



Propuesta Conceptual Reglamento de Potencia

Diciembre 2020



1 Señal a la demanda

2 Reconocimiento a la oferta

3 Aspectos relevantes de la metodología

4 Flexibilidad

**Contenidos de la
presentación**

1 Señal a la demanda

2 Reconocimiento a la oferta

3 Aspectos relevantes de la metodología

4 Flexibilidad

**Contenidos de la
presentación**

Señal a la demanda

Propuesta 1.1: Definir el Horario de Control de Punta (HCP) considerando las horas de mayor estrés para el sistema en función de métricas de confiabilidad.

Descripción:

- Se definirá en el reglamento el concepto de HCP, el cual deberá estar vinculado con el objetivo de mantener un nivel de confiabilidad en el sistema.
- El HCP estará definido por un Horario de Control de Punta Base (HCP-B) y Horarios de Control de Punta de Corto Plazo (HCP-CP).
- Se establecerá la realización de un estudio anual realizado por el Coordinador, donde se determinarán las horas con mayor exigencia para el SEN, de acuerdo a criterios de confiabilidad.
- La CNE, en base a este estudio y análisis propios, establecerá el HCP-B en su Informe Técnico de Precios de Nudo de Corto Plazo, considerando criterios adicionales, como la efectividad del horario para que los clientes puedan realizar gestión de demanda.
- El Coordinador cada año deberá realizar un análisis ex post para revisar la efectividad del HCP-B.

Señal a la demanda

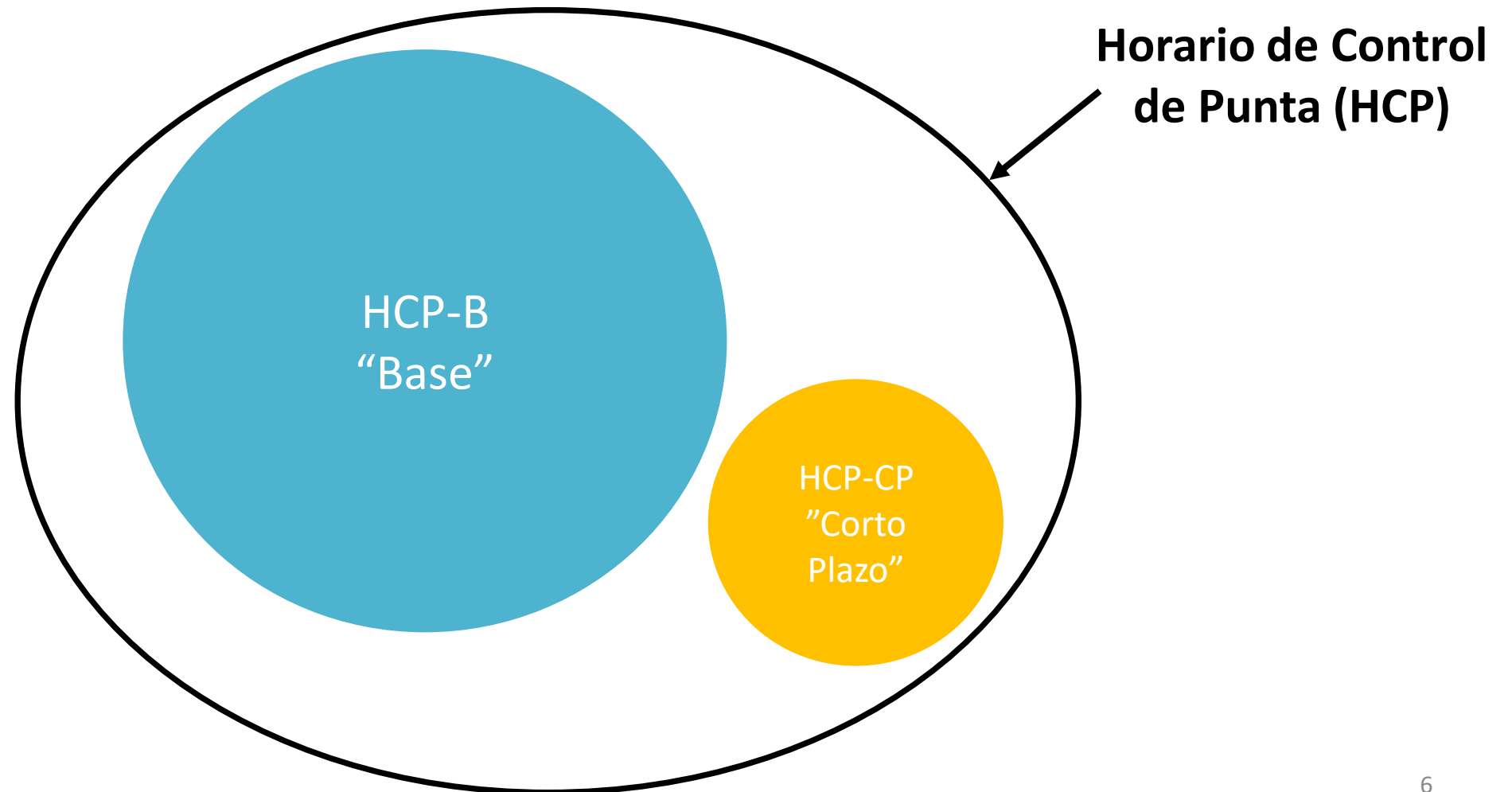
Propuesta 1.2: Mecanismo dinámico (voluntario) para la participación de la demanda.

Descripción:

- Dentro del transcurso del año, el Coordinador podrá definir un horario donde se requiera que la demanda reduzca su consumo en un horizonte de corto plazo, y deberá comunicarlo a todos los clientes para que éstos puedan gestionar sus demandas en dicho horario.
- El Coordinador deberá utilizar este mecanismo con el objetivo de reducir la demanda en aquellas horas donde se estima que el LOLP del sistema será elevado. Dichas horas deberán encontrarse fuera de los horarios de control de punta definidos por la CNE (HCP-B).
- El Coordinador deberá estimar el LOLP del sistema (por ejemplo, semanalmente) y comunicar que se activará este mecanismo en el horario que éste defina (HCP-CP). Cabe indicar que este mecanismo podría activarse en más de una ocasión dentro del año.
- Los clientes podrán participar de este mecanismo de forma voluntaria, permitiéndoseles calcular su Demanda de Punta Equivalente considerando su demanda en HCP-CP y HCP-B. Los clientes que no participan del mecanismo se calculará su Demanda de Punta Equivalente sólo con HCP-B.

Señal a la demanda

Esquema de las propuestas 1.1 y 1.2:



Señal a la demanda

Propuesta 1.3: Redefinición y homologación de las horas en que se determina la demanda punta del sistema y de cada cliente.

Descripción:

- Se redefinirá el concepto “Demanda de Punta Equivalente de cada Cliente” por: promedio ponderado entre el promedio de las demandas del cliente en las **X** horas con máximos valores de LOLP en el HCP-B, y el promedio de las demandas del cliente en los HCP-CP que haya participado.

$$Demanda\ de\ Punta\ Equivalente = \frac{\overline{Demandas}_{HCP-B} \cdot horas_{HCP-B} + \overline{Demandas}_{HCP-CP} \cdot horas_{HCP-CP}}{horas_{HCP-B} + horas_{HCP-CP}}$$

- El número de **X** horas se determinará de modo que éstas representen un porcentaje importante del riesgo de confiabilidad en el sistema.
- Se redefinirá el concepto “Demanda Punta del sistema” por: suma de las demanda de punta equivalente de todos los clientes del sistema.

Señal a la demanda

Ejemplo 1: Definición del HCP-B considerando LOLP del sistema

Los criterios que se consideraron para definir el HCP-B fueron:

1. Mayores LOLP del sistema.
2. Periodo de control continuo.

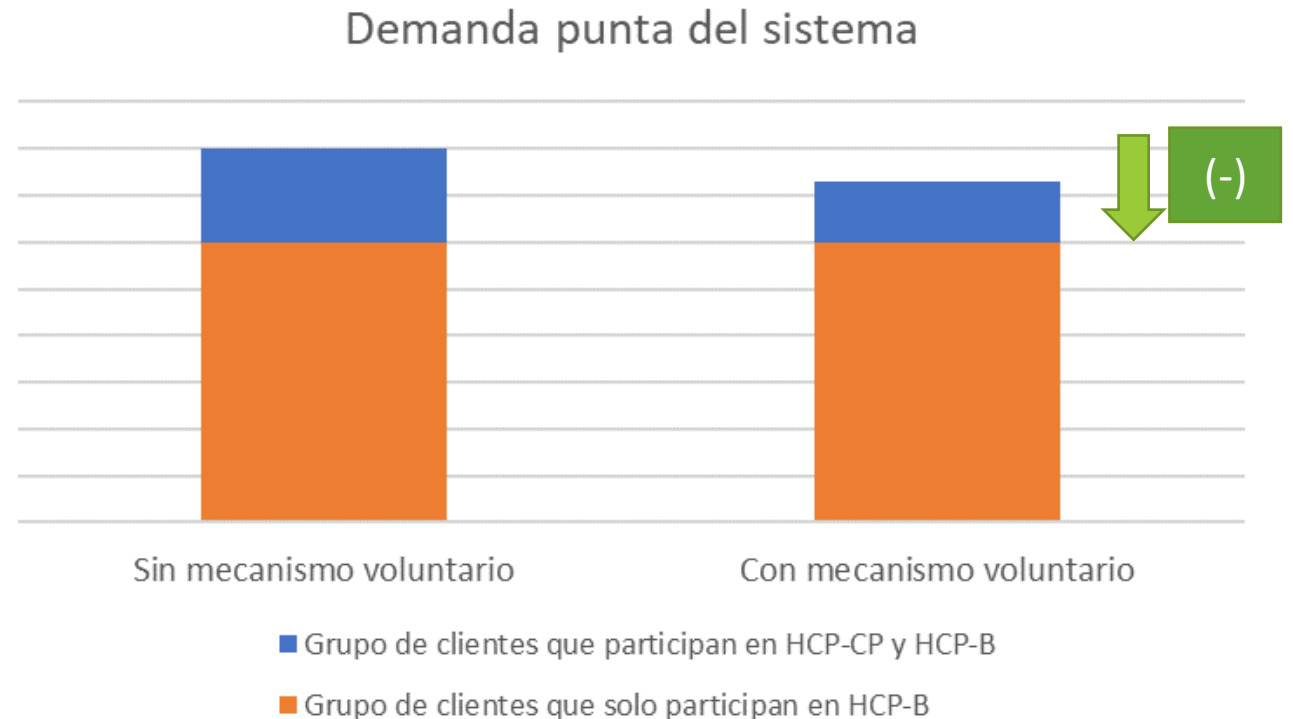
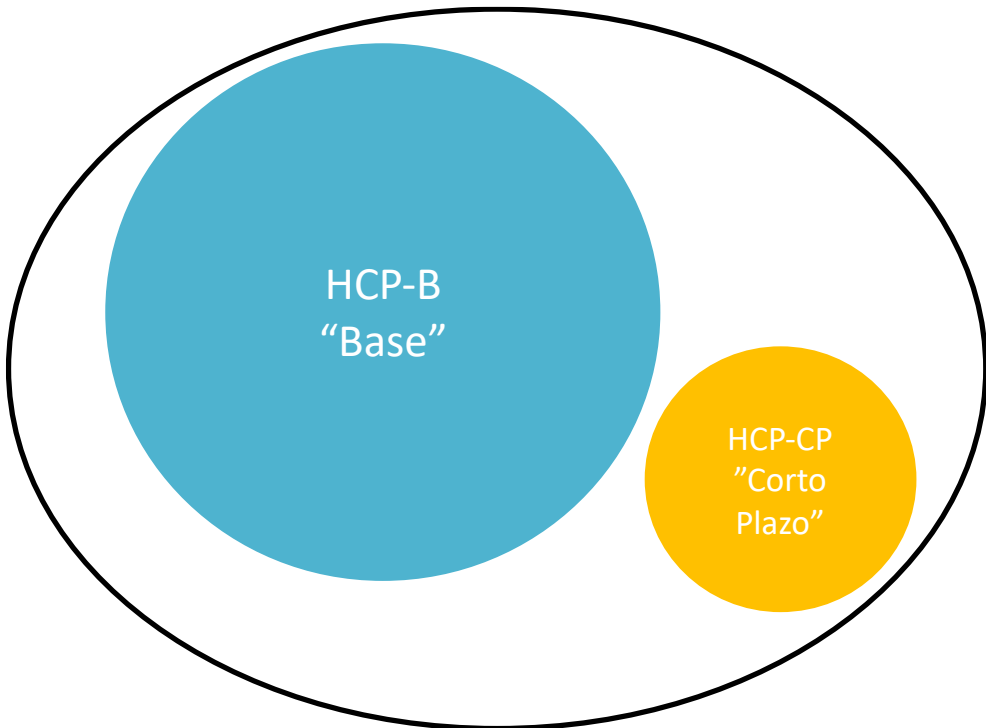
Para la elección de las horas que estarán dentro del HCP-B se consideró la frecuencia de ocurrencia de los mayores LOLP en los distintos meses. Por ejemplo, la hora **18** tiene alto LOLP en dos de tres meses, por lo que es parte del HCP-B; por otra parte, la hora **23** sólo tiene alto LOLP en un mes, por lo que no es parte del HCP-B.

Por lo tanto, el HCP-B se define desde las 18 a 22 horas.

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Señal a la demanda

Ejemplo 2: Mecanismo voluntario en el que el Coordinador, en el corto plazo, comunica horas con alta probabilidad de carga para la participación de la demanda

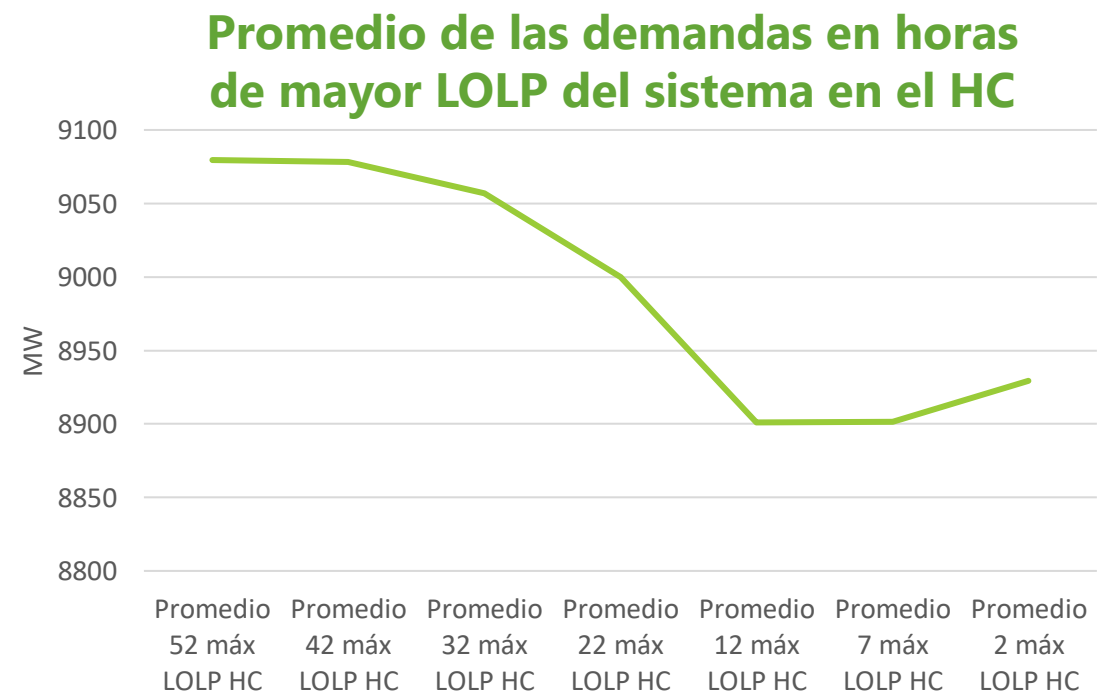
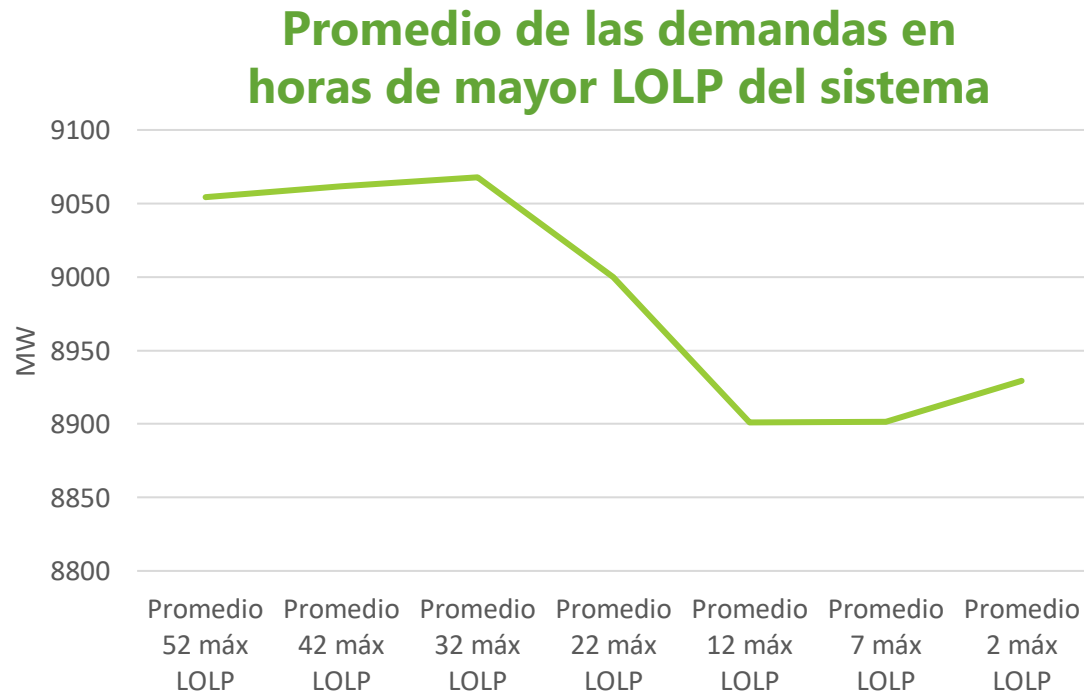


Los Clientes que sólo participan en HCP-B mantienen su nivel de demanda y pago, mientras que los que además participan en HCP-CP obtienen una reducción de sus demandas y pagos.

Señal a la demanda

Ejemplo 3: Demanda Punta del sistema en horas de mayor LOLP

A partir de una simulación que permite determinar la probabilidad de pérdida de carga del sistema, se calculó el promedio de las demandas en las horas de mayor LOLP del sistema para el HCP-B definido en el ejemplo 1, y para todo el año.



Como se puede observar, no es directo que las horas de mayor riesgo impliquen las máximas demandas del sistema.

1 Señal a la demanda

2 Reconocimiento a la oferta

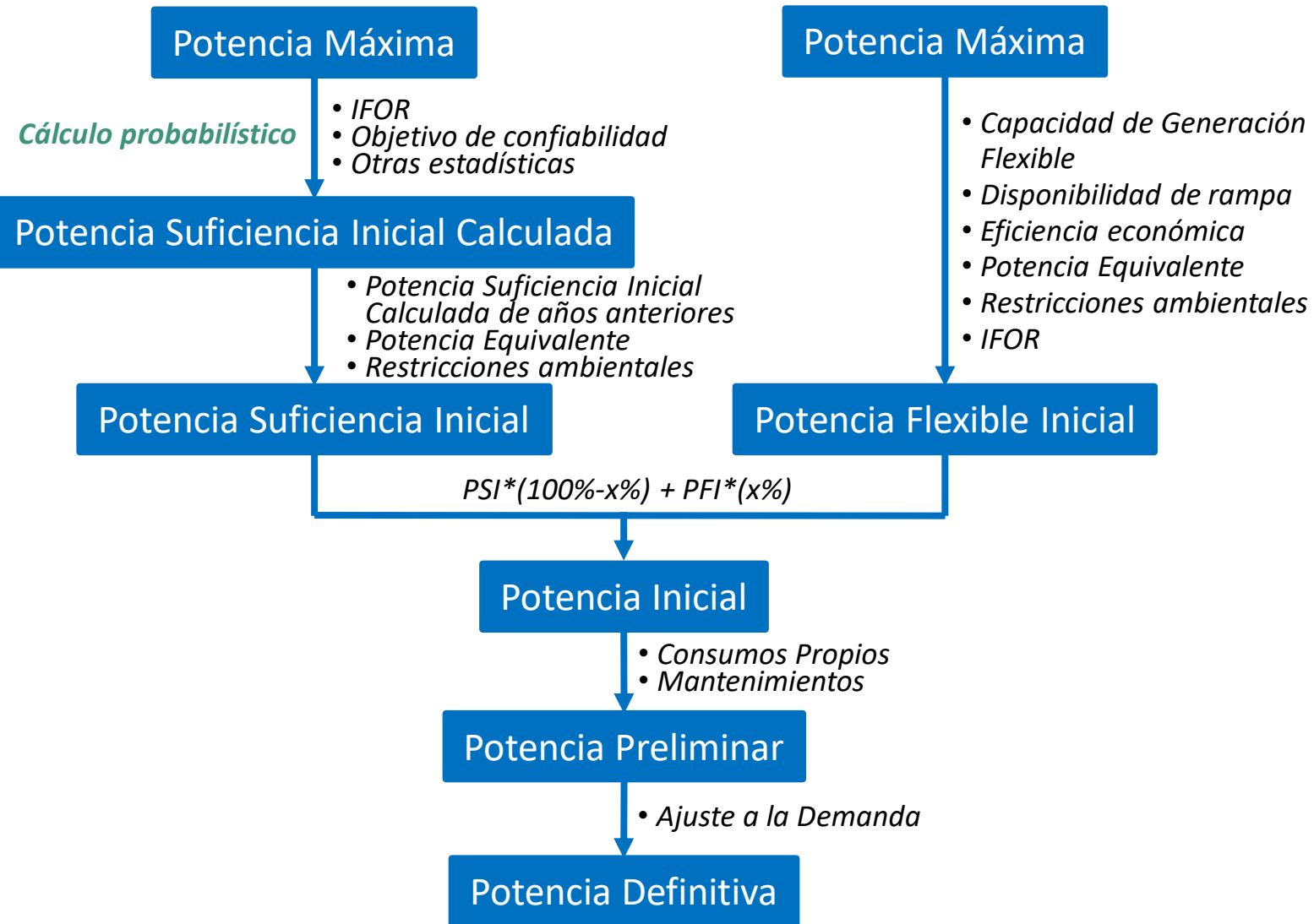
3 Aspectos relevantes de la metodología

4 Flexibilidad

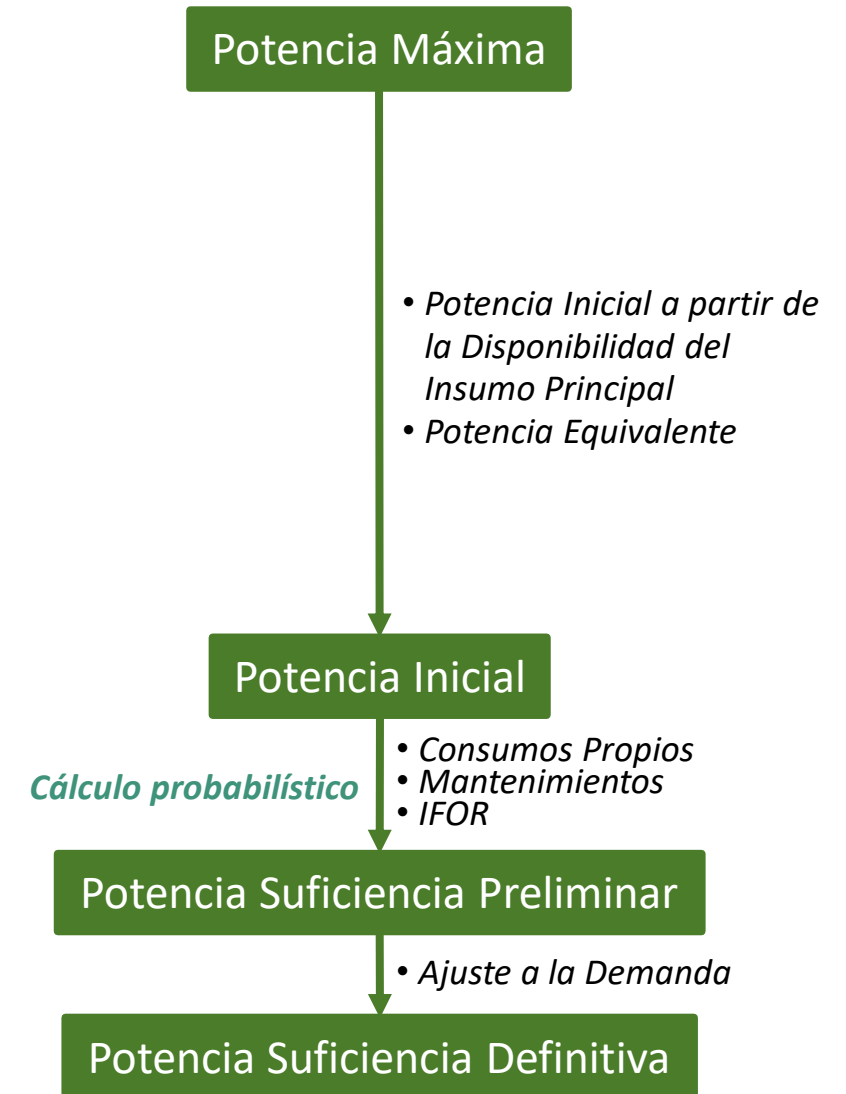
**Contenidos de la
presentación**

Reconocimiento a la oferta

Esquema general de la metodología propuesta



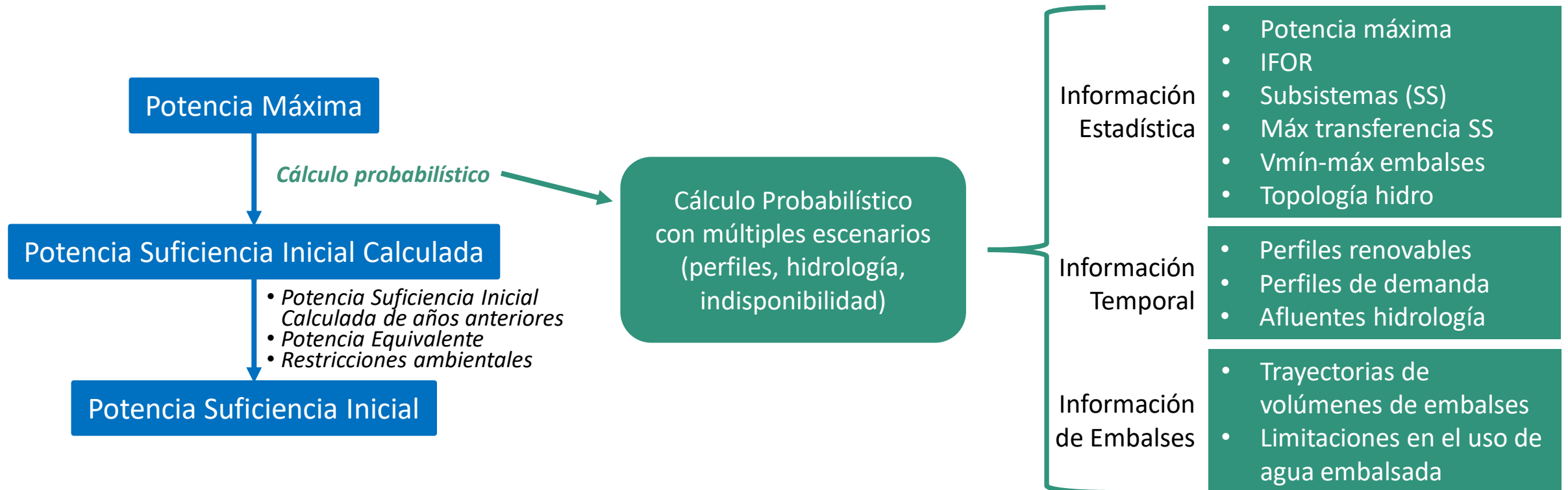
Esquema general de la metodología actual



Reconocimiento a la oferta

Propuesta 2.1: Utilización de una metodología probabilística para el reconocimiento de potencia de las instalaciones.

- En la metodología actual se definen diversos mecanismos para determinar la Potencia Inicial de una instalación, los cuales difieren según el insumo o recurso que se utilice para generar electricidad.
- Se propone emplear una metodología probabilística para determinar la Potencia Inicial, ahora llamada, Potencia Suficiencia Inicial, sin la necesidad de definir una metodología particular para cada tecnología.



Reconocimiento a la oferta

Características principales de la propuesta



El Coordinador deberá implementar el modelo que permita calcular el aporte de potencia marginal para mantener un nivel de probabilidad de pérdida de carga objetivo.



El cálculo preliminar, previo al año de cálculo, generará 12 mensualidades durante el año (al igual que el caso actual).



El cálculo definitivo se realizará una vez transcurrido el año de cálculo, al igual que el caso actual, actualizando la información y supuestos del cálculo preliminar.



Reconocimiento a nivel de agrupamiento de centrales con características similares. Para cada central se considerará la inyección coincidente en horas de mayor exigencia.



En caso de no contar con toda la información suficiente se podrá considerar el agrupamiento.



Los consumos propios y el mantenimiento tendrán un tratamiento determinístico (similar al caso actual).







Se establecerá régimen transitorio para considerar estabilidad regulatoria.

Reconocimiento a la oferta

Ventajas

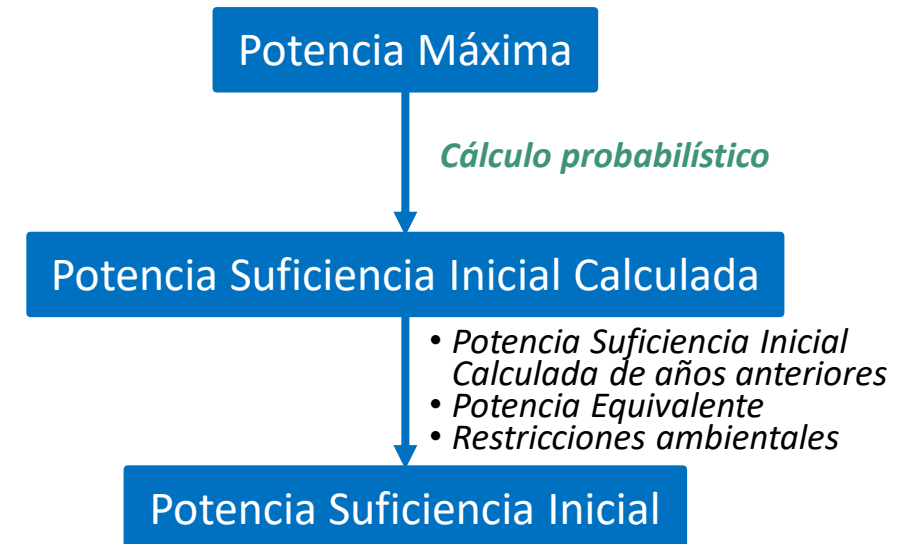
- Calcula la capacidad asociada a su contribución en las situaciones de mayor exigencia del sistema (no es necesaria la definición de estos horarios ex ante).
- Incorporan el objetivo de confiabilidad en su cálculo.
- Baja variabilidad de los resultados cuando se tiene información histórica suficiente.
- En un contexto de alta participación ERNC son más efectivas para determinar el aporte de a la suficiencia.
- Se incorporan perfiles de recursos primarios variables.
- Menor discrecionalidad. No es necesario definir demasiados criterios para el cálculo.
- Homogeneidad. La misma metodología permite el cálculo a las distintas tecnologías.

Desventajas

- Requiere mayor información histórica.  Considerar plazo para la implementación y recopilación de información
- El cálculo no es reproducible sin contar con el software.  No es distinto al caso actual en la programación de la operación
- Alto costo computacional  Cálculo con baja periodicidad
- Requieren la definición de un objetivo de confiabilidad, el que no existe en Chile actualmente.  Definición posterior al Reglamento

Reconocimiento a la oferta

- Esta propuesta adicionalmente contempla un mecanismo de estabilización de los resultados de la Potencia Inicial, lo que se traduce en una estabilización en la asignación de potencia y en consecuencia en los ingresos de las instalaciones.
- A partir del modelo probabilístico descrito anteriormente se obtiene la Potencia Suficiencia Inicial Calculada, con dicha potencia, las obtenidas en años anteriores y la Potencia Equivalente, se determina la Potencia Suficiencia Inicial.
- La Potencia Suficiencia Inicial se determinará como el mínimo entre el promedio de las Potencias Iniciales Calculadas en los últimos 5 años, incluido el año de cálculo, y la Potencia Equivalente del año de cálculo.
- Cuando el cálculo de la Potencia Suficiencia Inicial contemple años anteriores a la entrada en vigencia del nuevo Reglamento, para efectos del cálculo, se considerará que la Potencia Inicial Calculada corresponde a la Potencia Inicial determinada a partir de la Indisponibilidad del Insumo Principal (metodología DS 62).



Reconocimiento a la oferta

Análisis cuantitativo de la propuesta

- Se está llevando a cabo un estudio con el **Banco Mundial**, cuyo principal objetivo es **evaluar el comportamiento** de las metodologías frente a diversos escenarios:
 - ✓ Diversas conformaciones de la matriz de generación (oferta).
 - ✓ Diversos perfiles del consumo total de los clientes (demanda).
 - ✓ Cambios en variables relevantes (objetivo de confiabilidad, estadística hidrológica).
- Se están evaluando distintos escenarios para el **año 2040** basados en un escenario de la PELP, el cual presenta una considerable instalación de centrales ERV.
- Se están analizando las siguientes **tres** metodologías:

Metodología
actual

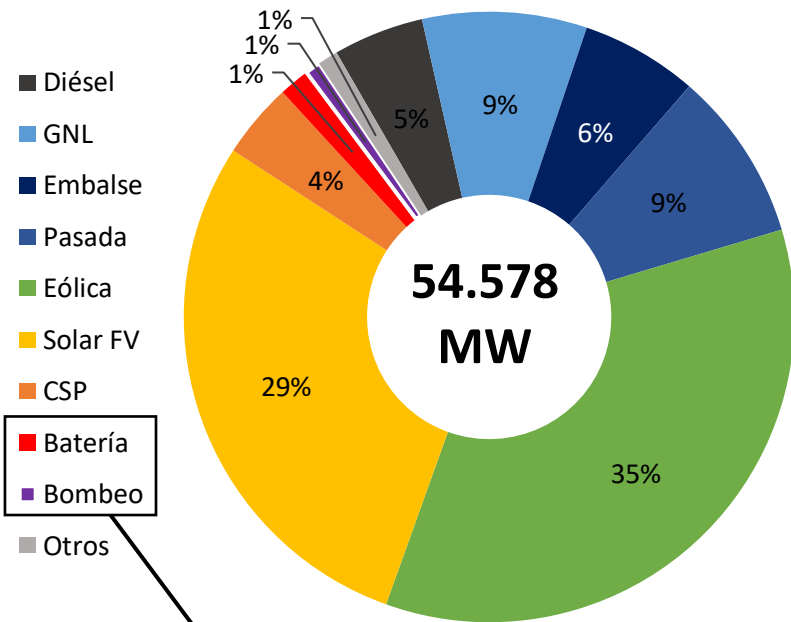
Metodología
ELCC

Metodología
ECP

Reconocimiento a la oferta

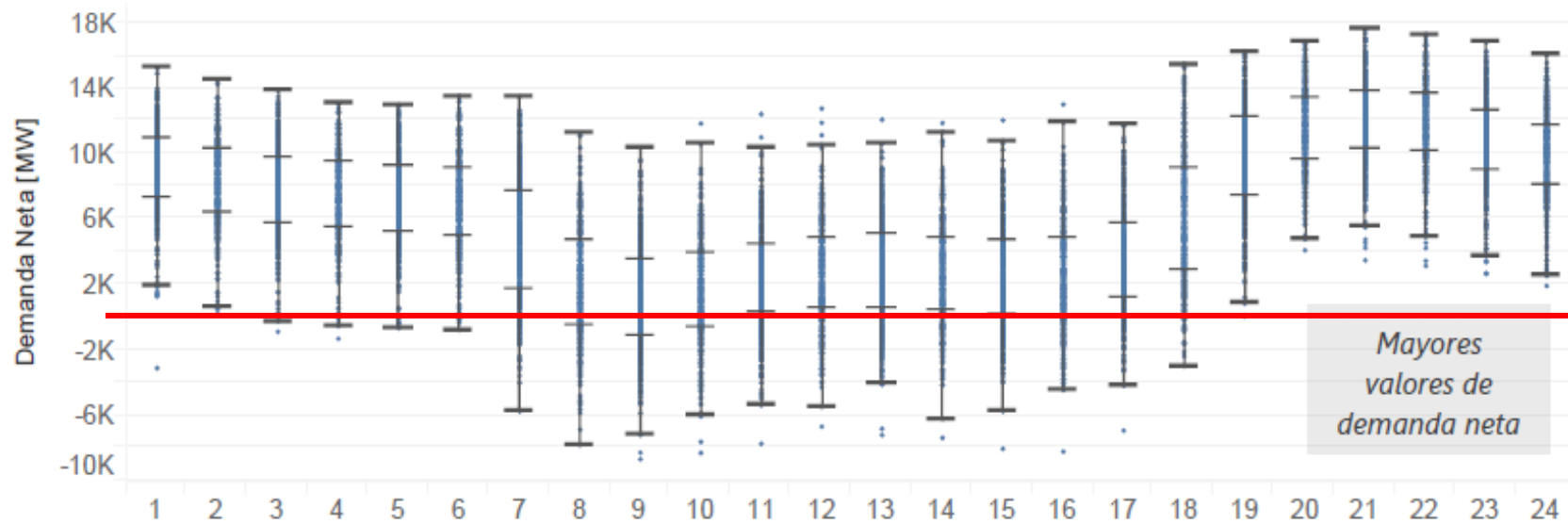
Escenario PELP 2040

Capacidad instalada



Batería: 882 MW
Bombeo: 442 MW → 2,4% del total instalado

Demanda Neta 2040

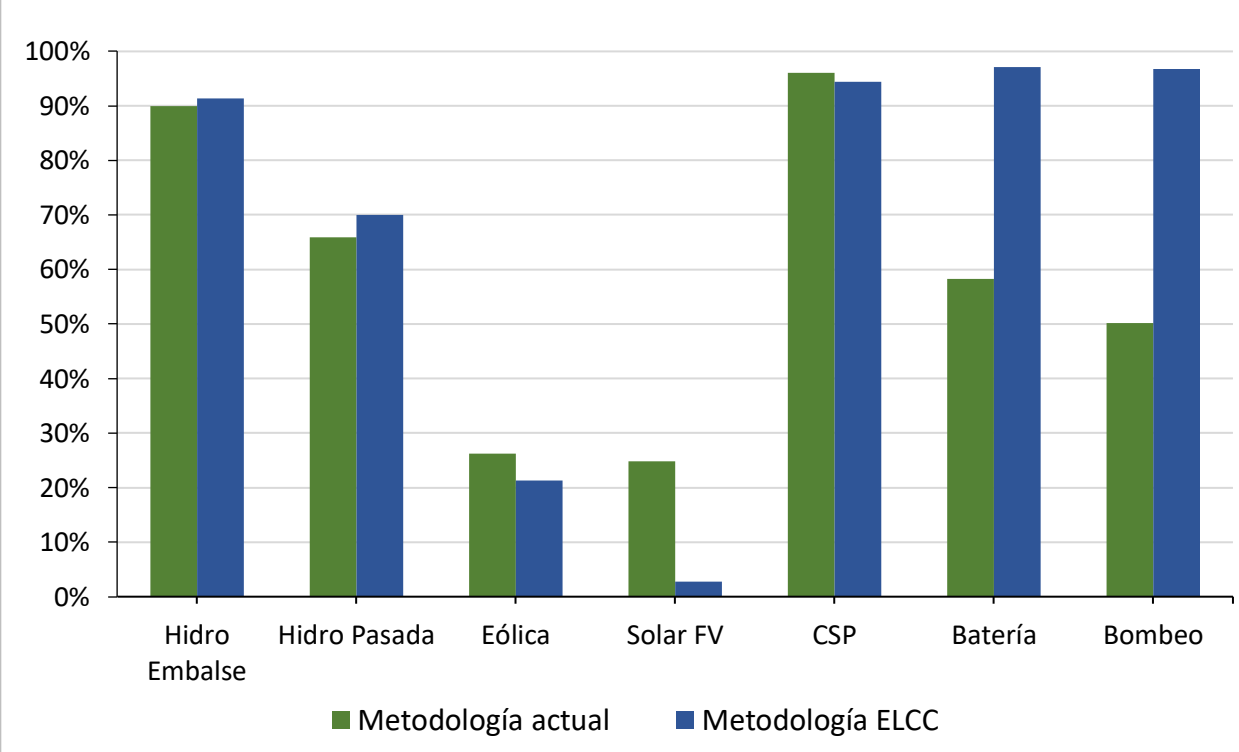


Mayores valores de demanda neta

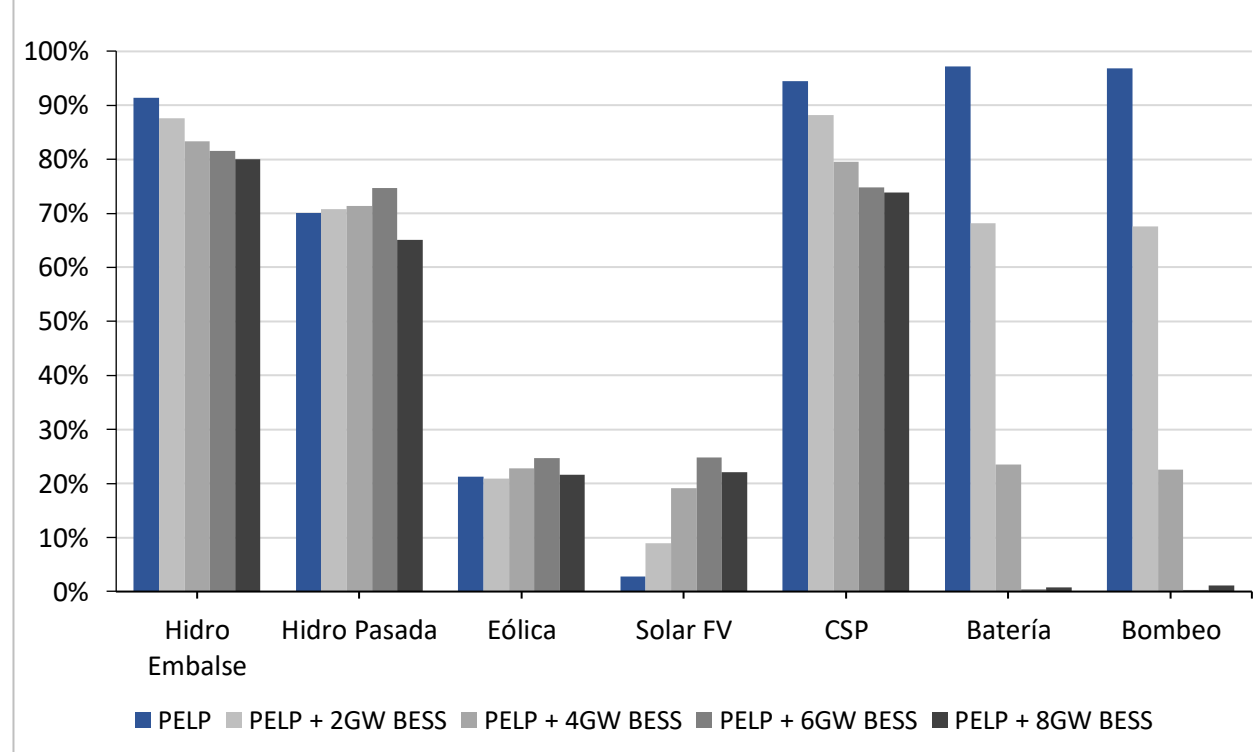
Reconocimiento a la oferta

Escenarios PELP 2040: Metodologías y efecto del nivel de almacenamiento

Escenario PELP - Metodología actual vs ELCC

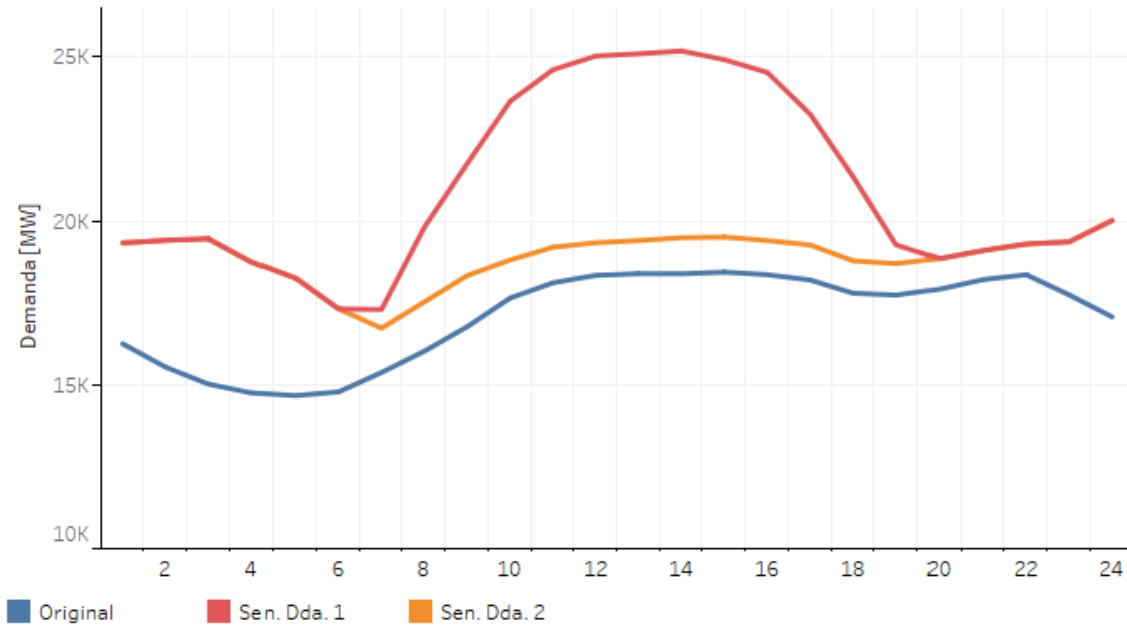


Escenario PELP - Efecto nivel de almacenamiento en el sistema



Reconocimiento a la oferta

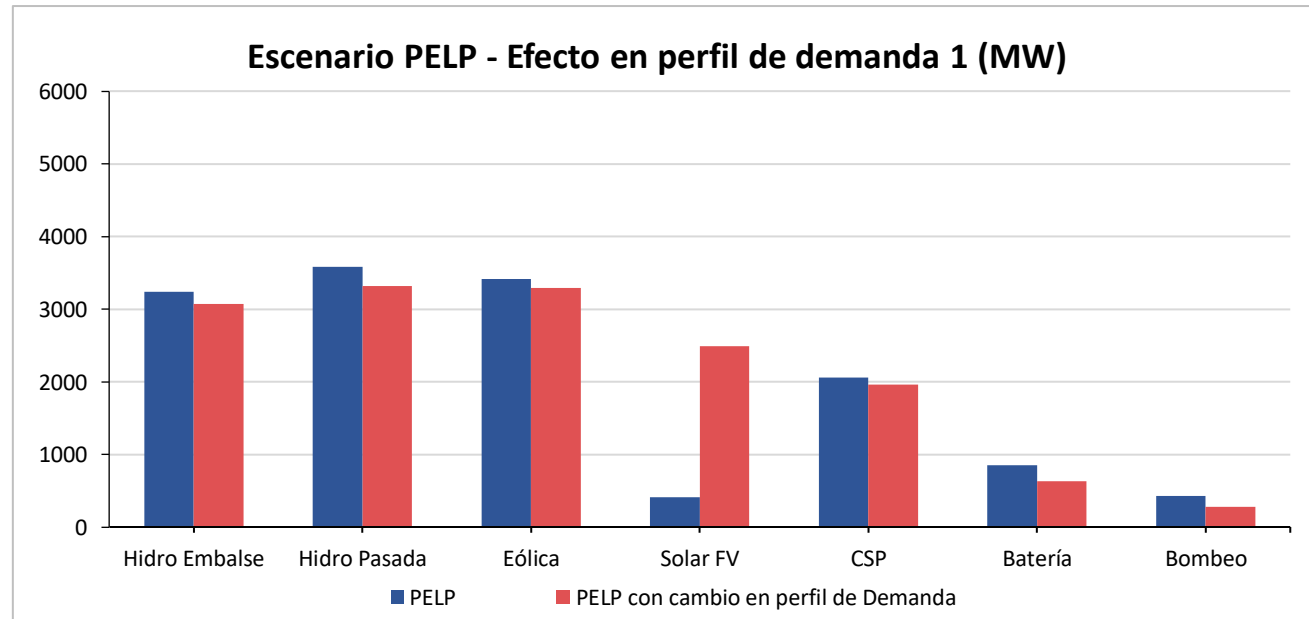
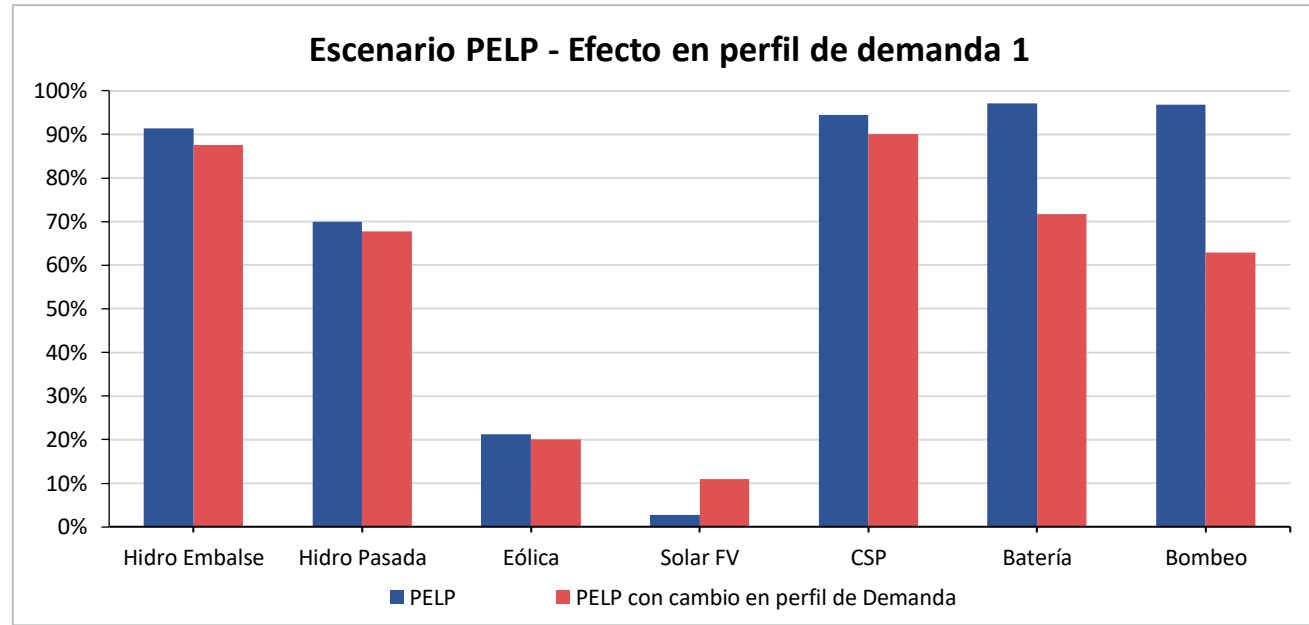
Escenarios PELP 2040: Efecto Demanda



1. Electrificación de aire acondicionado y calefacción.
2. Electromovilidad.
3. Hidrógeno.

Sen. Dda. 2: Efecto 1 + 2

Sen. Dda. 1: Efecto 1 + 2 + 3

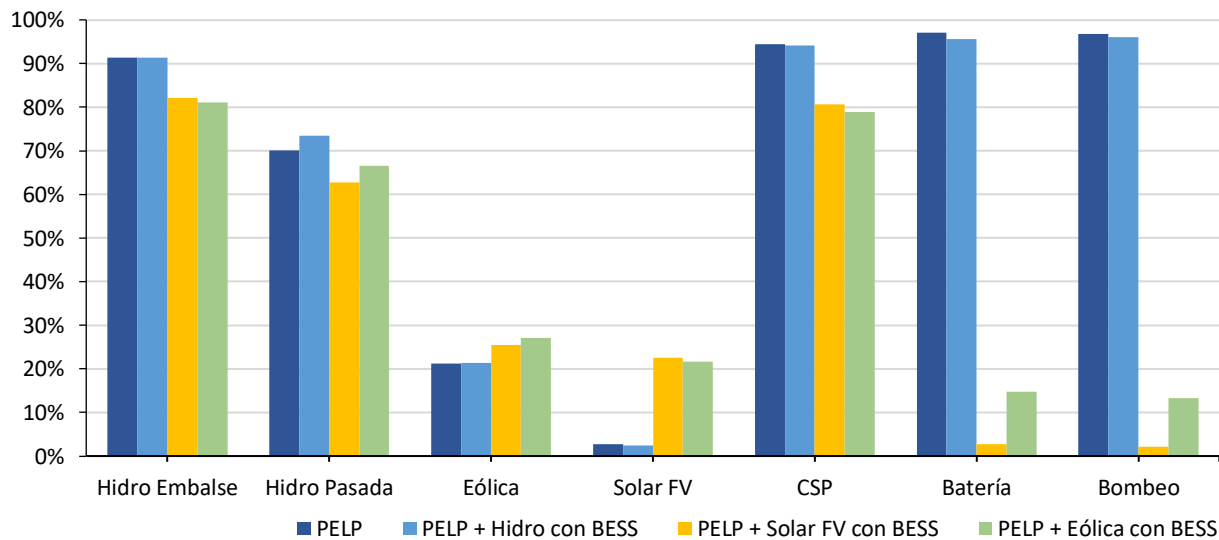


Reconocimiento a la oferta

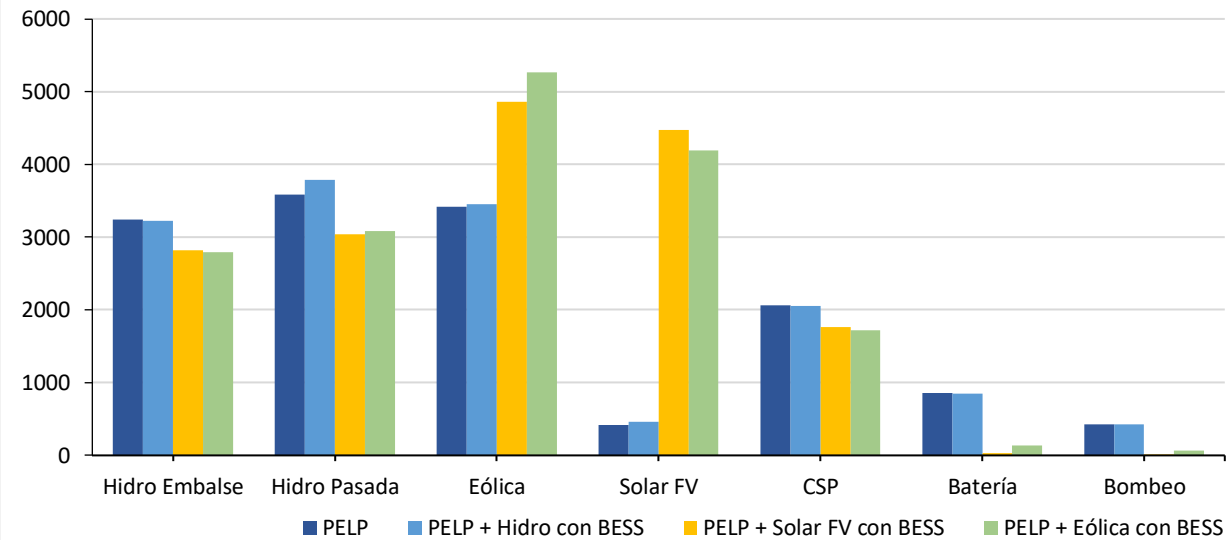
Escenarios PELP 2040: Efecto ERNC con almacenamiento

- ✓ Se analizaron **tres escenarios**: hidráulica de pasada + BESS, Solar FV + BESS, Eólica + BESS.
- ✓ Todas las centrales renovables **nuevas** y genéricas, respecto al 2019, instalan un BESS (17% de las hidro de pasada, 85% de las solares FV, y 79% de las eólicas).
- ✓ Las baterías tienen la misma potencia que la central y una duración de 5 horas.

Escenario PELP - Efecto ERNC con almacenamiento

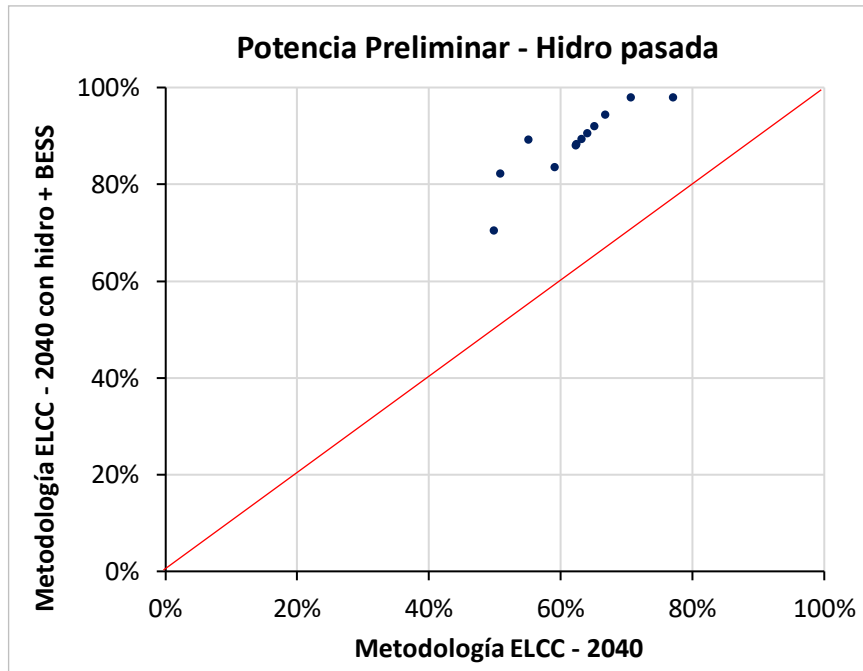


Escenario PELP - Efecto ERNC con almacenamiento (MW)

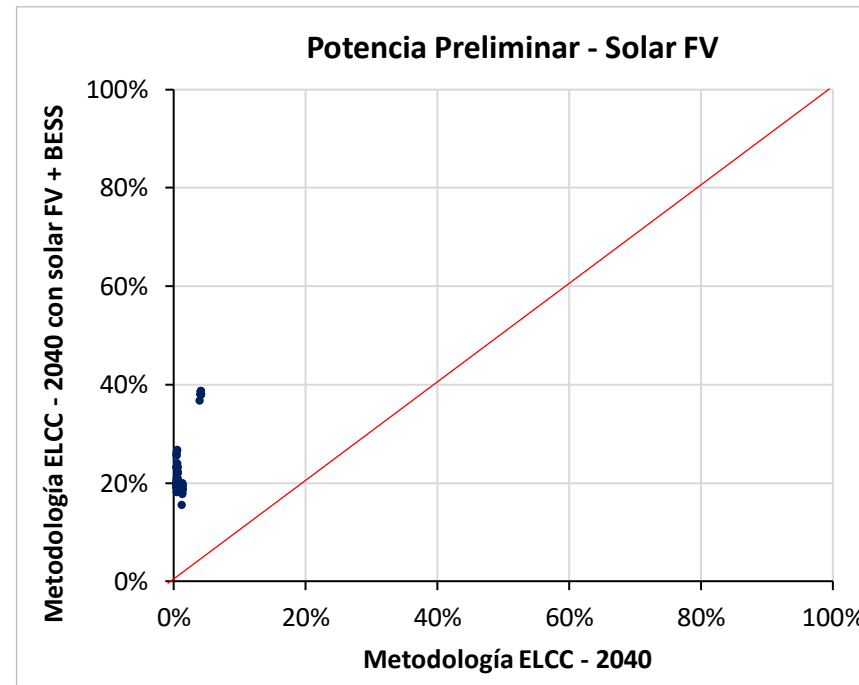


Reconocimiento a la oferta

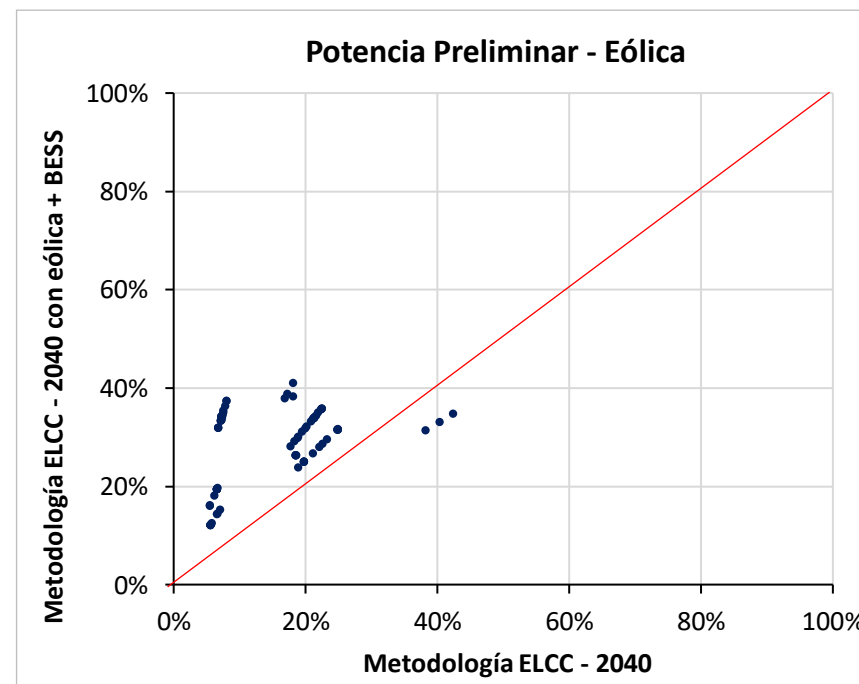
Efecto ERNC con almacenamiento



Aumento promedio de 27pp
(de 62% a 89%)



Aumento promedio
de 24pp
(de 2% a 26%)



Aumento promedio
de 13pp
(de 15% a 28%)

1 Señal a la demanda

2 Reconocimiento a la oferta

3 Aspectos relevantes de la metodología

4 Flexibilidad

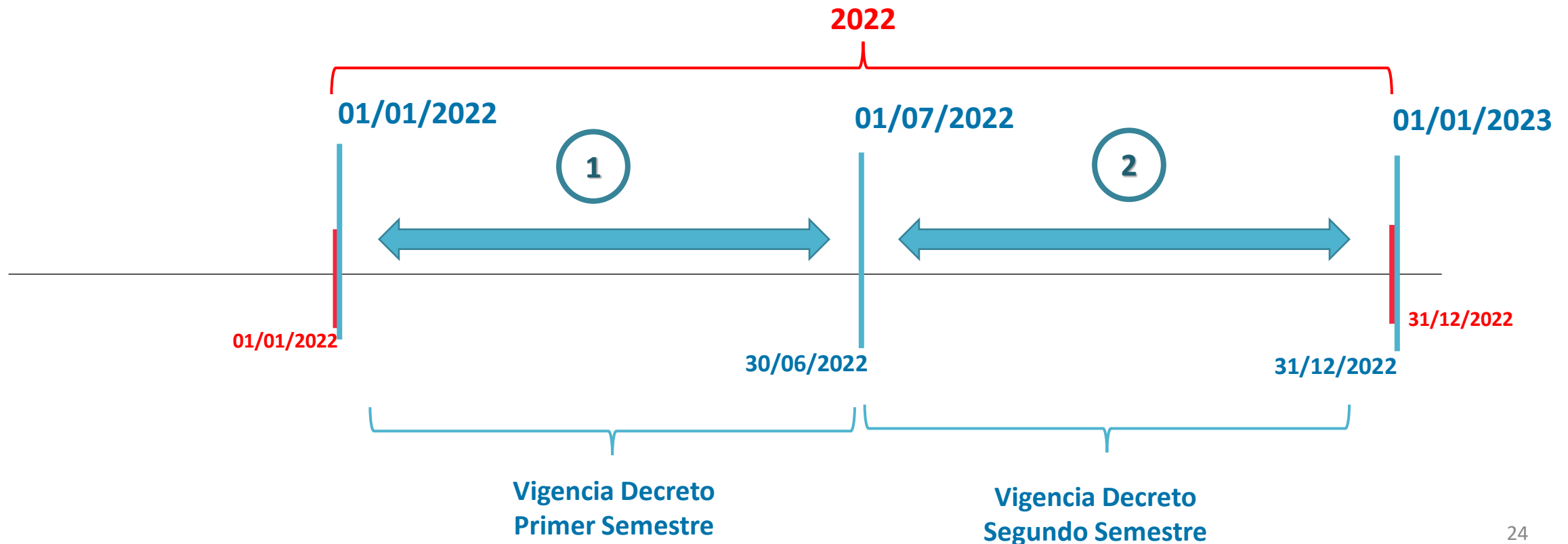
**Contenidos de la
presentación**

Aspectos relevantes de la metodología

Propuesta 3.1: Definición de subsistemas

Situación propuesta:

- En un año calendario, se tendrá en vigencia dos decretos de Precio de Nudo de Corto Plazo (PNCP).
- Consistencia con régimen anual del balance de transferencias.



Aspectos relevantes de la metodología

Propuesta 3.1: Definición de subsistemas



Aspectos relevantes de la metodología

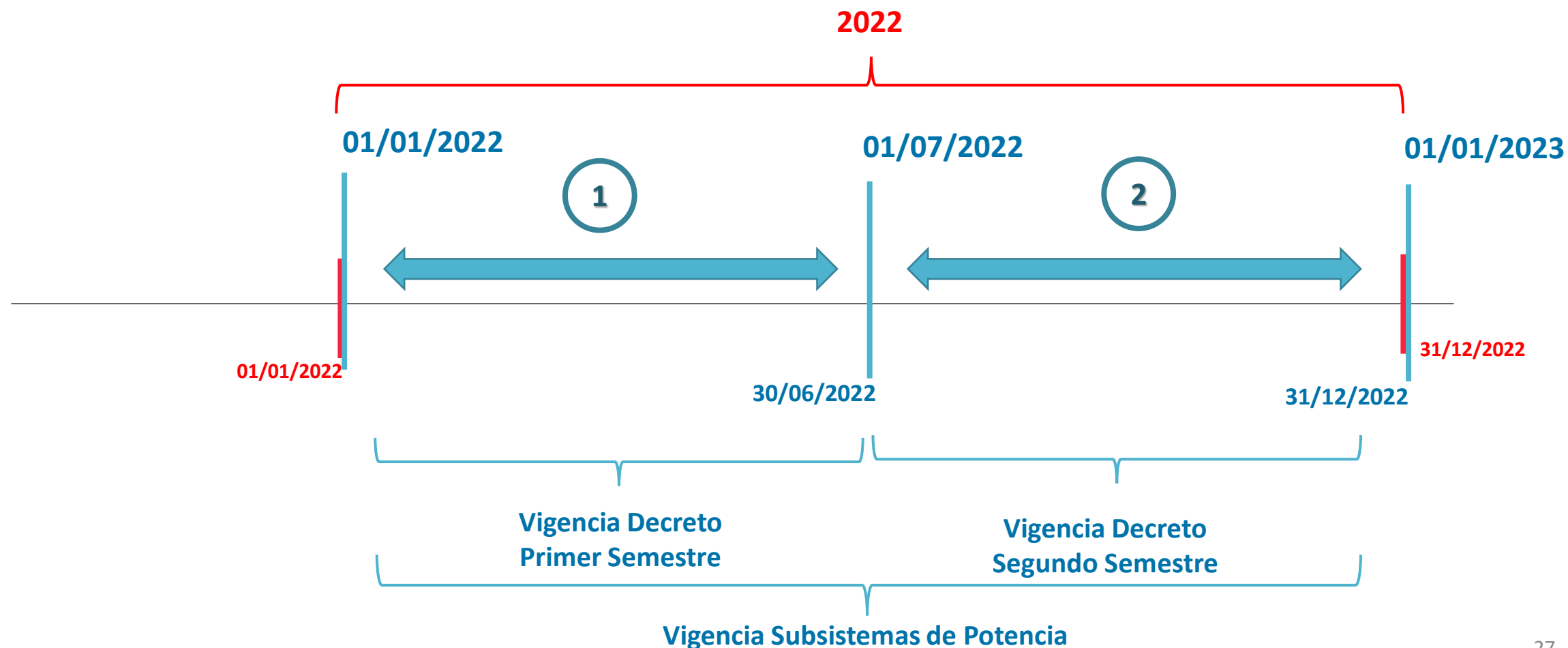
Propuesta 3.1: Definición de subsistemas

De la periodicidad y metodología del cálculo:

1. Fijación subsistemas, a partir de criterios y escenarios, en un proceso cuatrienal ad-hoc (proceso anclado a la determinación cuatrienal de costos de unidad de punta).
2. Revisión de subsistemas con ocasión del Informe Técnico de PNCP del primer semestre de cada año (revisión anual).
3. Indicadores a observar en la revisión del Informe Técnico del PNCP:
 - i. Desacoples económicos en el bloque de demanda asociado al horario de control de punta, en una zona determinada.
 - ii. Probabilidad de pérdida de carga estaría incorporada en la definición del horario de control de punta.
 - iii. Desajustes en la oferta/demanda en una zona determinada por un periodo relevante de tiempo.
 - iv. Mirada de mediano plazo para revisión de estabilidad de los desacoples.

Aspectos relevantes de la metodología

Propuesta 3.1: Definición de subsistemas



Aspectos relevantes de la metodología

Propuesta 3.1: Definición de subsistemas

Sistema Eléctrico Nacional



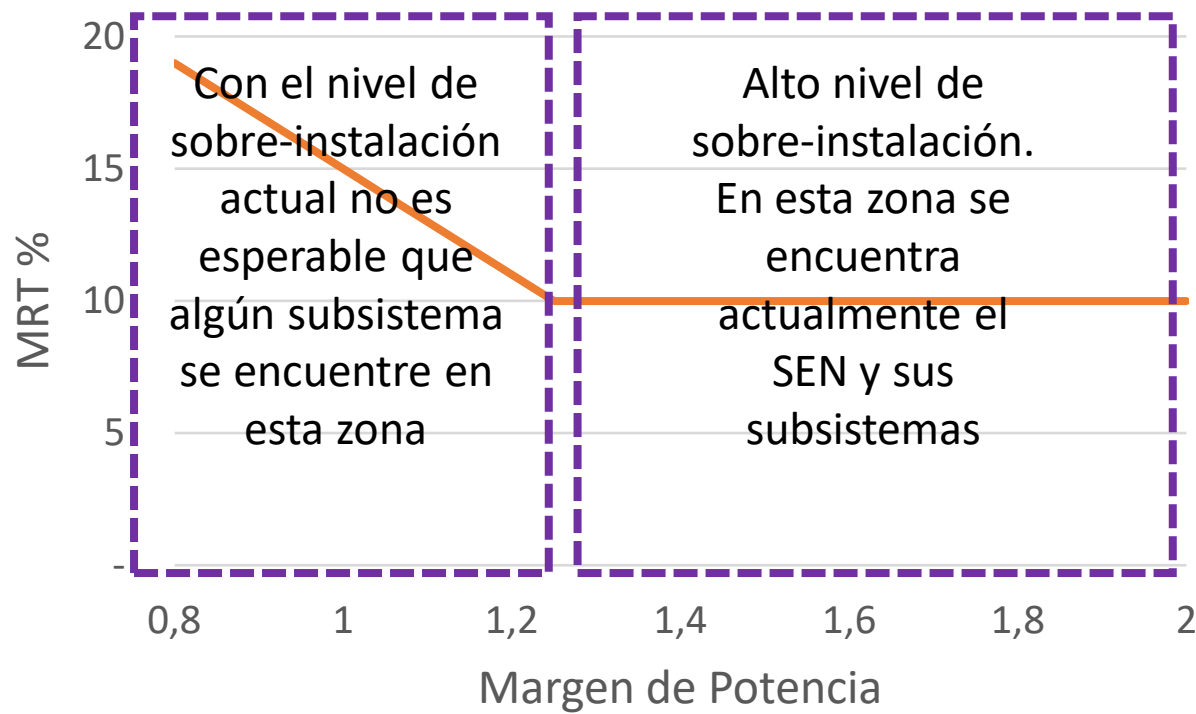
Zona con Factores de Penalización (FP) similares al de la Subestación Básica de Potencia (SBP) (1,0).

Zona con factores de penalización (FP) bajos con respecto a la Zona 1.

- Si los FP son bajos => desacoples económicos en horario de control podría implicar sobre oferta.
- Si costos de la unidad de punta (Precio Básico de Potencia) de la Zona 1 son similares a los de la Zona 2, la creación de un subsistema en Zona 2 genera incentivos para seguir instalando centrales.
- Si la matriz en la Zona 2 está compuesta principalmente por ERV, incluso ante la existencia de desacoples económicos importantes, podrían no cumplirse los objetivos de confiabilidad del subsistema, lo cual implicaría que tenga sentido dar una señal de instalación de unidades de punta.

Aspectos relevantes de la metodología

Propuesta 3.2: Modificación del MRT



Fuente: Elaboración propia (DS62)

1. En **régimen permanente**, una disminución del MRT a cero cuando el Margen de Potencia (MP) es igual o superior a 1,2. Lo anterior se encuentra en línea con las curvas de demanda observada en los mercados de PJM y AESO y con las probabilidades de pérdida de cargas reportadas para sistemas eléctricos con sobre-instalación del orden del 20% o superior.

Aspectos relevantes de la metodología

Propuesta 3.2: Modificación del MRT

2. En régimen transitorio, sobre la base de los resultados de Márgenes de Potencia obtenidos desde las últimas fijaciones de PNCP (por ejemplo, del PNCP del segundo semestre de 2019 en adelante), se determinará una curva tal que el valor máximo de Margen de Potencia implique el punto de inflexión para la caída del MRT.

Subsistema	2018		2019		2020	
	S1	S2	S1	S2	S1	S2
Norte Grande	1,54	1,83	1,83	1,63	1,66	1,69
Centro - Norte	1,54	1,58	1,58	1,5	1,53	1,47
Sur	1,63	1,6	1,6	1,5	1,53	1,47

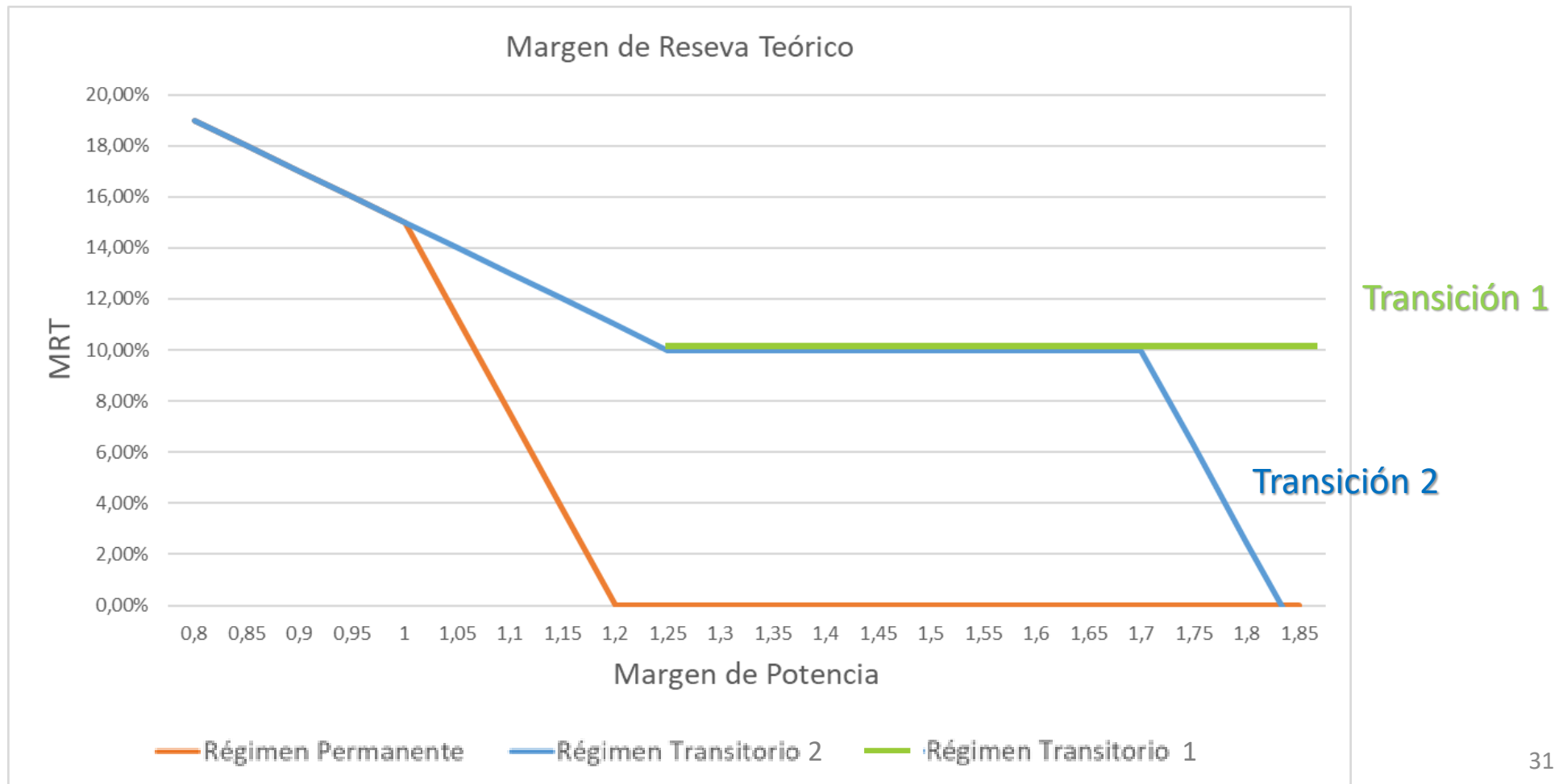


MRT = 10%

3. En la primera etapa del régimen transitorio se sugiere incorporar un período de estabilidad de la señal donde el MRT sea igual a 10% por un determinado número de años, en función del desarrollo actual de proyectos (por ejemplo, proyectos en construcción).

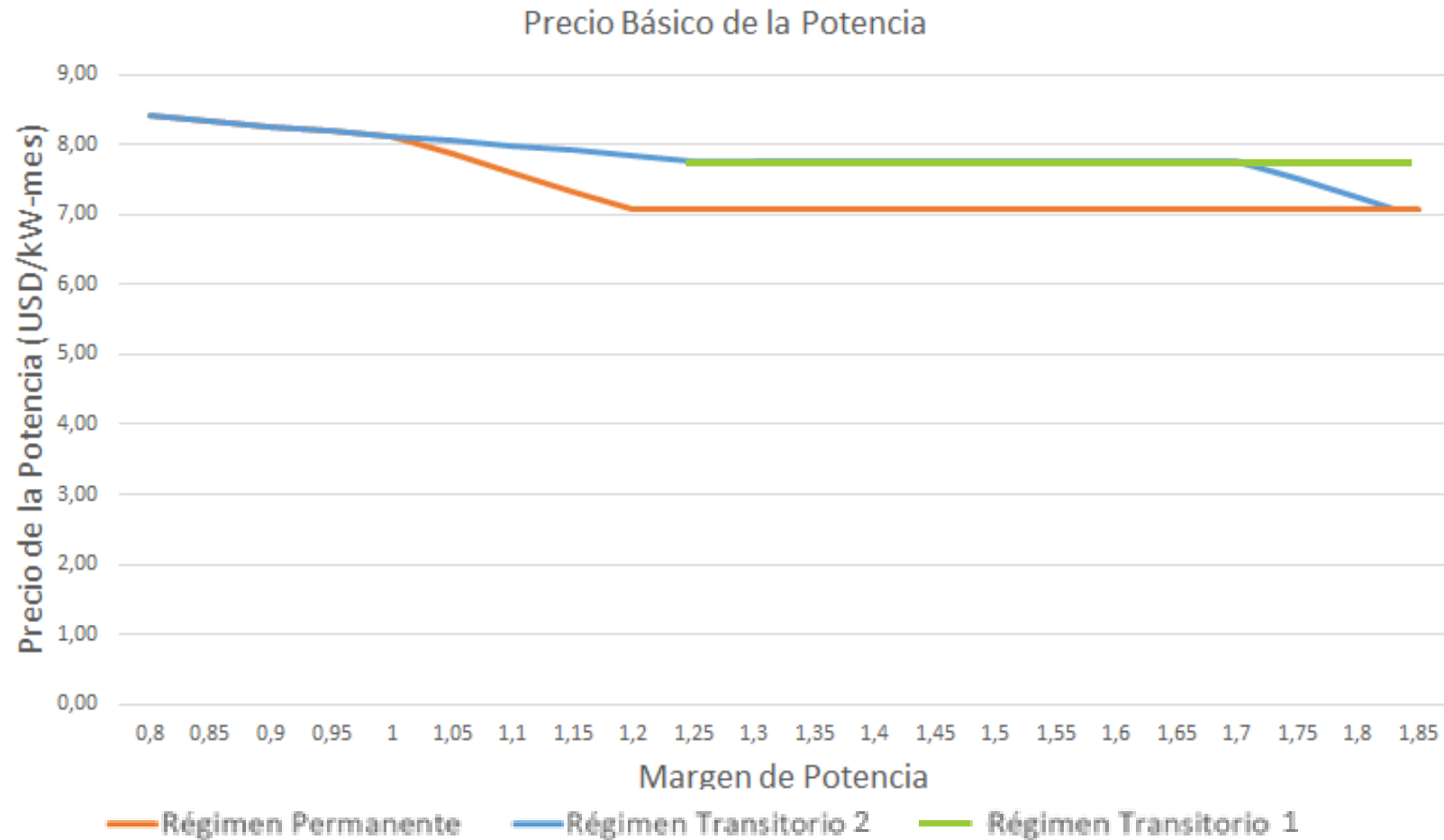
Aspectos relevantes de la metodología

Propuesta 3.2: Modificación del MRT



Aspectos relevantes de la metodología

Propuesta 3.2: Modificación del MRT



Aspectos relevantes de la metodología

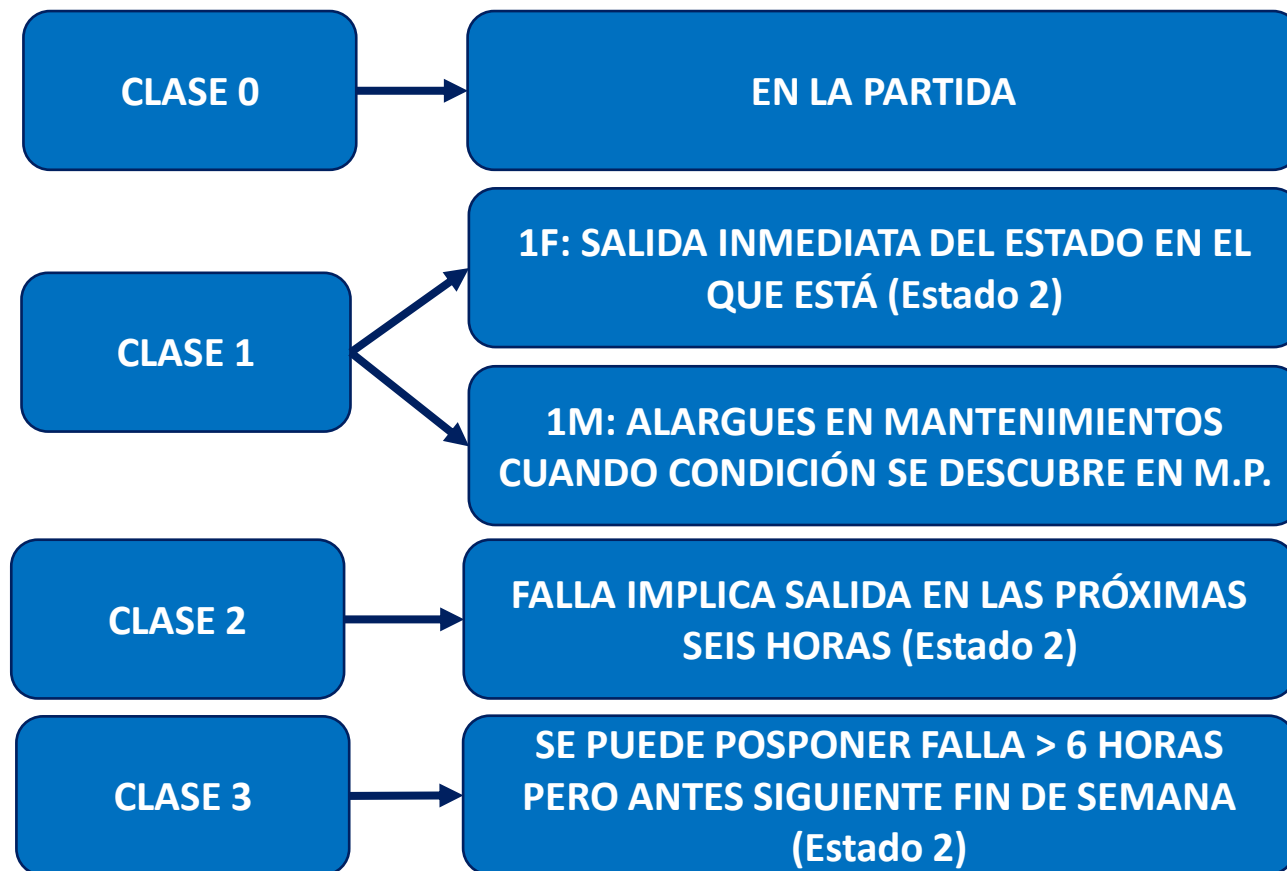
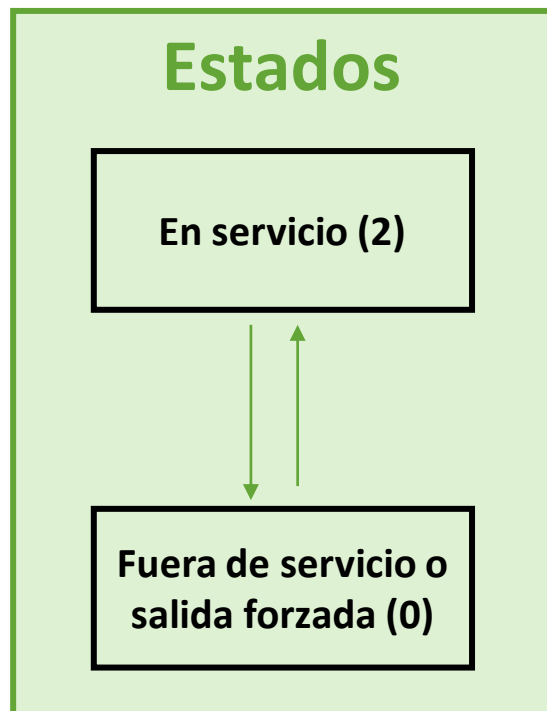
Propuesta 3.2: Modificación del MRT

Transitorio propuesto:

- Se establecerá un **periodo de estabilidad de la señal** de 2 años en el cual la relación entre el MRT y MP se mantendrá de la misma forma a lo establecido en el DS 62 (curva transición 1).
- A partir de dicho periodo, se establecerá el **régimen transitorio** que se extenderá por 2 años adicionales, en la cual se establecerá una curva para el MRT con una pendiente negativa en función del MP, con los siguientes puntos extremos: MRT=10% para MP=1,69 y MRT=0% para MP=1,83 (curva transición 2).
- Posteriormente, se establecerá el régimen permanente considerando una disminución del MRT a cero cuando el MP es igual o superior a 1,2.

Aspectos relevantes de la metodología

Propuesta 3.3: Tratamiento de la IFOR



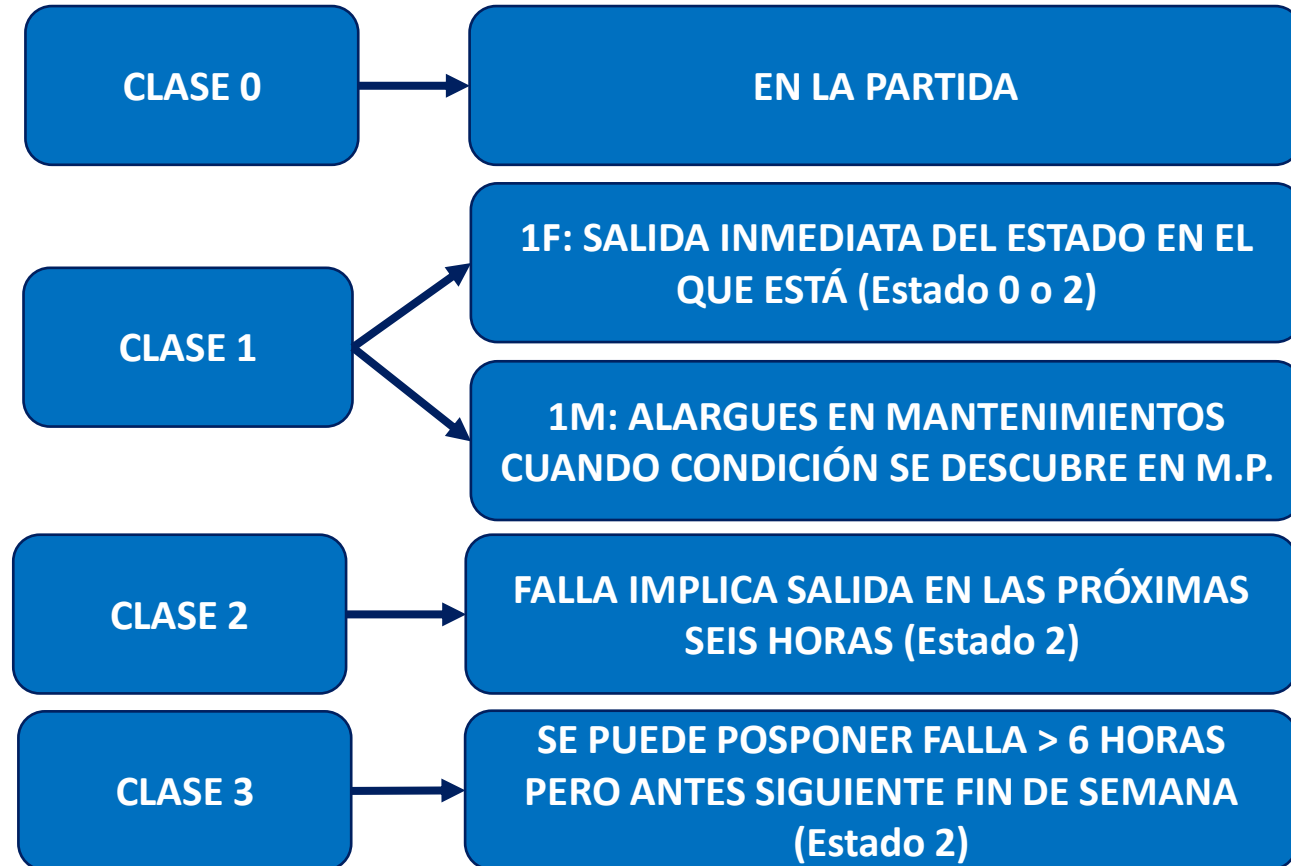
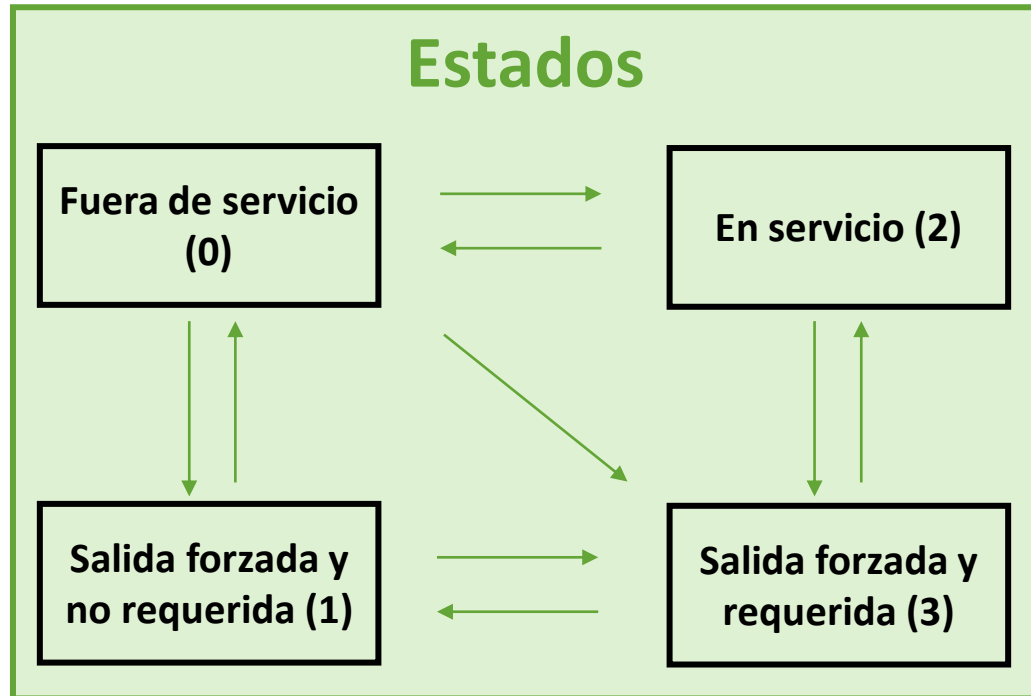
$$FOR = \left(\frac{FOH}{FOH + SH} \right) \cdot 100$$

SH: horas en servicio; corresponden a las horas en que la unidad estuvo en operación independiente del nivel de despacho.

FOH: horas en que una unidad se encuentra fuera de servicio en condición Clase 0,1, 2, o 3, debido a desconexión no programada.

Aspectos relevantes de la metodología

Propuesta 3.3: Tratamiento de la IFOR



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

SH: horas en servicio; corresponden a las horas en que la unidad estuvo en operación, independiente del nivel de despacho.

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

Aspectos relevantes de la metodología

Propuesta 3.3: Tratamiento de la IFOR

- Modelo de dos estados se encuentra constituido por un estado en el que la unidad tuvo una desconexión no programada y cuando estuvo en operación.
- Modelos de cuatro estados incorporan transiciones adicionales. De este modo el estado de salida forzada es separado en dos estados, uno en que la unidad es requerida en la operación, y otro en el que no lo es.
- Las unidades de bajo despacho, por dicha condición podrían ser penalizadas en mayor medida en un modelo de dos estados. Debido a que la expresión “SH” es muy pequeña.

Aspectos relevantes de la metodología

Propuesta 3.3: Tratamiento de la IFOR

- A partir del principio de identificar las transiciones entre un estado en servicio, operación, y desconexión forzada, es posible construir un indicador que genere los incentivos adecuados para concurrir al despacho al momento en que las unidades son convocadas.

$$FOR'_d = \left(\frac{FOH'_d}{FOH'_d + SH} \right) \cdot 100$$

- FOH'_d considera las mismas clases que FOH_d , pero pondera en mayor medida las Clase 0 y Clase 1F.

$$FOH'_d = \omega_1 (T_{clase\ 0} + T_{clase\ 1F_o}) + \omega_2 (T_{clase\ 1M} + T_{clase\ 2} + T_{clase\ 3})$$

Aspectos relevantes de la metodología

Propuesta 3.3: Tratamiento de la IFOR

$$FOH'_d = \omega_1(T_{clase\ 0} + T_{clase\ 1FO}) + \omega_2(T_{clase\ 1M} + T_{clase\ 2} + T_{clase\ 3})$$

- Se considera que ω_1 es mayor a ω_2 , ya que se busca dar un incentivo a que la unidad cuando sea requerida por el Coordinador, no presente fallas.
- El modelo con tiempos (T) ponderados permite penalizar especialmente, mediante el índice de indisponibilidad, a aquellas unidades con fallas en la partida o con salidas intempestivas cuando son requeridas para el despacho.
- Modelo no está orientado a penalizar una tecnología en particular, sino una condición de transición (de estado no requerido a requerido), por lo tanto aquellas tecnologías, incluso las de bajo nivel de despacho, que no presenten problemas para concurrir a inyectar al sistema, podrían mejorar su indisponibilidad.
- $T_{clase\ 1FO}$ no debe incluir sólo fallas asociadas a las propiedades electromecánicas de la unidad, sino también a aquellas situaciones donde la unidad, habiendo declarado disponibilidad de combustible, no concurre al despacho por falta del mismo.

Aspectos relevantes de la metodología

Propuesta 3.3: Tratamiento de la IFOR

Implementación:

- Este modelo, para su implementación completa, requiere de 5 años de información.
- Los valores de ω_1 y ω_2 son determinados por la Comisión mediante Resolución Exenta.
- Para su implementación inicial se propone realizar una ponderación del modelo de 2 estados con el propuesto. Para efectos de lo anterior, el modelo de cuatro estados requerirá al menos 2 años de información.
- Lo anterior redundaría que el primer año en que se pueda aplicar el modelo de cuatro estados (al segundo año), se pondere el IFOR de 2 estados por un guarismo igual a $3/5$, y el modelo de cuatro estados por uno igual a $2/5$.

Aspectos relevantes de la metodología

Propuesta 3.4: Nivel de confiabilidad objetivo

- Se requiere un nivel de confiabilidad objetivo para efectos de los cálculos del ELCC, del “Margen de Potencia”, entre otros.
- Se propone definir los principios generales del nivel de confiabilidad a nivel de reglamento y realizar el cálculo, estableciendo el valor mediante Resolución Exenta de la CNE, con ocasión de la realización de los estudios cuatrienales de Costos de la Unidad de Punta y de Costos de Falla, en base a los antecedentes en ellos contenidos.
- Una primera aproximación del nivel de confiabilidad objetivo del sistema puede ser determinado a partir del valor del CONE Neto y el Costo de Falla a partir de la siguiente expresión:

$$LOLE [h/año] = \frac{CONE\ Neto [USD/MW/año]}{VoLL [USD/MWh]}$$

- Considerando el valor de CONE Neto del PNCP 2020-01 (7,7488 USD/kW/mes dividido MRT = 7,044) y el Costo de falla de corta duración (RE 65/2020, 11,03 USD/kWh)

$$LOLE \left[\frac{h}{año} \right] = \frac{7,044 \cdot 12}{11,03} = 7,66$$

1 Señal a la demanda

2 Reconocimiento a la oferta

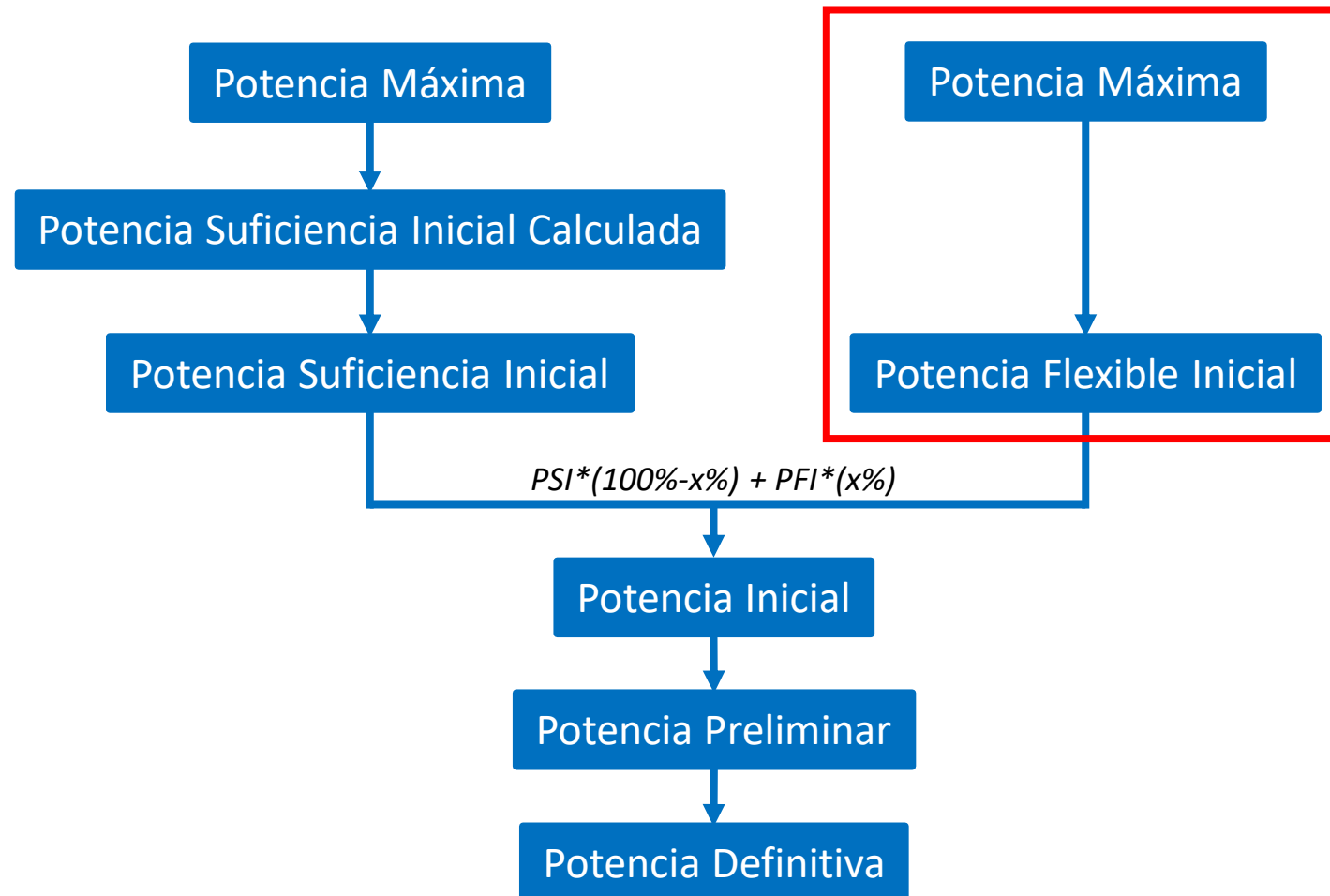
3 Criterios relevantes de la metodología

4 Flexibilidad

**Contenidos de la
presentación**

Flexibilidad

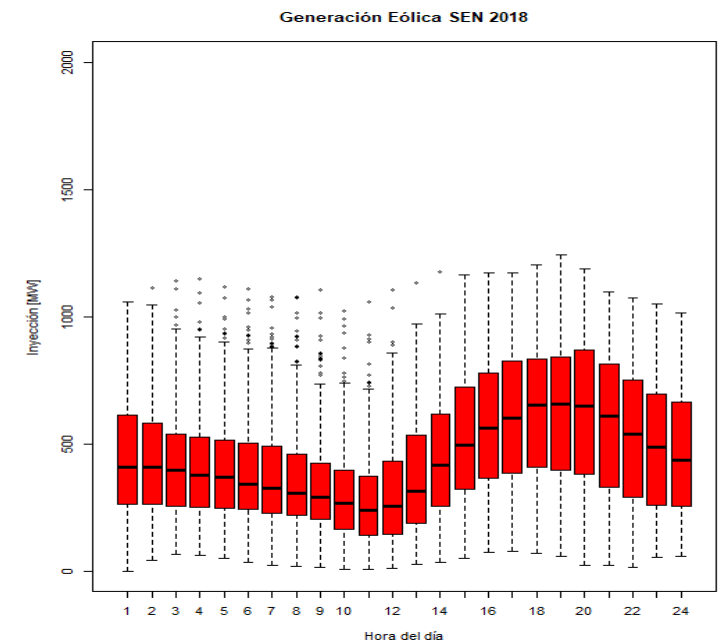
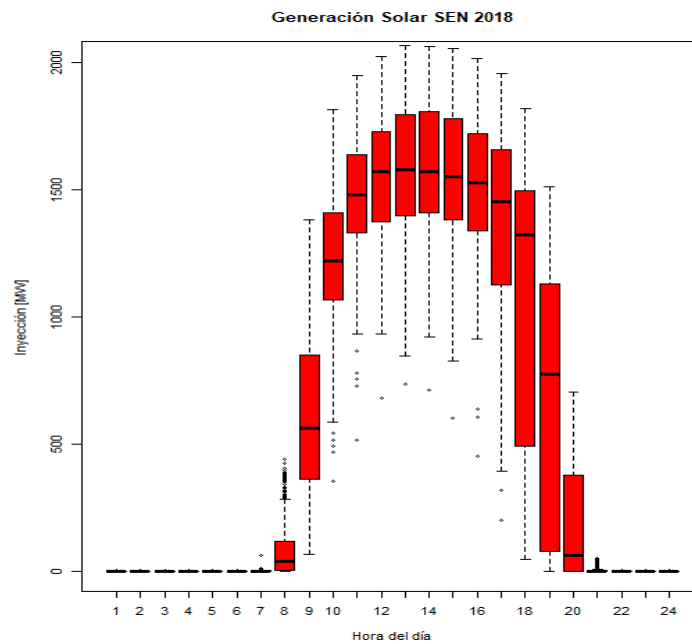
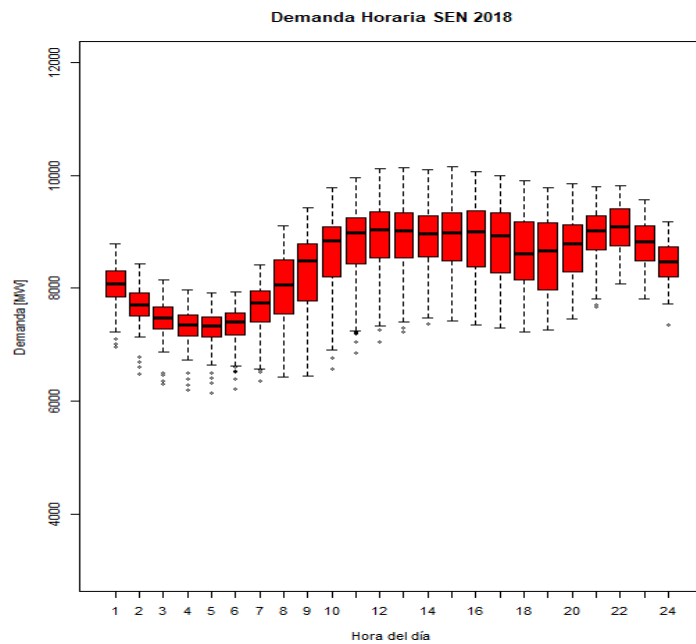
Propuesta 4.1: Tratamiento potencia flexible



Flexibilidad

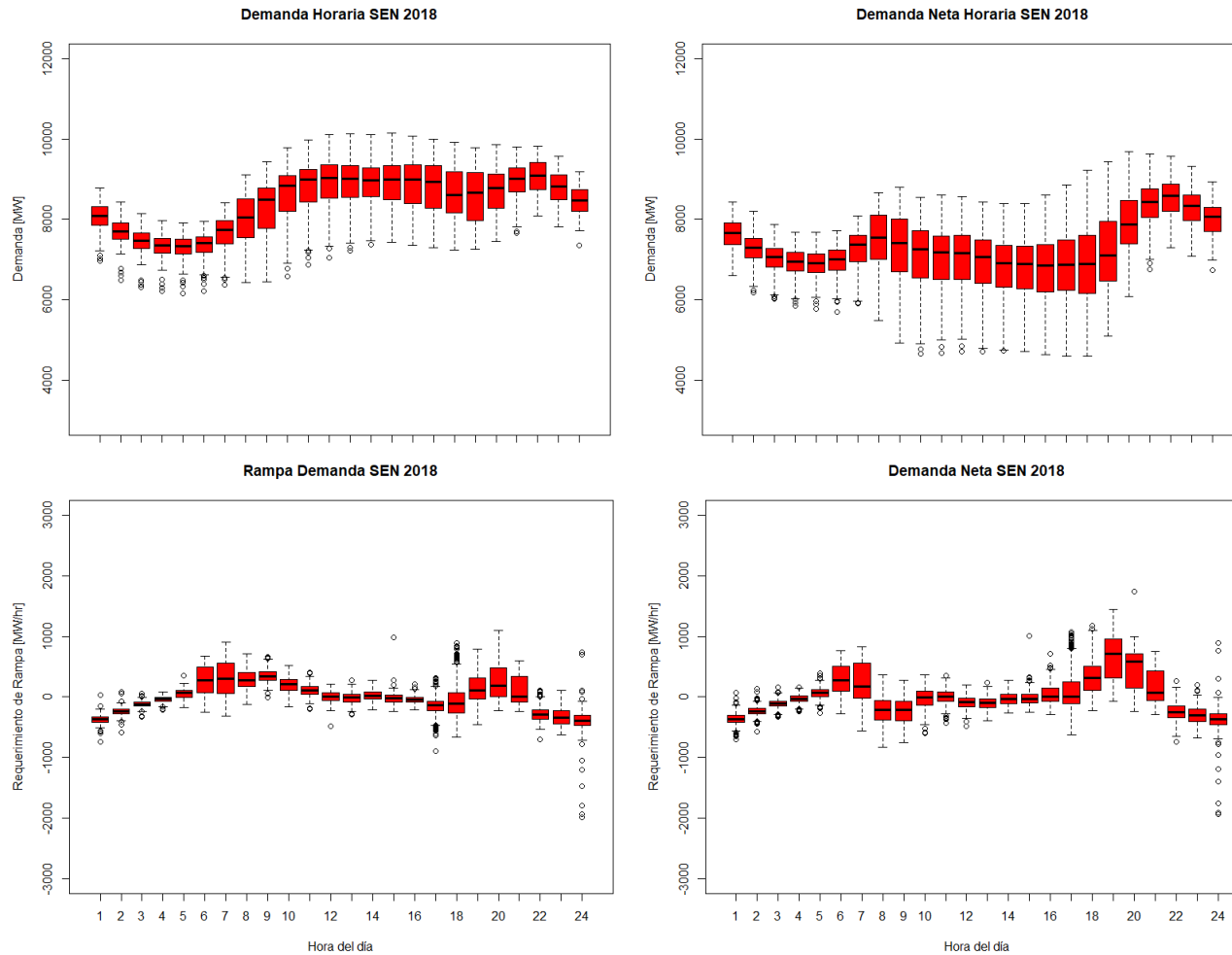
Propuesta 4.1: Tratamiento potencia flexible

Para la propuesta metodológica se define la Necesidad de Flexibilidad del Sistema (NFS) en relación con las rampas del sistema, medidas en MW/h.



Flexibilidad

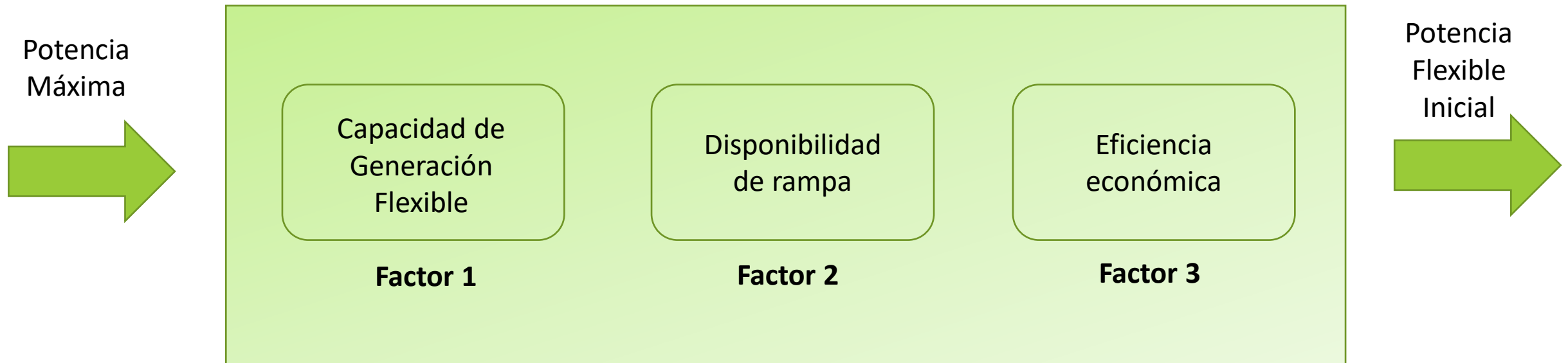
Propuesta 4.1: Tratamiento potencia flexible



Flexibilidad

Propuesta 4.1: Tratamiento potencia flexible

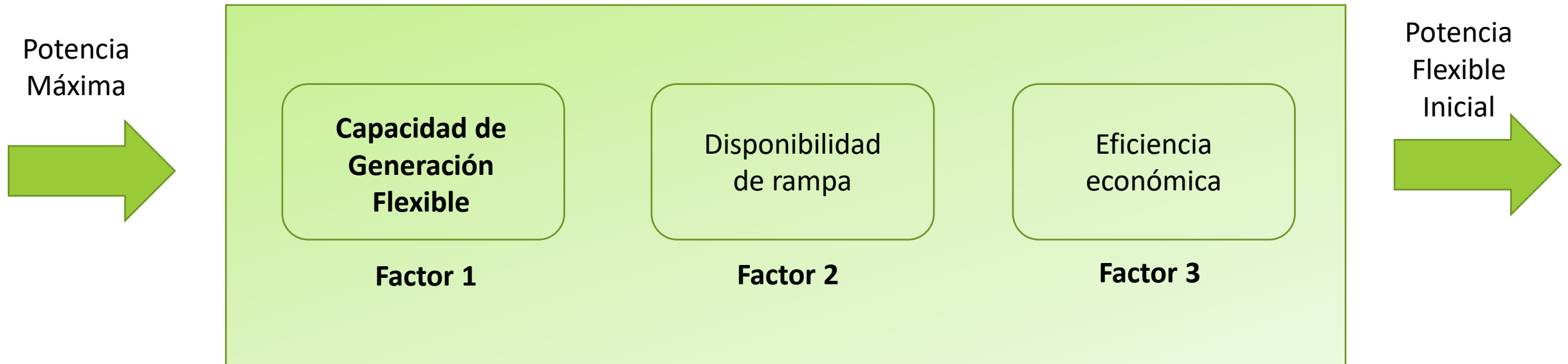
Reconocimiento de la potencia flexible sobre la base de tres ejes



Flexibilidad

Propuesta 4.1: Tratamiento potencia flexible

Reconocimiento de la potencia flexible sobre la base de tres ejes



Flexibilidad

Propuesta 4.1: Tratamiento potencia flexible

- Definición de la Capacidad de Generación Flexible (CGF):

$$CGF_i = \text{Mín}\{ P_{\text{max}} - P_{\text{min}}; \text{Rampa promedio} * 180 \text{ min}\}, \text{ si tiempo de partida} \geq 90 \text{ min}$$

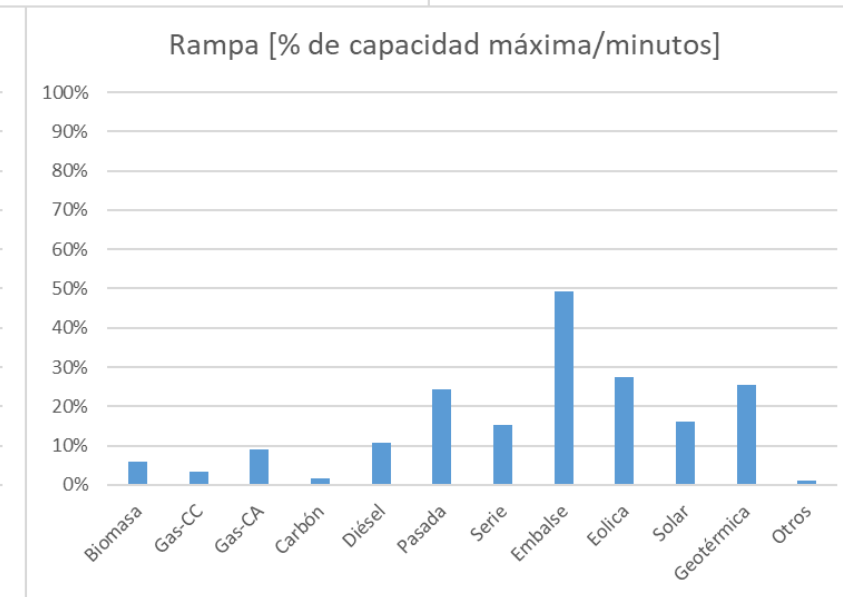
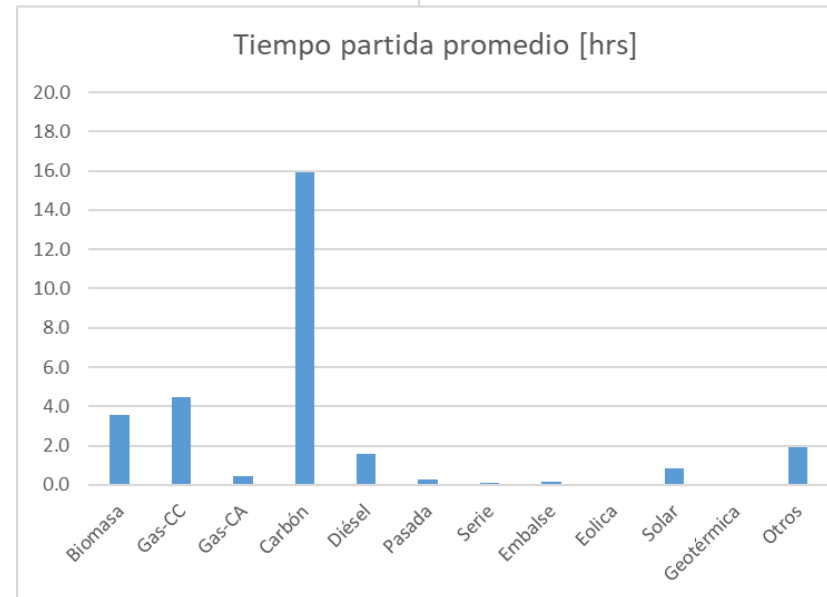
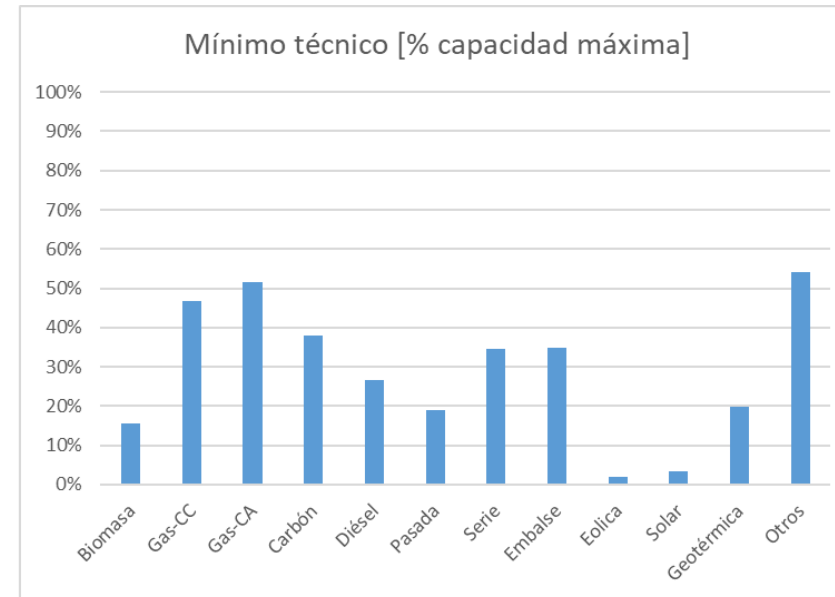
$$CGF_i = \text{Mín}\{ P_{\text{max}}, P_{\text{min}} + \text{Rampa promedio} * (180 - t_{\text{partida}})\}, \text{ si tiempo de partida} < 90 \text{ min}$$

- Rampa promedio en MW/min.
- Donde se compara el Rango Operacional ($P_{\text{max}} - P_{\text{min}}$) con la provisión de requerimientos de rampa durante 3 horas, descontando, o no, los tiempos de partida en función de la duración de los mismos.
- Las rampas promedio consideradas en la fórmula anterior corresponden a las rampas de subida. Se puede crear un indicador en que se pondere, por separado, rampas de subida y de bajada.

Flexibilidad

Propuesta 4.1: Tratamiento potencia flexible

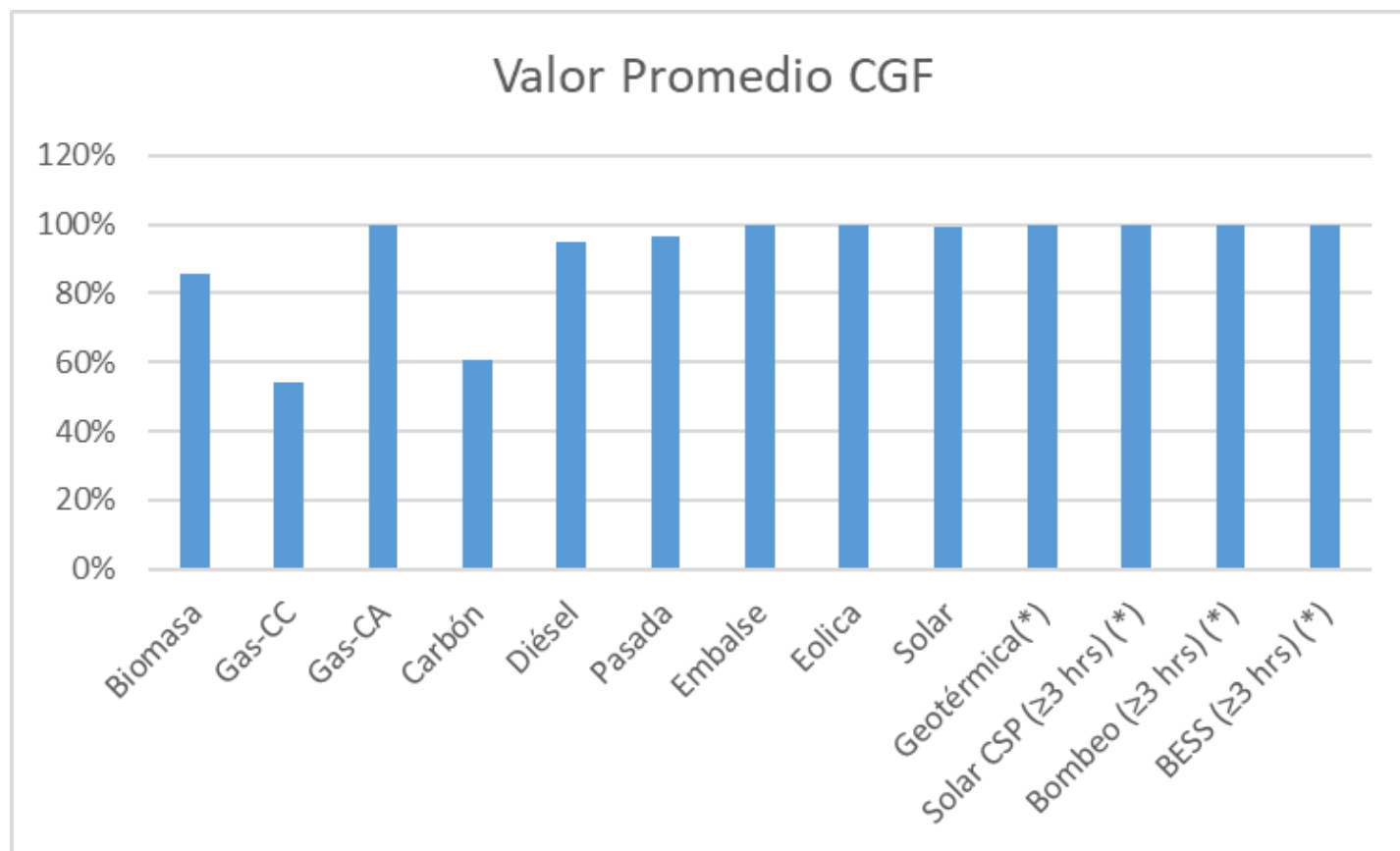
- En virtud de lo anterior, y considerando la información utilizada para efectos de requerimientos de SSCC durante 2019, se tienen los siguientes parámetros por tecnología.



Flexibilidad

Propuesta 4.1: Tratamiento potencia flexible

Implementación de propuesta: Capacidad de Generación Flexible



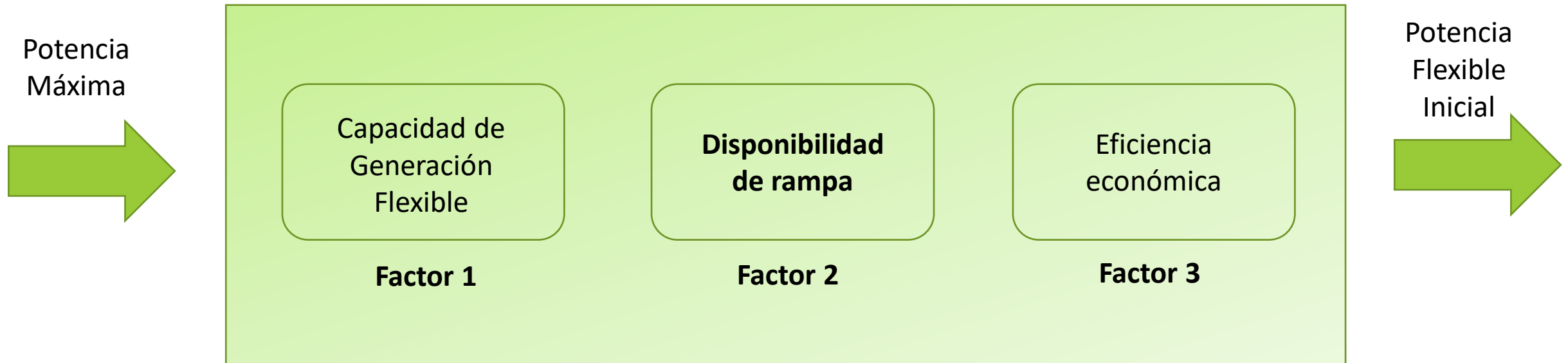
Todas presentan un valor, de acuerdo a los parámetros técnicos que disponen

(*) Para estas tecnologías se realiza estimación en función de datos teóricos y capacidad de almacenamiento mayor a 3 horas.

Flexibilidad

Propuesta 4.1: Tratamiento potencia flexible

Reconocimiento de la potencia flexible sobre la base de tres ejes



Flexibilidad

Propuesta 4.1: Tratamiento potencia flexible

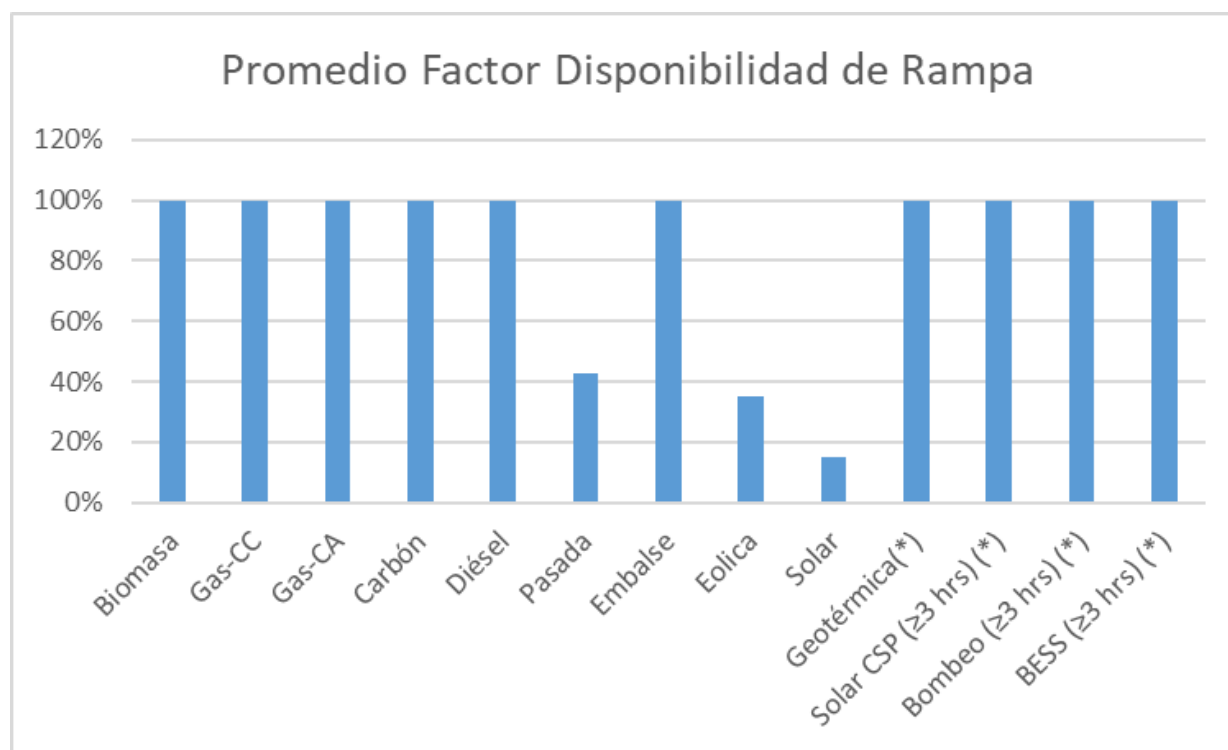
El segundo factor se encuentra relacionado con la disponibilidad promedio del insumo primario de cada central en el bloque 19-20-21 horas (horario donde se presenta la mayor rampa).

- i. Metodología podría incentivar tecnologías que permitan disminuir los requerimientos de flexibilidad.
- ii. Aquellas centrales que tengan sistemas de almacenamiento o capacidad de regulación, tendrán un mayor pago en la medida que permitan suavizar la curva.

Flexibilidad

Propuesta 4.1: Tratamiento potencia flexible

Implementación de la propuesta: factor disponibilidad de rampa



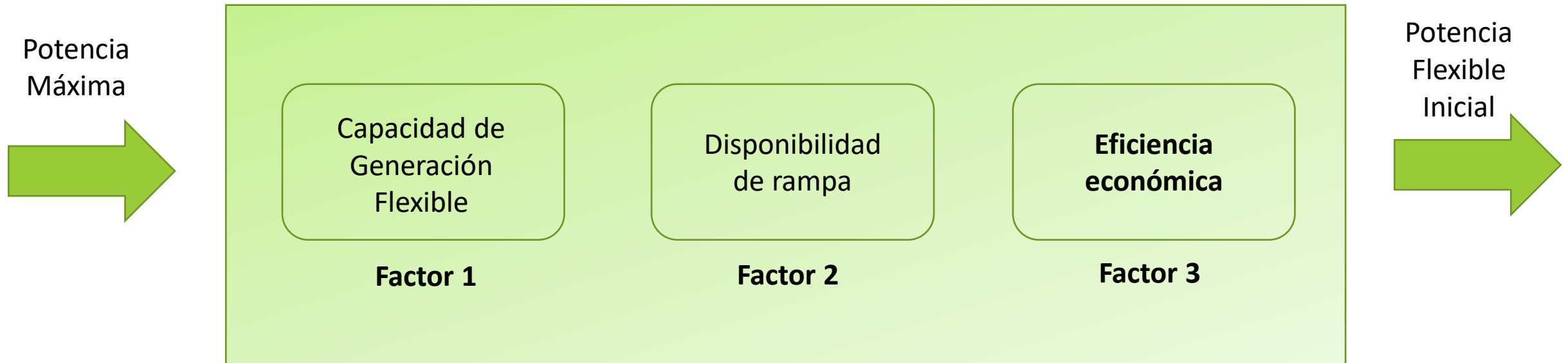
(*) Para estas tecnologías se realiza estimación en función de datos teóricos y capacidad de almacenamiento mayor a 3 horas.

Esto implica que, por ejemplo, la tecnología solar tiene CGF en promedio de 100%, pero su disponibilidad es de 15% en las horas de requerimiento de rampa, razón por la cual se asigna como resultado 15%. Lo anterior debe ser desagregado por central.

Flexibilidad

Propuesta 4.1: Tratamiento potencia flexible

Reconocimiento de la potencia flexible sobre la base de tres ejes



Flexibilidad

Propuesta 4.1: Tratamiento potencia flexible

El tercer factor se encuentra relacionado con otorgar la flexibilidad de forma económica. Para efectos de éste cálculo, se proponen hacer ejercicios de simulación considerando salidas forzadas del parque generador.

- i. La asignación se encontraría relacionada con la comparación de los costos marginales provenientes de la simulación, respecto de los costos variables de cada central.
- ii. Eventual necesidad de luego contrastar con la operación real, en particular respecto de declaración de la disponibilidad del insumo primario y alternativo, por lo que implicaría la lógica del informe preliminar y definitivo con posibilidad de Panel de Expertos.

Flexibilidad

Propuesta 4.1: Tratamiento potencia flexible

Para efectos de la simulación se deberán considerar los siguientes parámetros :

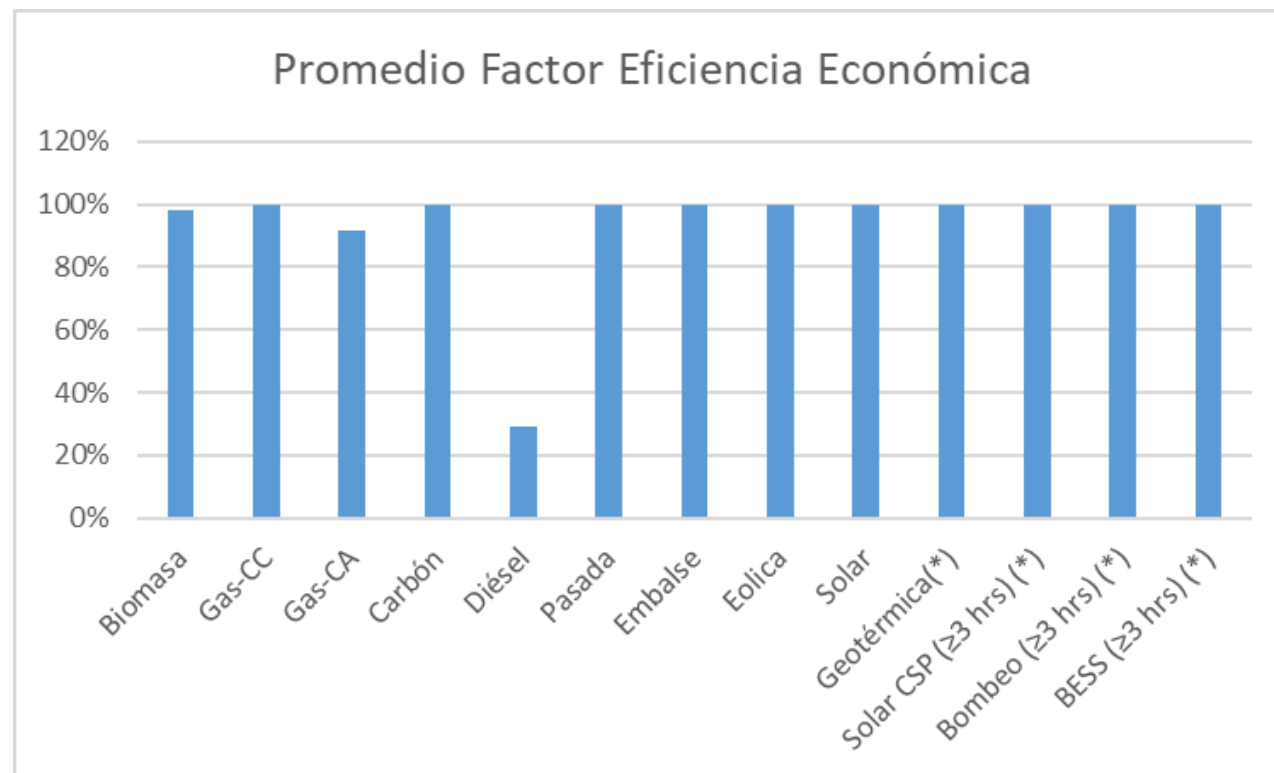
1. El **Rango Operacional** (dependiente de la Potencia Máxima y el Mínimo Técnico, donde el Mínimo Técnico puede no ser el definido sólo por NT sino que, considerando además, restricciones ambientales),
2. Los **Tiempos de Partida y Detención**,
3. Los **Tiempos Mínimos de Operación o en Detención**,
4. Las **Tasas de Toma de Carga** (subida/bajada), y
5. La **Indisponibilidad Forzada** de cada unidad (IFOR).

Flexibilidad

Propuesta 4.1: Tratamiento potencia flexible

Implementación: factor eficiencia económica

- En la práctica proviene de una simulación con alto nivel de detalle temporal. Como aproximación, se consideraron los costos marginales esperados, de una simulación proveniente del Informe Técnico de Precios de Nudo de Corto Plazo.
- El cálculo realizado si bien es presentado por tecnología, debe realizarse por central.



(*) Para estas tecnologías se realiza estimación en función de datos teóricos y capacidad de almacenamiento mayor a 3 horas.

Flexibilidad

Propuesta 4.1: Tratamiento potencia flexible

Implementación: Resultado final

Finalmente, el reconocimiento está dado por la multiplicación de los tres factores.

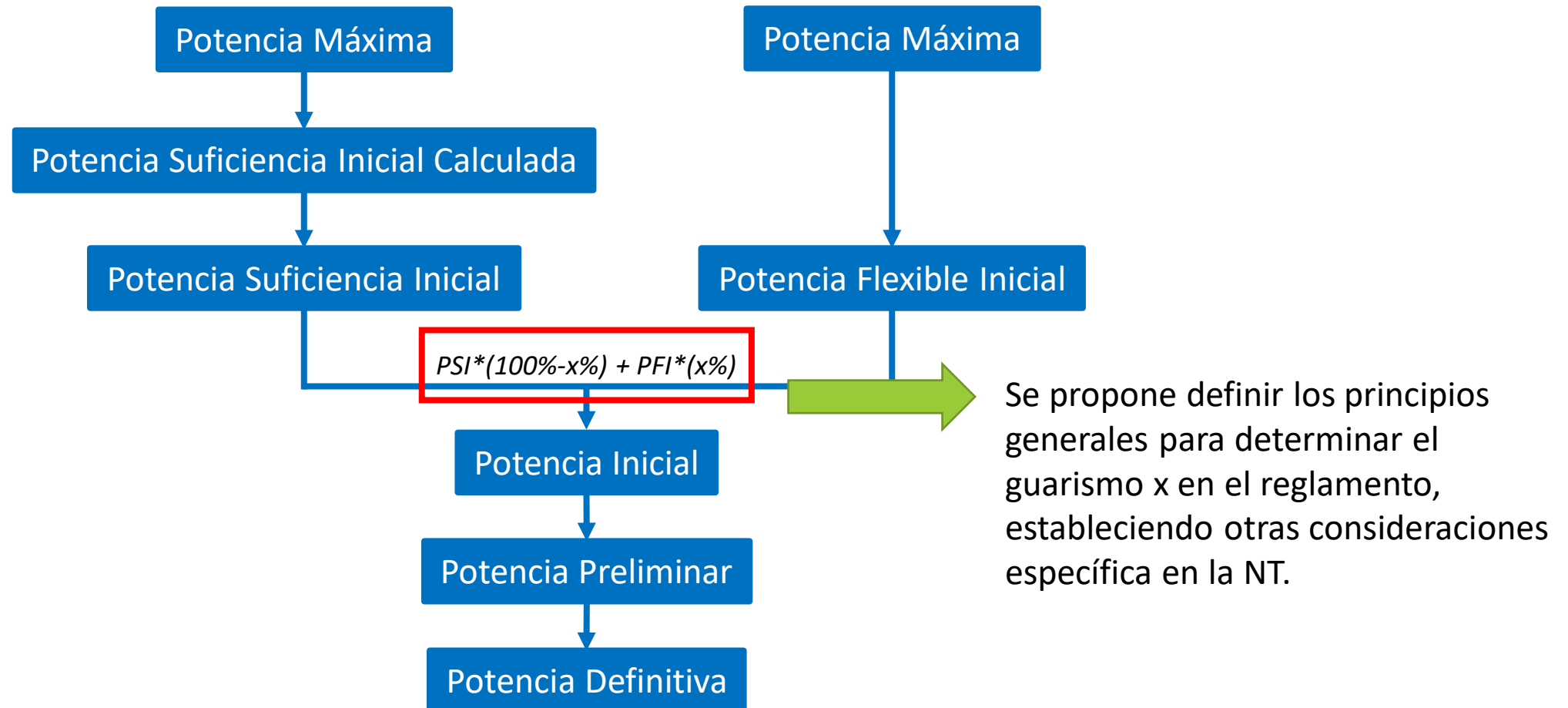
Tecnología	Promedio Factor CGF	Promedio Factor Disponibilidad de Rampa	Promedio Factor Eficiencia Económica	Final
Biomasa	85%	100%	98%	84%
Gas-CC	54%	100%	100%	54%
Gas-CA	100%	100%	92%	92%
Carbón	60%	100%	100%	60%
Diésel	95%	100%	29%	28%
Pasada	97%	43%	100%	41%
Embalse	100%	100%	100%	100%
Eólica	100%	35%	100%	35%
Solar	99%	15%	100%	15%
Geotérmica(*)	100%	100%	100%	100%
Solar CSP (≥3 hrs) (*)	100%	100%	100%	100%
Bombeo (≥3 hrs) (*)	100%	100%	100%	100%
BESS (≥3 hrs) (*)	100%	100%	100%	100%

Los resultados son variables y dependerán de ajustes que se puedan hacer a las máquinas (CGF - factor 1), producción en horario de rampa y duración de esta (factor 2), y de la simulación de la operación del sistema (factor 3).

(*) Para estas tecnologías se realiza estimación en función de datos teóricos y capacidad de almacenamiento mayor a 3 horas. 57

Flexibilidad

Propuesta 4.1: Tratamiento potencia flexible



Flexibilidad

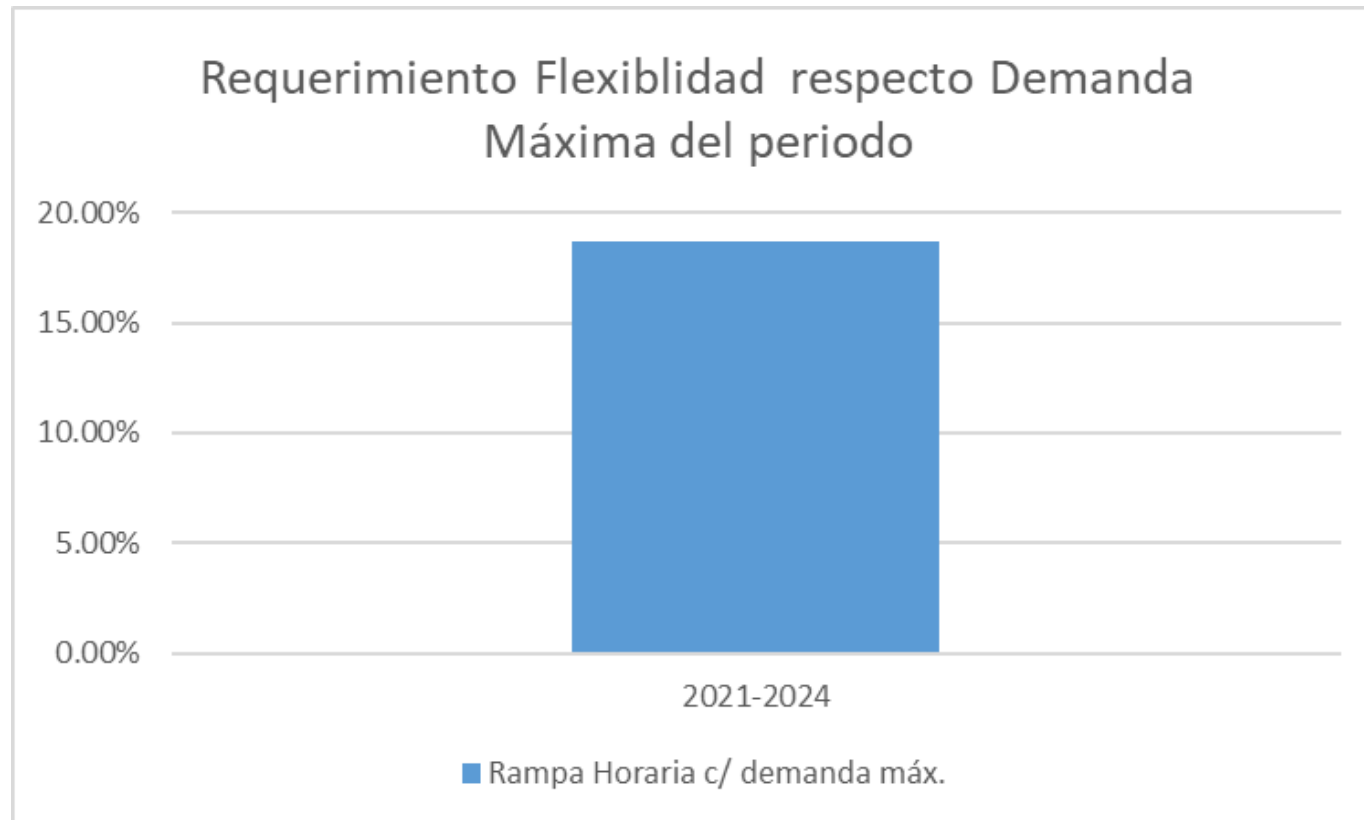
Propuesta 4.1: Tratamiento potencia flexible

- Una primera aproximación del requerimiento de flexibilidad del sistema se basa en las rampas del sistema.
- Como principio para la ponderación del requerimiento de flexibilidad se diferencia el efecto de la rampa por demanda, y por demanda neta.
- Detección del requerimiento de rampa horaria en horario comprendido entre las 19-21 por consistencia con disponibilidad de los recursos.
- Como señal de estabilidad, se contempla que se establezca la asignación en un proceso cuatrienal.
- Una vez determinado el requerimiento en [MW/h], este se compara con el tamaño del mercado de potencia para asignar el porcentaje.

Flexibilidad

Propuesta 4.1: Tratamiento potencia flexible

A continuación, se presenta un ejemplo práctico determinado a partir de retiros horarios de 2018, proyecciones de demanda, y del plan de obras del Informe Técnico de Precios de Nudo del primer semestre del 2020.



Flexibilidad

Propuesta 4.1: Tratamiento potencia flexible

Otras consideraciones respecto de la metodología

- Para determinar el segundo factor, asociado a la disponibilidad de rampa, se podría evaluar considerar el modelo probabilístico utilizado para el cálculo de la suficiencia (ELCC o ECP), realizando el cálculo para las 3 horas de mayor rampa de demanda neta y determinar el indicador LOLE asociado a ese bloque horario.
- Para determinar el requerimiento de potencia flexible (x%), respecto de la potencia de suficiencia, podrían utilizarse metodologías probabilísticas. En este sentido, una alternativa a evaluar es estimar el LOLE asociado a las necesidades de rampa y margen de potencia de las unidades generadoras respecto del LOLE asociado a necesidades de suficiencia.
- Efecto de las condiciones ambientales en la rampa promedio de cada unidad.



Propuesta Conceptual Reglamento de Potencia

Diciembre 2020

