



2022

## Análisis bajo contexto internacional sobre los servicios complementarios y la participación de las FNCER en el Mercado Eléctrico Colombiano



Informe #4 - PHC-288-21\_V1

Junio de 2022

[www.phc.com.co](http://www.phc.com.co)

Redes Inteligentes • Ciudades Inteligentes • Mundo Inteligente

#### CONTROL DE REVISIONES

Revisión No.	Aspecto revisado	Elaboró	Revisó	Fecha
0	Informe 4	LM	SC/PC	17/05/2022
1	Atención a comentarios	LM	SC/PC	01/06/2022
2	Atención a comentarios	LM	SC/PC	10/06/2022

# Contenido

1	Objetivo y Alcance .....	0
1.1	Objetivo general de la consultoría .....	1
1.1.1	Objetivos específicos.....	1
1.2	Alcance de la consultoría .....	1
1.3	Alcance del Informe 4 .....	2
2	Resumen Ejecutivo .....	3
3	Recomendaciones .....	10
3.1	Servicios Auxiliares en el SIN.....	11
3.1.1	Regulación primaria de frecuencia.....	11
3.1.2	Respuesta rápida en frecuencia .....	12
3.1.3	Arranque en Negro (AN).....	12
3.1.4	Servicio del AGC .....	13
3.1.5	Respuesta rápida en frecuencia mayor al requerimiento obligatorio .....	15
3.1.6	Regulación terciaria.....	15
3.2	Resolución CREG 060 2019.....	16
3.3	Conexiones compartidas .....	17
4	Referencias .....	19

## Lista de figuras

Figura 1 Servicios Auxiliares basados en recursos y su tipo de asignación.....	6
Figura 2 Propuesta clasificación Servicios Auxiliares .....	11
Figura 3 Clasificación del servicio de AGC.....	14
Figura 4 Servicio de regulación terciaria .....	16

## Lista de tablas

Tabla 1 Parámetros Propuestos para la Prestación del Servicio de AGC [3].....	5
---	---

# 1 Objetivo y Alcance

## 1.1 Objetivo general de la consultoría

El objetivo general de este estudio es, con base en la experiencia internacional y los estudios que se han realizado para Colombia, analizar la oportunidad de las FNCER para la prestación de servicios complementarios, sus posibles esquemas de remuneración, aportes e impactos que esto representa para el mercado eléctrico colombiano.

### 1.1.1 Objetivos específicos

- a. Realizar una revisión internacional de los tipos de servicios complementarios y esquemas de remuneración en diversos sistemas eléctricos, lecciones aprendidas en mercados con participación relevante de FNCER
- b. Realizar una revisión de los estudios que se han realizado para el caso colombiano para identificar los aspectos claves de los mismos.
- c. Realizar una comparación entre los marcos regulatorios relacionados con servicios complementarios entre Colombia y los países seleccionados en el ítem (a).
- d. Identificar retos en la regulación actual colombiana en cuanto a la participación de FNCER para la prestación de servicios complementarios y mecanismos de remuneración
- e. Identificar los mecanismos en que las FNCER pueden participar en la prestación de servicios complementarios
- f. Identificar los impactos que pueden ocurrirle al mercado eléctrico colombiano dada la participación de las FNCER prestando servicios complementarios a la red.
- g. Proponer soluciones a los retos e impactos identificados teniendo en cuenta aspectos cualitativos y cuantitativos.

## 1.2 Alcance de la consultoría

- a. Recopilar y analizar información de al menos tres (3) mercados de otros países, en los cuales la penetración de las FNCER sea superior al 15% de la capacidad total, respecto a la regulación de servicios complementarios como: regulación primaria de frecuencia, regulación secundaria de frecuencia, regulación terciaria de frecuencia, regulación de voltaje, aporte a energía firme. El anterior análisis debe enfatizar en la participación de FNCER, especialmente plantas eólicas, solares y PCH's y almacenamiento. Se debe evaluar el aporte de estas tecnologías en estos servicios y los impactos de la regulación sobre este tipo de plantas. El análisis sugerido podría ser en los mercados: California, Chile y Alemania o Dinamarca; o en aquellos que se acuerden en conjunto con SER.
- b. Analizar los estudios y propuestas con el mismo enfoque anterior, que sobre este tema se ha hecho en el país, especialmente la o las consultorías que ha contratado la CREG.
- c. Identificar aportes e impactos que se pueden generar con la participación de FNCER como servicio complementario del sistema eléctrico. El impacto se analiza de manera conceptual.
- d. Proponer alternativas en términos de mecanismos regulatorios y de remuneración de estos servicios para el país, considerando las falencias identificadas en el contexto internacional y vacíos encontrados en los estudios ya realizados para Colombia.
- e. Analizar cualitativa y cuantitativamente los impactos de las propuestas para este tipo de tecnologías.

- f. Elaborar informes y presentación para discutir avances en el comité técnico de SER Colombia.
- g. Socializar en el sector (CREG, Ministerio; UPME, Gremios, eventos) el resultado del estudio.

### 1.3 Alcance del Informe 4

Para cumplir con el objetivo de la consultoría, este cuarto informe presenta, luego de la recopilación de información nacional e internacional sobre los servicios complementarios y de los resultados del análisis técnico, las propuestas de alternativas en términos de mecanismos regulatorios y de remuneración de los servicios complementarios para el SIN, considerando las experiencias identificadas en el contexto internacional y los vacíos encontrados en los estudios ya realizados para Colombia. Así mismo, se identifican los impactos positivos y negativos de las propuestas para participación de FNCER en los servicios complementarios.

## **2 Resumen Ejecutivo**

The bottom of the page features a decorative graphic consisting of two overlapping blue shapes. On the left, there is a dark blue trapezoidal shape that tapers towards the right. On the right, there is a lighter blue trapezoidal shape that tapers towards the left. These two shapes overlap in the center, creating a white space between them.

Los servicios auxiliares, o también denominados complementarios, son servicios utilizados en los sistemas eléctricos de potencia para garantizar la confiabilidad operacional de la red, los cuales a nivel mundial han ido evolucionando debido al aumento de la capacidad de generación con proyectos de FERNC [1] [2].

La Resolución CREG 060 de 2019 en el artículo 6 , numeral 13.1, exige a los generadores prestar los siguientes servicios:

- *Control de tensión y potencia reactiva.*
- *Control de frecuencia mediante regulador de velocidad*
- *Estabilización de potencia.*
- *Regulación secundaria de frecuencia con AGC.*

*Además de los requisitos anteriores, excepto el de Control de frecuencia mediante regulador de velocidad y estabilización de potencia, las plantas solares fotovoltaicas y eólicas conectadas al STN y STR deben proveer los siguientes servicios:*

- *Respuesta rápida de corriente reactiva.*
- *Regulación de frecuencia mediante un control de potencia activa/frecuencia.*
- *Respuesta rápida en frecuencia, para el caso de las plantas eólicas.”*

En Colombia el único servicio auxiliar que ha sido remunerado es el de Regulación Secundaria de Frecuencia, conocido como AGC<sup>1</sup>, el cual es asignado diariamente mediante una subasta de resolución horaria, donde los generadores que están habilitados para participar en dicha subasta presentan una oferta de precios, que es igual a la oferta de precios para energía, consistente en un solo precio por planta para las 24 horas del día siguiente y una oferta de disponibilidad para prestar el servicio, cuya cantidad es la misma para regular hacia arriba y hacia abajo. La asignación es el resultado de un modelo de optimización de los costos del servicio sujeto a cubrir la reserva (holgura) definida por el CND para cada una de las 24 horas del día siguiente, modelo que se corre previo al modelo de optimización del despacho económico de energía.

Para participar en este servicio las unidades de generación deben estar habilitadas por el CND, quién verifica que cumpla los requisitos técnicos que exige la regulación y los acuerdos del C.N.O. (ver Tabla 1)

---

<sup>1</sup> El AGC es una acción de control en la que se disminuye o inyecta potencia adicional al Sistema con el fin de alcanzar el valor de frecuencia nominal, el cual actúa después de ocurrido un evento o cuando se presenta un desbalance carga-generación. El AGC actúa después de la regulación primaria en un tiempo característico de respuesta de 30 s a 10 minutos, es decir, recupera la reserva suministrada por la regulación primaria.

Tabla 1 Parámetros Propuestos para la Prestación del Servicio de AGC [3]

PARÁMETROS	REQUERIMIENTO
<b>Estatismo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Valores entre el 4 y el 6 % (Convencionales)</li> <li>Valores entre el 2 y el 6 % (No Convencionales)</li> </ul>
<b>Tiempos y Bandas de Recuperación de la Frecuencia por medio del AGC</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Después de un evento la frecuencia debe regresar a su valor nominal como máximo en 7 minutos.</li> </ul>
<b>Constante de regulación del sistema</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Máxima = 1082 MW/Hz</li> <li>Media = 961 MW/Hz</li> <li>Mínima = 939 MW/Hz</li> </ul>
<b>Velocidad Máxima de Cambio de Carga del Sistema</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>49 MW/min</li> </ul>
<b>Velocidad Mínima de Cambio de Carga por Unidad</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mayor o igual a 12.25 MW/min medidos durante las pruebas de sintonía para prestar el servicio de AGC.</li> </ul>
<b>Número Mínimo de Unidades</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>5 unidades</li> </ul> <p>NOTA: Teniendo en cuenta las particularidades tecnológicas y de control de las plantas de ciclo combinado, las mismas serán consideradas para el AGC como una sola unidad.</p>
<b>Holgura para AGC</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dicho valor será definido y modificado por el CND según lo establecido en las Resoluciones CREG 083 de 1999 y 064 de 2000. Se obtienen</li> </ul>

PARÁMETROS	REQUERIMIENTO
	valores diferentes dado el porcentaje de uso de la holgura.
<b>Holgura Mínima por Planta para hacer AGC</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>18 MW por planta. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo.</li> </ul>
<b>Holgura Mínima por Unidad para hacer AGC</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>6 MW por unidad. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo.</li> </ul>
<b>Tiempo de Retardo de la Unidad en comenzar a responder una vez enviado el comando por el AGC</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Máximo de 20 segundos una vez enviado el primer comando de regulación.</li> </ul>

Históricamente, los recursos de generación que han tenido mayor participación dentro de los servicios auxiliares remunerados en Colombia (AGC) han sido las plantas hidráulicas. Sin embargo, con la integración de Fuentes Renovables no Convencionales (FERNOC), es conveniente que el mercado de energía mayorista colombiano se adapte a los cambios en la matriz energética, con el fin de aumentar la flexibilidad del sistema mediante la remuneración de nuevos servicios necesarios en un escenario de alta variabilidad. Así mismo, el mercado de servicios auxiliares también debe estar abierto a nuevos participantes, como generadores renovables a gran escala y pequeña escala,

baterías, y a los proveedores de recursos energéticos de energía distribuida (DER), incluyendo la respuesta a la demanda y el almacenamiento en baterías a pequeña escala.

No existe un criterio global para definir los servicios auxiliares que sean aplicables en todos los sistemas, ya que la inclusión o adaptación de estos depende de las características del sistema (red eléctrica, generación, demanda, mercado, etc.). La clasificación más sencilla que se puede hacer para los servicios auxiliares es basada en recursos, lo cual permite que estos se agrupen en: los servicios auxiliares de control de frecuencia (como la regulación, el seguimiento de la carga, las reservas operativas) y los que no son de frecuencia como servicios de control de voltaje (mediante el suministro y absorción de potencia reactiva) y servicios de emergencia (servicios de arranque en negro) [1], [4] (Figura 1):

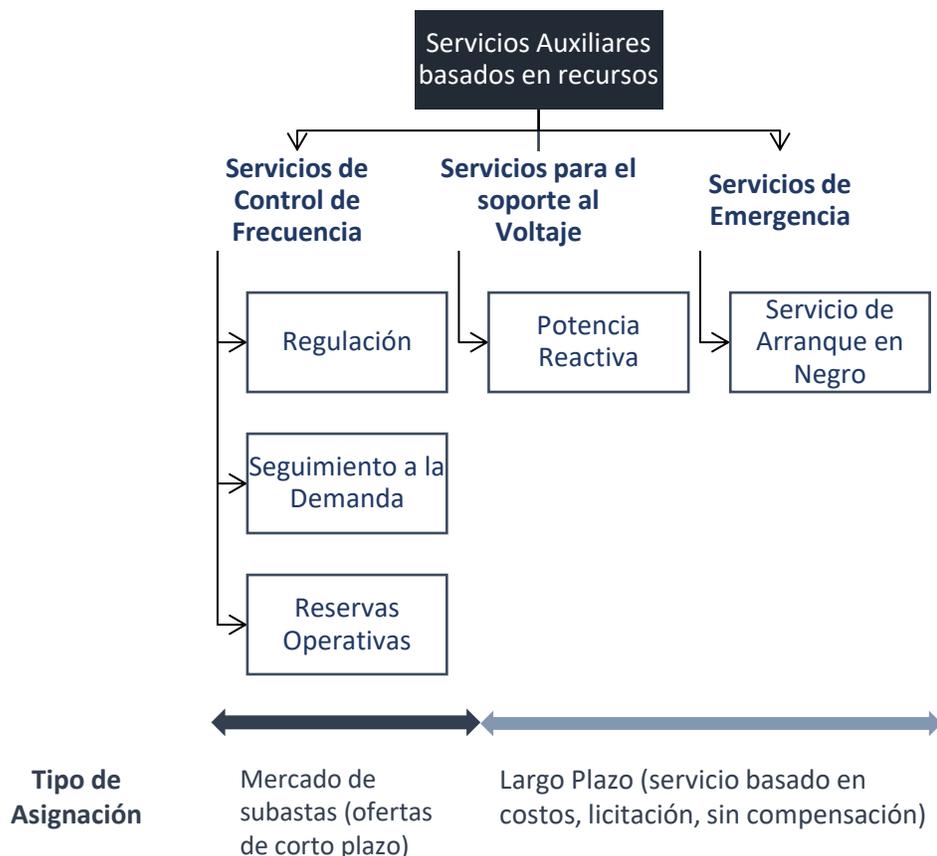


Figura 1 Servicios Auxiliares basados en recursos y su tipo de asignación

Muchos servicios auxiliares como los de voltaje o los de contingencia normalmente no cuentan con suficientes participantes, por ser en general requerimientos locales, que dificultan crear un mercado competitivo. Situación diferente con los servicios de control de frecuencia, los productos de seguimiento a la demanda y reserva operativa que son requerimientos a nivel de todo el sistema.

Por ejemplo, el suministro de potencia reactiva para el control de voltaje y el arranque en negro no suelen tener un mercado de precios competitivos como se mencionó anteriormente, y

adicionalmente, son demasiado complejos de diseñar y/o demasiado específico para ciertas áreas locales con poca o ninguna competencia (Servicio de Soporte de Voltaje) y los costos del servicio pueden ser pequeños, pero los costos de administración del mercado pueden superar los beneficios

Con el incremento de generación de FERNC en los sistemas eléctricos, se observa un cambio en la forma en la que se debe garantizar la confiabilidad y flexibilidad, derivada de la incertidumbre que se genera por la variabilidad del recurso primario (velocidad, dirección del viento, la radiación solar, etc.), dejando así un alto margen de error para la operación.

Si bien es cierto que la generación eólica y solar fotovoltaica son los principales impulsores de la necesidad de flexibilidad, también pueden contribuir a proporcionarla. Técnicamente, los generadores eólicos son capaces de proveer un control de frecuencia para todos los horizontes temporales, es decir, desde segundos hasta minutos.

Actualmente, el diseño del mercado en Colombia no cuenta con un mercado completo de servicios auxiliares o complementarios que permita la participación de estos recursos, es por ello, que se requiere implementar cambios a medida que se aumente la cuota de generación renovable en el SIN.

Debido a esto, los mercados evalúan estrategias para introducir nuevos servicios auxiliares de tal forma, que se incremente la flexibilidad del sistema, incentivar la respuesta rápida y la capacidad de rampa, y la remuneración de cada uno de estos servicios. IRENA, en su artículo [1], presenta los nuevos servicios auxiliares y participantes en el mercado para incrementar la flexibilidad del sistema con la integración de las fuentes de energía variable. Como nuevos productos se puede considerar los de rampas y la reserva de frecuencia de respuesta rápida y como nuevos participantes aerogeneradores que proporcionan una respuesta inercial, energía solar fotovoltaica y las baterías que proporcionan soporte al voltaje y recursos energéticos distribuidos que proporcionan control de frecuencia y tensión.

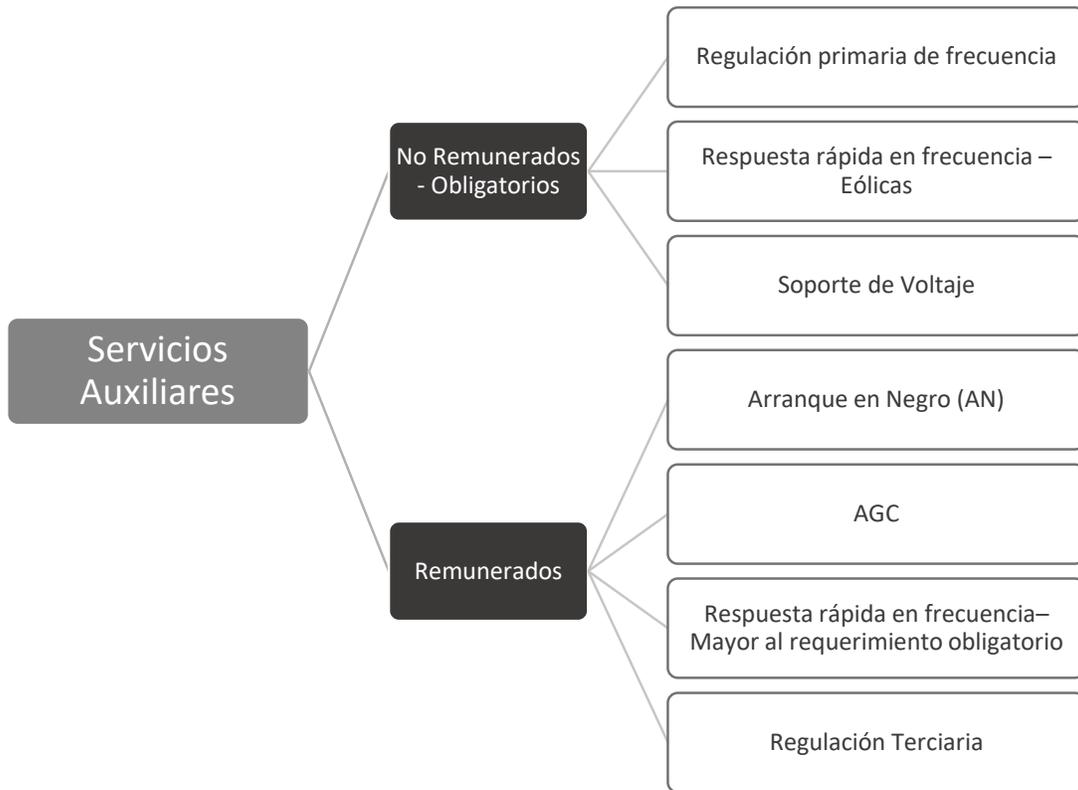
A medida que la penetración de FERNC se incrementa y supera porcentajes superiores al 50 % es necesario incentivar nuevas tecnologías al sistema, que permitan el funcionamiento confiable y seguro del sistema con menor participación de máquinas sincrónicas, con ello, IRENA, en su artículo [5], se refiere a las funcionalidades de los inversores, específicamente a los “grid forming inverters”, que tienen una funcionalidad de control de respuesta muy rápida (milisegundos) ante cambios en el voltaje y frecuencia del sistema, y que a diferencia de los inversores tradicionales, estos no requieren tener una medición de referencia de tensión y frecuencia, lo que hace que la respuesta en frecuencia sea similar a la respuesta inherente de las máquinas sincrónicas y puedan arrancar en negro.

Los servicios de respuesta de frecuencia se usan para garantizar en tiempo real el balance oferta demanda, de tal forma que la variación de la frecuencia del sistema permanezca dentro de los límites del Reglamento de Operación expedido por la CREG.

Estos servicios permiten tener una buena gestión de la frecuencia tanto en condiciones operativas normales de variaciones de la demanda y de la generación, como en situaciones posteriores a fallas donde hay pérdidas importantes de generación, líneas de transmisión o una porción importante de demanda.

Para contener una caída de frecuencia se requiere una inyección de potencia activa o una reducción de la demanda para corregir la desviación. Por el contrario, para contener escenarios de alta frecuencia, se requiere una reducción de la potencia activa o un aumento de la demanda para devolver la frecuencia al rango normal.

Dado lo anterior, y como recomendaciones del presente estudio, se requiere tener una clasificación más amplia de los servicios auxiliares que se pueden prestar con los recursos existentes y futuros en el SIN, con el fin de poder incentivar la participación de los nuevos agentes en el Mercado y de dar mayor flexibilidad al despacho, con ello, se recomienda una clasificación de servicios auxiliares en no remunerados y obligatorios y remunerados:



La participación de los recursos renovables no convencionales en los servicios auxiliares depende de la tecnología y sistema de almacenamiento del recurso, es por ello, que se puede aprovechar los beneficios que prestan los sistemas basados en “grid forming inverters” y las ventajas en flexibilidad que prestan las plantas híbridas, aprovechando las ventajas complementarias que prestan cada una de las tecnologías. La participación que tendrían los recursos renovables no convencionales en los servicios auxiliares podría presentarse como se muestra a continuación:

	Arranque en Negro (AN)	AGC	Respuesta rápida en frecuencia – Mayor al requerimiento obligatorio	Regulación Terciaria
Generadores Eólicos		X (holgura hacia abajo)	X	
Generadores Solares Fotovoltaicos		X (holgura hacia abajo)		
Baterías	X	X	X	X
Plantas Híbridas (Plantas convencionales + baterías y/o plantas renovables no convencionales + baterías)	X	X	X	X

El servicio de regulación secundaria o AGC debe tener modificaciones en su estructura actual de mercado, esto con el fin de sea más competitivo para los recursos convencionales y no convencionales, y no que sea solamente prestado por recursos hidráulicos. Para ello, se requiere tener una clasificación por dirección, donde se pueda tener una oferta por holgura hacia arriba y/o hacia abajo, y así recursos como los eólicos puedan participar del servicio; tener margen de reserva para operación normal y de contingencia y tener asignaciones tanto para mercados de corto, mediano y largo plazo.

Con respecto a los requisitos técnicos y comerciales exigidos para la conexión al SIN de recursos renovables no convencionales detallados en la resolución CREG 060 de 2019, se requiere ampliar estos requisitos para regular la conexión de baterías al SIN y permitir la conexión de plantas híbridas (plantas convencionales + baterías y/o plantas renovables no convencionales + baterías) con el fin de darle mayor flexibilidad al despacho. Adicionalmente se requiere elaborar un estudio sistémico para validar los requerimientos de reactivos que se exige en el punto de conexión y validarse en escenarios de alta penetración de renovables.

## **3 Recomendaciones**

The bottom of the page features a decorative graphic consisting of two overlapping blue shapes. On the left, there is a dark blue trapezoidal shape that tapers towards the right. On the right, there is a lighter blue trapezoidal shape that tapers towards the left. These two shapes overlap in the center, creating a white space between them.

### 3.1 Servicios Auxiliares en el SIN

Las recomendaciones que se presentan en este documento referidas a prestación de servicios auxiliares para el sistema eléctrico Colombiano, se basan en lo que se tiene actualmente implementado en el SIN y en el referenciamiento internacional que se realizó con los sistemas de Chile, California y Reino Unido presentados en el Informe #1, tomando como principal referente la regulación de servicios auxiliares prestados por el Operador del Sistema (OS) del sistema eléctrico del Reino Unido [6].

Inicialmente se presenta una clasificación de los servicios auxiliares como sigue (ver Figura 2):

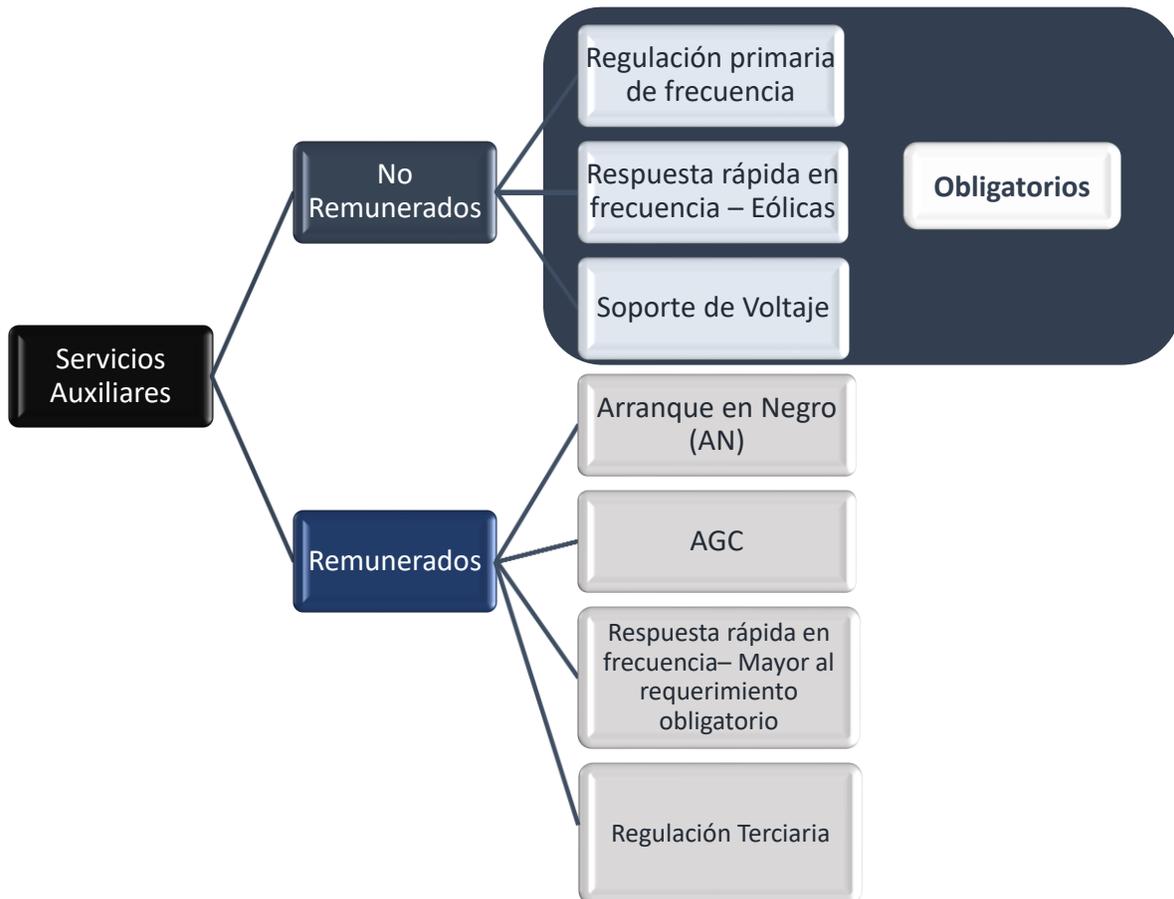


Figura 2 Propuesta clasificación Servicios Auxiliares

#### 3.1.1 Regulación primaria de frecuencia

En este servicio de regulación primaria de frecuencia participan todas las plantas de generación conectadas al SIN, es de obligatorio cumplimiento y no es remunerada, tal y como lo establece la resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones y la resolución CREG 060 de 2019.

### **Recomendación:**

En caso de que una planta de generación no pueda cumplir con el requisito de regulación primaria permitir que esta pueda tener un respaldo de este servicio con otra planta que haga la regulación primaria requerida y con la cual se tendrá un contrato para tal fin, o permitir que la planta pueda tener como respaldo por ejemplo un sistema de baterías con el que pueda prestar el servicio de regulación primaria

### **3.1.2 Respuesta rápida en frecuencia**

Este servicio es de obligatorio cumplimiento para las plantas eólicas conectadas al STN y STR, las cuales deben tener la funcionalidad de respuesta rápida de frecuencia a través de la modulación transitoria de la potencia de salida, cumpliendo con los siguientes requisitos, tal y como se indica actualmente en la resolución CREG 060 de 2019 [7]:

- La funcionalidad debe activarse cuando la frecuencia alcance un valor igual o inferior a 59.85 Hz, contribuyendo con un aporte en potencia proporcional a la caída de frecuencia en razón a 12% de la potencia nominal de la planta de generación por cada Hertz. Este aporte deberá ser retirado automáticamente del sistema si la frecuencia entra al rango definido por la banda muerta del control frecuencia/potencia. En caso de que al cabo de 6 segundos la frecuencia no haya regresado al rango mencionado anteriormente se debe retirar el aporte adicional de potencia activa.
- El aporte adicional de potencia activa debe ser limitado a 10% de la potencia nominal del generador.
- Ante desviaciones de frecuencia mayores a 0.15 Hz y menores o iguales a 0.83 Hz con respecto a la frecuencia nominal, el generador deberá alcanzar el aporte adicional en un tiempo igual o menor a 2 segundos, contabilizados a partir de que se supere el umbral de activación de la funcionalidad, y mantenerse máximo 4 segundos aportando la potencia máxima requerida de acuerdo con el evento de frecuencia. Esta característica deberá ser verificada en las pruebas de puesta en servicio y notificada al CND.
- La función de respuesta rápida de frecuencia debe cumplir con los requisitos establecidos anteriormente mientras la planta opere al menos al 25% de su potencia nominal. Cuando opere por debajo de este nivel, debe reportar el valor de contribución y los tiempos de respuesta.

### **3.1.3 Arranque en Negro (AN)**

El servicio de AN es requerido para energizar la red o parte de la red después de ocurrido un apagón. Este servicio implica que generadores en el sistema tengan la capacidad de arrancar sin suministro de energía exterior y de energizar la red para el inicio del restablecimiento. De esta forma, el servicio de arranque en negro se obtiene de generadores que tienen la capacidad de arrancar bloques principales de generación a partir de un generador auxiliar in situ, sin depender de suministros externos, por ejemplo, pueden tener un generador diesel [5], [8].

Este servicio podrá ser prestado por generadores nuevos o existentes, los cuales deberán estar localizados en puntos estratégicos del sistema, acordados por el operador del sistema y cada uno de los agentes. Para ello, el operador del sistema deberá recibir una solicitud del agente generador

de participar de este servicio, donde se evaluará de acuerdo con los requisitos definidos por el CND y/o CNO para los generadores que deseen prestar este servicio y a los resultados de pruebas de AN que se definan. El servicio de AN se puede prestar con uno o más generadores al mismo tiempo para garantizar la solución más económica y eficiente.

El AN se asignaría a quienes cumplan con los requisitos definidos para la prestación del servicio, donde la remuneración debe tener los siguientes componentes:

- **Disponibilidad:** valor que puede ser resultante de una subasta que puede ser realizada a nivel anual o un valor regulado por la CREG
- **Activación:** se pagará los costos variables y arranque y parada al precio de reconciliación declarado para la unidad de AN
- **Precio de pruebas:** se paga a precio de reconciliación declarado para la unidad de AN cuando se utiliza la unidad de generación para la realización de una prueba de AN (\$/MW)

### 3.1.4 Servicio del AGC

Se recomienda tener una clasificación para el servicio de AGC basados en:

- **La dirección:** holgura de regulación hacia arriba y hacia abajo. Permitiendo una oferta y disponibilidad en MW discriminada para regulación hacia arriba y hacia abajo, se da la posibilidad de que recursos de diferentes tecnologías que puedan proveer una respuesta rápida en frecuencia puedan participar de este servicio, por ejemplo, los generadores eólicos pueden participar de regulación hacia abajo
- **Reserva Normal de Operación:** tener margen de reserva de regulación tanto para el estado normal de operación donde se hace corrección de la frecuencia por desbalances normales de carga- generación
- **Reserva para estados de contingencia,** puede definirse un margen mayor de reserva para regresar la frecuencia al valor nominal luego de eventos de gran magnitud.
- **Asignación:** la asignación del servicio de AGC se puede presentar en Mercados de Corto Plazo y Mercados de Mediano Plazo.
  - Mercado de Corto Plazo o mercado diario, tiene por objeto llevar a cabo las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente mediante la presentación de ofertas de venta y compra de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado. Se recomienda presentar asignación y oferta del servicio de AGC para los despachos del día anterior (DFV) y para los mercados intradiarios.
    - Despacho Factible Vinculante (DFV) es el despacho del día anterior (D-1) a la operación, co-optimizando las necesidades de energía y de reserva. Este despacho fija las cantidades vinculantes de energía y las cantidades y precios de la reserva.
    - Mercados Intradiarios de subastas, el cual se desarrolla con posterioridad al DFV, y es una importante herramienta para que los agentes del mercado puedan ajustar, mediante la presentación de ofertas de venta y compra de energía, su programa resultante del mercado diario conforme a las necesidades que esperan en el tiempo real.

- Mercado Mediano Plazo, Su objetivo es asignar mediante subastas la reserva necesaria para condiciones normales de operación, de tal forma que se cree un mercado de contratos que permite mitigar el poder de mercado que se puede presentar en el mercado de servicios auxiliares de corto plazo. Este mercado puede ser de horizontes semanal y mensual.

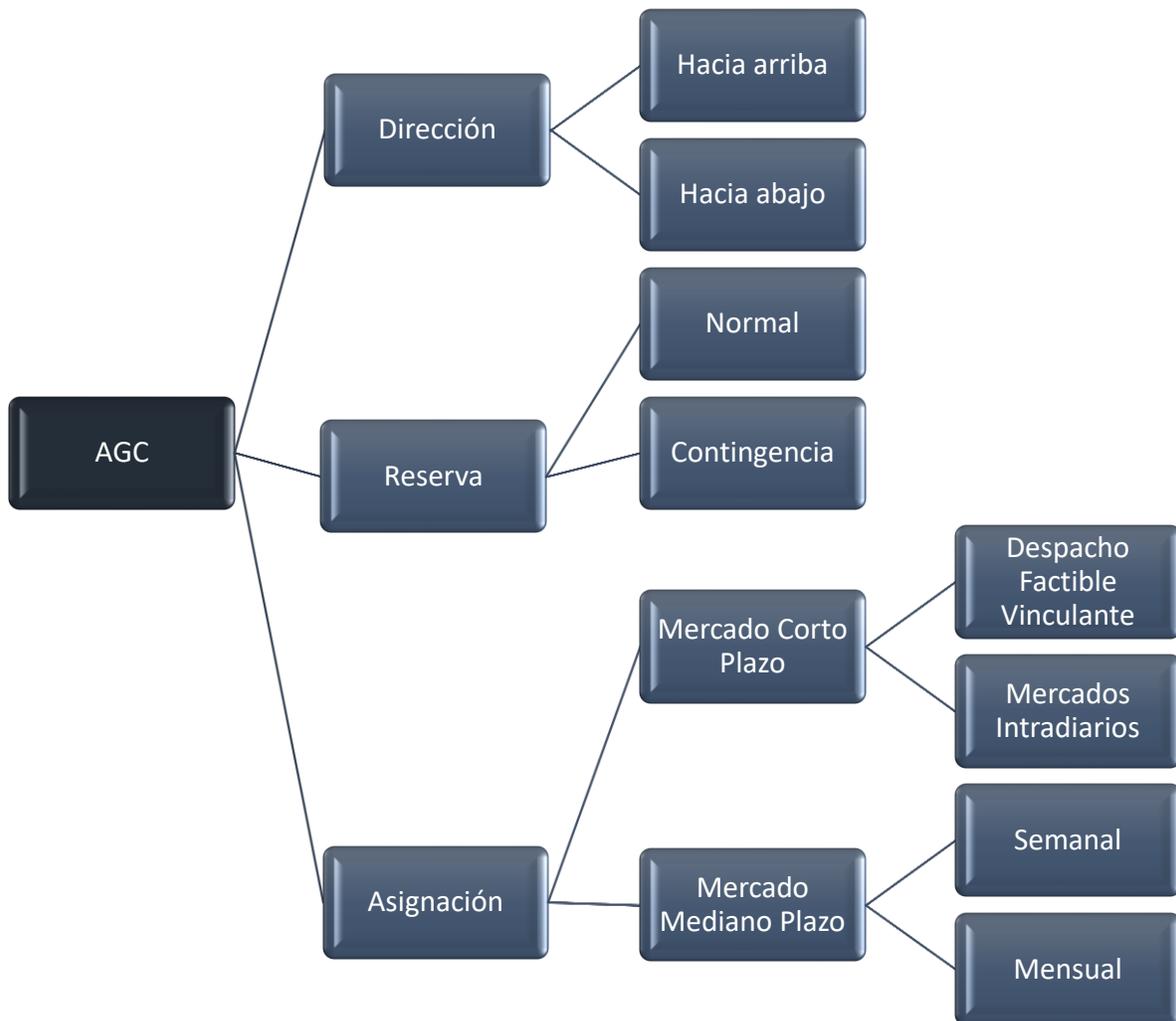


Figura 3 Clasificación del servicio de AGC

Con la implementación de regulación hacia arriba y hacia abajo se espera que puedan participar las FERNC y las baterías, para lo cual es necesario redefinir las condiciones habilitantes actuales, especialmente la holgura mínima por unidad y planta. Este valor debería ser cero para las FERNC y las baterías.

Se recomienda, implementar la cooptimización en conjunto con el despacho de energía.

### 3.1.5 Respuesta rápida en frecuencia mayor al requerimiento obligatorio

Dependiendo de los requerimientos del sistema y de las características técnicas de los generadores eólicos, se puede tener un aporte adicional a los mencionados en la resolución CREG 060 de 2019 en cuanto a la funcionalidad de respuesta rápida de frecuencia. Los parámetros que se pueden evaluar y que pueden ser objeto de remuneración son:

- La funcionalidad de respuesta rápida en frecuencia se debe activar cuando la frecuencia alcance un valor igual o inferior a 59.85 Hz, para el caso obligatorio se debe tener un aporte por parte del generador en potencia proporcional a la caída de frecuencia en razón a de mínimo un 12% de la potencia nominal de la planta de generación por cada Hertz. Dependiendo de las características de los generadores y de los requerimientos del sistema, se puede tener un servicio adicional donde se tengan ofertas de estos generadores con un aporte superior a ese 12% para la recuperación de la frecuencia cuando se supere dicho umbral. El esquema de remuneración debe considerar lo siguiente:
  - Disponibilidad: valor que puede ser resultante de una subasta que puede ser realizada a nivel anual
  - Activación: se pagará al precio de reconciliación declarado por la unidad que ofrece este servicio.

La función de respuesta rápida de frecuencia con un aporte adicional al de obligatorio cumplimiento, se debe especificar en función del porcentaje de carga de su potencia nominal.

### 3.1.6 Regulación terciaria

La regulación terciaria no es un control automático como la regulación secundaria, y se activa a través del requerimiento en tiempo real por el operador del sistema una vez se ha agotado el margen de reserva del control secundario de frecuencia.

Este servicio de regulación terciaria, puede ser un servicio prestado por cualquier generador o activo del sistema que cumpla unos requerimientos mínimos que dependerán de su rampa de subida y bajada, su tiempo de respuesta y disponibilidad.

El servicio de regulación terciaria actualmente no tiene un mercado, y es remunerado actualmente si es requerido en la operación, a precio de reconciliación. Sin embargo, se puede tener un mercado similar al propuesto para el servicio de AGC:

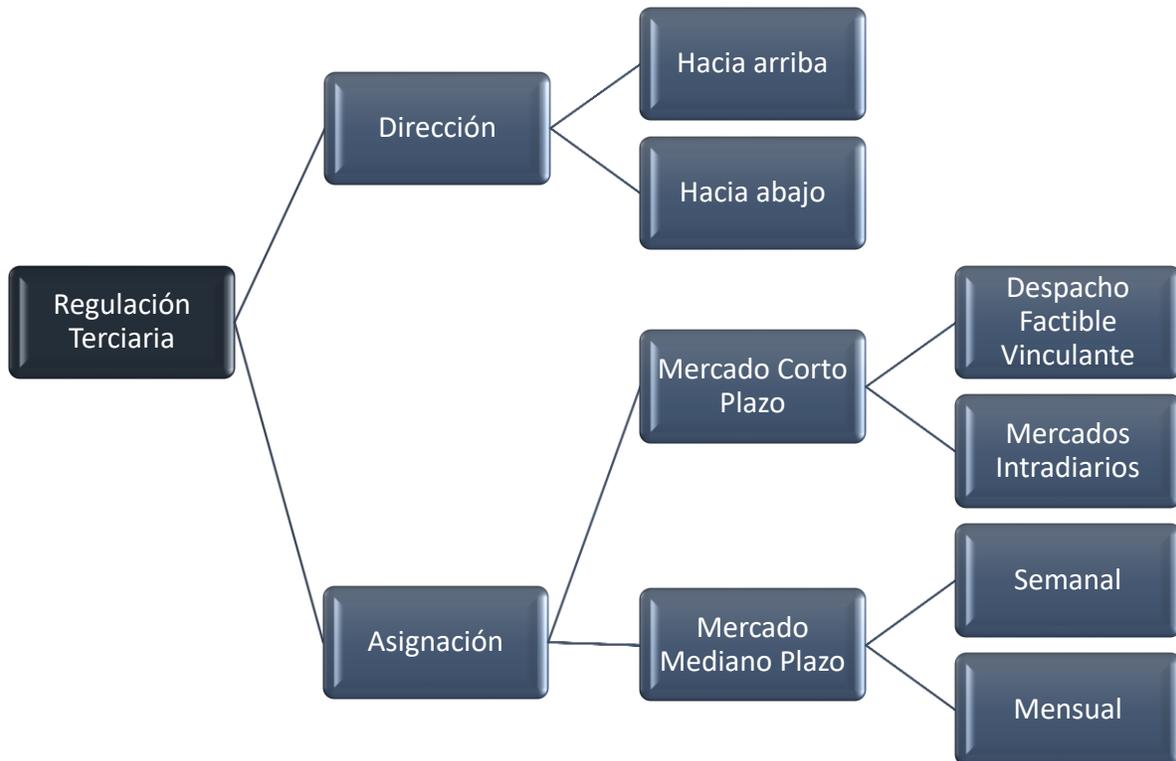


Figura 4 Servicio de regulación terciaria

### 3.2 Resolución CREG 060 2019

Esta resolución conlleva a la definición de los aspectos técnicos relacionados con la conexión y operación y aspectos comerciales, que deben cumplir los generadores solares fotovoltaicas y eólicos para conectarse al SIN y se amplían los requisitos considerados previamente en las resoluciones CREG 025-1995, CREG 070-2008, CREG 080-199 y CREG 023-2001. Se hace especial énfasis en la información de los modelos de control que deben ser presentados por los agentes, de los servicios que se deben proveer para control de frecuencia, voltaje y potencia reactiva, estabilización de potencia y regulación secundaria de frecuencia AGC, y se indican las consideraciones para las pruebas antes de declararse en operación comercial.

Los requisitos técnicos establecidos en la resolución CREG 060 de 2019 están basados en un referenciamiento internacional, seleccionando requisitos exigentes asumiendo altos niveles de

integración de fuentes renovables no convencionales y definiendo servicios tanto de regulación de frecuencia como de regulación de tensión obligatorios tales como: servicio de respuesta rápida en frecuencia, control de tensión con respuesta rápida de corriente reactiva y el cumplimiento de la curva PQ complementada con la curva VQ.

Si bien la curva VQ flexibiliza los requisitos de entrega de reactivos para voltajes en valores de 1.1 p.u y absorción en voltajes de 0.9. p.u., no flexibiliza la absorción de reactivos en valores de 1.1. p.u., ni la entrega de reactivos en 0.9. p.u. Aunque esto es un avance, sigue persistiendo el problema para parques eólicos o solares cuyo punto de conexión está a largas distancias (mayores a 50 km), lo cual conduce a altas exigencias de instalación de equipos de compensación que en algunos casos pueden volver inviable el proyecto o inclusive, a tener atrasos con el agravante de que este requerimiento aparece en el período de cumplimiento del Acuerdo CNO 1546 (6 meses antes de la fecha de puesta en operación del proyecto) y no cuando el concepto de conexión es aprobado por la UPME. Adicionalmente, no se hace una validación sistémica para determinar si la reserva de reactivos que se está exigiendo en la resolución CREG 060 de 2019 es un requisito eficiente o genera sobrecostos que finalmente van a ser trasladados a los usuarios a través de las ventas de energía, sin que esto resulte en una relación beneficio costo positiva donde se garantice la seguridad del sistema.

#### **Recomendaciones:**

- Ampliar los requisitos técnicos y comerciales para regular la conexión de baterías al SIN y permitir la conexión de plantas híbridas (plantas convencionales + baterías y/o plantas renovables no convencionales + baterías) con el fin de darle mayor flexibilidad al despacho.
- Elaborar un estudio sistémico para validar los requerimientos de reactivos que exige la resolución CREG 060 de 2019 referente al cumplimiento de la curva PQ en el punto de conexión. Esto debe ser validado en escenarios de alta penetración de renovables.
- Análisis más detallados para los recursos que se conectan mediante líneas de conexión largas al sistema.
- El seguimiento a la regulación primaria se debe hacer en el parque eólico o solar, y no necesariamente en el punto de conexión especialmente cuando este está a grandes distancias del parque, esto teniendo en cuenta que la regulación de frecuencia es sistémica y no se tiene ninguna ventaja hacer el seguimiento en el punto de conexión cuando se puede hacer en el parque sin incurrir en costos adicionales de comunicaciones e instalación de equipos especiales para su seguimiento.
- Dejar permanente que la prestación del servicio de respuesta primaria para eventos de subfrecuencia de las plantas solares fotovoltaicas y eólicas, conectadas al STN y STR no sea de obligatorio cumplimiento.

### **3.3 Conexiones compartidas**

Definir el procedimiento para el cálculo de las curvas PQ y VQ para aquellas plantas que se acojan a las conexiones compartidas definidas en la resolución CREG 200 de 2019.

El cumplimiento de los requisitos de la CREG 060 de 2019 se debe definir en el punto de conexión individual y no en el punto de conexión compartida, teniendo en cuenta que la definición de conexión compartida según la resolución CREG 200 de 2019 está enfocado en los aspectos comerciales y no en los operativos.

Aclarar por parte de la CREG, que la resolución CREG 200 de 2019 no incluye los aspectos operativos de las conexiones compartidas, por tanto, la coordinación, supervisión y control de la operación no debe ser parte del acuerdo, sino que debe estar a cargo del CND en cumplimiento de sus funciones.

## 4 Referencias



- [1] IRENA, «Market Design: Innovation Landscape,» 2019.
- [2] EPRI, «The Evolution of Ancillary Services to Facilitate Integration of Variable Renewable Energy Resources: A Survey of Some Changes to the Ancillary Services and Ancillary Service Markets,» 2016.
- [3] XM, «Parámetros Requeridos para la Prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia 2021-2022,» 2021.
- [4] A. Banshwar, N. Kumar Sharma, Y. Raj Sood y R. Shrivastava, «Renewable energy sources as a new participant in ancillary service markets,» *Energy Strategy Reviews*, 2017.
- [5] IRENA, «GRID CODES FOR RENEWABLE POWERED SYSTEMS,» 2022.
- [6] EnergyUK, «Ancillary services report 2017,» 2017.
- [7] CREG, «Resolución CREG 060-2009».
- [8] nationalgrid, «Black Start Version 1.0,» <https://www.nationalgrideso.com/>.
- [9] CREG, «Resolución CREG 025-1995».
- [10] PSR, «Análisis de los Servicios Complementarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Informe Final Completo Revisión 2 preparado para CREG,» 2018.
- [11] XM, «Propuesta de requerimientos técnicos para la integración de fuentes de generación no síncrona al SIN,» 2017.
- [12] «<https://www.minenergia.gov.co/>,» [En línea].
- [13] XM, «Parámetros Requeridos para la Prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia 2021-2022,» [En línea]. Available: <https://www.xm.com.co>.
- [14] <https://www.nationalgrideso.com/>. [En línea].