

Mesa de Trabajo Reglamento de Potencia

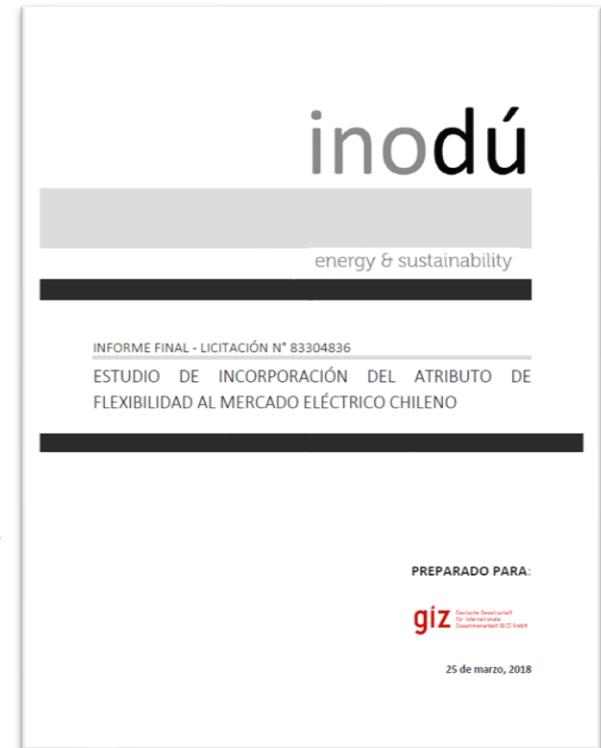


Jorge Moreno
jmoreno@inodu.com

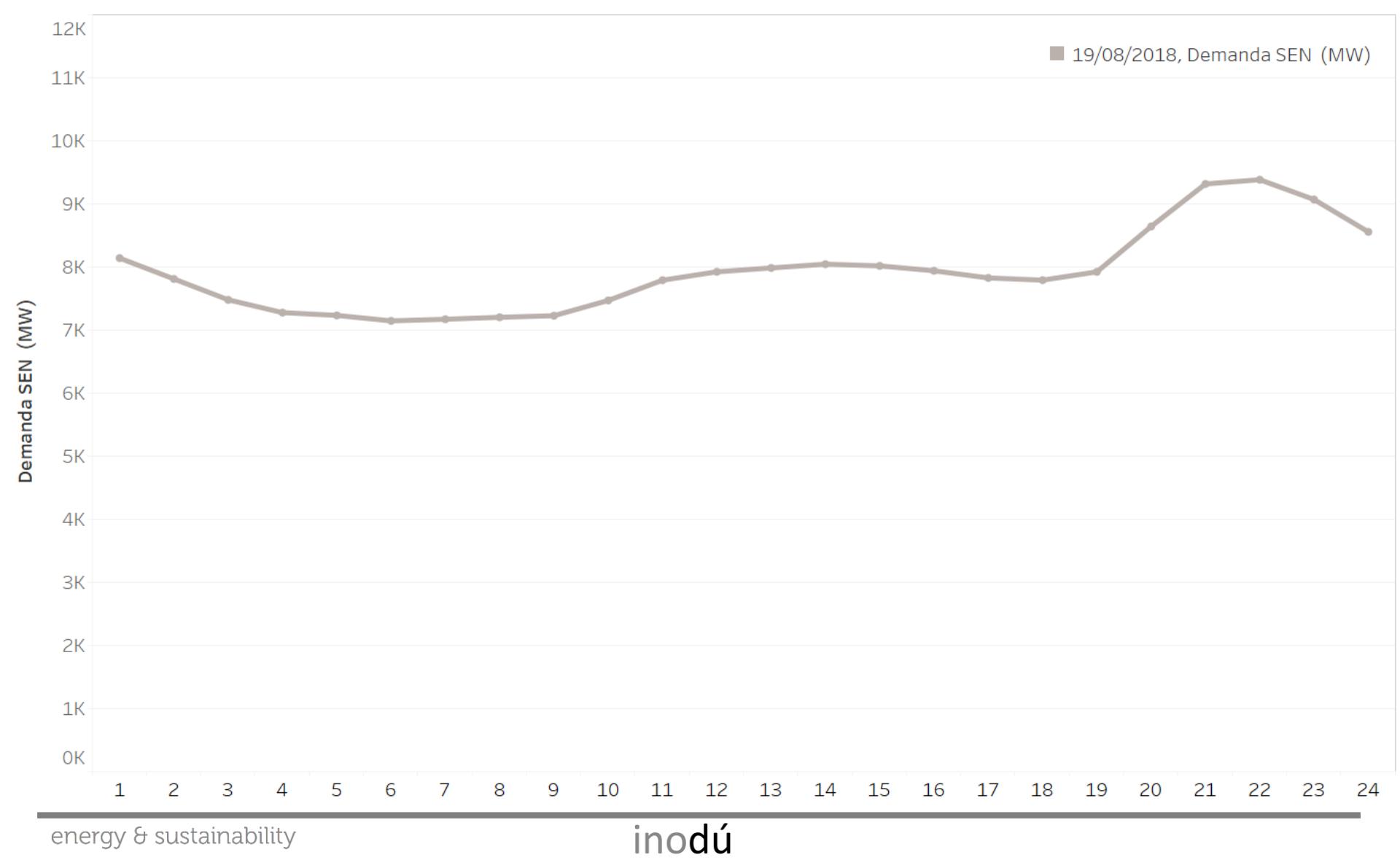
20 de octubre, 2020

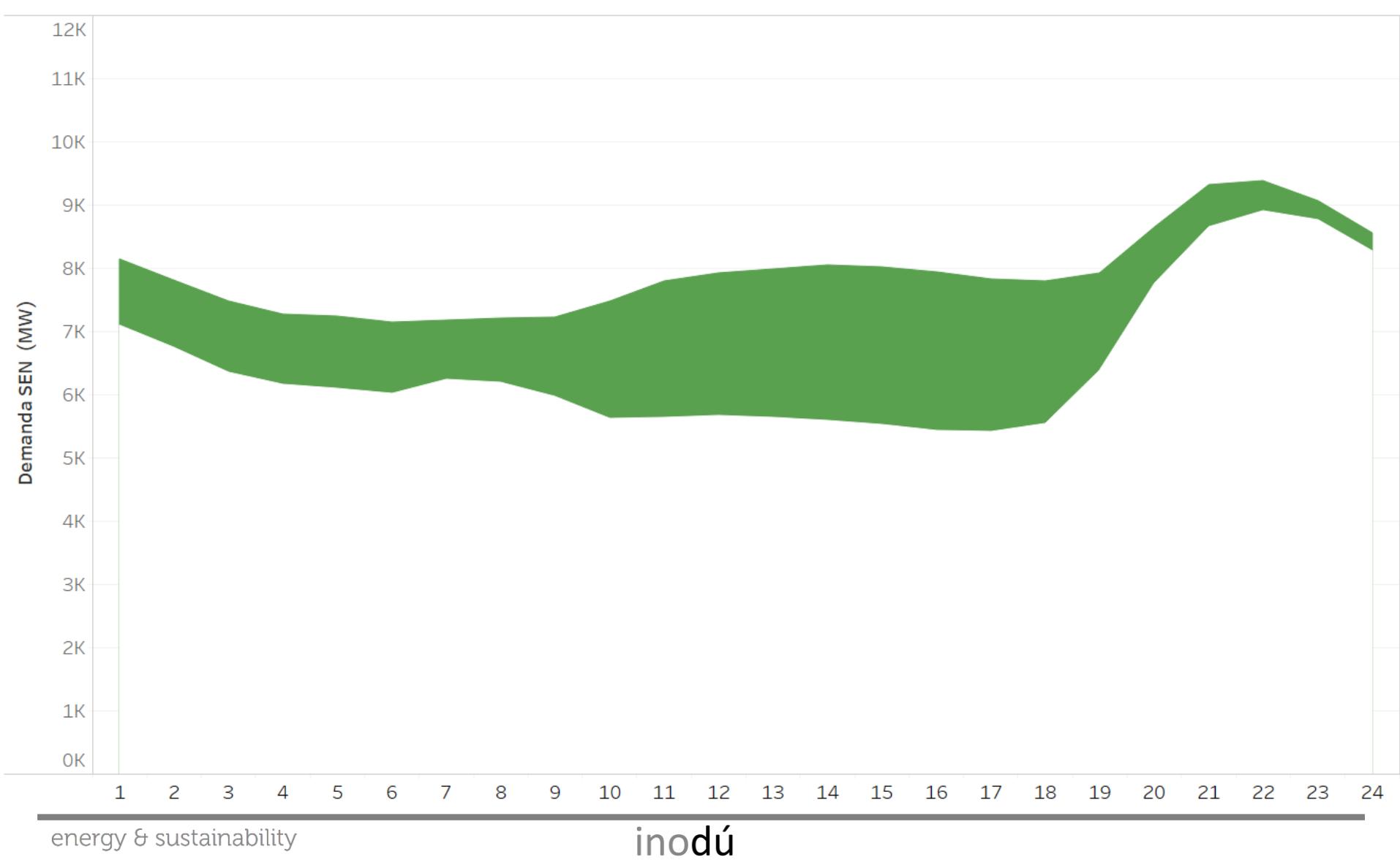
Necesidad de adaptación sistémica en la regulación

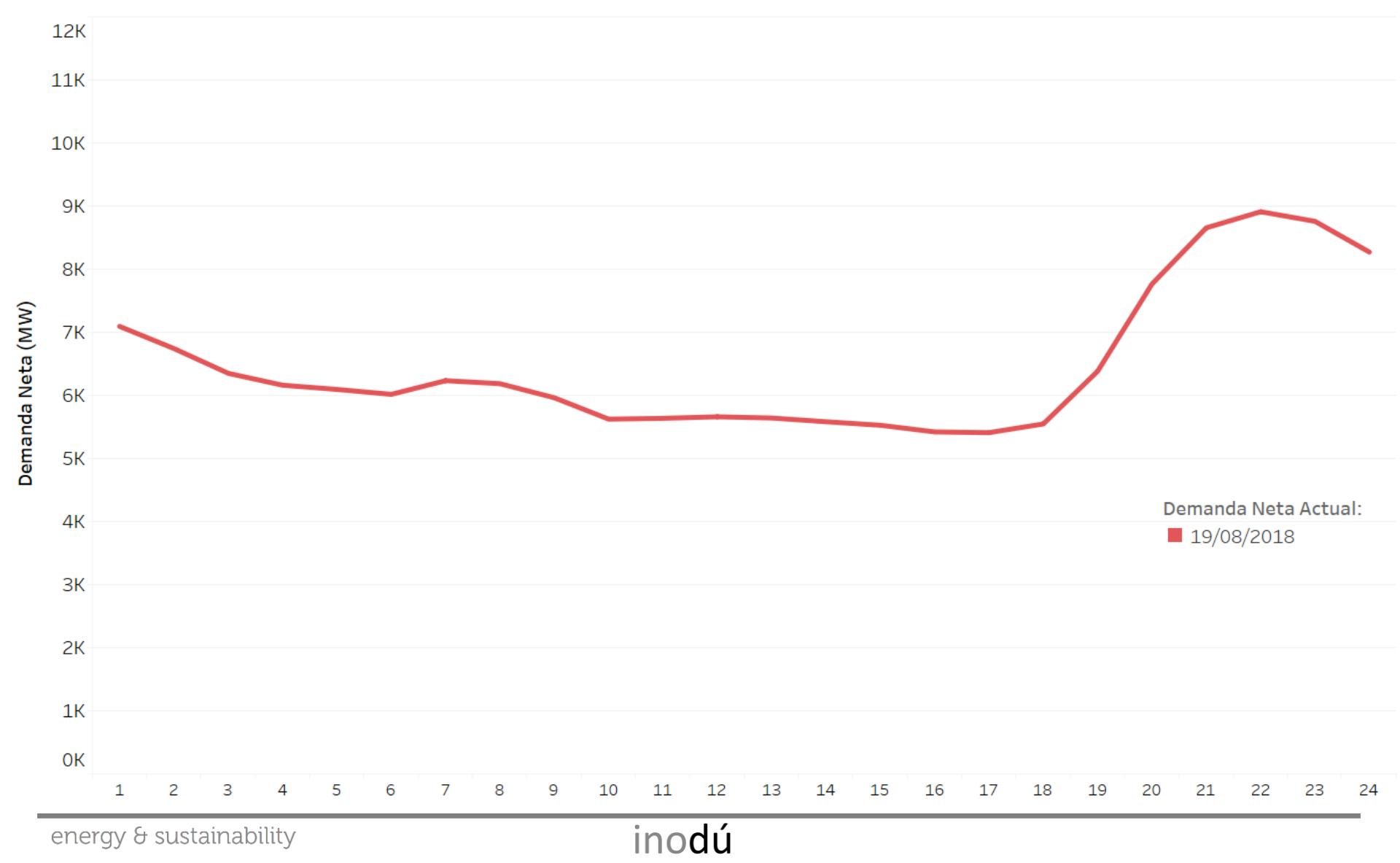
1. Clarificar definición de flexibilidad existente en legislación vigente.
2. Desvíos de la operación como una herramienta eficiente para asignación de costos.
3. Adecuación eficiente del sistema para abastecer a la demanda neta.
4. Mercado de potencia.
5. Consistencia esquema de ofertas para provisión de servicios complementarios.
6. Determinación del costo marginal.
7. Modelos de participación de mercado para sistemas de almacenamiento.
8. Programación de la operación.
9. Aplicar procedimiento de cálculo de CVNC de manera consistente con el ciclaje.
10. Revisión de requerimientos de normativa ambiental (DS 13) aplicable a centrales a gas.
11. Respuesta del sistema ante contingencias.
12. Desafíos relacionados a exigencias de diseño de las instalaciones PMGDs.
13. Desafíos relacionados a la asignación de costos fijos de operación.

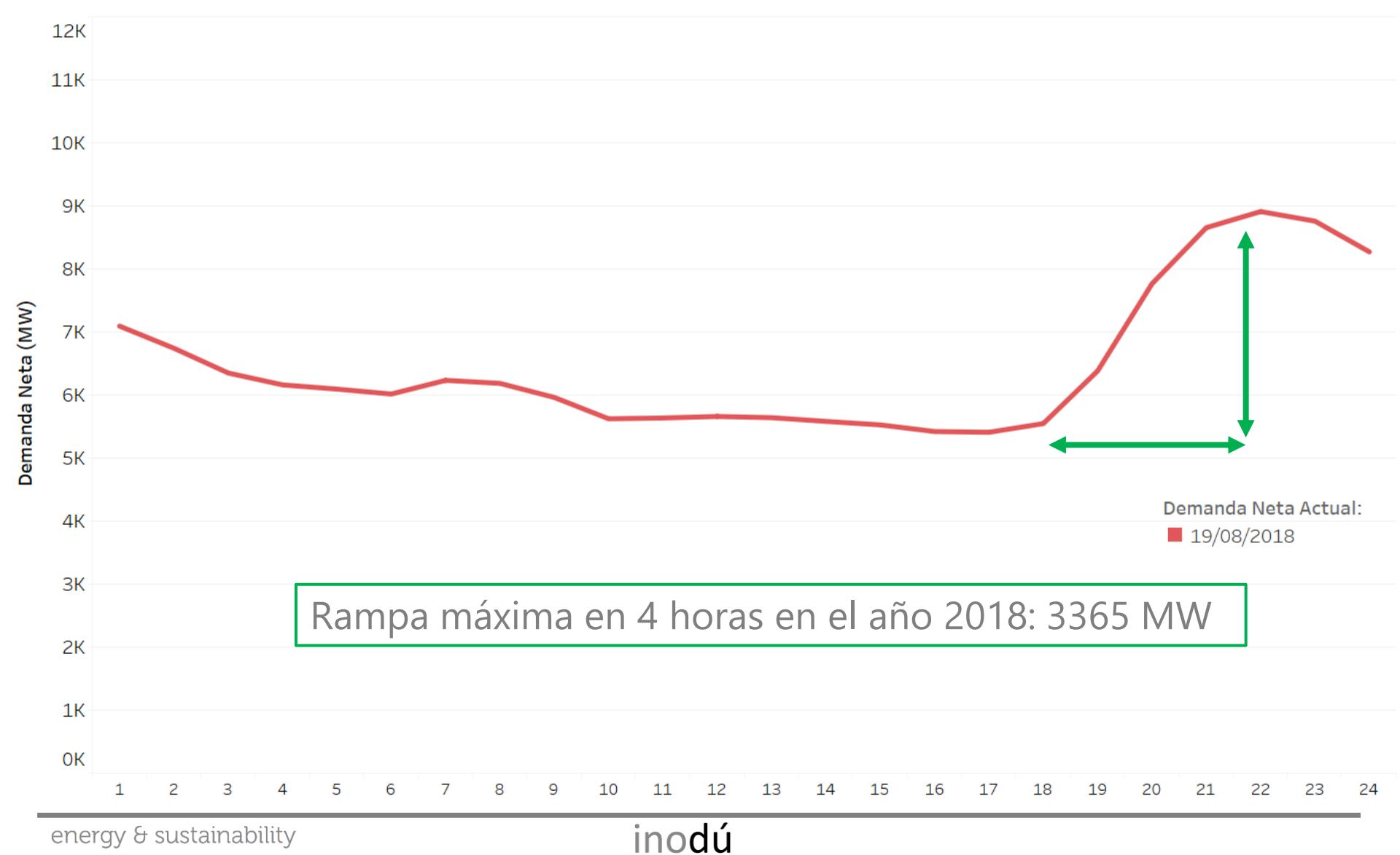


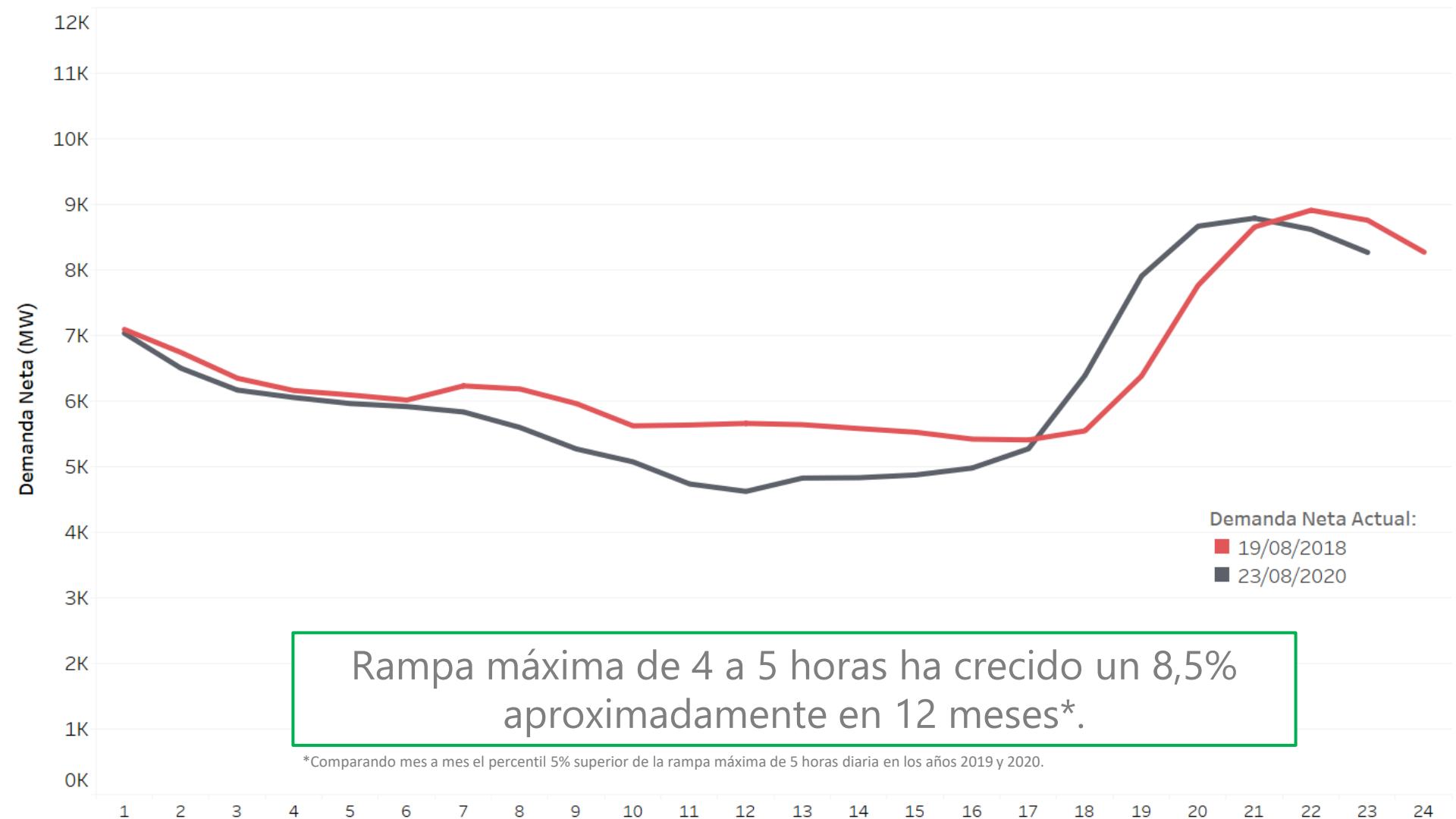
https://energia.gob.cl/sites/default/files/2019_giz_estudio_flexibilidad.pdf

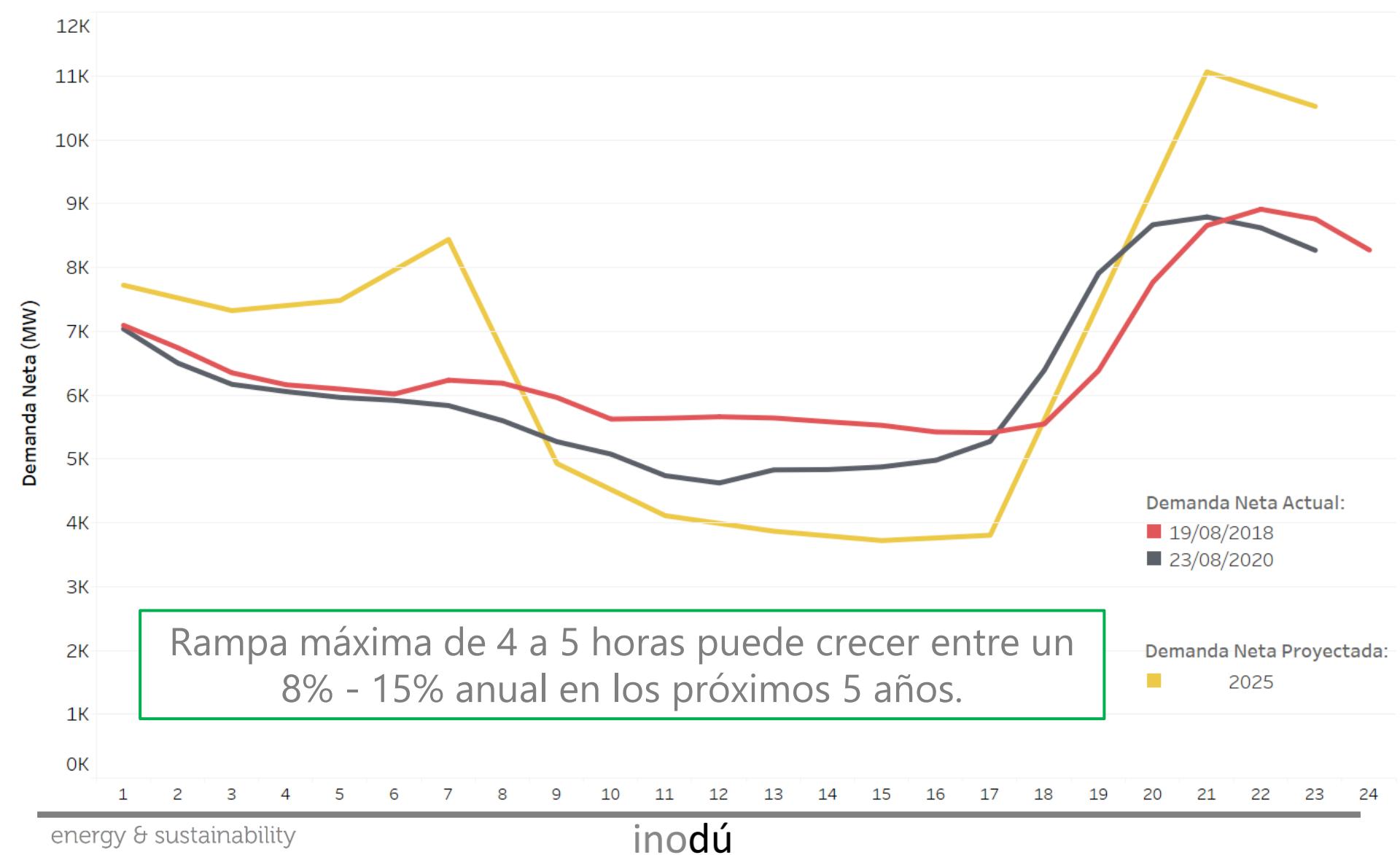




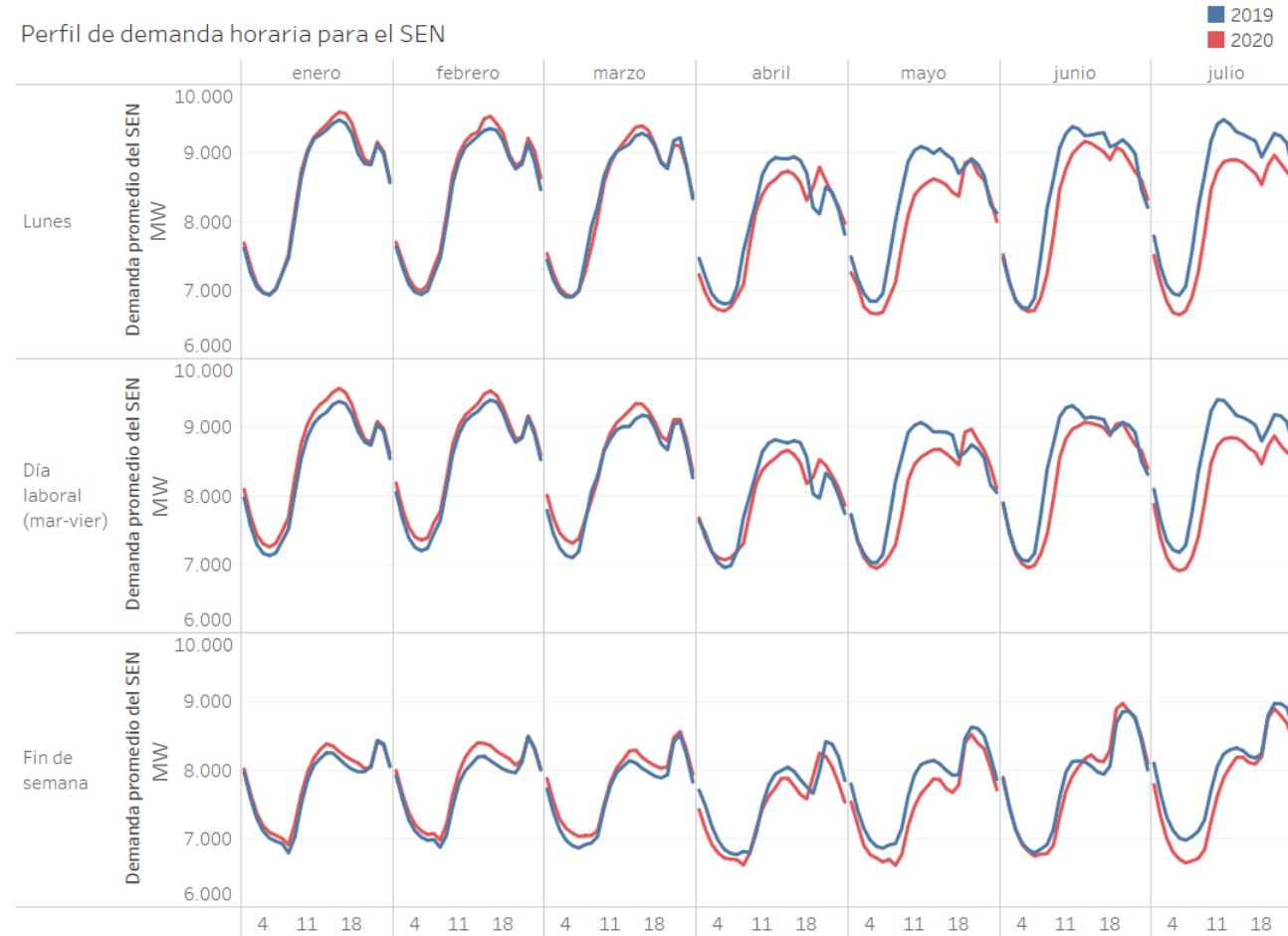






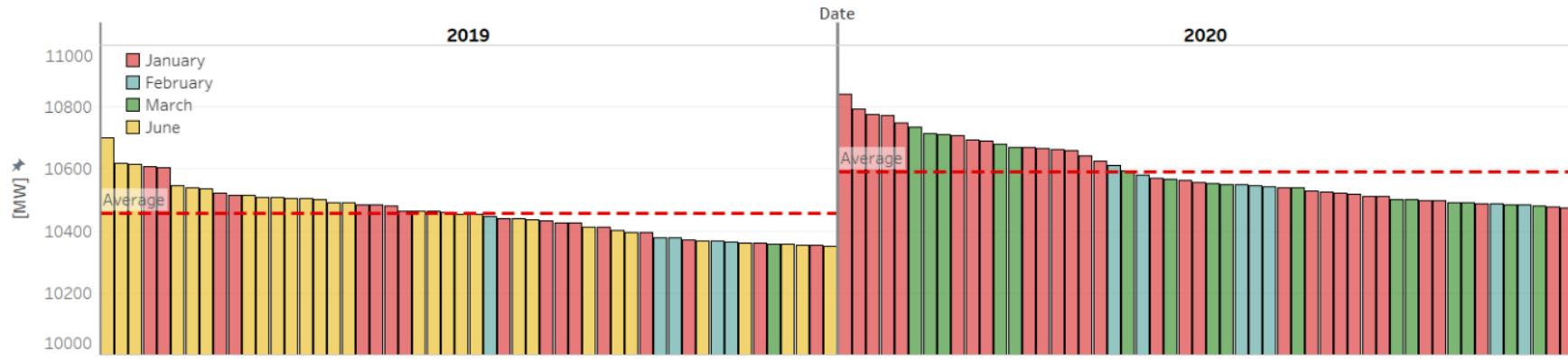


52 demandas máximas durante el 1er semestre: Efecto Covid-19

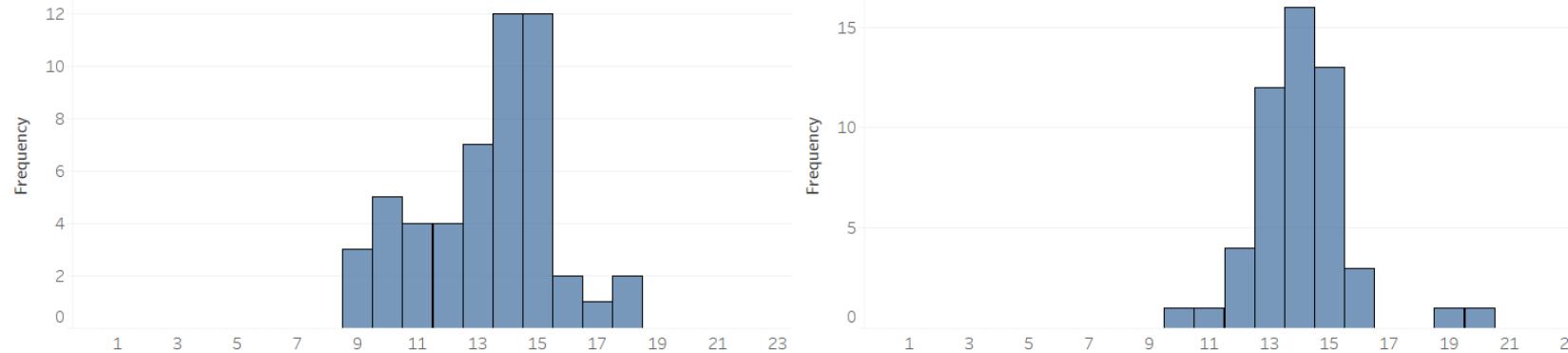


52 demandas máximas durante el 1er semestre: Efecto Covid-19

52 demandas máximas durante el primer semestre

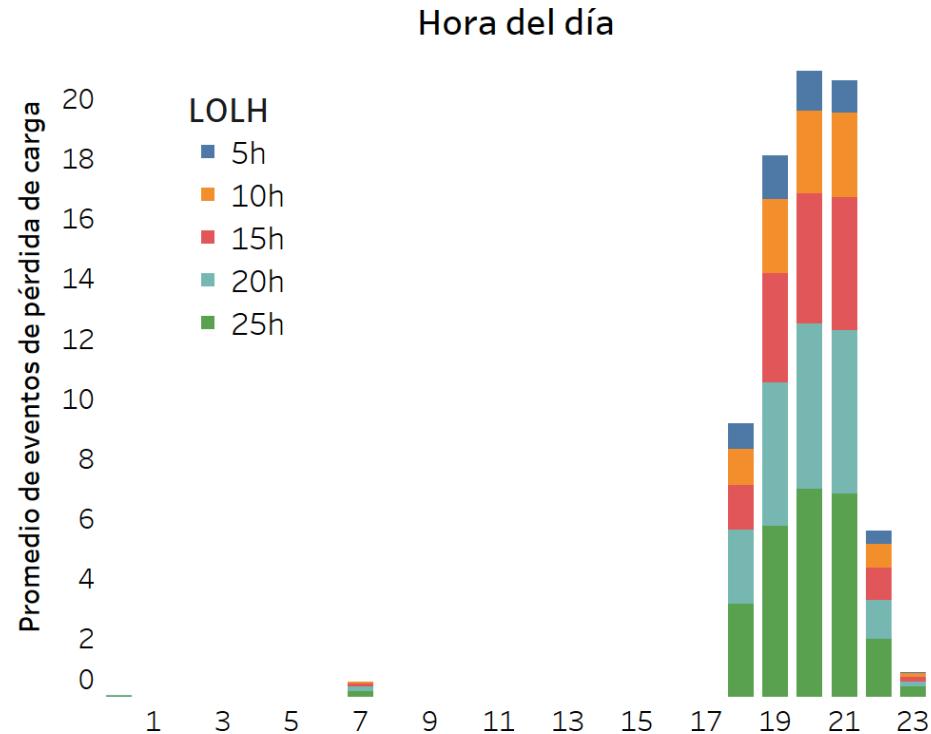
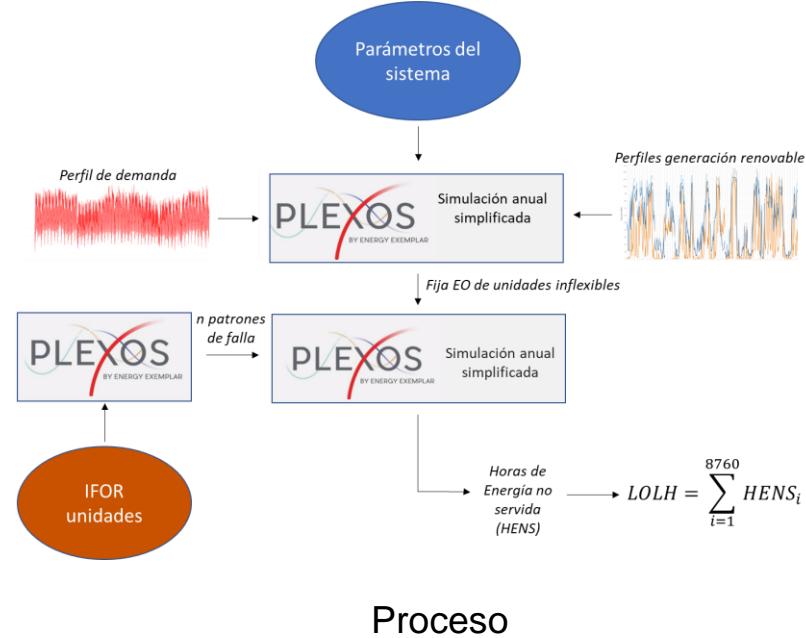


Hora de ocurrencia de la demanda máxima



En la medida que la penetración de energía renovable aumenta, el riesgo de pérdida de carga cambia y se acota a un menor número de horas

Probabilidad de pérdida de carga horaria ante proyecciones de la operación del sistema eléctrico



The Day California Went Dark Was a Crisis Years in the Making

By [Mark Chediak](#) and [Naureen S Malik](#)

August 22, 2020, 7:30 AM EDT

Updated on August 24, 2020, 7:30 AM EDT

Bloomberg Green

"At 2:56 p.m., a gas-fired plant unexpectedly tripped, sucking 475 megawatts of power from the grid (...) The renewable supply was falling, and there wasn't enough gas to replace it. The only recourse left was to import power from neighboring states. Unfortunately, imports on a major transmission line connecting Northern California to resources in the Pacific Northwest had been curtailed as grid operators across the region lined up supplies due to the extreme heat (...) The ISO failed the ramping test at 15-minute intervals from 5:30 p.m. to 7 p.m." (...) "Grid operators began the day confident they could avoid another round of outages. Demand was lower than the day before, and supplies appeared sufficient. But shortly after 5 p.m., a 1-gigawatt wind farm suddenly went down. An hour later, a natural gas unit shut. Nearly 1 million people lost power."

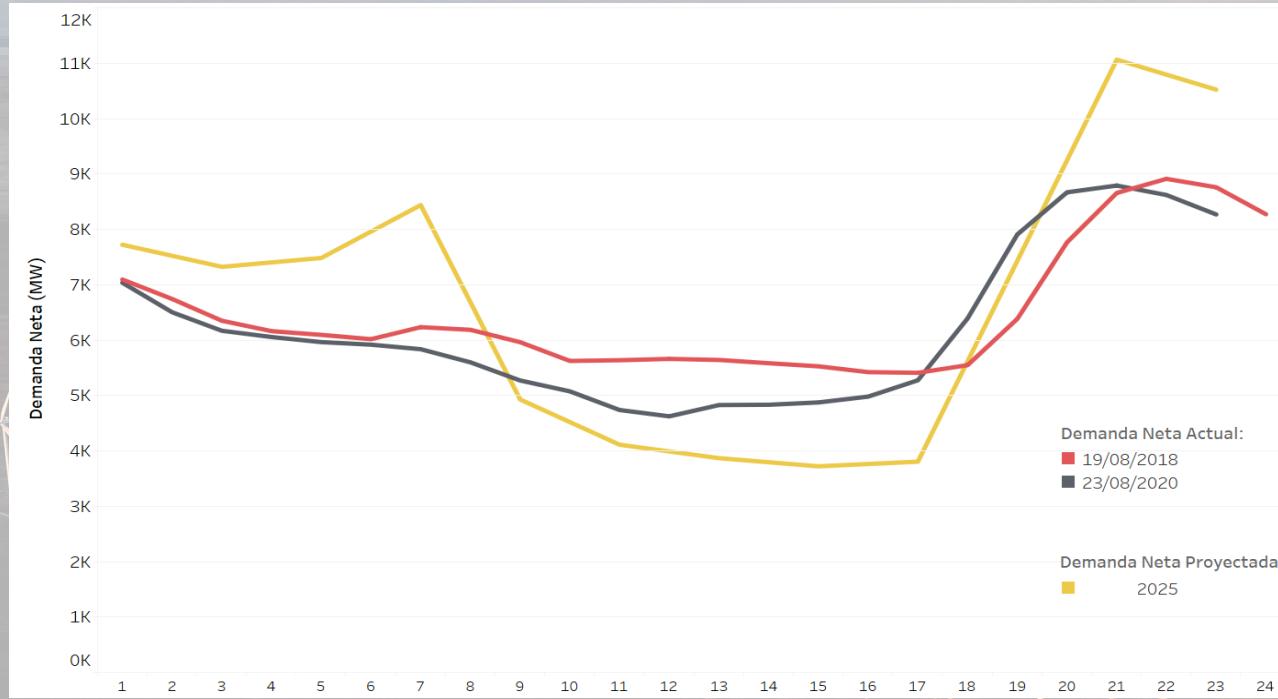
Poor Planning Left California Short of Electricity in a Heat Wave

The New York Times

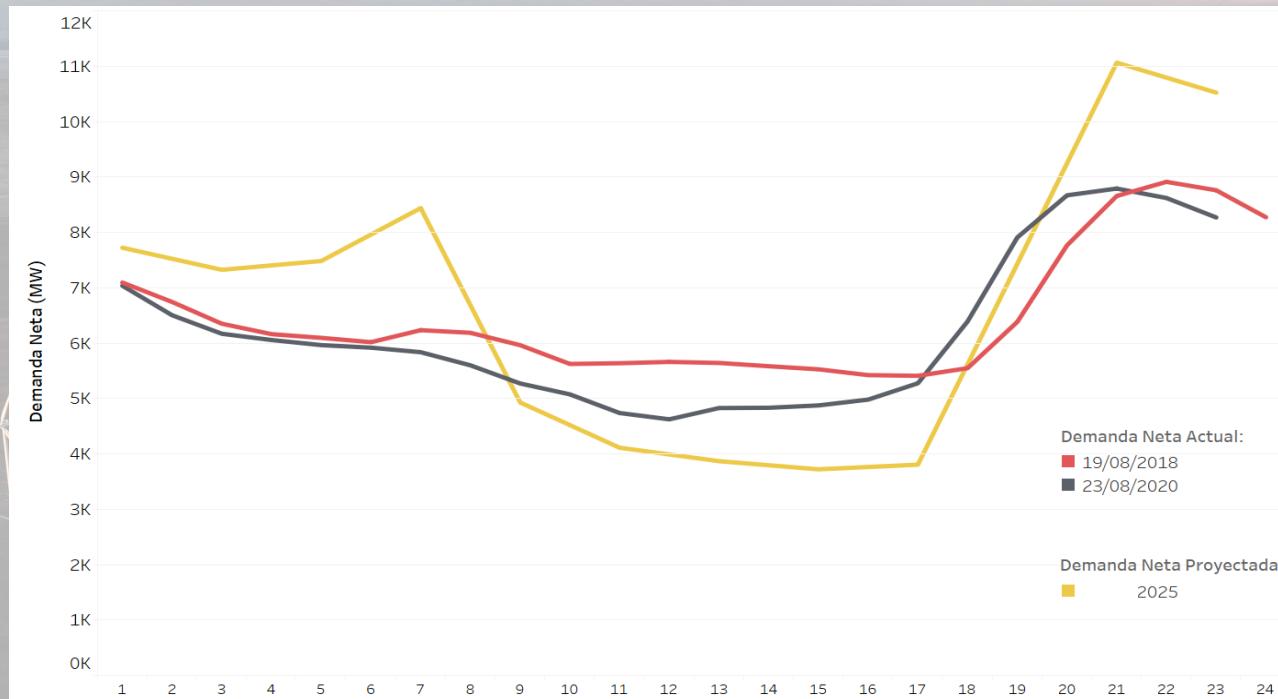
Scores of power plants were down or operating below their capacity just as hot weather drove up demand.

"But even if all of the missing capacity had been available, California would probably still have struggled to deliver enough electricity to homes where families were cranking up air-conditioners. That's because the manager of the grid and state regulators were relying on power from plants that either had permanently shut down or could not have realistically achieved the targets set for them." (...) "the California Public Utilities Commission had assumed that hydroelectric plants would provide as much as 8,000 megawatts when demand peaked this summer. But that number appears to have failed to take into account low water levels at many dams, including the Big Creek Hydroelectric Project high in the Sierra Nevada."

Las necesidades de capacidad en el sistema eléctrico están cambiando con las necesidades de flexibilidad del sistema.

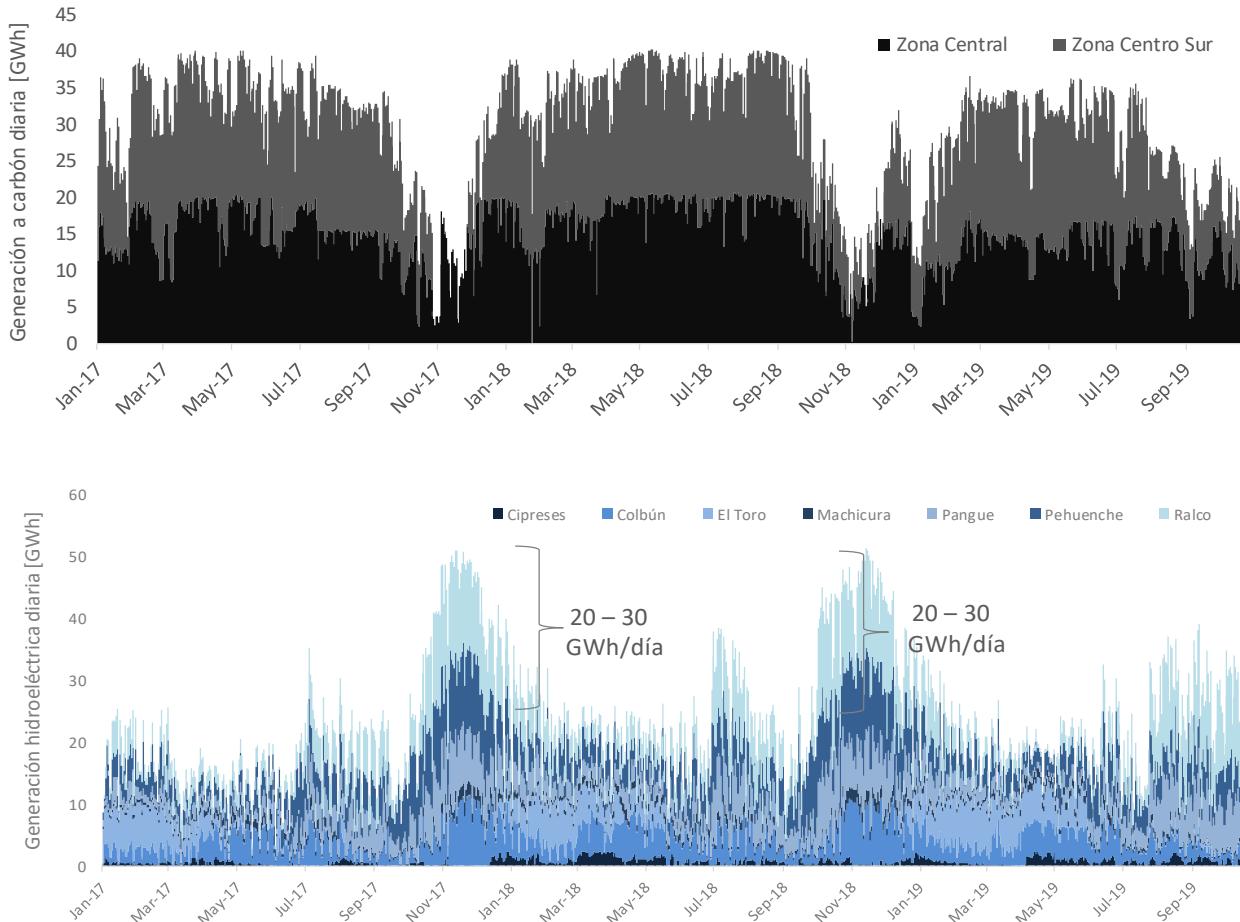


Las necesidades de capacidad en el sistema eléctrico están cambiando con las necesidades de flexibilidad del sistema.



El esquema de potencia de suficiencia actual **no considera** las necesidades de capacidad flexible.

Desafíos de suficiencia con retiro de centrales a carbón



Objetivos para determinar la capacidad de generación compatible con la suficiencia

- Garantizar la disponibilidad de un margen de reserva adecuado para abastecer la demanda.
- Proveer señales de mercado para el cumplimiento de un objetivo de Probabilidad de Pérdida de Carga del sistema de manera eficiente.
- Generar un incentivo para que las unidades de generación estén disponibles cuando sean requeridas.
- Generar una señal de largo plazo para capacidad de generación flexible efectiva en el sistema, es decir, para unidades con menor mínimo técnico (mayor turndown o rango operacional), mayor capacidad de rampa y menor tiempo de partida que contribuyan a las necesidades de flexibilidad asociada a requerimientos de variabilidad para el seguimiento de la demanda neta. Considerando también sistemas de almacenamiento.
- Mantener compatibilidad entre esquema de precios de energía, potencia y servicios complementarios requeridos en el sistema para que todas las definiciones sean coherentes y armónicas entre sí.
- Proveer una señal estable para el desarrollo de largo plazo del mercado.
- Evitar doble pago de infraestructura.

Propuesta de mecanismo de adecuación (suficiencia) a las necesidades de capacidad flexible del sistema

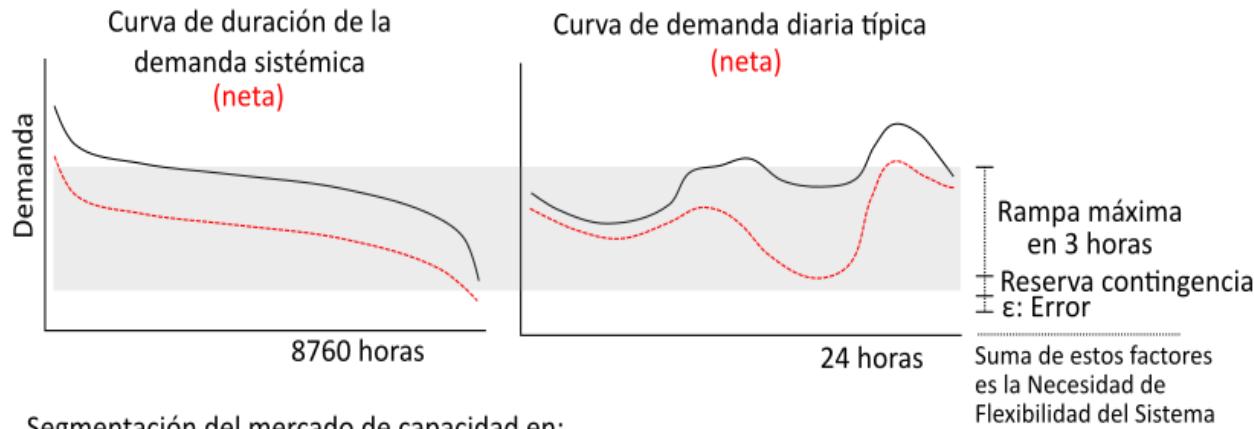
Se propone adaptar el mecanismo de potencia de suficiencia vigente modularizando el mercado demanda máxima del sistema o subsistema en dos componentes:

1. Necesidad de flexibilidad del sistema o subsistema, y
2. Demanda máxima genérica del sistema o subsistema.

También se propone modularizar la Potencia Máxima de una unidad en dos atributos:

1. Capacidad de generación flexible efectiva, y
2. Capacidad de generación sin flexibilidad efectiva.

Estructura del esquema asignación de suficiencia



Mercado de capacidad flexible

- Necesidad de Flexibilidad del Sistema (NFS)
- Precio de la capacidad flexible (P_{cf})

} Pagos totales: $NFS \cdot P_{cf}$

Calculada como la diferencia entre la demanda máxima del sistema y la Necesidad de Flexibilidad del Sistema:
 $DG_{max} = D_{max} - NFS$

Mercado de capacidad genérica

- Demanda Genérica Máxima (DG_{max})
- Precio de la capacidad genérica (P_{cg})

} Pagos totales: $DG_{max} \cdot P_{cg}$

Obs: Si es que $P_{cf} = P_{cg} = P_{cap}$, entonces el nuevo esquema no modifica el tamaño del mercado de capacidad existente.

Asignación de suficiencia a cada unidad (1)

- 1) Determinación de Potencia Máxima Bruta, Potencia Mínima, Capacidad de Rampa Promedio y Tiempo de Partida de cada unidad generadora.

Se calcula la Capacidad de Generación con Flexibilidad Efectiva (**CGFE**) de cada unidad:

Tiempo partida \geq 90 minutos: $CGFE = \min \{ P_{\max} - P_{\min}; \text{Rampa Promedio} \cdot 180 \text{ min} \}$

Tiempo partida $<$ 90 minutos: $CGFE = \min \{ P_{\max}; P_{\min} + \text{Rampa Promedio} \cdot (180 \text{ min} - \text{Tiempo Partida}) \}$

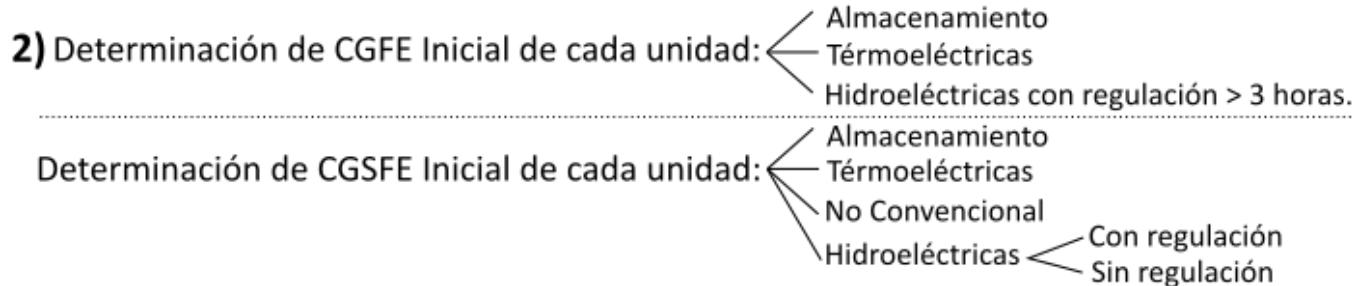
La CGFE de una unidad corresponde a su oferta en el mercado de capacidad flexible.

Se calcula la Capacidad de Generación sin Flexibilidad Efectiva (**CGSFE**) de cada unidad:

$$CGSFE = P_{\max} - CGFE$$

La CGSFE de una unidad corresponde a su oferta en el mercado de capacidad genérica.

Asignación de suficiencia a cada unidad (2)



3) Determinación de CGFE Preliminar (CGFEP) y CGSFE Preliminar (CGSFEP) de cada unidad considerando:

Consumos propios | Mantenimientos | Indisponibilidad forzada | Probabilidad de excedencia

4) Determinación de CGFE Definitiva (CGFED) y CGSFE Definitiva (CGSFED) de cada unidad "i":

$$\text{CGFED}_i = \alpha_i \cdot \text{CGFEP}_i \cdot \text{NFS} \pm X$$

Intercambios de capacidad flexible entre subsistemas

Fracción de la CGFEP que el propietario de la unidad determina que participará en el mercado de capacidad flexible.

$\sum_{j \in G} \text{CGFEP}_j \cdot \alpha_j$ Conjunto de todas las unidades que participan del mercado de capacidad en el mismo subsistema que la unidad i

$$\text{CGSFED}_i = (\text{CGSFEP}_{ii} + (1-\alpha_i) \cdot \text{CGFEP}_i) \cdot \frac{\text{DG}_{\max} \pm X}{\sum_{j \in G} \text{CGSFEP}_j + (1-\alpha_i) \cdot \text{CGFEP}_j}$$

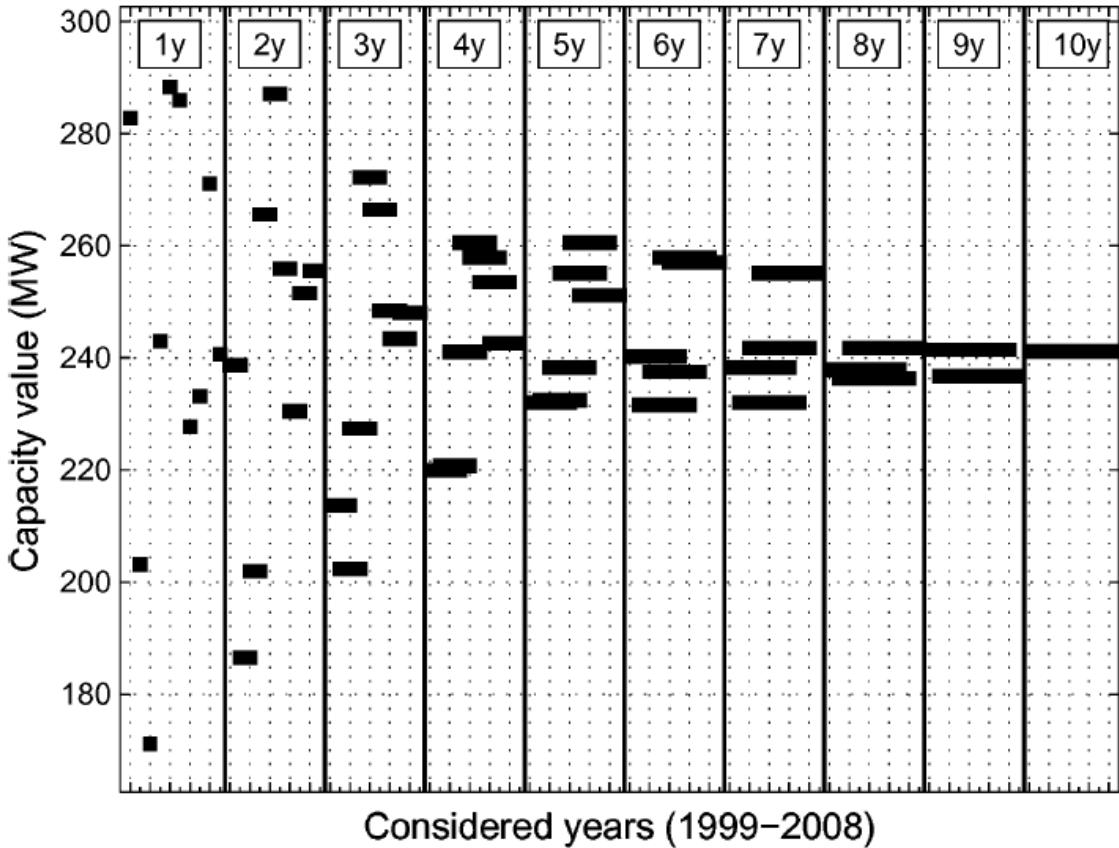
La fracción restante de la CGFEP participa en el mercado de capacidad genérica junto a la CGSFEP.

Potencia inicial de unidades ERV

En función de lo observado en California y MISO, y las necesidades del sistema, se sugiere (Sección 5.7.3 del reporte):

1. Establecer un nivel de confiabilidad objetivo LOLE diario o LOLH
2. Determinar el *Effective Load Carrying Capacity* (ELCC) para:
 - a) El portafolio de generación eólica y solar, en conjunto, del sistema
 - b) El portafolio de generación eólica del sistema
 - c) El portafolio de generación solar fotovoltaica del sistema
3. Determinar el factor de diversidad asociado al ELCC del portafolio de ERV.
4. Determinar el ELCC definitivo para cada tecnología.
5. Asignar el ELCC determinado para el portafolio de generación solar fotovoltaica a cada central solar fotovoltaica a prorrata del factor de planta de la unidad.
6. Asignar el ELCC determinado para el portafolio de generación eólica a cada unidad eólica en función de la contribución histórica de cada central a las 8 horas de demanda neta máxima diaria durante los últimos 8 años. En este caso, se considera la diferencia entre la demanda y la generación solar fotovoltaica. De esta forma se genera una señal para reconocer el aporte a la suficiencia del sistema de aquellas centrales eólicas que se complementan de mejor forma con la generación solar fotovoltaica.

Potencia inicial de unidades ERV



En algunos casos, se ha demostrado que para determinar un ELCC estable como señal de largo plazo en sistemas de generación eólica, se requieren entre 8 a 10 años de datos.

Respecto de la Potencia Equivalente

Respecto a la Potencia Equivalente que se determina a partir de los antecedentes disponibles en el control estadístico que realiza el Coordinador, se sugiere considerar todas las limitaciones que presenta la oferta de potencia, y por consiguiente la firmeza, de las unidades, entre ellas:

- Las limitaciones de carácter ambiental que pueden afectar la oferta de potencia de unidades térmicas (cumplimiento de DS 90, DS 13 y limitaciones de ruido).
- Limitaciones de control de cota que afecten la oferta de potencia de unidades hidroeléctricas.

Cada vez que ocurra una limitación de las características señaladas, se debe documentar no sólo el inicio de la limitación, sino también la potencia disponible mientras la limitación está activa, y la duración de la limitación (considerando el momento que se informa el término de ella).

Respecto a la capacidad (con y sin flexibilidad efectiva) que se puede compartir entre los subsistemas

Respecto a la capacidad (con y sin flexibilidad efectiva) que se puede compartir entre los subsistemas, de acuerdo a la NERC, los supuestos que se consideren respecto de la capacidad de transferencia entre subsistemas tienen un impacto importante en la adaptación del sistema en general, y particularmente sobre la potencia de suficiencia de sistemas generación de energía renovable variable.

La estructura propuesta de adaptación del mecanismo de potencia de suficiencia vigente modularizando el mercado demanda máxima del sistema o subsistema en dos componentes permite incorporar objetivos de eficiencia económica, asignación, y adaptabilidad

Definiciones pendientes:

- ¿Cómo se definirá que un sistema es “suficiente” (*KPI* objetivos)?
- ¿Cómo se definirá un margen de reserva para la capacidad de generación con / sin flexibilidad efectiva?
- ¿Es necesario definir objetivos zonales de suficiencia?
- ¿Es necesario definir un indicador objetivo de flexibilidad compartida entre subsistemas?
- ¿Cómo se compatibilizará objetivos de suficiencia y eficiencia económica de corto plazo con objetivos de suficiencia derivados del retiro de centrales a carbón y cambio tecnológico?
- ¿Cómo se considerará desafíos operacionales y de cumplimiento socio-ambiental en el reconocimiento de las necesidades de suficiencia del sistema?
- ¿Cómo se asignará la componente de flexibilidad a la demanda?
- ¿Cómo se balanceará objetivos de eficiencia de asignación y objetivos de simplicidad?
- ¿Cómo se verificará el cumplimiento de la intención de evitar doble pago de servicios (intersección con CTF+)?
- ¿Cómo será el balance / transición de la metodología vigente a una nueva metodología?
- ¿Qué aspectos quedarán definidos en un reglamento (relativamente completo & qué aspectos quedarán pendientes y serán definidos posteriormente en una norma técnica?)

Mesa de Trabajo Reglamento de Potencia



Jorge Moreno
jmoreno@inodu.com

20 de octubre, 2020