



Ministerio
de Energía



Sesión 9 - Mesa de Trabajo Reglamento de Potencia

Ministerio de Energía - Comisión Nacional de Energía
Noviembre 2020



Agenda – Criterios relevantes en Potencia de Suficiencia

- Comentarios de los asistentes
- Definición de subsistemas de potencia.
- Determinación y aplicación del Margen de Reserva Teórico.
- Determinación y aplicación de la Indisponibilidad Forzada.
- Establecimiento de un nivel objetivo de confiabilidad sistémica.

Comentarios de los asistentes

Los temas asociados a criterios relevantes, levantados en las sesiones anteriores apuntaban a los siguientes 4 aspectos:

✓ Subsistemas

- Definición de criterios de definición
- Cómo se relacionan subsistemas con metodologías tipo ECP y ELCC
- Señales claras y estables para la inversión

✓ Margen de Reserva

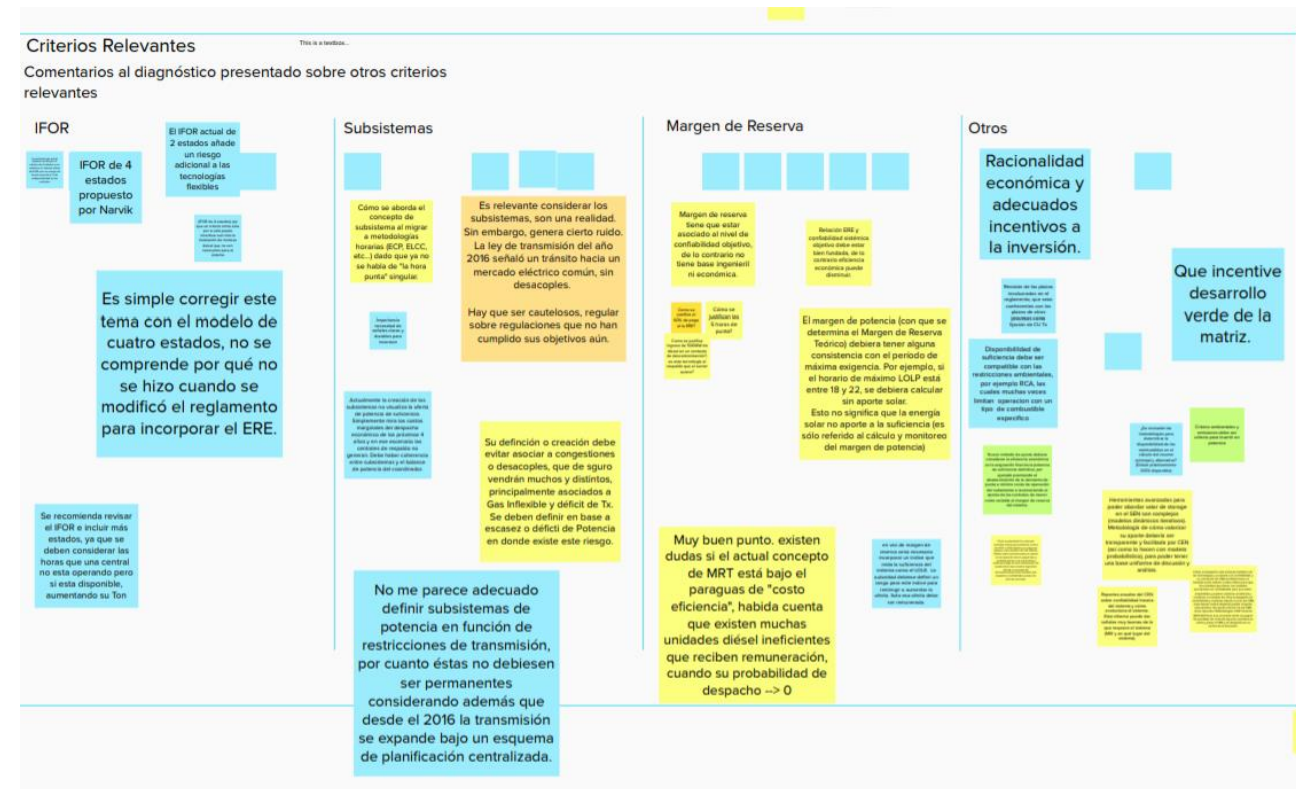
- Relación con confiabilidad del sistema
- Incentivo a la eficiencia

✓ IFOR

- Implementación de Modelo de 4 estados

✓ Otros criterios

- Restricciones ambientales y emisiones
- Seguimiento a nivel de confiabilidad y su evolución

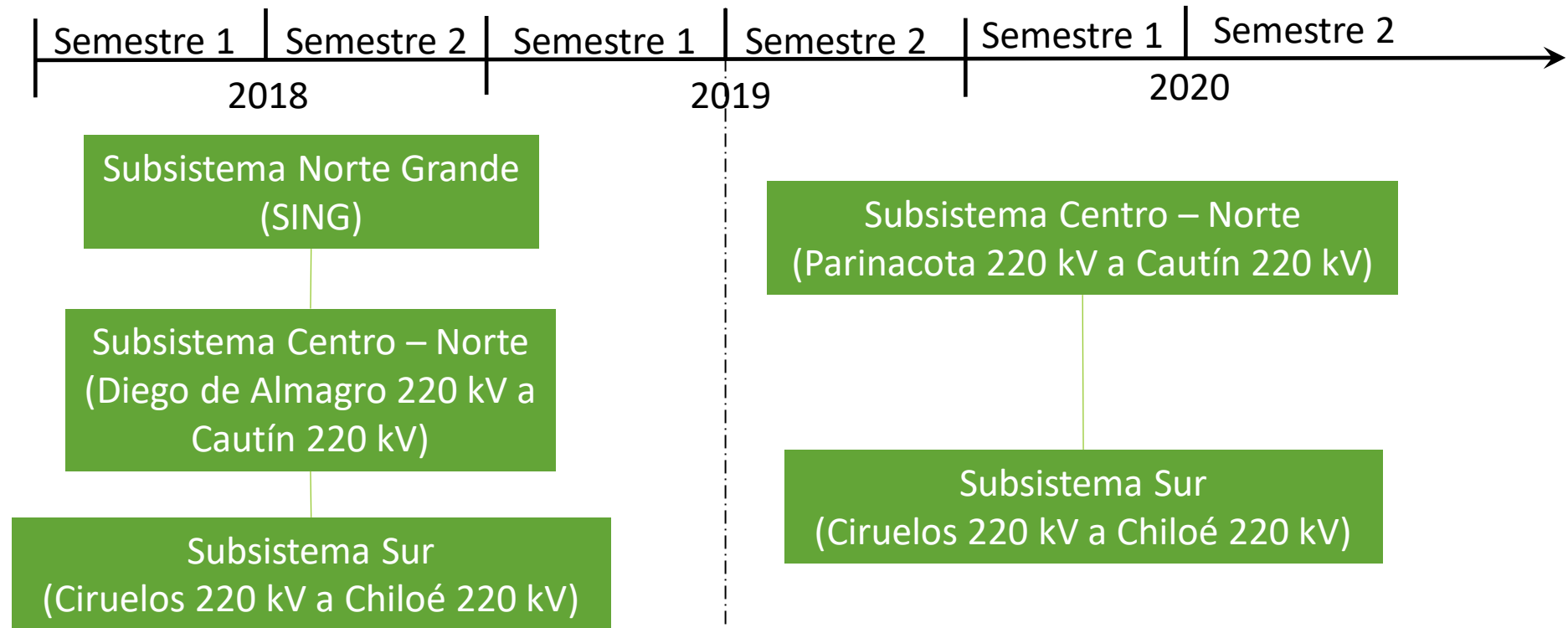


Diagnóstico: Subsistemas de Potencia

- En la Ley General de Servicios Eléctricos y los reglamentos (DS 86 Reglamento de Precios de Nudo / DS 62 Reglamento de Transferencias de Potencia) **NO** se establecen criterios para la definición de los subsistemas de potencia.
- Artículo 149 LGSE:
- *“Estas transferencias (de potencia) deberán realizarse en función de la capacidad de generación compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta existentes, conforme se determine en el reglamento. Para estos efectos **se establecerán balances por sistemas o subsistemas conforme los subsistemas que se identificaren en los correspondientes informes de precios de nudo según se establece en el artículo 162**”.*
- Identificación de subsistemas de potencia: semestral y considerando referencia al año hidrológico del Sistema Eléctrico Nacional.
- Metodología se basa en desacoples económicos en las **horas de demanda máxima (período de control)**.

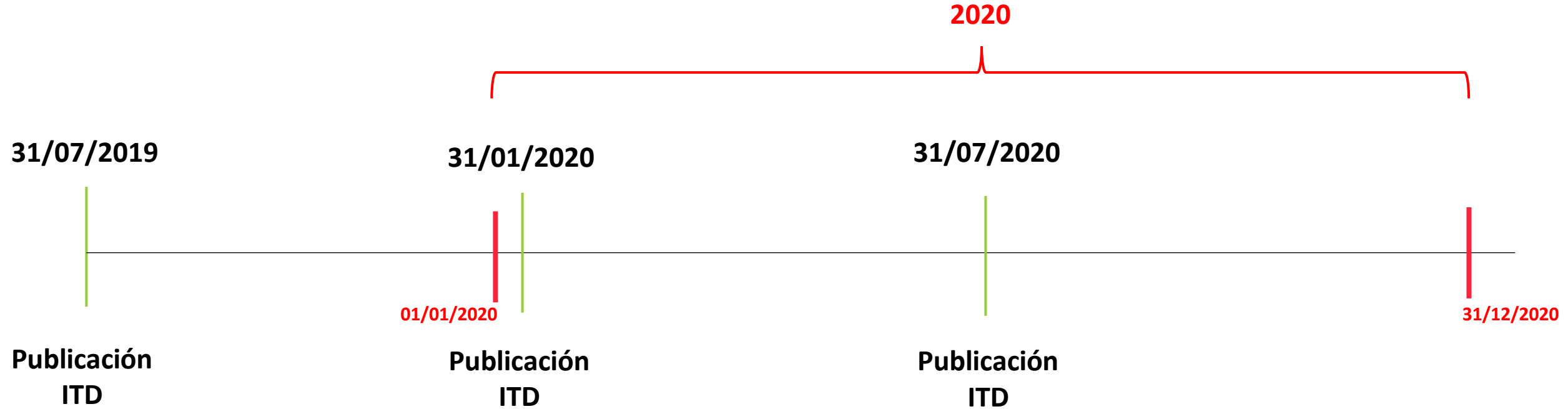
Diagnóstico: Subsistemas de Potencia

- Estabilidad de la señal.



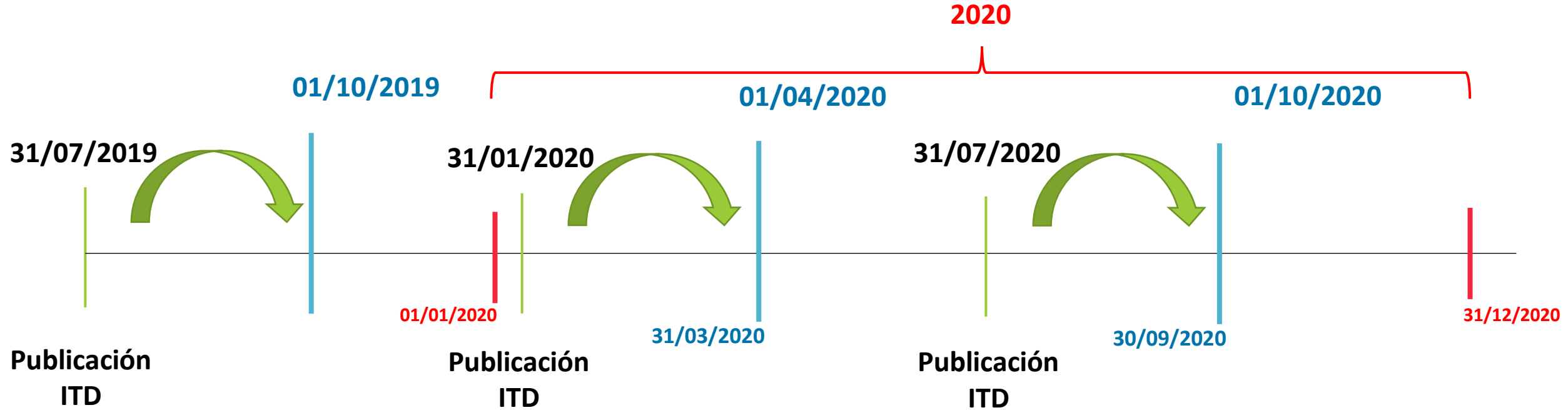
Diagnóstico: Subsistemas de Potencia

- Periodos Precios de Nudo de Corto Plazo (PNCP): situación actual



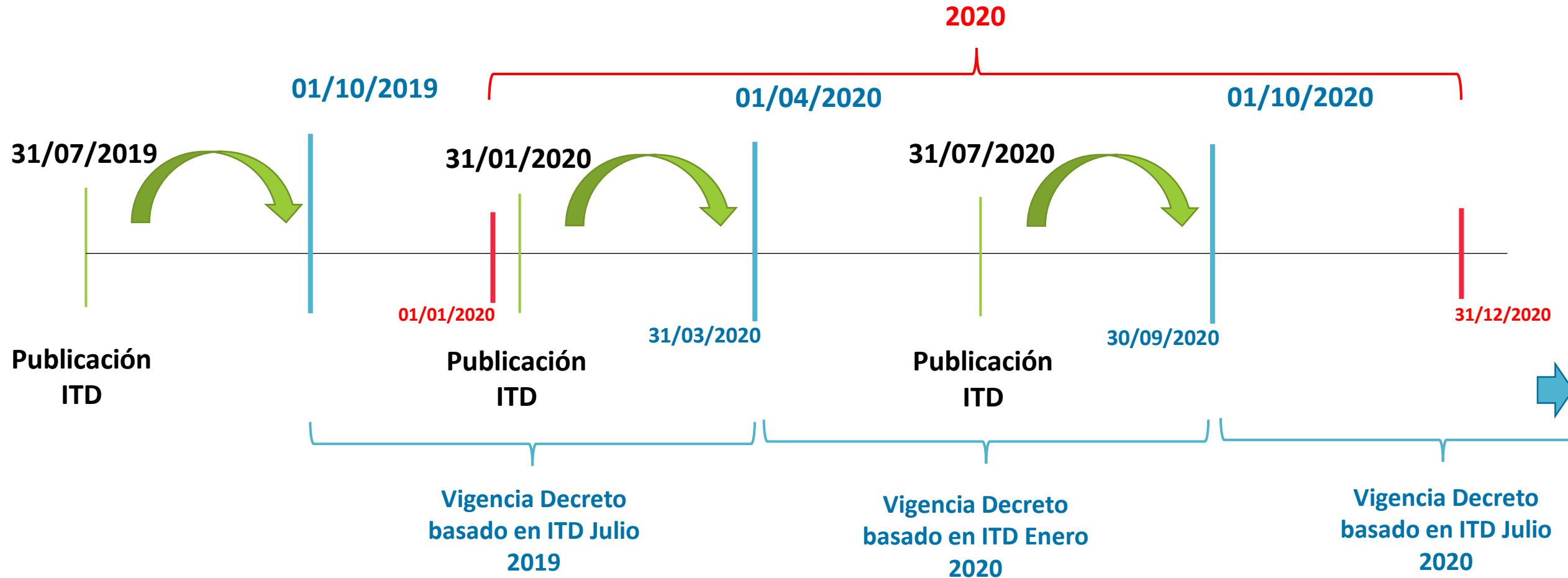
Diagnóstico: Subsistemas de Potencia

- Periodos Precios de Nudo de Corto Plazo (PNCP): situación actual



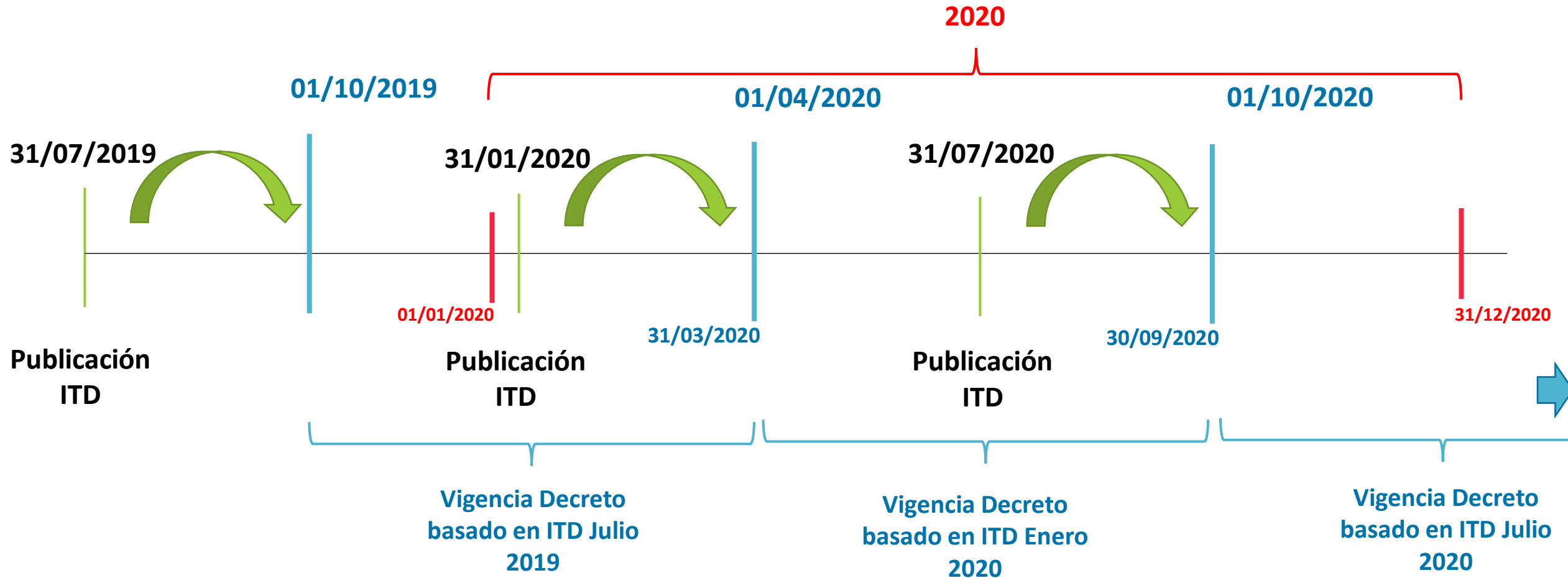
Diagnóstico: Subsistemas de Potencia

- Periodos Precios de Nudo de Corto Plazo (PNCP): situación actual



Diagnóstico: Subsistemas de Potencia

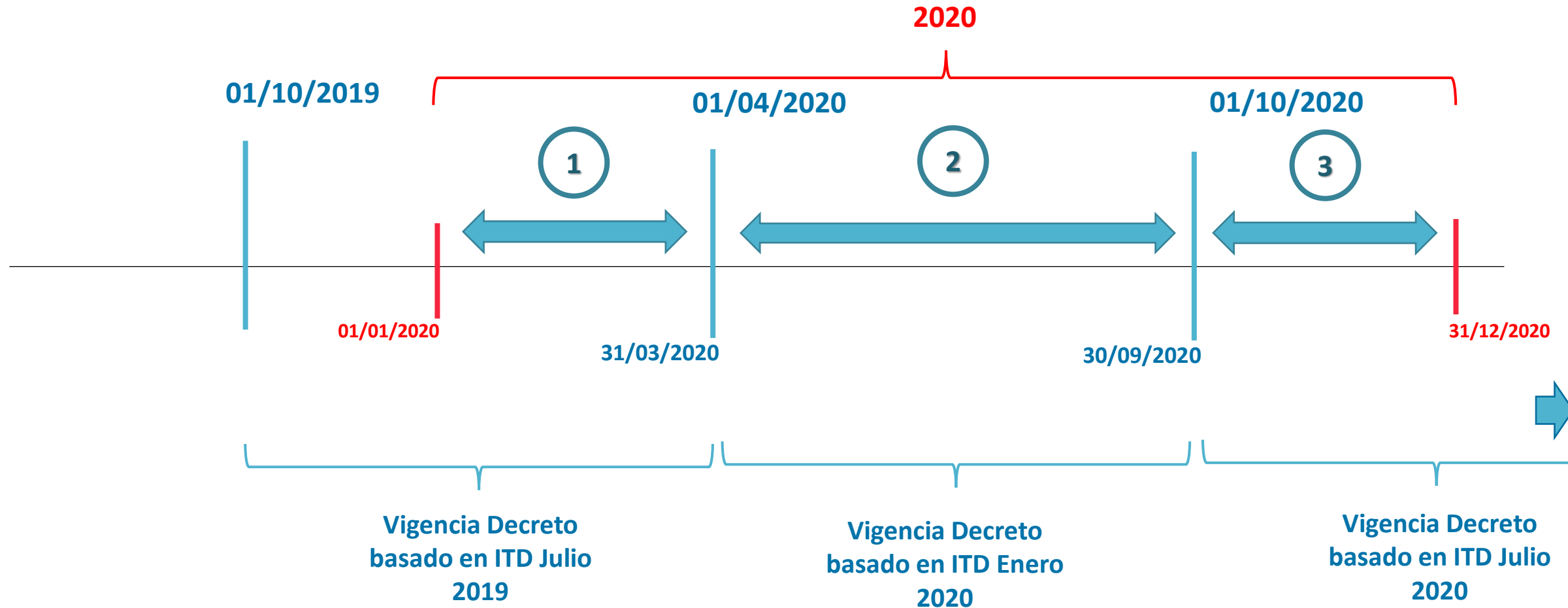
- Periodos Precios de Nudo de Corto Plazo (PNCP): situación actual



- En un año calendario, se tiene en vigencia tres decretos PNCP.
- Inconsistencia con régimen anual del balance de transferencias.

Diagnóstico: Subsistemas de Potencia

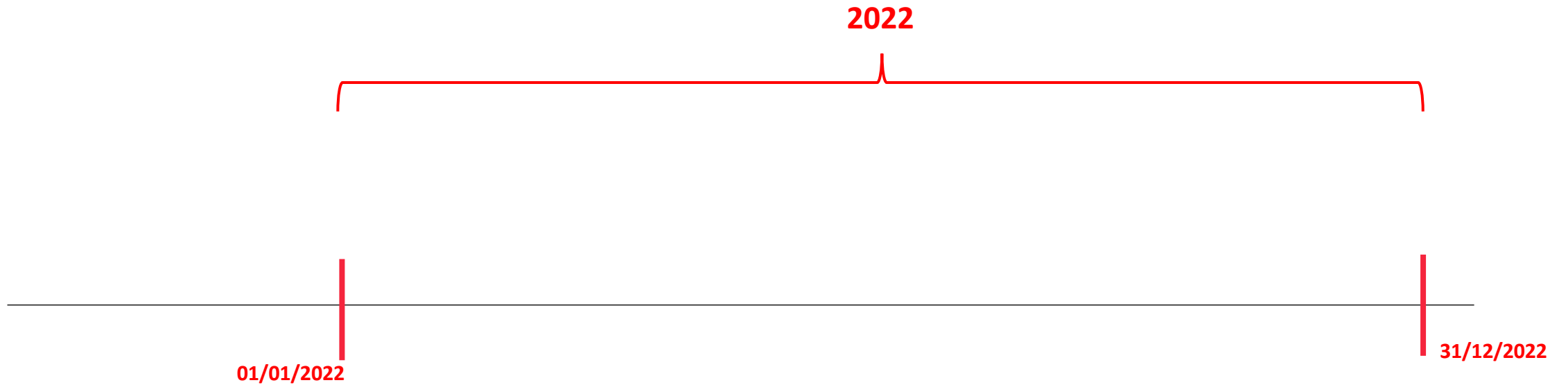
- Periodos Precios de Nudo de Corto Plazo (PNCP): situación actual



- En un año calendario, se tiene en vigencia tres decretos PNCP.
- Inconsistencia con régimen anual del balance de transferencias.

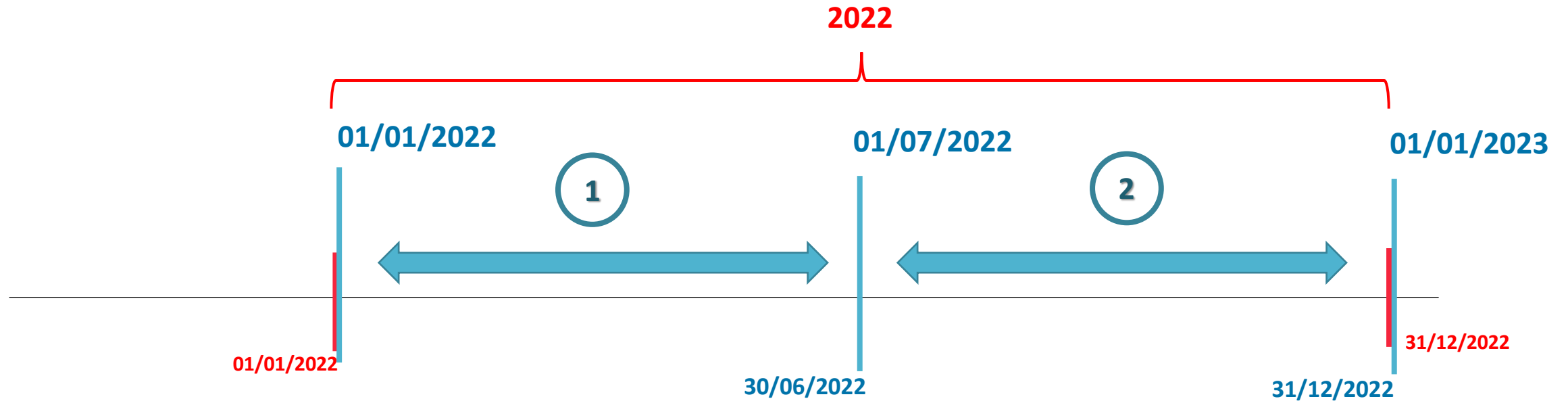
Propuesta: Subsistemas de Potencia

- Periodos Precios de Nudo de Corto Plazo (PNCP): situación propuesta



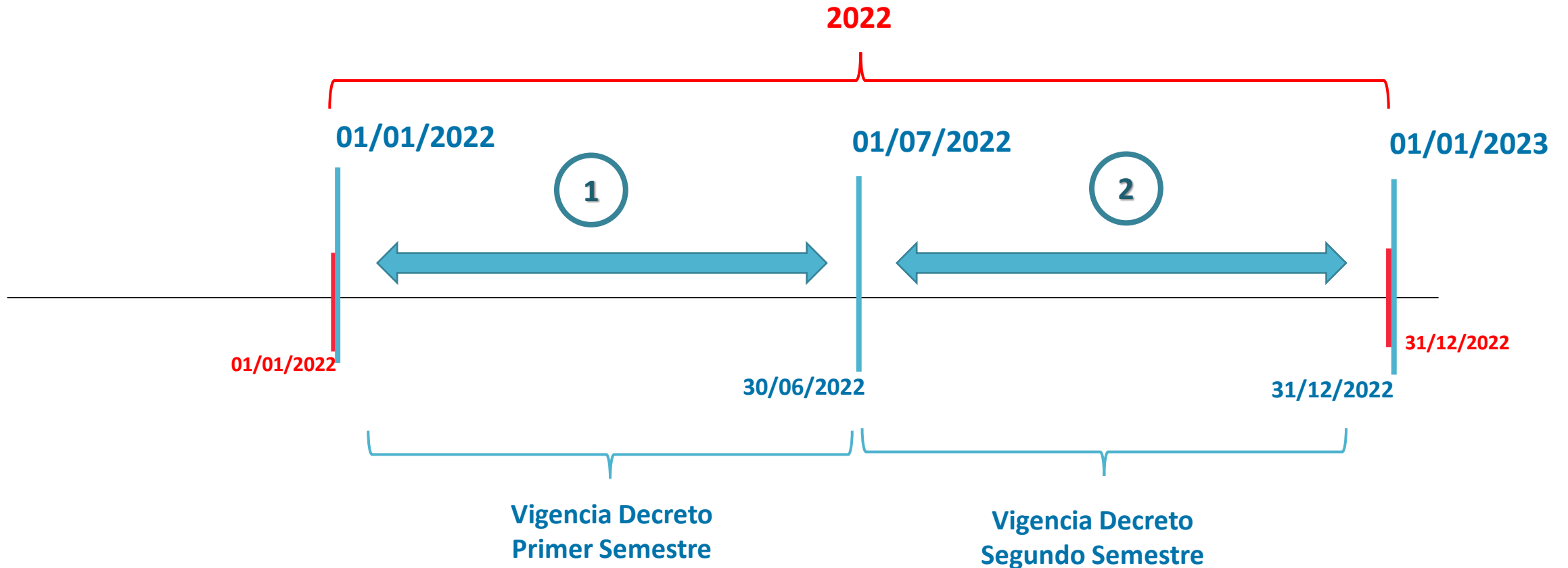
Propuesta: Subsistemas de Potencia

- Periodos Precios de Nudo de Corto Plazo (PNCP): situación propuesta



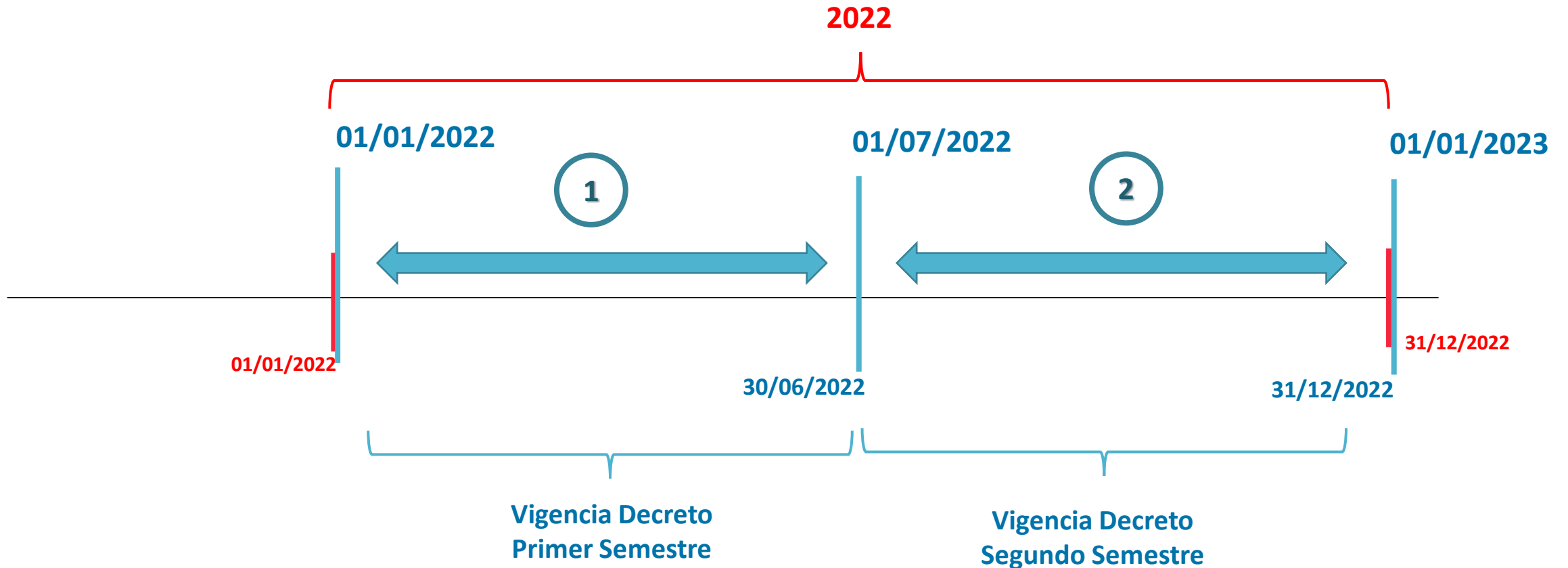
Propuesta: Subsistemas de Potencia

- Periodos Precios de Nudo de Corto Plazo (PNCP): situación propuesta



Propuesta: Subsistemas de Potencia

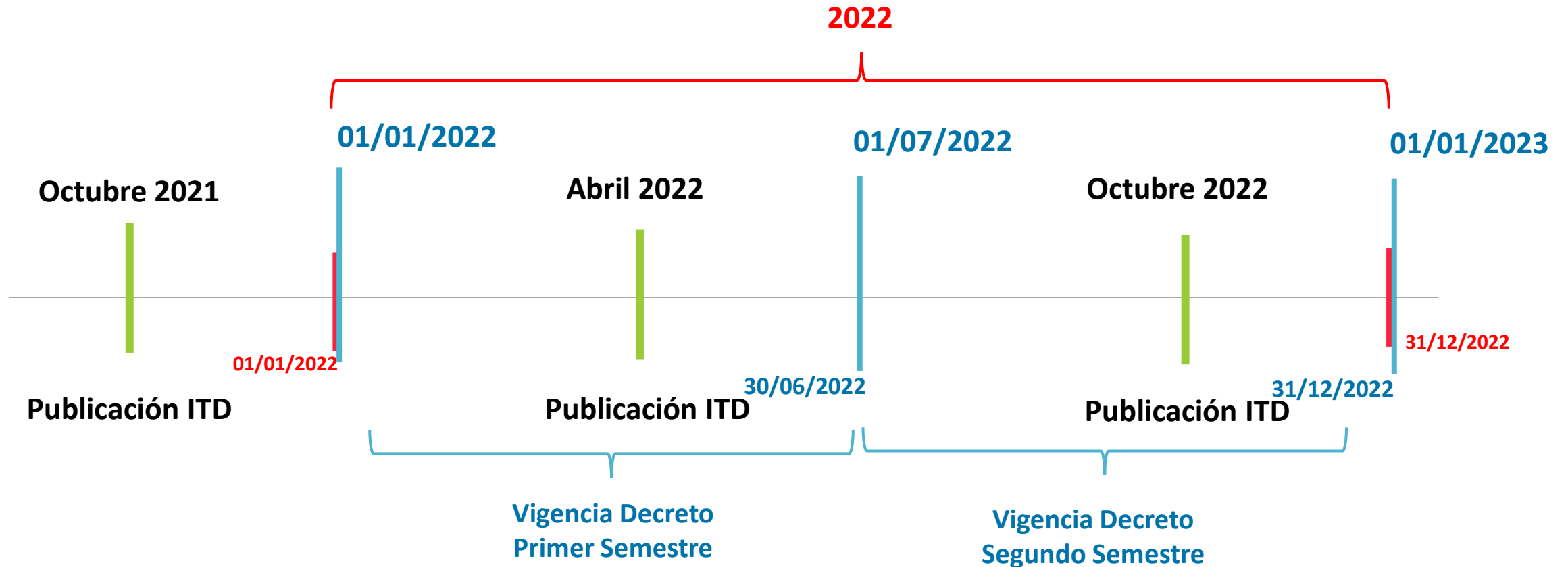
- Periodos Precios de Nudo de Corto Plazo (PNCP): situación propuesta



- En un año calendario, se tendrá en vigencia dos decretos PNCP.
- Consistencia con régimen anual del balance de transferencias.

Propuesta: Subsistemas de Potencia

- Periodos Precios de Nudo de Corto Plazo (PNCP): situación propuesta



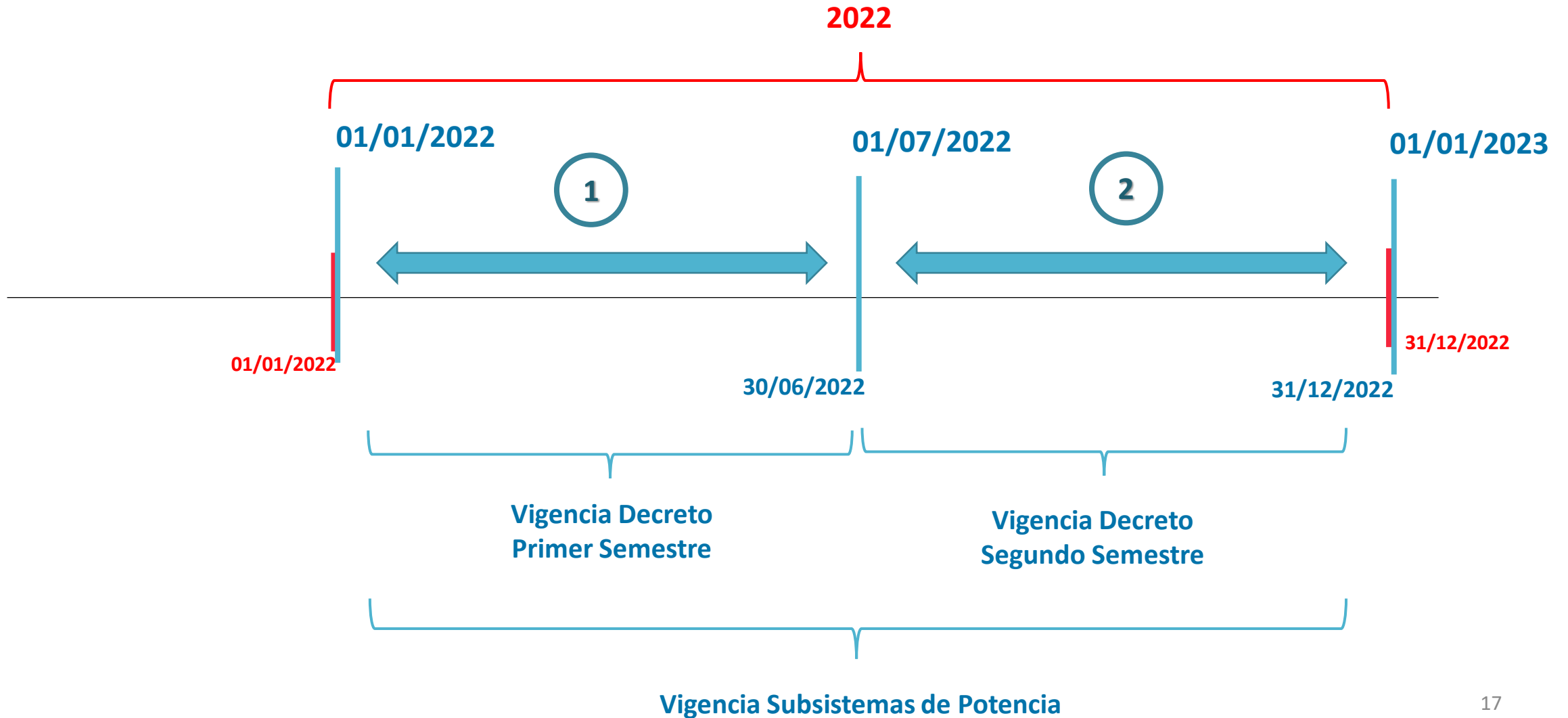
Propuesta: Subsistemas de Potencia

De la periodicidad y metodología del cálculo:

1. Fijación de los subsistemas a partir de un proceso cuatrienal ad-hoc (proceso anclado a la determinación cuatrienal de costos de unidad de punta) que defina criterios y escenarios.
2. Revisión de la definición 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.

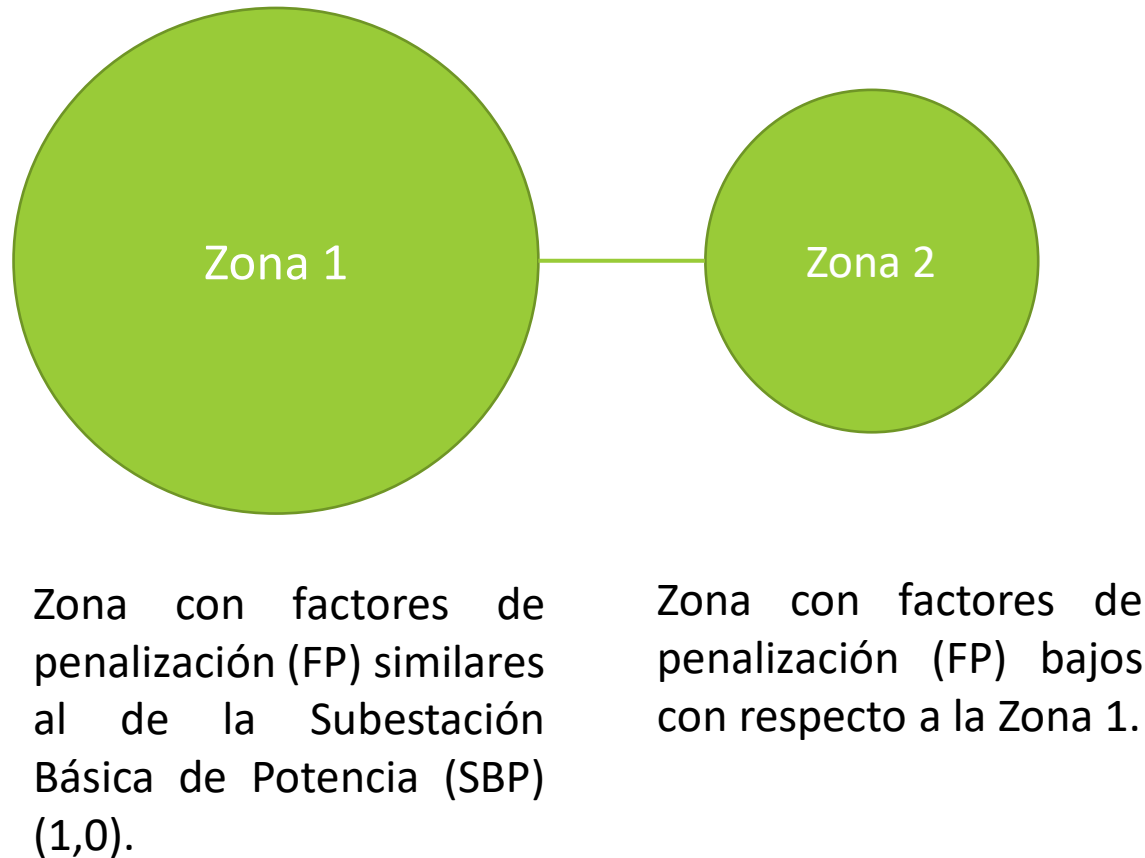
Propuesta: Subsistemas de Potencia

- Periodos Precios de Nudo de Corto Plazo (PNCP): situación propuesta



Propuesta: Subsistemas de Potencia

Sistema Eléctrico Nacional



- Si FP bajos => desacoples económicos en horario de control podría implicar sobre oferta.
- Si costos de la unidad de punta (Precio Básico de Potencia) de Zona 1 son similares a los de la Zona 2, la creación de 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.

Diagnóstico: Margen de Reserva Teórico

- El Margen de Reserva Teórico se define en el literal e) del Artículo 225° de la LGSE.
- *“**e) Margen de reserva teórico:** mínimo sobre-equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta en un sistema o subsistema eléctrico con una **suficiencia determinada**, dadas las características de las unidades generadoras y de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico.”*
- El Artículo 162° de la LGSE señala que, para cada fijación semestral, los Precios de Nudo de Corto Plazo de potencia se calculan a partir del **costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada** de cada subsistema eléctrico con el **tipo de unidades generadoras más económicas** para suministrar **potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual**, conforme los balances de demanda y oferta de potencia en los subsistemas que corresponda.
- *“Los valores así obtenidos se **incrementan** en un **porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del respectivo subsistema**. El valor resultante del procedimiento anterior se denomina Precio Básico de la Potencia de Punta en el subsistema respectivo.”*

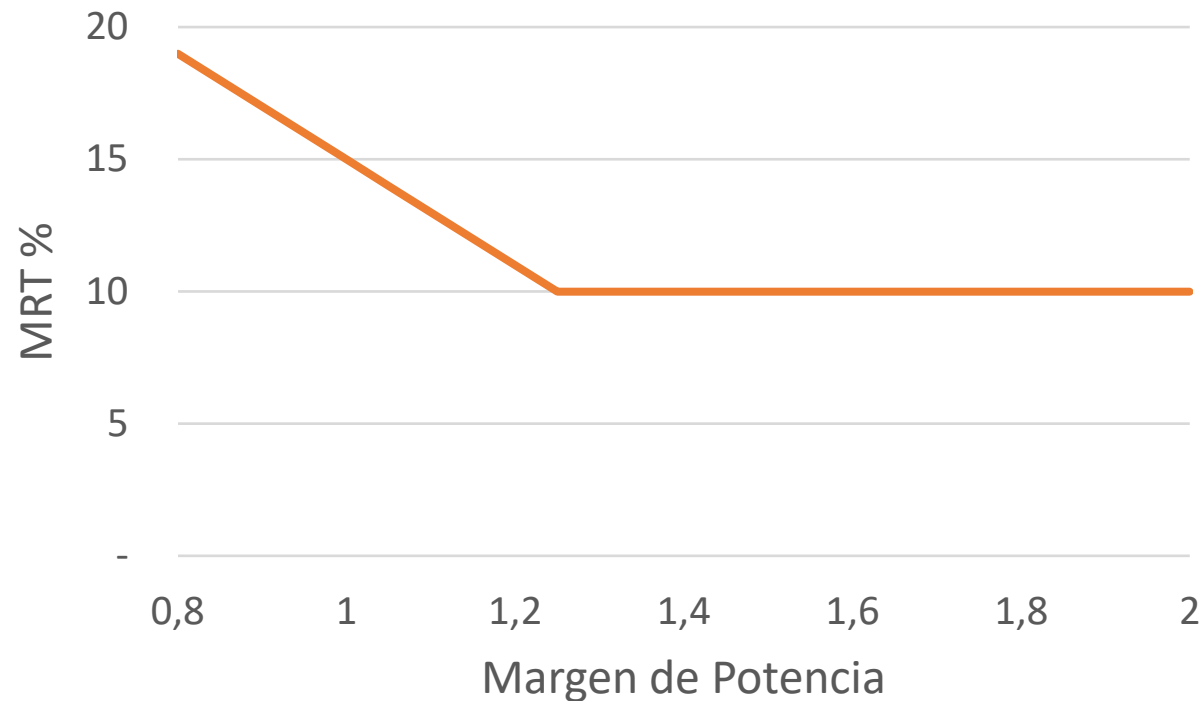
Diagnóstico: Margen de Reserva Teórico

- El actual Reglamento de Transferencias de Potencia (DS 62), en su Capítulo 4, define el Margen de Reserva Teórico (MRT) en función de una sola variable, el Margen de Potencia (Artículo 63), el cual debe ser incluido en los correspondientes informes de Precios de Nudo de Corto Plazo (Artículo 62).
- El Margen de Potencia se define, en el DS 62, como “el cociente entre la sumatoria de la Potencia Inicial de las unidades generadoras y la Demanda de Punta, para cada subsistema o sistema, según corresponda”.
- *Artículo 63: El MRT se fijará en función de los valores que adopte el Margen de Potencia de cada sistema o subsistema.*
 - *En caso que el Margen de Potencia sea mayor a 1,25, el MRT será igual a 10%.*
 - *En caso que el Margen de Potencia sea menor o igual a 1,25, el MRT será determinado conforme a la siguiente expresión:*

$$MRT = 15\% - [(MP - 1)/0,05] \%$$

Diagnóstico: Margen de Reserva Teórico

- Cuando el Margen Potencia está por sobre un 1,25 se tiene un MRT de un 10%, valor mínimo en incrementar el precio con la fórmula actual.



Diagnóstico: Margen de Reserva Teórico

- En los últimos 3 años se han mantenido Márgenes de Potencia altos en los distintos subsistemas de potencia, en torno a 1,5 en el sur del SEN, y de más de 1,6 en la zona centro-norte del SEN.

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			
Sur	1,63	1,60	1,60	1,50	1,53	1,47

Diagnóstico: Margen de Reserva Teórico

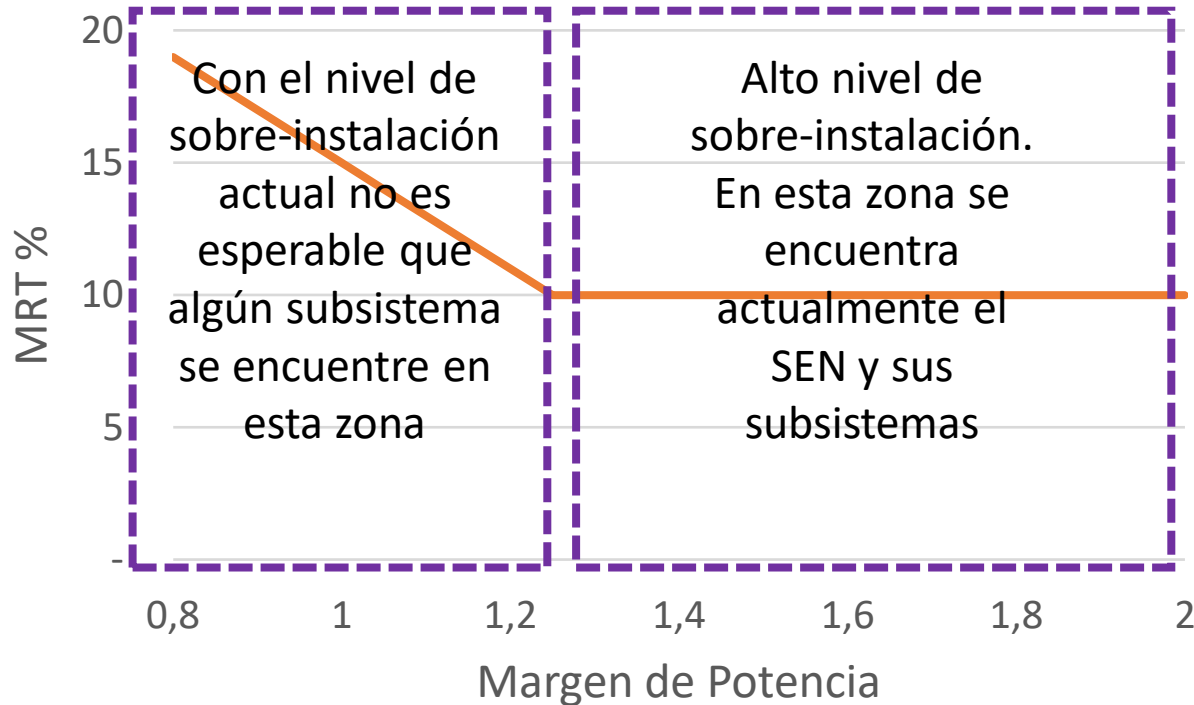
- Aplicación del Artículo 162, numeral 3 de la LGSE:

$$P_{\text{bpot}}[\text{US\$/kW/mes}] = \underbrace{\{(C_{\text{TG}} \text{FRC}_{\text{TG}} + C_{\text{SE}} \text{FRC}_{\text{SE}} + C_{\text{LT}} \text{FRC}_{\text{LT}})CF + C_{\text{fijo}}\}}_{\text{CONE Neto}} (1 + \text{FP}) \times (1 + \text{MRT})$$

CONE Neto: determinado en estudio cuatrienal de costos de inversión y fijos de operación

- De acuerdo con las últimas definiciones de subsistemas, y valores de márgenes de potencia, **el MRT ha sido igual al 10% en todos los subsistemas**, y con ello, el CONE Neto ha sido amplificado en un 10%.

Propuesta: Margen de Reserva Teórico



Fuente: Elaboración propia (DS62)

A partir del análisis anterior se presentan las propuestas:

1. En **régimen permanente**, una disminución del MRT a cero cuando el 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.

Propuesta: Margen de Reserva Teórico

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) determinar 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			
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).

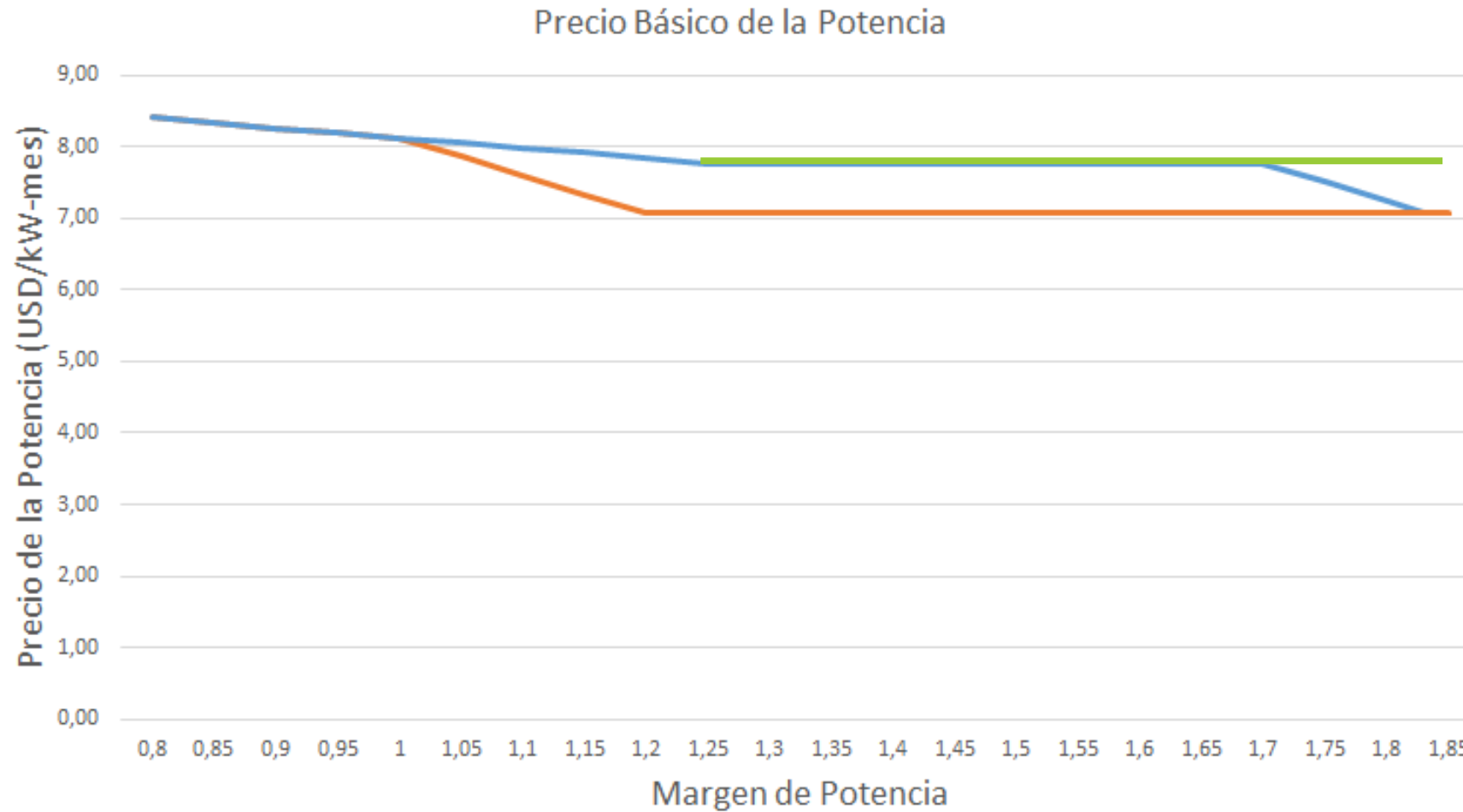
Propuesta: Margen de Reserva Teórico



Propuesta: Margen de Reserva Teórico



Propuesta: Margen y Precios de Potencia



Diagnóstico: Indisponibilidad Forzada (IFOR)

- El IFOR se utiliza para efectos de determinar la oferta de potencia de suficiencia.
- Con la metodología actual de reconocimiento de la oferta, se utiliza para determinar la potencia de suficiencia preliminar de acuerdo el esquema a continuación.



Fuente: Presentación Ministerio de Energía (Sesión N°8 Reglamento de Potencia)

- Actualmente, descontando los consumos propios y mantenimientos, la potencia de suficiencia preliminar se aproxima a la potencia inicial multiplicada por $(1 - \text{IFOR})$

Diagnóstico: Indisponibilidad Forzada (IFOR)

Actualmente, la indisponibilidad forzada (IFOR) se calcula como: $IFOR = \frac{T_{OFF}}{T_{ON} + T_{OFF}}$

- El cálculo actual es más adecuado para centrales que operan en base y no para centrales con pocas horas de operación al año.
- Este cálculo no diferencia entre la indisponibilidad de la central cuando ésta fue necesaria o no para suplir la demanda.
- Existen distintas maneras de realizar el cálculo del IFOR que sí hacen esta diferenciación.

T_{OFF} : Tiempo medio acumulado en que la unidad generadora se encuentra indisponible, ya sea por desconexión forzada o programada para una ventana móvil de 5 años.

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

Propuesta: Indisponibilidad Forzada (IFOR)

En servicio

Fuera de servicio o salida forzada

CLASE 0

EN LA PARTIDA

CLASE 1

1F: SALIDA INMEDIATA DEL ESTADO EN EL QUE ESTÁ (2)

1M: ALARGUES EN MANTENIMIENTOS CUANDO CONDICIÓN SE DESCUBRE EN M.P.

CLASE 2

FALLA IMPLICA SALIDA EN LAS PRÓXIMAS SEIS HORAS (2)

CLASE 3

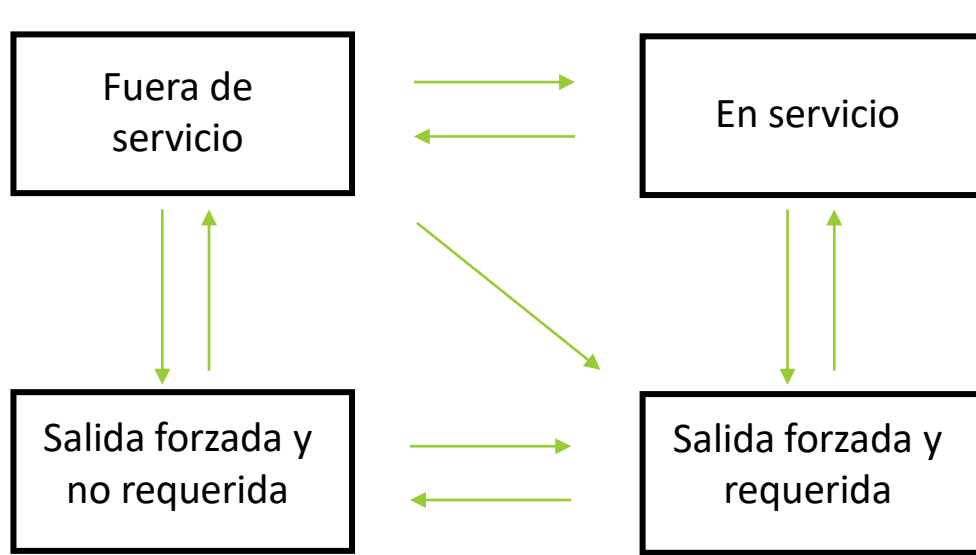
SE PUEDE POSPONER FALLA > 6 HORAS PERO ANTES SIGUIENTE FIN DE SEMANA (2)

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

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

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

Propuesta: Indisponibilidad Forzada (IFOR)



CLASE 0

EN LA PARTIDA

1F: SALIDA INMEDIATA DEL ESTADO EN EL QUE ESTÁ (0 O 2)

CLASE 1

1M: ALARGUES EN MANTENIMIENTOS CUANDO CONDICIÓN SE DESCUBRE EN M.P.

CLASE 2

FALLA IMPLICA SALIDA EN LAS PRÓXIMAS SEIS HORAS (2)

CLASE 3

SE PUEDE POSPONER FALLA > 6 HORAS PERO ANTES SIGUIENTE FIN DE SEMANA (2)

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

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

Propuesta: Indisponibilidad Forzada (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.

Propuesta: Indisponibilidad Forzada (IFOR)

- A partir del principio de identificar las transiciones entre un estados 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.

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

- FOHd' considera las mismas clases que FOHd, pero pondera en mayor medida la Clase 0 y la Clase 1F.

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

Propuesta: Indisponibilidad Forzada (IFOR)

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

- 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.
- $T_{clase\ 1F_O}$ 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.

Propuesta: Indisponibilidad Forzada (IFOR)

Implementación

- Este modelo, para su implementación completa, requiere de cinco 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 dos estados con el propuesto. Para efectos de lo anterior, el modelo de cuatro estados requerirá al menos dos 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 $2/5$.

Diagnóstico: Nivel de Confiabilidad Objetivo

Jurisdicción	Métrica	Target
Irlanda	LOLE	8 h/año
Francia	LOLE	3 h/año
MISO	LOLE	2,4 h/año
PJM	LOLE	2,4 h/año
CAISO	LOLE	2,4 h/año
Chile	N/A	N/A

*Fuente: Presentación Rodrigo Moreno (Sesión N°8
Reglamento de Potencia)*

Propuesta: Nivel de Confiabilidad Objetivo

- Se requiere un nivel de confiabilidad objetivo para efectos de los cálculos del ELCC, del “Margen de Potencia”, entre otros.
- El 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)

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

Propuesta: Nivel de Confiabilidad Objetivo

- El nivel de confiabilidad objetivo deberá ser determinado por la Comisión Nacional de Energía mediante Resolución Exenta, 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.



Ministerio
de Energía



Sesión 9 - Mesa de Trabajo Reglamento de Potencia

Ministerio de Energía – Comisión Nacional de Energía
Noviembre 2020

