

Revisión y Valoración Integral del Mecanismo del Cargo por Confiabilidad

Informe 4 – Taller de Divulgación e Informe Final

Revisión 1

**PREPARADO PARA:
COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG)**



Diciembre 2021

PSR

CONTENIDO

1	Introducción.....	4
1.1	Objeto y alcance de la consultoría	4
1.2	Organización del presente Informe	4
1.3	Bibliografía utilizada.....	5
2	Desafíos para la inclusión de la confiabilidad de suministro en los mercados liberalizados...6	6
2.1	Antecedentes.....	6
2.2	Los nuevos desafíos: renovables y cambio climático	7
2.3	El nuevo interés internacional en la confiabilidad de suministro.....	7
3	Análisis conceptual	9
3.1	Uso de los modelos de planeación en un ambiente de mercado	9
3.2	Visión conceptual: problema de planificación de referencia	10
3.3	Relación entre confiabilidad de suministro y energía firme	11
3.4	Requerimientos para el cálculo de las energías firmes de los generadores.....	12
3.5	Diagnóstico de la situación actual	12
3.5.1	Cálculo de la confiabilidad implícita de la metodología actual.....	12
3.5.2	Representación de las sinergias entre los generadores	13
3.6	Expansión óptima basada en ingresos spot y cargos por confiabilidad.....	13
3.6.1	Visión conceptual.....	13
3.6.2	Cálculo de la eficiencia implícita de la metodología actual	14
4	Obligaciones de energía firme	15
4.1	Obligación de suministro como una opción financiera.....	15
4.2	Diagnóstico de la situación actual	15
4.2.1	¿Por qué la oferta hidroeléctrica no correspondería a la percepción del risco sistémico?.....	16
5	Temas adicionales para diagnóstico.....	18
5.1	Integración con otros mecanismos del mercado	18
5.2	La posibilidad de asignar OEF por período más cortos que el anual	18
5.3	La participación de plantas con largos períodos de construcción	19
5.4	Tratamiento de las plantas existentes y participación en las subastas de expansión	19
5.5	Aseguramiento del cumplimiento de entrega de las OEF durante el período de ejecución	20

5.5.1	Garantías financieras.....	20
5.5.2	Garantías de entrega física.....	20
5.6	Pertinencia y efectividad de los anillos de seguridad establecidos.....	21
5.7	Nivel del precio de escasez	23
6	Taller de divulgación de los resultados	25
7	Anexo A – metodologías para cálculo de energía firme.....	26
7.1	Asignación “ideal”	26
7.1.1	Cálculo de la energía firme por asignación marginal.....	26
7.1.2	Núcleo de juegos cooperativos.....	26
7.1.3	Asignación de Shapley	27
7.2	Metodología alternativa basada en optimización binivel.....	27
7.2.1	Demand Crítica	28
7.2.2	Cálculo de $\phi\delta$	28
7.2.3	Cálculo de la contribución de cada generador a la demanda crítica.....	28
7.2.4	Cálculo de la contribución de cada generador a la energía no suministrada	29
7.2.5	Relación entre el esquema binivel y el informe de métricas de confiabilidad	30
8	Anexo B – diapositivas del taller de divulgación de resultados.....	31

1 Introducción

1.1 Objeto y alcance de la consultoría

El objetivo de la consultoría, de acuerdo con las bases del proyecto, es hacer una revisión y valoración integral de las reglas del *Cargo por Confiabilidad* (CxC) que actualmente está en uso en el sistema de Colombia, principalmente en lo que se refiere a los mecanismos de asignación y cumplimiento de las *Obligaciones de Energía Firme* (OEF) para atender condiciones críticas de suministro de energía en el Sistema Interconectado Nacional Colombiano, así como la interacción con el *Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento* (ESRD).

El resultado de los análisis de la consultoría deberá indicar, definir y proponer los ajustes necesarios a los mecanismos de CxC y del ESRD con el objetivo de armonizar las reglas del mercado de confiabilidad de forma a asegurar el suministro de energía de forma confiable y competitiva.

El alcance de las actividades de la consultoría está organizado en los siguientes informes:

- Informe plan de trabajo;
- Informe diagnóstico;
- Informe propuestas;
- Taller de divulgación e informe final.

1.2 Organización del presente Informe

El presente informe se constituye en el cuarto entregable de la consultoría, el *informe taller de divulgación y informe final*, que está organizado de la siguiente forma:

Desafíos para la inclusión de la confiabilidad de suministro en los mercados liberalizados

Análisis conceptual y diagnóstico de los siguientes temas:

- Cálculo de la energía firme,
- Expansión eficiente y pago por confiabilidad,
- Obligaciones de energía firme.

Diagnóstico de temas adicionales

- Integración con otros mecanismos del mercado,
- La posibilidad de asignar OEF por período más cortos que el anual,
- La participación de plantas con largos períodos de construcción,
- Tratamiento de las plantas existentes y participación en las subastas de expansión,
- Aseguramiento del cumplimiento de entrega de las OEF durante el período de ejecución,
- Pertinencia y efectividad de los anillos de seguridad establecidos,
- Nivel del precio de escasez.

Taller de Divulgación de los Resultados

- Diapositivas utilizadas en el Taller de divulgación de los resultados.

1.3 Bibliografía utilizada

- [1] Res. CREG 071 de 2006 – *Esquema de funcionamiento del Cargo por Confiabilidad (CxC) y primer anillo del CxC: Mercado Secundario*
- [2] Res. CREG 063 de 2010, CREG 203 de 2013, CREG 011 de 2015 – *Segundo anillo de seguridad del CxC sobre Demanda Desconectable Voluntaria (DDV)*
- [3] Res. CREG 153 de 2011 – *Tercer anillo de seguridad del CxC sobre generación de última instancia*
- [4] Res. CREG 051 de 2012 – *Subastas de Reconfiguración del CxC*
- [5] Res. CREG 140 de 2017 – *Precio marginal de escasez para CxC*
- [6] Res. CREG 114 de 2014 – *Cesiones de Obligaciones de Energía Firme (OEF)*
- [7] Res. CREG 132 de 2019 – *Tomadores de Precio del CxC para plantas nuevas*
- [8] Res. CREG 209 de 2020 – *Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento (ESRD)*
- [9] Res. CREG 133 de 2021 – *Asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF) a plantas existentes*
- [10] Informe *Segunda Fase Misión de Transformación Energética*
- [11] Resolución CREG 061 de 2007 – *Establece lineamientos sobre las garantías para el Cargo por Confiabilidad*
- [12] Informe *Mission of energy transformation and modernization of the electricity industry: roadmap for the energy of the future - Focus No. 1 – Competition, participation and structure of the electricity market*; Pablo Corredor, Udi Helman, Diego Jara, Frank A. Wolak; enero 2020
- [13] Informe *Market power and incentive-based capacity payment mechanisms*, Shaun D. McRae, Frank A. Wolak, marzo 2019
- [14] Propuesta ALCOLGEN – *Modernización del Cargo por Confiabilidad*, ALCOGEN, septiembre 2021
- [15] Estudio de *Propuestas de Modificación del MEM - Documento 2: Análisis de las propuestas sobre el CxC*, Asesoría ANDEG, noviembre 2020
- [16] Consultoría para definir las métricas para estimar la contribución de confiabilidad al SIN, diciembre 2019

2 Desafíos para la inclusión de la confiabilidad de suministro en los mercados liberalizados

2.1 Antecedentes

La confiabilidad de suministro no era un tema muy relevante en el inicio de la liberalización de los mercados eléctricos en Europa, en los años 1980. La razón principal es que los países europeos tenían tasas muy bajas de crecimiento de la demanda. Por lo tanto, el enfoque principal del diseño de los mercados eléctricos ha sido el aumento de la eficiencia en el uso de los recursos de generación existentes, y no el de asegurar la entrada de nueva capacidad de generación.¹ Como es de conocimiento general, el diseño de estos mercados tenía como pilar los precios “spot” horarios, lo que se conoce hoy como “*energy only markets*”. De una manera muy simplificada, el mensaje de los consultores en diseño de mercado a sus clientes en los distintos países era: “si los precios spot reflejan la realidad, todo lo demás va a funcionar bien”.

Sin embargo, este mensaje de que los precios spot son suficientes fue contestado en los procesos de liberalización de los países de Latino América. La razón era que el foco principal en la región era asegurar la entrada de nueva capacidad de generación. Por esta razón, desde el inicio, los expertos en la región buscaron maneras de incluir en el diseño de sus mercados mecanismos para asegurar la confiabilidad de suministro.

Como se discute en este Informe, el desafío principal para esta inclusión es que la confiabilidad es un atributo *sistémico*, esto es, depende de la *operación conjunta* de los generadores (hidroeléctricas, termoeléctricas, eólicas, solares etc.) y de su *sinergia*; por ejemplo, el hecho de que muchas plantas eólicas en Chile producen más en la noche, lo que complementa bien la producción solar; o el hecho de que la generación estacional con la biomasa de la caña de azúcar en Brasil coincide con la estación hidrológica seca, donde las hidroeléctricas producen menos.² En contraste, los mercados competitivos dependen de las decisiones *individuales* de los agentes e inversionistas.

El desafío metodológico para el diseño de un mercado que asegure la confiabilidad de suministro es, por lo tanto: ¿cómo *aproximar* un atributo *multidimensional*, esto es, que depende del *conjunto* de los generadores, por atributos *individuales*, esto es, que dependen de cada generador? La respuesta es conocida: a través de la asignación de una *energía firme* a cada generador.

La metodología de cálculo de la energía firme debe cumplir dos requerimientos:

- Ser un “proxy” de la *confiabilidad*: si la suma de las energías firmes de los generadores es igual a la demanda, esto debe significar que la confiabilidad de suministro es la deseada por el gobierno / regulador. Y viceversa: si la suma de las energías firmes es inferior a la demanda total, esto debe indicar que la confiabilidad de suministro es peor que lo deseable y, por lo tanto, que es necesario incentivar la entrada de nueva capacidad de generación.

¹ Un factor adicional para este enfoque de “*competition in the market*” fue el aparecimiento de las plantas ciclo combinado de gas natural. En Inglaterra, por ejemplo, estas plantas desplazaron las térmicas a óleo combustible, menos eficientes. Sin embargo, el gobierno no hizo el retiro de estas térmicas óleo, que pasaron a ser recursos de reserva.

² La razón es que la cosecha de la caña de azúcar se hace después de la estación de lluvias.

- Ser *económicamente eficiente*, esto es, inducir la entrada de nueva capacidad que maximice el “*welfare*” social; en términos prácticos, esto equivale a minimizar el costo de la energía para la sociedad.

Se observa que el primer requerimiento está relacionado con la estimación correcta de la energía firme total del sistema, mientras el segundo requerimiento está relacionado con la asignación correcta de la contribución de cada generador a la confiabilidad de suministro.

2.2 Los nuevos desafíos: renovables y cambio climático

La inserción masiva de las fuentes renovables variables (“*variable energy resources*”) como las eólicas y solares y de los recursos de almacenamiento como baterías y estaciones de bombeo ha creado nuevos desafíos metodológicos para la definición de los padrones de confiabilidad de suministro del sistema y, como consecuencia, de las energías firmes de todas las tecnologías.

Además, el efecto del cambio climático en diversos fenómenos, tales como: (i) los caudales y en los eventos macro climáticos como El Niño; (ii) la producción eólica - por ejemplo, la reciente crisis de suministro de gas en el Reino Unido fue agravada por una reducción excepcional en la producción eólica; y (iii) la ocurrencia de temperaturas extremadas, como pasó este año en la Costa Oeste de los Estados Unidos, ha llevado a una inquietud de los gobiernos / reguladores con respecto a la adecuación de la modelación probabilística de la hidrología, vientos, temperatura etc. con base en los datos históricos. La estimación de un “nuevo normal” para estos fenómenos es un tema de investigación activa a nivel mundial.

Un enfoque metodológico que se está proponiendo para representar estas nuevas incertidumbres es de los *sistemas eléctricos resilientes*, capaces de asegurar el suministro de la demanda bajo un conjunto de escenarios de “*stress*”, por ejemplo, una reducción de $x\%$ en la producción eólica, interrupción de la importación de gas natural por razones geopolíticas, y así por adelante. Uno de los recursos para alcanzar esta resiliencia es la construcción de reservas estratégicas de generación, un tema que se discute en este Informe.

2.3 El nuevo interés internacional en la confiabilidad de suministro

Como mencionado, en el pasado tanto la UE como los EUA no tenían mucho interés en los temas de confiabilidad de suministro y expansión de la capacidad. Como consecuencia, no consideraban necesaria la existencia de equipos de planificación. Sin embargo, esta postura ha cambiado debido a los recientes crises de suministro en Texas y California, donde se quedó claro que hubo una falla de planeación / visión del sistema. En el caso de Europa, hay además interés en la expansión de la capacidad debido al retiro de capacidad de generación existente. Una indicación de este interés renovado en confiabilidad (“*resource adequacy*”) y planificación es el recogido de las metodologías / herramientas de planificación / cálculo de la confiabilidad que el *Electric Power Research Institute* (EPRI) e instituciones europeas están realizando. La experiencia de América Latina en estos temas ha despertado mucha atención porque, también como mencionado, la entrada de la nueva capacidad en un ambiente de mercado ha sido un tema crítico para la región desde el inicio de las reformas sectoriales.

En otras palabras, la confiabilidad de suministro es un tema donde hay un liderazgo metodológico de los países de la región, como Colombia, Chile, Brasil y otros. Un ejemplo de este liderazgo es el

REVISIÓN Y VALORACIÓN INTEGRAL DEL MECANISMO DEL CARGO POR CONFIABILIDAD
INFORME 4 – •TALLER DE DIVULGACIÓN E INFORME FINAL

nueva metodología y modelo computacional de “*resource adequacy*” que la PSR ha desarrollado para el *Pacific Northwest* de los Estados Unidos, y que ha sido utilizado para los estudios realizados este año para todos los agentes de la región, coordinados por el *Northwest Power Planning and Environment Council* (NWPCC).^{3,4}

³ <https://arxiv.org/pdf/2008.02155.pdf>

⁴ https://www.nwcouncil.org/sites/default/files/2021powerplan_2021-5.pdf

3 Análisis conceptual

Las posibles deficiencias del actual esquema de cargo por confiabilidad, propuestas de solución y la experiencia internacional fueron detalladas en excelentes informes recientes preparados como contribuciones al proceso de Transición Energética de Colombia, contribuciones de asociaciones de agentes y estudios contratados por la CREG. Por esta razón, este Informe de propuestas tendrá como enfoque algunos temas conceptuales que fueron menos discutidos en los documentos anteriores.

3.1 Uso de los modelos de planeación en un ambiente de mercado

En la época de la planificación centralizada, determinar la expansión de mínimo costo para el consumidor y asegurar un determinado nivel de confiabilidad no era un desafío especialmente complejo. La razón es las equipes de planeación utilizaban modelos computacionales de optimización que manejaban *en conjunto* los generadores existentes y candidatos. Por lo tanto, el cálculo de la confiabilidad, que como comentado depende de la operación conjunto y de la sinergia de los generadores, era una tarea relativamente directa, aún que computacionalmente costosa.

En los debates en las décadas de 1940 y 1950 sobre planificación centralizada versus mecanismos de mercado, el argumento contra la planificación centralizada *no era* que los modelos de planificación serían incapaces de determinar la mejor solución debido a limitaciones metodológicas y/o computacionales; la crítica era que los *datos de entrada* de estos modelos podrían estar incorrectos, en especial los costos de inversión de los generadores. Como consecuencia, se tendría una situación de “*garbage in, garbage out*”, y el plan de expansión resultante no sería el más eficiente. Se argumentaba además que no sería posible para los planificadores conseguir los datos correctos, pues este sería un conocimiento privado de los inversionistas. Por esta razón, solamente esquemas de mercado podrían alcanzar la eficiencia plena.

Por supuesto, el fracaso generalizado de los esquemas de planificación centralizada se debió a muchos factores, tales como ineficiencia de las agencias estatales, presiones políticas y otros. Sin embargo, con la euforia de las reformas de mercado de la época Reagan/Thatcher, muchos países/regiones decidieron eliminar cualquier actividad de planificación. Una de las consecuencias, ya comentada, es la ocurrencia de crisis de suministro como las de Texas y California. Otra consecuencia, que está relacionada con este Informe, es que no se tiene una referencia / “*benchmark*” para evaluar la eficiencia del diseño de mercado que se está adoptando.

Un argumento que algunas veces se utiliza es que esta eficiencia estaría asegurada debido a las bondades teóricas de los mecanismos de mercado, demostradas matemáticamente en los textos económicos. Sin embargo, como se sabe, tales demostraciones requieren supuestos de convexidad, continuidad etc. que no corresponden a la realidad de los sistemas eléctricos (inversiones discretizadas, “*unit commitment*”, curvas de producción no convexas etc.). Como planteado en un estudio reciente hecho por PSR y el profesor Frank Wolak sobre la remuneración de los costos fijos de los “*commitment*” de las plantas térmicas en Chile, el mejor enfoque es hacer un análisis *cuantitativo* de los efectos de cada alternativa de remuneración en la expansión del sistema.⁵

⁵ <http://generadoras.cl/documentos/presentaciones/seminario-camino-a-la-flexibilidad>

En la visión del Consultor, la misma recomendación se aplicaría a los cargos por confiabilidad: evaluar la eficiencia económica de los mecanismos de mercado utilizando como “benchmark” los resultados de modelos de expansión óptima y análisis de confiabilidad. Esta comparación es obviamente una aproximación, debido al supuesto de conocimiento perfecto de los datos mencionado anteriormente. Sin embargo, como plantea muy bien el profesor Cox, “*all models are wrong, but some are useful*”.

A continuación, se plantea el tema del cargo por confiabilidad utilizando como referencia un modelo ideal de planificación.

3.2 Visión conceptual: problema de planificación de referencia

Como discutido anteriormente, el objetivo del diseño del sector eléctrico de un país o región es suministrar la demanda a un mínimo costo total (inversión más el promedio del costo operativo) con un determinado grado de confiabilidad. En términos conceptuales, este objetivo se puede plantear como la solución del problema de optimización P1 a continuación.

$$P1 - \text{Min} \sum_j I_j \times \bar{g}_j + \sum_t \sum_j c_j \times g_{jt}$$

Sujeto a

$$\sum_j g_{jt} = d_t \quad \forall t \quad (1)$$

$$g_{jt} \leq \bar{g}_j \quad \forall j, t \quad (2)$$

$$R(\bar{g}) \leq R^* \quad (3)$$

Donde: $j = 1, \dots, J$ indexa los generadores; \bar{g}_j representa la capacidad del generador j ; I_j es el costo de inversión unitario; $t = 1, \dots, T$ indexa las etapas / horas; g_{jt} es la energía producida por el generador j en la etapa t ; y c_j es el costo operativo unitario.

A su vez, la función objetivo de P1 corresponde a la minimización de los costos de inversión y operación del sistema, la ecuación (1) representa el suministro de la demanda d_t en cada etapa t ; y el conjunto de restricciones (2) representa los límites de generación.

Finalmente, la restricción (3) representa el *cumplimiento del criterio de confiabilidad de suministro*. La función $R(\bar{g})$ en el lado izquierdo de la restricción es el *índice, u métrica, de confiabilidad*. Este índice puede estar relacionado con el *riesgo* de fallas de suministro, estimado como la fracción de los escenarios operativos en cada año donde ocurrió alguna falla de suministro. En los países donde los problemas de suministro de energía son los más críticos, $R(\bar{g})$ sería el riesgo de que sea decretado un racionamiento de energía. Ya en los países donde el tema más crítico es el suministro de la demanda máxima, $R(\bar{g})$ sería la conocida “*loss of load probability*” (LOLP). Alternativamente, $R(\bar{g})$ puede estar asociado a la *severidad* de la falla de suministro, típicamente representada por el monto promedio de la demanda que fue interrumpida en los eventos de falla, conocidos como “*expected energy not supplied*” (EENS).

El *criterio de confiabilidad* R^* en el lado derecho es un parámetro exógeno, determinado por el gobierno / regulador, que representa el nivel de la confiabilidad deseable, por ejemplo, no tener

fallas si ocurre la sequía más severa del histórico; o los criterios de la UPME para los estudios de expansión (riesgo de déficit $\leq 5\%$; EENS $\leq 1.5\%$; VEREC $\leq 3\%$).

3.3 Relación entre confiabilidad de suministro y energía firme

Como mencionado en el capítulo anterior y detallado en el estudio del 2019 para la CREG, “Consultoría para definir las métricas para estimar la contribución de confiabilidad al SIN” la confiabilidad de suministro es *un atributo sistémico*, esto es, del conjunto de generadores, y no de cada generador individual. Es por esta razón que el índice de confiabilidad $R(\bar{g})$ se representa como una función del vector de generadores $\bar{g} = \{\bar{g}_j, j = 1, \dots, J\}$ y no como una suma de factores de las capacidades de los generadores, como en el caso de los costos de inversión y costos operativos.

Uno de los desafíos en el diseño de un mercado eléctrico, y uno de los temas principales de este informe, es *aproximar $R(\bar{g})$* por una suma de factores de los generadores individuales, pues esto permite la implementación de esquemas competitivos / incentivo económico como las subastas y de incentivo económico como los pagos por confiabilidad.

El primer paso para esta aproximación es calcular la *demandas críticas del sistema* $\delta(\bar{g})$, que es la máxima demanda que se puede suministrar sin violar el criterio de confiabilidad de suministro R^* . La demanda crítica se obtiene a través de un proceso de busca binaria a continuación:

- 1) Inicialice las demandas promedio superior e inferior: \bar{d} y \underline{d} .
- 2) Calcule $\tilde{d} = 0.5 \times (\bar{d} + \underline{d})$.
- 3) Ajuste proporcionalmente $\{\tilde{d}_t\}$ tal que el promedio = \tilde{d} .
- 4) Simule la operación probabilística del sistema para $\{\tilde{d}_t\}$ y calcule el índice de confiabilidad \tilde{R} .
- 5) IF $\tilde{R} = R^*$ (para una tolerancia) THEN demanda crítica $\delta(\bar{g}) = \tilde{d}$; FIN.
- 6) IF $\tilde{R} > R^*$ THEN $\bar{d} = \tilde{d}$. Siga para el paso (2).
- 7) IF $\tilde{R} < R^*$ THEN $\underline{d} = \tilde{d}$. Siga para el paso (2).

Se observa que hay una relación biunívoca entre la demanda crítica y la confiabilidad de suministro: si $\delta(\bar{g}) \geq E(d)$ (promedio de la demanda real del sistema) esto significa que el criterio de confiabilidad se cumple, es decir, $R(\bar{g}) \leq R^*$. Y viceversa: $\delta(\bar{g}) < E(d)$ indica una violación del criterio de confiabilidad. Esta relación nos permite plantear el problema de expansión P1 como un problema equivalente P2, donde la restricción de confiabilidad se plantea en términos de las energías firmes:

$$P2 - \text{Min} \sum_j I_j \times \bar{g}_j + \sum_t \sum_j c_j \times g_j$$

Sujeto a

$$\sum_j g_{jt} = d_t \quad \forall t \quad (1)$$

$$g_{jt} \leq \bar{g}_j \quad \forall j, t \quad (2)$$

$$\sum_j \varphi_j \times \bar{g}_j \geq E(d) \quad (4)$$

Donde φ_j es la energía firme unitaria del generador j . Las metodologías de cálculo de φ_j se discuten a continuación.

La demanda crítica se utiliza en el cálculo de las energías firmes (conocidas como “garantías físicas”) en Brasil y en otros sistemas, por ejemplo, el MISO norteamericano (*Midcontinent Independent System Operator*), conocida como *Effective Load Carrying Capability* (ELCC) (ver informe de métricas de confiabilidad para más detalles).

3.4 Requerimientos para el cálculo de las energías firmes de los generadores

Como mencionado en el capítulo anterior, el primer requerimiento es que la suma de las EF debe ser igual a la demanda crítica del sistema:

$$\delta(\bar{g}) = \sum_j \varphi_j \times \bar{g}_j$$

La razón es que, como discutido arriba, hay una relación biunívoca entre la demanda crítica y la confiabilidad de suministro. Por lo tanto, si el total de energía firme aportado al sistema a través de los cargos por confiabilidad excede la demanda crítica, el sistema estará sobre ofertado y los consumidores estarán pagando por una confiabilidad excesiva. Y viceversa: Si el total de energía firme es inferior a la demanda crítica, la confiabilidad de suministro será inferior a lo deseable, lo que también perjudica los consumidores.

El segundo requerimiento es que la energía firme de cada generador refleje lo mejor posible su efectiva contribución a la confiabilidad de suministro. Si esto ocurre, la expansión competitiva será *económicamente eficiente*, esto es, la solución del problema de expansión P2 deberá ser la misma a la del problema P1.

3.5 Diagnóstico de la situación actual

Se observa de inicio que no parece existir una relación entre el cálculo de las energías firmes y los criterios de confiabilidad utilizados por la UPME en los estudios de planificación. Como discutido en el informe de métricas de confiabilidad, es importante tener una coherencia entre la metodología de cálculo de las energías firmes y los índices de confiabilidad considerados deseables para la sociedad.

3.5.1 Cálculo de la confiabilidad implícita de la metodología actual

Un primer paso en la dirección de esta coherencia sería calcular la confiabilidad que resulta de la actual metodología de cálculo de energía firme. Esto se puede hacer de la siguiente manera: (a) definir una configuración de oferta (por ejemplo, del año 2021); (b) calcular la *demandra crítica implícita* multiplicando la demanda en cada etapa por un mismo factor escalar tal que el promedio de la demanda resultante (en MW promedio) sea igual a la suma de las energías firmes (también en MW promedio); (c) realizar una simulación operativa probabilística, tomando en cuenta la variabilidad de los caudales y de la producción renovable; y (d) calcular el índice de confiabilidad resultante, por ejemplo, la EENS. Este índice de confiabilidad, representado por R^* , representa, por lo tanto, la confiabilidad de suministro implícita en el criterio actual, y se puede comparar con los índices de confiabilidad deseables utilizados en los estudios de la UPME.

3.5.2 Representación de las sinergias entre los generadores

Como discutido en el capítulo anterior, la confiabilidad de suministro resulta del efecto conjunto de la producción de los generadores y, en especial, de la complementariedad / sinergia entre los mismos. Por esta razón, llama la atención el hecho de que la metodología actual no toma en cuenta estas sinergias. Por supuesto, esto *no significa* que la metodología actual sea inadecuada. Por otro lado, también no hay un análisis numérico que respalte la conclusión de que la expansión actual es eficiente (“*absence of evidence is not evidence of absence*”).

Por esta razón, el Consultor sugiere que puede valer la pena comparar las energías firmes actuales con las que resultarían de metodologías alternativas que toman en cuenta estas sinergias. En el anexo A se propone una metodología de cálculo de la energía firme que representa el efecto conjunto y las sinergias del sistema de generación.

3.6 Expansión óptima basada en ingresos spot y cargos por confiabilidad

3.6.1 Visión conceptual

Una primera cuestión conceptual es si una combinación de ingresos spot y pagos por confiabilidad puede inducir una expansión óptima. Como es bien conocido, la respuesta en teoría es afirmativa: las señales económicas vienen de los precios sombra / multiplicadores de Lagrange en el lado derecho de las restricciones del problema P2, reproducido a continuación; a su vez, la optimalidad resulta la igualdad primal-dual del problema.

$$P2 - \text{Min} \sum_j I_j \times \bar{g}_j + \sum_j c_j \times g_j$$

Sujeto a

$$\sum_j g_j = d \quad \pi_d \leftarrow \text{precio spot}$$

$$g_j \leq \bar{g}_j \quad \forall j$$

$$\sum_j \varphi_j \times \bar{g}_j \geq E(d) \quad \pi_\delta \leftarrow \text{cargo por confiabilidad}$$

Se observa en el problema que hay dos conjuntos de precios sombra:

- (i) los precios “spot” π_d , asociados a las ecuaciones de suministro de la demanda: cada generador recibe en cada etapa, hora y escenario un ingreso dado por el producto de su producción de energía por el precio spot.
- (ii) el valor de la confiabilidad π_δ , asociado a la restricción de confiabilidad de suministro: cada generador recibe un ingreso fijo anual dado por el producto del valor de la confiabilidad π_δ por la energía firme $\varphi_j \times \bar{g}_j$.

Como comentado anteriormente, estas propiedades teóricas requieren supuestos de convexidad y continuidad que son aproximaciones de la realidad de los sistemas eléctricos. Sin embargo, la experiencia real con estos esquemas de pago por capacidad ha sido positiva y, como mostrado en los informes de análisis de la experiencia internacional, este enfoque es adoptado por un número creciente de países. Además, nuevas metodologías basadas en modelos de optimización bi-nivel

permiten determinar numéricamente los resultados de la expansión para distintos modelos de mercado. Por ejemplo, este enfoque computacional se está actualmente utilizando en el análisis de alternativas de diseños de mercado para el Ministerio de Economía de Brasil.

3.6.2 Cálculo de la eficiencia implícita de la metodología actual

A pesar de los aspectos positivos del esquema de pago por confiabilidad, no se puede asegurar que un determinado esquema de pago por energía firme, como el de Colombia, automáticamente resulte en una expansión de mínimo costo. Como discutido anteriormente, la optimalidad de la expansión depende de la asignación correcta de la energía firme entre los agentes.

Una posibilidad para verificar esta optimalidad sería utilizar la confiabilidad implícita R^* calculada en el ítem 3.5.1 para comparar la expansión de referencia (solución del problema P1) con la expansión que resultaría del uso de las energías firmes (solución del problema P2). Como comentado, las eventuales diferencias entre las expansiones pueden proveer “*insights*” sobre la eficiencia de la metodología actual.

4 Obligaciones de energía firme

4.1 Obligación de suministro como una opción financiera

Una fragilidad importante en el planteamiento conceptual del capítulo anterior es que el cálculo de la confiabilidad de suministro y de las energías firmes se basa en *supuestos* sobre el comportamiento de los generadores en las situaciones críticas, por ejemplo, la ocurrencia de un El Niño. Estos supuestos son, básicamente, (i) la disponibilidad de la capacidad de generación y del combustible para los generadores térmicos; y (ii) una energía almacenada suficiente en el caso de las plantas hidroeléctricas.

El diseño de mercado colombiano ha creado un mecanismo innovador para asegurar que la contribución prevista de los generadores para la confiabilidad sea realizada. Este mecanismo es, básicamente, una *obligación de suministrar la energía firme cuando ocurren determinadas condiciones operativas críticas* (“trigger” operativo).

Es intuitivo que este trigger operativo debe estar asociado a un riesgo significativo de falla de suministro en los próximos meses. Dado que el costo marginal de corto plazo en sistemas con presencia hidroeléctrica significativa como el colombiano es aproximadamente igual al producto de la probabilidad de déficit de energía por el costo del déficit, parece atractivo utilizar como “proxy” del trigger operativo la ocurrencia de un precio spot elevado, por ejemplo, el costo operativo unitario de la térmica más cara.

Una ventaja adicional de utilizar el precio spot como proxy del trigger operativo es que la obligación de suministrar energía pasa a ser análoga a una “*call option*”, donde el “*premium*” es el pago por confiabilidad y el “*strike price*”, conocido como “precio de escasez”, es ejercido encima del precio spot. Una vez que la opción es ejecutada, cada generador debe suministrar un contrato financiero cuya cantidad es la energía firme diaria y cuyo precio es el strike price. Suponiendo que el precio spot es más alto que el strike price, esto significa que un generador térmico que no esté disponible tendrá que comprar energía más cara para cumplir su contrato. Lo mismo ocurre con las plantas hidroeléctricas con bajo nivel de embalsamiento.

4.2 Diagnóstico de la situación actual

A pesar de las características teóricas atractivas del esquema de obligaciones de suministro, hubo situaciones donde los resultados fueron diferentes de lo esperado. Una de las más discutidas ocurrió cuando los análisis operativos indicaban una situación de riesgo de suministro, pero los precios ofertados por las hidroeléctricas estaban relativamente bajos. Como consecuencia, los precios spot resultaron inferiores al precio de escasez, y el trigger de las obligaciones de energía firme no fue accionado. Esto llevó a la creación de un mecanismo adicional para accionamiento de los recursos térmicos, conocido como Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento (ESRD).

En la visión del consultor, el gobierno es en último análisis el responsable de identificar y mantener los niveles de seguridad de suministro que maximizan el welfare de la sociedad colombiana. Para esto, debe contar con instrumentos que permitan hacerlo, como el ESRD. Por otro lado, es sumamente deseable que estos instrumentos sean compatibles con el funcionamiento y las reglas del mercado. En el caso del ESRD, esta compatibilidad se puede obtener a través del

desacoplamiento del trigger y del precio spot, esto es, pasar a definir las condiciones para accionamiento de las obligaciones de energía firme a partir de índices físicos, tales como el nivel de embalsamiento agregado y el pronóstico de los caudales futuros.

Por supuesto, el procedimiento de cálculo de estos índices físicos debe ser transparente, reproducible y divulgado con anticipo, para que los agentes puedan estar preparados de manera adecuada. Una vez accionado el trigger operativo, las obligaciones de los generadores serían las mismas de hoy: cumplir un contrato de suministro con un monto igual a la energía firme y un “precio de escasez”.

4.2.1 ¿Por qué la oferta hidroeléctrica no correspondería a la percepción del risco sistémico?

Una cuestión relevante es la razón para el comportamiento aparentemente “optimista” de las hidroeléctricas con respecto a los riesgos de suministro. En la experiencia del Consultor con sistemas con fuerte participación hidroeléctrica, el primer factor que puede contribuir para este comportamiento es la diferencia entre el costo operativo *real* de las plantas termoeléctricas e el costo *de oportunidad* de las plantas hidroeléctricas. Suponga, por ejemplo, que el precio spot es 100 US\$/MWh, y que el costo operativo de la planta térmica es 120 US\$/MWh. En este caso, no hay dudas que la mejor opción para la planta termoeléctrica es no generar y comprar en el mercado de corto plazo la energía necesaria para suministrar sus contratos, pues tendrá un *ahorro real* de 20 US\$/MWh. Suponga ahora que el generador es una planta hidroeléctrica con un costo de oportunidad de 120 US\$/MWh. Si la decisión es comprar la energía en el mercado de corto plazo, tendrá un *costo real* de 100 US\$/MWh, versus una *distribución de probabilidades de ingresos futuros cuyo valor esperado es 120 US\$/MWh*. Se observa además que esta distribución de probabilidad es en general *asimétrica*: la probabilidad de ingresos inferiores al precio spot de 100 US\$/MWh puede ser, por ejemplo, 90%. Como consecuencia, es posible que el ofertante hidroeléctrico decida hacer la “apuesta” de que la situación hidrológica futura será favorable. El segundo factor resulta de la predominancia hidroeléctrica: un comportamiento “optimista” generalizado puede resultar en un problema sistémico, lo que dificulta la aplicación de penalidades.

Por supuesto, también es posible que la visión de las hidroeléctricas sea la correcta, debido por ejemplo a mejores técnicas de pronóstico de caudales, esto es, que el Operador sea el “pesimista”.

Por estas razones, el Consultor opina que: (i) no es sencillo crear mecanismos de mercado para evitar la ocurrencia de estos comportamientos “optimistas”; y (ii) restringir la oferta hidroeléctrica para inducir las plantas termoeléctricas a generar puede no ser la manera más eficiente para asegurar la confiabilidad de suministro, pues los pronósticos de las hidroeléctricas pueden estar correctos.

Una alternativa sería que el Operador compre la energía de las hidroeléctricas al precio ofertado y mantenga esta energía almacenada en los embalses, pero ahora como recurso de los consumidores, para ser ofertada en el futuro. La justificativa para esta estrategia es la siguiente: si el “trigger” operativo es accionado, esto significa que el costo de oportunidad de la energía debería ser por lo menos el precio de escasez. Si un agente oferta energía a un precio inferior, existe una *oportunidad de arbitraje* (comprar barato ahora para vender más caro en el futuro) que debe ser aprovechada. De esta manera, las plantas hidroeléctricas tendrán su visión de costo de oportunidad reconocida, mientras se preserva el stock de energía hidroeléctrica para la confiabilidad de suministro.

Una ventaja adicional de este esquema es que permite verificar si el criterio del “trigger operativo” está excesivamente severo. Si la visión del Operador que el costo de oportunidad de la energía es el precio de escasez está correcta, esto significa que la venta futura de la energía hidroeléctrica comprada será lucrativa. Y viceversa: si la visión de las hidroeléctricas de que el costo de oportunidad es más bajo está correcta, esto significa que la venta futura de la energía resultará en pérdidas. Por supuesto, este análisis debe tomar en cuenta la incertidumbre de los caudales y otros parámetros (*“good decisions may result in bad outcomes”*).

5 Temas adicionales para diagnóstico

5.1 Integración con otros mecanismos del mercado

Una inquietud que ha sido planteada es que el esquema de cargo por confiabilidad puede no ser coherente con otros procedimientos adoptados en Colombia, en particular las subastas de contratos de largo plazo para las energías renovables.

En la experiencia del Consultor en el diseño de las subastas de contratación para Brasil y otros países, no hay conflicto conceptual con el objetivo de asegurar la confiabilidad de suministro a través de los cargos por confiabilidad. La razón es que las subastas de contratación son instrumentos para reducir la incertidumbre / riesgos de los nuevos inversionistas y, con esto, minimizar los costos para los consumidores.

En el caso de Brasil, por ejemplo, se hizo un “*bundling*” de contratos de largo plazo con las obligaciones de energía firme porque el país no tenía tradición / credibilidad en la contratación de capacidad de generación a través de subastas. Desde la concepción inicial del modelo de mercado brasileño se previa una segunda fase, donde se haría una contratación de energía firme de manera semejante al esquema colombiano. Esta segunda fase, conocida como “separación del lastro (energía firme) y energía (contratos de suministro)” integra las propuestas de reforma del modelo de mercado brasileño, actualmente en proceso de aprobación legislativa.

Los contratos de suministro también facilitan la entrada de nuevos agentes de menor tamaño, que todavía no tienen portafolios suficientes para el manejo de los riesgos asociados a la variabilidad de los precios spot. En la medida que estos agentes se establecen y se consolidan, esto aumenta la competencia en el país y, por lo tanto, contribuye para el aumento de la eficiencia. Esto pasó en Brasil, y es una de las justificativas para la transición hacia un esquema de subastas de energía firme sin “*bundling*” de contratos de suministro.

En la opinión del consultor, el uso de subastas de contratos en Colombia para incentivar la entrada de nuevos agentes con buena capacitación en renovables puede ser un mecanismo efectivo para aumentar la eficiencia del mercado. *El único cuidado que se debe tomar para evitar una sobre-contratación es contabilizar la contribución de la generación renovable contratada para la confiabilidad de suministro del sistema.*

Esta contabilización se puede hacer calculando la energía firme de la generación renovable a través de las metodologías mencionadas en el Anexo A. Estas metodologías también se aplican a otros mecanismos de mercado como auto suministro de energía y contratos físicos.

5.2 La posibilidad de asignar OEF por período más cortos que el anual

En los sistemas termoeléctricos, la contribución de los generadores para la confiabilidad de suministro sólo se contabiliza para las etapas (y horas) donde ocurren fallas de suministro en las simulaciones probabilísticas. La razón obvia es que una generación adicional de una planta en una etapa donde no hay problemas de suministro no puede mejorar la confiabilidad. Ya para los sistemas con fuerte participación hidroeléctrica, es posible que esta generación adicional contribuya para la confiabilidad en una etapa futura, pues la energía puede ser transportada como un almacenamiento adicional en los embalses. Esta propiedad es bien conocida; por ejemplo, el cálculo tradicional de la energía firme contabiliza la energía producida por las plantas a lo largo del

“periodo crítico”, que va desde la etapa donde los embalses están 100% llenos hasta la etapa donde están 100% vacíos. La razón es que una generación adicional a la etapa donde los embalses están llenos resultaría en vertimientos y, por lo tanto, no contribuiría para la confiabilidad.

En otras palabras, la confiabilidad de suministro de energía en Colombia es una métrica que se representa en términos anuales. Además, las metodologías de cálculo de energía firme como las propuestas en el Anexo A representan la posibilidad de transporte de la energía adicional de una etapa para beneficio en una etapa futura. Por estas razones, el Consultor no cree que exista beneficio en asignar EOF para las plantas renovables por períodos más cortos que el anual.

Dado que se utilizan contratos de suministro como incentivos para las renovables, puede ser más eficiente no hacer un pago en separado por el cargo en confiabilidad, como en las contrataciones hechas en Brasil. En este caso, se contabilizaría la EOF de la renovable para efecto del cálculo de la necesidad de contratación de capacidad de generación adicional. Con esto, no sería necesaria la participación de estas centrales en subastas de confiabilidad, ni tampoco aplicar el mecanismo de tomadores del Cargo.

5.3 La participación de plantas con largos períodos de construcción

En la opinión del Consultor, el procedimiento de subastas para equipos con periodo más largo de construcción propuesto en la Resolución 40 de 2008 es adecuado. El único perfeccionamiento sugerido se refiere al precio techo para cada año. Este precio techo debería reflejar el costo de la OEF de las tecnologías de menor tiempo de construcción que estarían en la subasta en dichos años futuros. Es probable que haya una creciente participación de fuentes renovables, típicamente eólicas y solares, cuyos costos de inversión presentaron evolución significativa en los últimos años. En este caso, el precio techo debería ajustarse a través de una curva que reflejaría la expectativa de evolución del costo de la tecnología a lo largo del tiempo. Hasta poco tiempo, el esperado sería una reducción de estos costos. Sin embargo, debido a los masivos programas de incentivo a las renovables anunciados por la UE y los EUA, es posible que estos precios aumenten en los próximos años (“greenflation”). Aunque esta definición no sea necesariamente sencilla, mantener un precio techo fijo hasta el año límite de participación no deja de ser una decisión, que puede ser subóptima.

Por otro lado, dado que las plantas con periodos más largos de construcción son típicamente hidroeléctricas, se recomienda investigar el posible efecto de los cambios climáticos en el cálculo de las energías firmes de las mismas, como mencionado en el capítulo 2.

5.4 Tratamiento de las plantas existentes y participación en las subastas de expansión

En el informe de la Misión de Transformación Energética se propuso remplazar la asignación de OEF vía prorrata hoy utilizada cuando no hay necesidad de expansión por subastas anuales separadas para el producto OEF existente y OEF nueva. En la opinión del Consultor, las subastas son un mecanismo de mercado eficiente para fijar el precio del producto confiabilidad, teniendo en cuenta la oferta total de OEF del sistema, y encuentra apoyo en las experiencias internacionales de los mercados de capacidad de, por ejemplo, PJM, New England y México.

Sin embargo, algunos agentes han argumentado que la separación de subastas de ENFICC nueva y existente no sería coherente, pues el producto “confiabilidad” por generadores nuevos o existentes es el mismo. En la opinión del Consultor, hay una diferencia importante entre los generadores nuevos y existentes que justificaría esta separación: la duración de los contratos y el hecho que la decisión de hacer las inversiones para entrar en un mercado es distinta de la decisión de operar en este mercado. En otras palabras, se tiene productos diferentes, que pueden tener precios y condiciones distintas. Un argumento semejante justificó la separación entre “energía existente” y “energía nueva” en las subastas de contrato en Brasil.

Otra inquietud planteada por algunos agentes es que los generadores existentes podrían hacer un retiro de sus plantas si su remuneración es insuficiente. A pesar de que esta acción siempre es posible, no parece existir una evidencia concreta de que sería probable. La razón es que las plantas existentes tienen un flujo de ingresos futuros por la venta de energía a través de contratos y/o en el mercado de corto plazo que pueden ser rentables, en especial si el equipo ya está amortiguado. Ya la eventual pérdida debido al cambio de los pagos por capacidad no es total, y si la diferencia entre el esquema prorrata y el resultado de las subastas.

Por estas razones, el Consultor cree que el mecanismo de subastas de energía existente actualmente en Consulta l(Resolución CREG 133 de 2021) es un perfeccionamiento deseable para el mercado.

5.5 Aseguramiento del cumplimiento de entrega de las OEF durante el período de ejecución

A continuación, se detallan algunos instrumentos existentes para asegurar el cumplimiento de la entrega de las OEF, categorizados en garantías financieras y de entrega física.

5.5.1 Garantías financieras

Las garantías financieras son instrumentos aplicables a los generadores para garantizar el cumplimiento financiero de sus obligaciones de energía firme, por ejemplo, si no es posible cumplirlas físicamente.

Garantías ENFICC Incremental: aplica para plantas hidráulicas y se refiere a la declaración de ENFICC superior a la ENFICC base (100% PSS) en las subastas de OEF, que se respalda a través de una garantía financiera. La garantía financiera corresponde al monto de la remuneración por concepto de Cargo por Confiabilidad a recibir en un año de vigencia de las OEF.

Requerimientos de contratación de suministro y transporte de combustibles: si los generadores que respalden OEF con plantas térmicas no contaren con los contratos de suministro de combustibles y transporte de gas cuando lo requiere la Comisión, ellos deberán entregar una garantía financiera que asegure la disponibilidad de dichos contratos en la fecha de inicio de la Obligación.

5.5.2 Garantías de entrega física

Pruebas de disponibilidad del Cargo por Confiabilidad (PD): es un mecanismo que busca validar la disponibilidad física de una planta que tiene asignación de OEF. Para esto, se programa a una planta para que genere bajo condiciones particulares de capacidad y duración mediante un proceso en el cual todos los días se elige aleatoriamente una planta que no haya sido despachada. Cada

planta tiene dos intentos para que la PD sea exitosa, de lo contrario verá una reducción de la remuneración por concepto de Cargo o la RRID hasta tanto no se cuente con una PD exitosa.

Cesión OEF: en caso de que un agente generador inscrito en el mercado mayorista quiera retirarse del mercado mayorista y cuente con OEF asignadas, él debe ceder totalmente los compromisos y derechos derivados de la Obligación asignada.

Requerimientos de contratación de suministro y transporte de combustibles: los generadores que respalden OEF con plantas térmicas deben entregar a la CREG copia de los contratos de suministro de combustibles y transporte (para el caso de gas natural). Además, certificaciones de la energía asociada al combustible almacenado, que respalden la ENFICC asociada a su OEF, desde la fecha de inicio de la Obligación. La vigencia mínima de dichos contratos es de 1 año para el caso del gas y de 6 meses para otros combustibles. En caso de no contar con dichos contratos cuando lo requiere la Comisión, se deberá entregar una garantía financiera que asegure la disponibilidad de contratos de suministro de combustibles y transporte de gas en la fecha de inicio de la Obligación.

Verificación Anual de ENFICC de plantas con OEF: la Comisión estableció que anualmente se debe hacer cálculo y verificación de la ENFICC y de la EDA de las plantas despachadas centralmente que tengan asignadas OEF. En caso de que la ENFICC verificada de una planta sea inferior a las OEF asignadas, el agente que representa a dicha planta deberá presentar a la CREG y a la SSPD el plan de acción que adelantará para cumplir sus OEFs en un plazo máximo de 30 días calendario contados a partir de la publicación de la ENFICC verificada. Este procedimiento de evaluación anual lo establece la Comisión buscando mitigar el riesgo para el SIN de contar con menor energía firme de la que realmente tiene. Una revisión ante un cambio de parámetros de las plantas podría traer beneficios al sistema, pero este trabajo es de responsabilidad de la CREG de acuerdo con los lineamientos del MME.

Garantías de proyectos nuevos o especiales: las plantas nuevas o especiales con asignación de OEF deben constituir una garantía de cumplimiento de la fecha de inicio de operación comercial de la planta en construcción o a construir con la ENFICC comprometida en la subasta. Para esto, se debe contratar un auditor que verifique el cumplimiento de la Curva S y el cronograma de construcción o repotenciación. En caso de que el auditor determine que el proyecto no entra en operación comercial en la fecha y, siempre y cuando no sea un incumplimiento grave e insalvable, el agente podrá respaldar sus OEF mediante los anillos de seguridad del cargo por confiabilidad. El incumplimiento grave e insalvable se determina cuando el informe del auditor indica que la puesta en operación de la planta tendrá un atraso mayor a un año, contado a partir de la fecha de inicio del Periodo de Vigencia de la Obligación (CREG, 2006).

En la opinión del Consultor, las garantías financieras actuales son adecuadas. Con respecto a las garantías de entrega física, se propone la contratación de una reserva estratégica de generación, que sería parte de la Generación de Última Instancia de los “anillos de seguridad”, discutidos a continuación.

5.6 Pertinencia y efectividad de los anillos de seguridad establecidos

Los Anillos de Seguridad del Cargo por Confiabilidad son un conjunto de mecanismos que buscan facilitar a los generadores el cumplimiento de las OEF adquiridas, desde respaldo por efectos de

mantenimientos hasta respaldos por efecto de retrasos en la entrada en operación de una planta. Estos incluyen:

- *Mercado Secundario de Energía Firme*: es un mercado de solo generadores donde se permite negociar a través de contratos bilaterales excedentes de energía firme.
- *Demanda Desconectable Voluntaria*: es un mecanismo que le permite al generador respaldar sus OEF a través de uno o varios usuarios que estén dispuestos a reducir su demanda a cambio de una contraprestación, a través de la desconexión del consumo de energía eléctrica desde el Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- *Subastas de Reconfiguración*: este mecanismo se lleva a cabo cuando se determina un exceso o déficit de energía firme para un periodo particular, a partir de un balance entre la proyección de demanda y las OEF contratadas. En caso de determinar déficit o exceso se convoca la subasta de reconfiguración de compra o venta, respectivamente.
- *Plantas de Generación de Última Instancia*: este mecanismo permite a los generadores cubrir total o parcialmente sus OEF con Activos de Generación de Última Instancia. A su vez estos activos son aquellos que se usan solamente para respaldar OEF.

En la opinión del Consultor, todos los anillos de seguridad actuales se justifican. Sin embargo, como comentado en el capítulo 2, hay una evidencia cada vez más fuerte del impacto de los cambios climáticos ya en los días actuales, la cual ha motivado una preocupación con la resiliencia de los sistemas. Para manejar esta resiliencia, la creación de una *reserva estratégica económica* de generación, relacionada con el anillo de Plantas de Generación de Última Instancia, parece ser el instrumento más adecuado.

En un estudio de 2016, PSR y el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas propusieron una Reserva Estratégica compuesta de plantas termoeléctricas con costo operativo muy alto, por ejemplo, plantas diésel. Una característica atractiva de este tipo de reserva es que el CAPEX de las plantas es relativamente bajo; por otro lado, como su OPEX es alto, ellas no interfieren en el funcionamiento normal del mercado. Otra ventaja es, como mencionado, esta reserva podría ser un mecanismo de compensación física de última instancia para los generadores que no cumplen con sus obligaciones de energía firme.

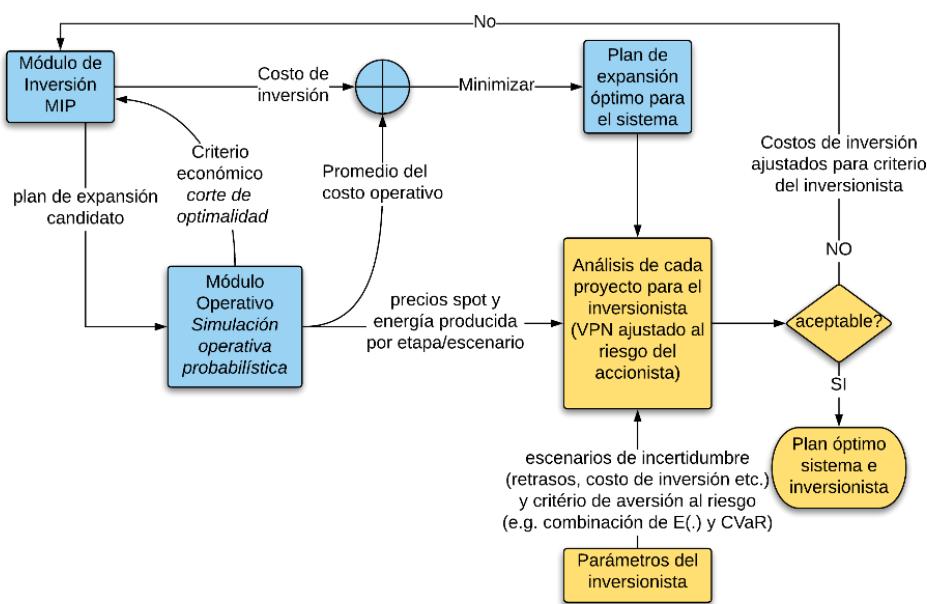
La reserva estratégica no haría parte del funcionamiento del mercado. Los costos fijos de la misma serían divididos por la demanda. Los costos variables correspondientes a la generación faltante en las obligaciones de suministro de EF serían cargados a los respectivos generadores. La diferencia entre el monto cargado a los generadores no cumplidores y el costo operativo total, que en principio no debería ser significativa, sería cargada a los consumidores.

El monto y las tecnologías de la reserva deben ser definidos a partir de estudios de planificación liderados por la UPME y XM. Un tema importante para el análisis de esta alternativa es el suministro de combustible, que puede requerir una logística compleja y onerosa. Por supuesto, es fundamental que estos estudios sean detallados, transparentes y ampliamente discutidos con todos los agentes.

5.7 Nivel del precio de escasez

El precio de escasez tiene impactos opuestos en la confiabilidad de suministro y en los costos para los consumidores. De una manera simplificada, un precio de escasez más reducido aumenta la confiabilidad de suministro, pues aumenta la energía producida por las plantas térmicas. Por otro lado, resulta en dos aumentos de costos: directos, por el accionamiento de las plantas térmicas; e indirectos, por el aumento de la probabilidad de vertimiento de las plantas hidroeléctricas. Y viceversa: un precio de escasez más alto reduce la confiabilidad de suministro, porque los agentes tienen menos incentivos para estar disponibles, y reduce los costos operativos directos e indirectos.

El precio de escasez también impacta los precios ofertados en las subastas de energía firme. En teoría, el precio ofertado por el cargo por capacidad de cada agente debería ser el necesario para hacer que el valor presente neto ayustado por riesgo de sus flujos probabilísticos de costos (inversión, operativos, suministro de contratos, oportunidad y penalizaciones) e ingresos (ventas de energía en el mercado de corto plazo e pagos por contratos) sea cero. Si el precio de escasez es bajo, los costos aumentan, pues se tiene más obligaciones de generación y posiblemente más penalizaciones por incumplimiento de las obligaciones. Los ingresos también se reducen, pues se pierde la oportunidad de vender energía por un precio más alto do que el nivel de escasez. Por lo tanto, debería existir un precio de escasez “óptimo”, que equilibraría los costos para el consumidor y los beneficios por la confiabilidad de suministro. El diagrama a continuación muestra una posible metodología para optimizar este precio de escasez.



El esquema interactivo arriba determina el equilibrio entre el “punto de vista del sistema” y “el punto de vista del inversionista”. Esto permite determinar la expansión que resultaría de diferentes diseños de mercado. Como mencionado, este esquema se utilizó por la primera vez en los estudios de costo fijo del sistema chileno (mencionado anteriormente) y actualmente se utiliza para evaluar diferentes diseños para el mercado eléctrico de Brasil, en un proyecto con el Ministerio de la Economía del país, financiado por el PNUD.

En el caso de la optimización del precio de escasez, el procedimiento interactivo se ejecutaría para cada nivel tentativo de precio. Como mencionado, el precio afectaría los flujos de caja de los inversionistas (secciones en amarillo del diagrama) y, por lo tanto, la expansión y los costos para el consumidor. Se seleccionaría entonces el resultado que maximiza el welfare social. Es importante observar que el Consultor *no está* recomendando la implementación de este procedimiento; el objetivo es ilustrar una posible metodología para determinar el precio de escasez.

6 Taller de divulgación de los resultados

Fue realizado en el día 13 de diciembre a las 14 horas de Colombia un Taller para divulgación de los resultados de este estudio por parte de la firma consultora (PSR) – experto clave Mario Pereira, que presentó para el Comité de Expertos de la CREG los resultados de la consultoría.

Estaban presentes en la reunión virtual:

Por la CREG (Comité de Expertos):

- Jorge Valencia (Director Ejecutivo);
- José Fernando Prada;
- María Claudia Alzate;
- Daisy Cerquera Lozada;
- Germán Castro Ferreira;

Por la CREG (Asesores del Área del Mercado de Energía Mayorista):

- Camilo Torres Trujillo;
- Camilo Gallego

Por PSR:

- Mario Pereira;
- Silvio Binato.

Se incluye, como Anexo B, el conjunto de diapositivas utilizadas en el Taller, ministrado por Mario Pereira.

7 Anexo A – metodologías para cálculo de energía firme

7.1 Asignación “ideal”

Hay tres enfoques básicos para el cálculo de las energías firmes que preservan las propiedades de eficiencia económica, isonomía y “fairness”: (a) asignación marginal; (b) nucleolo de juegos cooperativos; y (c) asignación de Shapley.

7.1.1 Cálculo de la energía firme por asignación marginal

Esta metodología se aplica cuando el problema de expansión P1 se puede plantear como un problema de programación lineal (PL): variables de inversión continuas, sin “unit commitment”, coeficientes de producción hidroeléctrica constantes y otros. En este caso, el problema de cálculo de la demanda crítica también se plantea como un PL, y cada coeficiente φ_j se calcula como la derivada de la demanda crítica $\delta(\bar{g})$ con respecto a la capacidad \bar{g}_j en la solución óptima:

$$\varphi_j = \frac{\partial \delta(\bar{g})}{\partial \bar{g}_j} \quad j = 1, \dots, J$$

Estas derivadas, a su vez, corresponden a los precios sombra de las restricciones donde aparecen los valores de capacidad de generación.

En los casos lineales se puede garantizar que las soluciones de los problemas P1 y P2 son iguales y que, por lo tanto, la asignación marginal es 100% eficiente. Sin embargo, los sistemas reales en general tienen no-convexidades que impiden la aplicación de esta metodología. Las principales metodologías que se pueden aplicar en los casos más realistas y que representan los atributos de eficiencia económica son el nucleolo de juegos cooperativos; y la asignación de Shapley.

7.1.2 Nucleolo de juegos cooperativos

Esta metodología se ilustra con un ejemplo con tres generadores. El núcleo del juego cooperativo se representa como la región definida por el siguiente conjunto de restricciones lineales:

$$\varphi_1 \times \bar{g}_1 + \varphi_2 \times \bar{g}_2 + \varphi_3 \times \bar{g}_3 = \delta(1,2,3)$$

$$\varphi_1 \times \bar{g}_1 \geq \delta(1)$$

$$\varphi_2 \times \bar{g}_2 \geq \delta(2)$$

$$\varphi_3 \times \bar{g}_3 \geq \delta(3)$$

$$\varphi_1 \times \bar{g}_1 + \varphi_2 \times \bar{g}_2 \geq \delta(1,2)$$

$$\varphi_1 \times \bar{g}_1 + \varphi_3 \times \bar{g}_3 \geq \delta(1,3)$$

$$\varphi_2 \times \bar{g}_2 + \varphi_3 \times \bar{g}_3 \geq \delta(2,3)$$

Los valores en el lado derecho de las ecuaciones representan las demandas críticas para diferentes combinaciones de generadores: $\delta(1,2,3)$ incluye los tres generadores; $\delta(1,3)$, los generadores 1 y 3; $\delta(2)$, solamente el generador 2, y así por adelante. Estos valores se calculan ex ante a través del método de búsqueda binaria mencionado anteriormente. Por lo tanto, las incógnitas en el conjunto de restricciones arriba son las energías firmes unitarias φ_1 , φ_2 y φ_3 .

El nucleolo de un juego cooperativo es la asignación de φ_1 , φ_2 y φ_3 que reparte de la mejor manera los beneficios de la sinergia entre los generadores. Para cada combinación de generadores, este beneficio se calcula como la diferencia (en porcentaje) de la asignación de energía firme y de la respectiva demanda crítica. Por ejemplo,

$$\beta_1 = \frac{\varphi_1 \times \bar{g}_1 - \delta(1)}{\delta(1)}$$

$$\beta_{12} = \frac{\varphi_1 \times \bar{g}_1 + \varphi_2 \times \bar{g}_2 - \delta(1,2)}{\delta(1,2)}$$

Y así por adelante.

El nucleolo se plantea como la solución del siguiente problema de programación lineal, donde el objetivo es maximizar el menor beneficio:⁶

Max β

$$\varphi_1 \times \bar{g}_1 + \varphi_2 \times \bar{g}_2 + \varphi_3 \times \bar{g}_3 = \delta(1,2,3)$$

$$\beta \leq \frac{\varphi_1 \times \bar{g}_1 - \delta(1)}{\delta(1)}$$

$$\beta \leq \frac{\varphi_2 \times \bar{g}_2 - \delta(2)}{\delta(2)}$$

$$\beta \leq \frac{\varphi_3 \times \bar{g}_3 - \delta(3)}{\delta(3)}$$

$$\beta \leq \frac{\varphi_1 \times \bar{g}_1 + \varphi_2 \times \bar{g}_2 - \delta(1,2)}{\delta(1,2)}$$

$$\beta \leq \frac{\varphi_1 \times \bar{g}_1 + \varphi_3 \times \bar{g}_3 - \delta(1,3)}{\delta(1,3)}$$

$$\beta \leq \frac{\varphi_2 \times \bar{g}_2 + \varphi_3 \times \bar{g}_3 - \delta(2,3)}{\delta(2,3)}$$

7.1.3 Asignación de Shapley

Esta metodología se ilustra para el mismo sistema ejemplo con tres generadores. Los pasos de la asignación de Shapley son: (i) definir una secuencia de entrada de los generadores; (ii) calcular la energía firme como la diferencia entre las demandas críticas resultante de la entrada de cada generador; (iii) repetir los pasos (i)-(ii) para todas las secuencias; y (iv) calcular la energía firme como el promedio de las asignaciones n cada secuencia. Por ejemplo, para la secuencia 1-2-3, se tiene: $\varphi_1 = \delta(1)$; $\varphi_2 = \delta(1,2) - \delta(1)$; $\varphi_3 = \delta(1,2,3) - \delta(1,2)$. Para la secuencia 3-1-2, se tiene: $\varphi_3 = \delta(3)$; $\varphi_1 = \delta(1,3) - \delta(3)$; $\varphi_2 = \delta(1,2,3) - \delta(1,3)$. Y así por adelante.⁷

7.2 Metodología alternativa basada en optimización binivel

Se observa que las metodologías de asignación del ítem anterior requieren el cálculo de la demanda crítica para todas las combinaciones de generadores. Como consecuencia, el esfuerzo

⁶ Ver, e.g., J. P. Lima, M.V.F. Pereira, L. A. Barroso, S. Granville, M. H. C. Fampa, "Computing leastcore allocations for firm-energy rights: A Mixed Integer Programming procedure," 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), 2016, pp. 1-5

⁷ Ver, e.g., E. Faria, L.A. Barroso, R. Kelman, S. Granville and M V. Pereira, "Allocation of Firm-Energy Rights among Hydro agents using Cooperative Game Theory: an Aumann-Shapley approach" –IEEE Transactions on Power Systems, v.24, p.541-551, No 2, 2009.

computacional puede ser bastante elevado. Por esta razón, se ha desarrollado el esquema alternativo a continuación, que permite realizar el cálculo a partir de un único cálculo de la demanda crítica.

Los pasos de la metodología son: (i) cálculo de la demanda crítica; y (ii) descomposición de la demanda crítica en las contribuciones de cada generador, VRE y almacenamiento.

7.2.1 Demanda Crítica

Como discutido anteriormente, La demanda crítica se calcula como la solución del problema de optimización abajo:

$$\text{Max } \lambda$$

$$\delta = \lambda \hat{d}$$

$$\phi(\delta) - \hat{\gamma}E(\delta) \leq 0$$

Donde \hat{d} es el vector de demanda de referencia (dato de entrada); λ es el factor de ajuste de la demanda (variable escalar de decisión); $\delta = \lambda \hat{d}$ representa el vector de demandas ajustadas; $\phi(\delta)$ es el promedio de la energía no suministrada (u otra métrica de confiabilidad) resultante del vector de demandas δ ; y $E(\delta)$ es el promedio de la demanda ajustada.

Finalmente, $\hat{\gamma}$ es un dato de entrada que representa el *criterio de confiabilidad de suministro*: la energía no suministrada $\phi(\delta)$ no debe exceder una fracción $\hat{\gamma}$ del promedio de la demanda $E(\delta)$. Por ejemplo, $\hat{\gamma} = 0.001$ (0.1%).

7.2.2 Cálculo de $\phi(\delta)$

La energía no suministrada $\phi(\delta)$ se calcula en dos pasos: (i) calcule una política operativa estocástica cuyo objetivo es minimizar el promedio del costo operativo de las plantas térmicas más las penalizaciones por las fallas de suministro (e.g. el algoritmo SDDP u otro equivalente); (ii) estime la energía no suministrada a partir de una simulación probabilística de la operación del sistema para la política operativa calculada en el paso (i).

Se observa que el cálculo de $\phi(\delta)$ corresponde a un problema de optimización “bilevel”, pues la función objetivo de la política operativa no está directamente relacionada con la energía no suministrada.

7.2.3 Cálculo de la contribución de cada generador a la demanda crítica

Suponga que el sistema se compone de $i = 1, \dots, I$ plantas hidroeléctricas y $j = 1, \dots, J$ plantas termoeléctricas. Se propone utilizar una asignación basada en la contribución marginal de cada generador, esto es, en los factores $\left\{ \frac{\partial \delta}{\partial \bar{v}_i} \right\}; \left\{ \frac{\partial \delta}{\partial \bar{u}_i} \right\};$ y $\left\{ \frac{\partial \delta}{\partial \bar{g}_j} \right\}.$

Sin embargo, estos factores no se pueden estimar directamente como multiplicadores del problema de maximización de la demanda pues, como se observó, la función $\phi(\delta)$ resulta de un problema de optimización “bilevel”. Por lo tanto, es necesario hacer este cálculo a través del esquema indirecto que se presenta a continuación

Se observa de inicio que hay una relación directa entre $\frac{\partial \delta}{\partial \bar{g}_j}$ y $\frac{\partial \phi}{\partial \bar{g}_j}$:

$$\frac{\partial \delta}{\partial \bar{g}_j} = \frac{1}{\hat{\gamma}} \frac{\partial \phi}{\partial \bar{g}_j}$$

Por ejemplo, si un aumento de 1 MW en la capacidad del equipo resulta en una reducción de 0.05 MW promedio en la energía no suministrada, la demanda crítica δ puede aumentar de 0.05/0.001 (valor ejemplo de $\hat{\gamma}$) = 50 MW promedio. La misma relación se aplica a $\partial \bar{v}_i$ y $\partial \bar{u}_i$. A continuación, se analiza como calcular $\frac{\partial \phi}{\partial \bar{g}_j}$.

7.2.4 Cálculo de la contribución de cada generador a la energía no suministrada

Un aumento en la capacidad del equipo reduce la energía suministrada de dos maneras:

- directamente, en las etapas donde ocurre el racionamiento; e
- indirectamente, a través del aumento de la energía hidroeléctrica almacenada en las etapas anteriores al racionamiento.

Suponga, por ejemplo, que hay tres etapas, y que el racionamiento ocurre en la etapa 3. El beneficio marginal del aumento de la capacidad del generador j se calcula como:

$$\frac{\partial \phi_3}{\partial \bar{g}_{3j}} (\text{etapa 3}) + \frac{\partial EA_3}{\partial \bar{g}_{2j}} \times \frac{\partial \phi_3}{\partial EA_3} (\text{etapa 2}) + \frac{\partial EA_2}{\partial \bar{g}_{1j}} \times \frac{\partial EA_3}{\partial EA_2} \times \frac{\partial \phi_3}{\partial EA_3} (\text{etapa 1})$$

Se propone a continuación un procedimiento de cálculo de estos factores a partir de las simulaciones operativas probabilísticas para la iteración final del procedimiento de búsqueda binaria:

Repita para $s \in S^*$, donde S^* es el conjunto de escenarios donde ocurre un racionamiento (por simplicidad de presentación, se supone que no hay más que uno racionamiento por escenario)

Sea $T(s)$ la etapa donde ocurre el racionamiento en el escenario s . Por simplicidad de presentación, suponemos que $T(s) > 1$.

Sea el problema operativo para la etapa 1, escenario s :

$$\text{Min} \sum_j c_j g_{tj}^s + \alpha_{t+1}(v_{t+1}^s)$$

$$v_{t+1,i}^s = v_{ti}^s + a_{ti}^s - u_{ti}^s - \omega_{ti}^s$$

$$v_{t+1,i}^s \leq \bar{v}_i$$

$$u_{ti}^s \leq \bar{u}_i$$

$$\sum_j g_{tj}^s + \sum_i \rho_i u_{ti}^s = \delta_t$$

$$g_{tj}^s \leq \bar{g}_j$$

Repita para $j = 1, \dots, J$

Resuelva el problema operativo con un aumento marginal en la capacidad de j : $\bar{g}_j^+ \leftarrow \bar{g}_j + \Delta \bar{g}_j$

$$\text{Min} \sum_j c_j g_{tj}^s + \alpha_{t+1}(v_{t+1}^s)$$

$$v_{t+1,i}^s = v_{ti}^s + a_{ti}^s - u_{ti}^s - \omega_{ti}^s$$

...

$$g_{tj}^s \leq \bar{g}_j^+$$

$$g_{tk}^s \leq \bar{g}_k \text{ para } k \neq j$$

Sea $\{v_{t+1,i}^{s+}\}$ el conjunto de volúmenes almacenados al final del mes para el problema de sensibilidad.

IF $\{v_{t+1,i}^{s+}\} \approx \{v_{t+1,i}^s\}$, esto es, si no hubo cambios en los volúmenes finales, esto significa que el generador j no contribuye para la confiabilidad de suministro en el escenario s .

Repita los pasos anteriores para $t = 1, \dots, T(s)$.

7.2.5 Relación entre el esquema binivel y el informe de métricas de confiabilidad

Es interesante observar que el procedimiento binivel es semejante a la propuesta de metodología de asignación de energía firme del estudio del 2019 para la CREG, “Consultoría para definir las métricas para estimar la contribución de confiabilidad al SIN”, donde la contribución de cada generador a la confiabilidad de suministro era proporcional a su generación en las etapas “críticas”. La principal diferencia es que el estudio del 2019 solamente consideraba como críticas las etapas donde ocurría un problema de suministro, mientras la metodología que se propone arriba toma en cuenta en hecho de que una generación adicional en etapas anteriores donde no hay interrupción de suministro también pueden contribuir para la confiabilidad si esta generación resulta en un aumento del almacenamiento de los embalses.

De manera análoga a la metodología del estudio de métricas, el procedimiento binivel puede calcular la energía firme de otros componentes del mercado, tales como contratos y tecnologías de almacenamiento.

8 Anexo B – diapositivas del taller de divulgación de resultados



Revisión y Valoración Integral del Mecanismo del Cargo por Confiabilidad

Mario Veiga Pereira
mario@psr-inc.com

CREG

PSR

CREG 13 de Diciembre 2021

1

Temario

- ▶ **La importancia de la confiabilidad de suministro**
- ▶ **Desafíos metodológicos para el cálculo de la energía firme**
- ▶ **Expansión eficiente y pago por confiabilidad**
- ▶ **Temas específicos:**
 - Integración con otros mecanismos del mercado
 - La posibilidad de asignar OEF por período más cortos que el anual
 - La participación de plantas con largos períodos de construcción
 - Tratamiento de las plantas existentes y participación en las subastas de expansión
 - Aseguramiento del cumplimiento de entrega de las OEF durante el período de ejecución
 - Pertinencia y efectividad de los anillos de seguridad establecidos
 - Nivel del precio de escasez

2

La importancia de la confiabilidad - antecedentes

- ▶ La confiabilidad no era un tema muy importante en la reforma original del sector eléctrico europeo
 - Bajo crecimiento de la demanda a pesar del crecimiento económico (aumento de la eficiencia, nuevos sectores de la economía etc.)
 - Confianza en la señal del mercado de corto plazo para uso eficiente de los recursos existentes (e.g. reducir los costos operativos) ("competition in the market")
 - Reserva de generación (térmicas oleo)
- ▶ La situación de América Latina era muy distinta
 - Prioridad: utilizar mecanismos de mercado para asegurar la entrada de nueva capacidad para suministrar el aumento de la demanda de mercado ("competition for the market")
 - Debido a la fuerte componente hidroeléctrica en la región, los costos operativos eran proporcionalmente menores do que en Europa
 - Los pagos por capacidad y las subastas de contratación fueron mecanismos diseñados por los expertos de la región para asegurar la confiabilidad de suministro

La importancia de la confiabilidad - hoy

- ▶ Los problemas de suministro y los altos precios de la energía en California, Texas, y Europa están motivando discusiones en muchos países avanzados sobre la importancia de mecanismos regulatorios y de metodologías para asegurar el "resource adequacy"
- ▶ Otros factores igualmente importantes para estas discusiones son: (i) la inserción de las fuentes renovables no controlables ("variable renewable energy"), que debe acelerar aún más debido a los programas de descarbonización; (ii) el retiro de muchas plantas, lo que ha llevado por la primera vez a una necesidad de expansión y al efecto de los cambios climáticos ("system resilience")
- ▶ Hay mucho interés en UE e EUA sobre las experiencias, metodologías y herramientas computacionales de Colombia, Chile, Brasil y otros sobre "resource adequacy"
 - Ejemplo: encuesta de EPRI sobre modelos y modelo Genesys para el Pacific Northwest

Uso de evaluaciones cuantitativas y herramientas computacionales

- ▶ En las discusiones sobre alternativas de diseño de mercados, un argumento que se utilizaba en muchos casos para seleccionar una determinada opción era la bondad teórica de la misma, por ejemplo la eficiencia de la expansión por esquemas de mercado a partir de precios sombra e igualdad primal-dual.
- ▶ Sin embargo, tales bondades en general requieren supuestos de convexidad, continuidad etc. que no corresponden a la realidad de los sistemas eléctricos (inversiones discretizadas, "unit commitment", curvas de producción no convexas etc.). Como planteado en un estudio reciente hecho por PSR y el profesor Frank Wolak sobre la remuneración de los costos fijos de los "commitment" de las plantas térmicas en Chile, el mejor enfoque es hacer un análisis cuantitativo de los efectos de cada alternativa de remuneración en la expansión del sistema utilizando (en el caso) formulaciones "bilevel".
- ▶ En la visión del Consultor, una recomendación semejante es aplicable a los análisis de los cargos por confiabilidad que se hacen a continuación: siempre que posible, utilizar como "benchmark" los resultados de modelos de expansión óptima y análisis de confiabilidad. Esta comparación con base en modelos es obviamente una aproximación. Sin embargo, como plantea muy bien el profesor Cox, "***all models are wrong, but some are useful***".

Temario

- ▶ **La importancia de la confiabilidad de suministro**
- ▶ **Desafíos metodológicos para el cálculo de la energía firme**
- ▶ **Expansión eficiente y pago por confiabilidad**
- ▶ **Temas específicos:**
 - Integración con otros mecanismos del mercado
 - La posibilidad de asignar OEF por período más cortos que el anual
 - La participación de plantas con largos períodos de construcción
 - Tratamiento de las plantas existentes y participación en las subastas de expansión
 - Aseguramiento del cumplimiento de entrega de las OEF durante el período de ejecución
 - Pertinencia y efectividad de los anillos de seguridad establecidos
 - Nivel del precio de escasez

Desafíos metodológicos para el cálculo de la energía firme

- ▶ En los esquemas de mercado, cada agente toma decisiones a partir de informaciones individuales. Ejemplo simplificado: la decisión de invertir depende del valor presente neto (ayustado a riesgo) de los flujos de costos (inversión, costo operativo, financiamiento etc.) y de ingresos (venta en el "spot", contratos etc.)
- ▶ En contraste, la confiabilidad de suministro depende del *conjunto* de generadores y de su *sinergia*, por ejemplo, distintos perfiles de producción diaria (e.g. solares y eólicas en Chile) o estacional (e.g. biomasa de caña de azúcar y generación hidroeléctrica en Brasil).
- ▶ En términos matemáticos, esto significa que es necesario *aproximar* una función multidimensional, la confiabilidad de suministro, por una suma de funciones unidimensionales, las *energías firmes*

Requerimientos de las energías firmes

1. *Ser un "proxy" de la confiabilidad:* si la suma de las energías firmes de los generadores es igual a la demanda, esto debe significar que la confiabilidad de suministro es la deseada por el gobierno / regulador. Y viceversa: si la suma de las energías firmes es inferior a la demanda total, esto debe indicar que la confiabilidad de suministro es peor que lo deseable y, por lo tanto, que es necesario incentivar la entrada de nueva capacidad de generación

$$R(\bar{g}) \leq R^* \Leftrightarrow \sum_j \varphi_j \times \bar{g}_j \geq E(d)$$

2. *Ser económicamente eficiente*, esto es, inducir la entrada de nueva capacidad que maximice el "welfare" social; en términos prácticos, esto equivale a minimizar el costo de la energía para la sociedad.

Diagnóstico del requerimiento (1)

- ▶ No parece existir una relación directa entre la EF y los criterios de confiabilidad utilizados por la UPME
 - Tema ya mencionado en el estudio sobre métricas de confiabilidad IIT / PSR para la CREG
- ▶ Por lo tanto, el Consultor sugiere que se calcule la *confiabilidad implícita* en las EF actuales
 - (a) definir una configuración de oferta (por ejemplo, del año 2021); (b) calcular la demanda crítica implícita multiplicando la demanda en cada etapa por un mismo factor escalar tal que el promedio de la demanda resultante (en MW promedio) sea igual a la suma de las energías firmes (también en MW promedio); (c) realizar una simulación operativa probabilística, tomando en cuenta la variabilidad de los caudales y de la producción renovable; y (d) calcular el índice de confiabilidad resultante, por ejemplo, la EENS. Este índice de confiabilidad se puede comparar con los índices de confiabilidad deseables utilizados en los estudios de la UPME

Temario

- ▶ **La importancia de la confiabilidad de suministro**
- ▶ **Desafíos metodológicos para el cálculo de la energía firme**
- ▶ **Expansión eficiente y pago por confiabilidad**
- ▶ **Temas específicos:**
 - Integración con otros mecanismos del mercado
 - La posibilidad de asignar OEF por período más cortos que el anual
 - La participación de plantas con largos períodos de construcción
 - Tratamiento de las plantas existentes y participación en las subastas de expansión
 - Aseguramiento del cumplimiento de entrega de las OEF durante el período de ejecución
 - Pertinencia y efectividad de los anillos de seguridad establecidos
 - Nivel del precio de escasez

Diagnóstico del requerimiento (2)

- ▶ El requerimiento (1) se refiere a la EF total del sistema. Ya el requerimiento (2) depende del desglose de esta EF total en EFs para los generadores individuales.
- ▶ En términos conceptuales, la EF eficiente debería reflejar la contribución de cada generador a la demanda crítica (que, como visto, equivale a la confiabilidad de suministro). Dado que, como mencionado, la confiabilidad resulta del efecto conjunto de la producción de los generadores y, en especial, de la complementariedad / sinergia entre los mismos, llama la atención el hecho de que la metodología actual de cálculo de EF no toma en cuenta estos factores
- ▶ Por supuesto, esto no significa que la metodología actual sea inadecuada. Por otro lado, también no hay un análisis numérico que respalde la conclusión de que las EFs actuales son adecuadas ("**absence of evidence is not evidence of absence**")
- ▶ Por esta razón, el Consultor sugiere que se calculen las EF utilizando una metodología que incorpora estas sinergias, presentada en el Anexo A. El objetivo es proveer "insights" sobre las eventuales diferencias
- ▶

Eficiencia implícita de la metodología actual

- ▶ Una posibilidad, sugerida por el Consultor, es comparar una expansión económica con restricciones de confiabilidad explícitas (P1) con una expansión con restricciones de confiabilidad implícitas, a través de la EF (P2)

$$\begin{aligned}
 P1 - \text{Min} & \sum_j I_j \times \bar{g}_j + \sum_t \sum_j c_j \times g_{jt} \\
 \text{Sujeto a} \\
 \sum_j g_{jt} &= d_t \quad \forall t \quad (1) \\
 g_{jt} &\leq \bar{g}_j \quad \forall j, t \quad (2) \\
 R(\bar{g}) &\leq R^* \quad (3)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 P2 - \text{Min} & \sum_j I_j \times \bar{g}_j + \sum_t \sum_j c_j \times g_j \\
 \text{Sujeto a} \\
 \sum_j g_{jt} &= d_t \quad \forall t \quad (1) \\
 g_{jt} &\leq \bar{g}_j \quad \forall j, t \quad (2) \\
 \sum_j \varphi_j \times \bar{g}_j &\geq E(d) \quad (4)
 \end{aligned}$$

- ▶ Las eventuales diferencias entre las expansiones pueden proveer "insights" sobre el tema

Obligaciones de EF como una opción financiera (“call option”)

- ▶ Mecanismo innovador para asegurar que la contribución prevista de los generadores para la confiabilidad sea realizada: obligación de suministrar la energía firme cuando ocurren determinadas condiciones operativas críticas (“trigger” operativo).
- ▶ Es intuitivo que el trigger debe estar asociado a un riesgo significativo de problemas de suministro de energía en los próximos meses. Dado que el costo marginal de corto plazo en sistemas con presencia hidroeléctrica significativa como el colombiano es aproximadamente igual al producto de la probabilidad de déficit de energía por el costo del déficit, parece atractivo utilizar como “proxy” la ocurrencia de un precio spot elevado
- ▶ En este caso, la obligación de EF es análoga a una “call option”, donde el “premium” es el pago por confiabilidad y el “strike price”, conocido como “precio de escasez”, es ejercido encima del precio spot

Obligaciones de EF: diagnóstico

- ▶ A pesar de las características atractivas del esquema de obligaciones de suministro, hubo situaciones donde los resultados fueron diferentes de lo esperado
- ▶ Una de las más discutidas ocurrió cuando los análisis operativos indicaban una situación de riesgo de suministro, pero los precios ofertados por las hidroeléctricas estaban relativamente bajos. Como consecuencia, los precios spot resultaron inferiores al precio de escasez, y el trigger de las obligaciones de energía firme no fue accionado. Esto llevó a la creación de un mecanismo adicional para accionamiento de los recursos térmicos, conocido como Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento (ESRD).

Obligaciones de EF: sugerencia del Consultor

- ▶ En la visión del consultor, el gobierno es en último análisis el responsable de identificar y mantener los niveles de seguridad de suministro que maximizan el welfare de la sociedad colombiana. Para esto, debe contar con instrumentos que permitan hacerlo, como el ESRD.
- ▶ Por otro lado, es deseable que estos instrumentos sean compatibles con el funcionamiento y las reglas del mercado. El en caso del ESRD, esta compatibilidad se puede obtener a través del desacoplamiento del trigger y del precio spot, esto es, pasar a definir las condiciones para accionamiento de las obligaciones de energía firme a partir de índices físicos, tales como el nivel de embalsamiento agregado y el pronóstico de los caudales futuros.
- ▶ Se sugiere además la compra, en nombre de los consumidores de la energía hidroeléctrica “barata” ofertada. Esta energía sería embalsada para uso en el futuro

Temario

- ▶ **La importancia de la confiabilidad de suministro**
- ▶ **Desafíos metodológicos para el cálculo de la energía firme**
- ▶ **Expansión eficiente y pago por confiabilidad**
- ▶ **Temas específicos:**
 - Integración con otros mecanismos del mercado
 - La posibilidad de asignar OEF por período más cortos que el anual
 - La participación de plantas con largos períodos de construcción
 - Tratamiento de las plantas existentes y participación en las subastas de expansión
 - Aseguramiento del cumplimiento de entrega de las OEF durante el período de ejecución
 - Pertinencia y efectividad de los anillos de seguridad establecidos
 - Nivel del precio de escasez

Integración con otros mecanismos del mercado

- ▶ Como mostrado en el estudio de métricas de confiabilidad, se puede calcular la contribución para la confiabilidad de suministro de un conjunto amplio de mecanismos de mercado, por ejemplo contratos físicos de suministro. Para estos se podría por lo tanto ofertar obligaciones de EF
- ▶ Un caso especial es la subasta de contratos para las fuentes renovables. Debido a las características no controlables de estas plantas, y al hecho de que estos contratos deben ser un mecanismo de incentivo transitorio, se sugiere estimar la contribución de las plantas a la confiabilidad, y deducir dicha contribución de los requerimientos, pero no hacer pagos por confiabilidad explícitos

La posibilidad de asignar EOF por período más cortos que el anual

- ▶ En la opinión del Consultor, no parece existir beneficio en asignar EOF para las plantas renovables por períodos más cortos que el anual, por las siguientes razones:
 - La confiabilidad de suministro de energía en Colombia es una métrica que se representa en términos anuales
 - Las metodologías de cálculo de energía firme como las propuestas en el Anexo A representan la posibilidad de transporte de la energía adicional de una etapa para beneficio en una etapa futura

La participación de plantas con largos períodos de construcción

- ▶ En la opinión del Consultor, el procedimiento de subastas para equipos con periodo más largo de construcción propuesto en la Resolución 40 de 2008 es adecuado.
- ▶ El único perfeccionamiento sugerido se refiere al precio techo para cada año. Este precio techo debería reflejar el costo de la OEF de las tecnologías de menor tiempo de construcción que estarían en la subasta en dichos años futuros.
 - Es probable que haya una creciente participación de fuentes renovables, típicamente eólicas y solares, cuyos costos de inversión presentaron evolución significativa en los últimos años. En este caso, el precio techo debería ajustarse a través de una curva que reflejaría la expectativa de evolución del costo de la tecnología a lo largo del tiempo. Hace poco tiempo, el esperado sería una reducción de estos costos. Sin embargo, debido a los masivos programas de incentivo a las renovables anunciados por la UE y los EUA, es posible que estos precios aumenten en los próximos años ("greenflation").

Tratamiento de las plantas existentes y participación en las subastas de expansión (1/2)

- ▶ En la opinión del Consultor, las subastas son un mecanismo de mercado eficiente para fijar el precio del producto confiabilidad, teniendo en cuenta la oferta total de OEF del sistema, y encuentra apoyo en las experiencias internacionales de los mercados de capacidad de, por ejemplo, PJM, New England y México.
- ▶ En la opinión del Consultor, hay una diferencia importante entre los generadores nuevos y existentes que justificaría esta separación: la duración de los contratos y el hecho que la decisión de hacer las inversiones para entrar en un mercado es distinta de la decisión de operar en este mercado. En otras palabras, se tiene productos diferentes, que pueden tener precios y condiciones distintas. Un argumento semejante justificó la separación entre "energía existente" y "energía nueva" en las subastas de contrato en Brasil.

Tratamiento de las plantas existentes y participación en las subastas de expansión (2/2)

- ▶ Otra inquietud planteada por algunos agentes es que los generadores existentes podrían hacer un retiro de sus plantas si su remuneración es insuficiente. A pesar de que esta acción siempre es posible, no parece existir una evidencia concreta de que sería probable. La razón es que las plantas existentes tienen un flujo de ingresos futuros por la venta de energía a través de contratos y/o en el mercado de corto plazo que pueden ser rentables, en especial si el equipo ya está amortiguado. Ya la eventual pérdida debido al cambio de los pagos por capacidad no es total, y si la diferencia entre el esquema prorrata y el resultado de las subastas.
- ▶ Por estas razones, el Consultor opina que el mecanismo de subastas de energía existente actualmente en Consulta (Resolución CREG 133 de 2021) es un perfeccionamiento deseable para el mercado.

Aseguramiento del cumplimiento de entrega de las OEF

- ▶ En la opinión del Consultor, las garantías financieras actuales son adecuadas. Con respecto a las garantías de entrega física, se propone la contratación de una reserva estratégica de generación, que sería parte de la Generación de Última Instancia de los "anillos de seguridad", discutidos a continuación

Pertinencia y efectividad de los anillos de seguridad establecidos (1/2)

- ▶ En la opinión del Consultor, todos los anillos de seguridad actuales se justifican. Sin embargo, como comentado, hay una evidencia cada vez más fuerte del impacto de los cambios climáticos ya en los días actuales, la cual ha motivado una preocupación con la resiliencia de los sistemas. Para manejar esta resiliencia, la creación de una reserva estratégica económica de generación, relacionada con el anillo de Plantas de Generación de Última Instancia, parece ser el instrumento más adecuado.
- ▶ En un estudio de 2016, PSR y el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas propusieron una Reserva Estratégica compuesta de plantas termoeléctricas con costo operativo muy alto, por ejemplo, plantas diésel. Esta reserva podría, además, ser un mecanismo de compensación física de última instancia para los generadores que no cumplen con sus obligaciones de energía firme.

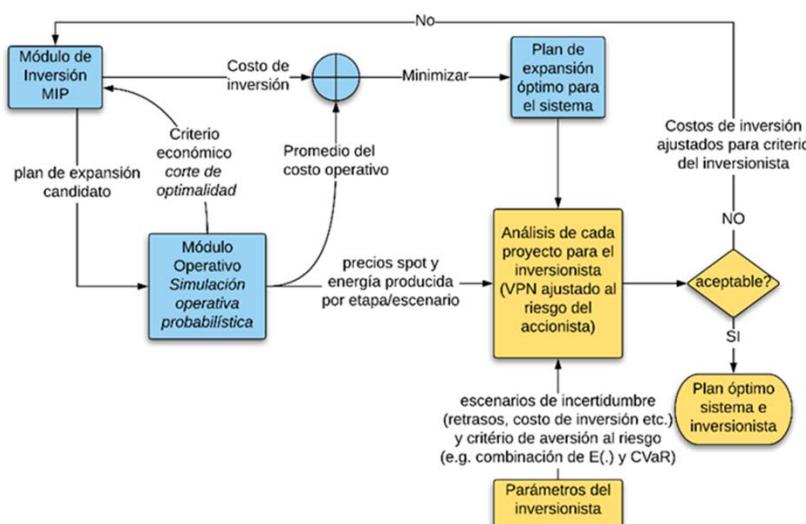
Pertinencia y efectividad de los anillos de seguridad establecidos (2/2)

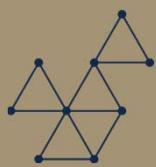
- ▶ La reserva estratégica no haría parte del funcionamiento del mercado. Los costos fijos de la misma serían divididos por la demanda. Los costos variables correspondientes a la generación faltante en las obligaciones de suministro de EF serían cargados a los respectivos generadores. La diferencia entre el monto cargado a los generadores no cumplidores y el costo operativo total, que en principio no debería ser significativa, sería cargada a los consumidores.
- ▶ El monto y las tecnologías de la reserva deben ser definidos a partir de estudios de planificación liderados por la UPME y XM. Un tema importante para el análisis de esta alternativa es el suministro de combustible, que puede requerir una logística compleja y onerosa. Por supuesto, es fundamental que estos estudios sean detallados, transparentes y ampliamente discutidos con todos los agentes.

Nivel del precio de escasez

- ▶ El precio de escasez tiene impactos opuestos en la confiabilidad de suministro y en los costos para los consumidores.
 - Un precio de escasez más reducido aumenta la confiabilidad de suministro, pues aumenta la energía producida por las plantas térmicas. Por otro lado, resulta en dos aumentos de costos: directos, por el accionamiento de las plantas térmicas; e indirectos, por el aumento de la probabilidad de vertimiento de las plantas hidroeléctricas. Y viceversa: un precio de escasez más alto reduce la confiabilidad de suministro, porque los agentes tienen menos incentivos para estar disponibles, y reduce los costos operativos.
- ▶ El precio de escasez también impacta los precios ofertados en las subastas de EF
 - En teoría, el “premium” ofertado por el cargo por capacidad de cada agente debería hacer = cero el VPN (ayustado por riesgo) de sus flujos probabilísticos de costos (inversión, operativos, suministro de contratos, oportunidad y penalizaciones) e ingresos (ventas de energía en el mercado de corto plazo e pagos por contratos) sea cero. Si el precio de escasez es bajo, los costos aumentan, pues se tiene más obligaciones de generación y posiblemente más penalizaciones por incumplimiento de las obligaciones. Los ingresos también se reducen, pues se pierde la oportunidad de vender energía por un precio más alto do que el nivel de escasez.
Por lo tanto, debería existir un precio de escasez “óptimo”, que equilibraría los costos para el consumidor y los beneficios por la confiabilidad de suministro.

Possible metodología para “optimizar” el precio de escasez





www.psr-inc.com

psr@psr-inc.com

+55 21 3906-2100

/psrenergy

@psrenergy

@psrenergy

MUCHAS GRACIAS

