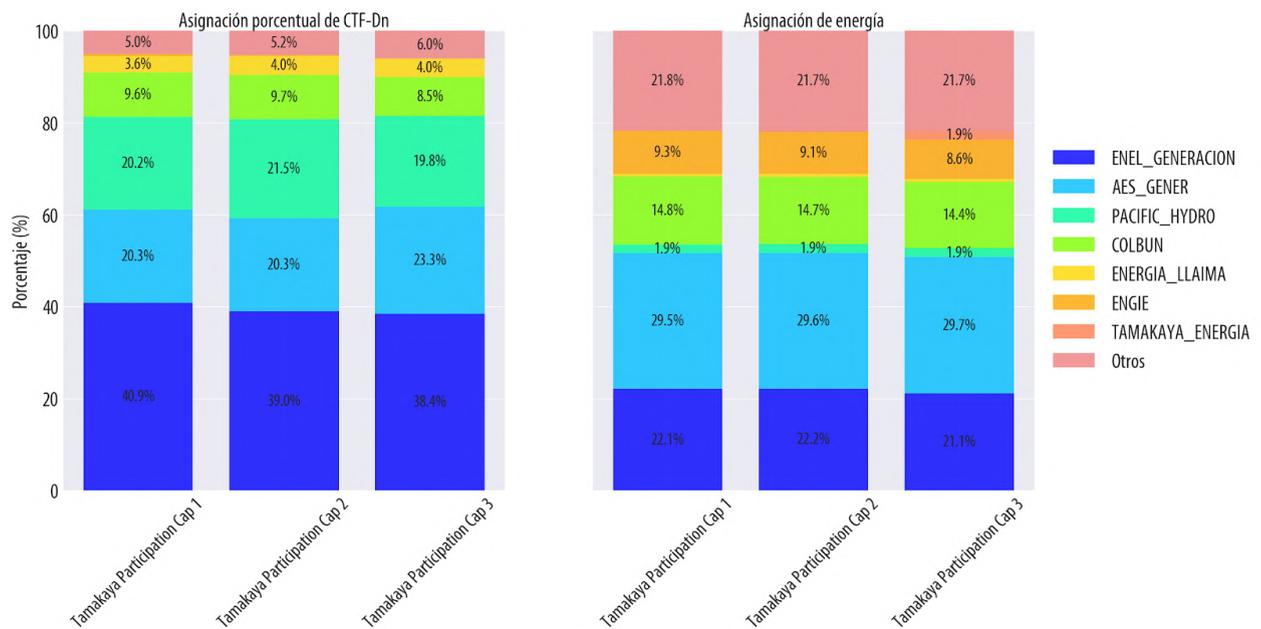


Figura 7.75. Enero - Asignación de CTF - Dn y energía con subastas parcialmente desiertas ante diferentes precios máximos y participación de Tamakaya Energía con ofertas recurrentes.

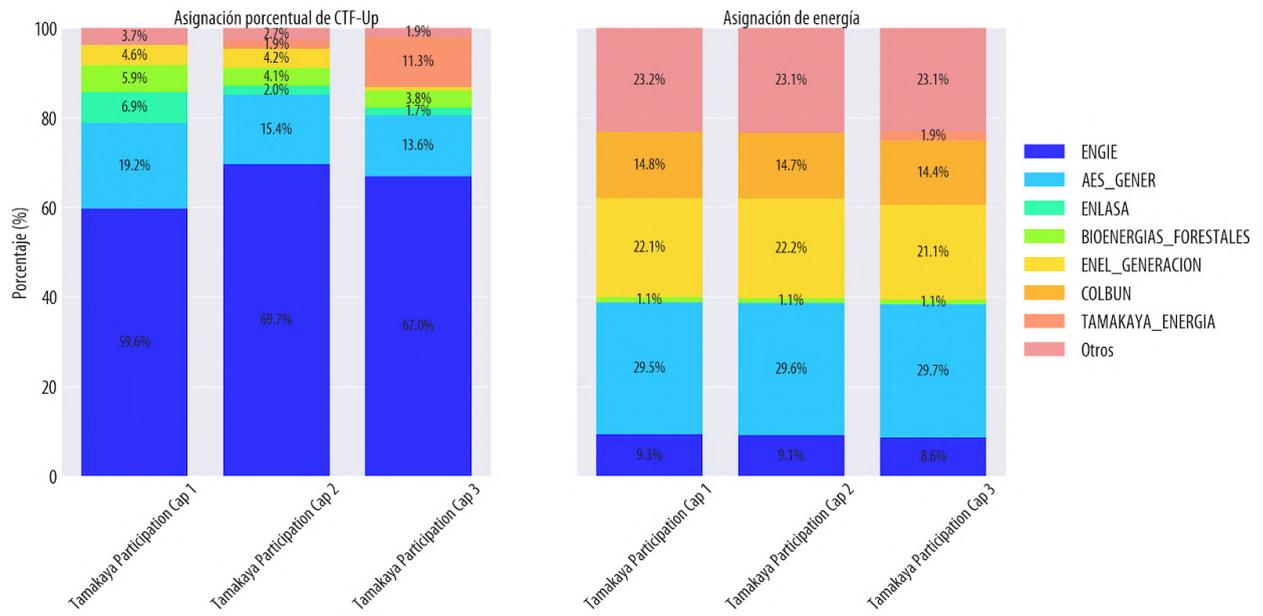


Figura 7.76. Enero - Asignación de CTF - Up y energía con subastas parcialmente desiertas ante diferentes precios máximos y participación de Tamakaya Energía con ofertas recurrentes.

7.7 Análisis Aplicación de Precios Máximos

Los resultados muestran el impacto que podría tener la aplicación de precios máximos para distintas realizaciones de ofertas. En el caso base, los precios máximos se activan en general en pocas instancias, lo que se refleja en que las asignaciones de reserva no cambian frente al caso con y sin precio máximo. En todos los casos el impacto en la asignación en el mercado de energía es reducido, lo que se explica por la poca relevancia del mercado de SSCC en comparación al de energía.

Una conclusión interesante es que al aplicar precios máximos más reducidos se aprecia en algunos casos una mayor distribución en las asignaciones. Este resultado se puede entender tomando en consideración el hecho de que implementar un precio máximo podría reducir las diferencias en costos entre los distintos agentes. Particularmente para aquellos agentes que tienen ofertas por sobre el precio máximo. También, como es de esperarse, la aplicación de precios máximos reduce los costos para el sistema al estar imponiendo un límite a las ofertas.

Para el caso de duplicación de ofertas, en aquellos productos donde hay menos oferentes, como en el caso de CPF, distintos precios máximos no cambian la asignación pues precisamente hay un conjunto reducido de oferentes los cuales saldrán asignados independiente del precio máximo. En los productos donde hay mejores condiciones de competencia como CSF y CTF la aplicación de precios máximos sí tiene un impacto al duplicar las ofertas, o cuando alguno de los agentes intenta abstenerse de participar en los mercados de reserva. En estos escenarios, donde distintos agentes intentan abstenerse de participar de los mercados de SSCC, se aprecia un aumento en los costos de las subastas, lo que significa que para esta realización de ofertas, la empresa que intentan restarse de participar tenía ofertas por debajo del precio máximo.

Para el caso de subastas totalmente desiertas, donde las ofertas de todos los agentes han sido llevadas a precio máximo, se aprecia que los costos aumentan en función del precio máximo, lo que es esperable dado que en estas situaciones los oferentes que no hacen ofertas se llevan a precio máximo. Es por lo tanto relevante analizar, en caso de ocurrir esta situación de una subasta totalmente desierta, las condiciones que podrían explicarlo más allá de un comportamiento colusivo, tales como que los precios máximos resulten bajos ante ciertas condiciones operacionales del sistema, o que los agentes están en un período de aprendizaje de cómo participar en estos mercados. Para el caso de subastas parcialmente desiertas diseñadas, se aprecia cómo, para el caso particular de Tamakaya Energía y su central Kelar, esta toma un papel relevante en la provisión de reservas, al resultar más competitiva que otras centrales para esta realización particular de ofertas.

Se recalca que resultados cuantitativos son ilustrativos para mostrar la implementación de la metodología, y no deben interpretarse como estimaciones de los precios máximos a utilizar en las subastas de servicios complementarios, ni del comportamiento futuro de los agentes.

7.7.1. Simplificación de Precios Máximos

Los precios máximos teóricos definidos y utilizados a lo largo de las simulaciones presentadas en este estudio han considerado una resolución por barra y hora de simulación. Sin embargo lo anterior, y comprendiendo las limitaciones que pueden existir en cuanto a la complejidad del mercado, el alineamiento del despacho de reservas junto al despacho de energía, y la implementación de las subastas de servicios complementarios y estos precios máximos (e.g., requerimientos computacionales), en la presente subsección se presentan implementaciones de estos precios máximos que consideran una reducción de la información en las dimensiones señaladas de resolución espacial y temporal.

En primera instancia, se simplificará la dimensión espacial de los precios máximos teóricos, definidos por barra. Para ello, se han seleccionado las siguientes barras de referencia para el sistema:

- Barra máxima, la cual toma el valor máximo entre todas las barras, para cada hora de simulación.
- Barra percentil 95, la cual toma el valor del percentil 95 entre todas las barras, para cada hora de simulación.
- Barra Charrúa 220 kV.
- Barra Quillota 220 kV.

En segunda instancia, se simplifica la dimensión temporal de los precios máximos, teóricamente definidos de forma horaria. Para esto, se asumirán 3 bloques horarios cada día, coincidentes con los bloques definidos de la lista de mérito de costos variables de energía, es decir, de 00:00 a 08:00, de 08:00 a 18:00, y 18:00 a 00:00 horas. Luego, y para cada uno de los bloques definidos, se ha definido el precio máximo del bloque como el valor máximo horario que puede tomar este valor dentro del mismo. Finalmente se utilizan factores iguales a 2 para todos los productos.

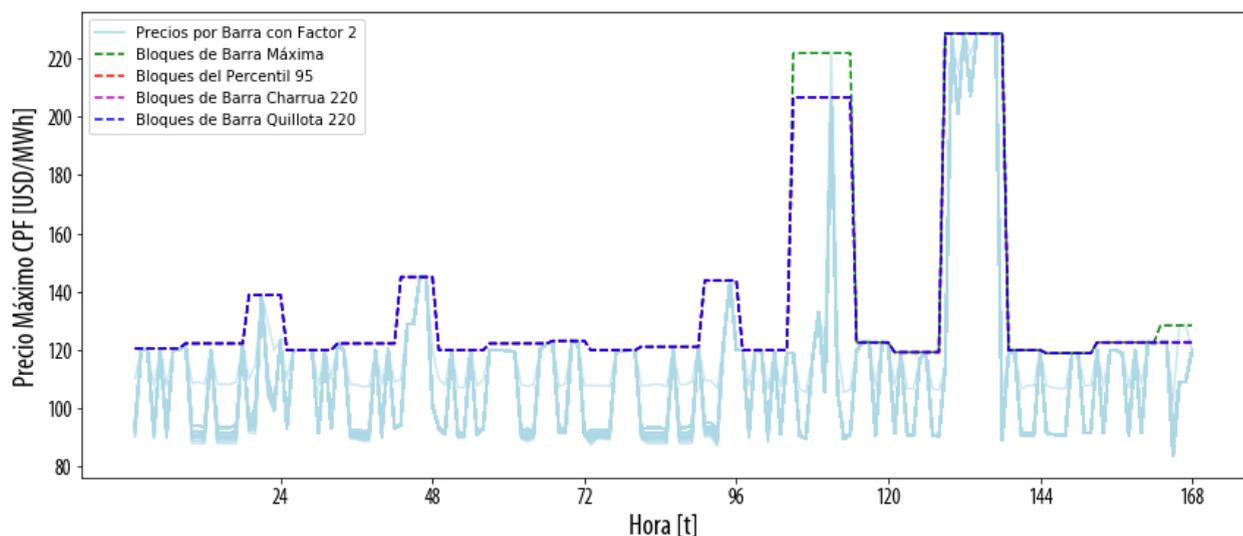


Figura 77. Enero - Simplificación de precios máximos para CPF y factor $1 + \Delta_I^i$ igual a 2.

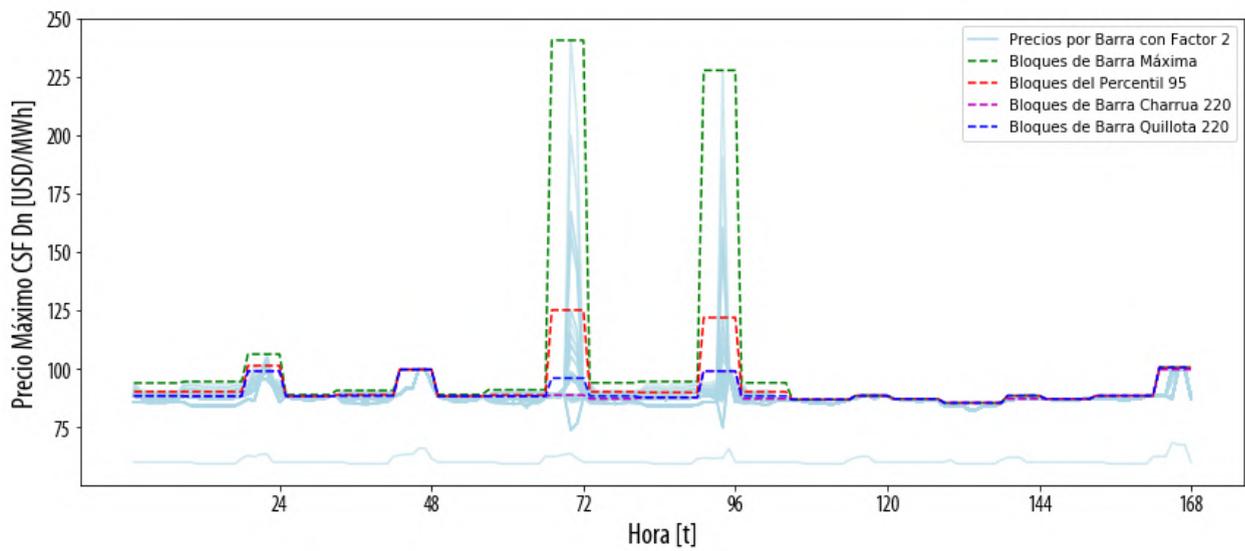


Figura 78. Enero - Simplificación de precios máximos para CSF Dn y factor $1 + \Delta_I^i$ igual a 2.

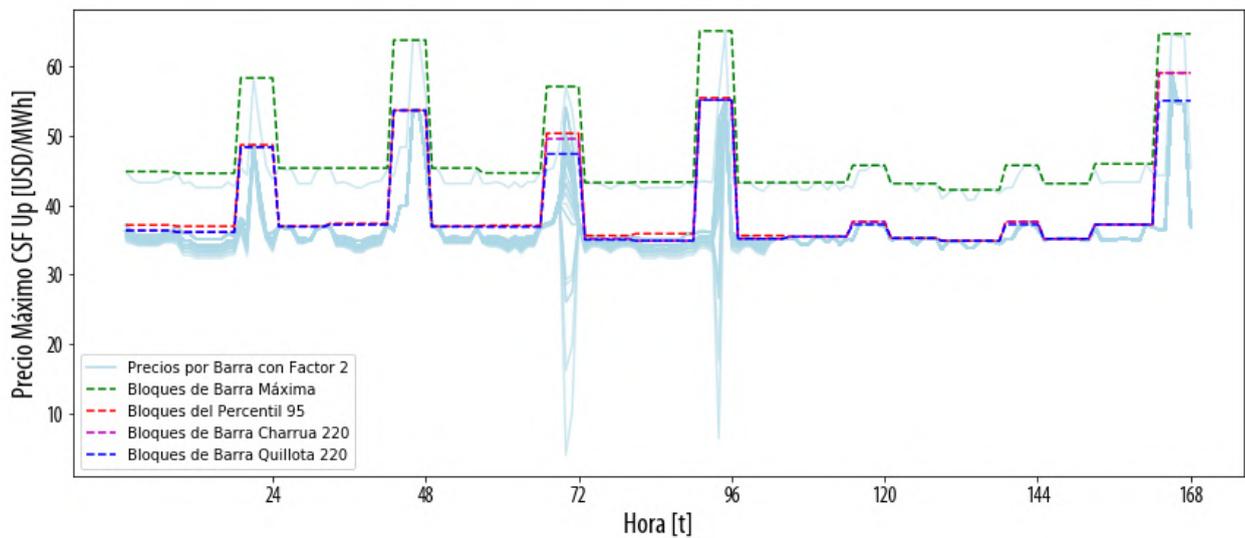


Figura 79. Enero - Simplificación de precios máximos para CSF Up y factor $1 + \Delta_I^i$ igual a 2.

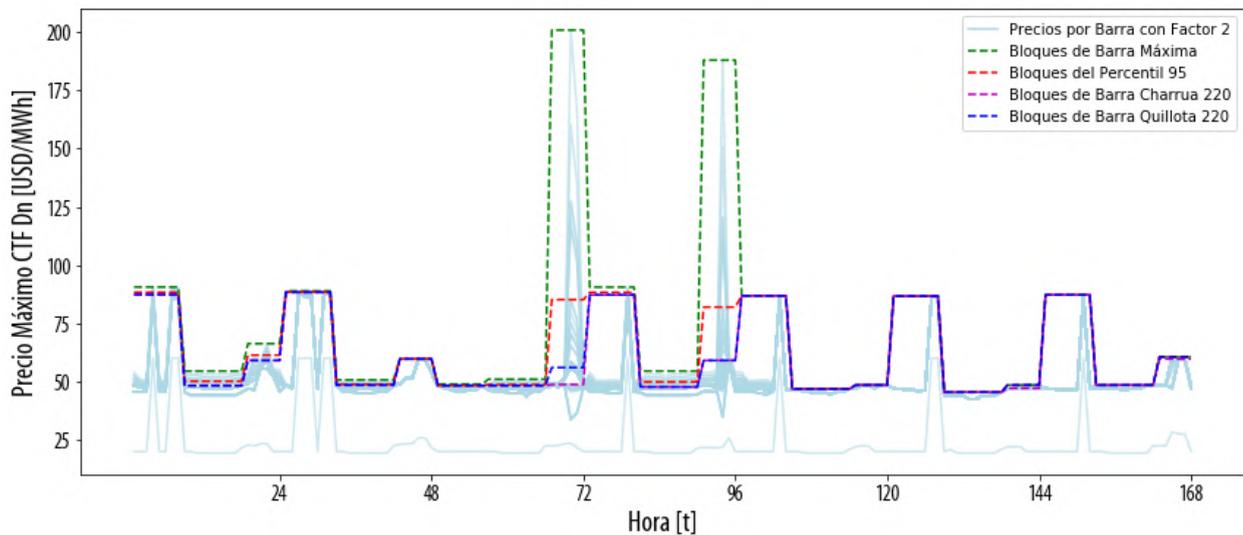


Figura 81. Enero - Simplificación de precios máximos para CTF Dn y factor $1 + \Delta_I^i$ igual a 2.

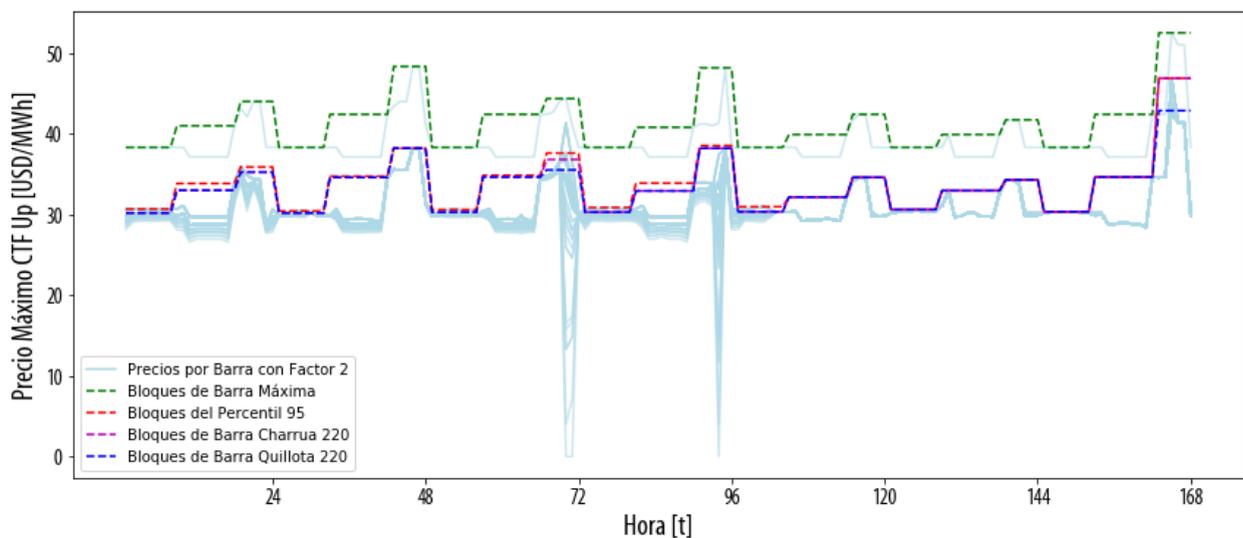


Figura 82. Enero - Simplificación de precios máximos para CTF Up y factor $1 + \Delta_I^i$ igual a 2.

En particular, se destaca el caso de la definición de precios máximos en el caso del producto CTF Dn, para el último bloque del tercer día de la semana representativa de enero (horas 66 a 72). Para dicho bloque, cuando se tiene un factor $1 + \Delta_I^i$ igual a 2, se observan precios máximos (USD/MW) de 200.75 (para el caso de la barra máxima), 85.25 (barra percentil 95), 48.89 (barra Charrúa 220 kV), y 56.16 (barra Quillota 220 kV), es decir, una diferencia porcentual de hasta un 410.6% entre el mayor y menor valor máximo definido.

Con todo lo anterior, el ejercicio de simplificación de los precios máximos teóricos se puede apreciar en las figuras a continuación, donde queda en evidencia el efecto que podría tener en la definición de un

Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios

Informe Final

Página 124 de 167

www.dictuc.cl

precio máximo implementable, la elección de una barra representativa o particular del sistema, así como la elección de un valor representativo o máximo dentro de cada bloque horario.

8. Conclusiones

La experiencia internacional muestra que precios máximos son un elemento utilizado en diversos mercados eléctricos. En particular en los mercados revisados las metodologías utilizadas se basan en cálculo de costos de oportunidad, costos nivelados y aprendizaje durante la implementación. De particular relevancia es que la experiencia internacional muestra que en todos estos mercados los precios máximos son utilizados bajo la expectativa de ser activados un número reducido de horas. Su uso es de fusibles frente a situaciones y contingencias especiales. Son una herramienta relevante para limitar el uso del poder de mercado pero no deben reemplazar, por ejemplo, el monitoreo de la competencia en el corto plazo u otras medidas. Algo relevante en mercados con la complejidad de los eléctricos propensos a generar condiciones, debido al impacto de restricciones técnicas, de baja competitividad.

Los principales impactos económicos de precios máximos son de ineficiencias de asignación en el corto plazo y el posible impacto en señales de largo plazo para inversiones. Es por lo mismo que la periodicidad en su activación es relevante sobre la relevancia de estos posibles impactos. Similarmente precios máximos pueden tener impactos en el comportamiento de los agentes particularmente en lo referente a colusión. Desde un punto de vista económico precios máximos en el contexto de los futuros mercados de servicios complementarios en Chile son un mandato de compra, por lo tanto el carácter público o privado de los mismos no es tan relevante como en el caso de precios de reserva. Para un ofertante siempre funciona como un mandato de compra, y que sea público o secreto no afecta la estrategia competitiva de la firma. En este sentido, es una discusión que se debe zanjar más bien por la simpleza y transparencia del mecanismo, lo que indica una preferencia por precios máximos públicos. Revisando la literatura para el caso eléctrico en específico, particularmente asociada a mercados de energía, precios máximos son utilizados principalmente como medidas de mitigación frente a posible abuso de poder de mercado de los agentes. Los desafíos en su uso son los mismos descritos en la literatura más económica: posibles impactos en eficiencia de corto plazo y, la mayor relevancia, la perturbación de señales de largo plazo para la evolución del sistema. Adicionalmente se ha reportado el posible impacto colusivo de precios máximos. Dada la complejidad del sistema eléctrico, una parte relevante de la literatura asociada a entender los impactos económicos del uso precios máximos, se construye a través de economía experimental o simulaciones, pues resultados de naturaleza más analítica se hacen rápidamente infactibles de obtener al considerar elementos de la operación de los sistemas eléctricos.

Un hecho relevante en el caso de las subastas asociadas a SSCC en Chile es el hecho de estar acopladas a través de una co-optimización a un mercado de energía basado en costos auditados. Esto tiene un impacto en el desarrollo de metodologías que calculan precios máximos pues, en el caso de las reservas, costos relevantes a considerar son los costos de oportunidad de participar en el mercado de la energía. Al estar ese mercado basado en costos auditados la estimación de esos costos se realiza de manera endógena por el modelo de co-optimización. Adicionalmente a estos costos es necesario considerar costos adicionales directos por dar reservas asociados a costos de mantención, desgaste de las máquinas y similares.

Para el caso de licitaciones de largo plazo el precio máximo estará definido por el estudio de costos. Para el caso de subastas asociadas a productos co-optimizados la metodología desarrollada toma como visión conceptual de cálculo de precios máximos los precios obtenidos en una subasta precio uniforme ideal con información perfecta. Los precios de dicha subasta ideal se ponderan tomando en consideración el impacto de la incertidumbre en la información utilizada y posibles condiciones de mercado u operacionales que podrían afectar el valor del precio máximo. La metodología propuesta sugiere, desde un punto de vista teórico, tener precios máximos que vayan variando horariamente en cada barra del sistema. Sin embargo, en el caso de existir restricciones de implementabilidad, se plantea utilizar la mayor resolución temporal y espacial posible. Los resultados de múltiples sensibilidades muestran que los factores de escalamiento asociados a las diversas fuentes de incertidumbre varían poco durante el año pudiendo tener variaciones anuales. En particular, tomando en consideración la metodología aplicada y las condiciones operacionales estudiadas, valores del factor de información iguales a 2 capturan un número mayor o igual al 95% de los casos, para todos los productos. Adicionalmente estos resultados muestran que no hay necesidad de indexar los precios máximos, pues al tener precios máximos calculados de forma recurrente, las incertidumbres de mayor largo plazo irán internalizadas en los parámetros de entrada del caso eficiente.

9. Referencias

Revisión Internacional: Perú

(COES, 2014a) Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Programación de la operación de corto plazo”, 2014.

(COES, 2014b) Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Reprogramación de la operación diaria”, 2014.

(COES, 2016a) Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Reserva rotante para regulación primaria de frecuencia”, 2016.

(COES, 2016b) Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Determinación del precio máximo para el mercado de ajuste y constante K_c para el servicio de regulación secundaria de frecuencia”, 2016.

(COES, 2017a) Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Coordinación de la operación en tiempo real del SEIN”, 2017.

(COES, 2017b) Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Liquidación de la valorización de las transferencias de energía activa y de la valorización de servicios complementarios e inflexibilidades operativas”, 2017.

(COES, 2017c) Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Valorización de transferencias de energía reactiva”, 2017.

(COES, 2017d) Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Reserva rotante para regulación secundaria de frecuencia”, 2017.

(COES, 2018a) Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Estadística relevante del sistema eléctrico interconectado nacional”, 2018.

(COES, 2018b) Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Nota Técnica: Metodología a utilizar para realizar la asignación el despacho económico y la reserva para regulación secundaria de frecuencia”, 2018.

(COES, 2018c) Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Propuesta de precio máximo para el mercado de ajuste y constante K_c para el servicio de regulación secundaria de frecuencia-2019”, 2018.

(COES, 2018d) Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas”, 2018.

Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios

Informe Final

Página 128 de 167

www.dictuc.cl

(OSINERGMIN, 2016) Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, “Resolución del Consejo Directivo N°026-2016-OS/CD”, 2016.

Revisión Internacional: Australia

(AEMC, 2019) Australian Energy Market Commission, “National Electricity Rules Version 124”, 2019.

(AEMO, 2015a) Australian Electricity Market Operator, “Settlements guide to Ancillary Services Payment and Recovery”, 2015.

(AEMO, 2015b) Australian Electricity Market Operator, “Guide to Ancillary Services in the National Electricity Market”, 2015.

(AEMO, 2017a) Australian Electricity Market Operator, “Power System Operation Procedure: Dispatch”, 2017.

(AEMO, 2017b) Australian Energy Market Operator, “Market Procedure: Settlement”, 2017.

(AEMO, 2019) Australian Energy Market Operator, “Procedures”, disponible en: <https://www.aemo.com.au/Electricity/Wholesale-Electricity-Market-WEM/Procedures>, consultado online 2019.

(AER, 2018) Australian Energy Regulator, “Wholesale electricity market performance monitoring”, 2018.

(ERA, 2019) Economic Regulation Authority, “2019 Energy Price Limits Decision”, 2019.

Revisión Internacional: Estados Unidos

(CAISO, 2013) California ISO, “Ancillary Services Payment Rescission”, 2013.

(CAISO, 2016) California ISO, “Energy Imbalance Market Overview (Presentation)”, 2016.

(CAISO, 2017) California ISO, “Annual Report on Market Issues & Performance”, 2017.

(CAISO, 2018a) California ISO, “Business Practice Manual for Market Operations”, 2018.

(CAISO, 2018b) California ISO, “Business Practice Manual for the Energy Imbalance Market”, 2018.

(CAISO, 2018c) California ISO, “Open Access Transmission Tariff”, 2018.

(CAISO, 2018d) California ISO, “Annual Report on Market Issues & Performance”, 2018.

(IRC, 2017) IRC Markets Committee, “Market Design Executive Summary”, 2017.

Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios

Informe Final

Página 129 de 167

www.dictuc.cl

(MS Committee, 1998) Market Surveillance Committee, "Preliminary Report On the Operation of the Ancillary Services Markets of the California Independent System Operator (ISO)", 1998.

(MS Committee, 2005) Market Surveillance Committee, "Raising the Level of the Bid Cap on the Real-Time Energy Market in California", 2005.

(NERC, 2014) North American Electric Reliability Corporation, "Frequency Response and Frequency Bias Setting", 2014.

(PJM, 2018a) PJM, "PJM Manual 12: Balancing Operations", 2018. Disponible en: <https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m12.ashx>

(PJM, 2018b) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations", 2018. Disponible en: <https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>

(PJM, 2018c) PJM, "PJM Manual 27: Open Access Transmission Tariff Accounting", 2018. Disponible en: <https://www.pjm.com/~/-/media/documents/manuals/m27.ashx>

Revisión Internacional: España

(BOE, 2006) Secretaría del Estado de Energía, "Resolución de 24 de mayo de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban diversos procedimientos de operación para su adaptación a la nueva normativa eléctrica ", 2006.

(BOE, 2015) Secretaría del Estado de Energía, "Resolución de 18 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen los criterios para participar en los servicios de ajuste del sistema y se aprueban determinados procedimientos de pruebas y procedimientos de operación para su adaptación al Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.", 2015.

(ENTSOE, 2017) European Network of Transmission System Operators for Electricity, "Survey on ancillary services procurement, balancing market design 2016", 2017.

(SmartNet, 2016) SmartNet, "Ancillary Services provision by RES and DSM connected at distribution level in the future power system", 2016.

Elementos de la Teoría Económica Sobre Precios Máximos

(Biggar & Hesamzadeh, 2014) D. Biggar y R. Hesamzadeh, "The Economics of Electricity Markets," Wiley 2014.

(Engelman & Muller 2011) D. Engelmann y W. Muller, "Collusion through price ceilings? In search of a focal-point effect," Journal of Economic Behavior and Organization, Vol. 79, pp. 291-302, 2011.

Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios

Informe Final

Página 130 de 167

www.dictuc.cl

(Grether et al., 2016) Grether, David M., David Porter, and Matthew Shum. "Public vs. Secret Reserve Prices in Auctions: Evidence from Combining Field and Lab Experiments." Secret Reserve Prices in Auctions: Evidence from Combining Field and Lab Experiments (April 18, 2016) (2016).

(Hughes et al., 2002) William R. Hughes, Andrew Pareco, The Economics of Price Spikes in Deregulated Power Markets, The Electricity Journal, Volume 15, Issue 6, 2002.

(Joskow & Schmalensee, 1983) P. Joskow y R. Schmalensee, "Markets for Power," MIT 1983.

(Joskow 2007) P. Joskow, "Capacity Payments in Imperfect Electricity Markets: Need and Design", MIT Economics White Paper.

(Joskow & Tirole 2007), P. Joskow and J. Tirole "Reliability and Competitive Electricity Markets," Rand Journal of Economics, 38 (1), 60-84.

(Kahn, 2002) Alfred E. Kahn, "The Adequacy of Prospective Returns on Generation Investments under Price Control Mechanisms," The Electricity Journal, Volume 15, Issue 2, 2002.

(Klemperer 2004) P. Klemperer, "Auctions: Theory and Practice," Princeton University Press, 2004.

(Kiesling & Wilson, 2007) Kiesling, Lynne, and Bart J. Wilson. "An experimental analysis of the effects of automated mitigation procedures on investment and prices in wholesale electricity markets." Journal of Regulatory Economics 31.3 (2007): 313-334.

(Kirschen & Strbac, 2004) D. Kirschen y G. Strbac, "Fundamental of Power System Economics," Wiley 2004.

(Krishna, 2010) V. Krishna, "Auction Theory," Academic Press, 2010.

(Le Coq & Orzen, 2012) C. Le Coq and H. Orzen, "Price caps and fluctuating demands in electricity markets: Experimental evidence of competitive bidding," 2012 9th International Conference on the European Energy Market, Florence, 2012, pp. 1-4.

(Le Coq et al., 2017) C. Le Coq, H. Orzen, Schwenen S. "Pricing and capacity provision in electricity markets: an experimental study" J. Regul. Econ., 51 (2017), pp. 123-158.

(McAfee, 1987) McAfee, R. Preston, and John McMillan. "Auctions and bidding." Journal of economic literature 25.2 (1987): 699-738.

(Myerson, 1981) Myerson, Roger B. "Optimal auction design." *Mathematics of operations research* 6.1 (1981): 58-73.

Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios

Informe Final

Página 131 de 167

www.dictuc.cl

(Pérez-Arriaga, 2013) Pérez-Arriaga, Ignacio, "Regulation of the Power Sector," Springer, 2013.

(Rega, 2013) Rega, E., "Reserve Price: Lessons learned from Brazilian electricity procurement Auctions," Energy Policy, Vol. 60, pp. 217-223, 2013.

(Riley & Samuelson, 1981) Riley, John G., and William F. Samuelson. "Optimal Auctions." *The American Economic Review*, vol. 71, no. 3, 1981, pp. 81–392.

(Stoft, 2002) S. Stoft, "Power System Economics", Wiley Interscience 2002.

(Thomas, 2005) Thomas, Charles J. "Using reserve prices to deter collusion in procurement competition." *The Journal of Industrial Economics* 53.3 (2005): 301-326.

(Vossler et al., 2009) Vossler, Christian A., et al. "An experimental investigation of soft price caps in uniform price auction markets for wholesale electricity." *Journal of Regulatory Economics* 36.1 (2009): 44-59.

(Wilson, 2000) James F. Wilson, Scarcity, Market Power, and Price Caps in Wholesale Electric Power Markets, *The Electricity Journal*, Volume 13, Issue 9, 2000.

Otras Referencias Utilizadas

(OCM-UC, 2018) Laboratorio de Optimización, Control y Mercados en Energía de la Pontificia Universidad Católica de Chile, 2018. *The New Energy Platform: Analysis of Energy Policy and Technology Scenarios for Chile*.

(CEN, 2018) Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), 2018. Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios (IDPSSCC) Año 2018.

(CEN, 2019a) Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), 2019. Informe Propuesta de Servicios Complementarios.

(CEN, 2019b) Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), 2019. Informe de Servicios Complementarios Año 2020.

(CEN, 2019c) Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), 2019. Informe de Servicios Complementarios Año 2020 (Actualización Septiembre 2019).

(CNE, 2016) Comisión Nacional de Energía (CNE), 2016. Resolución Exenta N°449.

(CNE, 2017) Comisión Nacional de Energía (CNE), 2017. Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2017-2037 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos.

Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios

Informe Final

Página 132 de 167

www.dictuc.cl

(CNE, 2018a) Comisión Nacional de Energía (CNE), Julio 2018. Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo.

(CNE, 2018b) Comisión Nacional de Energía (CNE), 2018. Resolución Exenta N°801.

(Dictuc, 2019a) Dictuc, 2019. Análisis Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC.

(Dictuc, 2019b) Dictuc, 2019. Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones.

(Dictuc, 2019c) Dictuc, 2019. Actualización del Informe de Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios.

(NREL, 2013) NREL, 2013. *Fundamental Drivers of the Cost and Price of Operating Reserves.*

10. Anexos

10.1 Sensibilidad de Gas para Determinación de Precios Máximos

Esta sensibilidad consiste en 4 escenarios con distinta disponibilidad de gas, los cuales se detallan a continuación:

- Nula disponibilidad de gas, utilizando capacidad máxima de generación igual a 0 para las unidades con combustible gas.
- Baja disponibilidad de gas, utilizando capacidad máxima de generación al 50% para las unidades con combustible gas.
- Aumento de disponibilidad de gas, bajando el valor del combustible gas al 50% para cada unidad con este combustible.
- Exceso de disponibilidad de gas, bajando el valor del combustible gas en un 100% (costo de combustible cero) para cada unidad con este combustible.

Los resultados muestran que el mayor impacto de la disponibilidad del gas se produce en los servicios que incluyen regulación de frecuencia hacia arriba, como lo son CPF, CSF-Up y CTF-Up.

10.1.1 Resultados Precios Máximos CPF

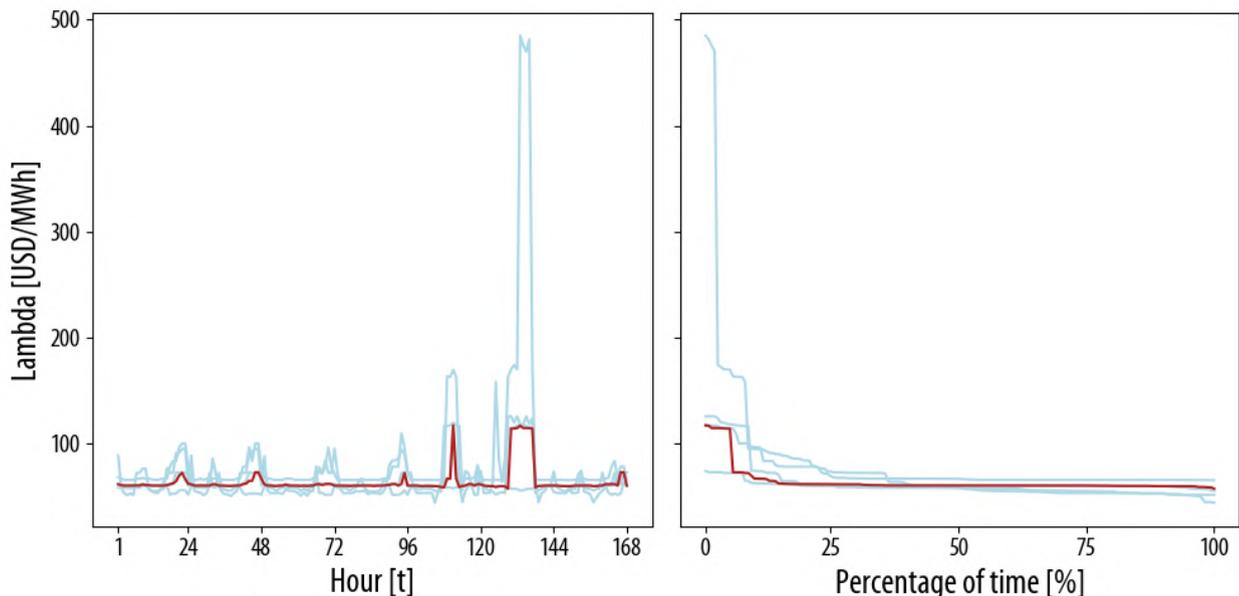


Figura 10.1. Variable dual de la restricción de balance de CPF para la semana de Enero ante distintas sensibilidades.

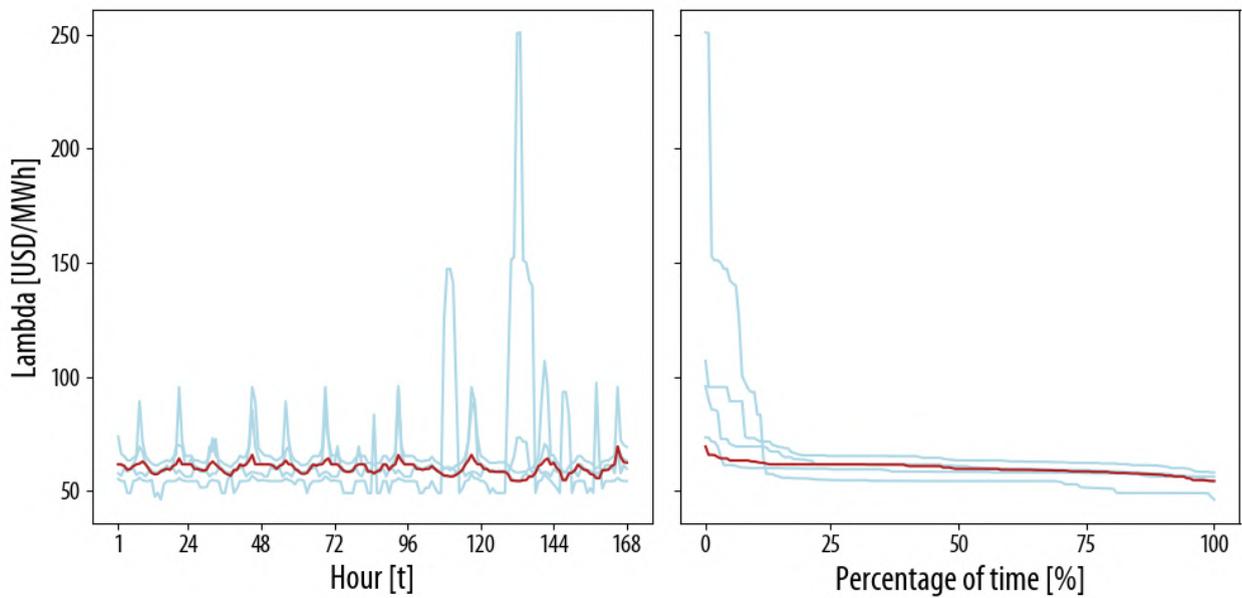


Figura 10.2. Variable dual de la restricción de balance de CPF para la semana de Abril ante distintas sensibilidades.

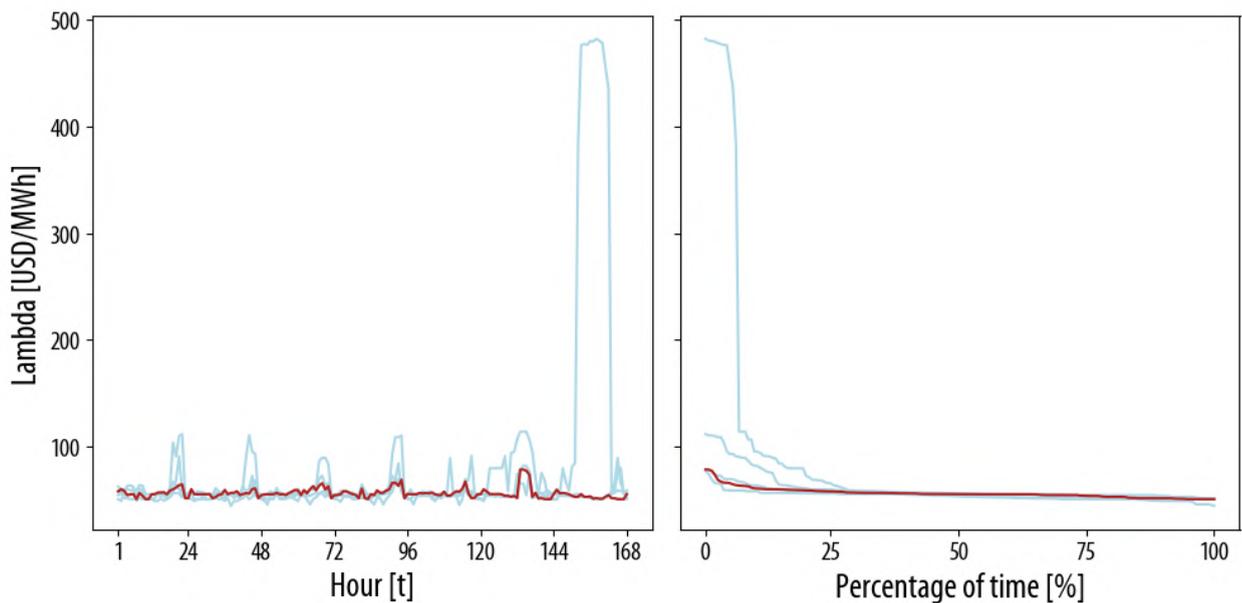


Figura 10.3. Variable dual de la restricción de balance de CPF para la semana de Julio ante distintas sensibilidades.

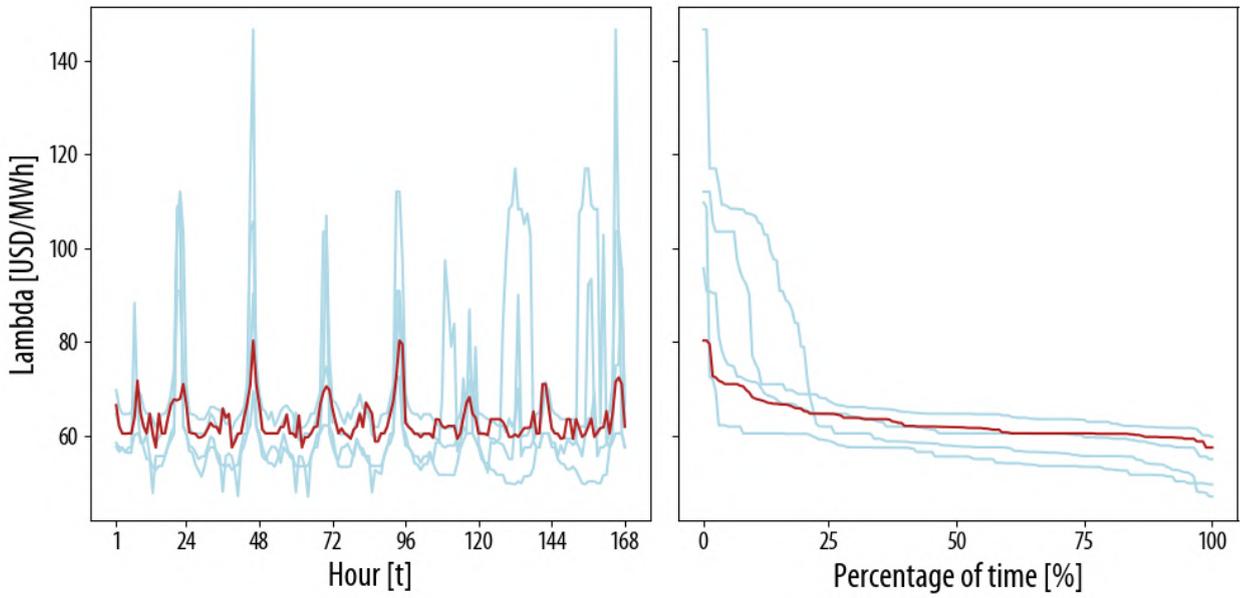


Figura 10.4. Variable dual de la restricción de balance de CPF para la semana de Octubre ante distintas sensibilidades.

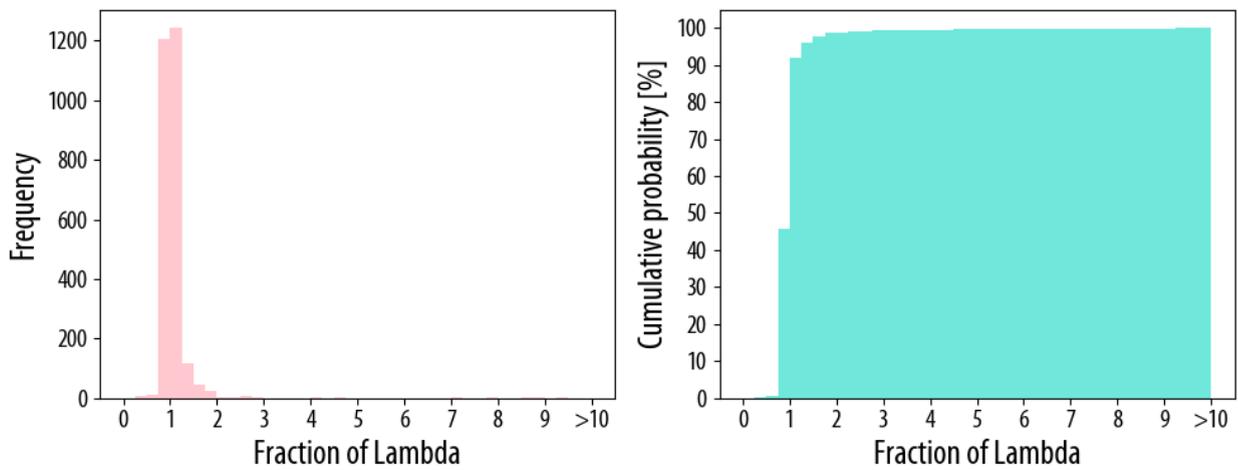


Figura 10.5. Histograma de desviación de las variables duales de la restricción de balance de CPF obtenidas para las 4 semanas representativas respecto a la asignación eficiente en el caso base.

10.1.2 Resultados Precios Máximos CSF-Down

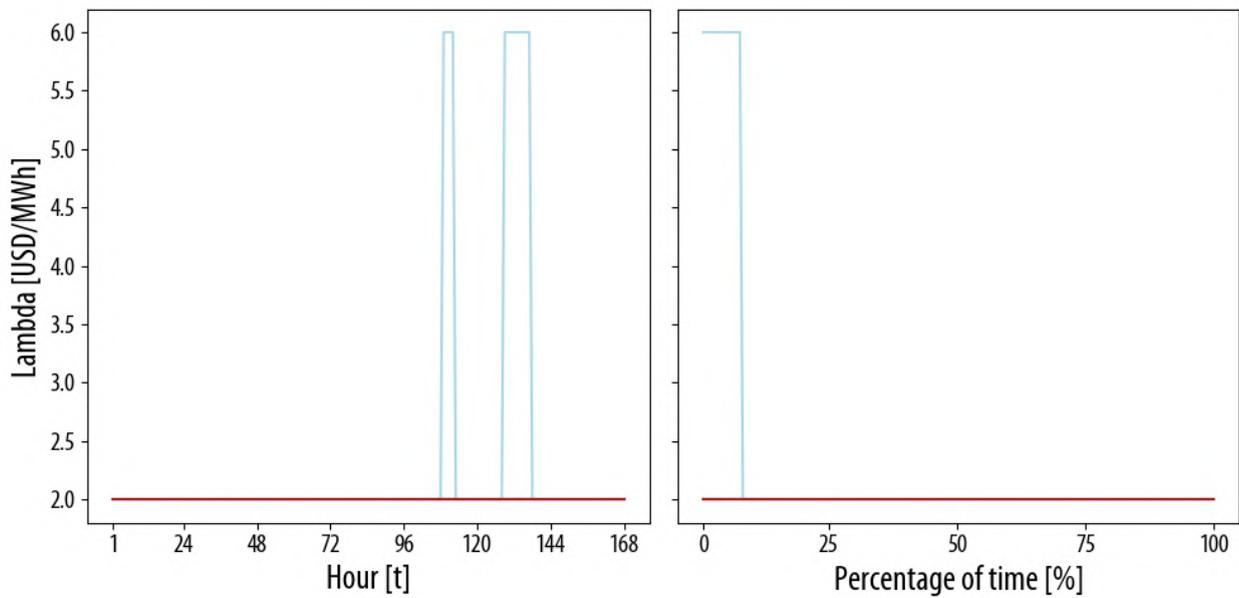


Figura 10.6. Variable dual de la restricción de balance de CSF-Down para la semana de Enero ante distintas sensibilidades.

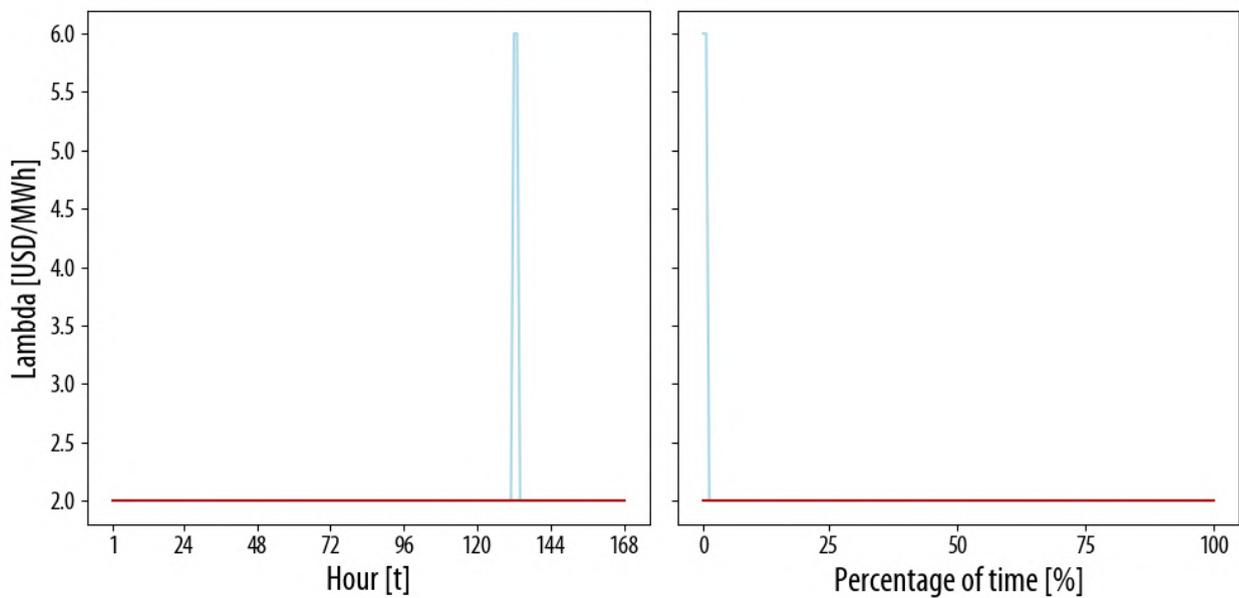


Figura 10.7. Variable dual de la restricción de balance de CSF-Down para la semana de Abril ante distintas sensibilidades.

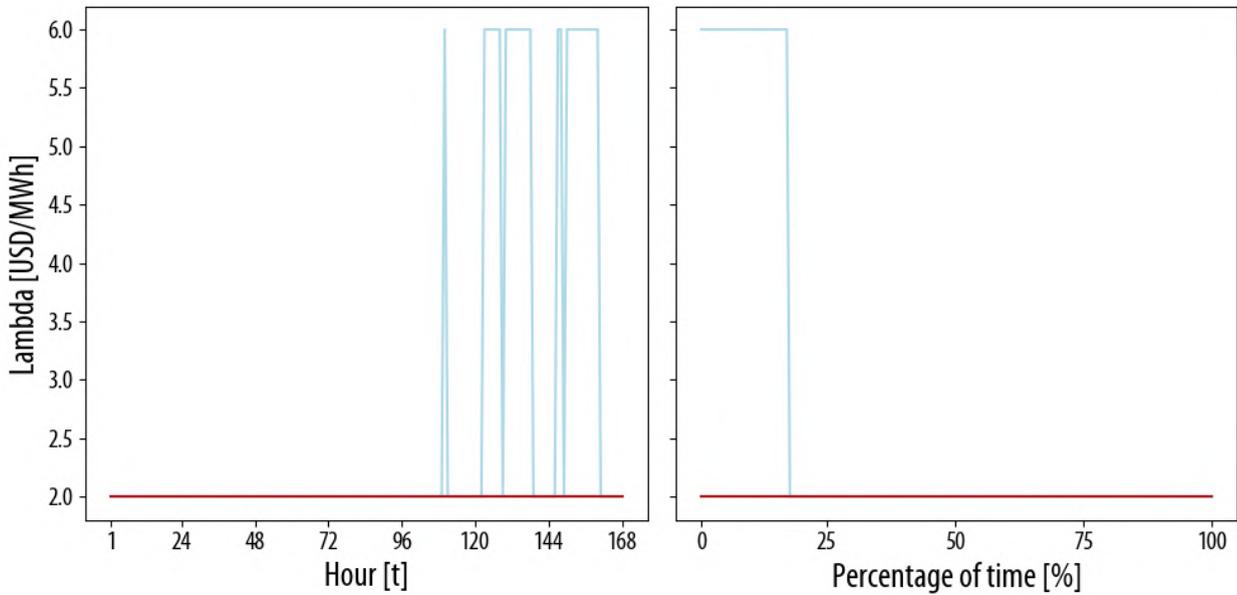


Figura 10.8. Variable dual de la restricción de balance de CSF-Down para la semana de Julio ante distintas sensibilidades.

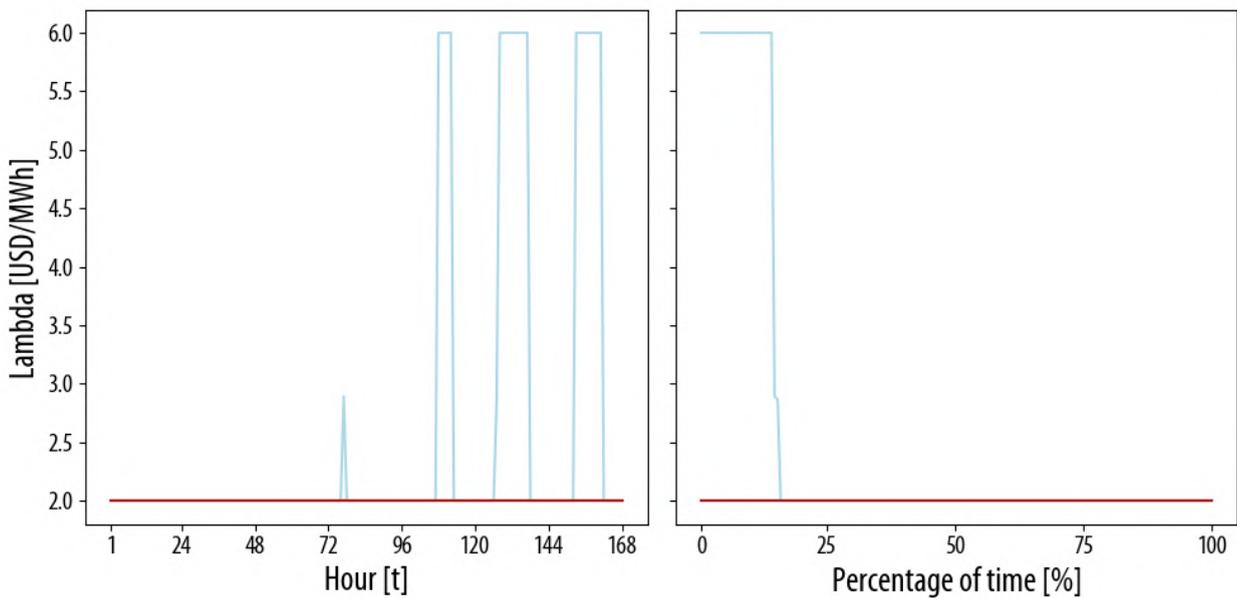


Figura 10.9. Variable dual de la restricción de balance de CSF-Down para la semana de Octubre ante distintas sensibilidades.

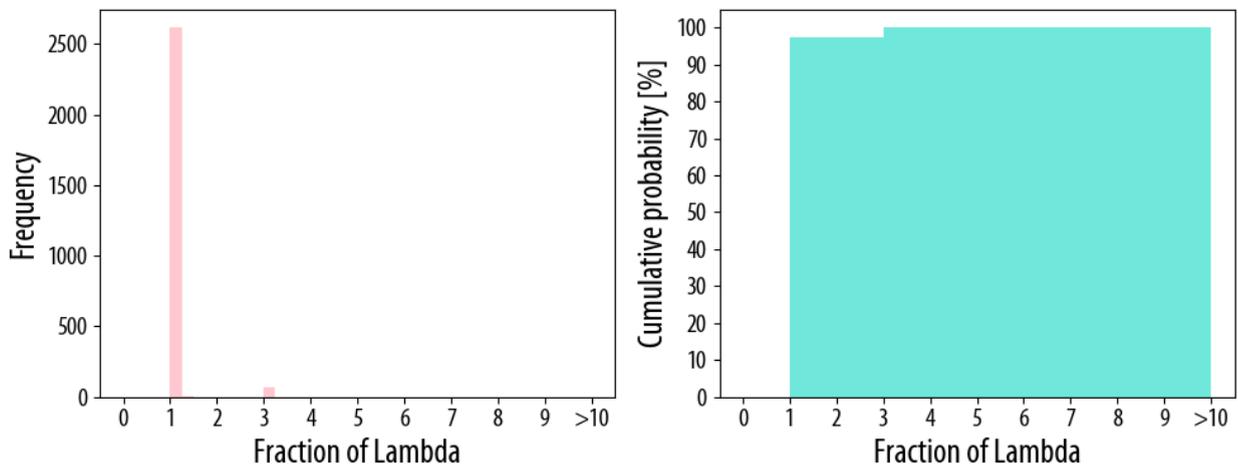


Figura 10.10. Histograma de desviación de las variables duales de la restricción de balance de CSF-Down obtenidas para las 4 semanas representativas respecto a la asignación eficiente en el caso base.

10.1.3 Resultados Precios Máximos CSF-Up

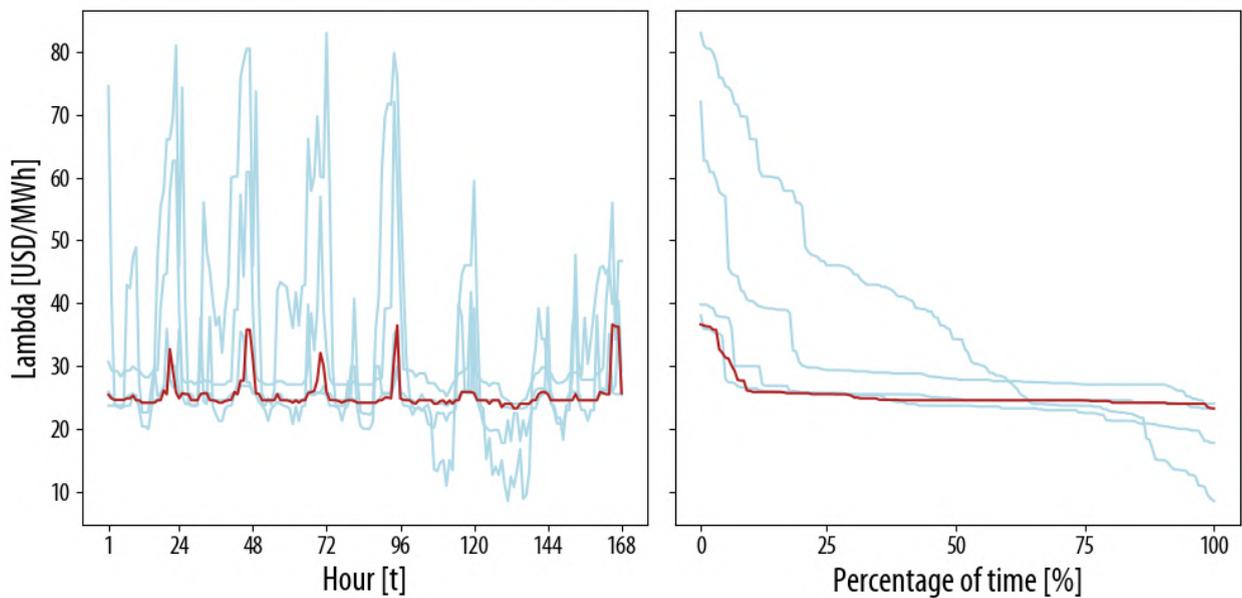


Figura 10.11. Variable dual de la restricción de balance de CSF-Up para la semana de Enero ante distintas sensibilidades.

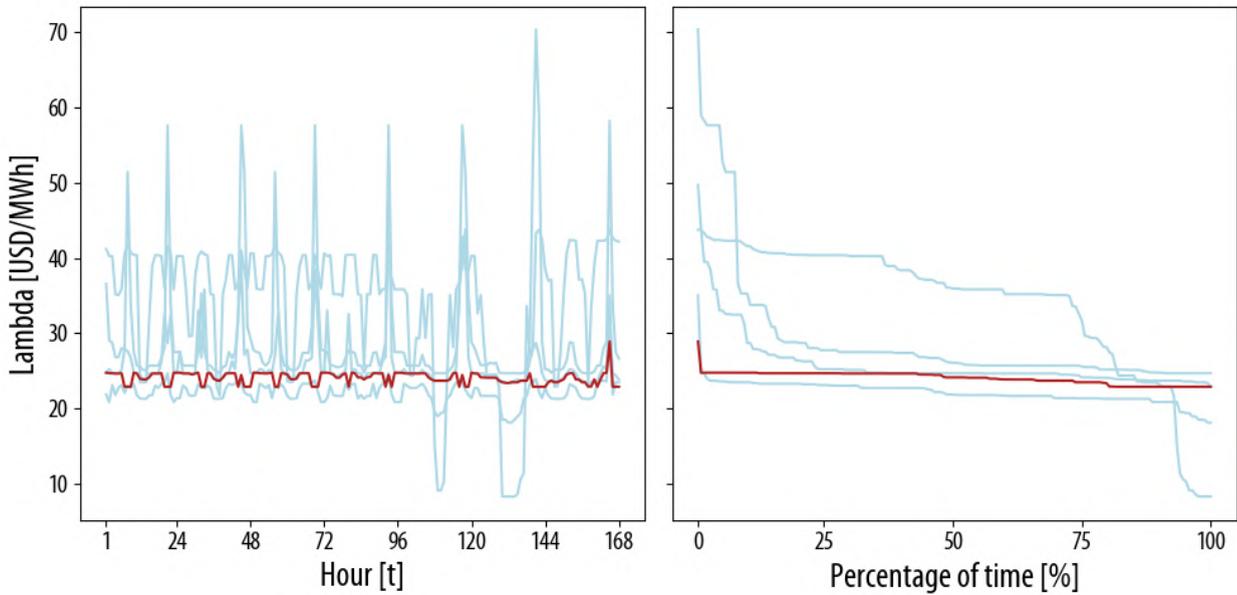


Figura 10.12. Variable dual de la restricción de balance de CSF-Up para la semana de Abril ante distintas sensibilidades.

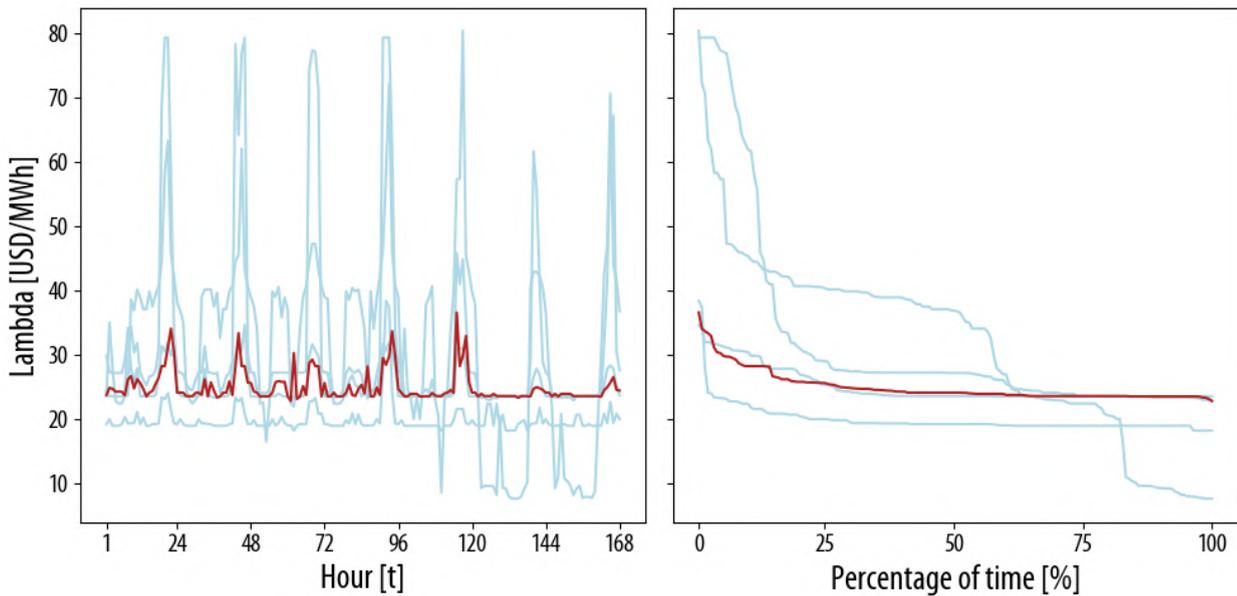


Figura 10.13. Variable dual de la restricción de balance de CSF-Up para la semana de Julio ante distintas sensibilidades.

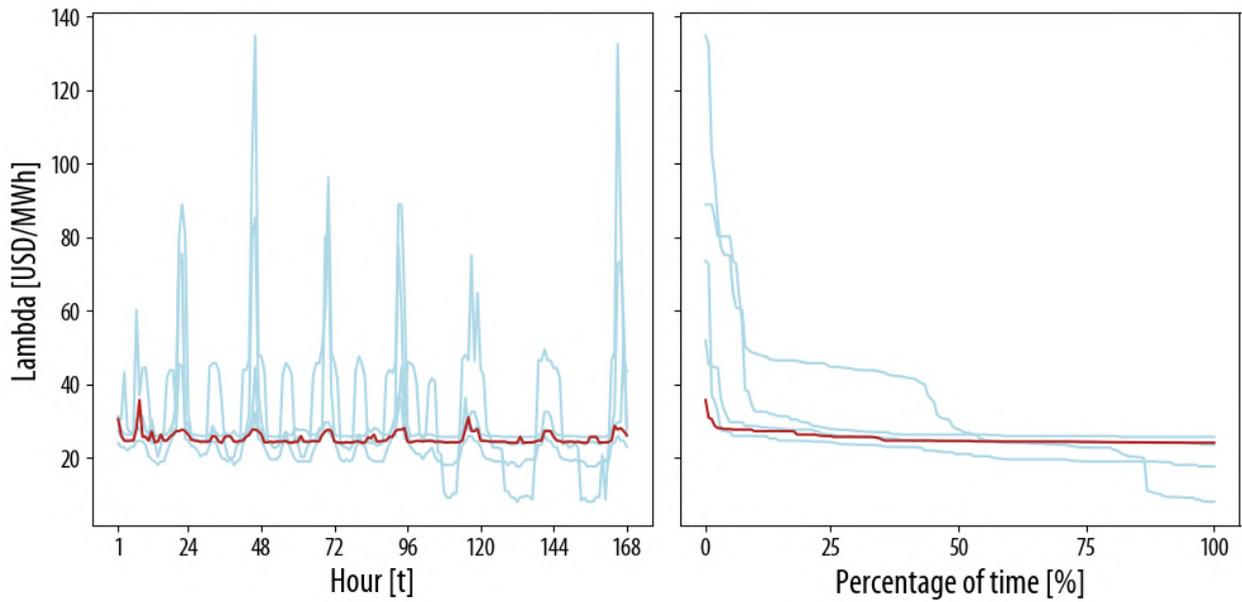


Figura 10.14. Variable dual de la restricción de balance de CSF-Up para la semana de Octubre ante distintas sensibilidades.

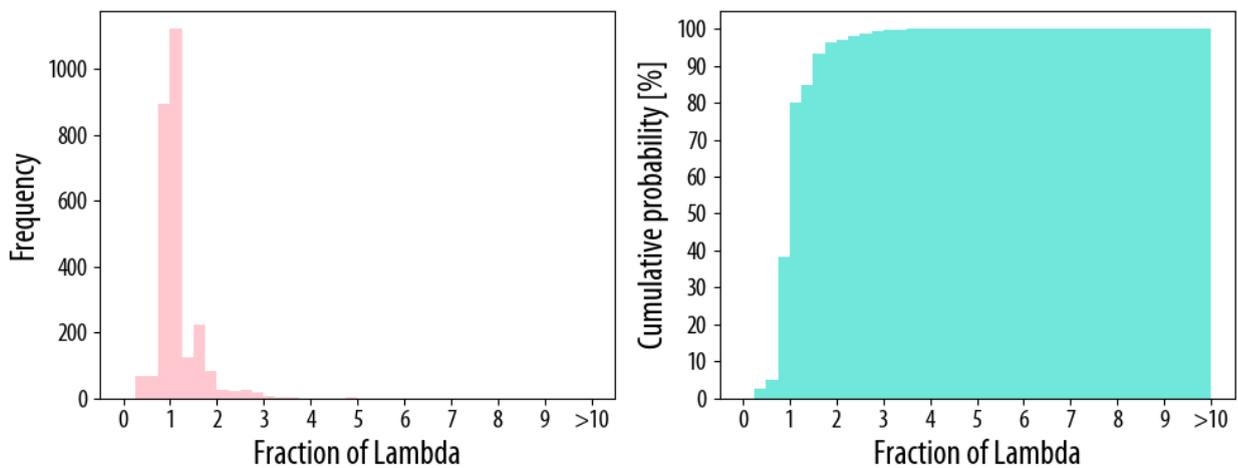


Figura 10.15. Histograma de desviación de las variables duales de la restricción de balance de CSF-Up obtenidas para las 4 semanas representativas respecto a la asignación eficiente en el caso base.

10.1.4 Resultados Precios Máximos CTF-Down

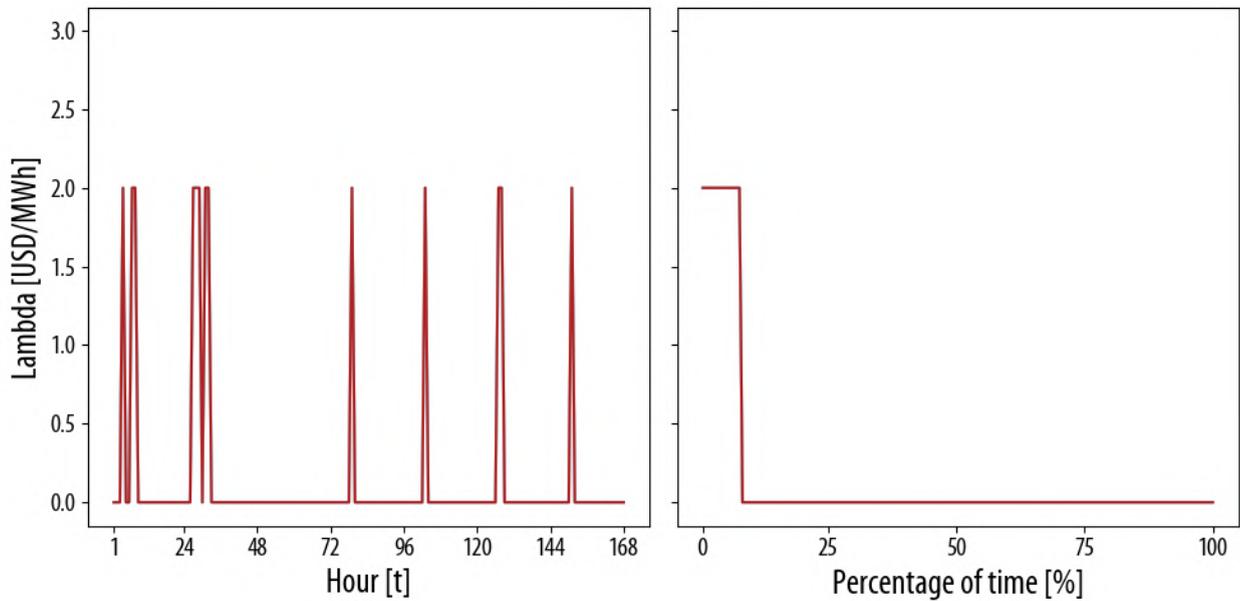


Figura 10.16. Variable dual de la restricción de balance de CTF-Down para la semana de Enero ante distintas sensibilidades.

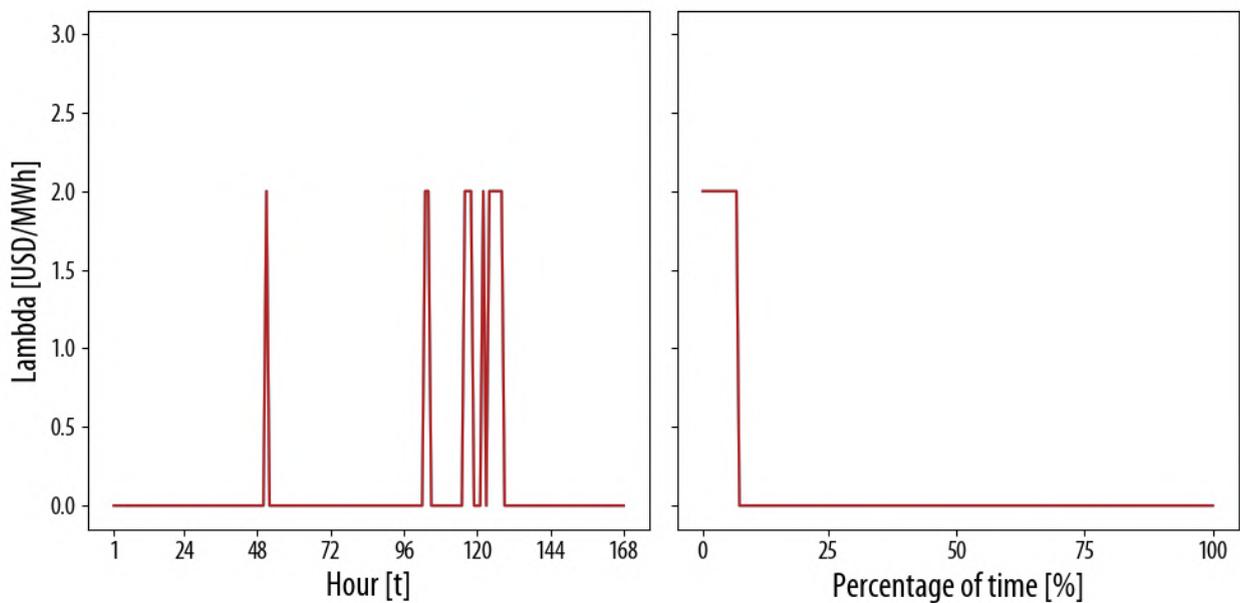


Figura 10.17. Variable dual de la restricción de balance de CTF-Down para la semana de Abril ante distintas sensibilidades.

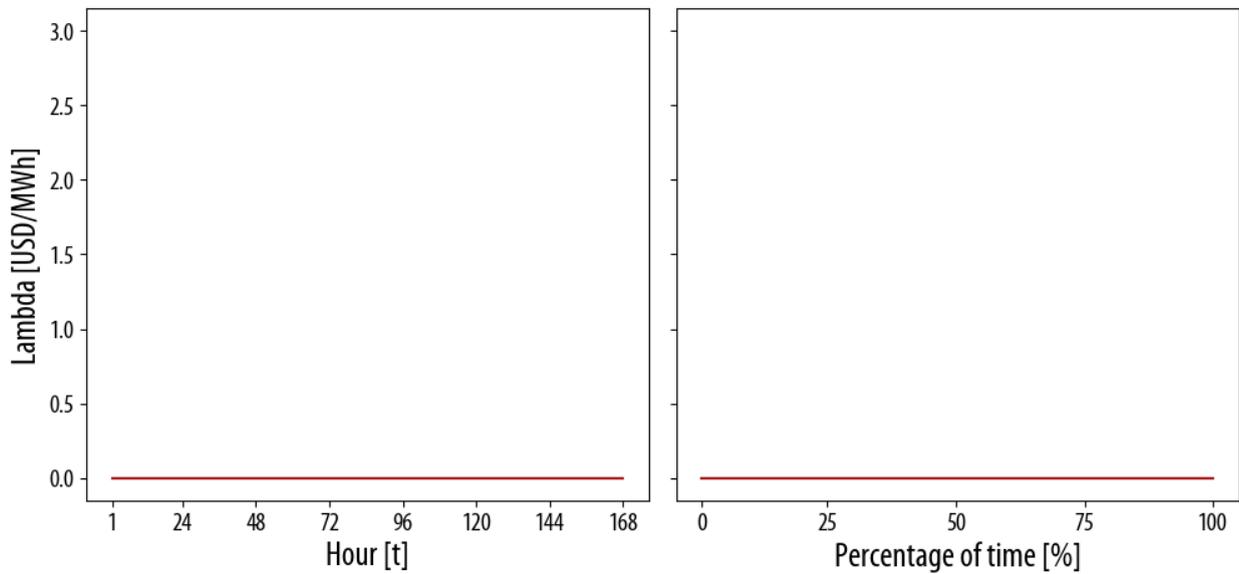


Figura 10.18. Variable dual de la restricción de balance de CTF-Down para la semana de Julio ante distintas sensibilidades.

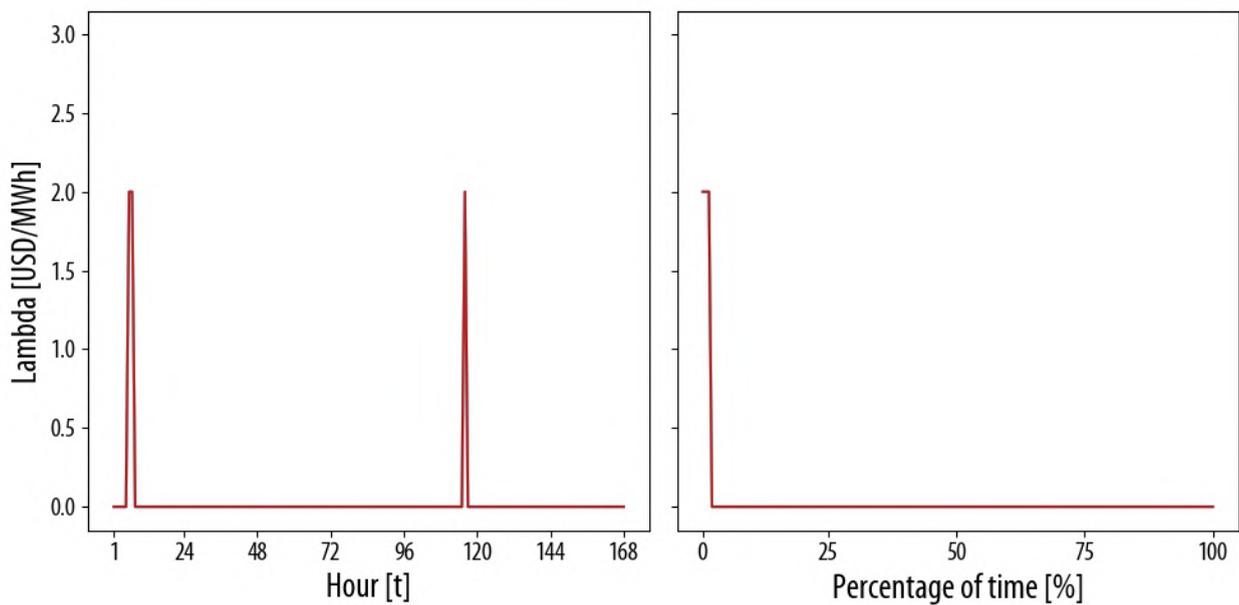


Figura 10.19. Variable dual de la restricción de balance de CTF-Down para la semana de Octubre ante distintas sensibilidades.

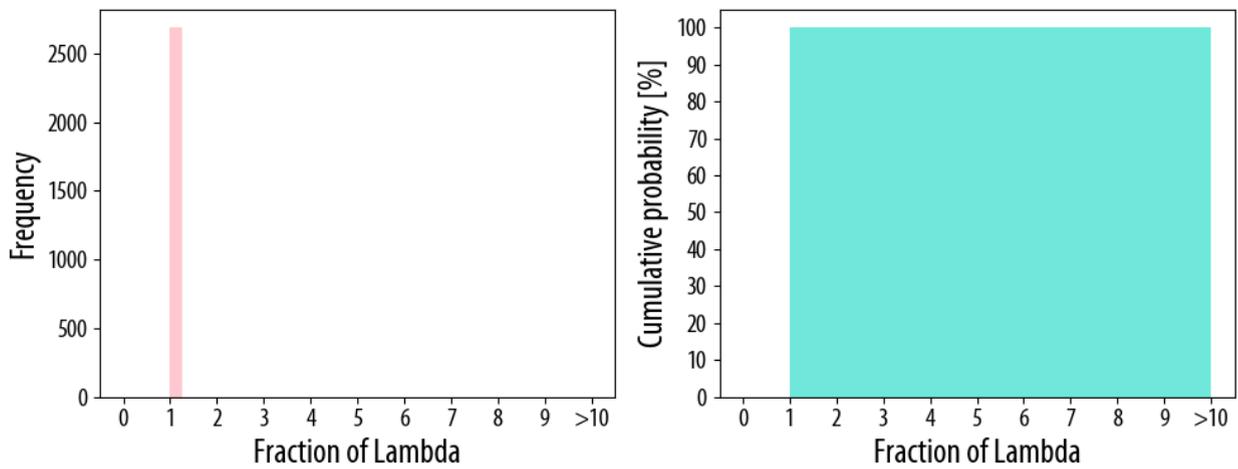


Figura 10.20. Histograma de desviación de las variables duales de la restricción de balance de CTF-Down obtenidas para las 4 semanas representativas respecto a la asignación eficiente en el caso base.

10.1.5 Resultados Precios Máximos CTF-Up

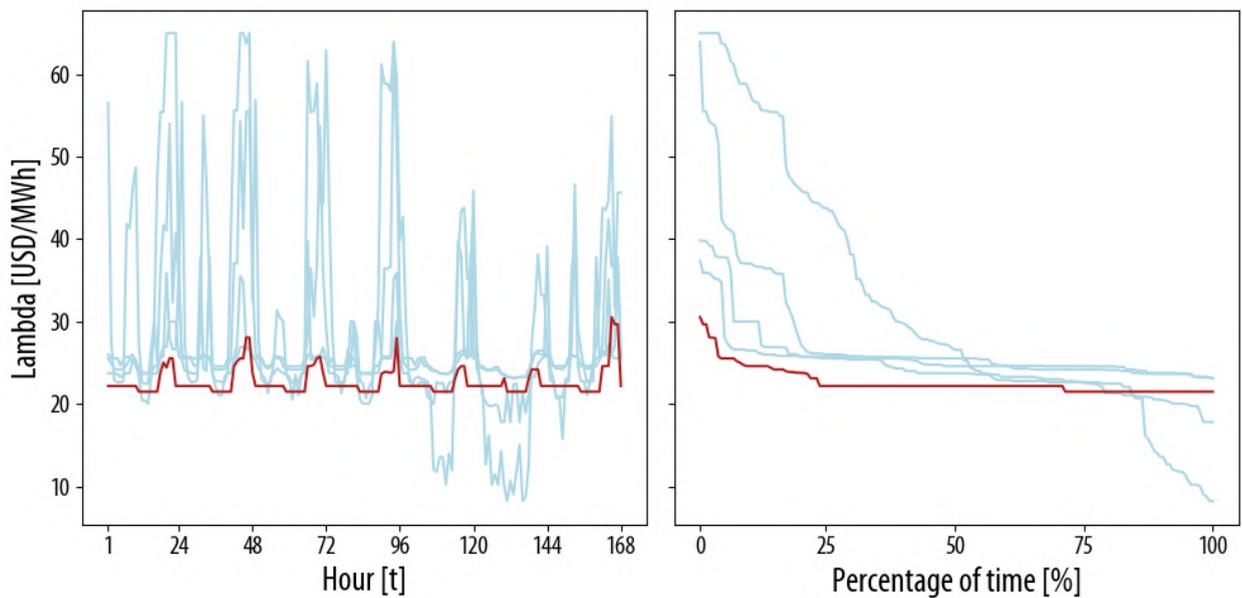


Figura 10.21. Variable dual de la restricción de balance de CTF-Up para la semana de Enero ante distintas sensibilidades.

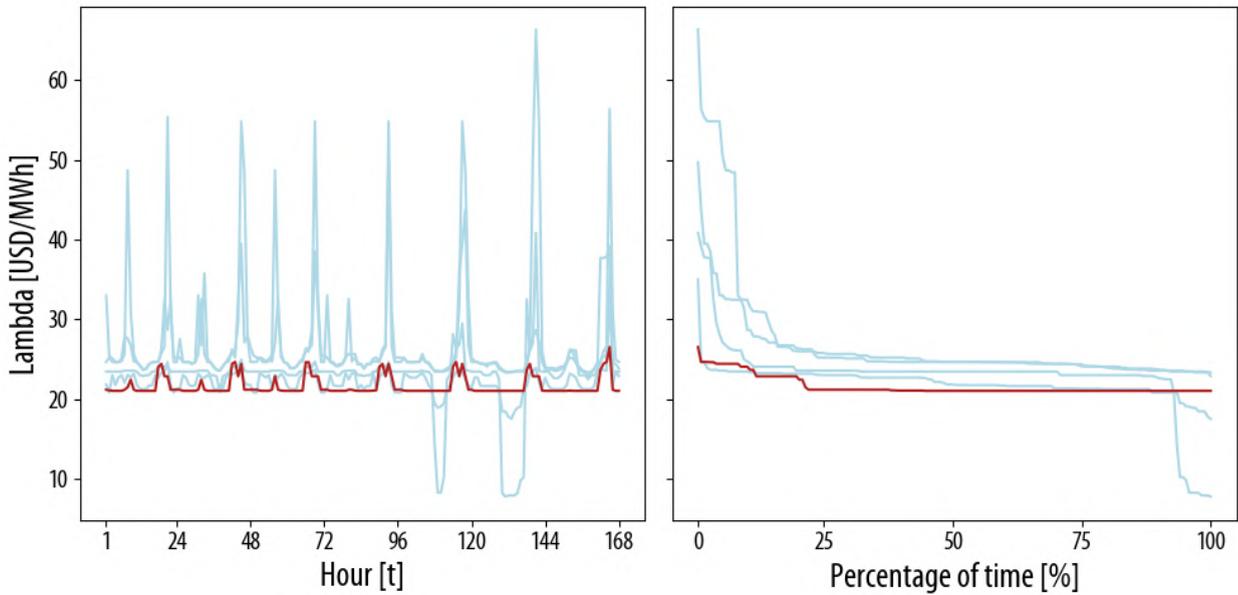


Figura 10.22. Variable dual de la restricción de balance de CTF-Up para la semana de Abril ante distintas sensibilidades.

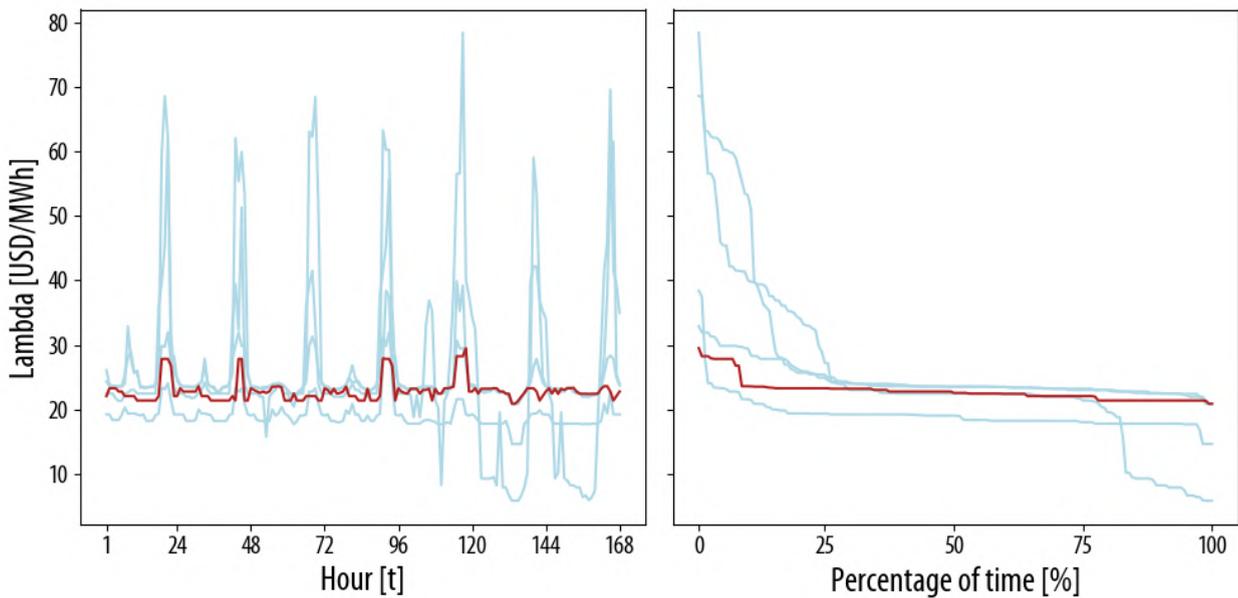


Figura 10.23. Variable dual de la restricción de balance de CTF-Up para la semana de Julio ante distintas sensibilidades.

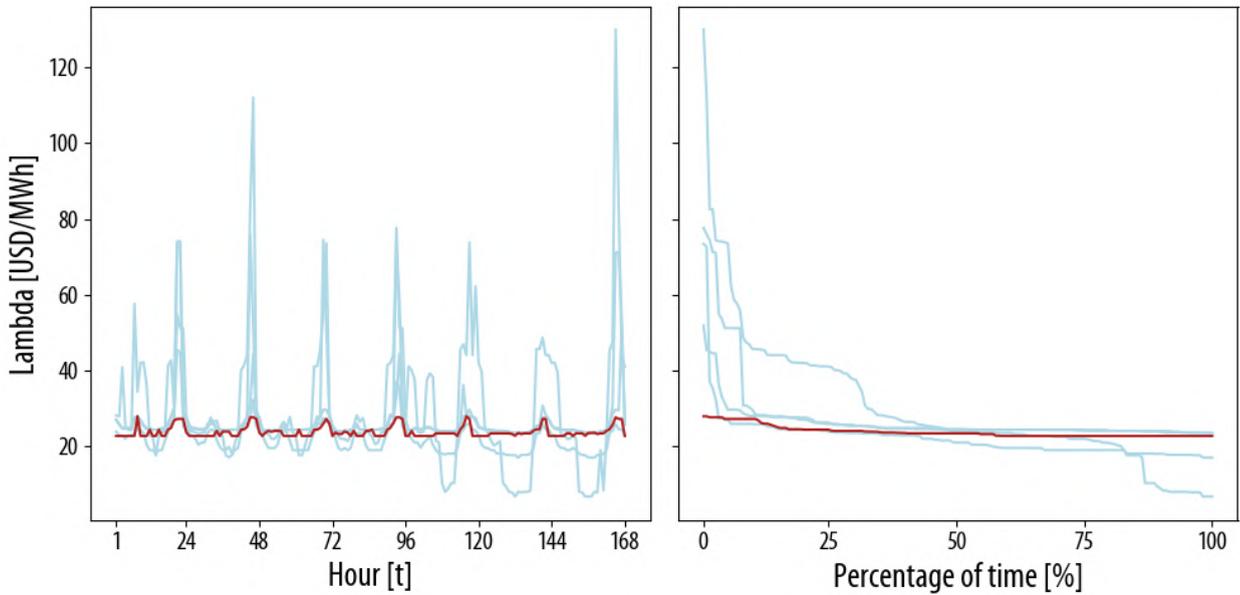


Figura 10.24. Variable dual de la restricción de balance de CTF-Up para la semana de Octubre ante distintas sensibilidades.

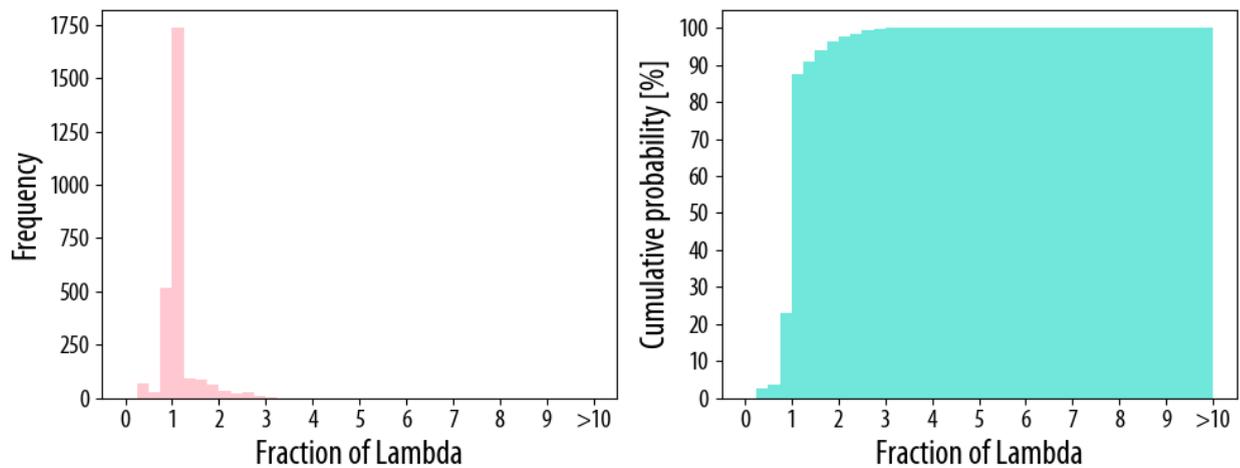


Figura 10.25. Histograma de desviación de las variables duales de la restricción de balance de CTF-Up obtenidas para las 4 semanas representativas respecto a la asignación eficiente en el caso base.

10.2 Sensibilidad de Hidrologías para Determinación de Precios Máximos

Esta sensibilidad consiste en 4 escenarios con distinta probabilidad de excedencia hidrológica, los cuales se detallan a continuación:

- Probabilidad de Excedencia (PE20): Hidrología Húmeda
- Probabilidad de Excedencia (PE50): Hidrología Media-Húmeda
- Probabilidad de Excedencia (PE90): Hidrología Media-Seca
- Probabilidad de Excedencia (PE95): Hidrología Seca

Los resultados muestran que en general no existen grandes variaciones provocadas por las diferentes hidrologías, manteniendo un comportamiento similar y con diferencias más visibles solo en los servicios que incluyen regulación de frecuencia hacia arriba, como lo son CPF, CSF-Up y CTF-Up, especialmente en el caso de la semana representativa de Octubre.

10.2.1 Resultados Precios Máximos CPF

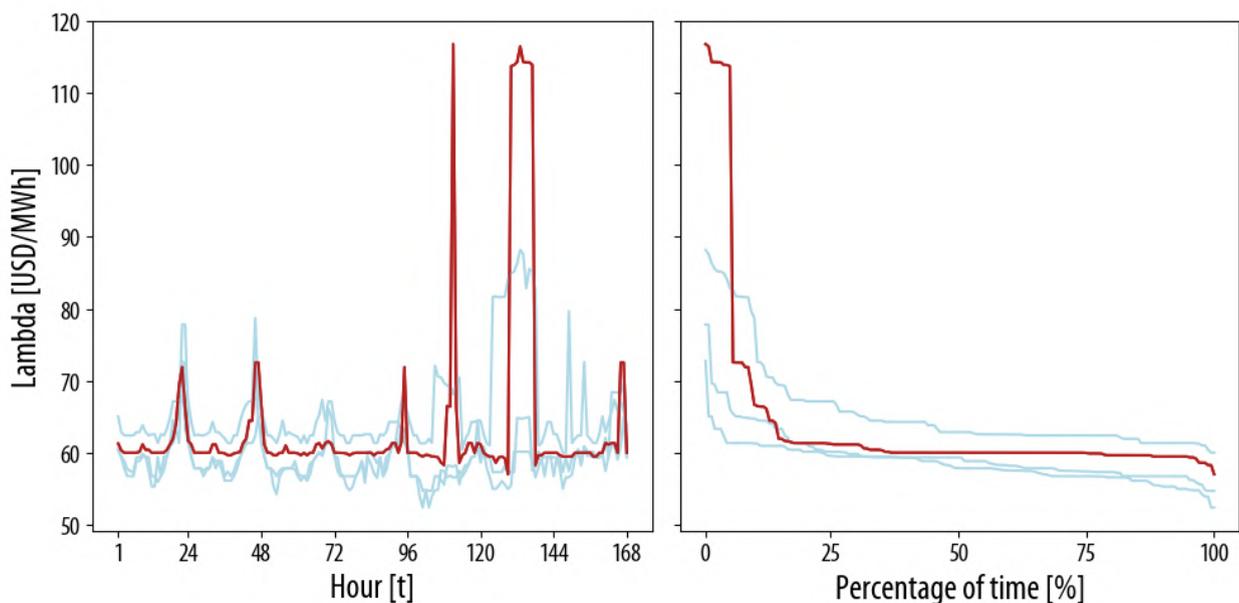


Figura 10.26. Variable dual de la restricción de balance de CPF para la semana de Enero ante distintas sensibilidades.

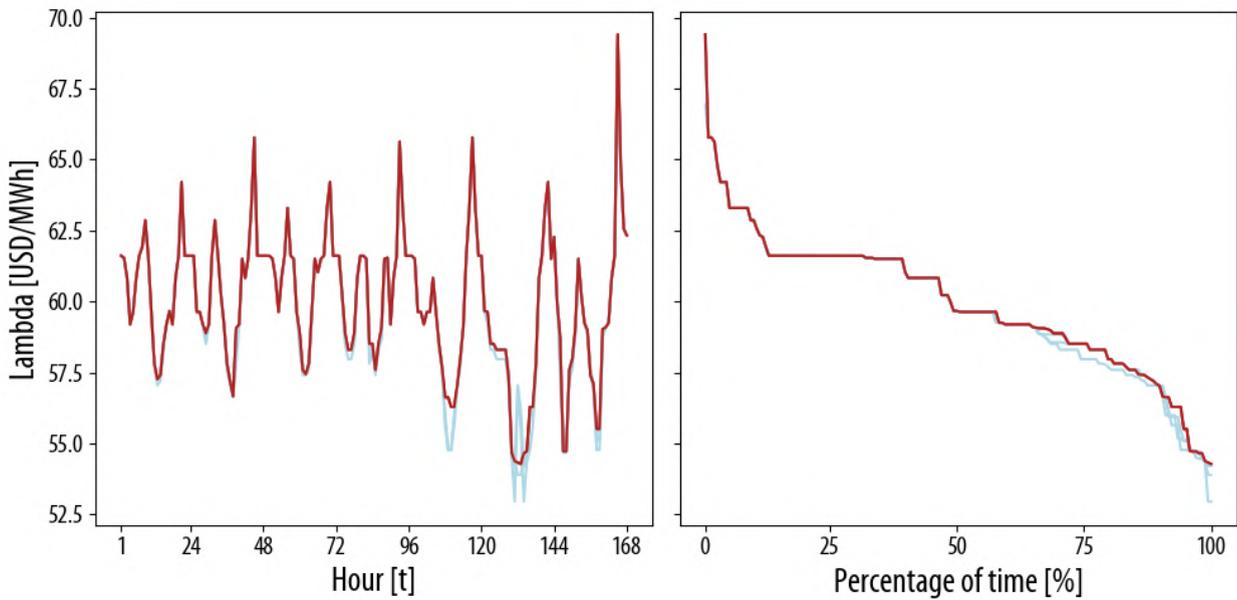


Figura 10.27. Variable dual de la restricción de balance de CPF para la semana de Abril ante distintas sensibilidades.

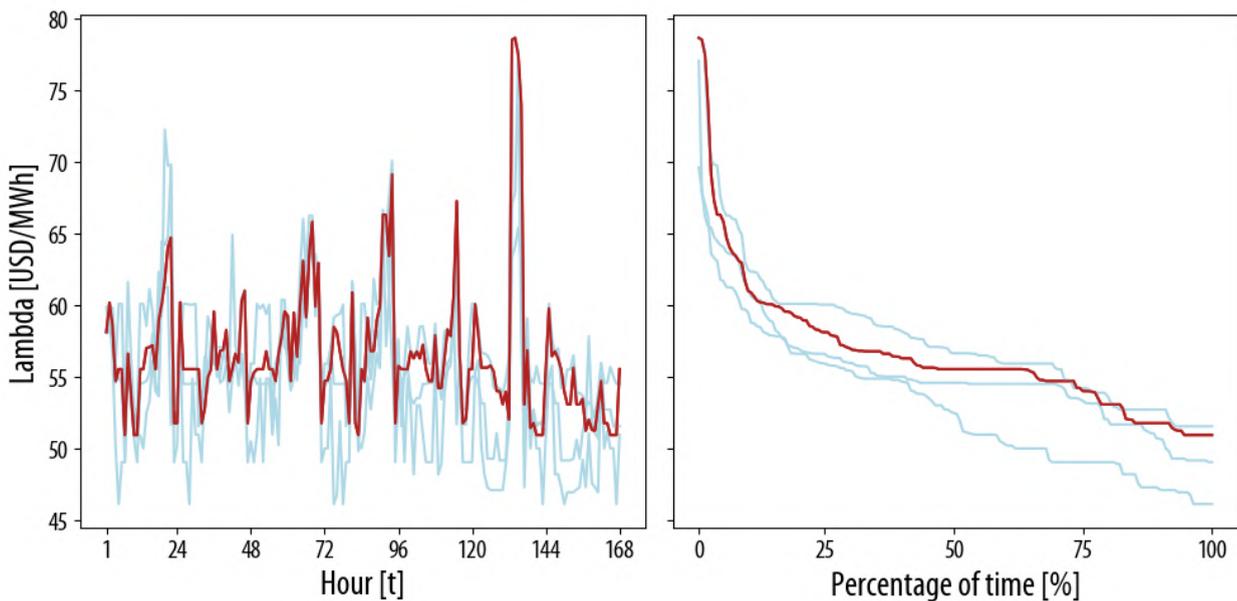


Figura 10.28. Variable dual de la restricción de balance de CPF para la semana de Julio ante distintas sensibilidades.

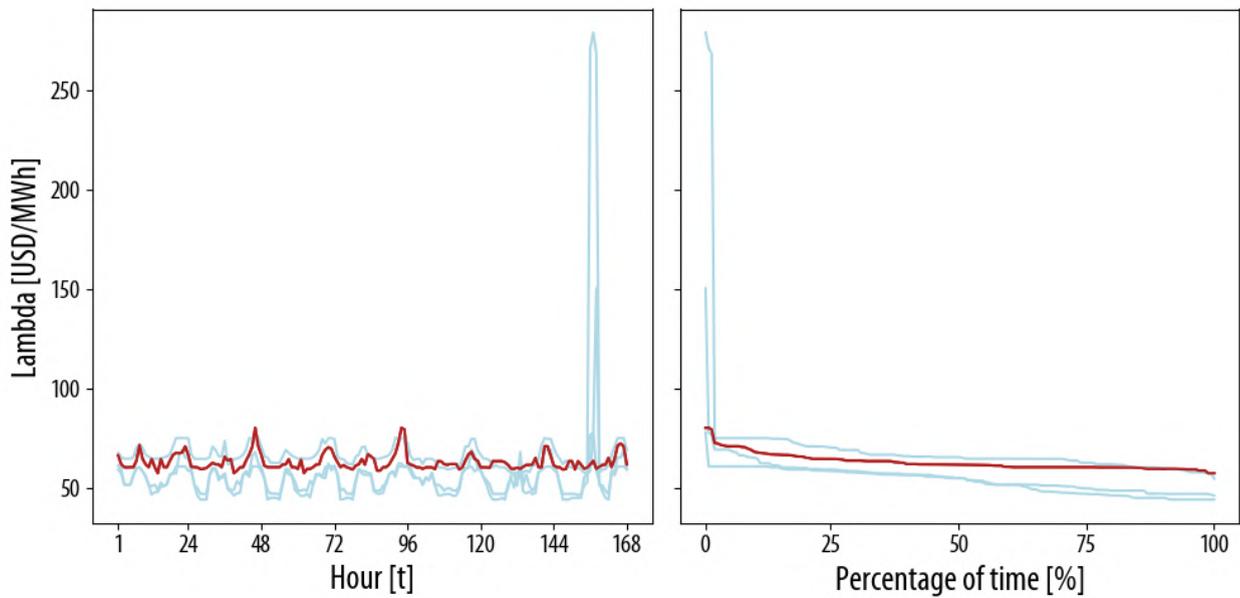


Figura 10.29. Variable dual de la restricción de balance de CPF para la semana de Octubre ante distintas sensibilidades.

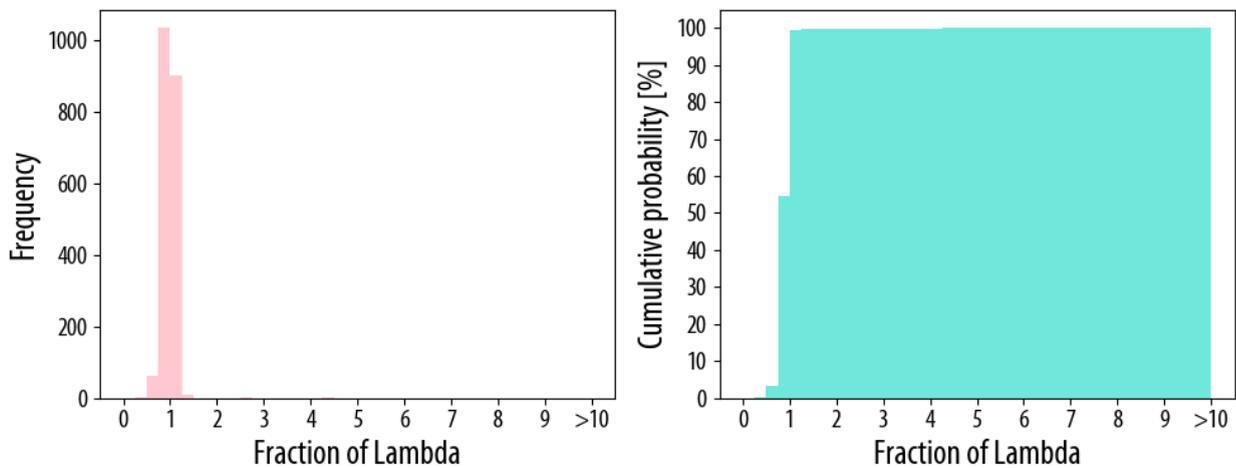


Figura 10.30. Histograma de desviación de las variables duales de la restricción de balance de CPF obtenidas para las 4 semanas representativas respecto a la asignación eficiente en el caso base.

10.2.2 Resultados Precios Máximos CSF-Down

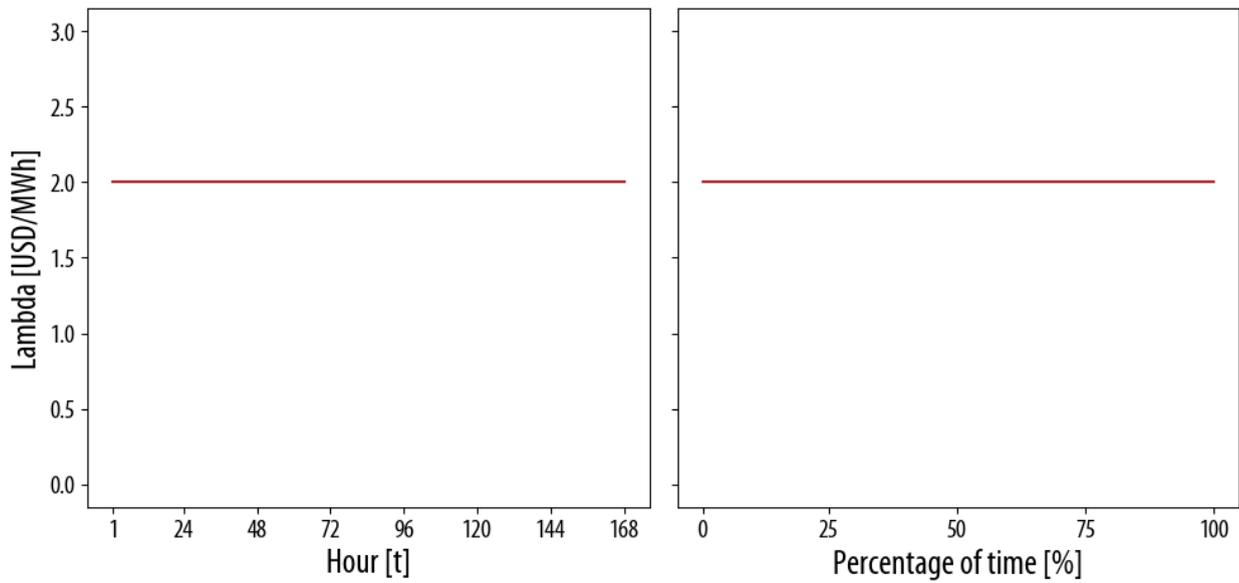


Figura 10.31. Variable dual de la restricción de balance de CSF-Down para la semana de Enero ante distintas sensibilidades.

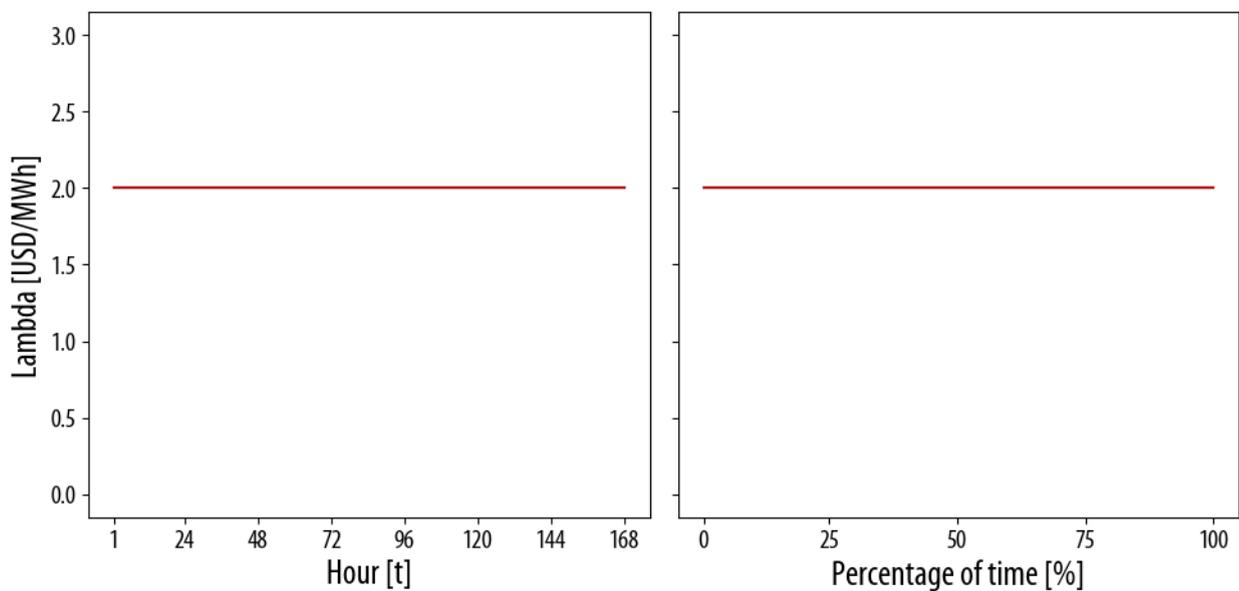


Figura 10.32. Variable dual de la restricción de balance de CSF-Down para la semana de Abril ante distintas sensibilidades.

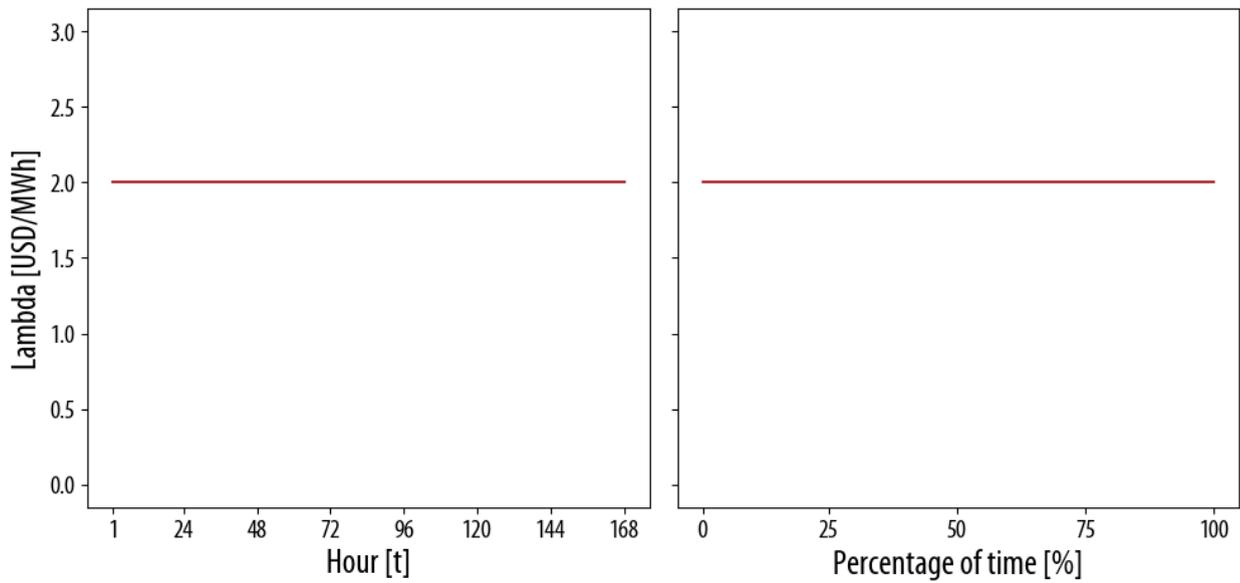


Figura 10.33. Variable dual de la restricción de balance de CSF-Down para la semana de Julio ante distintas sensibilidades.

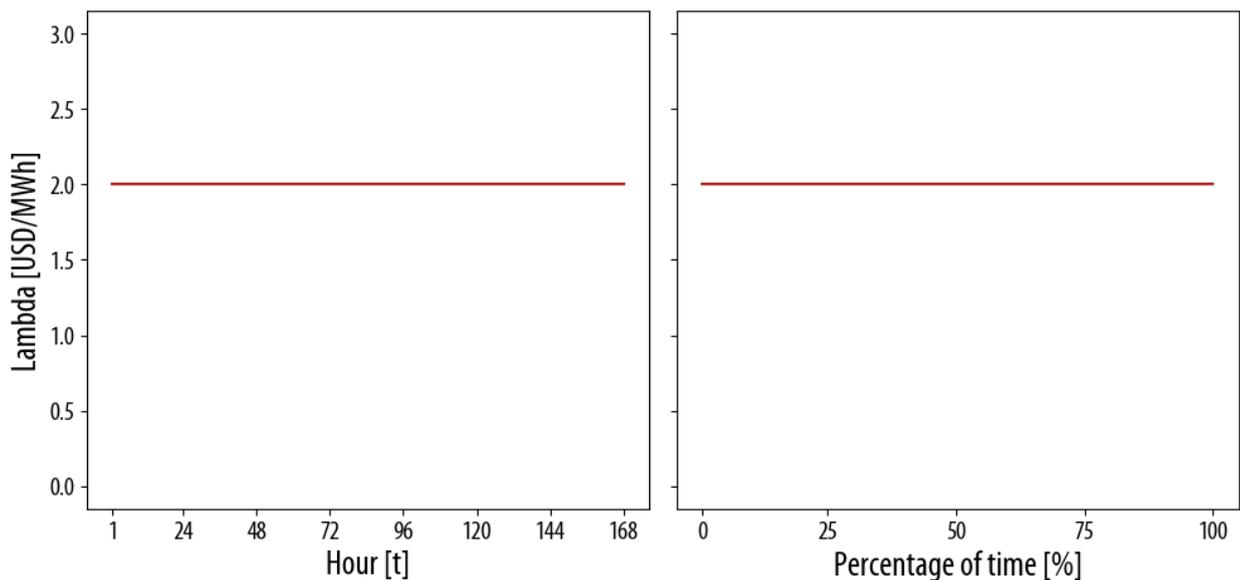


Figura 10.34. Variable dual de la restricción de balance de CSF-Down para la semana de Octubre ante distintas sensibilidades.

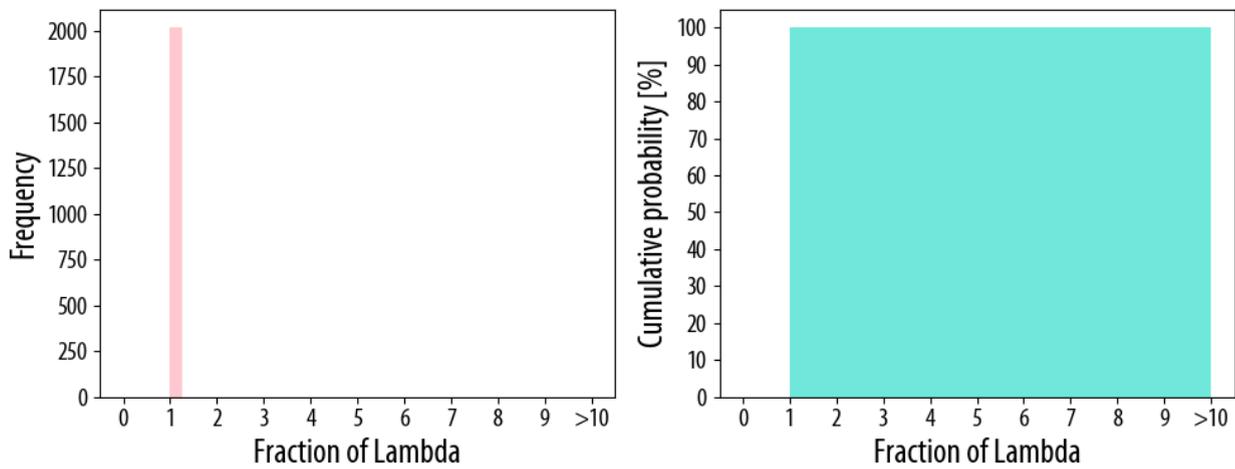


Figura 10.35. Histograma de desviación de las variables duales de la restricción de balance de CSF-Down obtenidas para las 4 semanas representativas respecto a la asignación eficiente en el caso base.

10.2.3 Resultados Precios Máximos CSF-Up

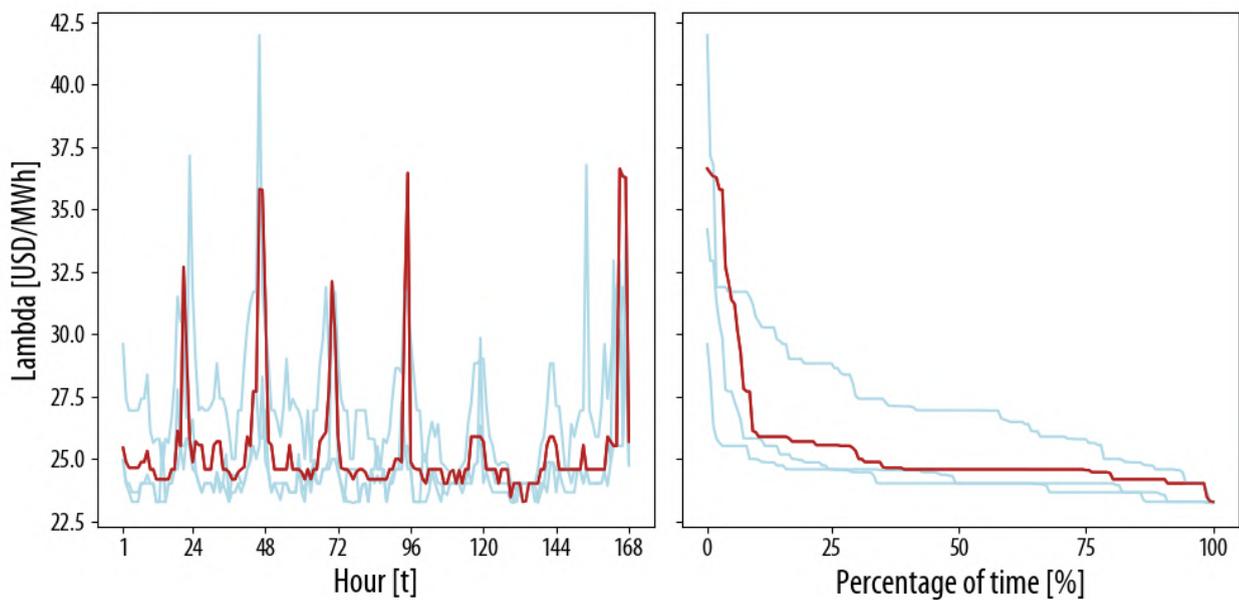


Figura 10.36. Variable dual de la restricción de balance de CSF-Up para la semana de Enero ante distintas sensibilidades.

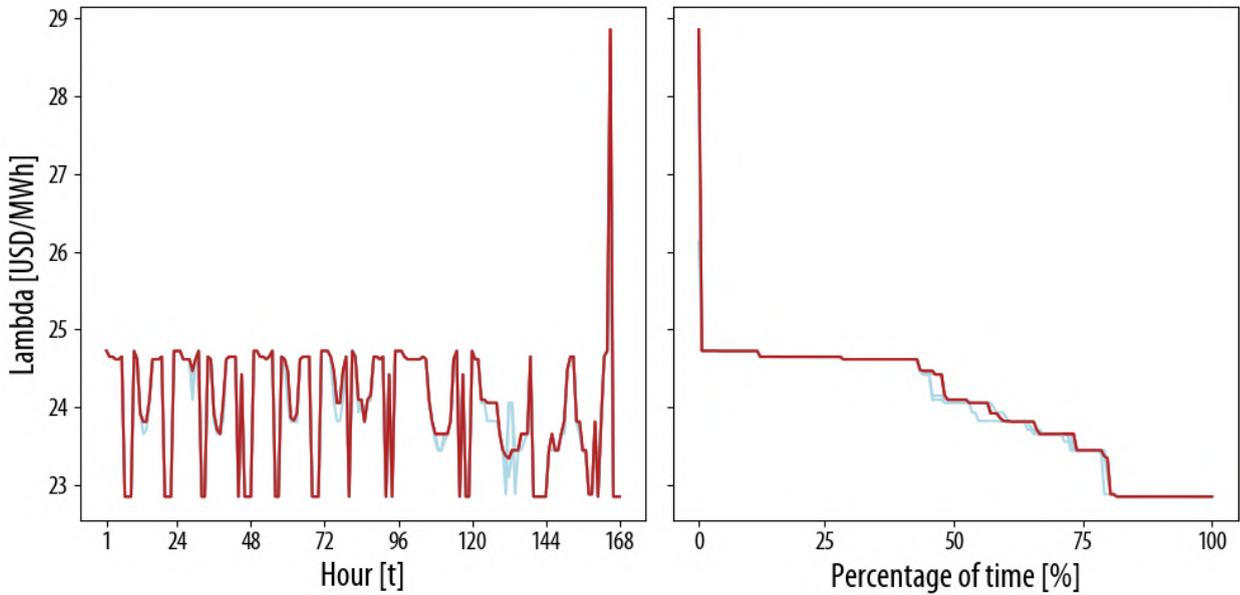


Figura 10.37. Variable dual de la restricción de balance de CSF-Up para la semana de Abril ante distintas sensibilidades.

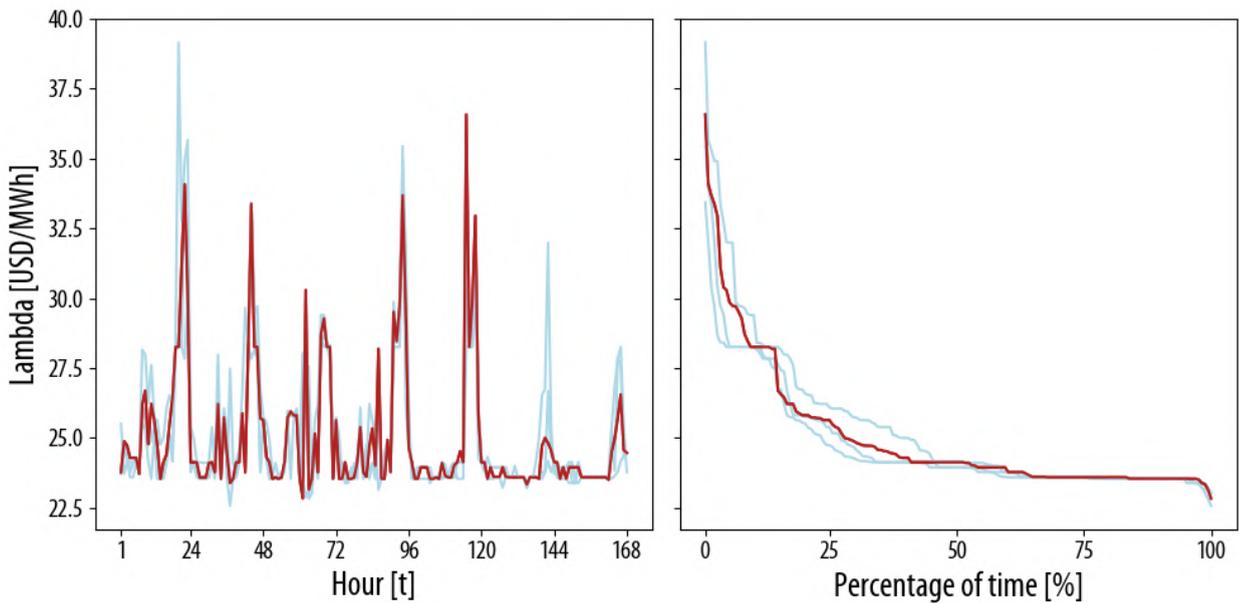


Figura 10.38. Variable dual de la restricción de balance de CSF-Up para la semana de Julio ante distintas sensibilidades.

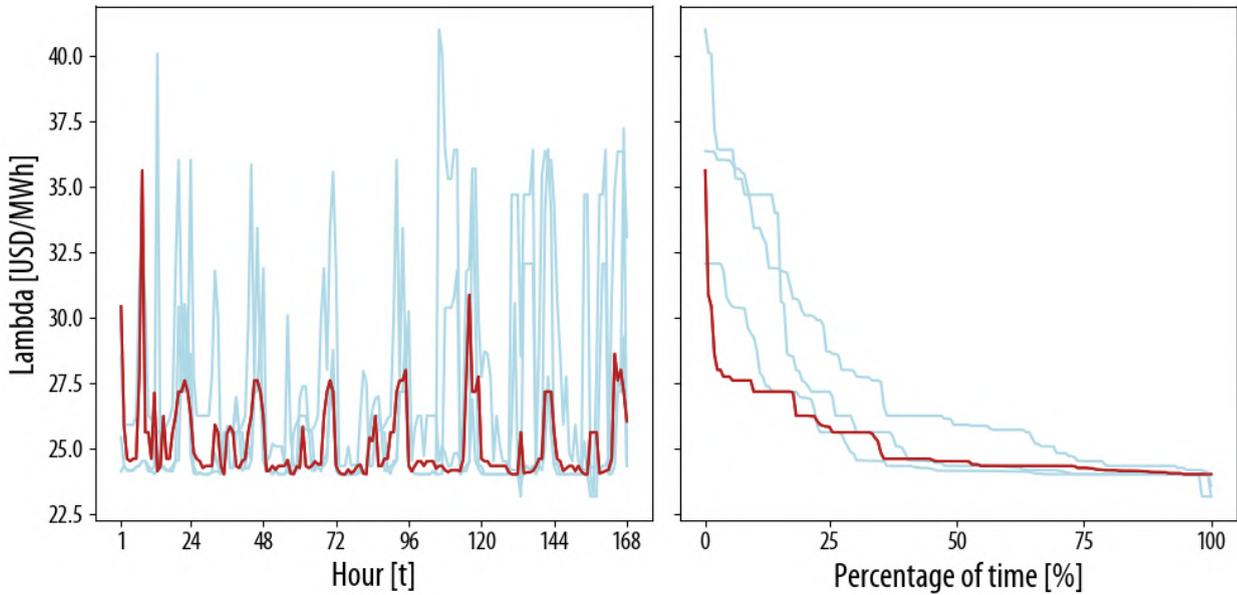


Figura 10.39. Variable dual de la restricción de balance de CSF-Up para la semana de Octubre ante distintas sensibilidades.

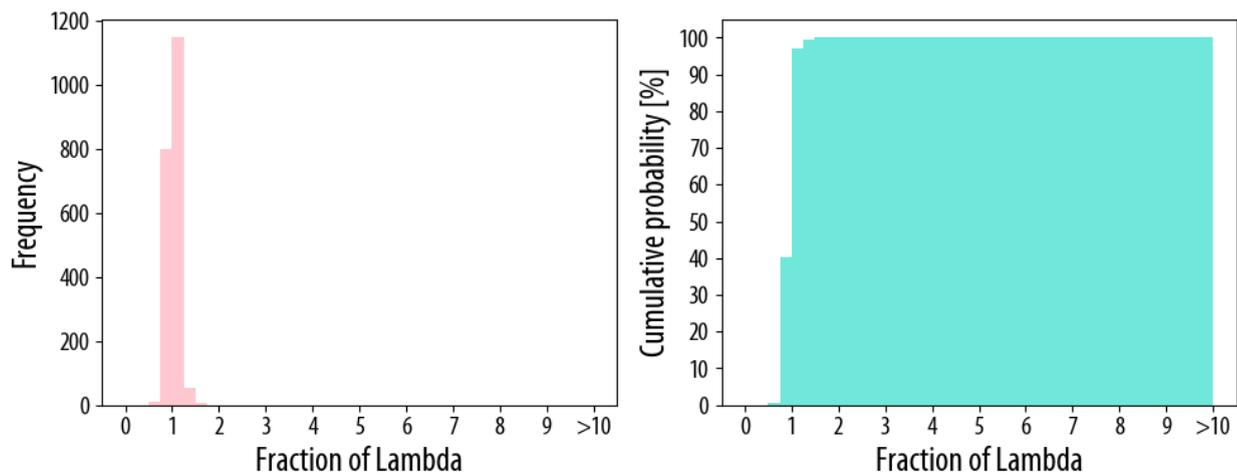


Figura 10.40. Histograma de desviación de las variables duales de la restricción de balance de CSF-Up obtenidas para las 4 semanas representativas respecto a la asignación eficiente en el caso base.

10.2.4 Resultados Precios Máximos CTF-Down

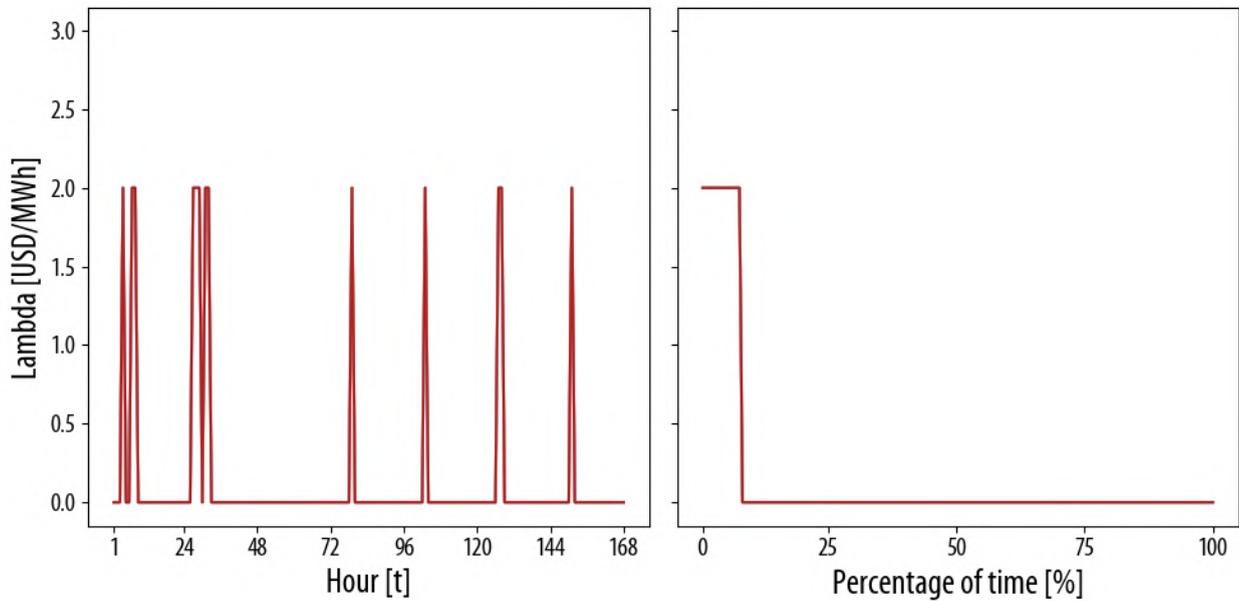


Figura 10.41. Variable dual de la restricción de balance de CTF-Down para la semana de Enero ante distintas sensibilidades.

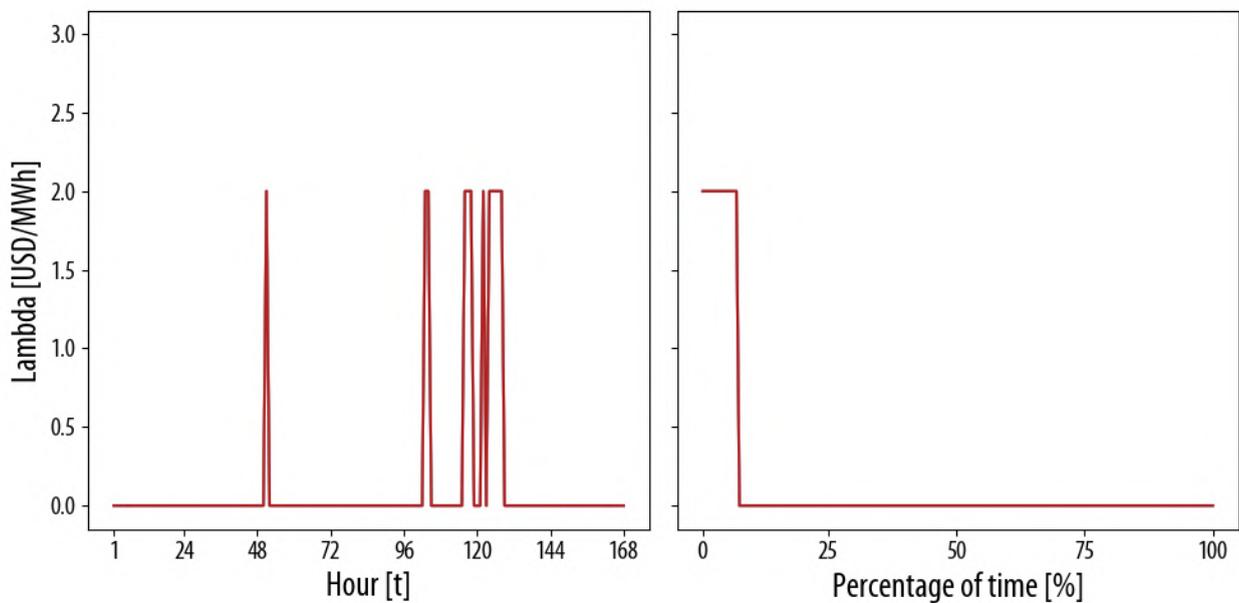


Figura 10.42. Variable dual de la restricción de balance de CTF-Down para la semana de Abril ante distintas sensibilidades.

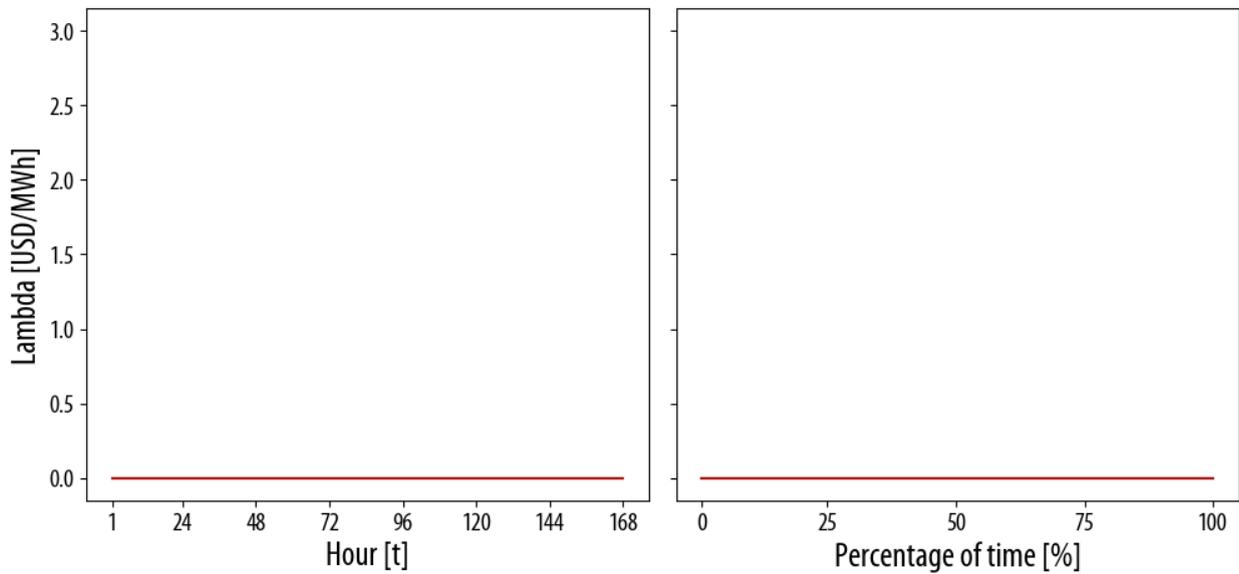


Figura 10.43. Variable dual de la restricción de balance de CTF-Down para la semana de Julio ante distintas sensibilidades.

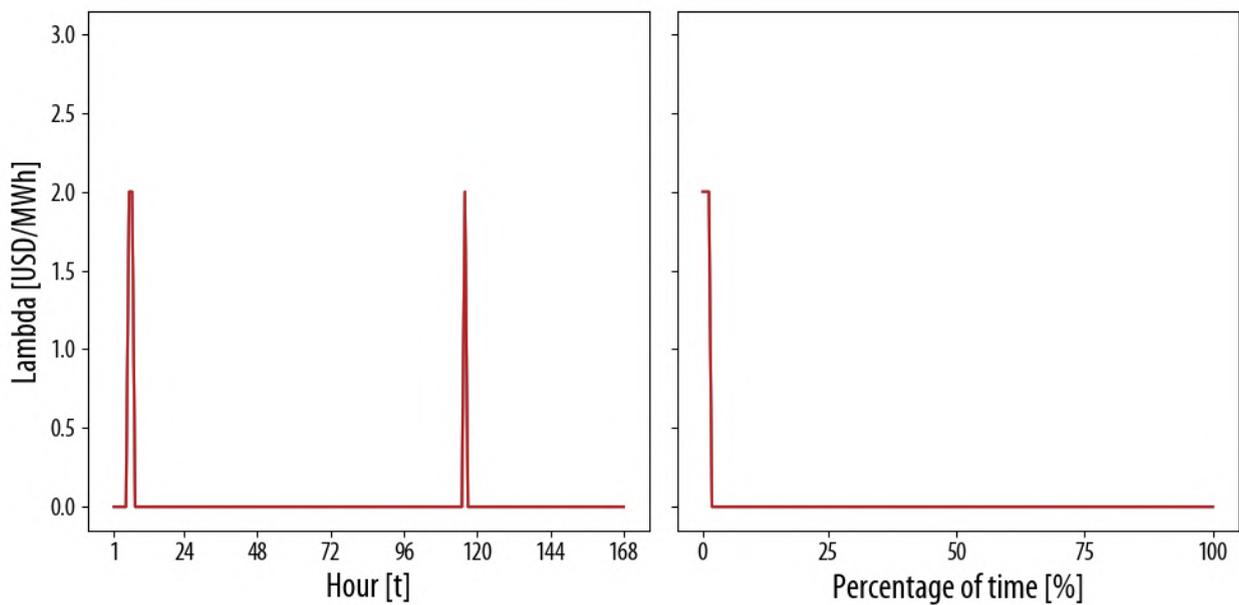


Figura 10.44. Variable dual de la restricción de balance de CTF-Down para la semana de Octubre ante distintas sensibilidades.

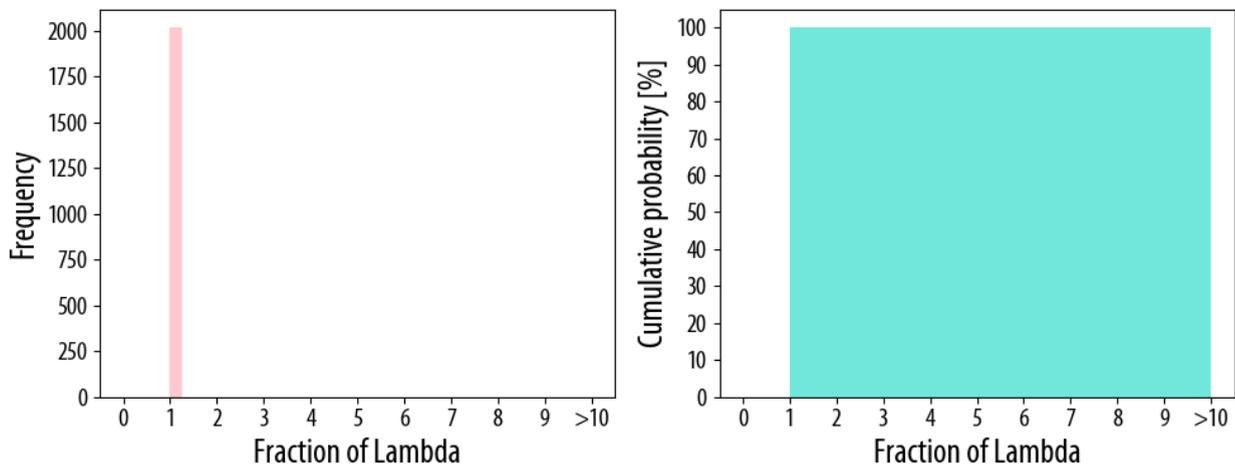


Figura 10.45. Histograma de desviación de las variables duales de la restricción de balance de CTF-Down obtenidas para las 4 semanas representativas respecto a la asignación eficiente en el caso base.

10.2.5 Resultados Precios Máximos CTF-Up

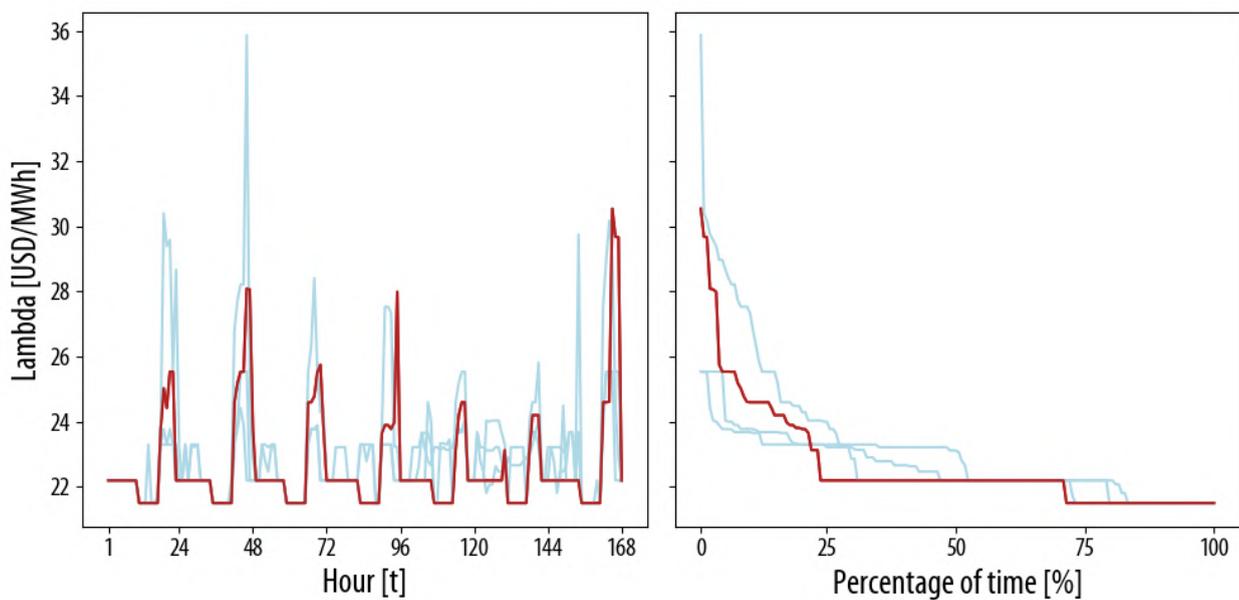


Figura 10.46. Variable dual de la restricción de balance de CTF-Up para la semana de Enero ante distintas sensibilidades.

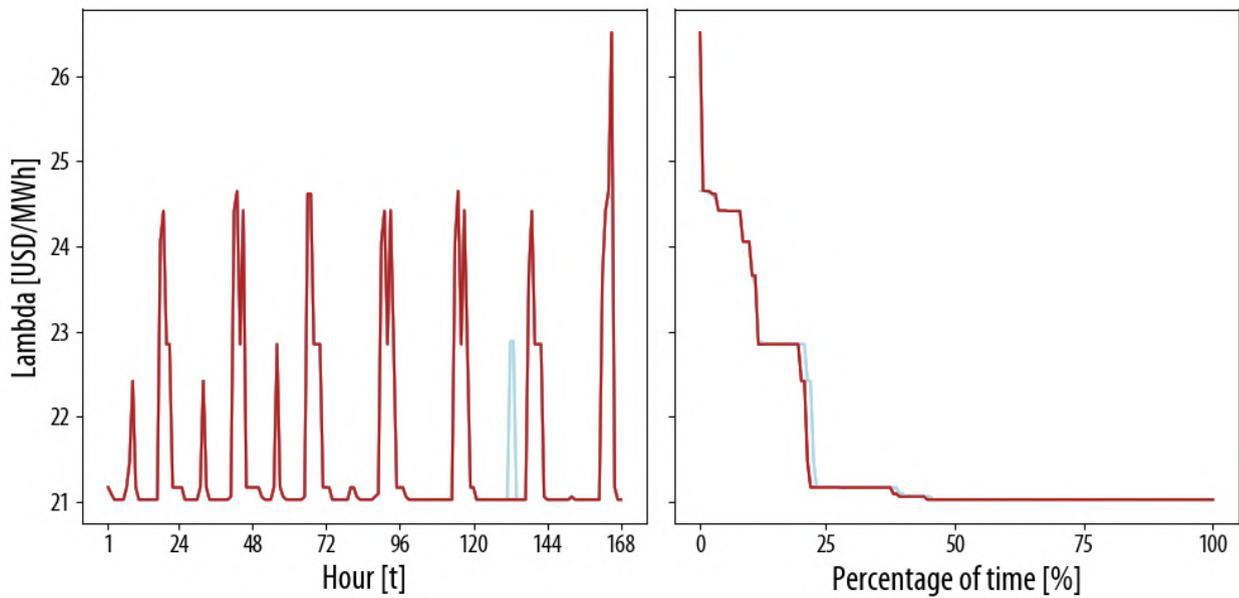


Figura 10.47. Variable dual de la restricción de balance de CTF-Up para la semana de Abril ante distintas sensibilidades.

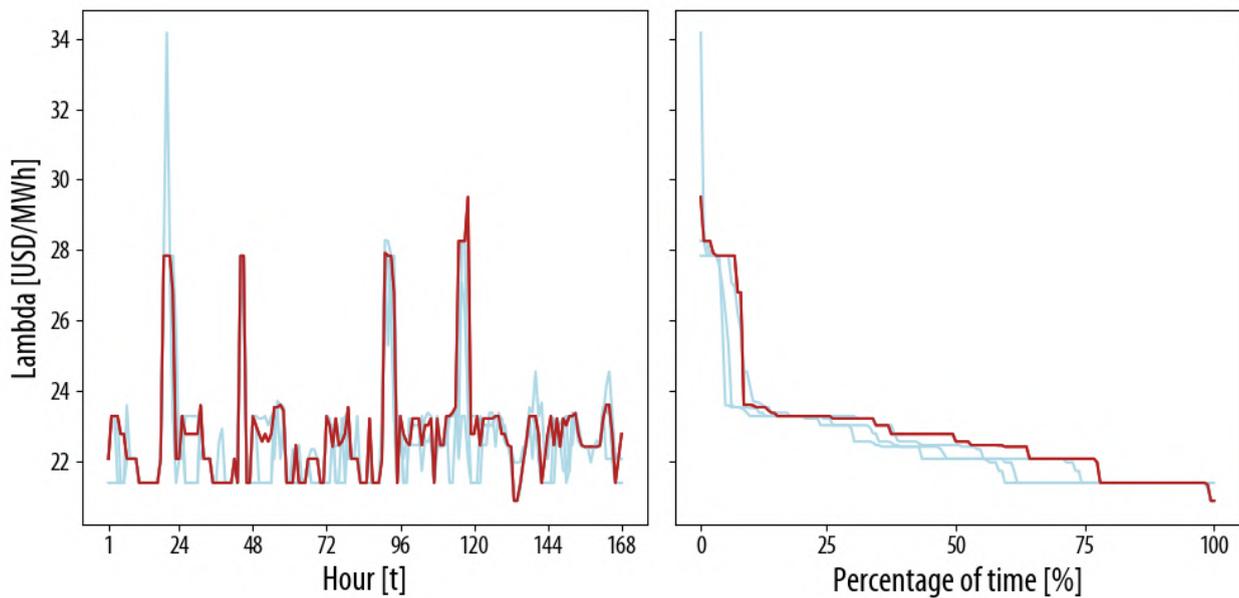


Figura 10.48. Variable dual de la restricción de balance de CTF-Up para la semana de Julio ante distintas sensibilidades.

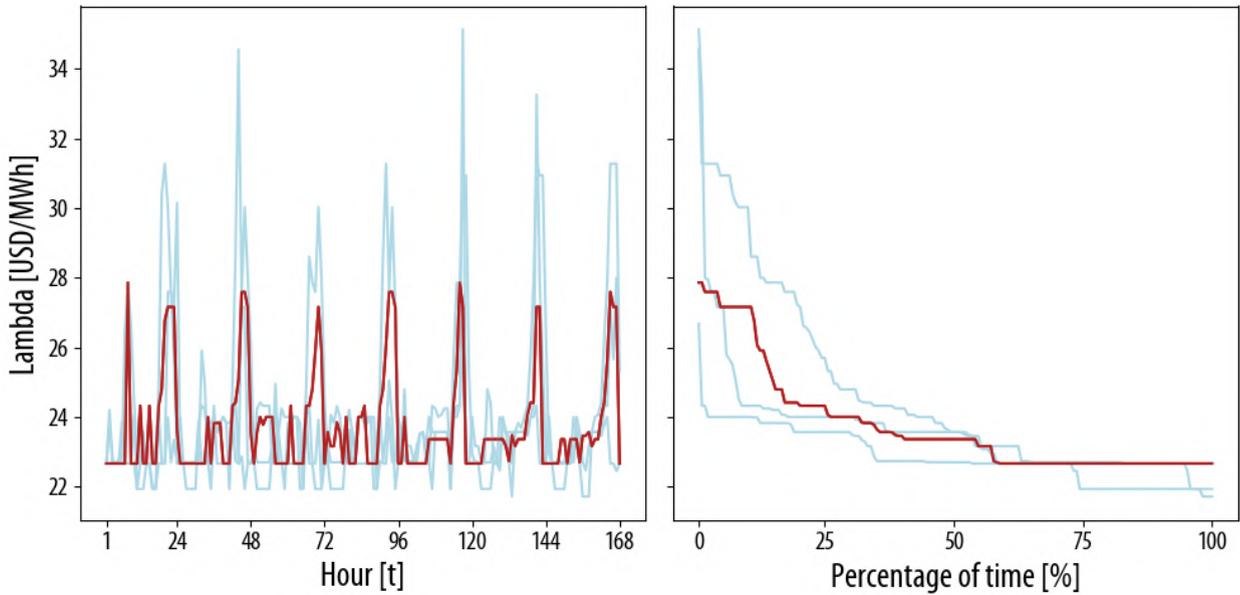


Figura 10.49. Variable dual de la restricción de balance de CTF-Up para la semana de Octubre ante distintas sensibilidades.

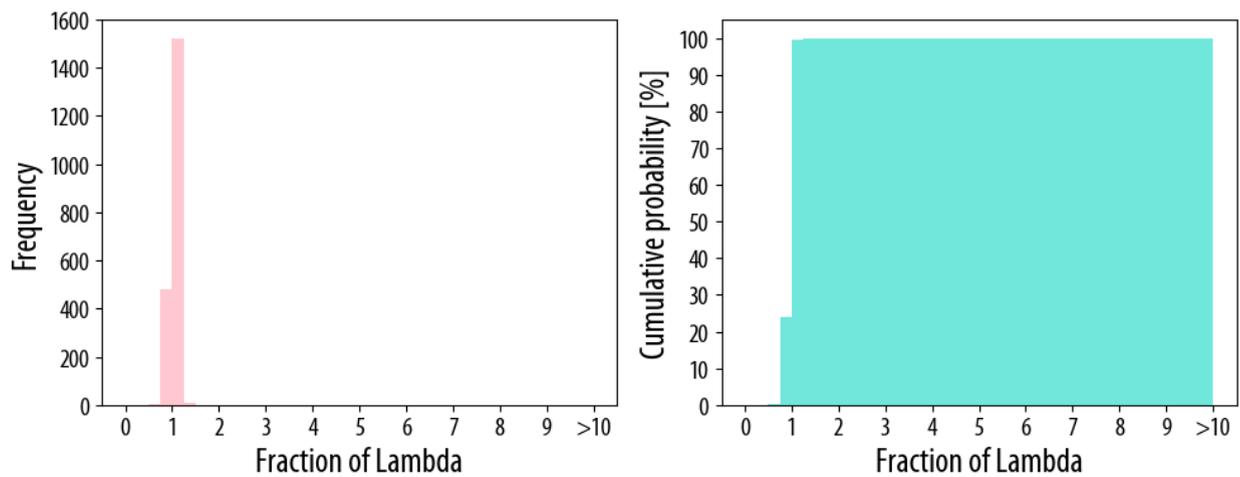


Figura 10.50. Histograma de desviación de las variables duales de la restricción de balance de CTF-Up obtenidas para las 4 semanas representativas respecto a la asignación eficiente en el caso base.

10.3 Simulaciones Técnico-Económicas de la Aplicación de Precios Máximos

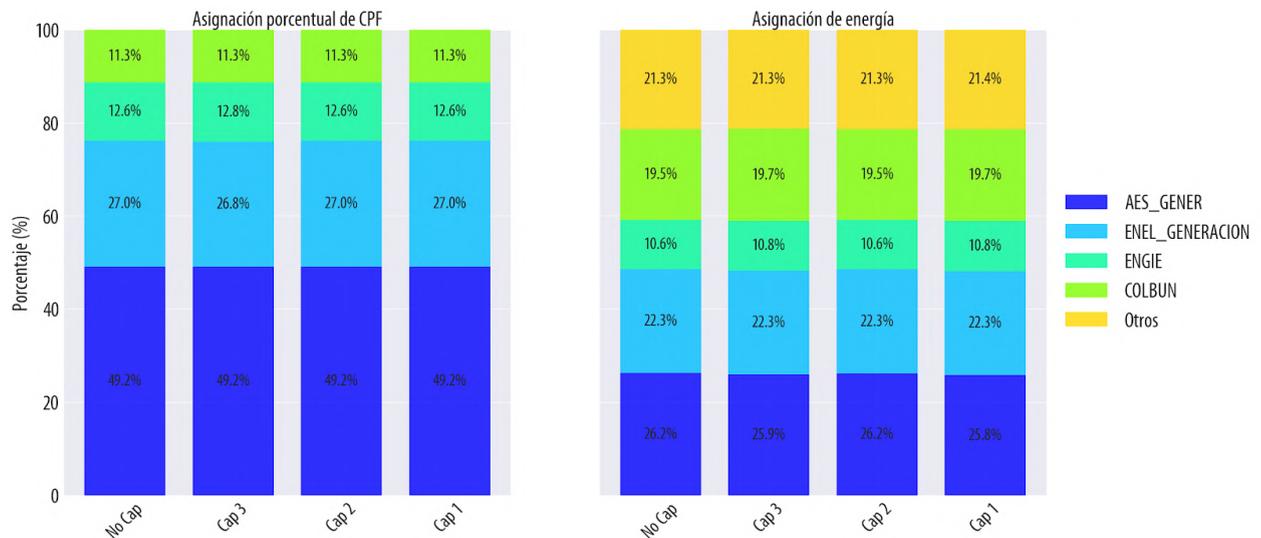


Figura 10.51. Abril - Diferencias en asignación de CPF y energía con ofertas ante diferentes precios máximos.

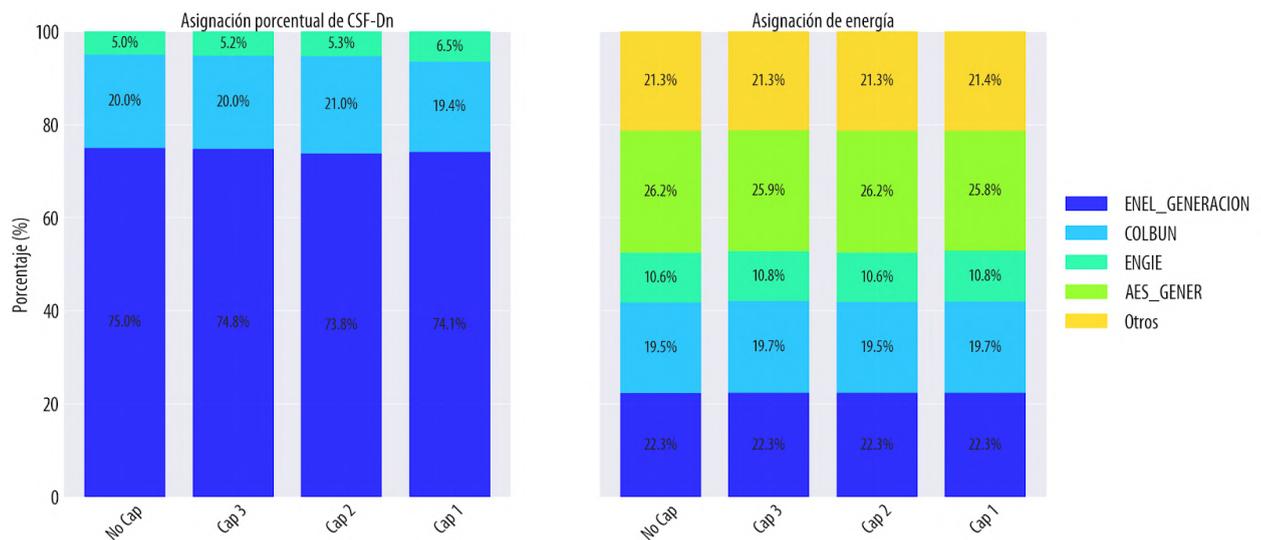


Figura 10.52. Abril - Diferencias en asignación de CSF Dn y energía con ofertas ante diferentes precios máximos.

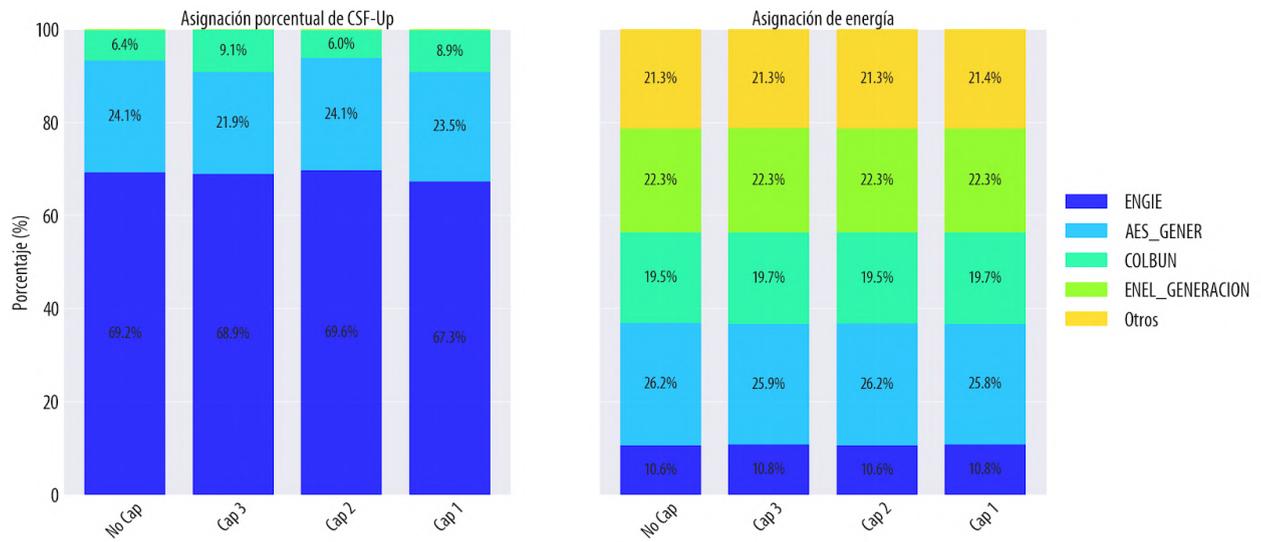


Figura 10.53. Abril - Diferencias en asignación de CSF Up y energía con ofertas ante diferentes precios máximos.

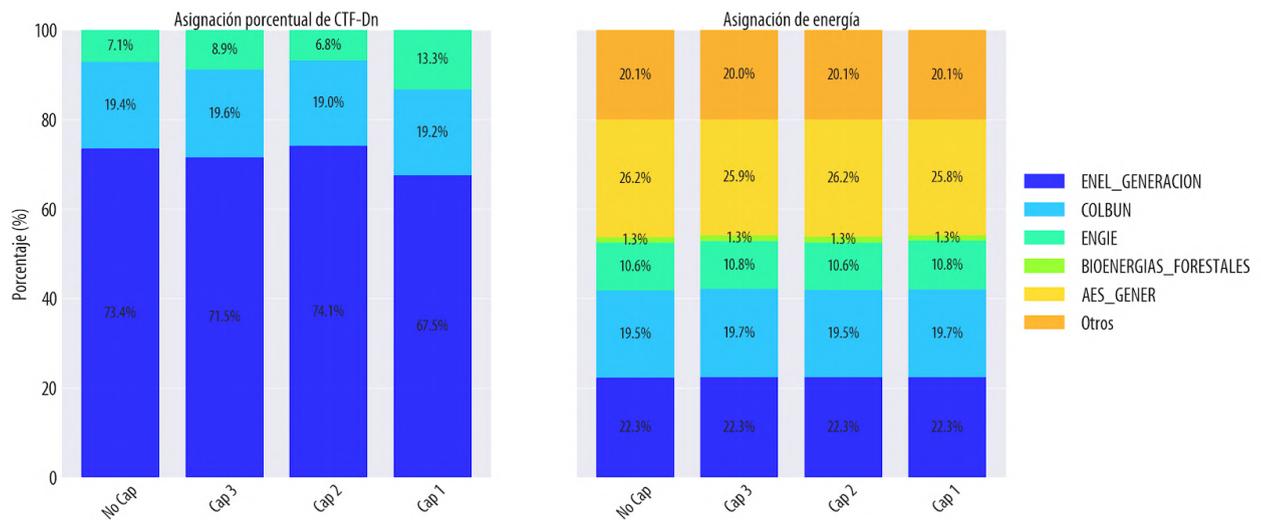


Figura 10.54. Abril - Diferencias en asignación de CTF Dn y energía con ofertas ante diferentes precios máximos.

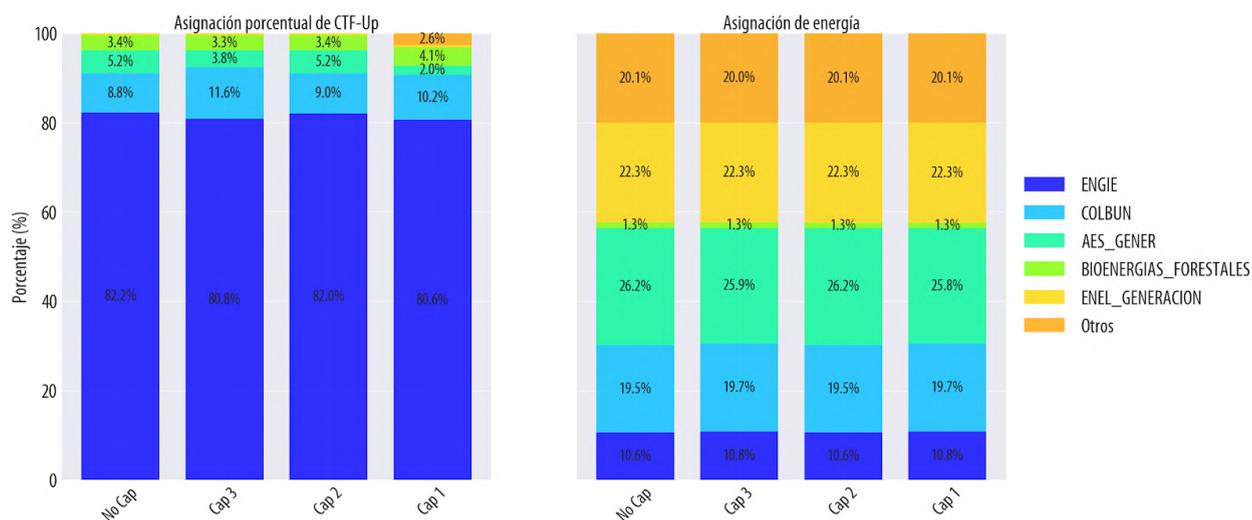


Figura 10.55. Abril - Diferencias en asignación de CTF Up y energía con ofertas ante diferentes precios máximos.

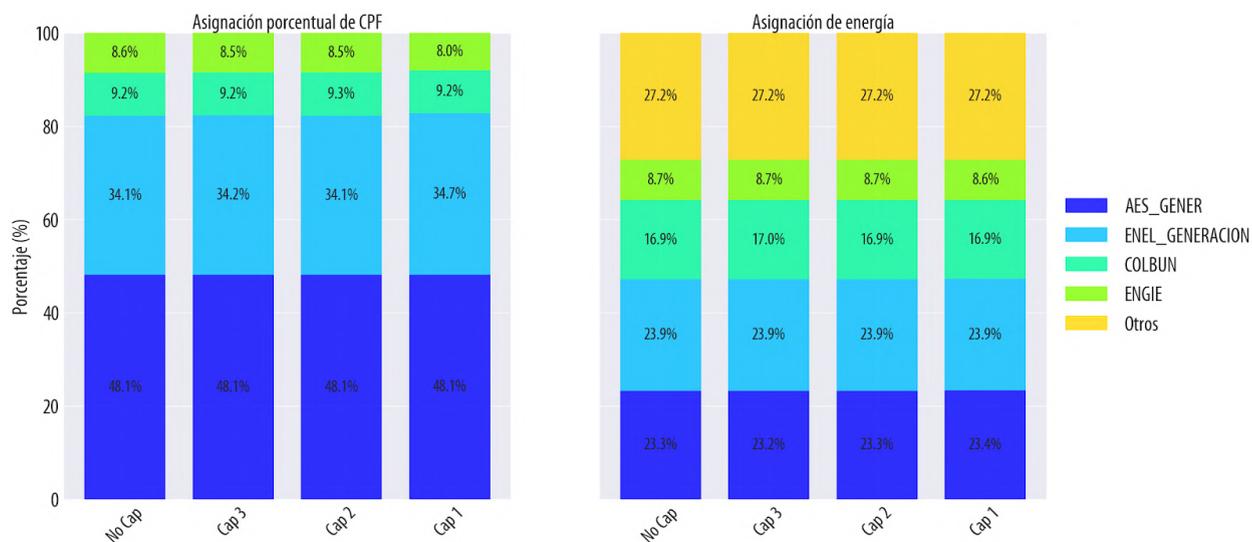


Figura 10.56. Julio - Diferencias en asignación de CPF y energía con ofertas ante diferentes precios máximos.

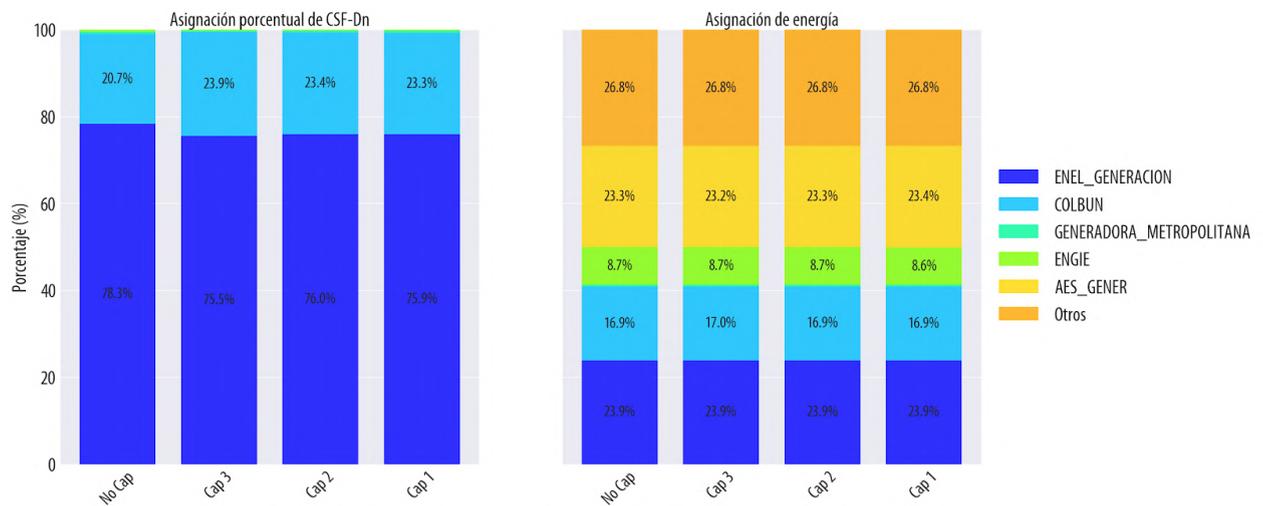


Figura 10.57. Julio - Diferencias en asignación de CSF Dn y energía con ofertas ante diferentes precios máximos.

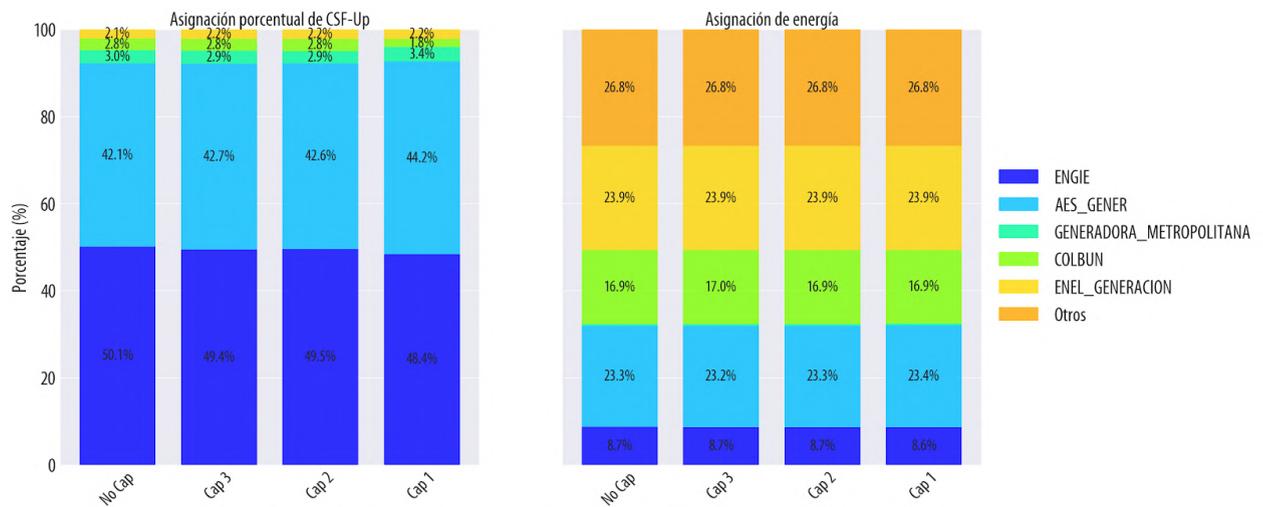


Figura 10.58. Julio - Diferencias en asignación de CSF Up y energía con ofertas ante diferentes precios máximos.

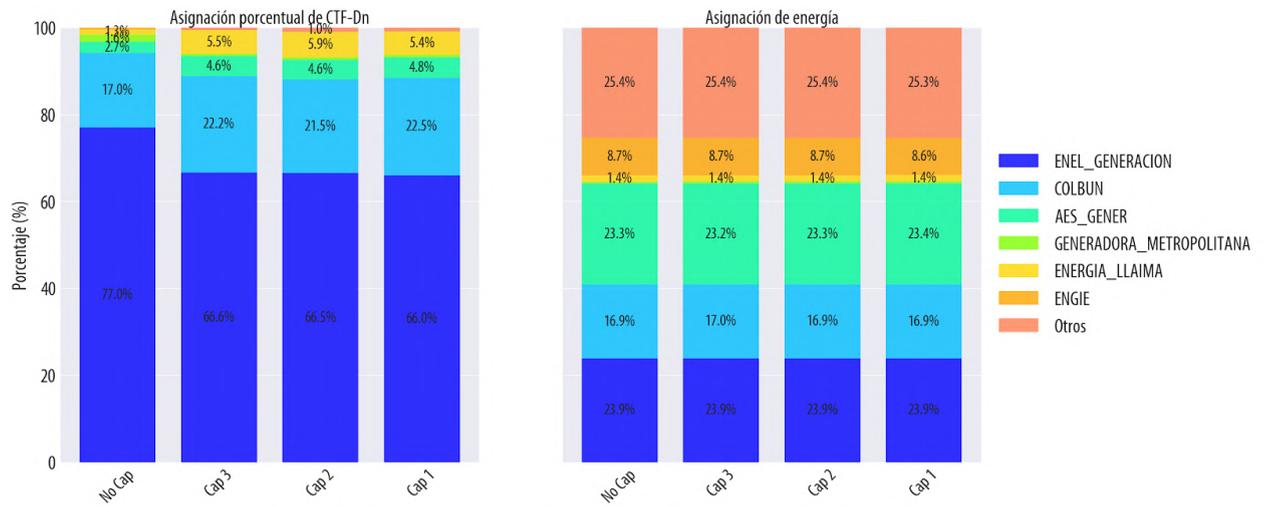


Figura 10.59. Julio - Diferencias en asignación de CTF Dn y energía con ofertas ante diferentes precios máximos.

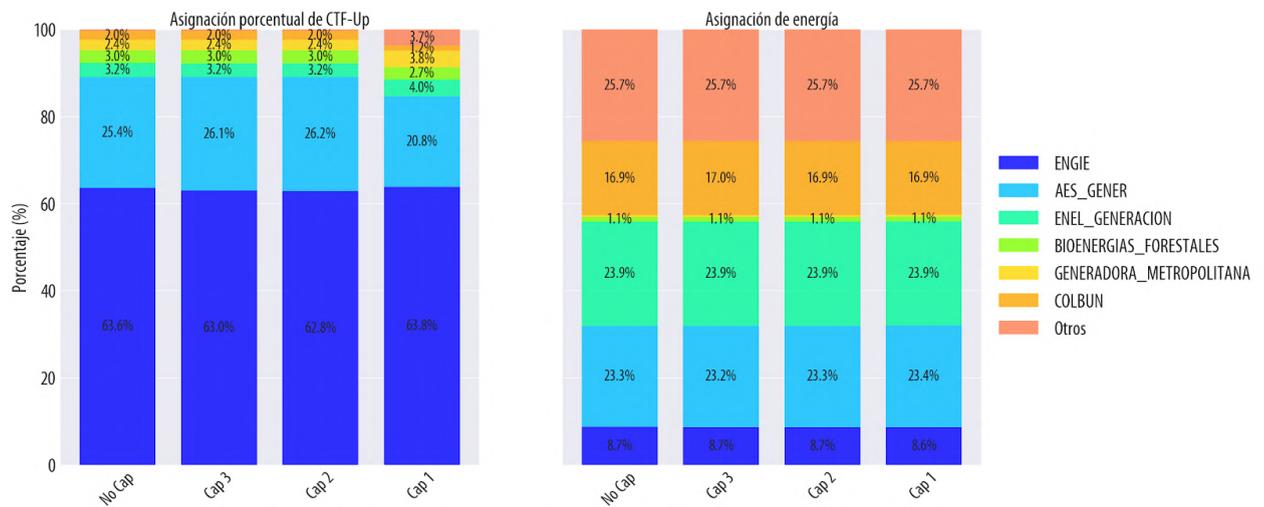


Figura 10.60. Julio - Diferencias en asignación de CTF Up y energía con ofertas ante diferentes precios máximos.

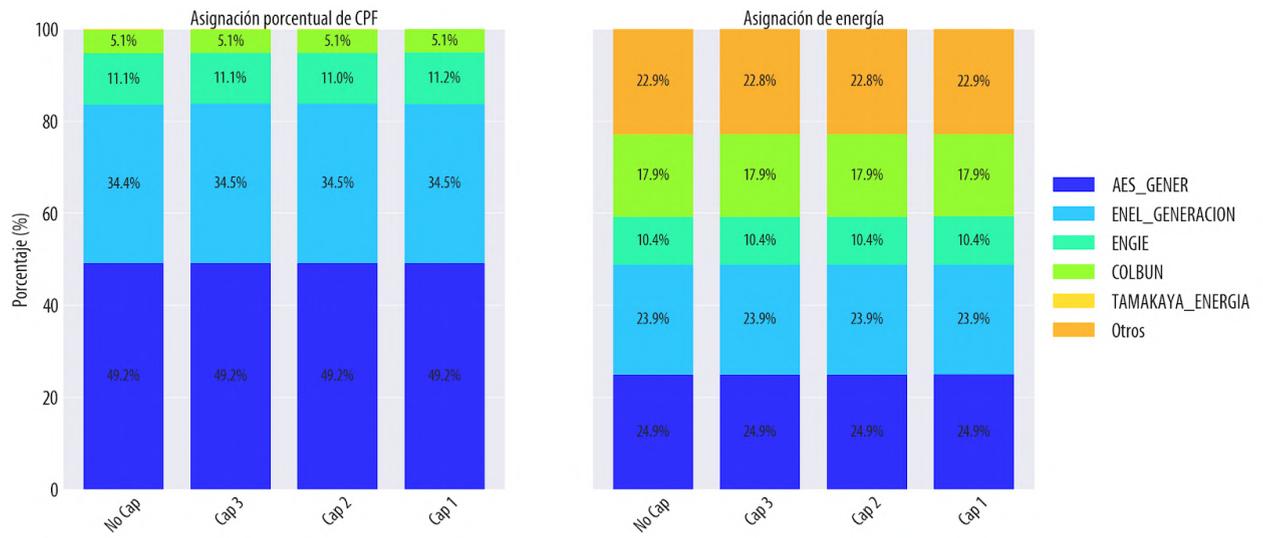


Figura 10.61. Octubre - Diferencias en asignación de CPF y energía con ofertas ante diferentes precios máximos.

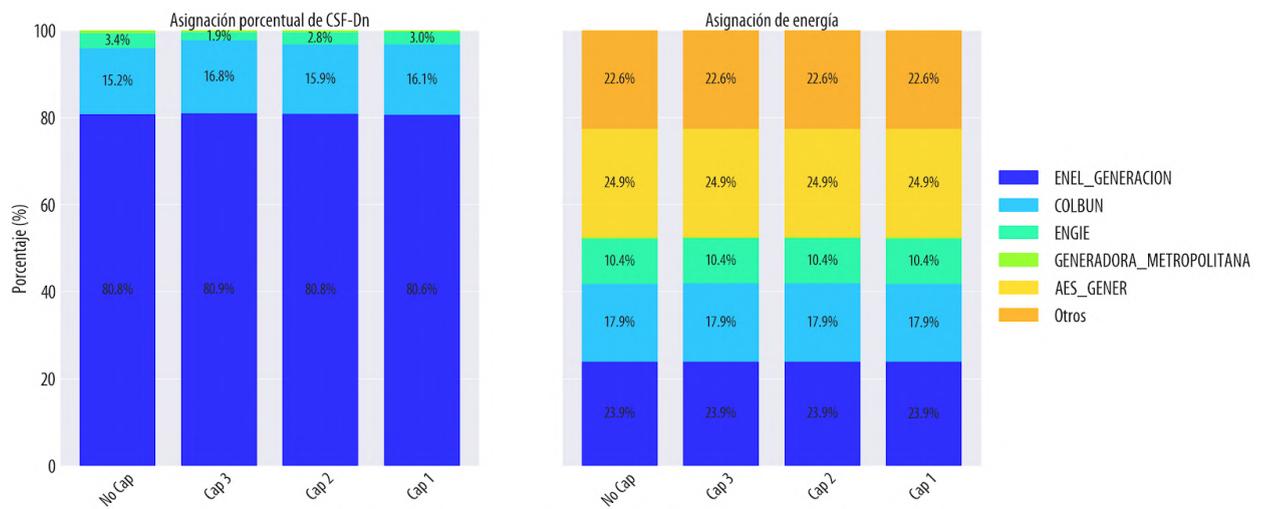


Figura 10.62. Octubre - Diferencias en asignación de CSF Dn y energía con ofertas ante diferentes precios máximos.

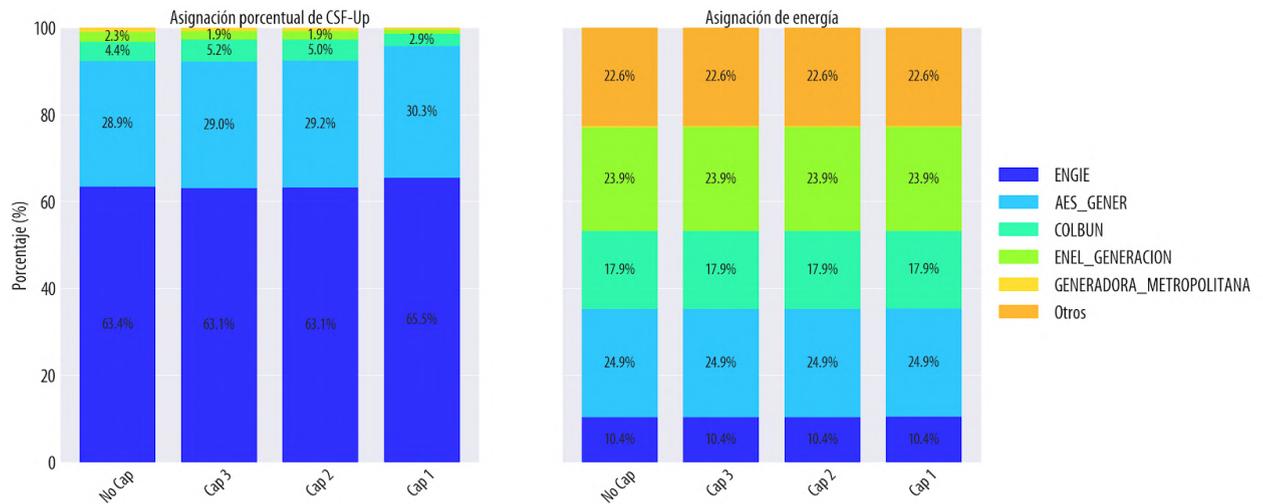


Figura 10.63. Octubre - Diferencias en asignación de CSF Up y energía con ofertas ante diferentes precios máximos.

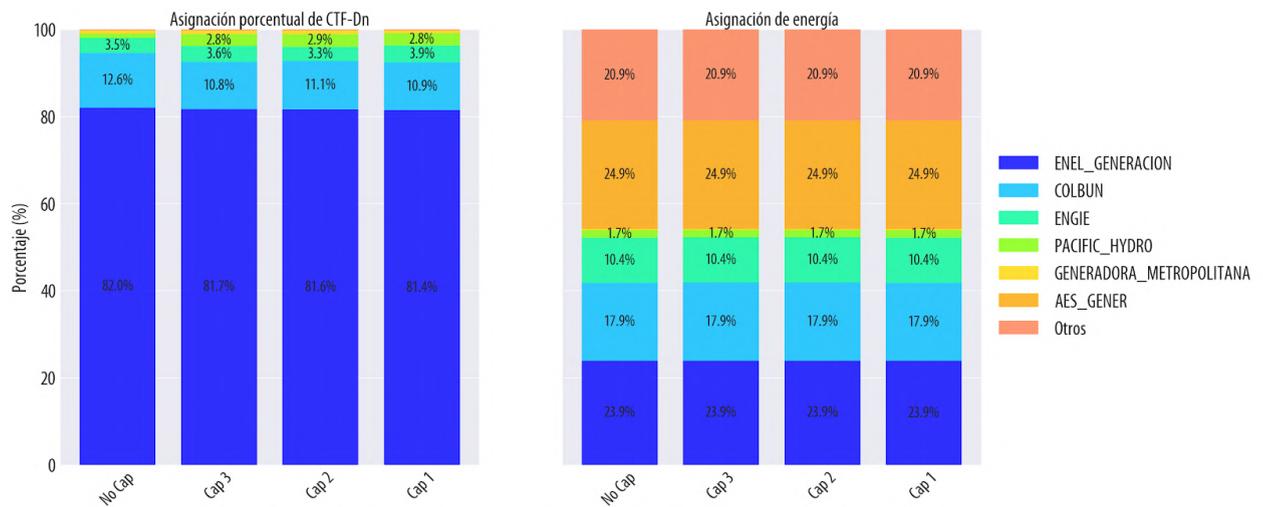


Figura 10.64. Octubre - Diferencias en asignación de CTF Dn y energía con ofertas ante diferentes precios máximos.

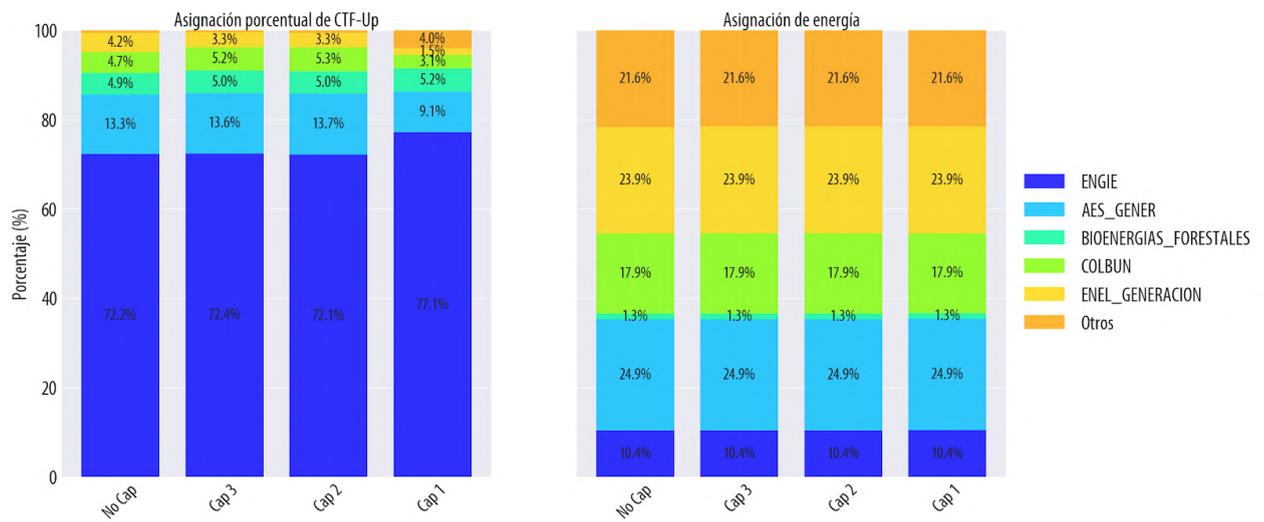


Figura 10.65. Octubre - Diferencias en asignación de CTF Up y energía con ofertas ante diferentes precios máximos.