# Control de ROCOF y de Demanda Neta Mínima

Autores:Belén Espino, Enzo Moalli, Martina Montichelli.

Instituto de Ingeniería Eléctrica - FING.

Trabajo final curso SimSEE

Montevideo - Uruguay.

julio 2025

IMPORTANTE: Este trabajo se realizó en el marco del curso Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica (SimSEE) y fue evaluado por el enfoque metodológico, la pericia en la utilización de las herramientas adquiridas en el curso para la resolución del estudio y por la claridad de exposición de los resultados obtenidos. Se quiere dejar expresamente claro que no es relevante a los efectos del curso la veracidad de las hipótesis asumidas por los estudiantes y consecuentemente la exactitud o aplicabilidad de los resultados. Ni la Facultad de Ingeniería, ni el Instituto de Ingeniería Eléctrica, ni el o los docentes, ni los estudiantes asumen ningún tipo de responsabilidad sobre las consecuencias directas o indirectas que asociadas al uso del material del curso y/o a los datos, hipótesis y conclusiones del presente trabajo.

## 1. Objetivo del trabajo

El presente trabajo tiene como objetivo analizar, mediante simulaciones en la Sala MP de ADME, los efectos que tendría la implementación de dos medidas específicas sobre la operación del sistema eléctrico nacional.

En primer lugar, se evaluará el impacto de imponer una Demanda Neta Mínima de 540 MW en el despacho energético, considerando cómo esta restricción influye en la seguridad y eficiencia del sistema.

En segundo lugar, se estudiará la aplicación de restricciones que limiten el ROCOF a menos de 1,5 Hz/s frente a una pérdida de generación de 100 MW.

Para el desarrollo del análisis, se utilizarán valores típicos de constantes de inercia (H) de los generadores, de acuerdo con la tabla suministrada en el curso.

# 2. Hipótesis de modelado general

De acuerdo con la consigna del ejercicio planteado, se utilizó la sala de mediano plazo de ADME. Con el objetivo de lograr una mejor visualización de los resultados, se corrió una única crónica. Cabe destacar que esta sala incluye actores de intercambios internacionales, es decir importación y exportación.

# 3. Metodología

El enfoque metodológico de este trabajo se basa en un análisis comparativo de simulaciones realizadas en la Sala MP de ADME, con el objetivo de estudiar los efectos de imponer una demanda neta mínima y de aplicar un control de ROCOF en el despacho energético.

Para ello, se consideraron cuatro escenarios distintos:

1. **Escenario base:** correspondiente al despacho original de la sala descargada desde ADME.
2. **Escenario con demanda neta mínima:** se impone un umbral de 540 MW.
3. **Escenario con control estático de ROCOF:** se aplica un límite de 1,5 Hz/s ante una perturbación de potencia de 100 MW.
4. **Escenario con control dinámico de ROCOF:** se aplica un límite de 1,5 Hz/s y se fija una perturbación mínima de 80 MW y máxima de 150 MW.

La comparación entre los escenarios se realizó a partir de gráficos temporales que muestran la evolución de variables como la demanda neta (*DemNet*), la demanda total (*Dem*), los recortes, la inercia total del sistema (2) (*Sum_SnH*) y las medidas asociadas al ROCOF (1).

$$ROCOF = \frac{dP \cdot 50}{2 \cdot SnH} \quad (1)$$

$$SnH = \sum_i \frac{S_{n,i}}{H_i} \quad (2)$$

Se elaboraron tres tipos principales de gráficos para cada escenario:

- En primer lugar, se compararon las curvas de potencias (*Dem*, *DemNet*, $RecorteHoraria_{Total}$ y máxima perturbación del sistema *Max_dP*), a fin de observar cómo va cambiando la demanda neta a medida que se hacen recortes de generación.
- Por otro lado, se graficó el ROCOF del sistema, lo que permite visualizar los momentos en que se superan los umbrales deseados y evaluar el efecto del control propuesto.
- Por último, se graficó también la inercia del sistema, para observar cómo varía al aplicar los distintos controles.

Este enfoque gráfico permite identificar visualmente cómo se van aplicando los distintos controles y cómo estos impactan en el despacho energético.

# 4. Escenarios simulados y resultados del estudio

Para todos los casos analizados se utilizó la sala MP del día 16/05/2025, descargada desde la web de ADME.

## 4.1. Escenario base

En primera instancia, se ejecutó la simulación correspondiente a la sala MP mencionada previamente sin configurar ninguno de los controles que se analizarán.

A través de la herramienta SimRes3, se calcularon los valores de demanda neta, ROCOF y *Sum_SnH* del sistema, a partir de los cuales se construyeron los gráficos que se muestran en las Fig. 1, 2 y 3. Cabe mencionar que para el cálculo del valor del ROCOF se utiliza el valor por defecto de perturbación de potencia que es de 100 MW.

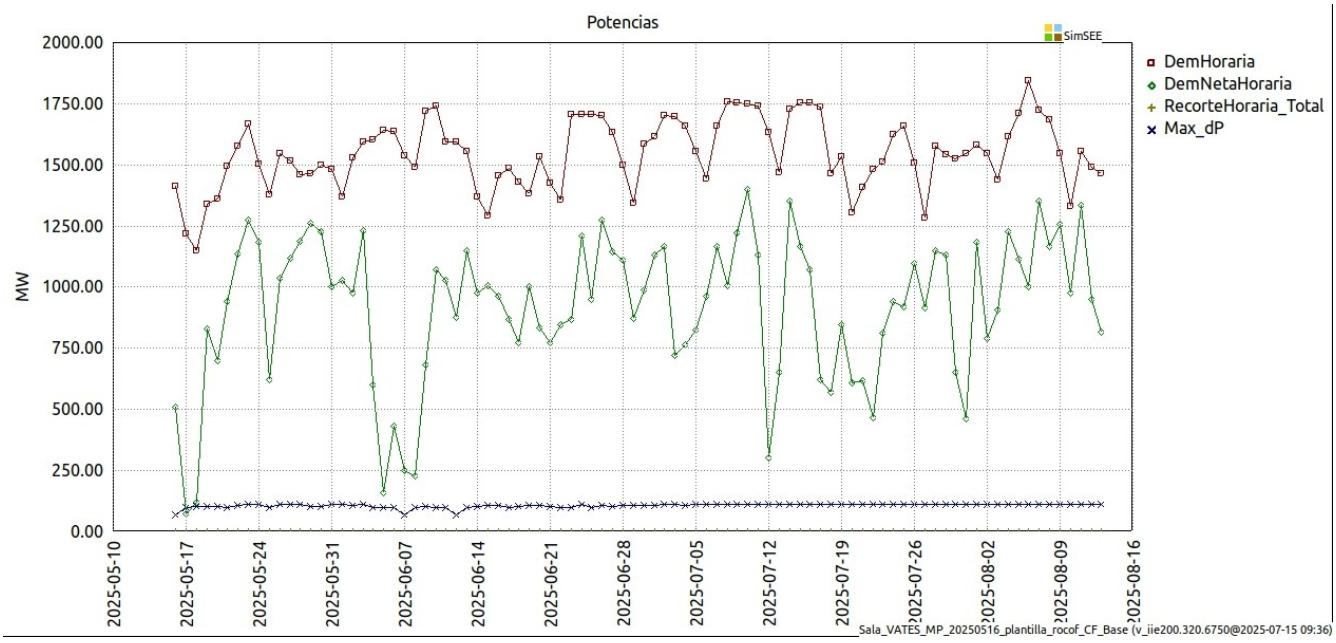


*Figura 1: Gráfico de demanda y demanda neta horarias y máxima perturbación del sistema sin aplicar ningún control.*

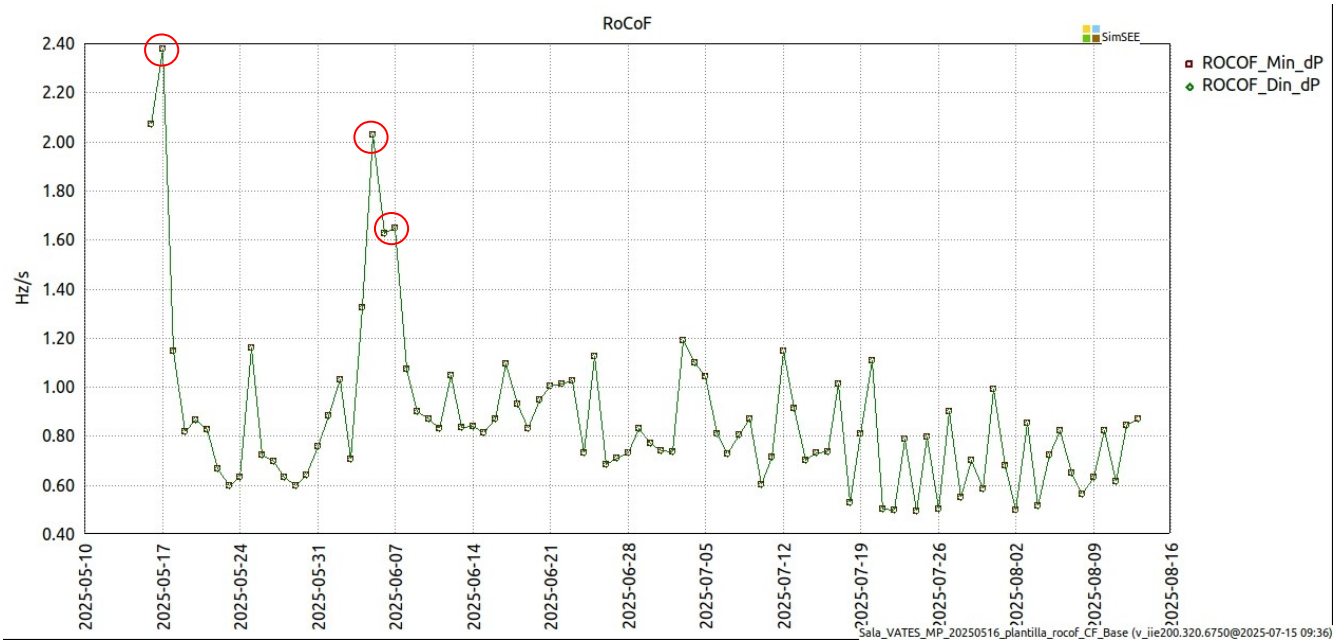


*Figura 2: Gráfico del valor de ROCOF del sistema sin aplicar ningún control.*

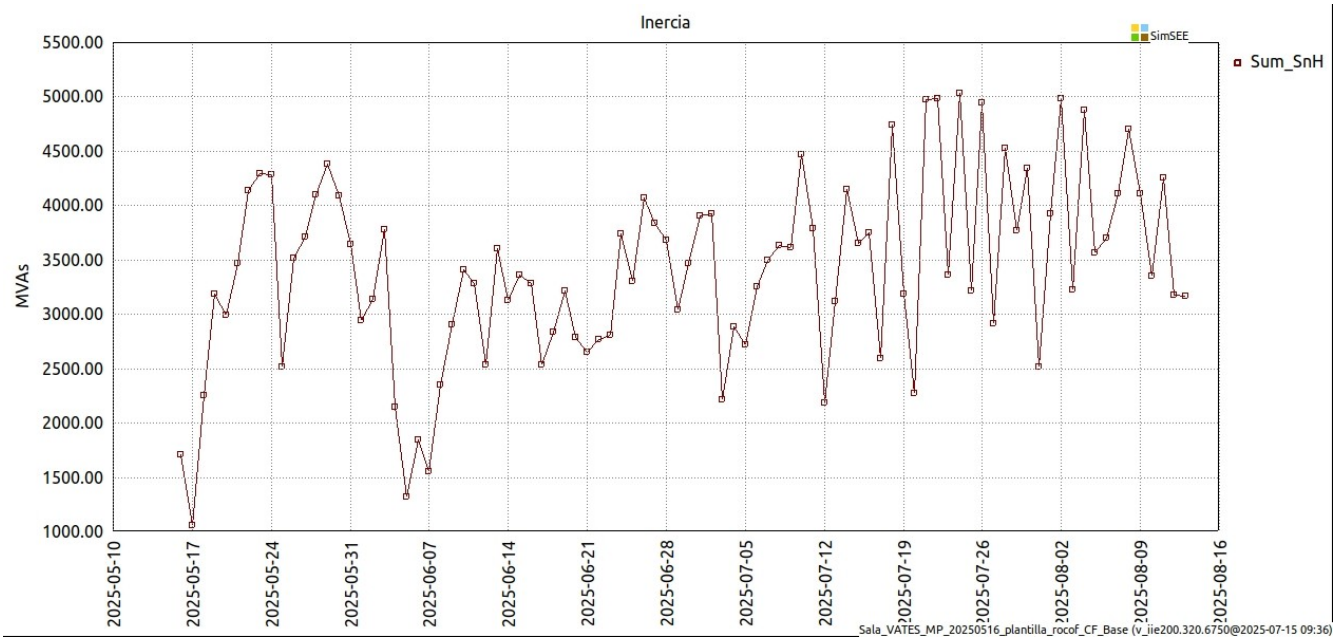


*Figura 3: Gráfico del valor de Sum_SnH del sistema sin aplicar ningún control.*

Como se observa en los gráficos, al no aplicarse ningún control, en los puntos señalados a modo de ejemplo (Fig. 2) se aprecia un aumento del valor del ROCOF justamente en los momentos en que la inercia del sistema es más baja. Esto también se puede ver reflejado en el gráfico de la Fig. 1 donde la demanda neta presenta una baja magnitud en los puntos mencionados lo que es consistente con la relación proporcional con la inercia del sistema.

## 4.2. Escenario con demanda neta mínima

Para este caso, se impuso en el menú de la sala la restricción de mantener una demanda neta mínima de 540 MW. En el gráfico de la Fig. 4 se observa que la demanda neta no desciende por debajo del límite establecido, lo que indica que el control se aplica de manera satisfactoria. Además, se puede apreciar que se realizan recortes para garantizar el cumplimiento de esta restricción, especialmente en los momentos en que la demanda neta se aproxima al límite impuesto.

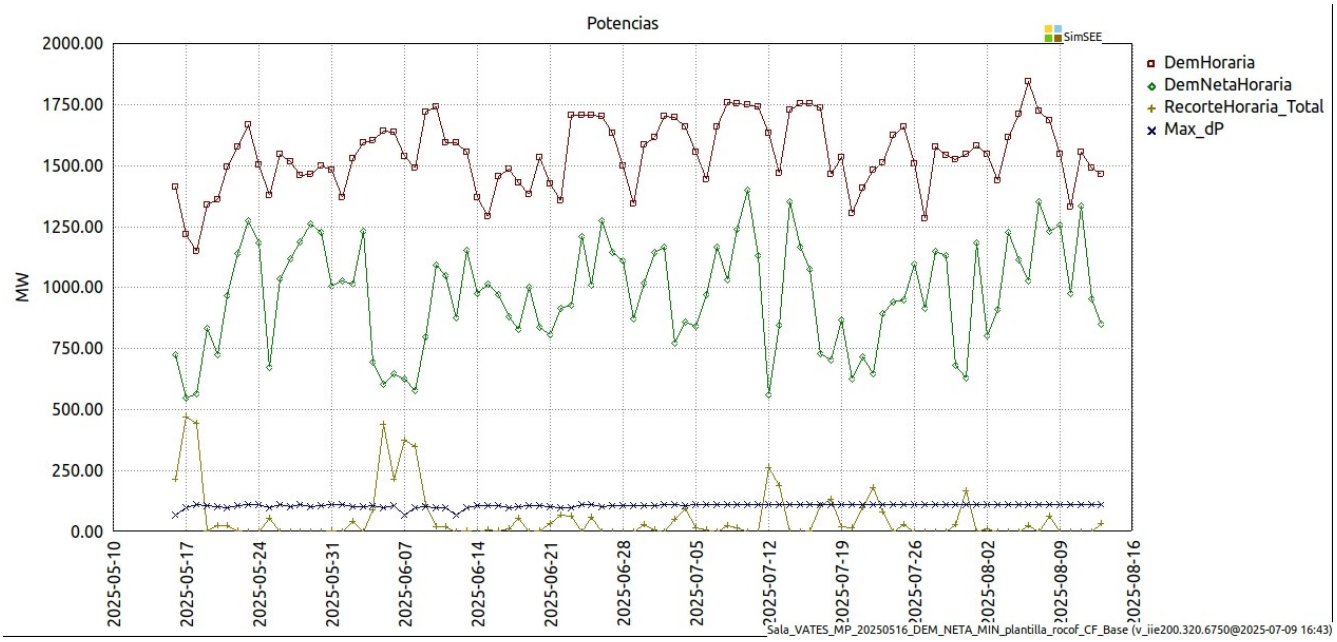


*Figura 4: Gráfico de demanda y demanda neta horarias, recortes aplicados y el valor la perturbación dP impuesta para el cálculo del ROCOF, aplicando el control de demanda neta mínima de 540 MW.*

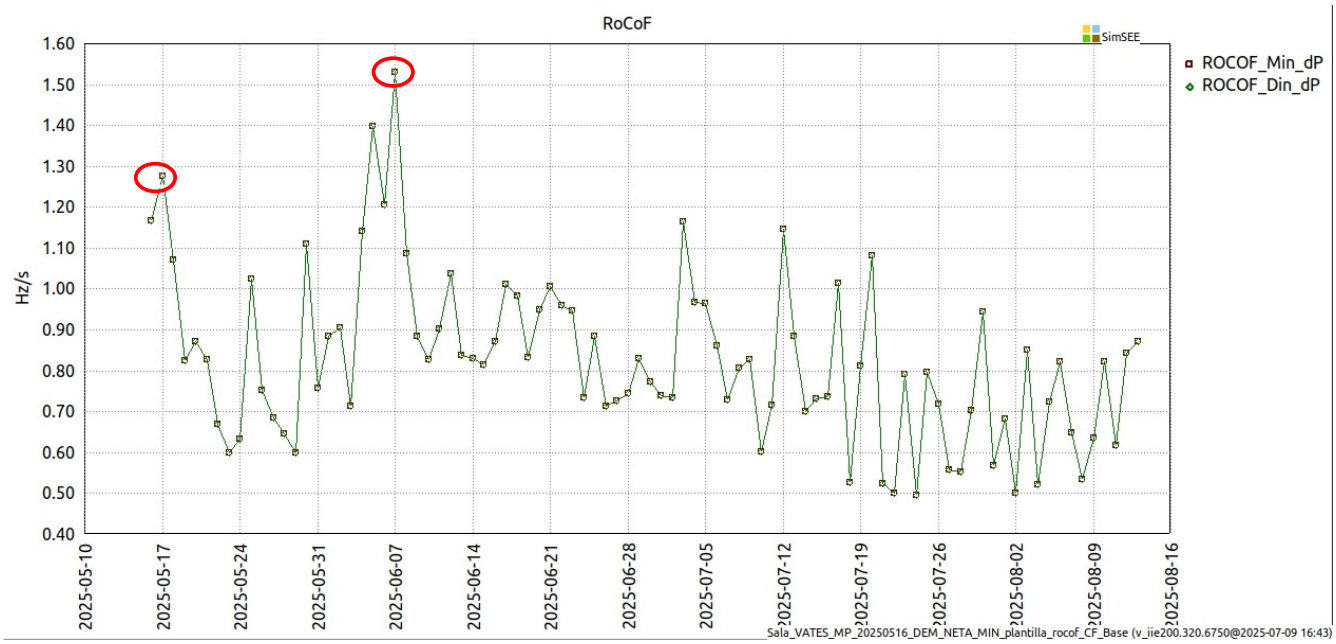


*Figura 5: Gráfico del valor de ROCOF del sistema para una perturbación dP de 100 MW aplicando el control de demanda neta mínima de 540 MW.*

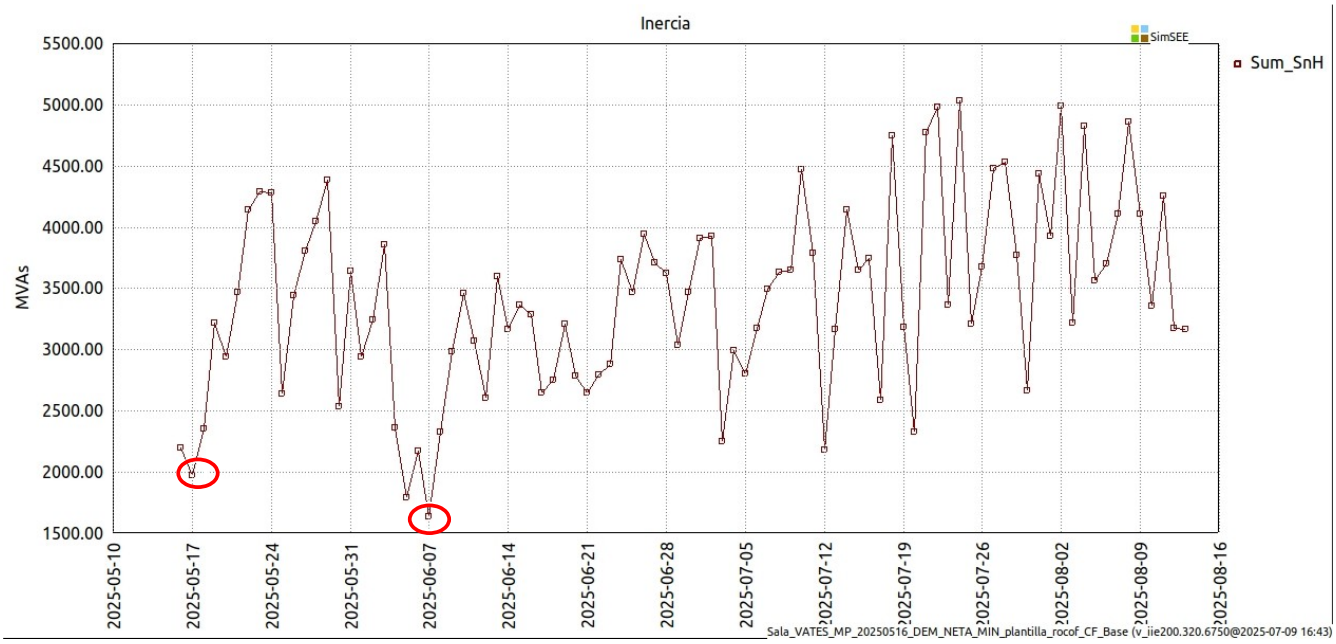


*Figura 6: Gráfico del valor de la inercia del sistema aplicando el control de demanda neta mínima de 540 MW.*

Además como se puede ver en las Fig. 5 y 6 en los puntos marcados en rojo a modo de ejemplo, cuando el ROCOF es más alto, la inercia del sistema alcanza sus valores más bajos. Esto es coherente, ya que, como se muestra en la ecuación (1), el ROCOF es inversamente proporcional a la inercia del sistema.

Del mismo modo, comparando los gráficos de las Fig. 5 y 6 con los de las Fig. 2 y 3, se observa que al imponer la demanda neta mínima en el valor elegido, el ROCOF mejora considerablemente. Sin embargo, no logra mantenerse siempre por debajo de 1,5 Hz/s, ya que este no es el objetivo de dicho control. Esto se evidencia en el caso señalado en la Fig. 5 para el día 7/6/2025, donde se supera dicho límite.

## 4.3. Escenario con control estático de ROCOF

Para este caso se configuró $dP_{max} = dP_{min} = 100\,MW$ y un límite de ROCOF de 1,5 Hz/s. En la Fig. 7 se muestran las curvas obtenidas para la demanda horaria (*DemHoraria*), la demanda neta horaria (*DemNetaHoraria*), el recorte horario ($RecorteHoraria_{Total}$) y la máxima perturbación de potencia del sistema ($Max_{dP}$).

En la Fig. 8 se presentan las curvas de ROCOF, identificadas como *ROCOF_Din_dP y ROCOF_Min_dP*, las cuales en este caso coinciden, dado que se está aplicando un control estático. Finalmente, en la Fig. 9 se muestra la evolución del valor de la inercia total del sistema para cada paso de simulación.

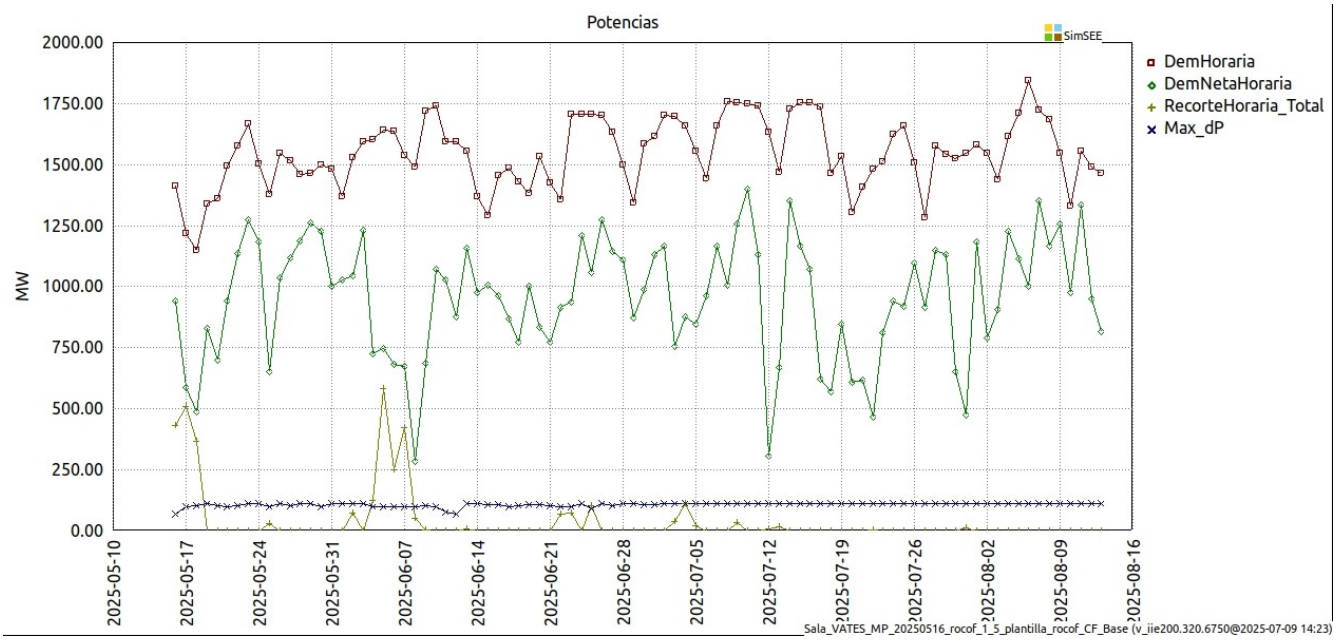


*Figura 7: Gráfico de demanda y demanda neta horarias, recortes aplicados y el valor la perturbación dP impuesta para el cálculo del ROCOF, aplicando el control de ROCOF de 1,5 Hz/s.*

En el gráfico de la Fig. 4, correspondiente al escenario donde se aplica la demanda neta mínima, se observa que el día 7/6/2025 se realizan recortes para cumplir con el umbral mínimo fijado en 540 MW. En ese caso, la demanda neta queda en 627,6 MW, pero la inercia resultante en el sistema, de

1636,1 MVAs, no es suficiente para mantener el ROCOF por debajo de 1,5 Hz/s. Sin embargo, se observa que al aplicar este tipo de control en la sala, se efectúan recortes adicionales, elevando la demanda neta mínima a 674,3 MW, lo que incrementa la inercia del sistema a 1899,8 MVA·s. Como consecuencia, se logra reducir el ROCOF a 1,33 Hz/s.

Este análisis refleja cómo esta metodología genera mayores recortes en la generación renovable, con el objetivo de incrementar la inercia del sistema en los pasos en los que no se logra cumplir con el límite de ROCOF establecido.

Otro punto relevante a comparar entre las dos metodologías (demanda neta mínima y control estático de ROCOF) es que, en algunos pasos, aún cuando la demanda neta es baja, la inercia del sistema es suficiente para mantener el ROCOF en valores deseados, resultando innecesarios grandes recortes que implicarían mayores costos.

En particular, en el día 12/7/2025, la demanda neta mínima, según se muestra en la Fig. 7 fue de 307,9 MW, realizándose un recorte de 7,4 MW. Esto permitió alcanzar una inercia de 2156,8 MVAs y un ROCOF de 1,16 Hz/s. En cambio, en el caso donde se impuso una demanda neta mínima de 540 MW, se realizó un recorte mucho mayor, de 262,8 MW (Fig. 4) para ese mismo día, lo que condujo a una inercia de 2183,8 MVAs y un ROCOF de 1,15 Hz/s.

Este paso muestra cómo, a pesar de haberse recortado 255,4 MW adicionales, el ROCOF solo se redujo en 0,01 Hz/s. Esto sugiere que aplicar únicamente la función de demanda neta mínima podría generar costos innecesarios en casos como este.

Al igual que en los casos anteriores, también se puede evidenciar en las Fig. 8 y 9 la relación inversa entre estas dos variables.

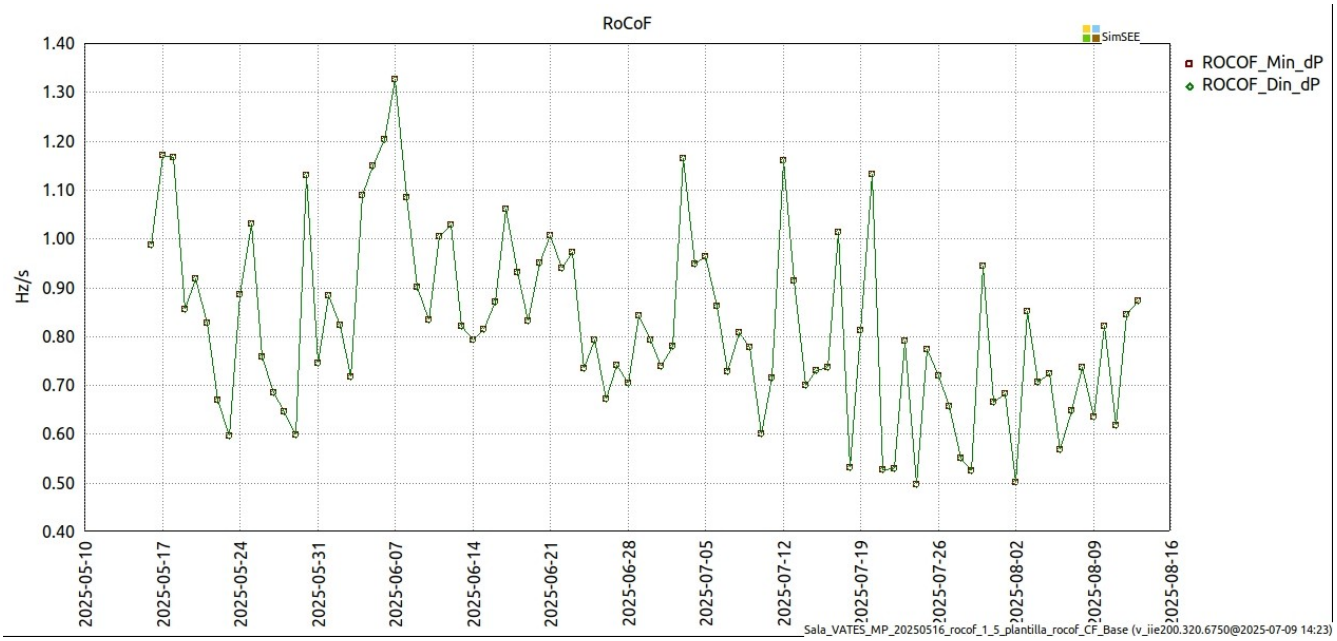


*Figura 8: Gráfico del valor de ROCOF del sistema para una perturbación dP de 100 MW aplicando el control de ROCOF estático de 1,5 Hz/s.*

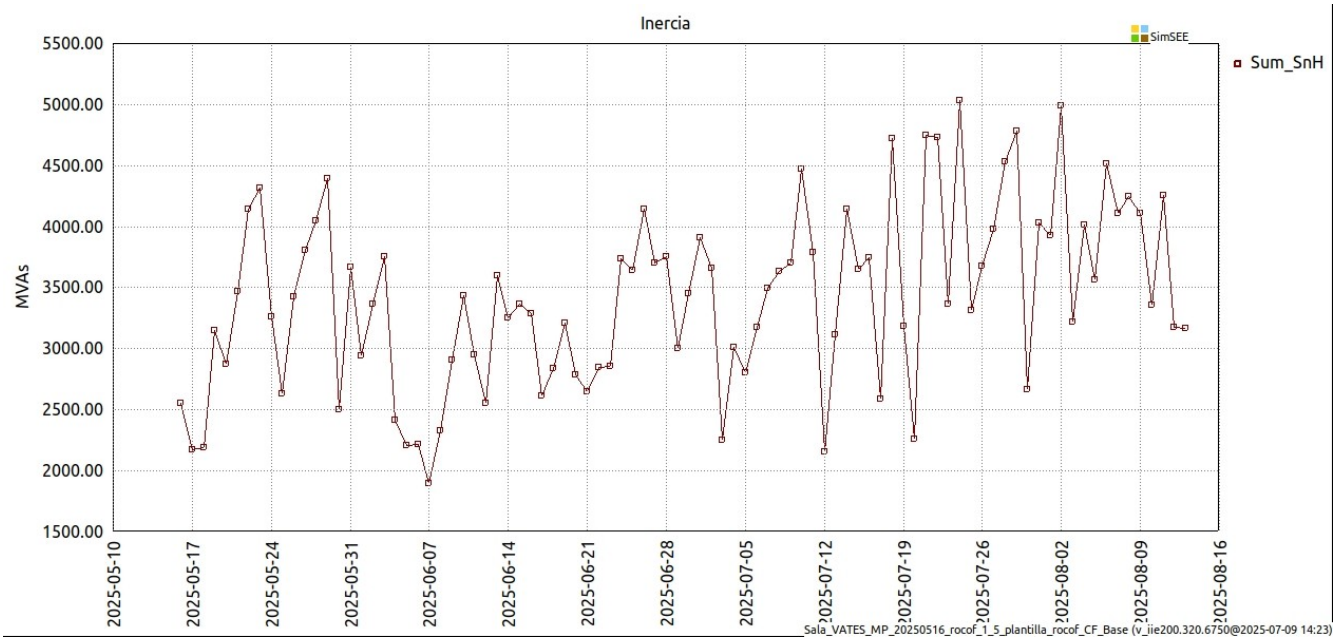


*Figura 9: Gráfico del valor de la inercia del sistema aplicando el control de ROCOF estático de 1,5 Hz/s para una perturbación dP de 100 MW.*

A modo de síntesis, en la siguientes tablas se resumen los valores mencionados para el escenario 1 y 2:

| Esc. | DemNet | Inercia | ROCOF |
|---|---|---|---|
| 2 | 627,6 MW | 1636,1 MVAs | 1,53 Hz/s |
| 3 | 674,3 MW | 1899,8 MVAs | 1,33 Hz/s |

*Tabla 1: Valores obtenidos para el escenario con demanda neta mínima (2) y el escenario con control estático de ROCOF (3) para el día 7/6/2025.*

| Esc. | DemNet | Recorte | Inercia | ROCOF |
|---|---|---|---|---|
| 2 | 563,2 MW | 262,8 MW | 2183,8 MVAs | 1,15 Hz/s |
| 3 | 307,9 MW | 7,4 MW | 2156,8 MVAs | 1,16 Hz/s |

*Tabla 2: Valores obtenidos para el escenario con demanda neta mínima (2) y el escenario con control estático de ROCOF (3) para el día 12/7/2025.*

## 4.4. Escenario con control dinámico de ROCOF

En este caso, se procedió de la misma forma que en el caso anterior, pero estableciendo el control de ROCOF dinámico con un límite de 1,5 Hz/s y definiendo los valores $dP_{min} = 80\,MW$ y $dP_{max} = 150\,MW$.

Lo que se observó al aplicar este control con los límites establecidos fue que, para cada paso calcula la máxima perturbación del sistema ($Max_{dP}$), si este valor se encuentra dentro del rango definido, es el que se utiliza para el cálculo de *ROCOF_Din_dP* (Fig. 11). En cambio, si el valor supera el límite máximo, se calcula el valor de *ROCOF_Din_dP* utilizando el valor máximo de perturbación de potencia establecido ($d\,P_{max}$), y, de manera análoga, si cae por debajo del mínimo, se restringe al valor mínimo definido ($d\,P_{min}$).

Por otra parte, en la curva *ROCOF_Min_dP* se utiliza siempre el valor de $d\,P_{min}$ establecido, es por esto que en los puntos en los que la máxima perturbación del sistema es menor al mínimo los valores de *ROCOF_Din_dP* y *ROCOF_Min_dP* coinciden. Esto se puede observar en el gráfico de la Fig. 11 en los días 16/5/2025, 7/6/2025 y 12/6/2025 donde la máxima perturbación del sistema tiene el valor de 67,5 MW.

Un aspecto a resaltar del gráfico de la Fig. 11 es el valor de *ROCOF_Din_dP* para el día 20/7/2025 igual a 1,58 Hz/s, el cual supera el límite establecido. Mientras que el valor de *ROCOF_Min_dP* en este mismo paso es igual a 1,14 Hz/s. Esta diferencia, como se mencionó previamente, se debe al valor utilizado de *dP* en cada caso, siendo de 111 MW y 80 MW, respectivamente. Esto refleja que ante una perturbación de potencia de 111 MW en ese paso de simulación, los recortes de generación renovable del sistema no fueron suficientes para obtener una inercia que garantizara un ROCOF menor a 1,5 Hz/s. Este reducido valor de la inercia para el paso analizado se observa en el gráfico de la Fig. 12.

Una ventaja de este tipo de control es que a diferencia del estático, para valores dentro del rango establecido regula el ROCOF haciendo los recortes correspondientes para la máxima perturbación del sistema en ese paso. Esto significa que no hace recortes innecesarios en aquellos pasos donde la máxima perturbación de potencia real del sistema es menor al *dP* establecido.

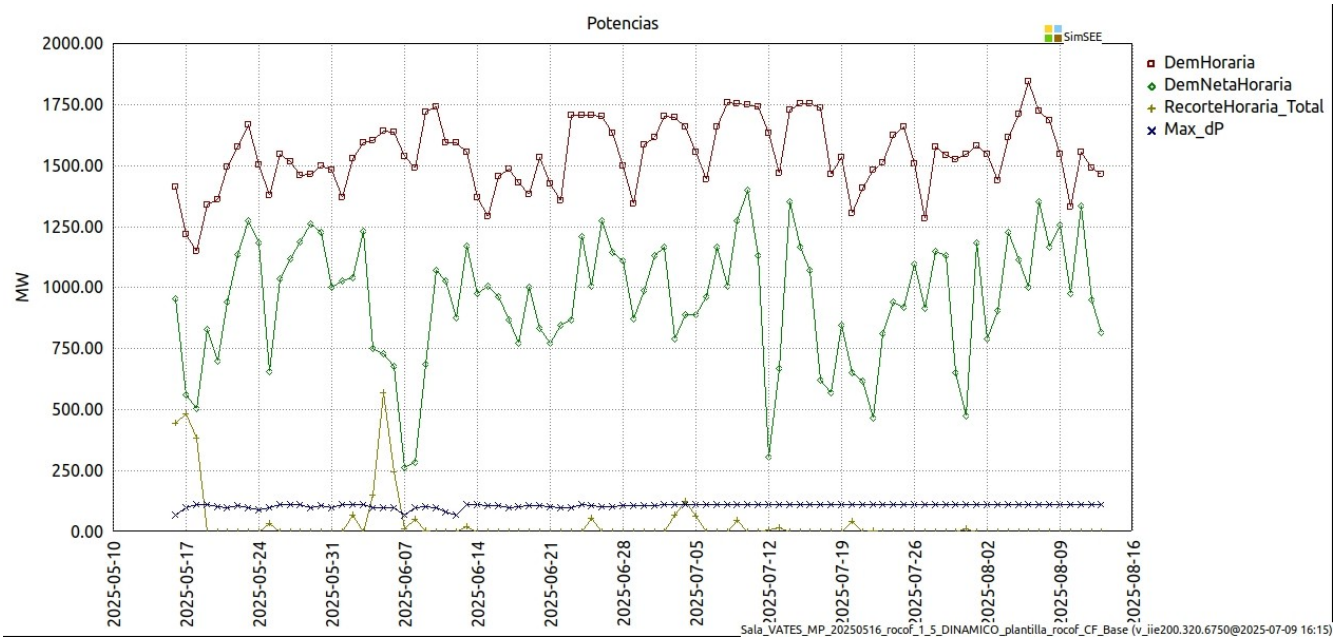


*Figura 10: Gráfico de demanda y demanda neta horarias, recortes aplicados y el valor la perturbación dP impuesta para el cálculo del ROCOF, aplicando el control de ROCOF dinámico de 1,5 Hz/s con* $dP_{min} = 80\,MW$ *y* $dP_{max} = 150\,MW$ .

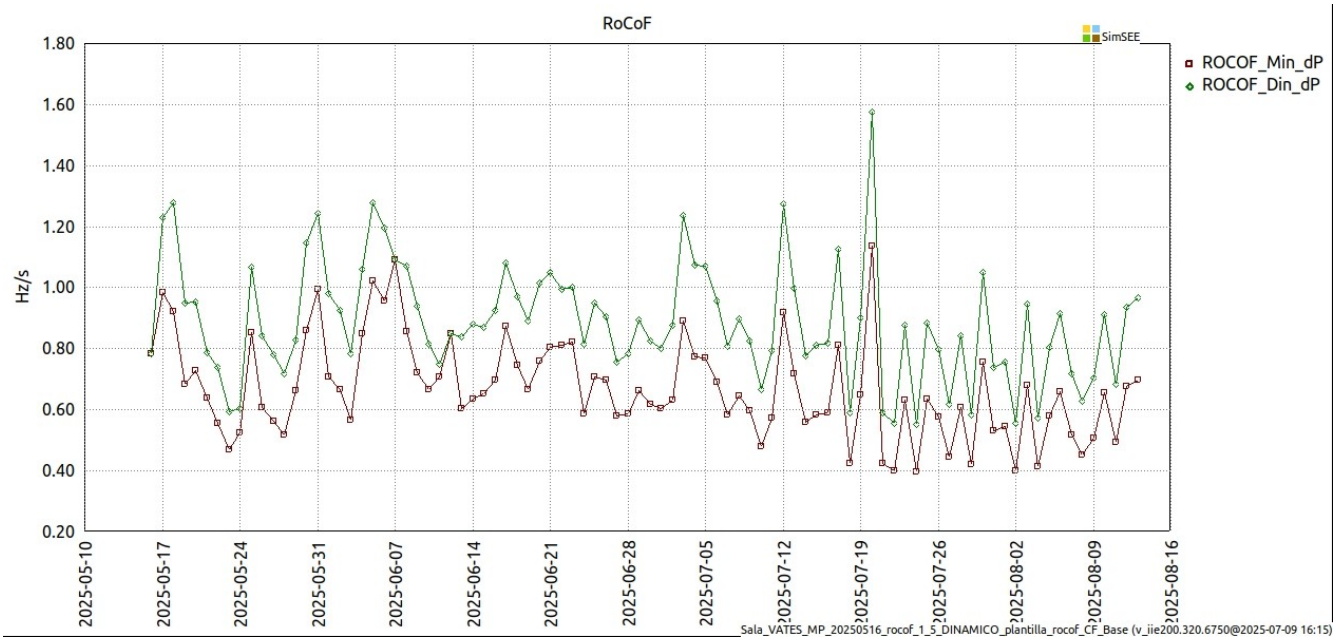


*Figura 11: Gráfico de demanda y demanda neta horarias, recortes aplicados y el valor la perturbación dP impuesta para el cálculo del ROCOF, aplicando el control de ROCOF dinámico de 1,5 Hz/s con* $dP_{min} = 80\,MW$ *y* $dP_{max} = 150\,MW$.

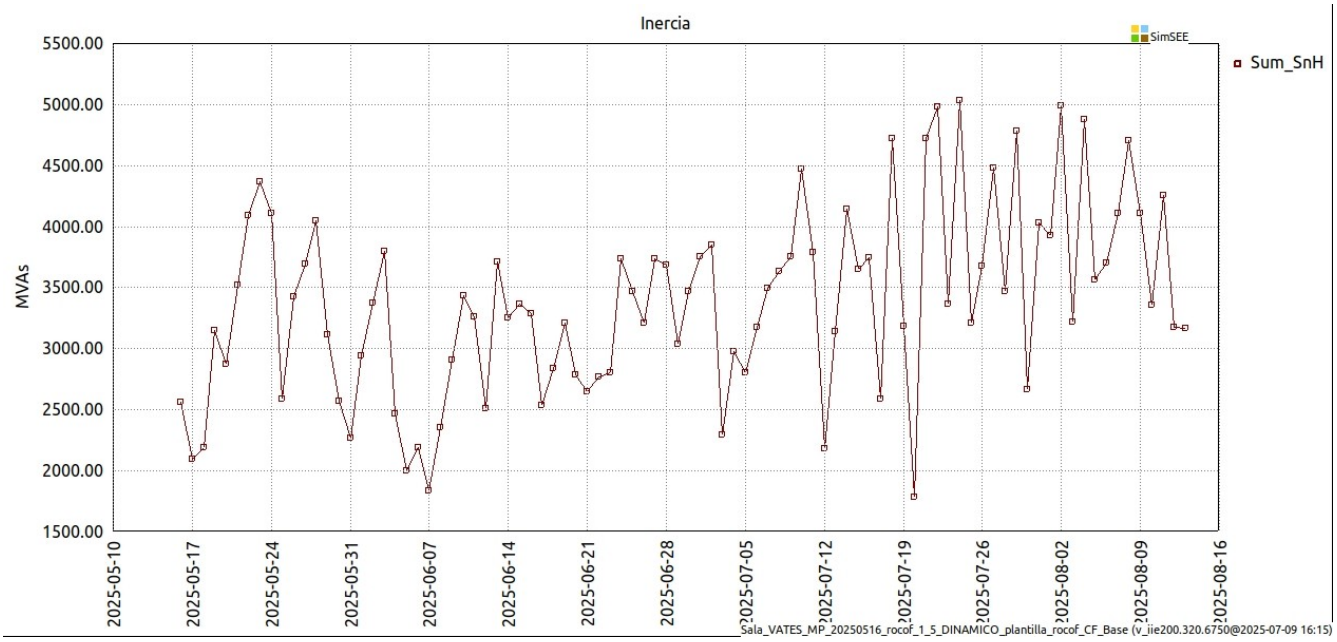


*Figura 12: Gráfico del valor de la inercia del sistema aplicando el control de ROCOF dinámico de 1,5 Hz/s con* $dP_{min} = 80\,MW$ *y* $dP_{max} = 150\,MW$.

# 5. Conclusiones

El análisis realizado permitió evaluar los impactos que tienen la imposición de una demanda neta mínima de 540 MW y la aplicación de límites al ROCOF en el comportamiento del sistema eléctrico nacional, mediante simulaciones en la Sala MP de ADME.

Se observó que imponer una demanda neta mínima contribuye a incrementar la inercia del sistema, lo cual tiende a reducir el ROCOF. Sin embargo, esta medida no garantiza por sí sola que el ROCOF se mantenga siempre por debajo del umbral de 1,5 Hz/s, pudiendo generar recortes de generación innecesarios y costos asociados en ciertas condiciones.

Además, la implementación de controles sobre el ROCOF, tanto en forma estática como dinámica, demostró ser más eficaz para mantenerlo dentro de límites seguros. El control dinámico mostró ventajas respecto al estático, al ajustar el nivel de perturbación considerado según la magnitud real de los eventos en el sistema, optimizando así los recortes de generación y evitando sobrecostos.

# 6. Posibles trabajos futuros

Se podría estudiar el impacto económico detallado de los recortes de generación que surgen al aplicar controles sobre el ROCOF o restricciones de demanda neta mínima, cuantificando los costos adicionales asociados a cada estrategia.