

Opciones para la reducción de sobrecostos

Presentación para el Comité Consultivo Especial del Procedimiento Normativo
de Modificación Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

Carlos Finat
Julio 25 de 2024

Opciones de suministro eléctrico costo eficientes para proyectos de H2V de gran escala

Parte A

Para el Banco Interamericano de Desarrollo

Estudio desarrollado por Carlos Finat

Revisado por el Ministerio de Energía y Comité de Hidrógeno Verde de Corfo

Mayo de 2024

Opciones de suministro eléctrico costo eficientes para proyectos de H2V de gran escala

Parte B Modificaciones regulatorias propuestas para implementar medidas de reducción de costos

Para el Banco Interamericano de Desarrollo

Estudio desarrollado por Carlos Finat

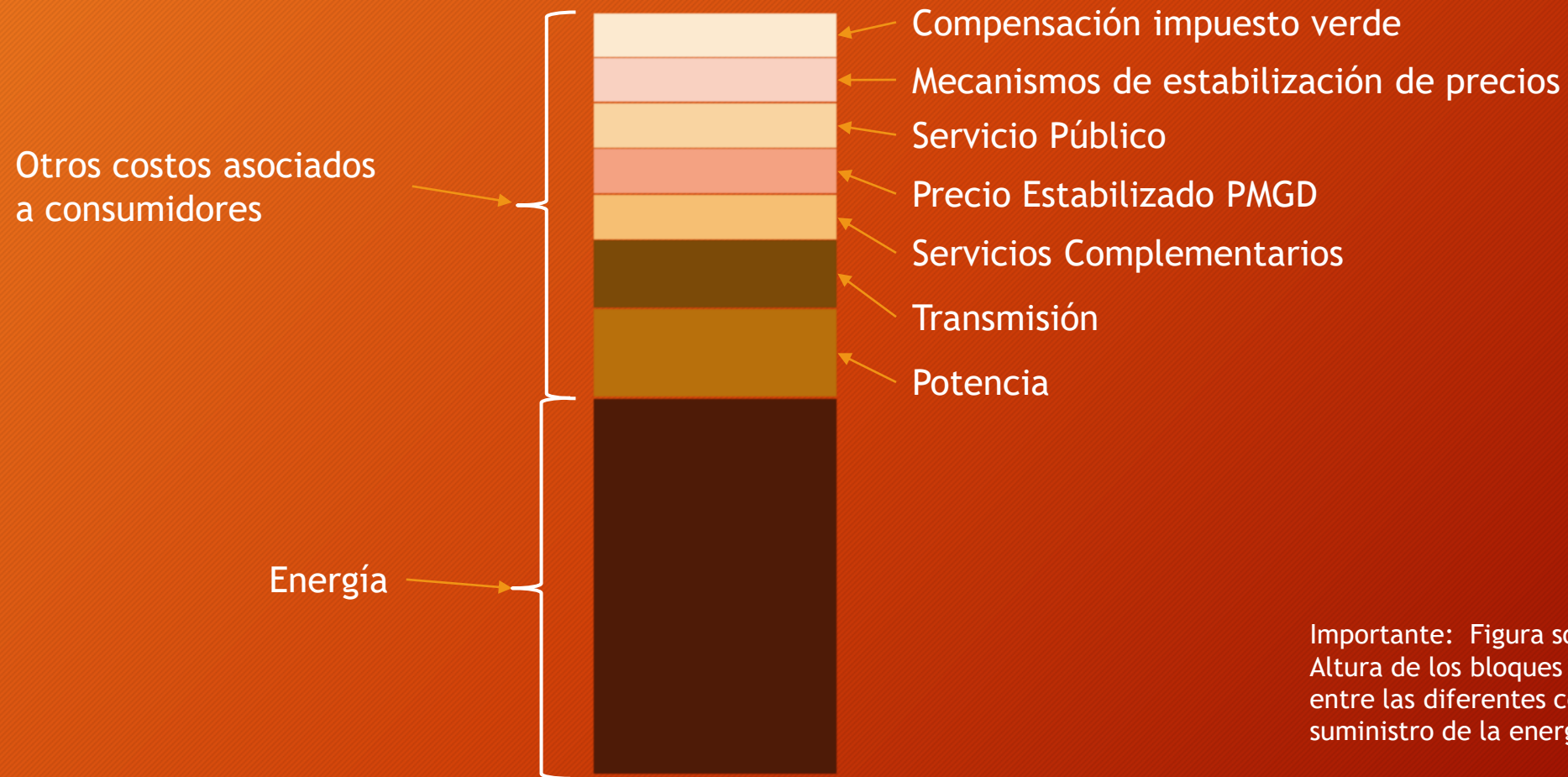
Revisado por el Ministerio de Energía y Comité de Hidrógeno Verde de Corfo

Mayo de 2024

Accionabilidad de opciones analizadas.

Partida de costo	Impacto actual	Accionabilidad	Responsable Accion	Impacto Estimado de Acción	Nota
Cargo por cuota ERNC	0	Alta	Consumidor	0	
Compensación de Impuesto a las Emisiones	<< 1 US\$/MWh	Alta	Regulador	<< 1 US\$/MWh (-)	Se espera que este monto sea creciente en la medida que aumenten los períodos con Cmg = 0.
Cargo por Servicio Público	3,7 US\$/MWh	Baja	Regulador	nd	El impacto sería más bien en la contención de aumentos a este costo.
Precio Estabilizado para PMGD	6,5 US\$/MWh	Media	Regulador	~3 US\$/MWh (-)	Bajo los supuestos del Informe.
Cargo por Potencia (costo)	8.547 pesos/KW/mes	Muy baja	Regulador	nd	
Cargo por Potencia (ingreso)	0	Media - Alta	Regulador	~10 US\$/MWh (+)	Bajo los supuestos del Informe, sobre retiros limitados desde el SEN.
Costo Servicios Complementarios	6,2 US\$/MWh	Muy Alta	Coordinador	~3 US\$/MWh (-)	Bajo los supuestos del Informe.
Nota: las referencias a MWh corresponden a consumos desde el SEN.					
Criterios de definición de Niveles de Accionabilidad					
Muy Alta: cambios que podrían implementarse en el marco regulatorio actual.					
Alta: se trata de medidas que podrían implementarse a nivel reglamentario o normativo. En caso de requerir algún cambio en la ley, el cambio se referiría a habilitar la medida con una redacción puntual y específica. Existe, además, experiencia en medidas similares en otros mercados.					
Media: Se trata de medidas que requerirían cambios limitados en la ley eléctrica y los consiguientes ajustes reglamentario/normativos. Cuando sea aplicable, existe experiencia en medidas similares en otros mercados.					
Baja: la medida requiere cambios mayores a la ley eléctrica o no existe experiencias similares en otros mercados.					

Contexto

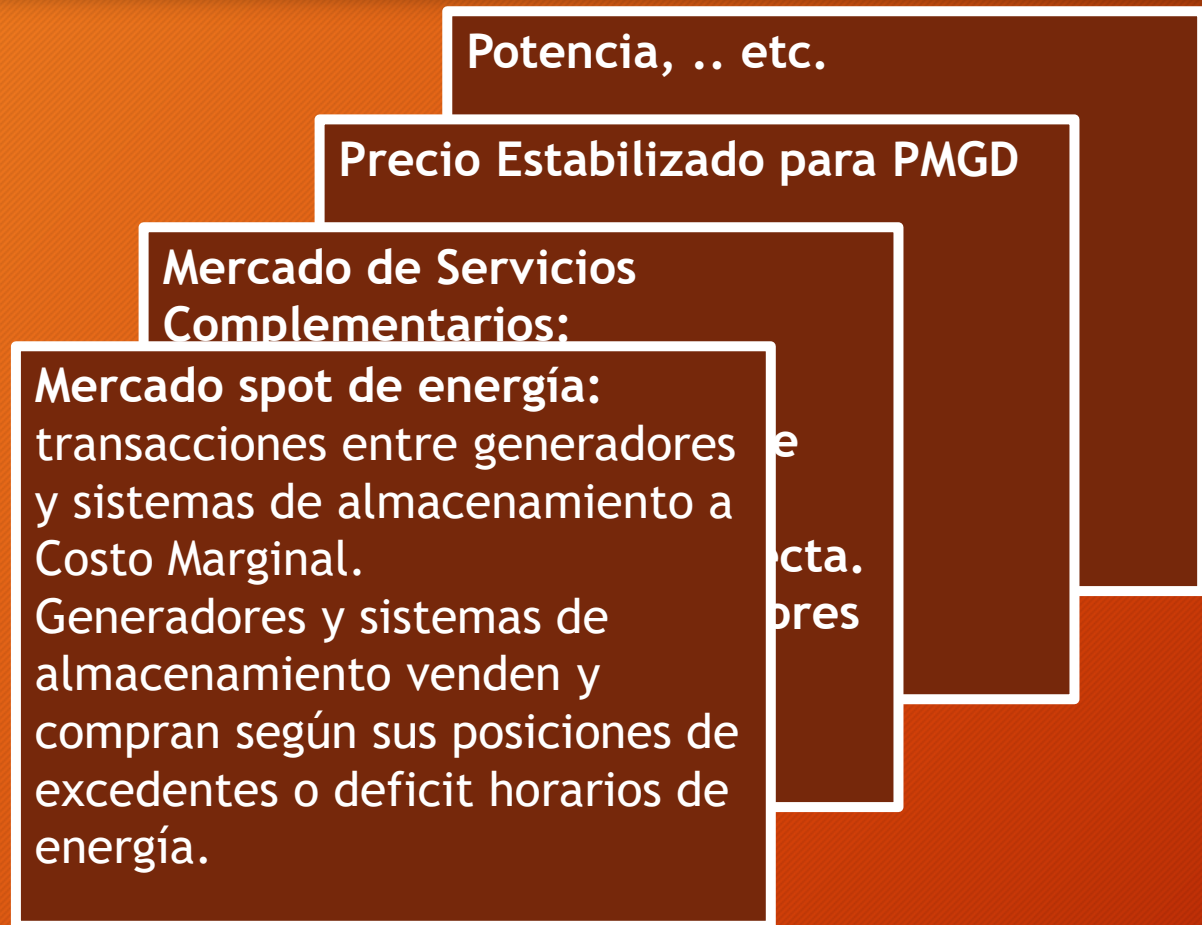


Importante: Figura solamente para fines ilustrativos-
Altura de los bloques no refleja la proporcionalidad real
entre las diferentes componentes del costo de
suministro de la energía eléctrica

¿Quien define los costos?

- Energía y Potencia:
 - Energía: mercado competitivo, mix de generación y ambiente económico.
 - Potencia: regulador (CNE)
- Otros costos:
 - Compensación impuesto verde: ME
 - Mecanismos de estabilización de precios: ME, Parlamento
 - Cargo por Servicio Público: CNE
 - Precio Estabilizado PMGD: ME
 - Servicios Complementarios: CNE, Coordinador
 - Transmisión: CNE

El mercado eléctrico spot comprende varias instancias que operan en paralelo



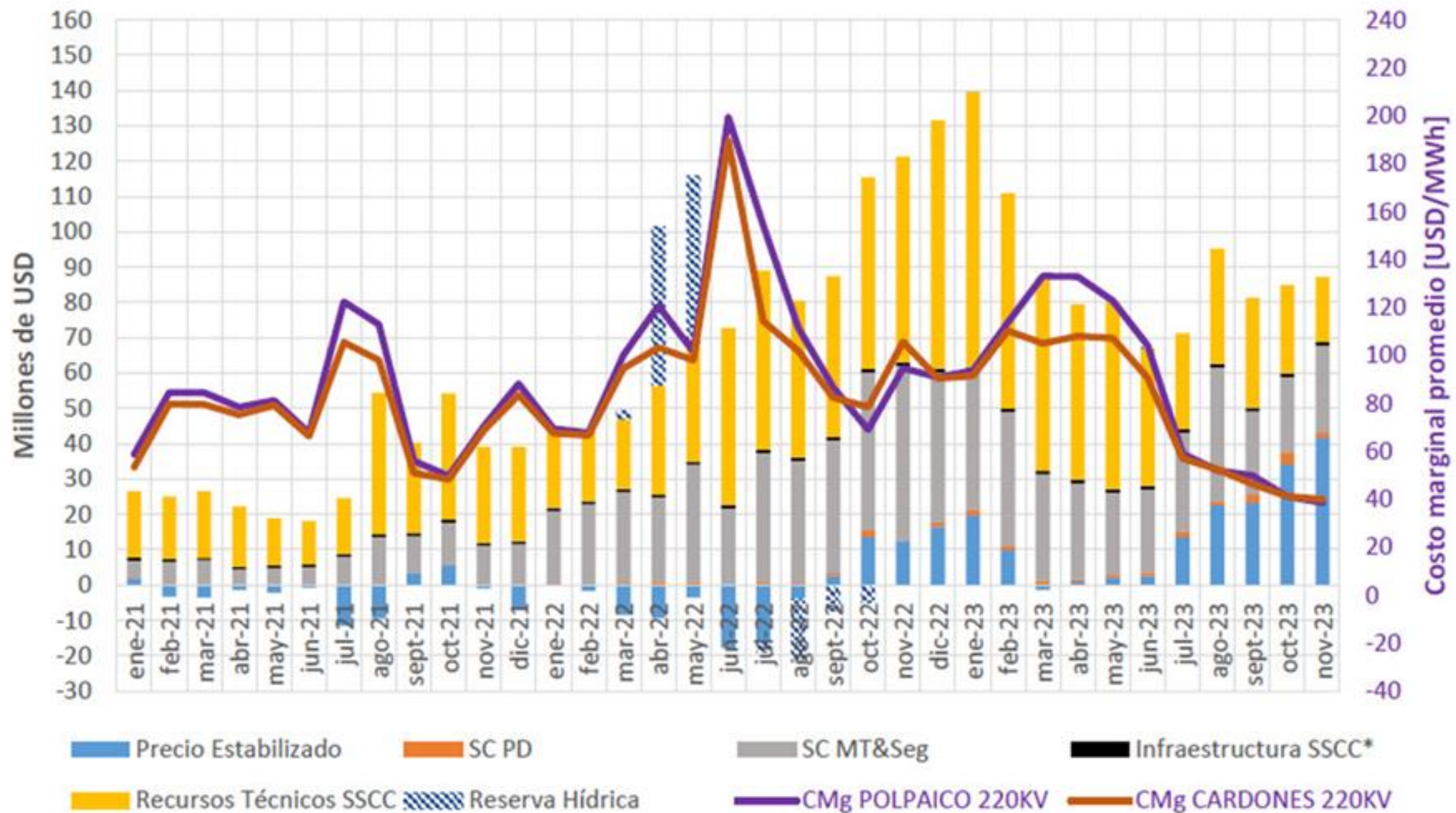
El resultado para cada generador y sistema de almacenamiento en el mercado eléctrico corresponde a:

$$\Sigma \text{ ingresos} - \Sigma \text{ costos}$$

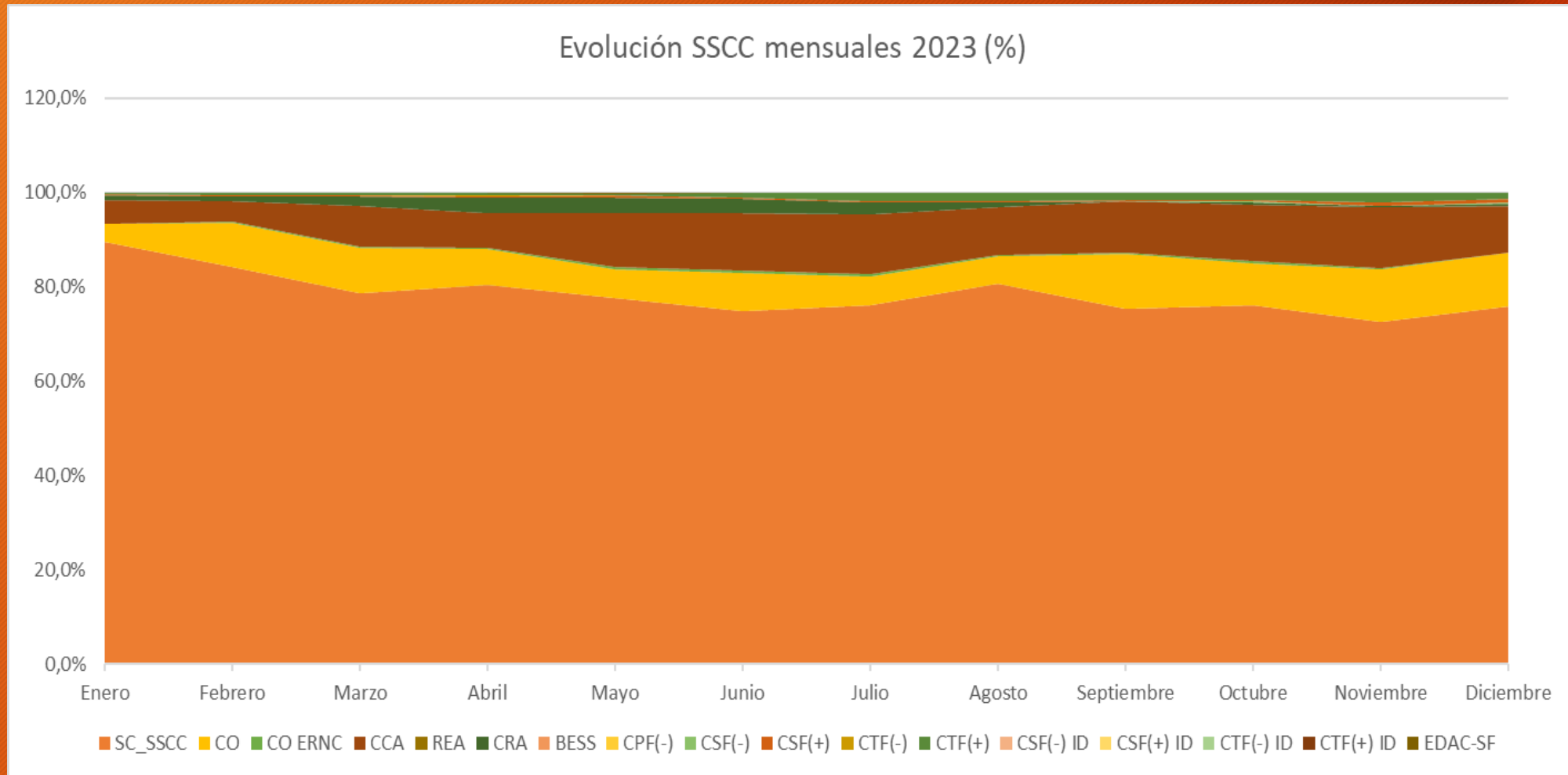
Sin embargo, parte de los costos diferentes de la energía son habitualmente transferidos directamente a sus clientes a través los denominados pagos laterales:

- Costos Servicios Complementarios
- Cargo por precio estabilizado
- Cargo por impuesto verde
- Etc.

Resumen Pago Laterales [Millones de USD]

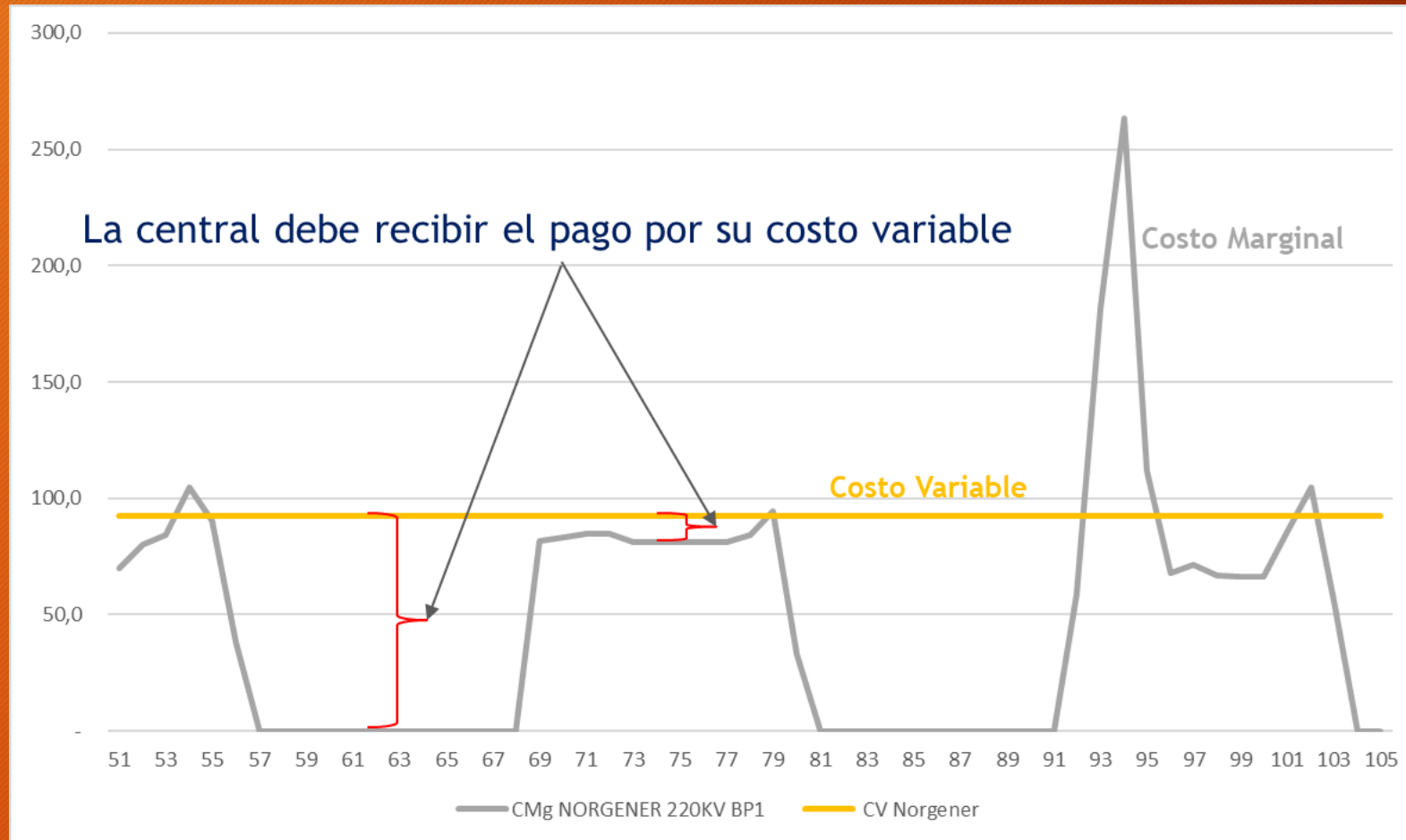


Recursos Técnicos SSCC



Por lejos, el principal costo de los Recursos Técnicos es el pago de sobrecostos a centrales térmicas e hidroeléctricas: 391.306.196.207 pesos en 2023, equivalentes a 5.214 \$/MWh o 6,2 US\$/MWh

Recursos Técnicos SSCC



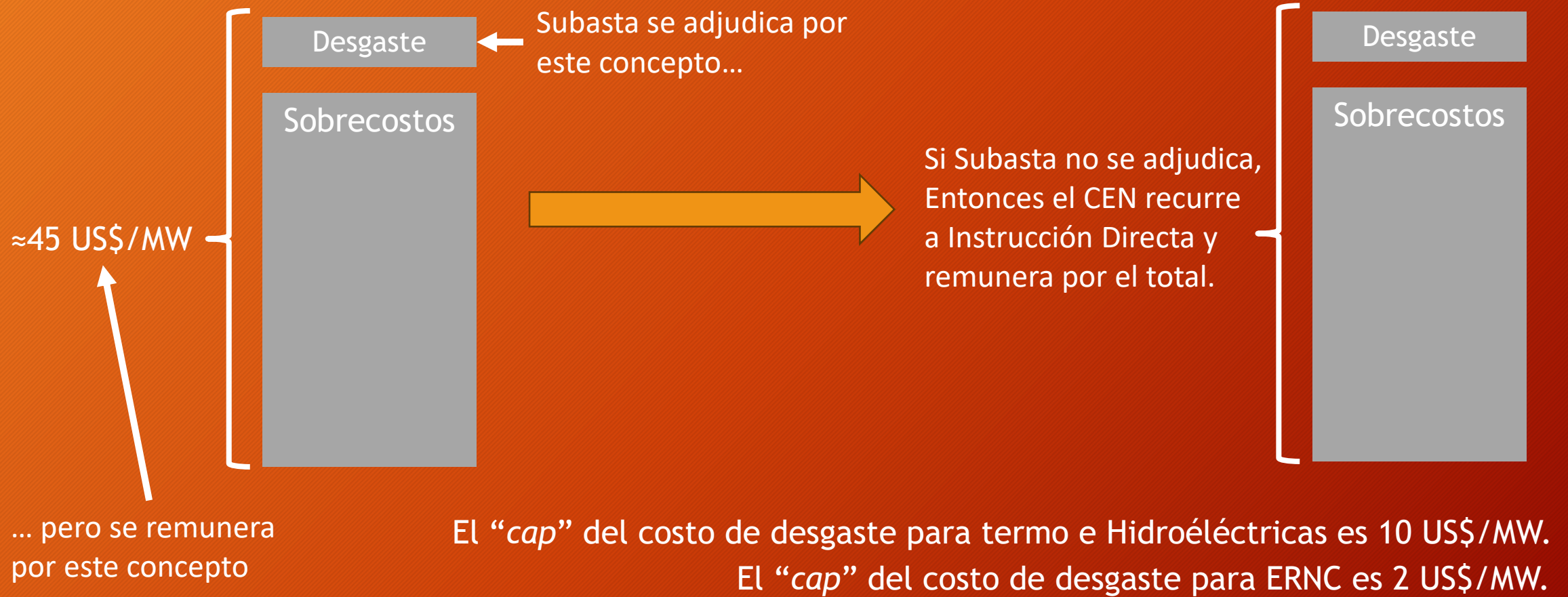
- Al tener un costo variable distinto de cero, las centrales termoeléctricas que son despachadas fuera de orden económico necesitan ser compensadas cuando el Costo Marginal no cubre su Costo Variable.
- Las centrales ERNC tienen costo variable igual a 0 y por lo tanto no están sujetas a compensaciones por sobre costos.

Recursos Técnicos SSCC

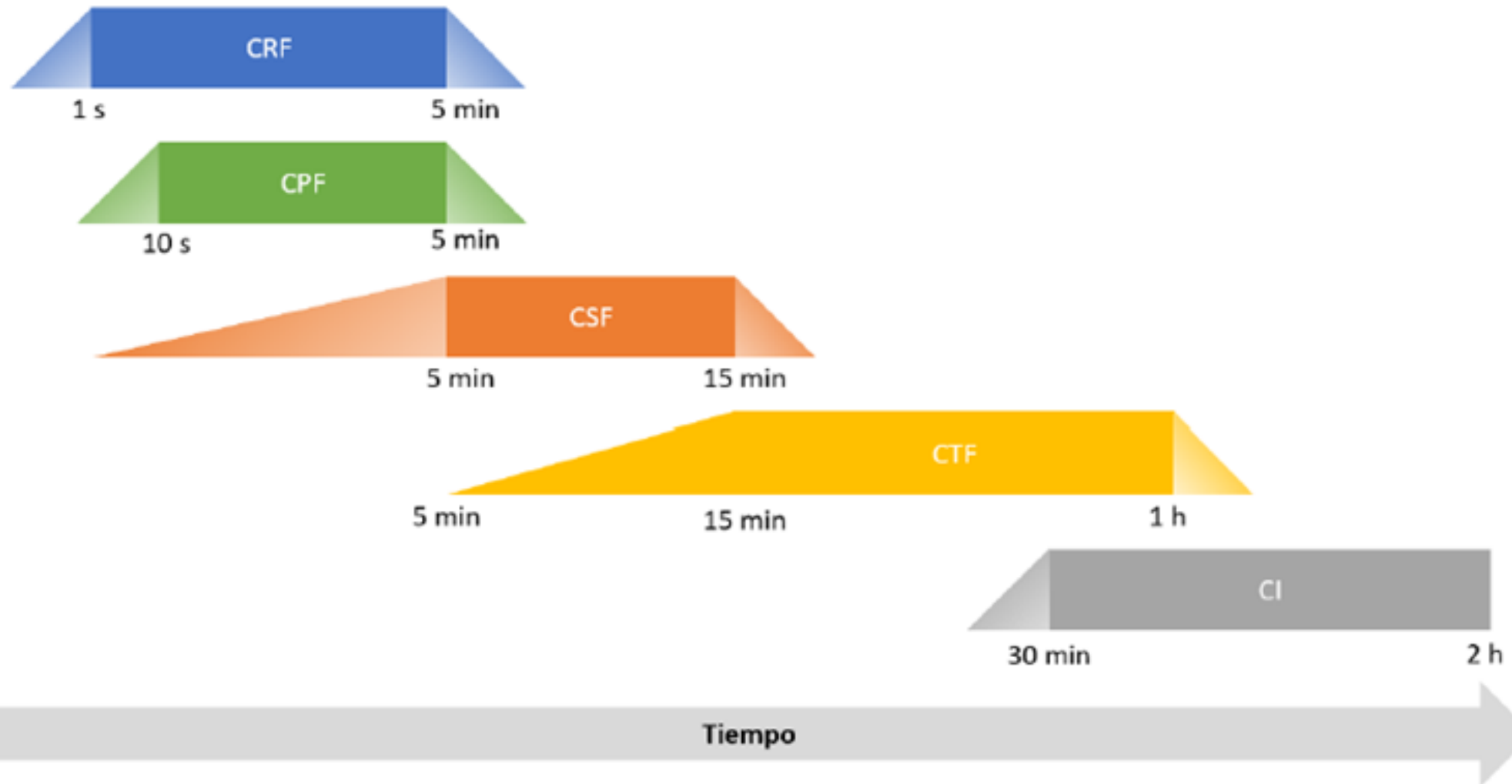
¿Cuando aplica el mecanismo?			Reconoce Separadamente Sobrecostos	Precio oferta incluye sobrecostos	Remuneración	Precio Máximo
Licitacion	Siempre que existan condiciones de competencia para la prestación de un determinado Servicio Complementario, el Coordinador deberá materializar su prestación a través de licitaciones o subastas.	Cuando el requerimiento del servicio no sea de cortísimo plazo o cuando implique la instalación de Nueva Infraestructura para su prestación, la asignación de su prestador se deberá efectuar a través de licitaciones de SSCC.	No	Si	Pay as Bid	Opcional, lo fija la CNE
Subasta		Cuando el requerimiento de los Servicios Complementarios sea de cortísimo plazo, y se identifique que existen condiciones de competencia para su prestación, su materialización se deberá efectuar a través de subastas de SSCC.	Si	No	Pay as Bid	Opcional, lo fija la CNE
Instrucción Directa	De manera excepcional y sólo cuando las condiciones de mercado no sean competitivas o las licitaciones o subastas sean declaradas desiertas, el Coordinador podrá instruir la prestación y/o instalación en forma directa.		Si	No	Precio Maximo fijado por la CNE	Si, definido por la CNE

- Sin que haya una razón evidente, el Coordinador Eléctrico Nacional recurre a Subastas que frecuentemente terminan en Instrucción Directa.
- Se adjudica según el “costo de desgaste” que es una proporción menor (3%) del costo real de que una central termo o hidroeléctrica proporcione un determinado servicio complementario.
- La consecuencia de este accionar es que se mantiene un bajo nivel de competencia ya que las ERNC no son atraídas por un pago de costo de desgaste con un “*cap*” de 2 US\$/MW.

Recursos Técnicos SSCC



Secuencia temporal de los SSCC de control de frecuencia



El desempeño de las centrales convencionales en SSCC

- Según datos del Balance de SSCC más reciente publicado por el CEN, el desempeño promedio de las centrales convocadas para los Servicios de Regulación de Frecuencia fué el siguiente:

Etiquetas de fila  Promedio de FD	
 CSF	89,8%
 AGC	77,3%
 CPF	60,2%

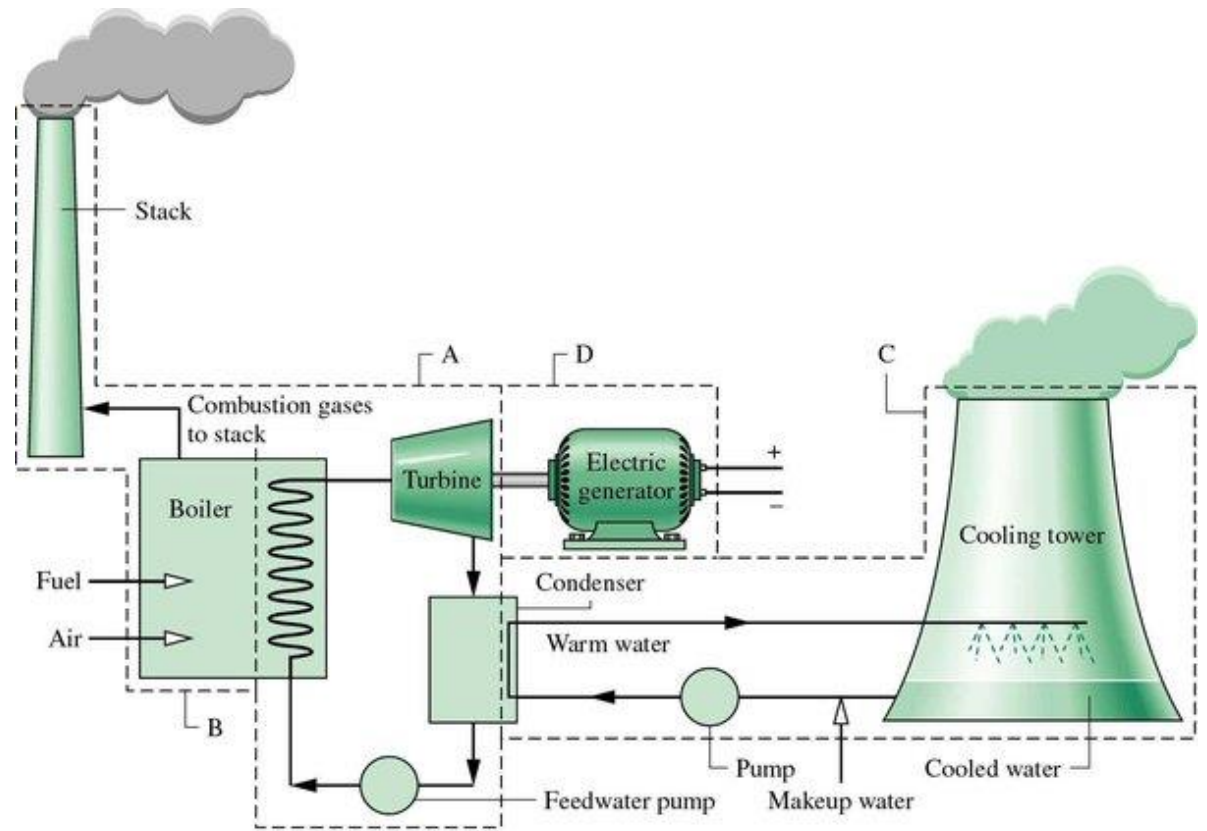
Centrales actualmente consideradas para SSCC

Solamente centrales
hidroeléctricas y
termoeléctricas.

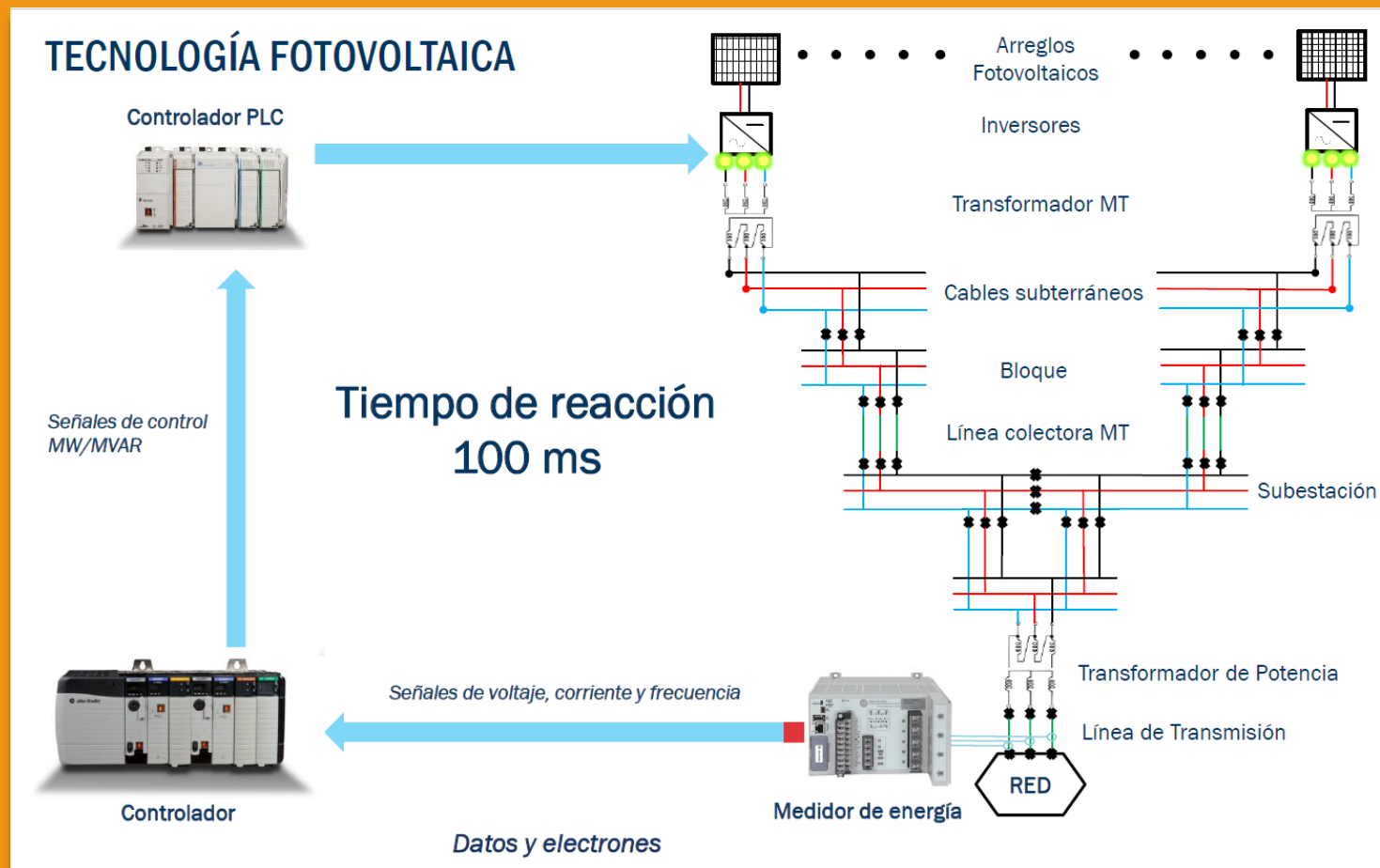
Mayo 2024

ANG1	CTA1	NEHUENCO I TV	San Isidro U1 TV
ANG2	CTH1	NEHUENCO II TG	San Isidro U2 TG
Angostura U1	CTM1	NEHUENCO II TV	San Isidro U2 TV
Angostura U2	CTM2	Nehuenco U3	Taltal U1
Angostura U3	CTM3-TG	NT01	Taltal U2
Antilhue U1	CTM3-TV	NT02	TER NUEVA RENCA TG
Antilhue U2	CTTAR	Nueva Renca TG	TG1
Antuco U1	El Toro U1	Nueva Ventanas	TG1A
Antuco U2	El Toro U2	Pangue U1	TG1B
Bocamina U2	El Toro U3	Pangue U2	TG2
Campiche	El Toro U4	Pehuenche U1	TG2A
Candelaria U1	Guacolda U1	Pehuenche U2	TG2B
Candelaria U2	Guacolda U2	Quintero U1	TG3
Canutillar U1	Guacolda U3	Quintero U2	TGTAR
Canutillar U2	Guacolda U4	Ralco U1	TV1C
CCR1	Guacolda U5	Ralco U2	TV2C
CCR2	IEM1	Rapel U1	U14
Cipreses U1	Kelar TG1	Rapel U2	U15
Cipreses U2	Kelar TG2	Rapel U3	U16-TG
Cipreses U3	Kelar TV	Rapel U4	U16-TV
Colbún U1	Los Vientos	Rapel U5	
Colbún U2	NEHUENCO I TG	San Isidro U1 TG	

La respuesta de una central termoeléctrica ante una variación de la frecuencia depende de la reacción de una serie de elementos con retardos

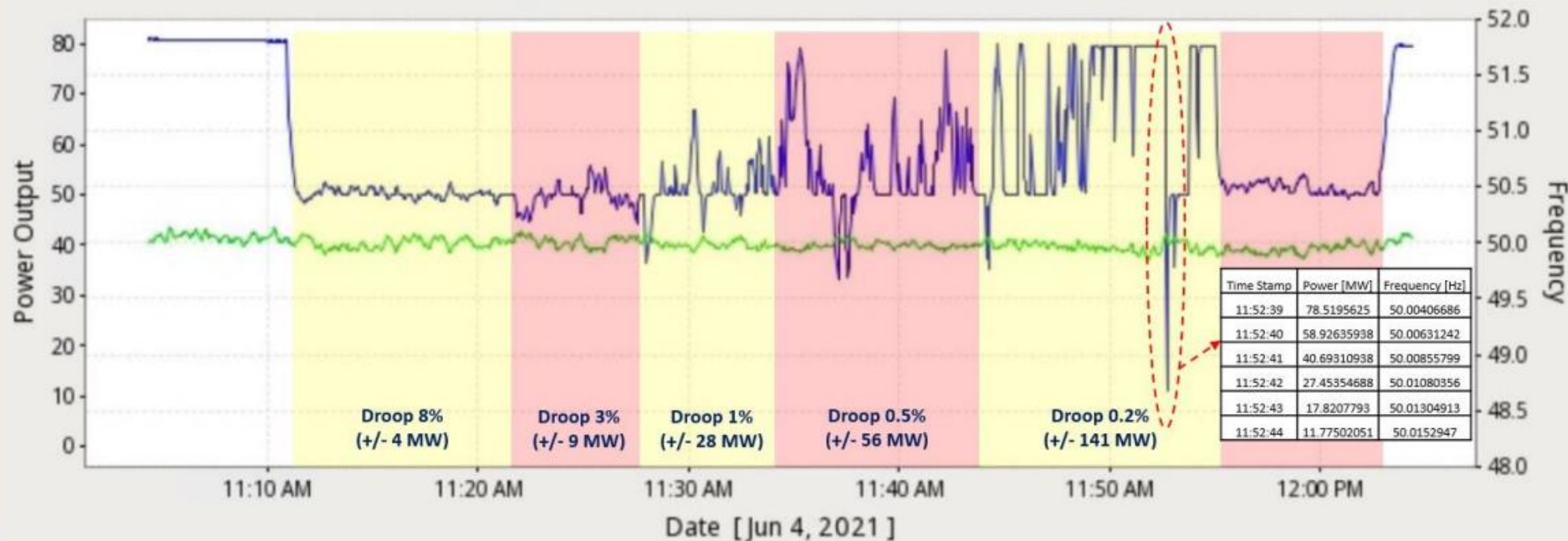


El lazo de control de una central fotovoltaica o de un sistema de almacenamiento depende de tiempos de procesamiento de señales, prácticamente sin retardos.



CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA (CPF)

Frequency Response



- Luz del Norte entregó 70 MW de reserva en 5 segundos -

Recomendaciones:

- Que el CEN efectúe un proceso acelerado de certificación de las centrales ERNC y los sistemas de almacenamiento para la prestación de SSCC de Control de Frecuencia. Los aspectos técnicos de este proceso son bien conocidos y deberían poder realizarse en plazos relativamente cortos.
- Que el CEN utilice mecanismos de Licitación para la obtención de SSCC de Control de Frecuencia. No hay riesgo en esto ya que igualmente en ese caso se puede establecer un precio máximo que asegure que este cambio resultará beneficioso (por ejemplo, el precio máximo podría ser un factor menor a 1 multiplicado por el valor unitario de la remuneración total máxima¹ que pueden recibir actualmente las centrales termo e hidroeléctricas. En caso de no adjudicarse la totalidad, el CEN siempre puede recurrir a Subastas y, en caso de que con ellas no alcance a asegurar 100% de los servicios requeridos, el CEN cuenta con la Asignación Directa.
- Se recomienda habilitar regulatoriamente que la demanda que cumpla con las exigencias técnicas respectivas también pueda participar en los SSCC de Control de Frecuencia.

1: Sobrecostos más “costo de desgaste”

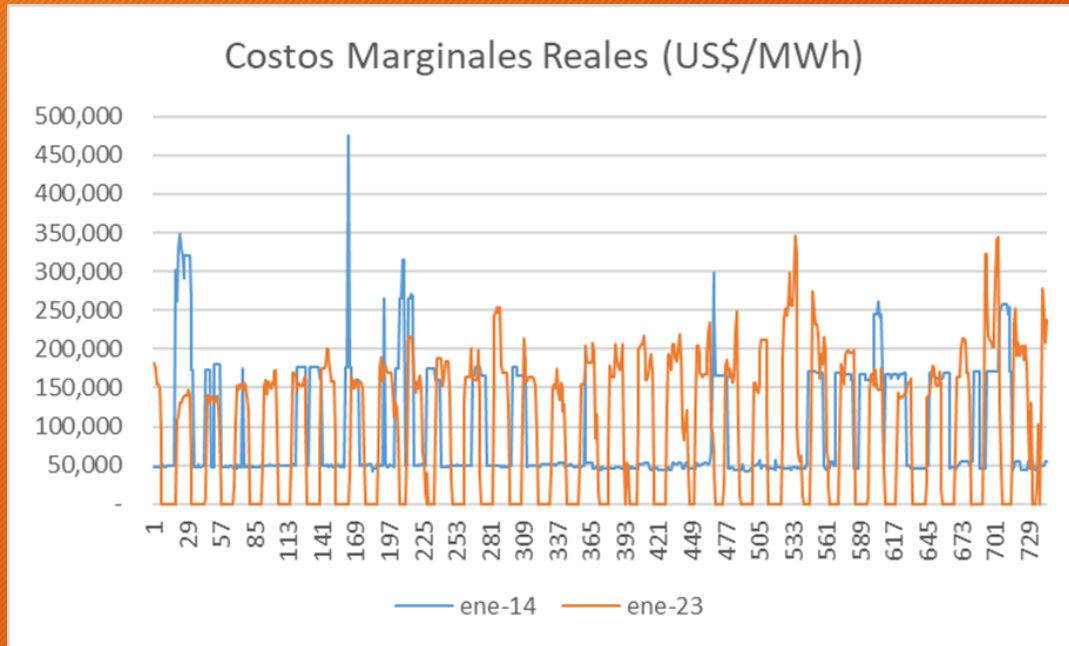
Se propone modificar la NT de SSCC, específicamente en el literal a) de su artículo “2-3 Informe SSCC”:
Dice:

“a. La cuantificación de los recursos técnicos necesarios para la operación segura, de calidad y más económica del Sistema Eléctrico, identificando los recursos disponibles en el sistema y aquellos nuevos recursos técnicos que deberán ser incorporados en el Sistema Eléctrico Nacional.”

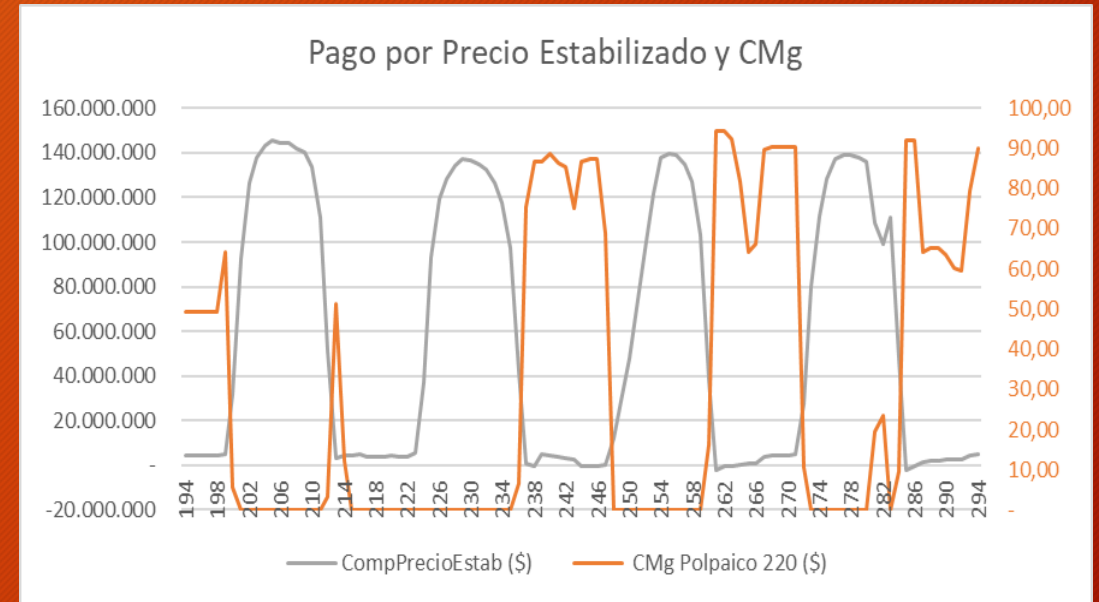
Se propone:

“a. La cuantificación de los recursos técnicos necesarios para la operación segura, de calidad y más económica del Sistema Eléctrico, ~~identificando los recursos disponibles en el sistema~~ al menos, los recursos disponibles tales como la capacidad de generación de potencia activa, capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva y potencia conectada de los usuarios, y aquellos nuevos recursos técnicos que deberán ser incorporados en el Sistema Eléctrico Nacional. En caso de que el Informe excluya un determinado recurso, el Coordinador deberá justificar las razones técnicas exactas para ello.”

Precio Estabilizado para PMGD

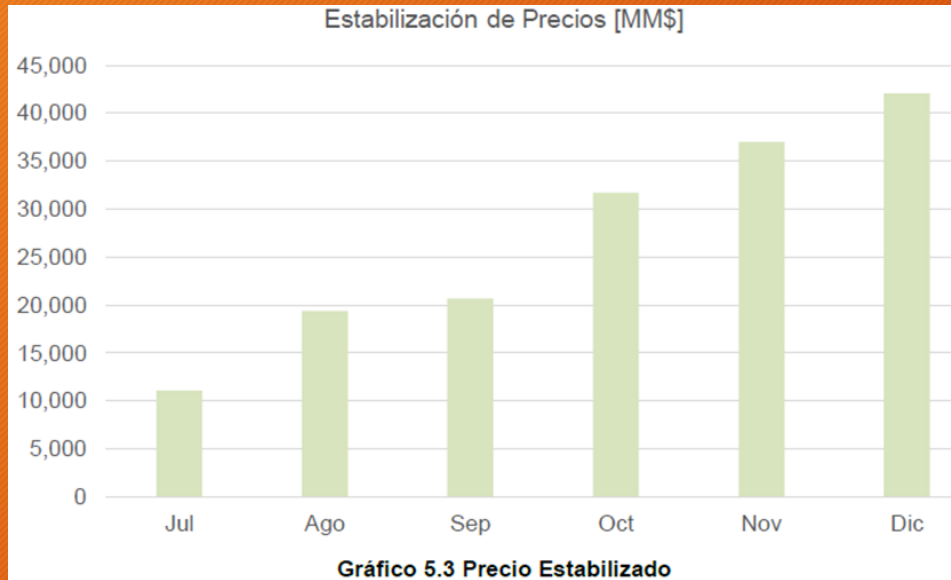


Los períodos con costo marginal cero han aumentado considerablemente.

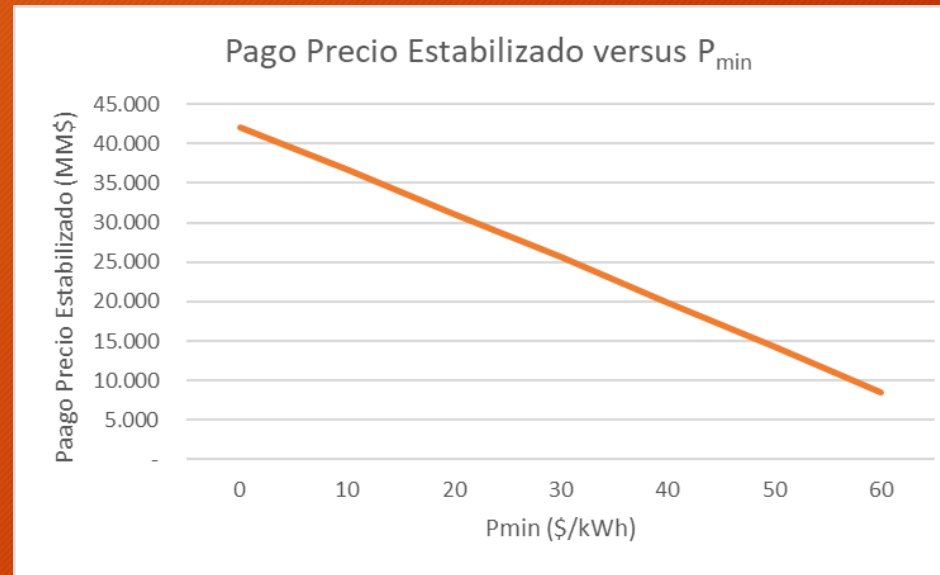


La normativa de precio estabilizado para PMGD traspasa a los generadores la obligación de pagar las diferencias cuando $P_{\text{estabilizado}} > CMg$ y les asigna la diferencia cuando la situación es al revés.

Precio Estabilizado para PMGD



Los pagos mensuales por estabilización de precios han ido en aumento y actualmente alcanzan más de 45 MMUS\$/mes.



Se propone reemplazar la componente de ingreso a costo marginal de los PMGD por un ingreso por compraventa de energía a las distribuidoras en un precio eficiente (P_{min}) calculado por la CNE

Adicionalmente es necesario racionalizar el desarrollo futuro de los PMGD para lo cual se propone realizar un estudio que cubra el Sistema Eléctrico Nacional, con el fin de determinar las zonas en las que sería eficiente la instalación de PMGD y las respectivas potencias máximas por tecnología que se podría instalar en ellas.

Ingresos por suficiencia

- La incorporación de la demanda como un agente activo más en los sistemas eléctricos ya ocurre en los principales sistemas eléctricos a nivel mundial
- Las características de las plantas de producción de H2V y derivados ofrecen características que las hacen especialmente adecuadas para participar con Servicios sistémicos como la suficiencia.
- Una central que puede ser despachada es equivalente a una demanda que es instruida a reducirse.

Accionabilidad de opciones analizadas.

Partida de costo	Impacto actual	Accionabilidad	Responsable Accion	Impacto Estimado de Acción	Nota
Cargo por cuota ERNC	0	Alta	Consumidor	0	
Compensación de Impuesto a las Emisiones	<< 1 US\$/MWh	Alta	Regulador	<< 1 US\$/MWh (-)	Se espera que este monto sea creciente en la medida que aumenten los períodos con Cmg = 0.
Cargo por Servicio Público	3,7 US\$/MWh	Baja	Regulador	nd	El impacto sería más bien en la contención de aumentos a este costo.
Precio Estabilizado para PMGD	6,5 US\$/MWh	Media	Regulador	~3 US\$/MWh (-)	Bajo los supuestos del Informe.
Cargo por Potencia (costo)	8.547 pesos/KW/mes	Muy baja	Regulador	nd	
Cargo por Potencia (ingreso)	0	Media - Alta	Regulador	~10 US\$/MWh (+)	Bajo los supuestos del Informe, sobre retiros limitados desde el SEN.
Costo Servicios Complementarios	6,2 US\$/MWh	Muy Alta	Coordinador	~3 US\$/MWh (-)	Bajo los supuestos del Informe.
Nota: las referencias a MWh corresponden a consumos desde el SEN.					
Criterios de definición de Niveles de Accionabilidad					
Muy Alta: cambios que podrían implementarse en el marco regulatorio actual.					
Alta: se trata de medidas que podrían implementarse a nivel reglamentario o normativo. En caso de requerir algún cambio en la ley, el cambio se referiría a habilitar la medida con una redacción puntual y específica. Existe, además, experiencia en medidas similares en otros mercados.					
Media: Se trata de medidas que requerirían cambios limitados en la ley eléctrica y los consiguientes ajustes reglamentario/normativos. Cuando sea aplicable, existe experiencia en medidas similares en otros mercados.					
Baja: la medida requiere cambios mayores a la ley eléctrica o no existe experiencias similares en otros mercados.					

Opciones para la reducción de sobrecostos

Presentación para el Comité Consultivo para la modificación de la Norma
Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

Carlos Finat
Julio 25 de 2024