

Sistemas de potencia flexibles



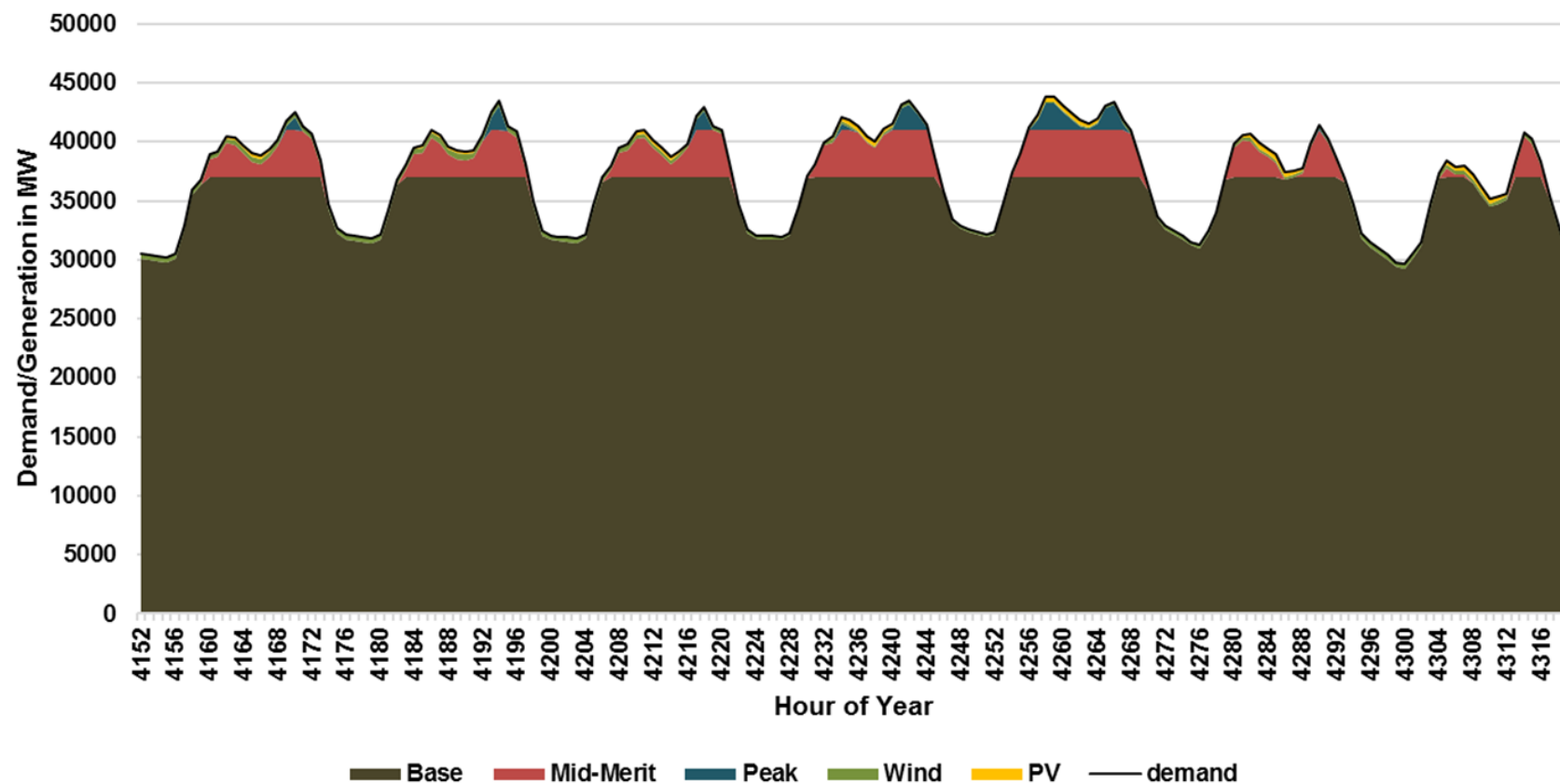
MOELLER & POELLER ENGINEERING (MPE)

www.moellerpoeller.de/www.moellerpoeller.co.uk

Fases de integración de generación renovable a un sistema de potencia

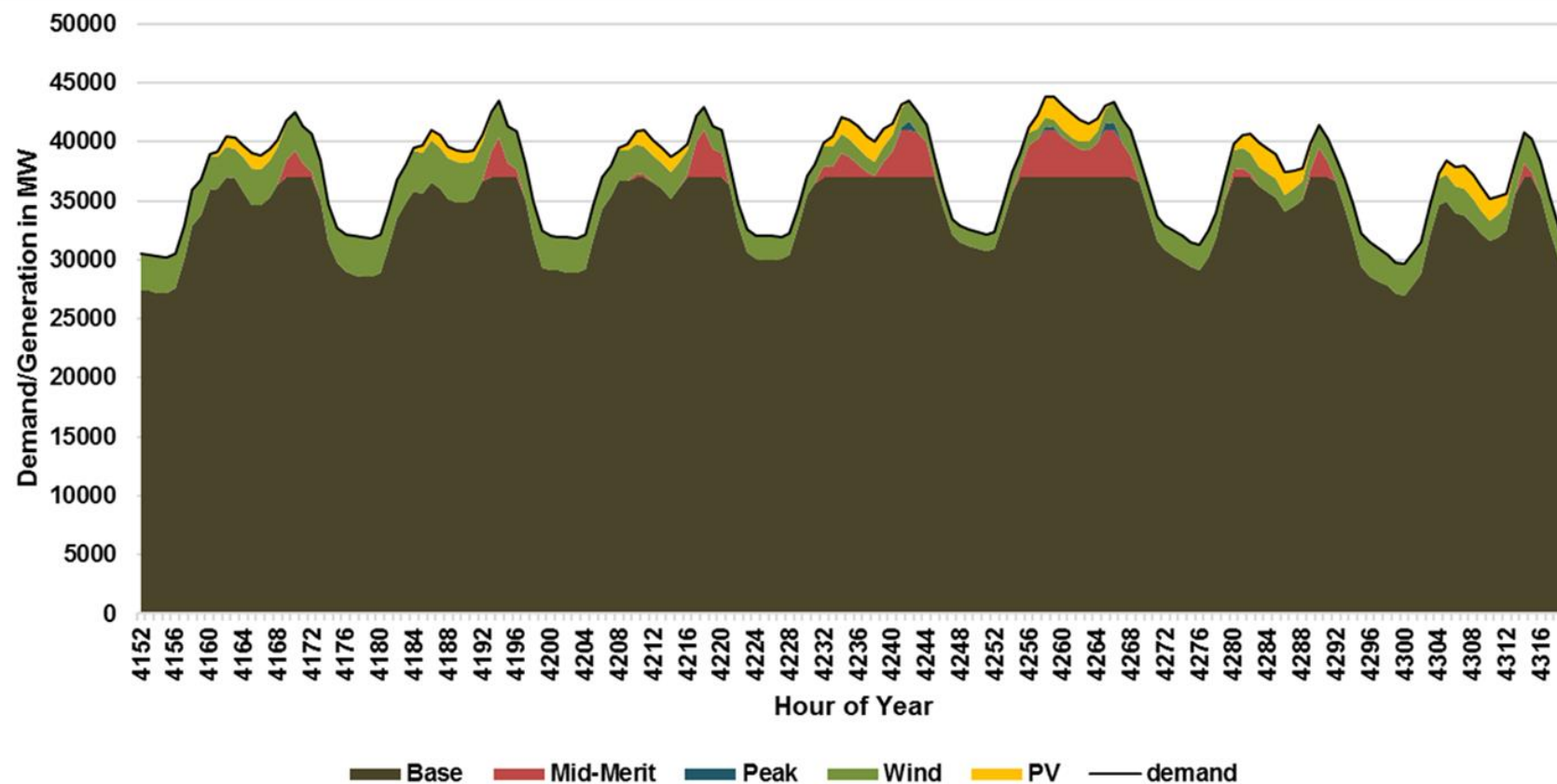
Fase 1 – Primeras instalaciones de vRE

- No se observa un impacto a nivel del sistema.
- La operación del sistema no está afectado.
- Solamente problemas locales en la red.



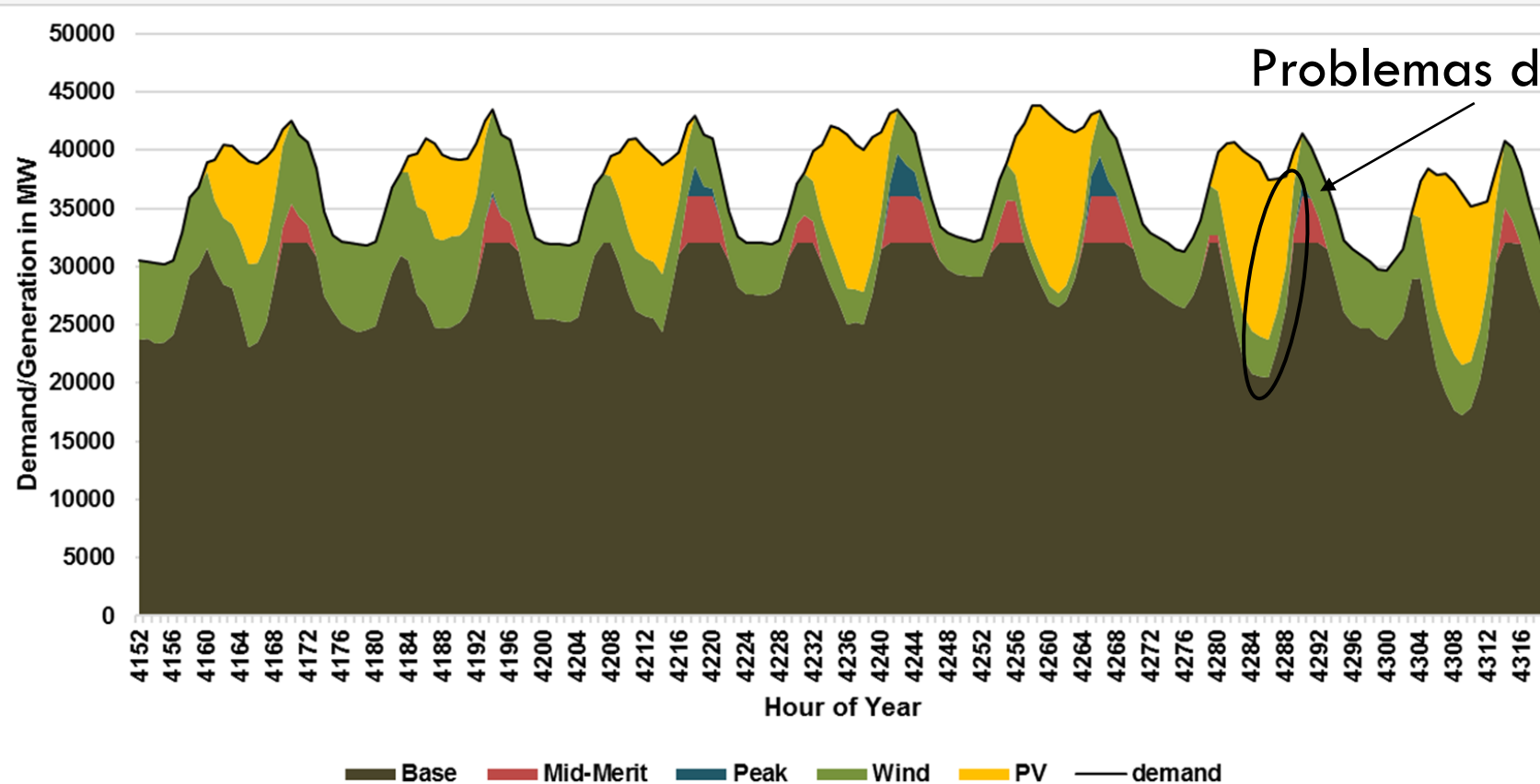
Fase 2 – Se observa un impacto al sistema

- El operador del sistema observa por la generación renovable un impacto a la operación.
- Se debe introducir un pronóstico de generación renovable.
- La generación renovable tiene un impacto al despacho de la generación convencional.



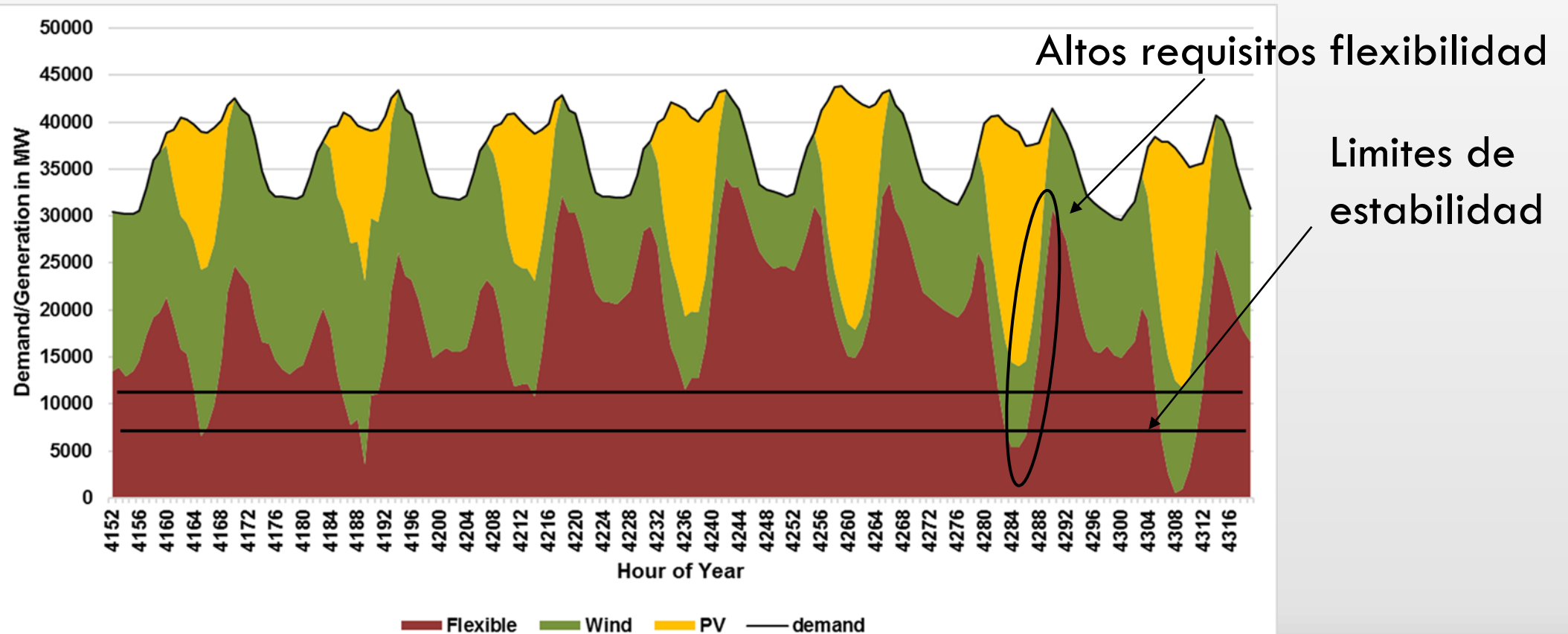
Fase 3 – Requisitos de flexibilidad aumentados

- El despacho de generación convencional es altamente influido por la generación renovable.
- Un pronóstico de generación renovable es esencial.
- La generación renovable debe contribuir a los servicios auxiliares.
- Se requiere generación flexible y programable.



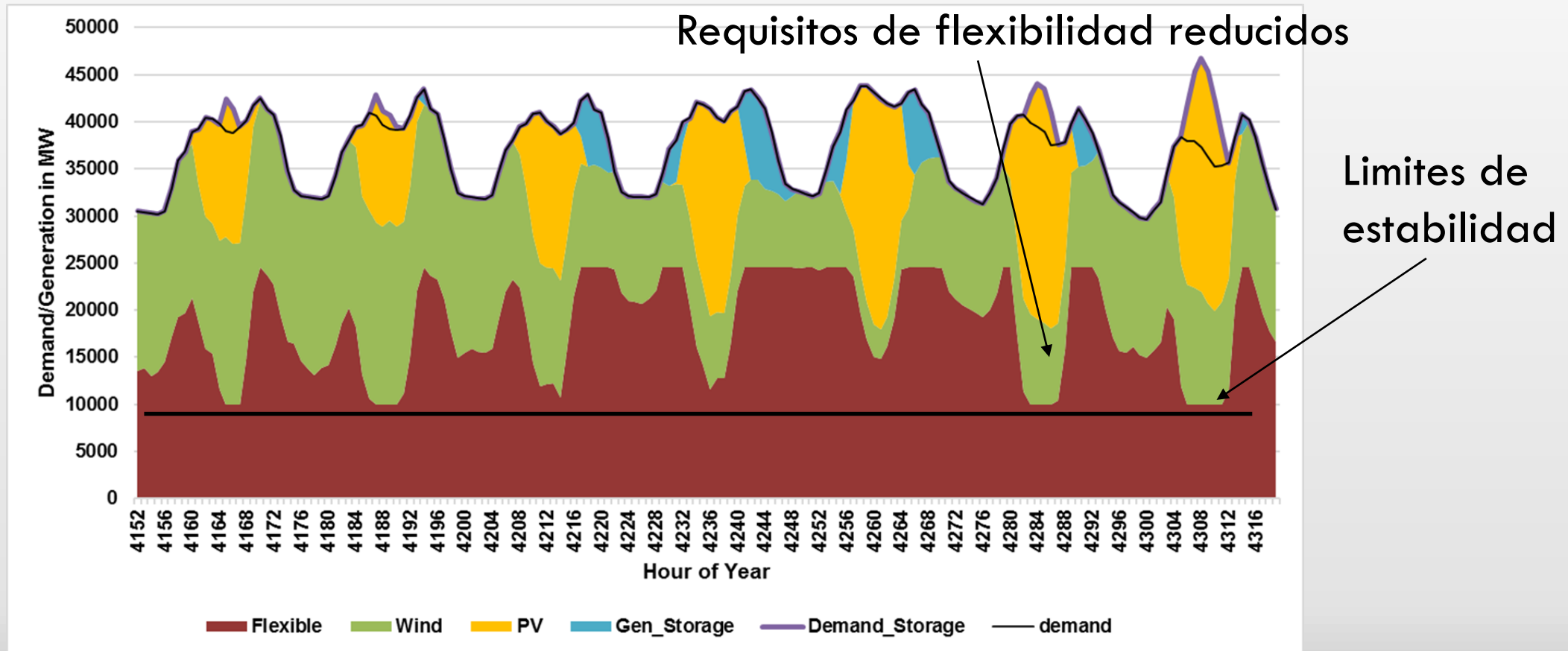
Fase 4 – Se llega a los limites de estabilidad

- La característica del sistema esta dominada por la generación renovable.
- Todo la generación convencional en el sistema debe estar flexible
- Se necesita limitar la generación renovable por restricciones de estabilidad.



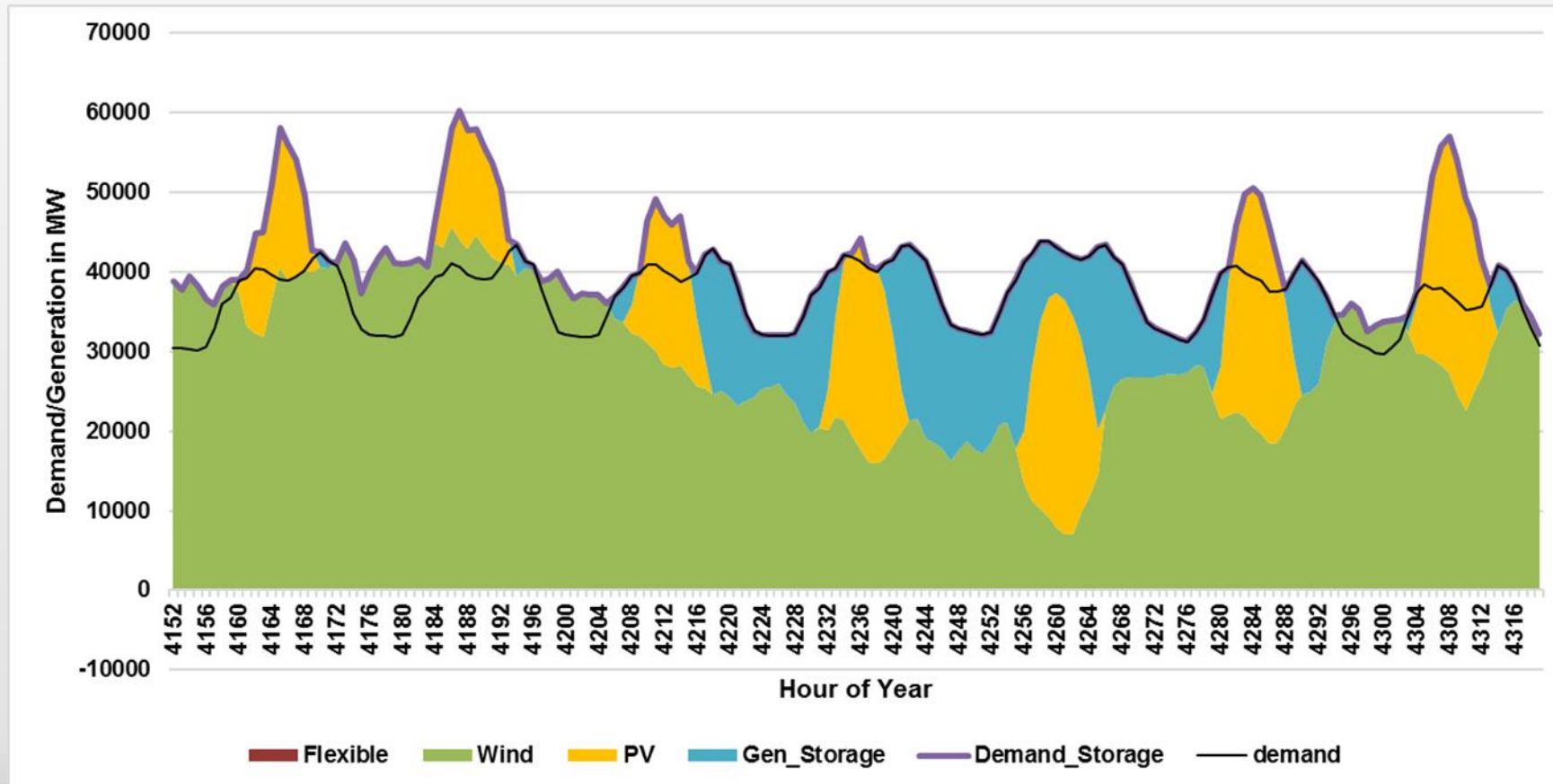
Fase 4 – con sistemas de almacenamiento de media escala

Se puede utilizar los sistemas de almacenamiento para reducir los requisitos de flexibilidad y mantener los límites de estabilidad sin restringir la generación renovable.



Fase 5 – Solamente vRE + sistemas de almacenamiento

- En la fase 5 solamente existe generación renovable en el sistema.
- Para mantener el balance carga-generación se necesita introducir sistemas de almacenamiento de gran escala.



Fases de integración de generación renovable - medidas

Fase 1

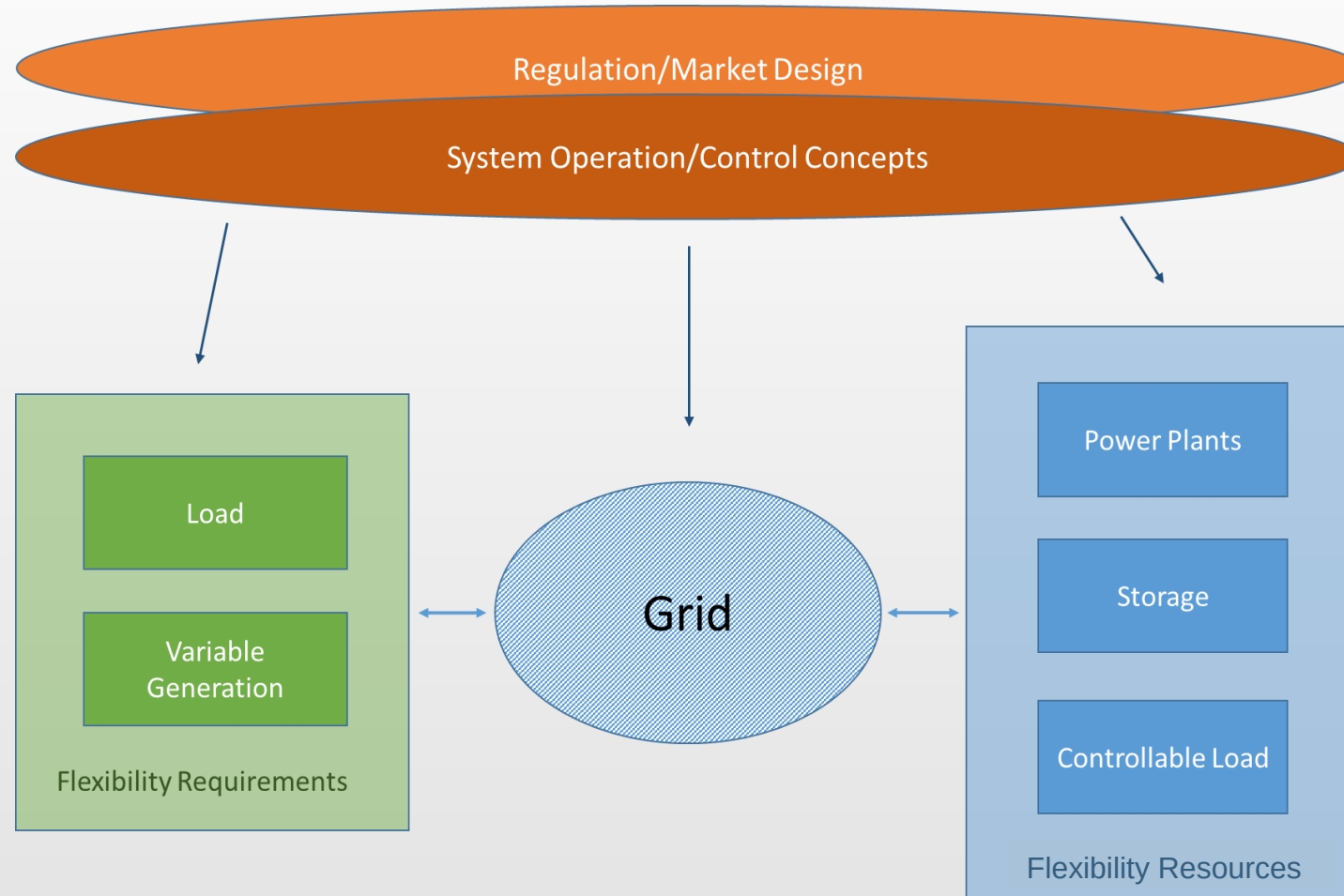


Fase 5

- Definición de requisitos de interconexión para generación renovable
- Expansión local del sistema de distribución/transmisión
- Ajustar los procedimientos de operación (incluir pronóstico de generación eólica y fotovoltaica)
- Expansión del sistema de transmisión
- Servicios auxiliares / asignación/distribución de reserva
- Utilizar sistemas de almacenamiento de corto-plazo para proveer servicios auxiliares.
- Flexibilizar plantas convencionales
- Introducir sistemas de almacenamiento de plazo-intermedio para “load shaving”
- Introducir sistemas de almacenamiento de largo plazo para compensar variaciones sesionales de la carga y generación eólica y fotovoltaica

Requisitos y recursos de flexibilidad

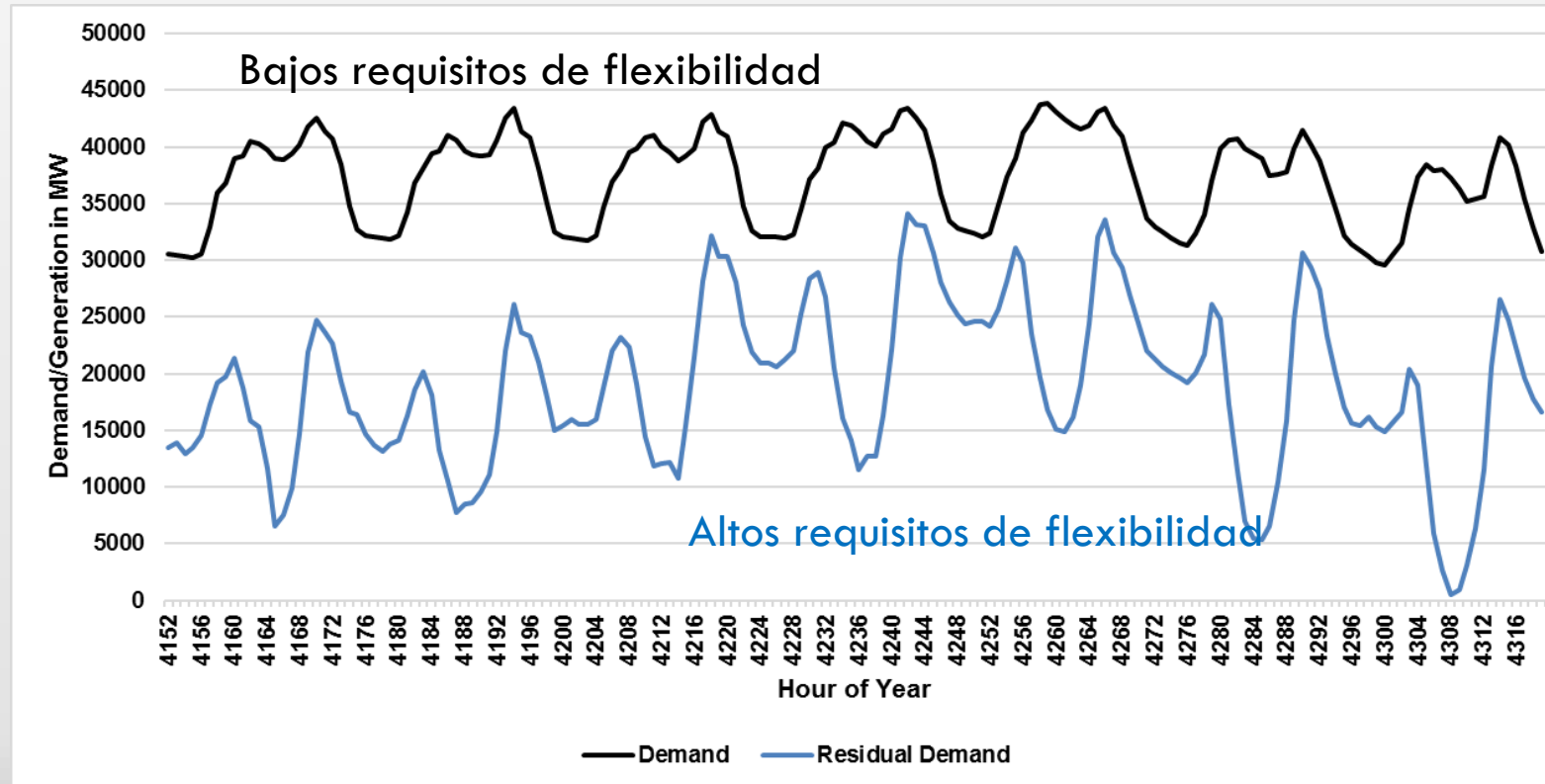
Un sistema flexible



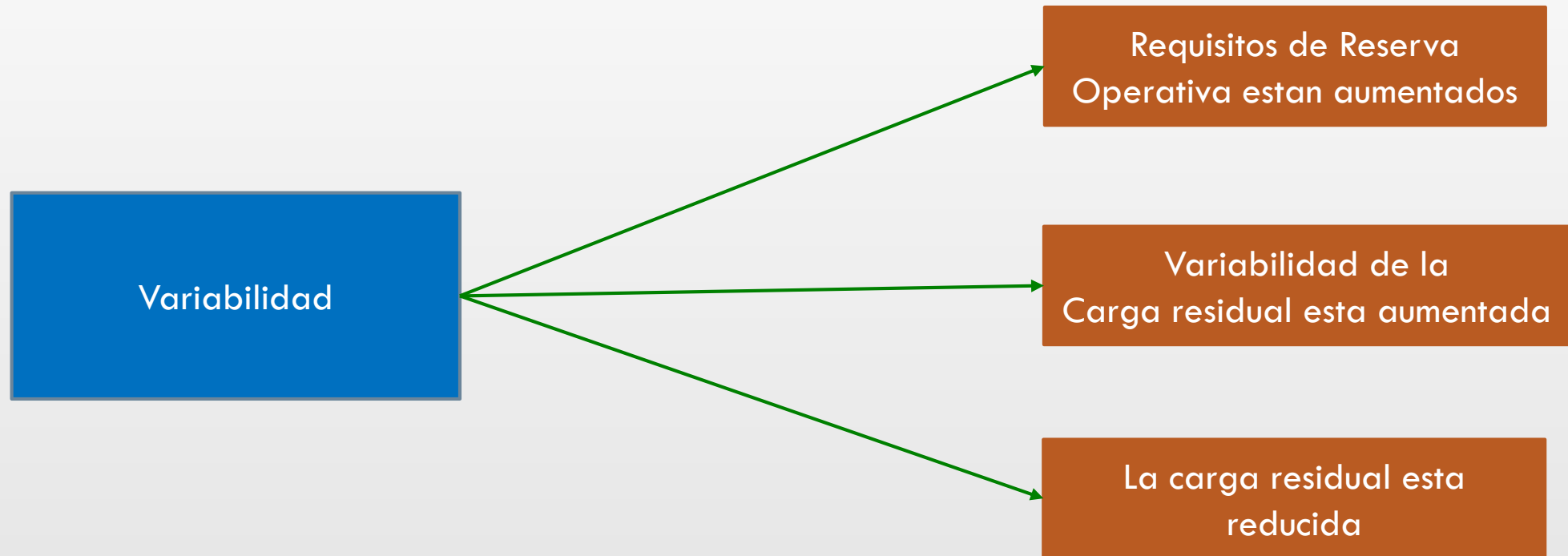
La generación renovable aumenta el requisitos de flexibilidad

Que es flexibilidad?

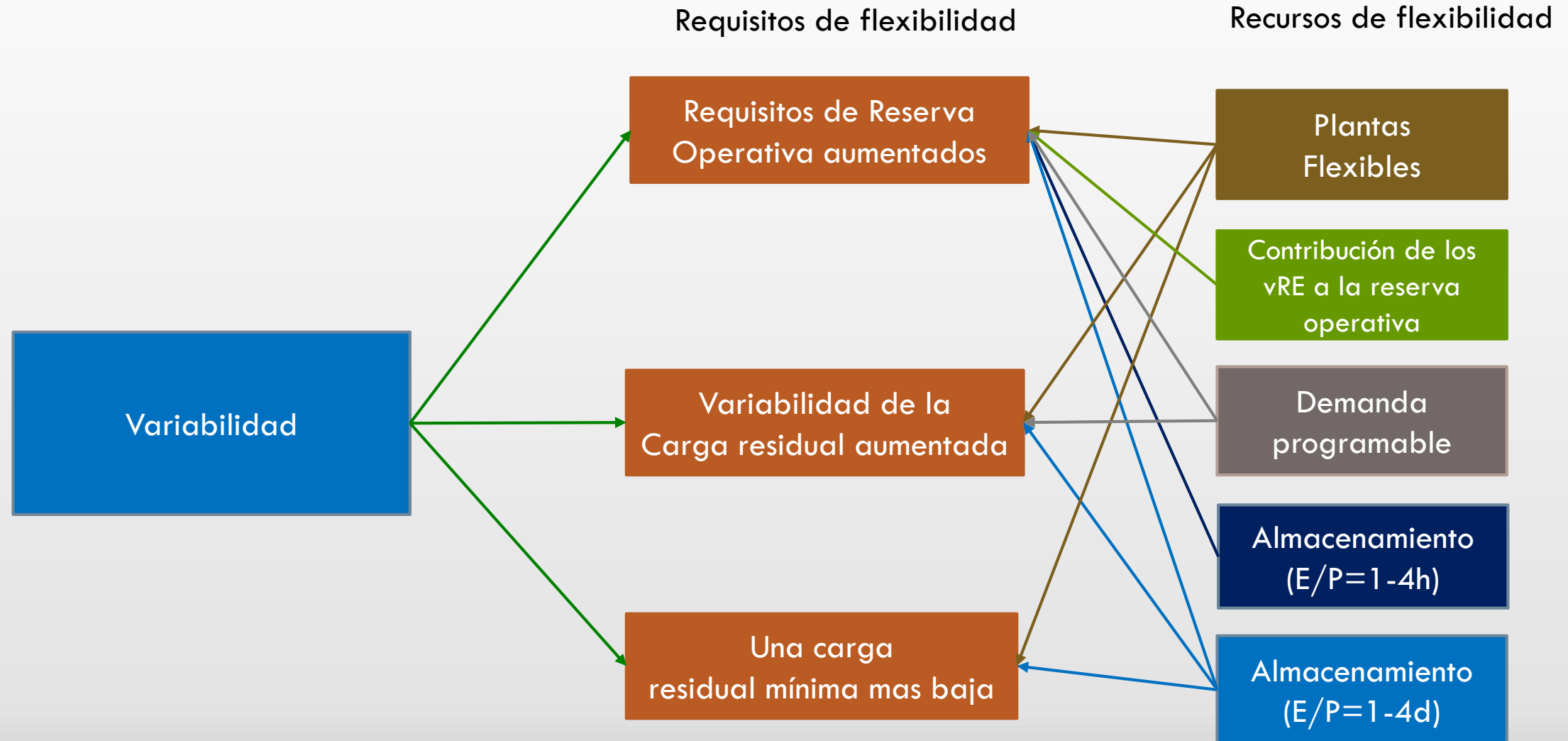
Flexibilidad es la capacidad del sistema de potencia de seguir una carga (residual) variable



Requisito de flexibilidad – variabilidad

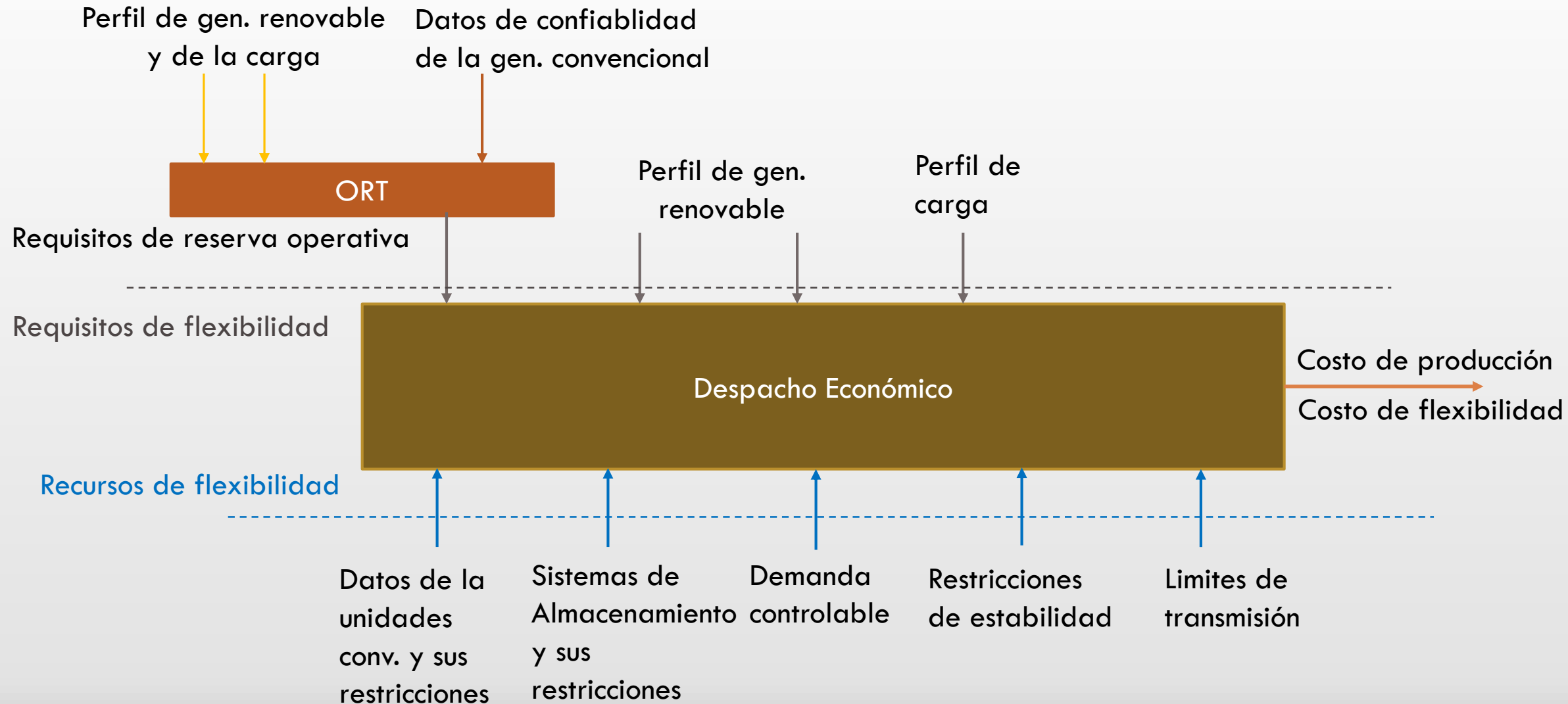


Recursos de flexibilidad

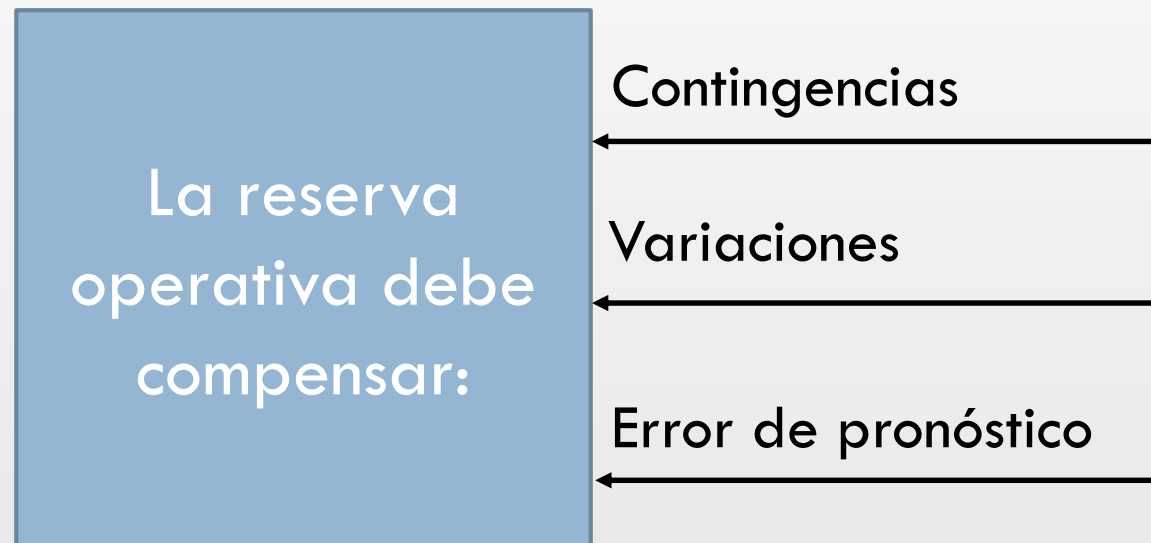


Metodología para estudios de flexibilidad

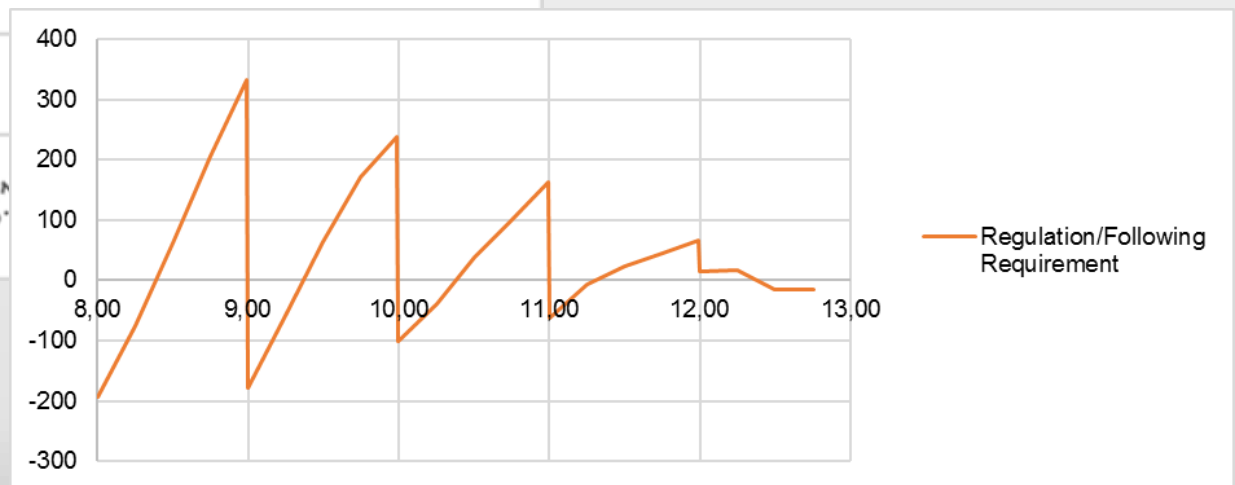
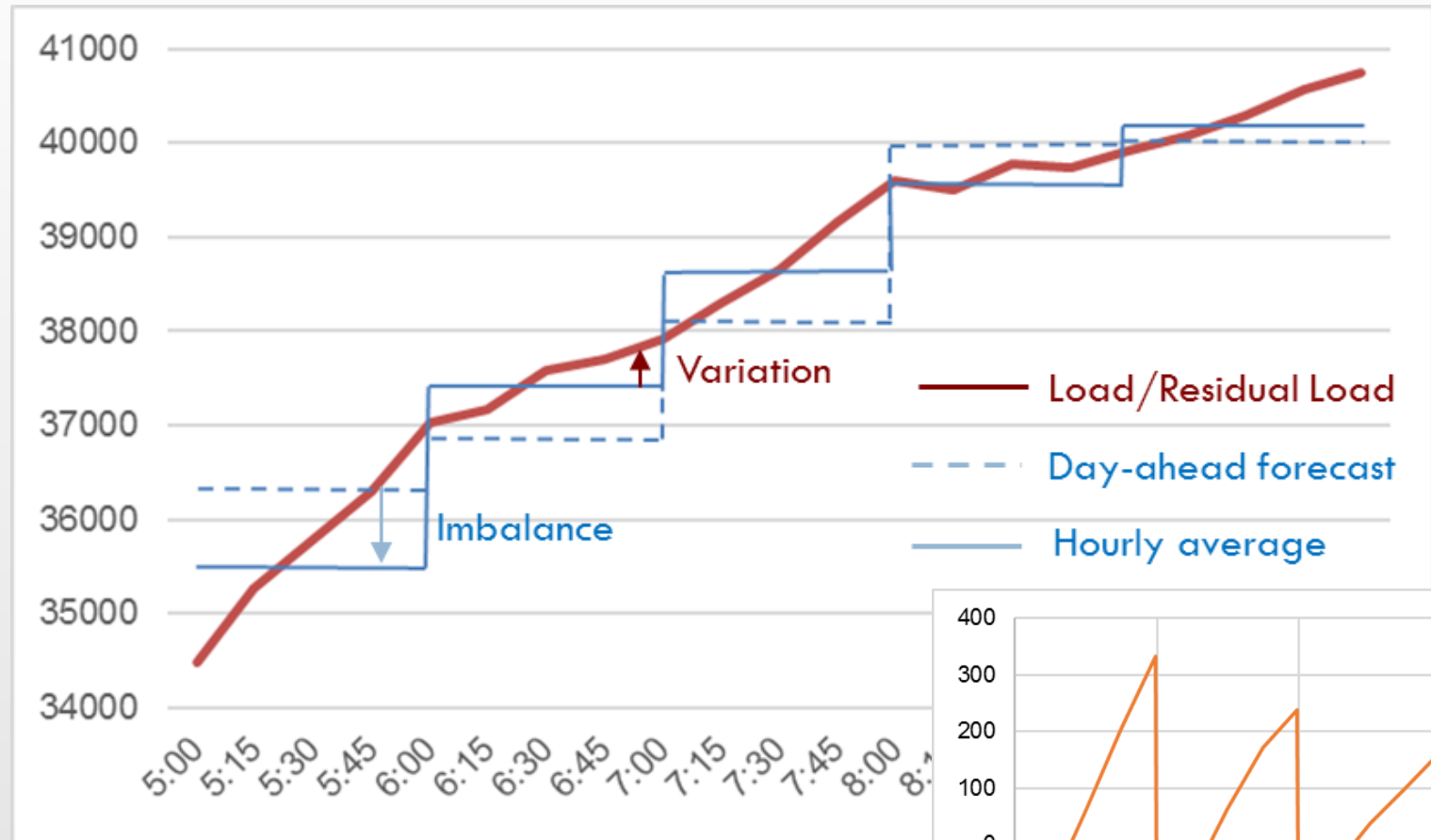
Metodología para estudios de flexibilidad



Determinar los requisitos para la reserva operativa



Error de pronóstico y variaciones



- Error de pronóstico:
 - Diferencia entre la carga pronosticada y el promedio de p.ej. una hora de la carga real.
 - El error del pronóstico se puede compensar a través de un despacho intradiario.
 - La desviación restante debe ser compensada por la reserva operativa.

- Variaciones
 - Reserva de operación: Diferencia entre la carga real y el promedio de la carga real de una hora.
 - Reserva de regulación: Diferencia entre la carga real y el promedio de 10 min.

- El requisito de reserva operativa es el requisito mas exigente entre el requisito por contingencia y por variaciones.

Modelo del despacho económica (1/2)

- El modelo del despacho económico fue desarrollado por M.P.E. en base con una PLEM (**programación lineal en enteros mixta**) de CPLEX/IBM.

- La objetivo del modelo es:
 - Despachar la generación convencional al menor costo
 - Balancear los requisitos de flexibilidad con los recursos de flexibilidad
 - Calcular los costos totales de producción para un año completo
 - Respeta todo las restricciones, incluso restricciones de flexibilidad y del sistema de transmisión

- El modelo del despacho económico se desarrolló específicamente para realizar estudios de flexibilidad para sistemas con una alta penetración de generación renovable.
- El modelo tiene todas las funciones necesarias para realizar estudios de flexibilidad:
 - Simulación de grandes sistemas de potencia y para un periodo de tiempo de un año con una resolución alta (15min, 30min)
 - Optimización simultánea del despacho y de la asignación de la reserva operativa (asignación óptima de reserva primaria y secundaria por unidades individuales, incluyendo la contribución de generación eólica y fotovoltaica.)
 - Consideración de restricciones de estabilidad (unidades must-run, inercia mínima, máxima tasa de cambio de frecuencia/ROCOF)
 - Otras restricciones se pueden agregar de forma flexible

- Costos de producción incluyen:
 - Costos del combustible
 - Costo de puesta en marcha y de apago
 - Costos de rampas significantes

- Costo de puesta en marcha y de apago y de rampas incluyen:
 - Costos directos (p.ej. Combustible para arrancar la unidad) y
 - Costos indirectos (envejecimiento acelerado, costos de mantenimiento elevados)

- Por unidad de generación
 - Capacidad instalada [MW]
 - Capacidad mínima de operación [MW]
 - Característica $MW_{thermico}$ en función de MW_{el}
 - Tipo de combustible
 - Capacidad de cambio de los generadores (MW/min; Rampe rate) [MW/h]
 - Capacidad de reserva primaria (% de la capacidad instalada)
 - Unidades bajo control del AGC si/no (si si, cuanto en MW)
 - Plan de mantenimiento anual [por hora/día/mes]
 - Tiempos mínimos de marcha y de apagado [horas]
 - Restricciones de energía por año [MWh/a]
 - Puestas en marcha máximas por año [# /a]
 - Puesta en operación (COD, año) [año]
 - Fecha de retiro (año) [año]
 - Unidad must-run

- Sistema de potencia
 - Restricciones del sistema de potencia aplicando PTDFs (Power Transfer Distribution Factors)
 - Requisitos de inercia mínima

- Información adicional para sistemas de almacenamiento:
 - Eficiencia de recarga [%]
 - Eficiencia de descarga [%]
 - Max. capacidad de recarga [MW]
 - Max. capacidad de descarga [MW]
 - Capacidad en MWh (solamente la capacidad que se puede usar)

- Importación/Exportación:
 - Capacidad en MW
 - Restricción de Energía por mes/año
 - Costo pro MWh

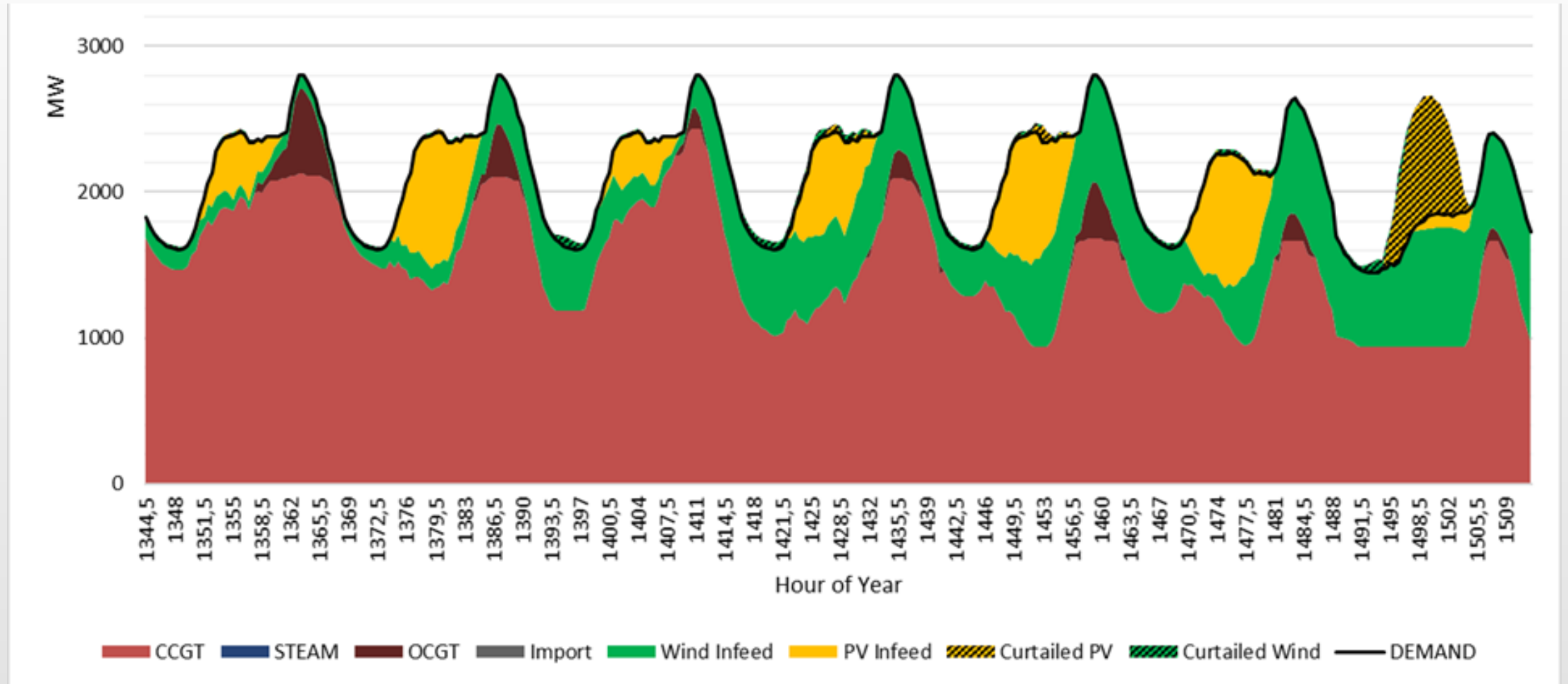
Resultados del modelo (1/2)

- Solamente se consideran los resultados de simulaciones “exitosas” considerando todo las restricciones
- Resultados directos del modelo son series temporales de un año completo con una resolución igual a la duración de un ciclo de despacho, p.ej. 60 minutos
 - Asignación de cada unidad (unit commitment)
 - Generación despachada (generado, cargando)
 - Asignación de reserve primaria y secundaria por unidad (incluyendo generación renovable)
 - Generación fotovoltaica y eólica restringida
 - Nivel de carga de sistema de almacenamiento

- Permite evaluar si el sistema esta capaz de cumplir con los requisitos de flexibilidad

- Cuantificar el impacto técnico y económico de:
 - Diferentes niveles de penetración de generación renovable
 - Diferentes configuraciones del sistema de potencia (expansión del sistema de transmisión, nuevas unidades de generación, etc.)
 - Diferentes opciones de flexibilidad (sistemas de almacenamiento, generación mas flexible, etc.)

Visualización de los resultados



Estudio de flexibilidad Suráfrica

- Que es el impacto de la generación eólica y fotovoltaica a los requisitos de flexibilidad?
- Es el sistema de potencia capaz proveer suficiente flexibilidad?
- Evaluar si se aumenten los costos del sistema (costo de operación, costos para recursos flexibles adicionales) para cumplir con los requisitos de flexibilidad.

1 Balance carga-generación

1a Error de pronóstico



Error de pronóstico de un día en adelante

1b Reserva operativa



Variaciones
Contingencias

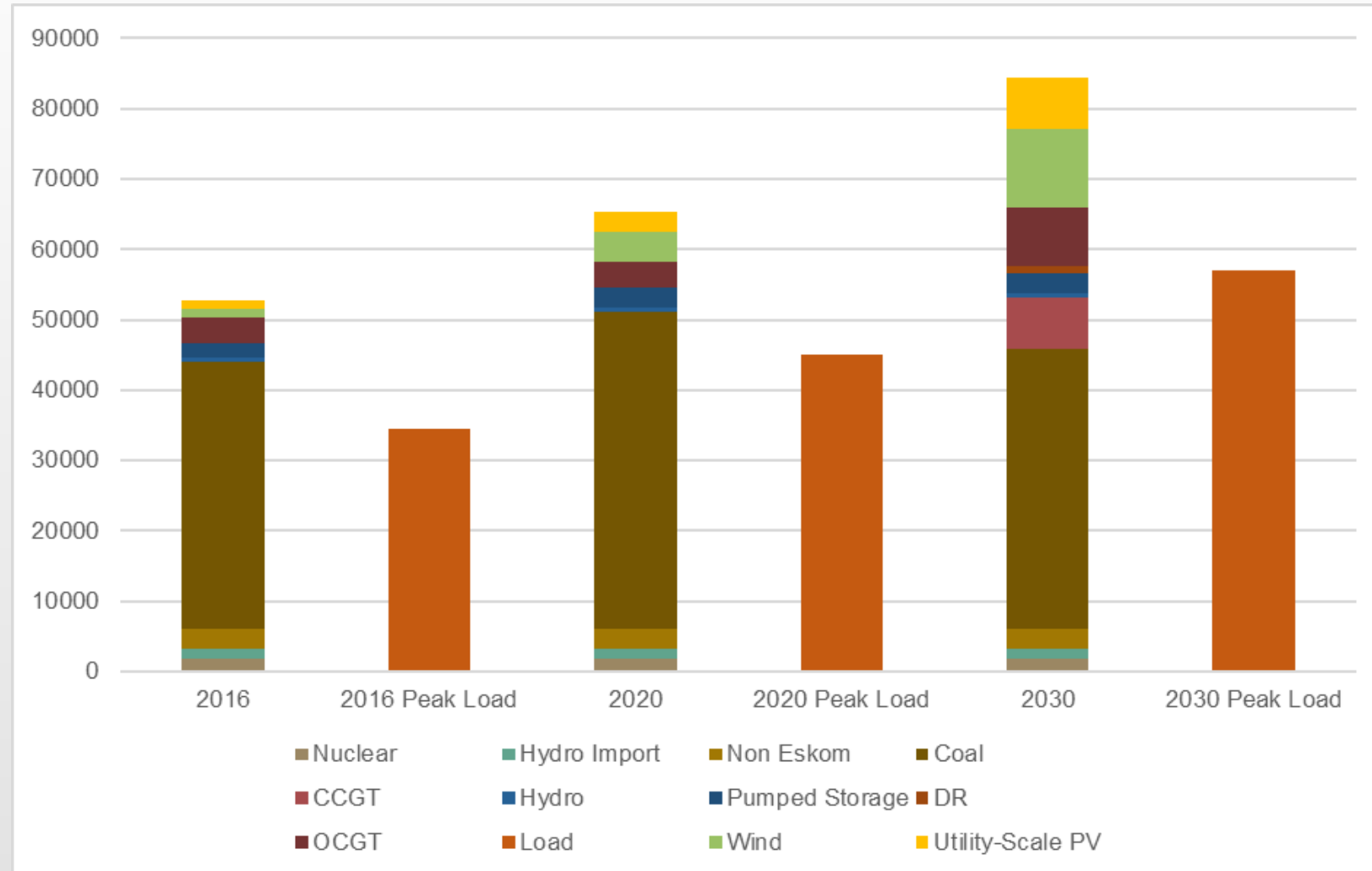
2 Costos de operación



Seguimiento de la carga
Arranques

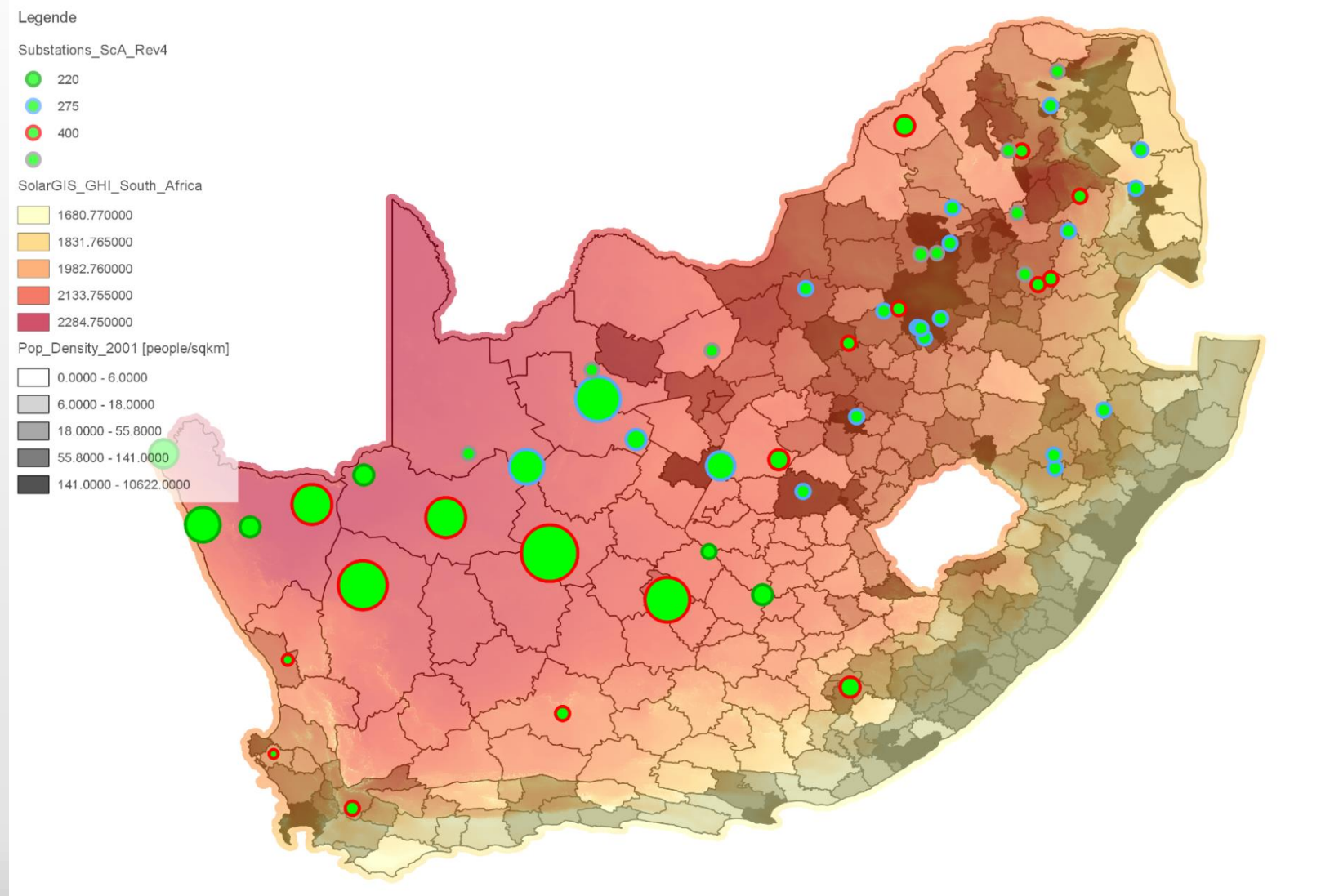
- Años de evaluación 2020 and 2030
- Expansión del sistema de potencia (Carga, generación convencional, parques eólicos y fotovoltaicos)
- Generación fotovoltaica sobre techo:
 - Escenario “moderado”: +5GW en 2020, +10GW en 2030
 - Escenario “alto”: +10GW en 2020, +20GW en 2030

Escenarios del estudio

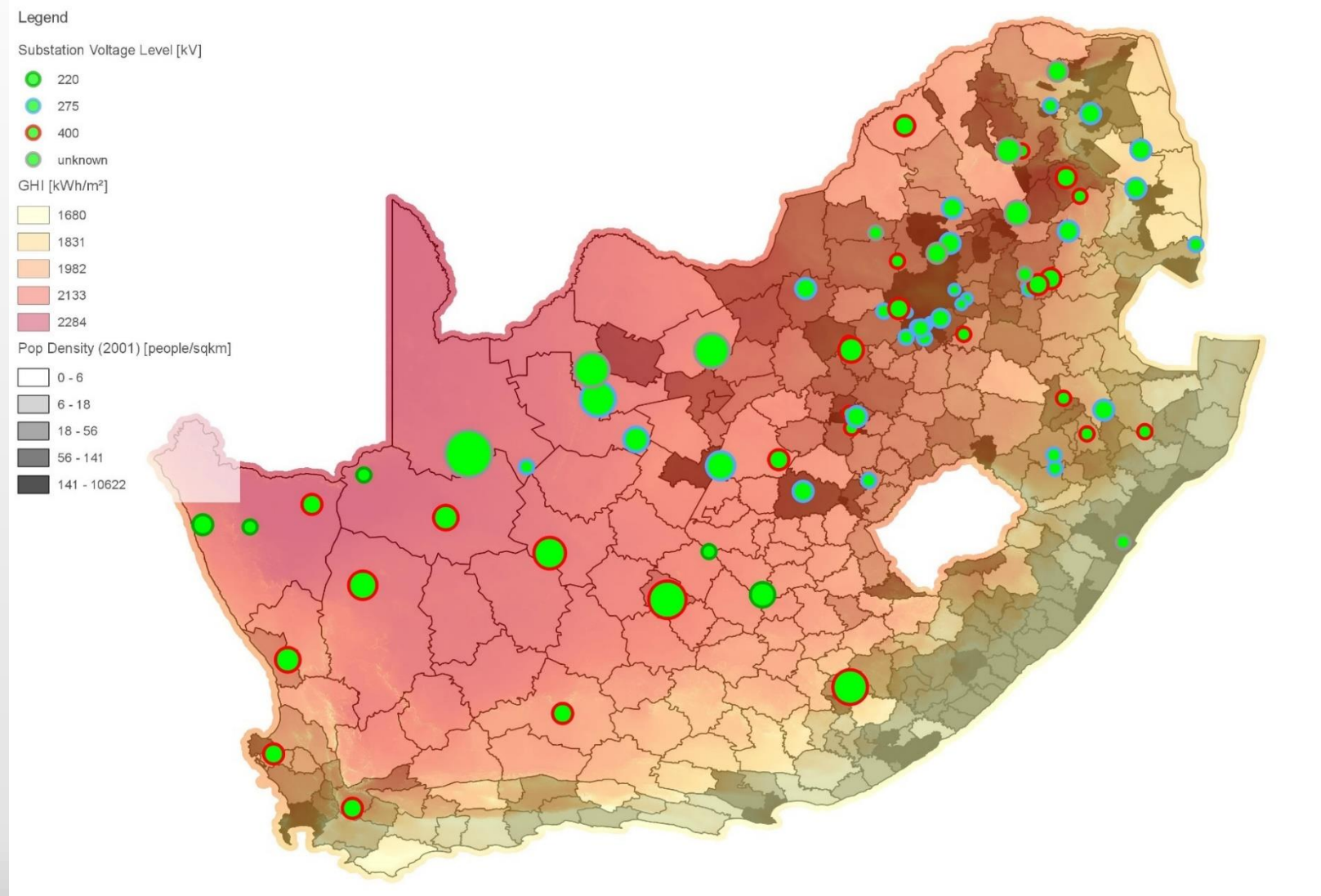


*RECP, Energy Sector 2016; **IRP 2016 Base Case

Escenario A de la distribución de generación fotovoltaica de gran escala



Escenario B de la distribución de generación fotovoltaica de gran escala

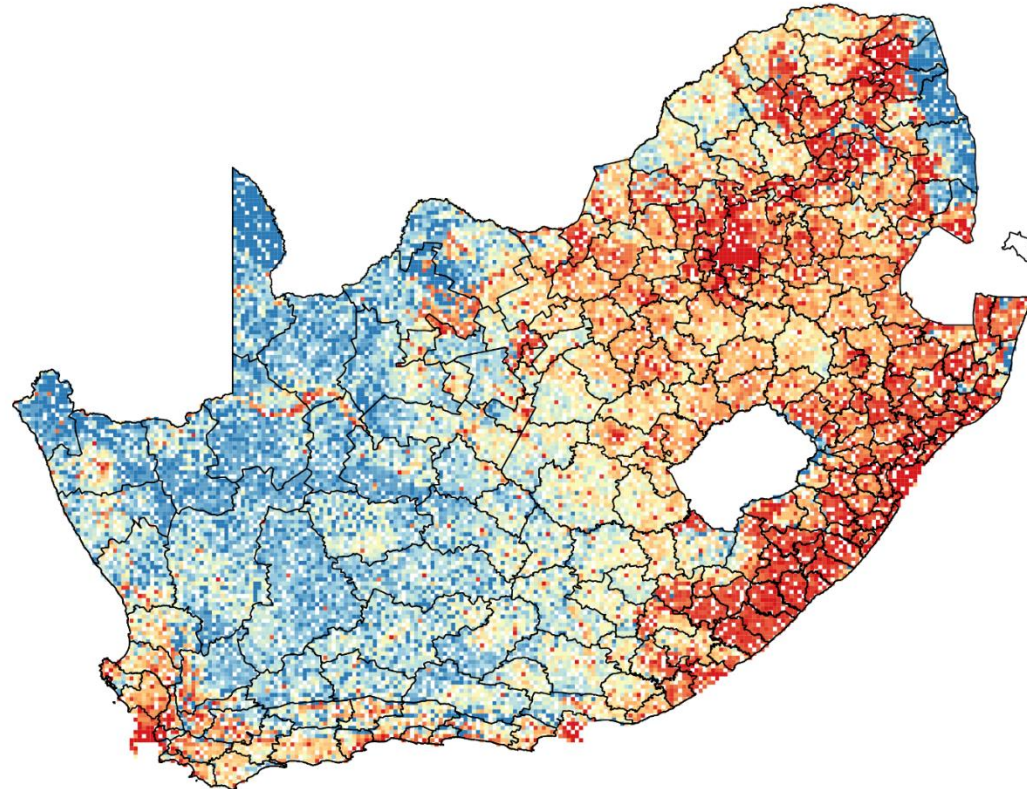
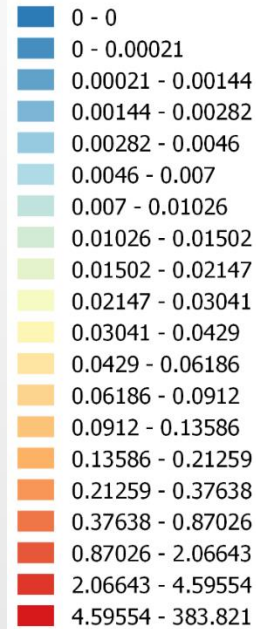


Distribución de la generación fotovoltaica sobre techo.

Legend

□ Boundaries

Installed Rooftop Capacity in MW



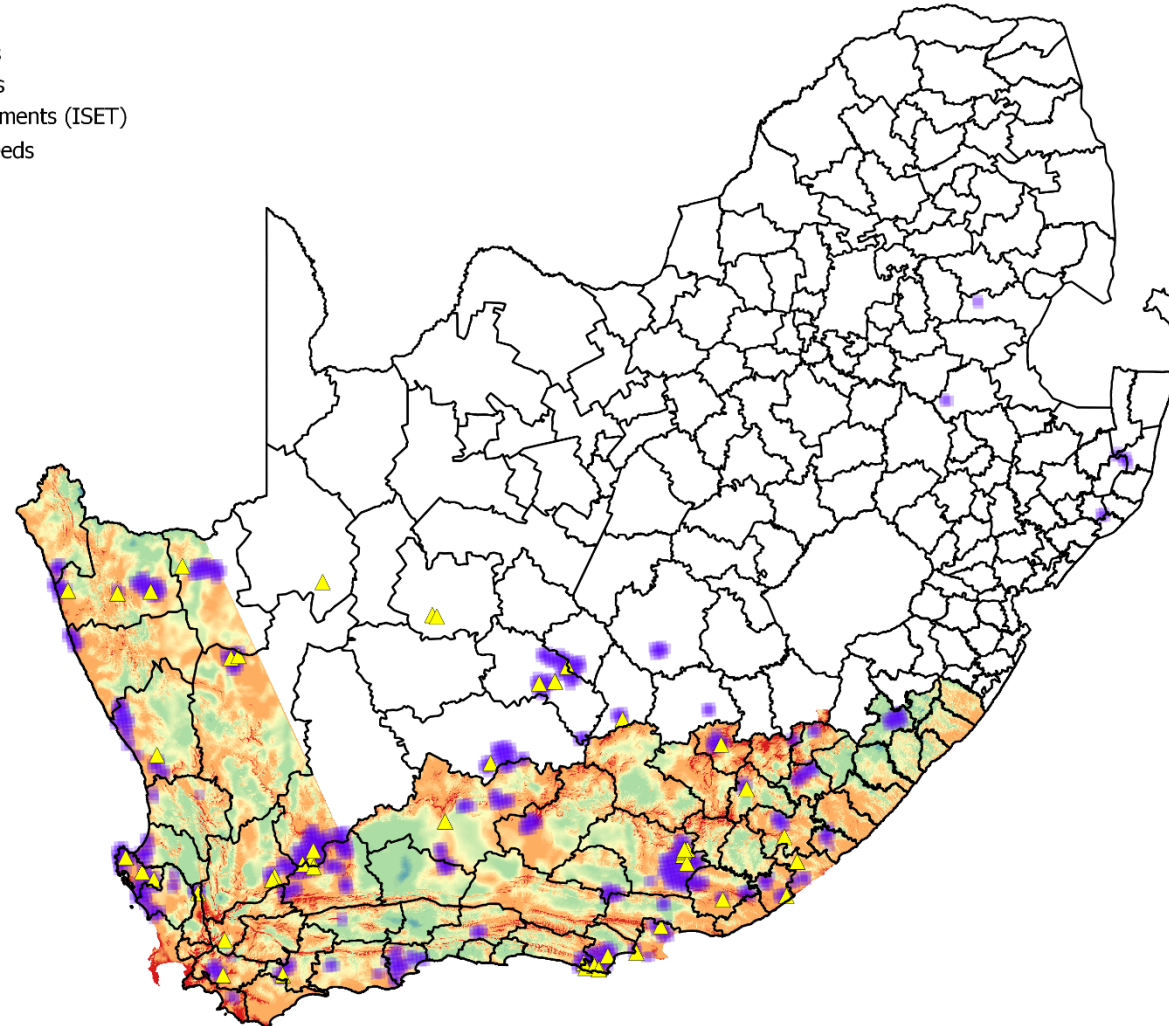
Distribución de la generación eólica

Legend

- substation
- Municipalities
- ▲ Wind Projects
- Wind Measurements (ISET)

Average Wind Speeds

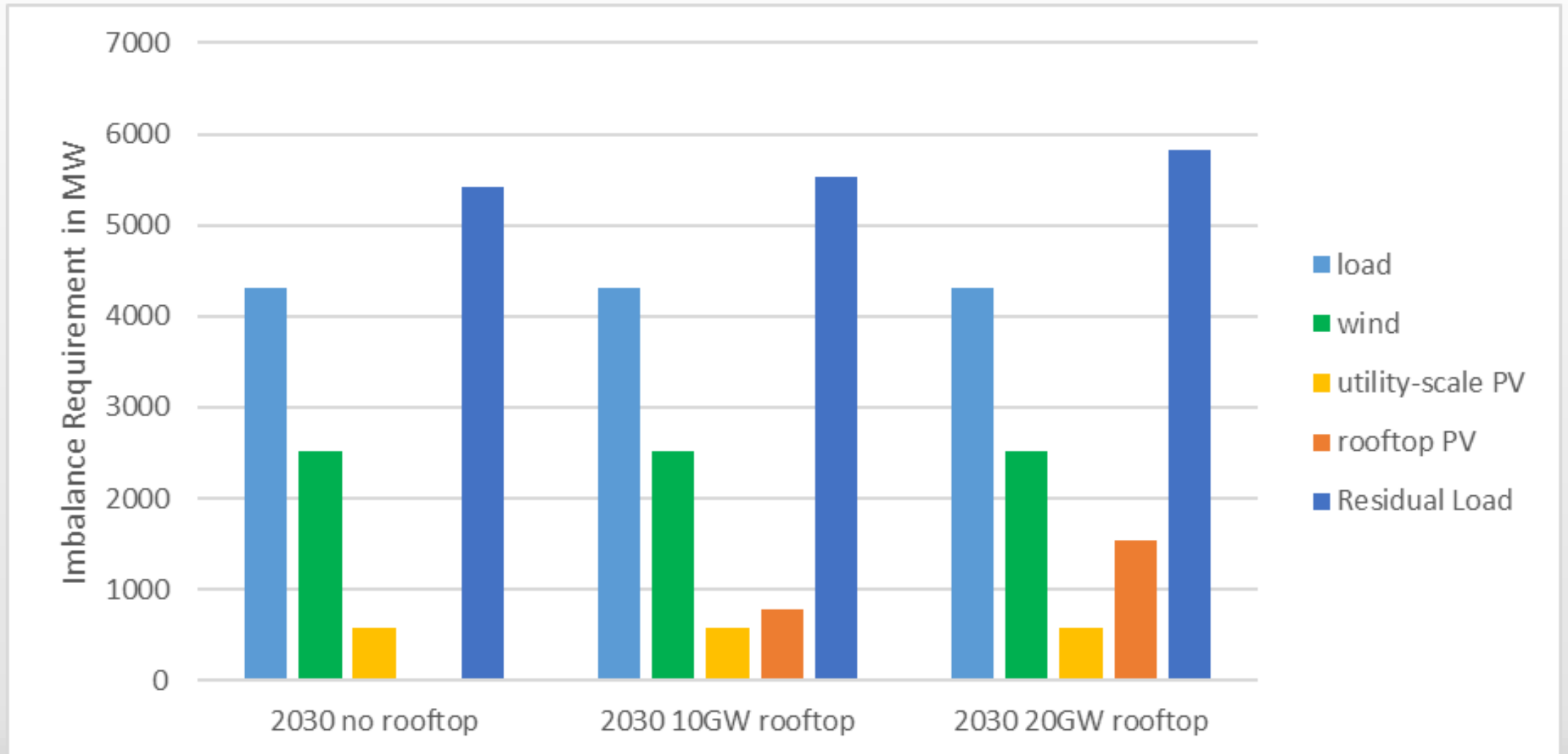
- 2.000000
- 3.000000
- 4.000000
- 5.000000
- 6.000000
- 7.000000
- 8.000000
- 9.000000
- 10.000000



Balance carga-generación

Error de pronóstico

Error de pronóstico (2030, nivel de confiabilidad de 99%)



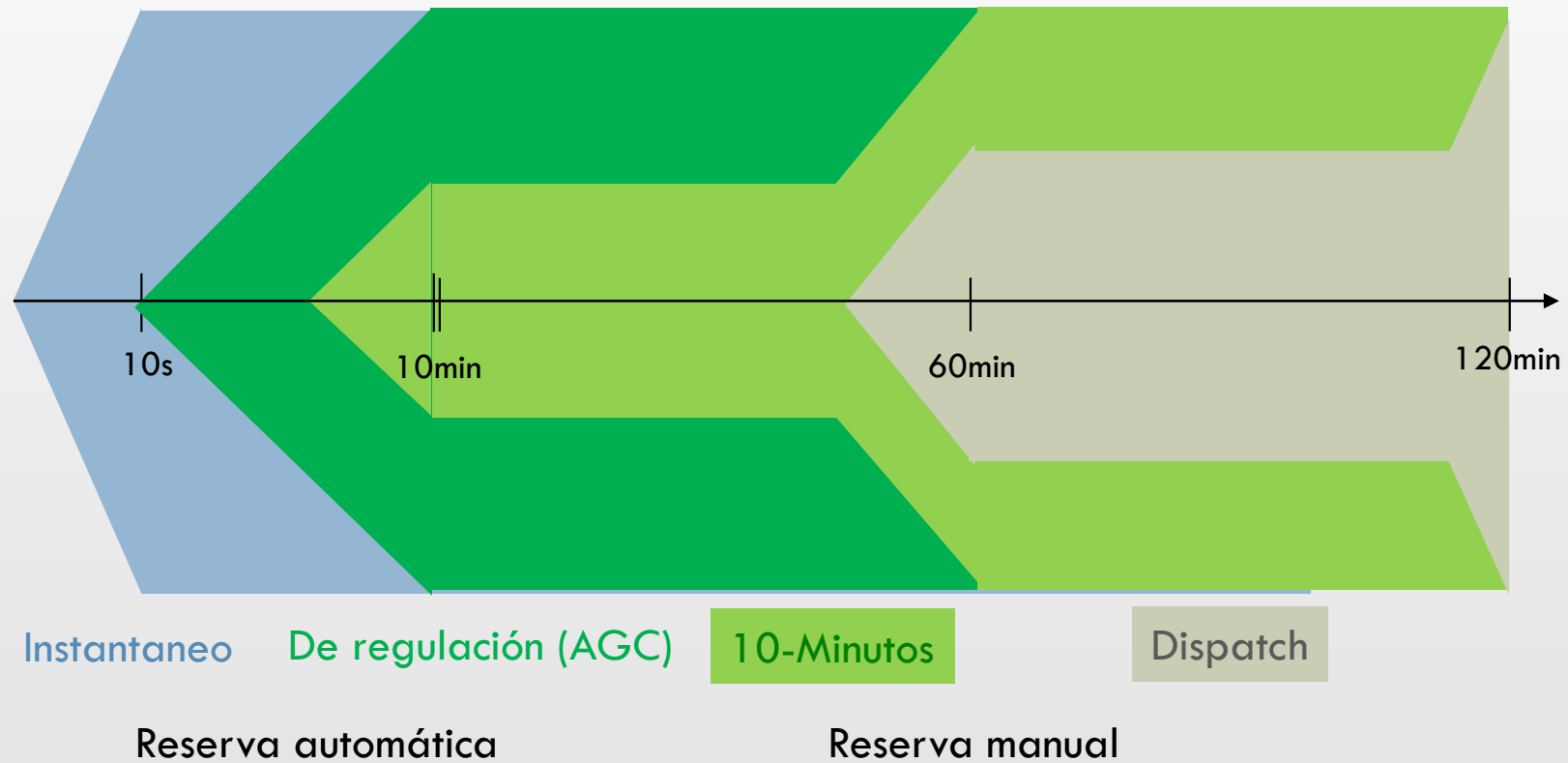
- Agregar generación eólica y fotovoltaica de gran escala aumenta los requisitos por:
 - 300MW/10% en 2020
 - 700MW/16% en 2030.

- Agregar generación fotovoltaica sobre techo aumenta los requisitos por:
 - 150MW (solamente 4%) en 2020/10GW
 - 550MW (10%) en 2030/20GW.

- No se observó una diferencia entre los dos escenarios de diferentes distribuciones de generación renovable de gran escala (escenario A y B).

Reserva operativa

Reserva operativa en Suráfrica

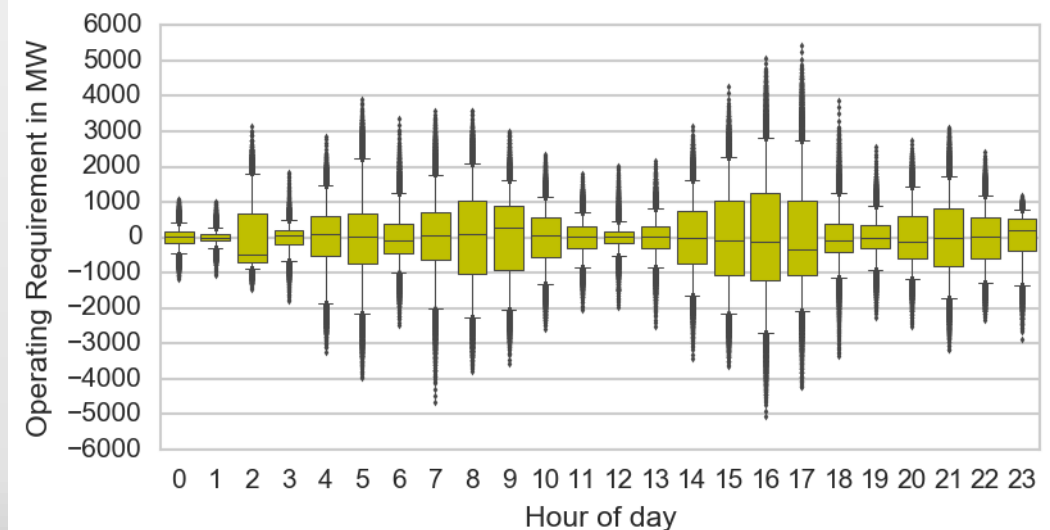
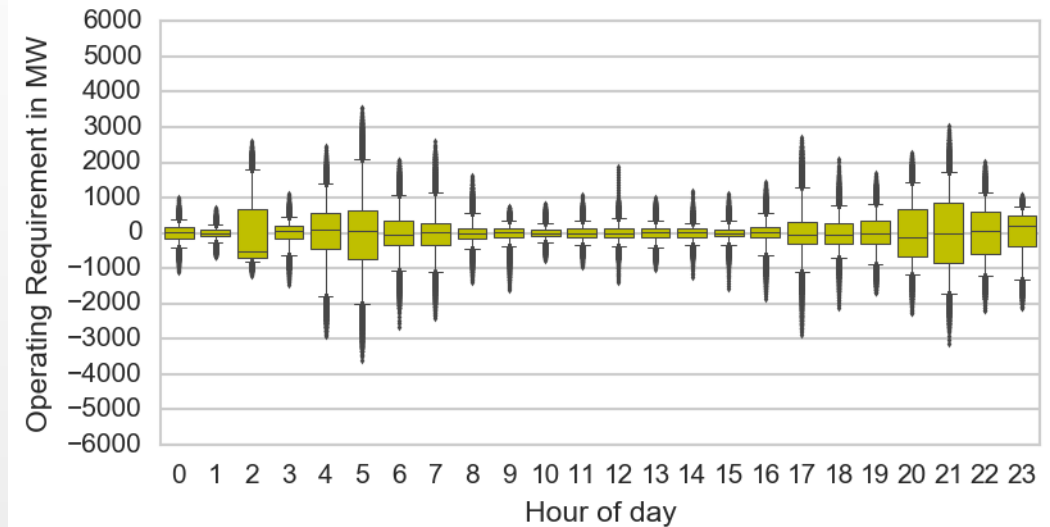


Calculación de los requisitos de reserva operativa

- Total de reserva operativa:
 - Error de pronóstico: poca influencia, difícil de cuantificar.
 - Variaciones: Variaciones dentro de una hora (nivel de confiabilidad de 99%)
 - Contingencia: Eventos de contingencias múltiples: 2166 MW (desde 2018)
- Reserva instantánea (primaria)
 - Pérdida del generador más grande en el sistema (p.ej. 800-900MW)
- Reserva de regulación (secundaria)
 - Variaciones de la carga (residual) dentro de 10 minutos (nivel de confiabilidad de 99%)
- Reserva de 10-minutos:
 - El total de reserva operativa –(menos) instantánea – de regulación

Requisitos de reserva operativa en 2030

- Sin generación renovable el mayor requisito de reserva operativa es a las 21 h (máxima reducción de la carga)
- Con un alto nivel de penetración de generación fotovoltaica el mayor requisito se mueve a las horas 16 a 17 del día. Es la hora durante se baja el sol y sube la carga.
- Con bajos niveles de penetración de generación fotovoltaica el requisito de reserva operativa se mantiene prácticamente igual.
- Con altos niveles de penetración de generación fotovoltaica, la generación fotovoltaica determina el máximo requisito de reserva operativa.



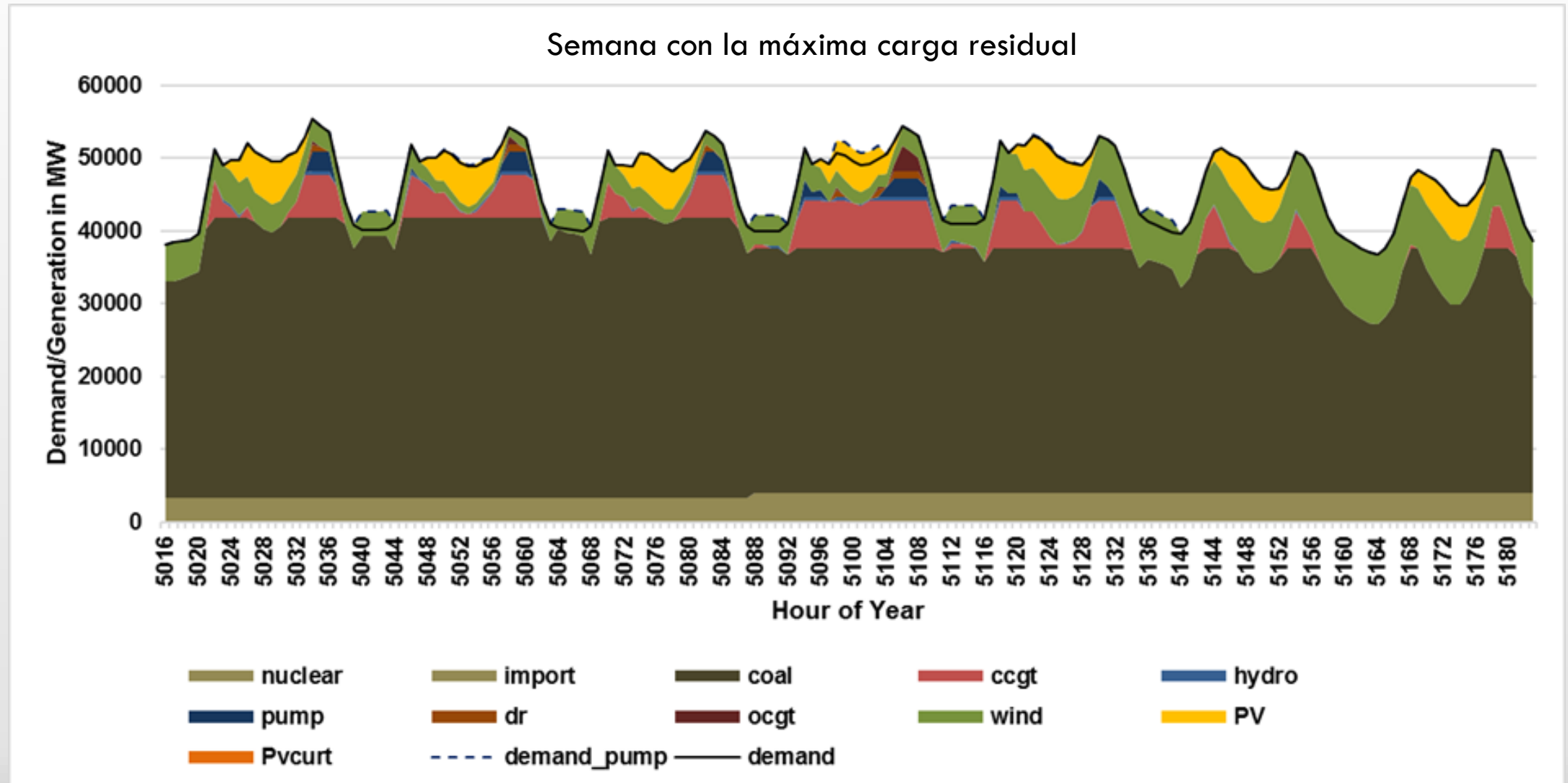
Requisitos de reserva operativa en 2030

Scenario	Operating in MW		Instantaneous in MW	Regulating in MW	10-Minute in MW
	variability	contingency			
No PV/Wind	1968	2166	800	519	847
Scenario A	2120	2166	800	576	790
Scenario B	2084	2166	800	570	796
Scenario A, +10GW rooftop	2385	2166	800	631	954
Scenario B, +10GW rooftop	2357	2166	800	624	933
Scenario A, +20GW rooftop	2868	2166	800	750	1318
Scenario B, +20GW rooftop	2848	2166	800	745	1303

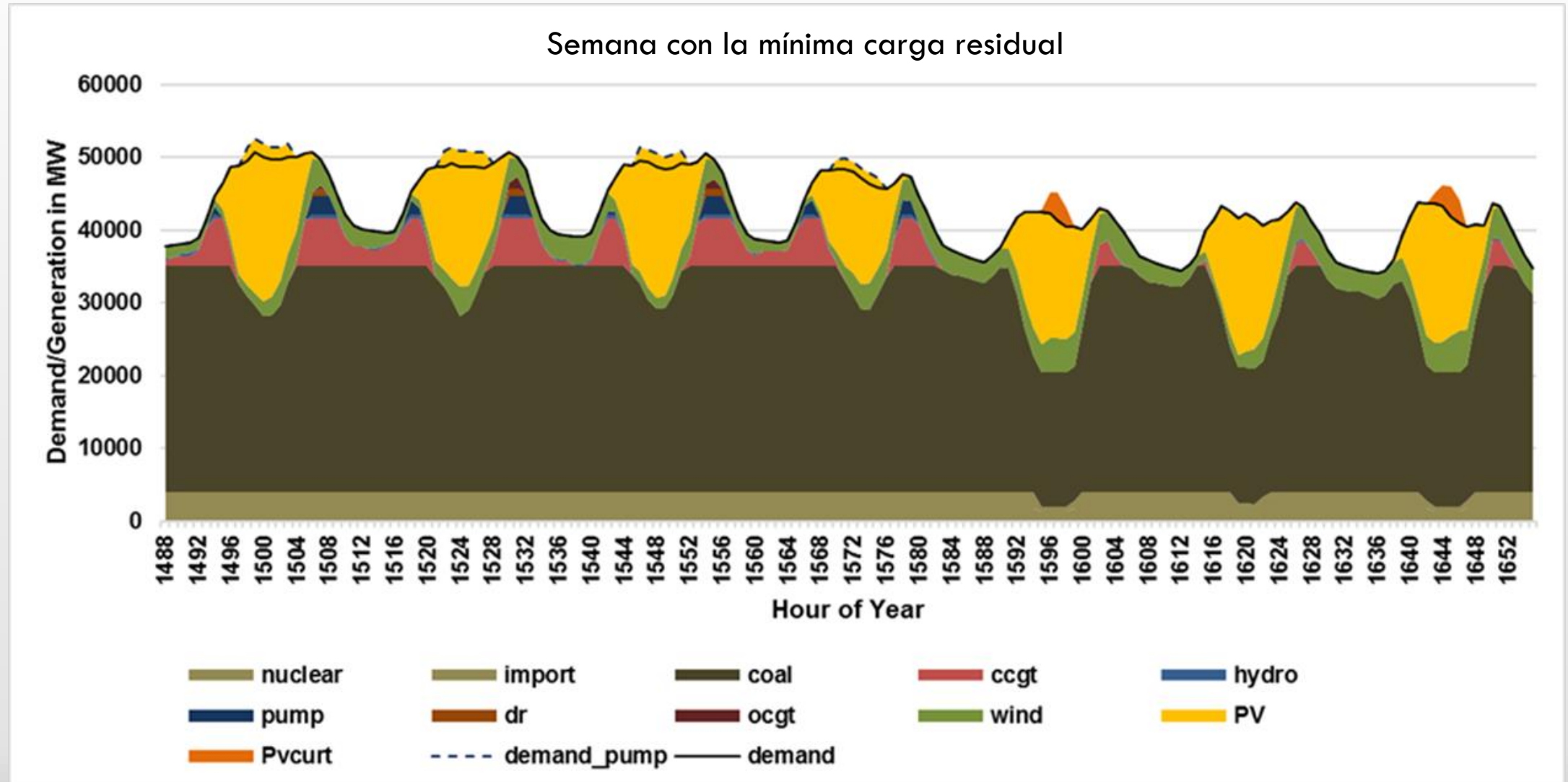
Costo de operación

- Evaluación en base con “rampas significantes” y “numero de arranques”
- El eventos de una “rampa significativa” esta definido como un evento de una rampa de 20% de la capacidad instalada de una plante (en line con el informe de NREL/Aptech)
- El análisis se realizó en base con los resultados de un despacho económico de un año.
- Los costos de arranque consideran costos directos (p.ej. Combustible) y costos indirectos (aumento de costos de mantenimiento)

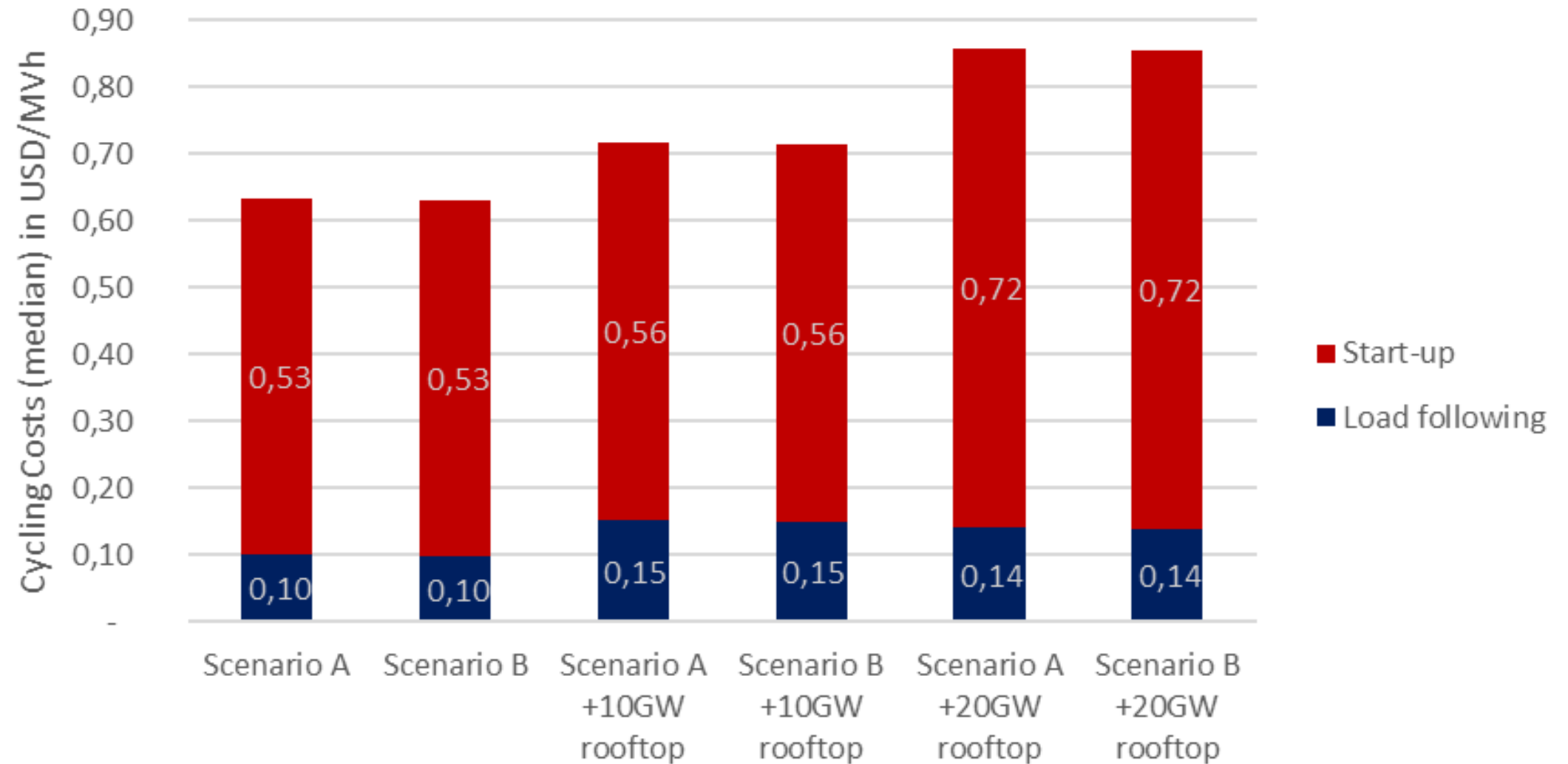
Despacho en 2030 – máxima carga residual



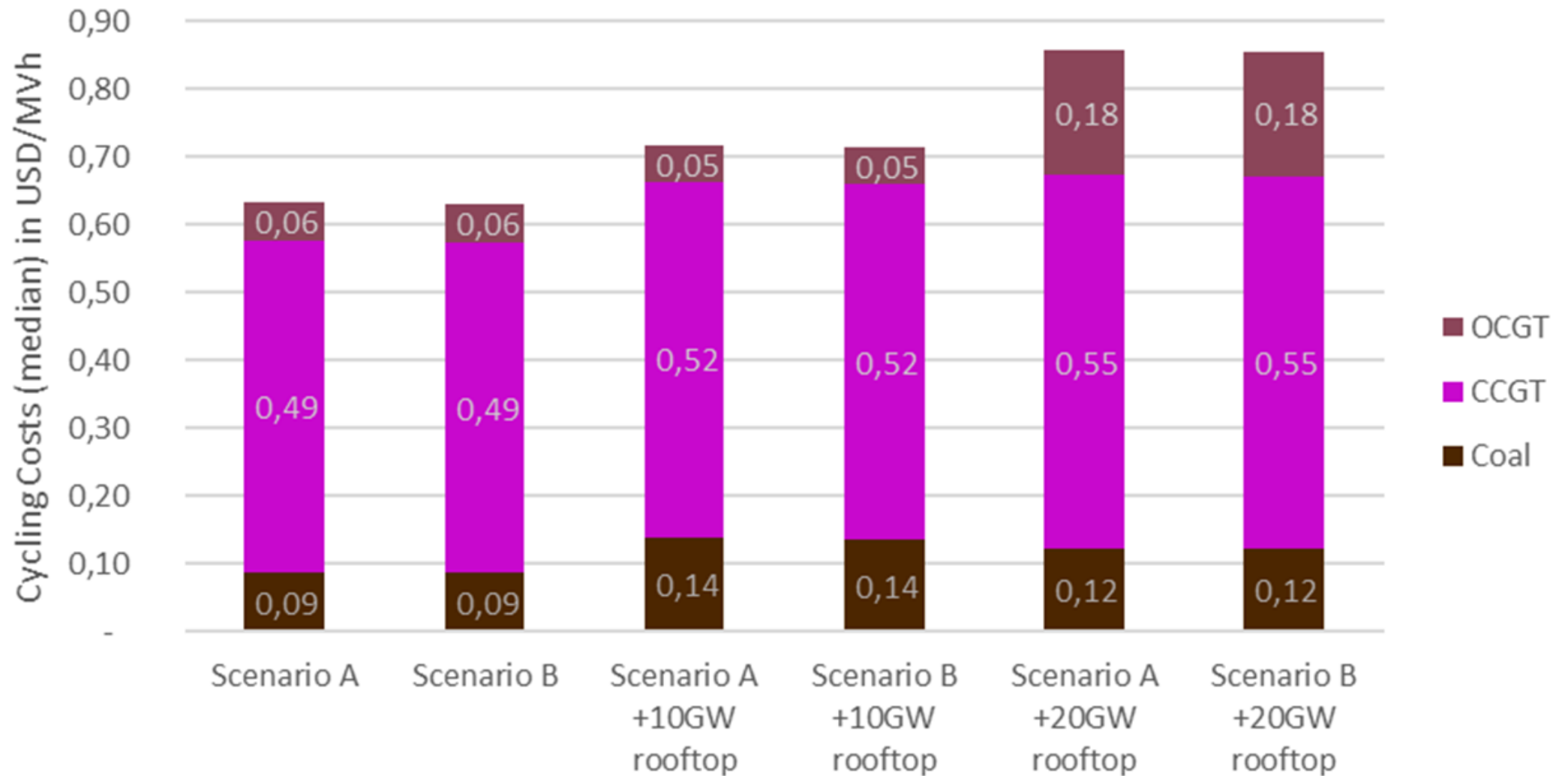
Despacho en 2030 – mínima carga residual



Costo de operación, 2030



Costo de operación, 2030



Conclusiones

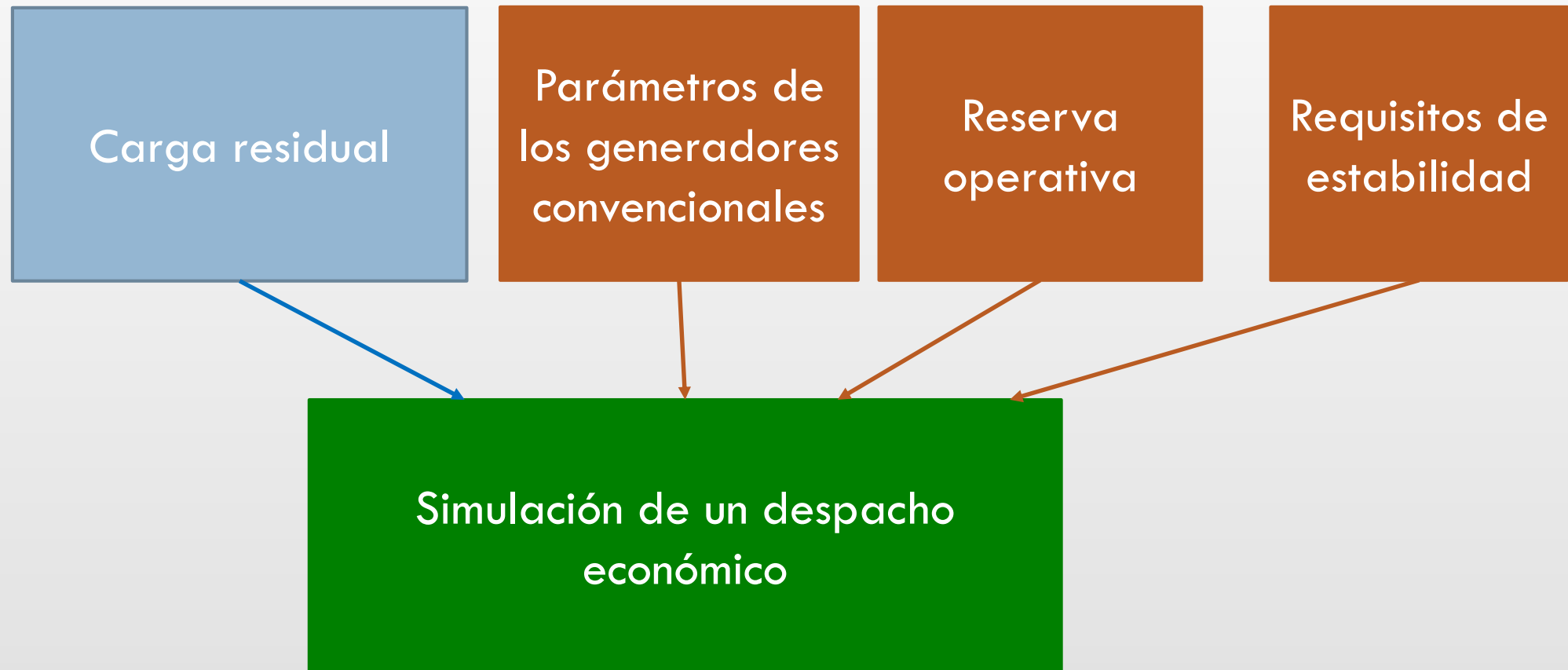
- Se puede operar el sistema de potencia de Suráfrica con una alta penetración de generación renovable, sobre todo por la inclusión de generación flexible como turbinas de gas de ciclo abierto y combinado.
- Los requisitos de seguir la carga para las plantas de carbono se reducen por la inclusión de turbinas de gas de ciclo abierto y combinado.
- La cantidad de reserva operativa es suficiente, si se considera solamente la generación renovable de gran escala.

- A partir del 2030 se debe incrementar ligeramente la reserva operativa cuando se agrega mas que 10GW de generación fotovoltaica sobre techo.
- Recomendaciones para operar el sistema con una alta penetración de generación renovable:
 - Utilización de una sistema profesional de pronostico de generación fotovoltaica y eólica.
 - Con una muy alta penetración de generación fotovoltaica:
 - Aumentar la reserva de operación durante la tarde.
 - Utilizar la hidroeléctricas reversibles a medio día para almacenar los excedentes de la generación fotovoltaica para la tarde.

Estudio de flexibilidad en Túnez

Objetivos principales del estudio

- Identificar las restricción a nivel de los plantas de generación
- Determinar el costo adicional por la inclusión de la generación renovable.
- Determina la energía no entregada (ingl. Energy Not Delivered) por restricción del la red de potencia.
- Identificar las medidas para reducir las restricciones en el sistema con el fine de reducir la energía no entregada.



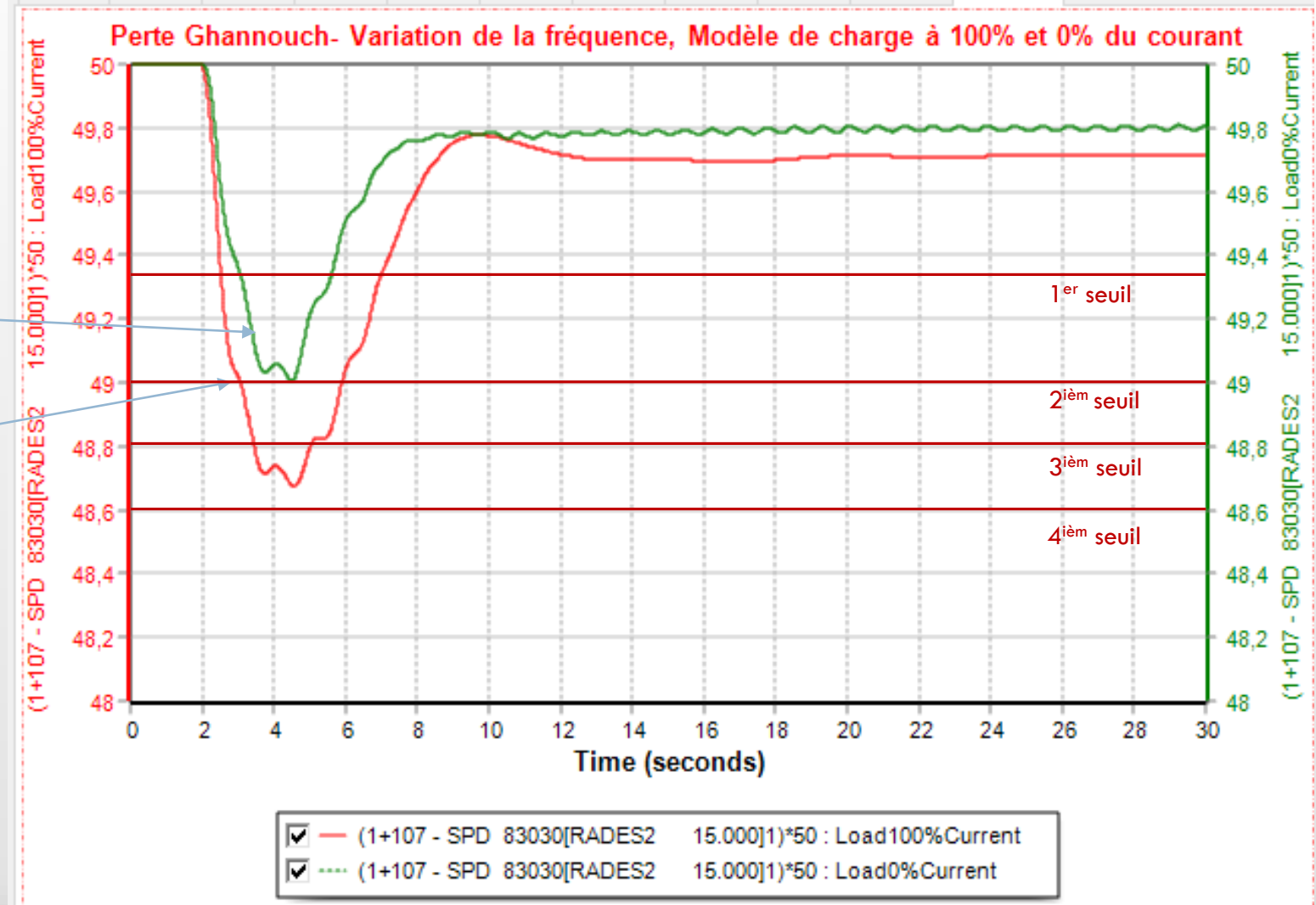
Restricciones de estabilidad

ROCOF=0,8Hz/s

ROCOF=1Hz/s

ROCOF = Rate of Change of
Frequency

Tasa de cambio de la frecuencia

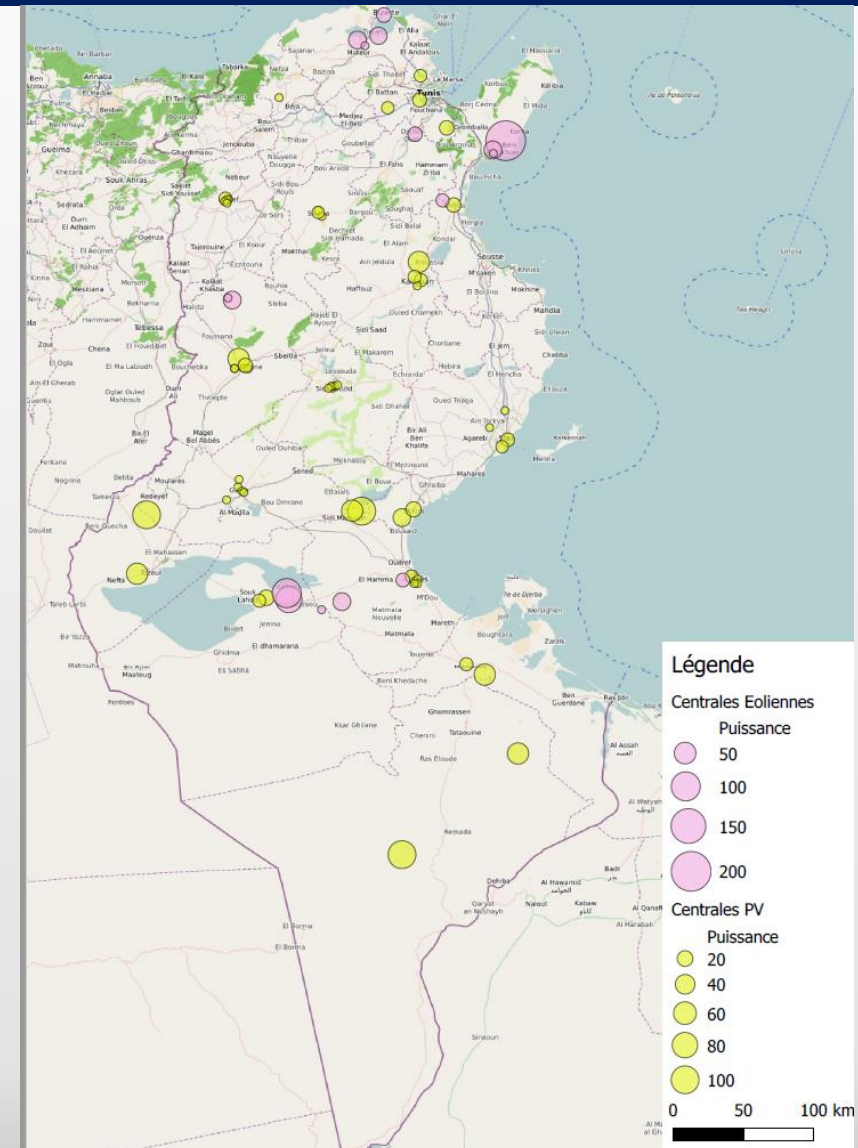


Restricciones principales del despacho económico

- Potencia mínima y máxima de cada generador.
- Reserva primaria: 120 MW
- Reserva secundaria: 100 MW
- Estabilidad de la frecuencia:
 - Máximo ROCOF: 1 Hz/s
 - Limitar la máxima inyección de un unidad a $< 15\%$ de la carga total

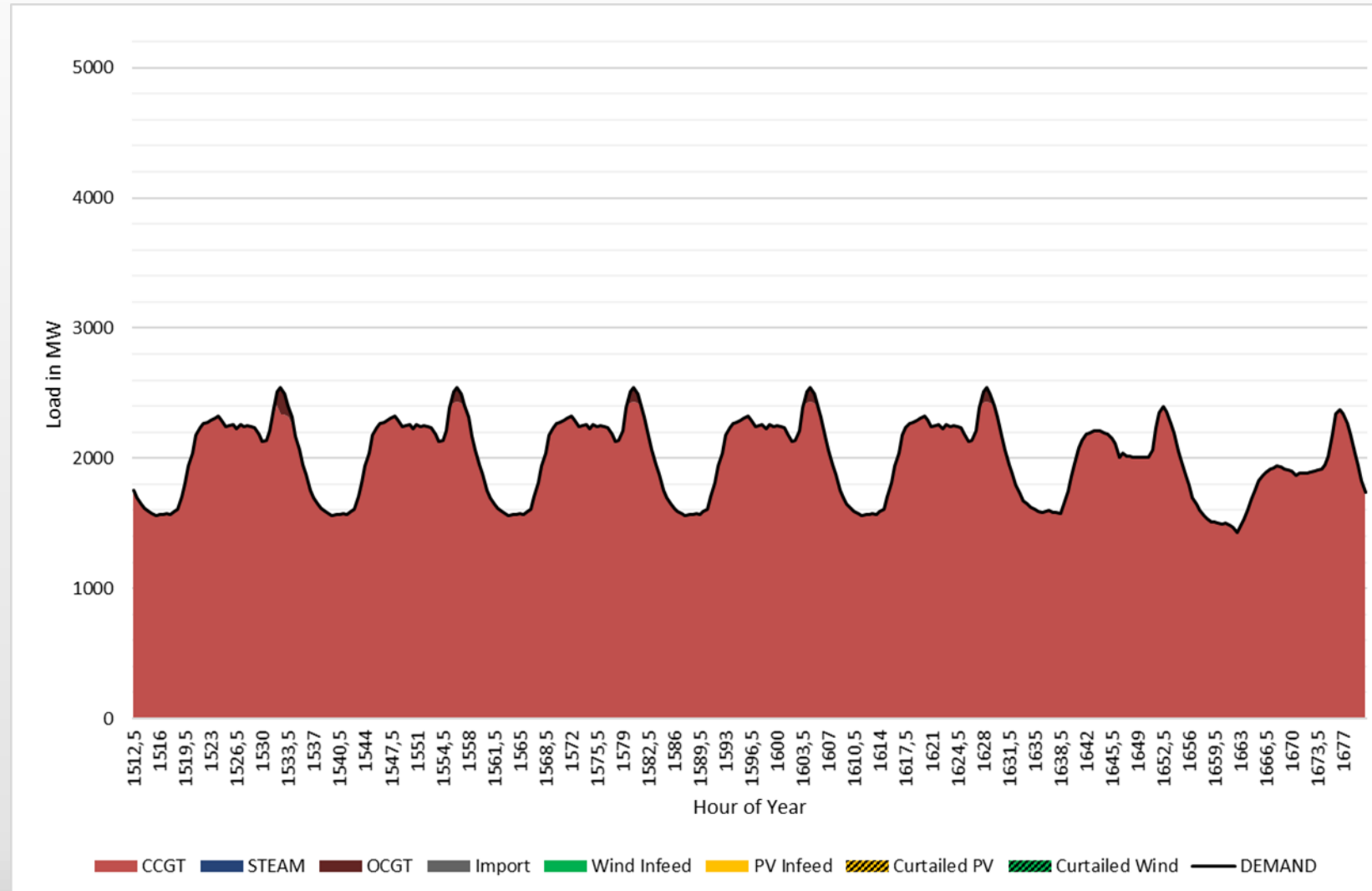
Escenario

- Año: 2022
- Carga máxima: 4700MW
- Carga mínima: 1430MW
- Generación eólica: 852MW
- Generación fotovoltaica PV: 1010MW

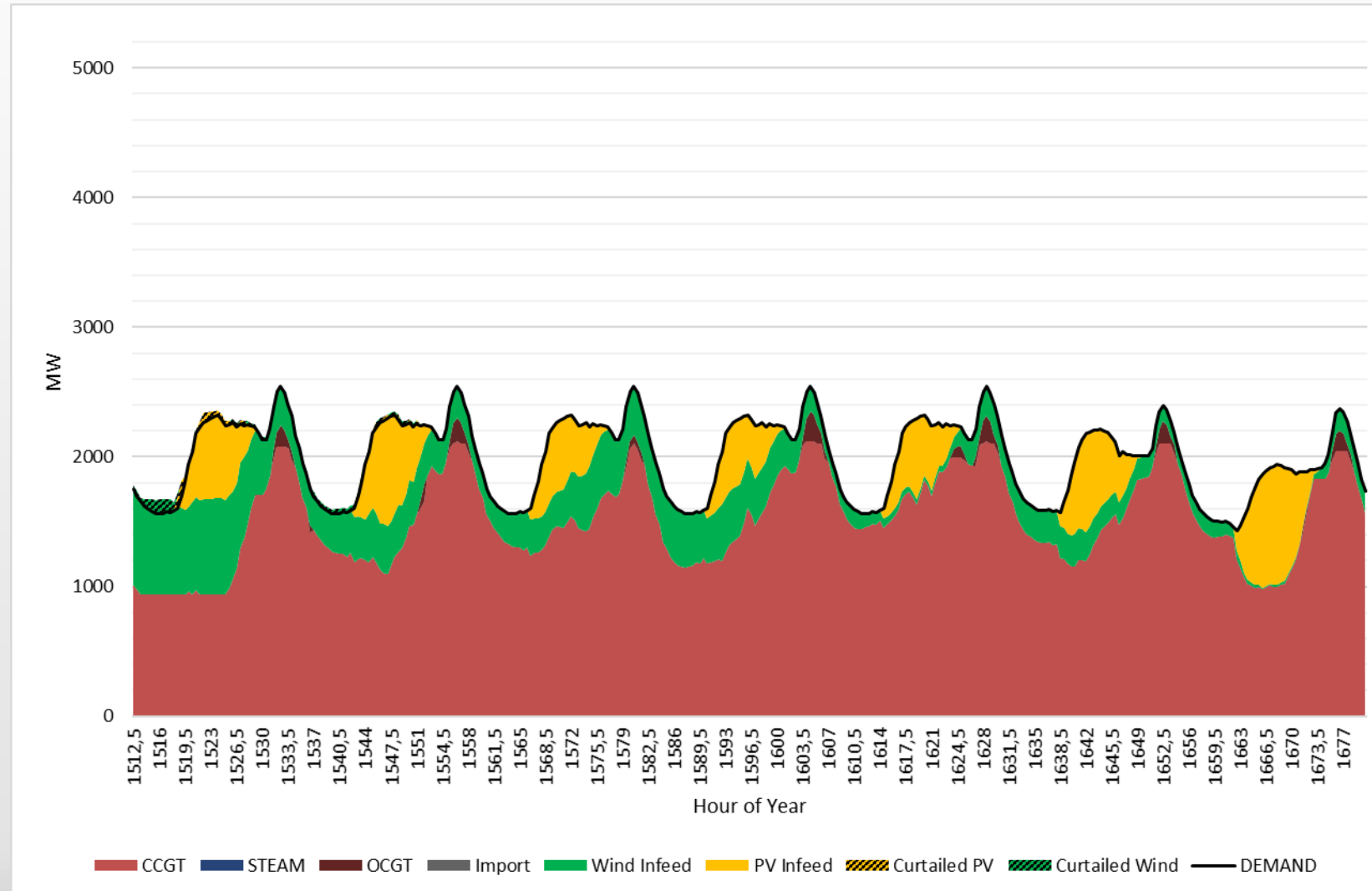


Resultados principales

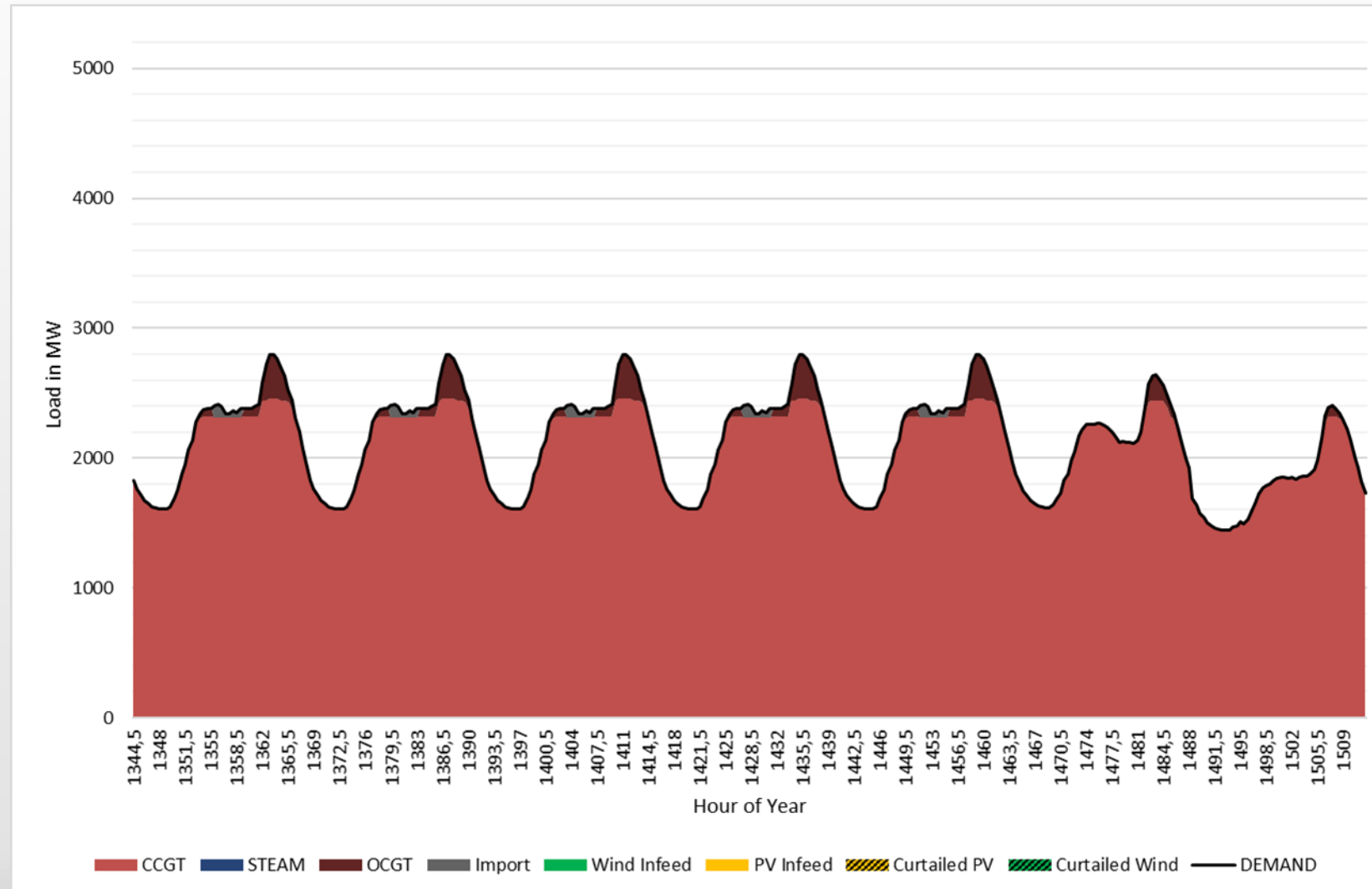
Ejemplo de una semana típica



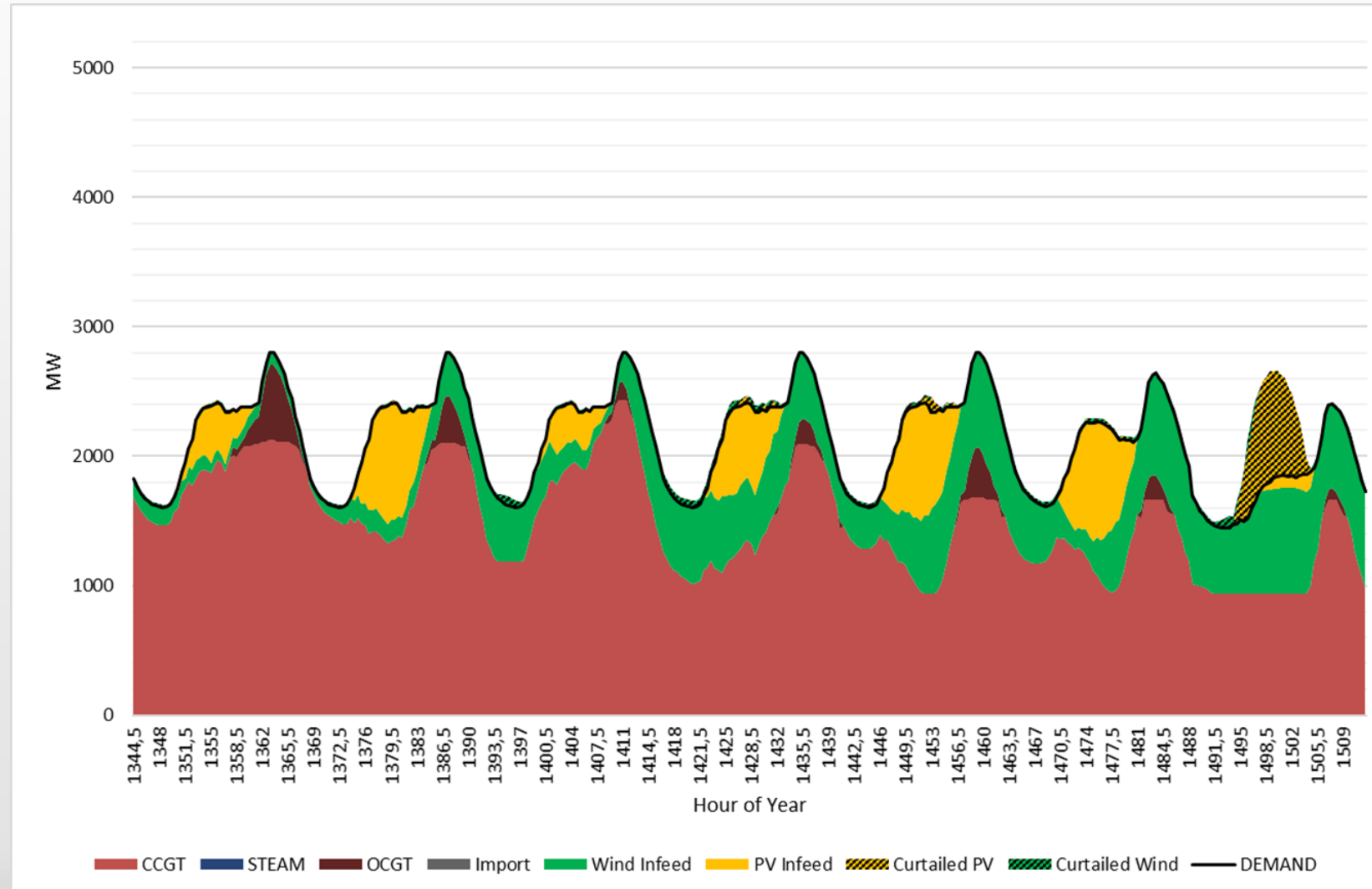
Ejemplo de una semana típica



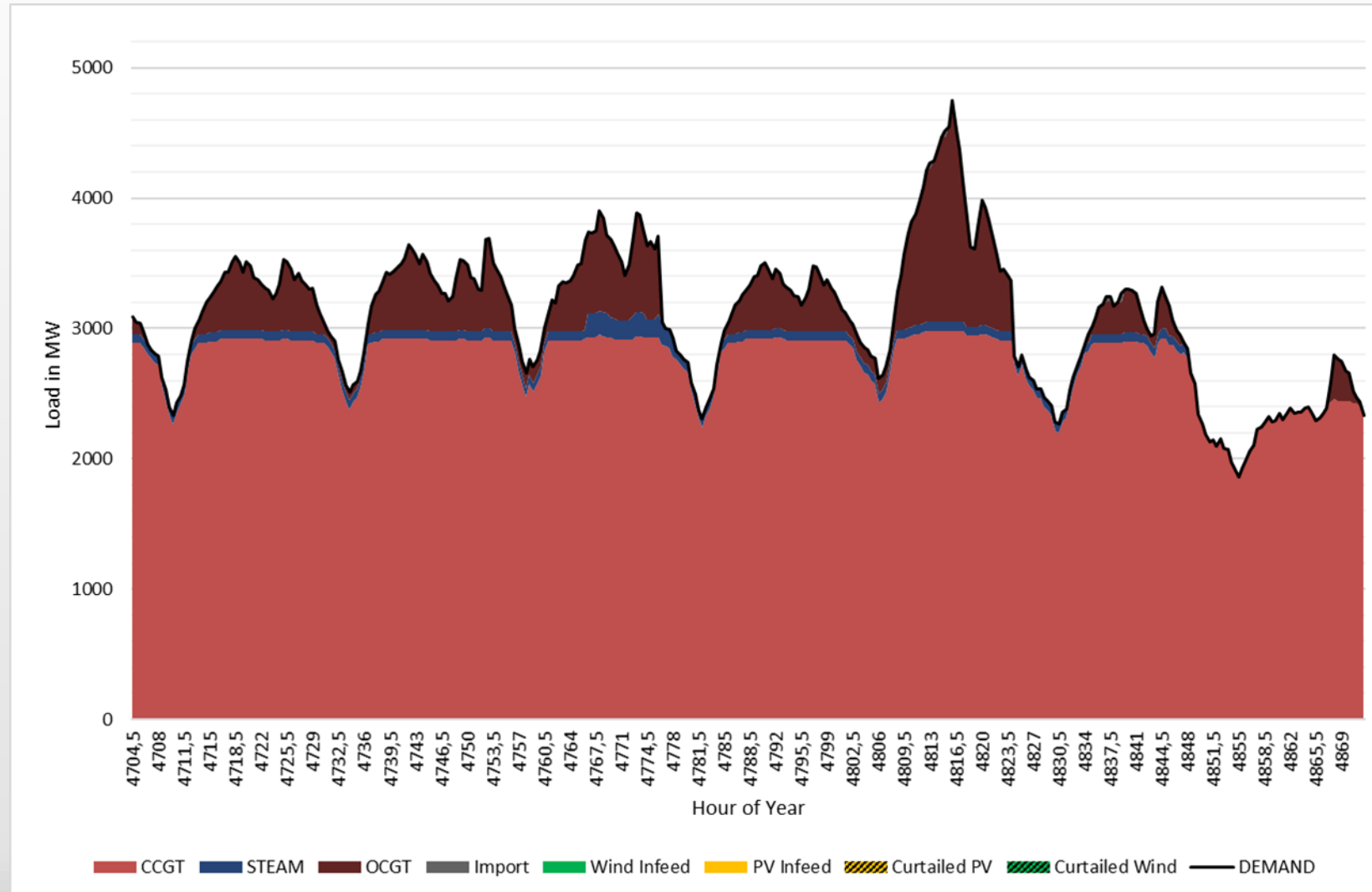
Semana con la carga residual mínima



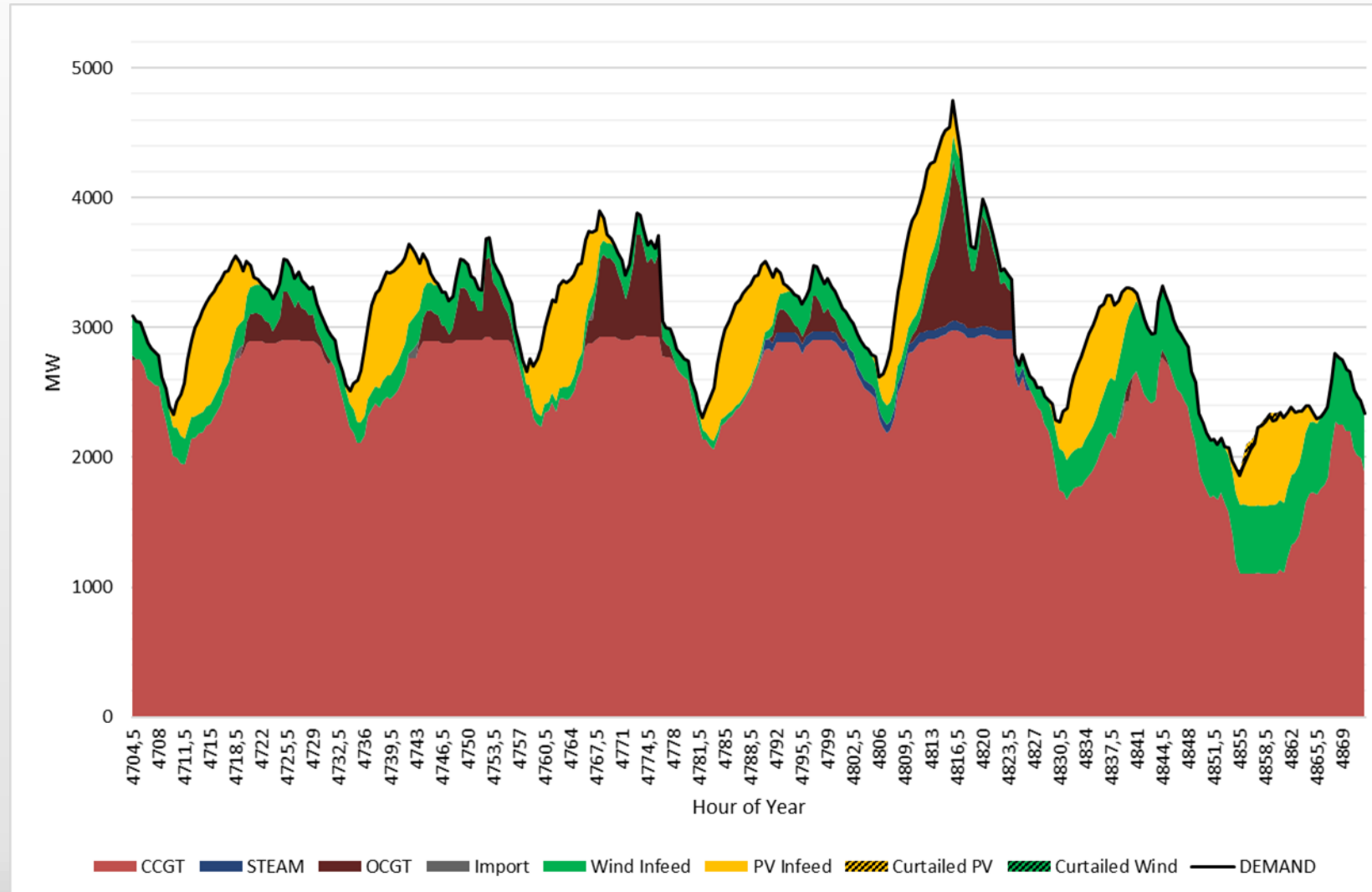
Semana con la carga residual mínima



Semana con la carga residual máxima

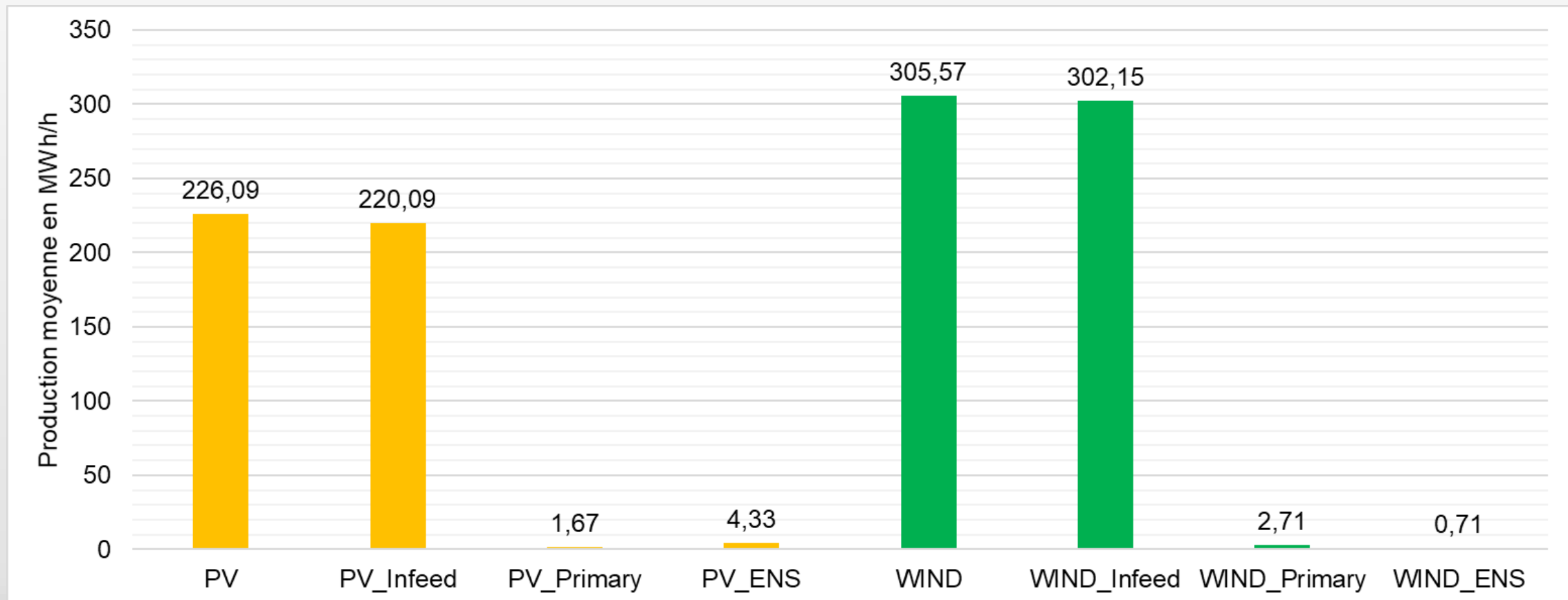


Semana con la carga residual máxima



Energía entrega

- 97,34% de la energía fotovoltaica
- 98,8% de la energía eólica



Conclusiones

- Se puede operar el sistema con 1010MW de generación fotovoltaica y 852MW de generación eólica sin arriesgar la seguridad del sistema, si se considera:
 - un máximo ROCOF durante el despacho y limitar la potencia de grandes unidades a un 15% de la carga total (relevante durante eventos de baja carga residual)
 - El centro de despacho puede limitar la potencia de los vRE en caso necesario.
 - Generación vRE puede contribuir a reserva primaria (como definido en el código de red)
- Aprox. 98,2% de la energía producida por vRE se puede entregar a la red.
- Costos evitados por uso de vRE son de aprox. 126 Dinar/MWh (40 Euros/MWh).
- El costo por energía no entregada al sistema son de aprox. 3.3 Mio euros por año.

Muchas gracias

Marko Obert

marko.obert@moellerpoeller.de

Moeller & Poeller Engineering GmbH (M.P.E.)

<http://www.moellerpoeller.de>
