



# Informe de regulación

IR-UT-02-2019

Informe sobre la aplicación de las normas del ROBCP  
del periodo julio - diciembre de 2019

28 de febrero de 2020

# Contenido

Introducción.....	2
Criterios empleados para la interpretación de normas.....	3
Desempeño de las reglas vigentes.....	4
Vertimiento de recursos renovables ante situaciones de baja demanda de energía y potencia en el mercado eléctrico .....	5
Compensaciones a unidades generadoras en línea para suplir déficit de reserva secundaria .....	9
Conflictos y sanciones .....	14
Anexo.....	15

## Introducción

El presente informe contiene el análisis sobre la aplicación de las normas del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP) durante el período de julio a diciembre de 2019, de acuerdo con lo indicado en el numeral 3.5.4. Capítulo 3 - MANEJO DE LA INFORMACIÓN.

Incluye los criterios para la interpretación y el desempeño de las reglas vigentes, identificando los inconvenientes detectados en la operación del sistema y en la administración del Mercado.

Finalmente se describen, de existir, los conflictos surgidos con los PM en cuanto a interpretación y/o aplicación de las reglas vigentes.

## Criterios empleados para la interpretación de normas

### Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP).

- El 23 de octubre de 2008, SIGET, mediante **Acuerdo No. 232-E-2008**, aprobó el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción.
- Por medio del **Acuerdo 222-E-2009** del 31 de julio de 2009, SIGET acordó publicar el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción a fin de conceder a la UT el tiempo necesario para el desarrollo e implementación del nuevo Reglamento, como se estableció en el Acuerdo 232-E-2008.
- El 8 de julio de 2011, mediante **Acuerdo 335-E-2011**, SIGET establece el uno de agosto de dos mil once como fecha de inicio de la aplicación del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP).
- El 29 de julio de 2011 SIGET, emitió el **Acuerdo 370-E-2011**, mediante el cual aprobó disposiciones transitorias y modificaciones de carácter permanente en el ROBCP para el inicio de aplicación de este, el 01 de agosto de 2011.



## Desempeño de las reglas vigentes.

Se identifican los inconvenientes detectados en la operación del sistema y en la administración del Mercado.

## **Vertimiento de recursos renovables ante situaciones de baja demanda de energía y potencia en el mercado eléctrico**

### **Antecedentes**

El aumento de los proyectos de generación renovable no convencional de pequeña y mediana escala instalados y operando en el mercado minorista (Generación Distribuida), específicamente de la tecnología solar fotovoltaica, han modificado la demanda de potencia y energía del Mercado Mayorista de Electricidad (MME) en las horas de radiación solar.

Lo anterior, sumado a la baja demanda característica de fin de año y a la generación base del MME (solar fotovoltaica con costo variable cero, biomasa y geotermia), ocasionó que de no tomar acciones concretas dicha generación disponible superara a la demanda del MME, en algunas horas del 25 de diciembre de 2019 y el 1 de enero de 2020.

Con la anticipación debida, la UT realizó las gestiones con los generadores considerados con inyección base para analizar la situación y buscar una solución que preservó la seguridad del sistema y la calidad del servicio en los días indicados.

### **Inconvenientes detectados**

El Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP), no establece procedimientos que optimicen, desde el punto de vista del sistema, la gestión de condiciones de generación base superior a la demanda del MME, las cuales se prevé que sigan ocurriendo a futuro.

Asimismo, y en línea con lo anterior se han identificado los siguientes inconvenientes que deben considerarse dentro de las mejoras regulatorias:

- Actualmente no existe un mecanismo que de señales económicas que faciliten la desconexión voluntaria de generación base.
- No existe un mecanismo o criterio que permita el “desempate” de tecnologías con costo variable cero para utilizarse en el proceso de planificación de la operación, y de esa manera priorizar su desconexión (incluyendo la importación que entra al despacho con costo variable igual a cero).
- Se necesita establecer las tecnologías que deban considerarse como “must-run” en el predespacho y en la operación en tiempo real.
- Generación distribuida: actualmente se encuentra fuera del monitoreo y control de la UT (distinción entre MME y mercado minorista), por lo tanto, no participa en el balance de generación y demanda.
- No existe en la actual normativa una reglamentación que regulen el uso de Sistemas de baterías para regulación o almacenamiento de energía en dichas horas.
- Reglas que faciliten la coordinación entre los Centros de Control de las compañías Distribuidoras y la UT, para la desconexión de generación distribuida en sus redes para el caso de regulación de estos casos.

## Acción tomada

En los análisis de pronósticos de la demanda de potencia y energía realizados por la UT, se previó el escenario en que la generación base disponible no podría ser programada en su totalidad para algunas horas diurnas del día 25 de diciembre de 2019 y del 1 de enero de 2020. Por lo anterior, entre el 18 y el 27 de noviembre de 2019, se realizaron reuniones con los generadores considerados base (los ingenios, plantas fotovoltaicas y LaGeo) para analizar la situación y buscar una solución ante estos escenarios.

En las reuniones sostenidas entre la UT y los generadores base, cada generador expuso su situación particular y se comprometió a proponer alternativas para contribuir a balancear la demanda.

A continuación, se muestra un extracto de las respuestas obtenidas por los PM generadores involucrados ante las gestiones realizadas por la UT.

### Respuesta de LaGeo.

*“...Por medio de la presente, y dando continuidad a nuestra reunión del día 18 de noviembre de 2019, en vista de la proximidad de las fechas que presentarán niveles particularmente bajos de demanda (25 de diciembre de 2019 y 01 de enero de 2020), por este medio se solicita de antemano asignar a las unidades de LaGeo, S.A. de C.V. costo cero durante esos días, en aquellas horas en que esto fuese necesario para poder mantener el total de nuestra generación en línea.*

*Esto, debido a que reducir los niveles de generación de las unidades geotérmicas no sólo requiere de al menos 6 horas para realizar el proceso de puesta en servicio o salida de un pozo, sino que una variación en los niveles de generación de nuestras unidades puede generar daños considerables y poner en riesgo las máquinas de las centrales generadoras geotérmicas, así como provocar inestabilidad del sistema campo-planta, tomando además en cuenta que se estaría desaprovechando el recurso geotérmica nacional...”*

### Respuesta de INJIBOA.

*“... Para ambas fechas (25 de diciembre 2019 y 1° de enero 2020) a partir de las 6:00 horas limitaremos nuestra exportación a 15 MW, hasta las 17:00 horas. Después de las 17:00 horas tenemos proyectado exportar 34 MW.”*

### Respuesta de CASSA e Ingenio Chaparrastique.

*“... será factible poder reducir las inyecciones de CASSA (g07 y C29) hasta en 20MW durante el periodo de 06:00 a 15:00 de los días 25 de diciembre y 01 de enero, es decir mantener una inyección promedio de 40 MW entre ambas plantas...”*

### Respuesta de Ingenio La Cabaña.

*“...Con base en lo anterior y para colaborar en este esfuerzo en conjunto sin afectarnos considerablemente en la parte económica y productiva, queremos proponerles reducir 6 MW (33%) nuestra inyección para el 25 de diciembre y reducir 12*

*MW (66%) la inyección para el 01/01/20. Esto implica para esta última reducción que hemos modificado nuestro plan de mantenimiento y así poder contribuir con el volumen mayor”*

#### **Respuesta de Ingenio El Ángel.**

*“Para el día 25/dic/19 teníamos programada una molida diaria de 13,000 Ton cortas, pero hemos coordinado con el Depto. Agrícola disminuir a 12,000 TCD, quedando con un excedente a la red de 29.3 MWh al dejar fuera de operación nuestro turbogenerador #7, lo que representa una disminución de 15.2 MWh respecto de lo que normalmente se inyectara para una molida de 13,000 TCD que son 44.5 MWh, en el horario de 6am a 4pm...”*

*...Para el 1/ene/20 adelantaremos uno de nuestros paros programados para cambio de cuchillas, martillos y peines, parando la molienda de 6am a 12 pm, por lo que a las 6am nos quedamos con 0MWh de inyección de excedente a la red, iniciando a las 11 pm con inyección de 1MWh hasta las 2pm, para reiniciar molienda a ritmo de 12,000 TCD e inyectar a la red 29.3 MWh hasta las 6pm y luego normalizar todo a la molienda de 13,000 TCD...”*

#### **Respuesta de Capella Solar.**

*“...Que Capella Solar comprende la situación que se anticipa en las fechas mencionadas y las restricciones existentes para la variación de inyecciones de energía que los generadores base de distintas tecnologías, por lo tanto, en base a esto y tomando en cuenta lo establecido en el ROBCP numeral 13.5.1 y su anexo 10-Operación en Tiempo Real numeral 3.5, proponemos a la UT que pueda disminuir la inyección de nuestras plantas Albireo 1 y Albireo 2, según lo considere necesario para mantener la seguridad operativa del sistema. Así mismo, Capella Solar queda a disposición de la UT en los próximos días de manera que recibamos los criterios de inyección necesarios para cumplir la restricción y conjuntamente definamos el proceso a implementar a nivel operacional...”*

La coordinación efectiva que realizó la UT, permitió administrar adecuadamente las condiciones especiales que se tuvieron durante el 25 de diciembre de 2019 y el 1 de enero de 2020. En el anexo 1, se muestran las gráficas de las condiciones reales de balance de generación y demanda para los días mencionados.

#### **Solicitud a SIGET**

Actualizar la normativa vigente para que incluya un manejo óptimo de la generación eléctrica con costo variable cero (o muy cercano a cero), cuando ésta supera a la demanda del MME, contemplando lo siguiente:

1. Priorización entre la generación nacional e importaciones, para reducir las inyecciones en casos de baja demanda y exceso de generación base.
2. Mecanismos regulatorios de monitoreo y control sobre la generación distribuida.



3. Mecanismos regulatorios que incentiven las exportaciones al MER, cuando las condiciones operativas en cuestión se presenten en el MME.
4. Aspectos de conciliación y facturación de las reducciones de generación Energía Renovable Variable (compensaciones económicas).

## Compensaciones a unidades generadoras en línea para suplir déficit de reserva secundaria

### Antecedentes

Debido a las condiciones operativas del sistema eléctrico de potencia, para el 25 de diciembre de 2019 y 1 de enero de 2020, en el proceso de conciliación de transacciones se determinó que el Costo Marginal de Operación (CMO) fue cero, en las siguientes horas:

Día	Período	CMO
25-12-2019	Horas entre las 7 y las 14	0 (Cero)
01-01-2020	Horas entre las 10 y las 13	0 (Cero)

Tabla 1: Horas en las que el Costo Marginal de Operación fue cero

En las horas mencionadas donde el CMO fue cero, las unidades generadoras de tipo base que estuvieron despachadas, no están habilitadas para aportar el servicio de regulación secundaria de frecuencia, por medio del Control Automático de Generación (CAG o AGC). Por tanto, en estas horas se requirió el despacho de unidades generadoras para suplir déficit de reserva secundaria, independientemente del orden económico.

En la facturación de las transacciones en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME) se observó que para estas unidades se obtuvieron montos elevados en concepto de compensación por eficiencia y generación obligada por AGC. Los montos anteriores fueron calculados conforme a la normativa vigente, que se expone a continuación.

### Compensación por eficiencia.

El Cargo del sistema (Csis) conocido conceptualmente como “Compensación por eficiencia”, se encuentra normado en el numeral 3.2.2.9 del Anexo 9 del ROBCP.

Dicho numeral define este costo como una compensación a los generadores que se origina cuando sus unidades generadoras, que no están bajo prueba, son despachadas y al comparar individualmente la suma de su Costo Variable (CV) más el Costo de Arranque y Detención (CAD) resulta que es superior al Costo Marginal de Operación de esa hora. Este cargo se internaliza en el precio del Mercado Mayorista por medio de los cargos del Sistema y llegan a la tarifa para ser pagados por la demanda.

La compensación para las unidades generadoras en concepto de una **“Compensación por eficiencia”** se calcula de la siguiente manera:

$$COMP_{EFI} = ((CV + CAD) - CMO) * ENERGÍA INYECTADA$$

Fórmula 1: Cálculo de compensación por eficiencia

### Compensación por generación obligada por AGC

La facturación del MME incluye las transacciones por servicios auxiliares, siendo uno de ellos el servicio por regulación secundaria de frecuencia.

Las compensaciones bajo este concepto se encuentran normadas en el Capítulo 12 del ROBCP. En este capítulo se ha definido una compensación originada cuando una unidad generadora es despachada por seguridad del sistema, es decir, para suplir déficit de reserva secundaria e independiente del despacho económico.

La compensación a unidades generadoras que se encuentran en línea para suplir déficit de reserva secundaria, también conocida como **“generación obligada por AGC”** se encuentra normada en el numeral 12.6.6.5 del Capítulo 12 del ROBCP.

Dicho numeral especifica que la compensación para estas unidades se calculará de la siguiente forma:

$$GEN\_OBL\_AGC = ((CV + CAD) - CMO) * ENERGÍA INYECTADA$$

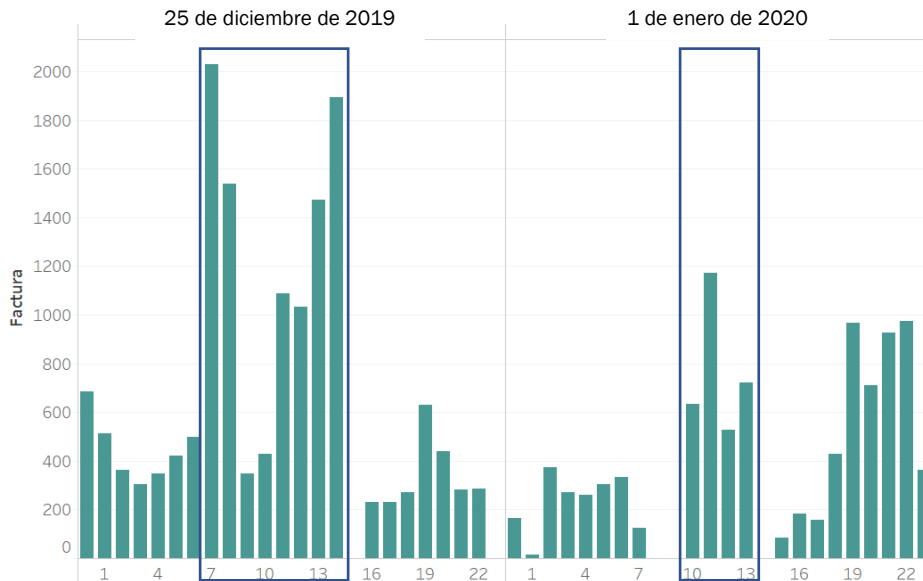
*Fórmula 2: Cálculo de compensación por generación obligada por AGC*

El numeral 12.6.6.5 establece que el monto a compensar al generador será cobrado a los generadores que no aportan el servicio de reserva secundaria de generación, en proporción a su déficit de reserva.

## Inconvenientes detectados

De la facturación en concepto de “Compensación por eficiencia” y “Generación obligada por AGC” para el 25 de diciembre de 2019 y el 1 de enero de 2020, surgen los siguientes resultados que se presentan gráficamente a continuación.

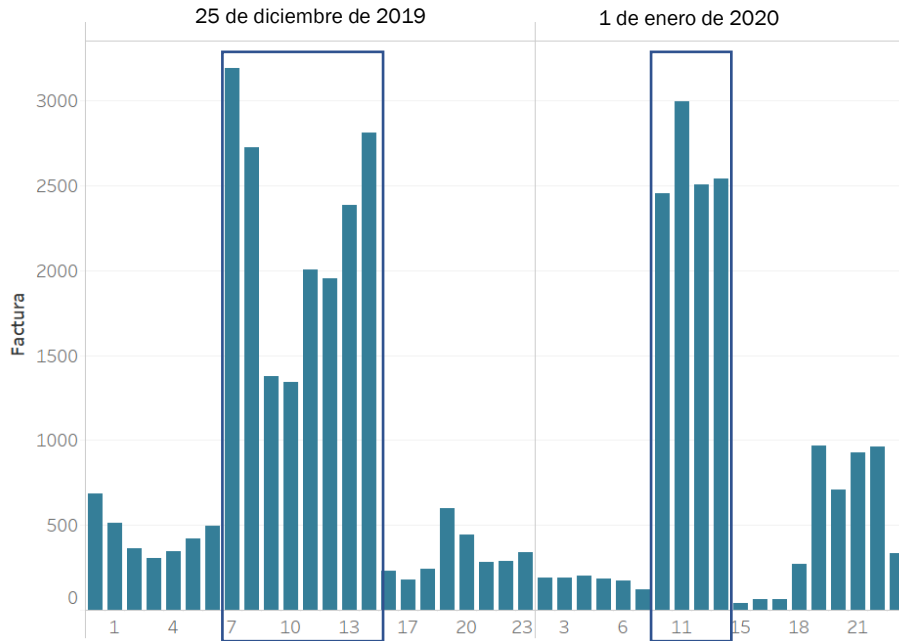
Para los días analizados se obtuvieron los siguientes resultados de la facturación de *compensaciones por eficiencia* trasladado directamente a la demanda:



Gráfica 1: Montos en concepto de compensación por eficiencia para los días 25 de diciembre de 2019 y 1 de enero de 2020 (\$)

De los resultados mostrados en la gráfica 1, se puede observar que, para el 25 de diciembre, los montos son más altos en algunas de las horas donde el CMO fue de cero. Aunque, para el 1 de enero no se observa esta característica.

Por otro lado, para los días analizados se obtuvieron los siguientes resultados de la facturación de compensaciones por *generación obligada por AGC* para suplir déficit de reserva:



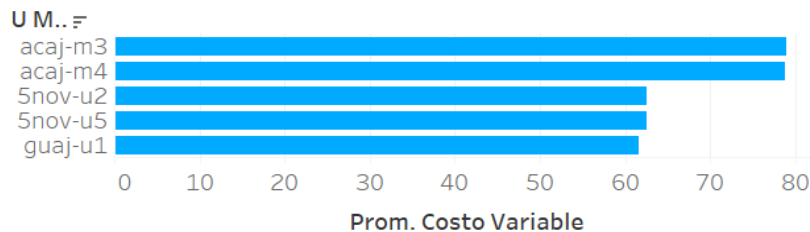
Gráfica 2: Montos en concepto de compensación por generación obligada por AGC para los días 25 de diciembre de 2019 y 1 de enero de 2020 (\$)

De los resultados presentados en la gráfica 2 se puede observar que, para el 25 de diciembre, los montos son más altos en las horas donde el CMO fue cero. Lo mismo sucede para el día 1 de enero, los montos de compensación son más elevados en las horas donde el CMO fue cero.

Como se puede deducir de las fórmulas 1 y 2, el cálculo de ambas compensaciones está en función, y es directamente proporcional al diferencial entre el Costo Variable (tomando en cuenta el CAD) de las unidades compensadas y el CMO. Para los casos en los que el CMO es cero, ese diferencial tiende a elevarse impactando directamente en los montos calculados, elevando estas compensaciones.

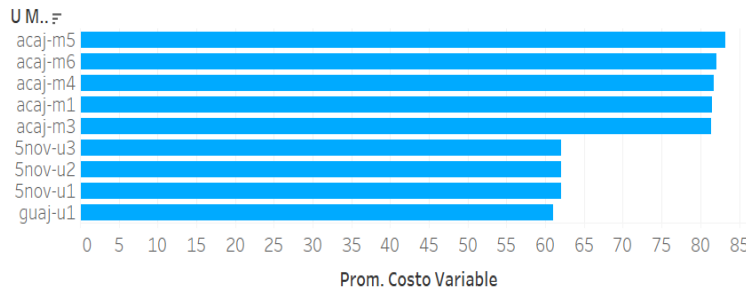
Si el CMO es cero en un intervalo de mercado, el diferencial de las fórmulas 1 y 2 estará únicamente en función de los Costos Variables de las unidades generadoras a ser compensadas en concepto de Compensación por eficiencia y generación obligada por AGC.

Los Costos Variables de las unidades compensadas en los días analizados fueron los siguientes:



Gráfica 3. Costos variables promedio de las unidades compensadas para el 25 de diciembre de 2019 (\$/MWh)

Informe de regulación  
Julio - diciembre 2019



Gráfica 4. Costos variables promedio de las unidades compensadas para el 1 de enero de 2020 (\$/MWh)

### Solicitud a SIGET

Para los días analizados, la UT ha aplicado el cálculo de las compensaciones por eficiencia y de la generación obligada por AGC, en pleno cumplimiento del ROBCP vigente.

Como resultado de la aplicación de la normativa, se observa que, los generadores en línea para suplir déficit de reserva secundaria, se les factura:

- a. Una compensación en proporción al diferencial entre su Costo Variable (incluyendo CAD) y el CMO, de conformidad a lo establecido en el numeral 3.2.2.9 del Anexo 9 del ROBCP,
- b. Dichos generadores obtienen una compensación en proporción al mismo diferencial por el servicio de suplir déficit de reserva secundaria, de conformidad a lo estipulado en el numeral 12.6.6.5 del Capítulo 12 del ROBCP.

Por tanto, se solicita evaluar la normativa relacionada a la situación planteada, a partir de un análisis del esquema actual de remuneración a unidades en línea obligadas por servicio de AGC.

## Conflictos y sanciones

Durante el segundo semestre de 2019, la Unidad de Transacciones no registró ningún conflicto entre Participantes de Mercado en cuanto a interpretación o aplicación de las reglas vigentes, referentes al Mercado Mayorista de Electricidad.



## Anexo



## Anexo 1

### Balance de generación y demanda reales.

Las condiciones reales de operación para el 25 de diciembre de 2019, se muestran en las figuras 1 y 2. En la figura 1 se muestra la demanda real comparada con la suma de la generación base más la generación bajo AGC, se observa que en el periodo de las 07:00 a las 14:59 horas, estas variables se igualaron. Lo anterior se logró gracias a la disminución de la inyección de los excedentes de los ingenios y de la generación de las plantas Albireo 1 y 2, lo cual se indica en la figura 2.

Para el 1 de enero de 2020, las condiciones reales se muestran en las figuras 3 y 4, que son similares a las explicadas en el párrafo anterior. Para esta fecha se debe considerar que el ingenio Chaparrastique estuvo indisponible por fallas en su sistema de vapor y los ingenios El Ángel y La Cabaña realizaron mantenimientos, condición que produjo una reducción considerable en su inyección de excedentes; por ello no hubo necesidad de limitar la generación de CASSA ni del Ingenio Jiboa y permitió una generación mayor de las plantas Albireo.

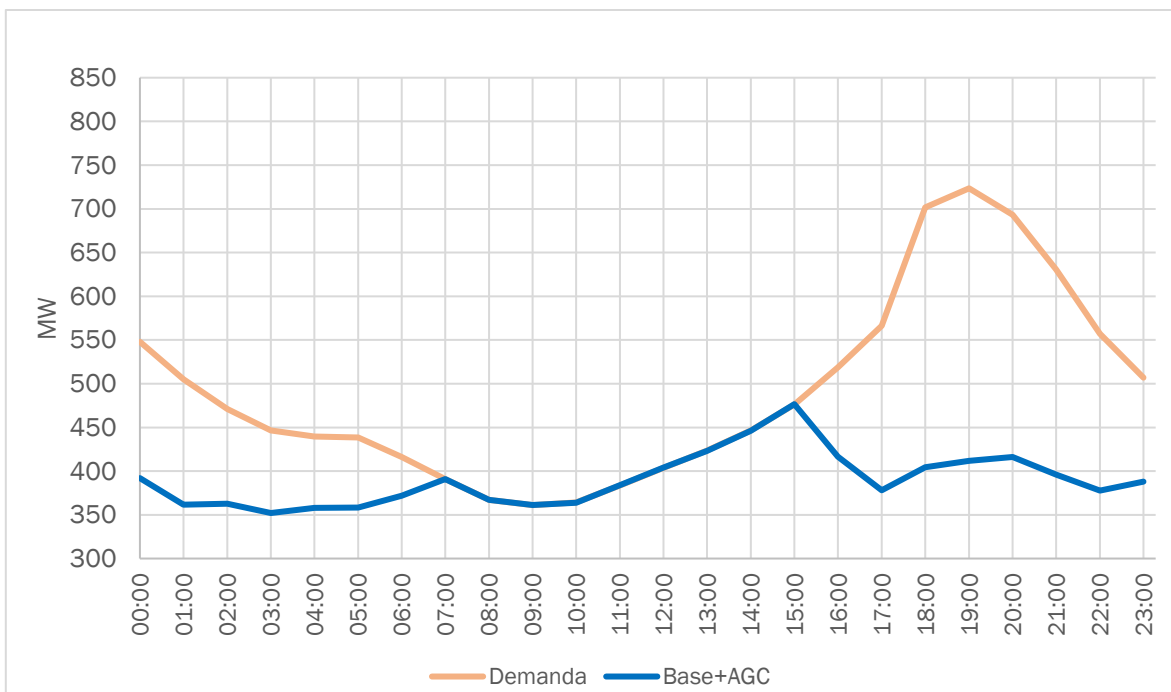


Figura 1. Comparación de la demanda real con generación base más AGC para el 25 de diciembre de 2019.

Informe de regulación  
Julio - diciembre 2019

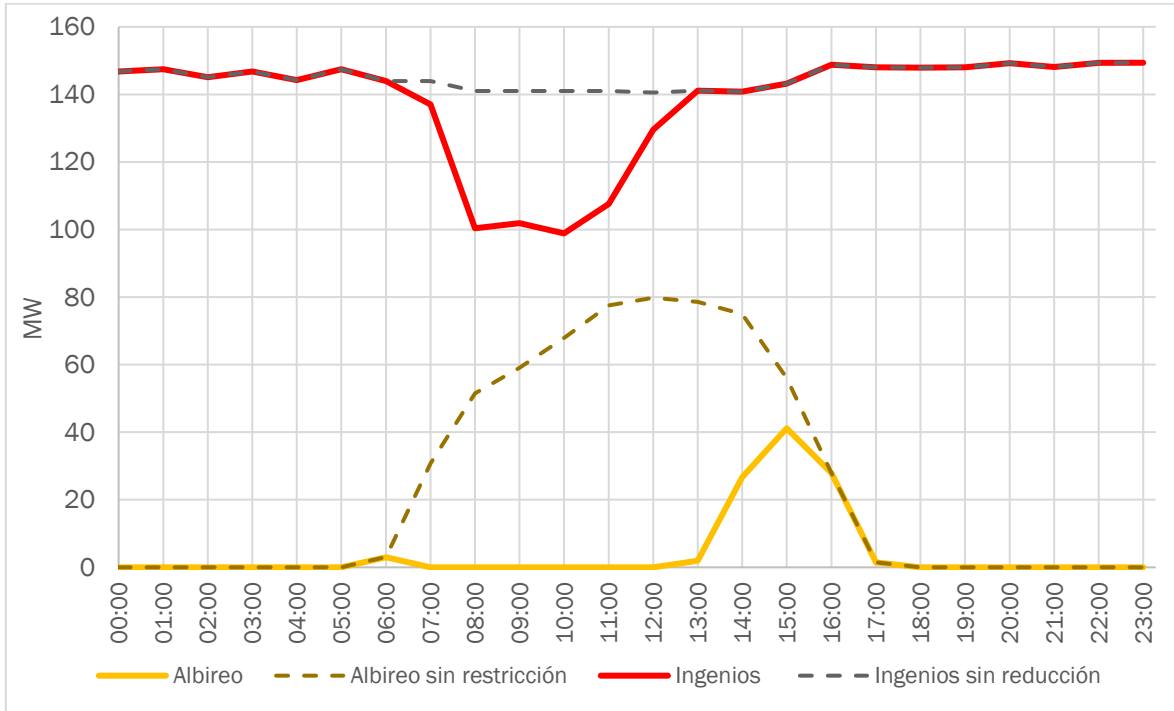


Figura 2. Reducción de excedentes de los ingenios y de la generación de las plantas Albiere 1 y 2 para el 25 de diciembre de 2019.

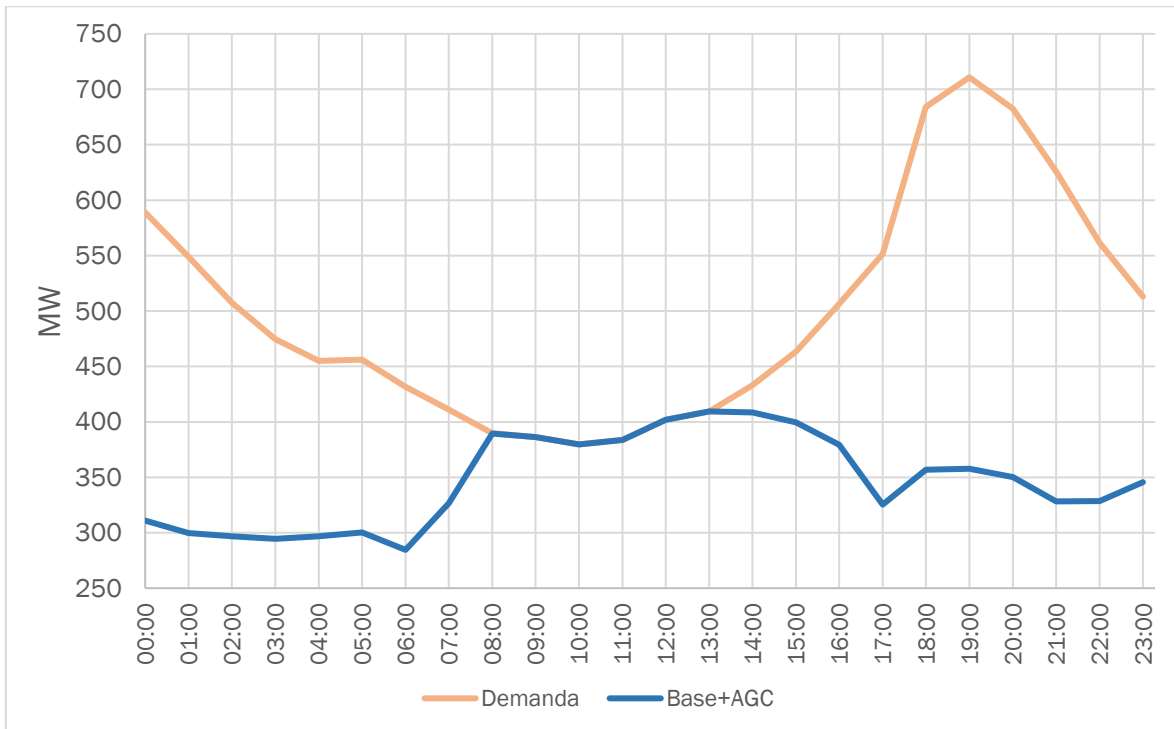


Figura 3. Comparación de la demanda real con generación base más AGC para el 1 de enero de 2020.

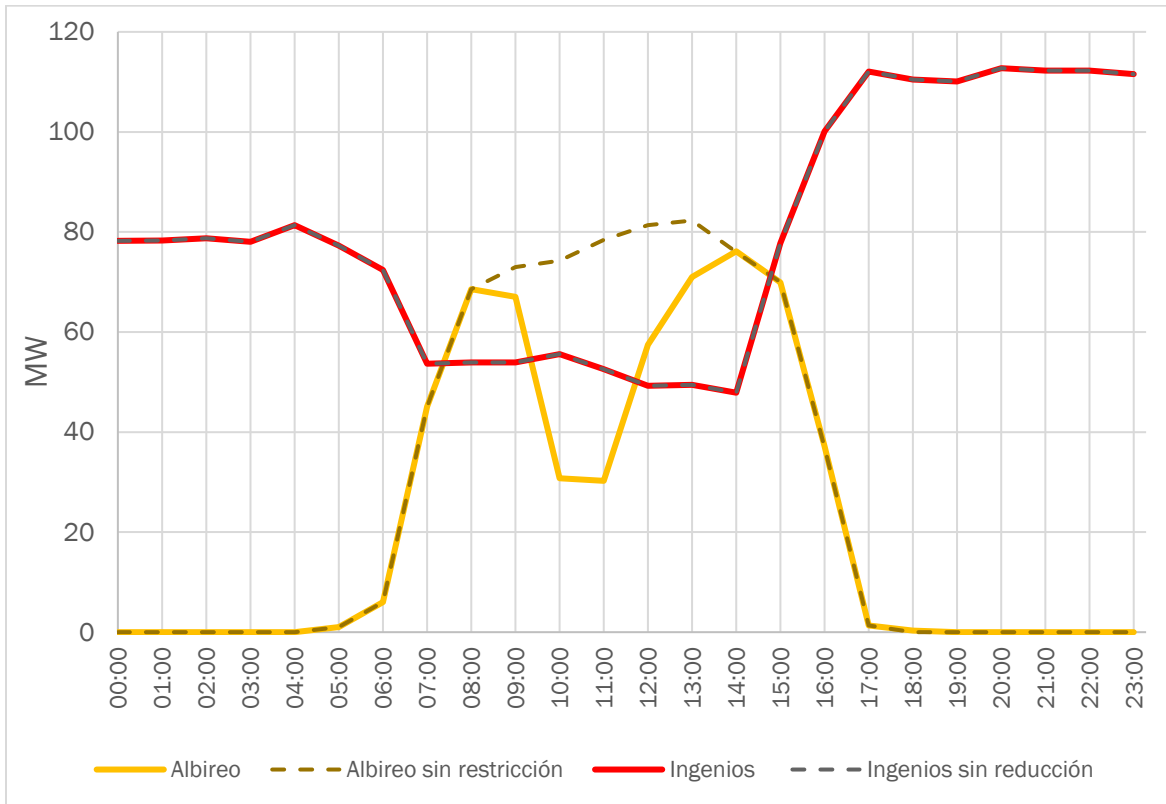


Figura 4. Reducción de excedentes de los ingenios y de la generación de las plantas Albireo 1 y 2 para el 1 de enero de 2020.