



**COMILLAS**

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS  
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ADAPTACIÓN DE UN ALGORITMO AGC PARA LA  
INTEGRACIÓN DE PARQUES EÓLICOS EN  
REGULACIÓN

Autor: Sofía Benito Velad

Director: Ignacio Egido Cortés

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título  
**Adaptación de un algoritmo AGC para la integración de parques eólicos en  
regulación**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2021/22 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Sofia Benito Velad

Fecha: 24/ 08/ 2022

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Ignacio Egido Cortés

Fecha: 24/ 08/ 2022





**COMILLAS**

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS  
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ADAPTACIÓN DE UN ALGORITMO AGC PARA LA  
INTEGRACIÓN DE PARQUES EÓLICOS EN  
REGULACIÓN

Autor: Sofía Benito Velad

Director: Ignacio Egido Cortés

Madrid

# **Agradecimientos**

Al director de este proyecto, Ignacio Egido Cortés por su ayuda, apoyo y tiempo dedicado durante la realización del trabajo.

A mis padres, Alberto y M<sup>a</sup> de la Luz, y a mi hermana Clara, por ser un apoyo fundamental y ejemplo a seguir.



# ADAPTACIÓN DE UN ALGORITMO AGC PARA LA INTEGRACIÓN DE PARQUES EÓLICOS EN REGULACIÓN

**Autor: Benito Velad, Sofia.**

Director: Egido Cortés, Ignacio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## RESUMEN DEL PROYECTO

La energía eólica es cada vez más importante en el sistema eléctrico al ser una energía renovable, limpia y no contaminante. Además, su uso resulta especialmente necesario para la progresiva sustitución de centrales de generación convencionales como las centrales térmicas y nucleares. Por todo ello, hay que preparar el sistema eléctrico para su incorporación en el sistema eléctrico español. A través de este trabajo se estudia la posibilidad de integración de esta tecnología en desarrollo en la regulación secundaria española. Para ello, se adapta un algoritmo AGC con la finalidad de analizar las posibles variaciones en la consigna de los parques eólicos en casos ideales y prácticos. Se obtiene un planteamiento de asignación de consigna de los parques que pertenecen a una zona de regulación, haciendo que la potencia generada sea lo más parecida a la consigna demandada en cada instante. Además, se proponen mejoras a partir de reasignaciones de potencia, analizando su eficacia en las unidades eólicas y los inconvenientes de esta incorporación. Por último, se elige el algoritmo de asignación de consigna más eficiente y se proponen trabajos futuros como la posible incorporación de baterías para el almacenamiento de la potencia generada no utilizada en la regulación secundaria.

**Palabras clave:** Parques eólicos, regulación secundaria, potencia generada, banda de regulación, consigna.

## 1. Introducción

En el sistema eléctrico español se dan tres lazos de control frecuencia-potencia para el equilibrio entre generación y demanda, entre los que se encuentra la regulación secundaria, tradicionalmente llevada a cabo por centrales de generación convencionales dado que son más controlables y rápidas frente a contingencias que las energías renovables.

Sin embargo, frente al crecimiento de dichas tecnologías no contaminantes el sistema ha de adaptarse para su progresiva incorporación, fruto de la cual se obtienen mejoras y se economizan los procesos de equilibrio entre generación y demanda. Para ello, se debe tener en cuenta que en el caso concreto de la eólica el viento juega un papel principal, ya que es difícil predecir con exactitud su comportamiento. Consecuentemente se establecen límites de generación estimados, sujetos a la naturaleza cambiante de este fenómeno meteorológico.

Los últimos estudios en el campo de la participación eólica en la regulación secundaria proponen sistemas híbridos, bien con dos energías renovables como en [1], que utiliza energía eólica y solar junto con centrales convencionales desarrollando un control predictivo por modelo, o como en [2], donde se reparte la generación entre unidades convencionales y eólicas como única energía renovable, combinando Despacho Económico (ED) para mantener beneficios al incorporar un gran porcentaje de energías

renovables en el mix de generación. En este proyecto se utilizará este segundo caso, donde se presentan 8 centrales convencionales y 20 aerogeneradores, sin incluir ningún otro tipo de generación renovable. En concreto, se pretende que la potencia que se ha de cubrir se reparta a la mitad entre estas dos tecnologías.

Sobre la predicción del viento, artículos como [3] desarrollan métodos que discriminan períodos de tiempo cortos de predicción, como por ejemplo de cuatro a nueve horas. Este artículo también es relevante para el presente trabajo, ya que predice la producción eólica en momentos determinados para después tomar dichos valores como referencias para otros modelos.

Más allá de los avances y estudios que ya se han realizado en el campo de la participación de la energía eólica en la regulación secundaria, es preciso determinar un algoritmo de asignación individual de la consigna de los diversos parques eólicos que conforman las zonas de regulación, para que lleguen a suministrar el porcentaje de potencia que haya determinado el Operador del Sistema para las unidades eólicas.

## **2. Definición del proyecto**

El desarrollo del proyecto se repartió en las siguientes partes:

Se empezó por la lectura y comprensión de diversos artículos científicos relativos a la participación de la energía eólica en la regulación secundaria, prestando especial atención a aquellos relacionados con soluciones híbridas entre energía convencional y energía eólica. De manera crítica se discrimina qué soluciones se pueden utilizar como base para el trabajo que se va a desarrollar y qué problemas se presentan, con el objetivo de solucionarlos.

Posteriormente, se desarrolla un algoritmo AGC para mejorar la participación de energía eólica en el segundo lazo de frecuencia-potencia del sistema eléctrico español. Para ello, se parte de un caso base ideal en el que todos los parques participan en la regulación y se continúa con cuatro casos prácticos en los que se adapta dicho algoritmo para economizar costes y generación de potencia.

A continuación, se simulará el código desarrollado para determinar el método de asignación de la consigna en la regulación secundaria que mejor se adapta antes situaciones cambiantes. Además, se incluirán mejoras para hacer que la potencia generada por los parques sea lo más parecida a la consigna establecida.

Por último, se lleva a cabo un análisis técnico de las evidencias obtenidas en las simulaciones, viendo qué margen de potencia queda sin asignar después del reparto, la fiabilidad del método empleado, y se redactan las conclusiones finales sobre la incorporación de la energía eólica en un mayor porcentaje en la regulación secundaria de España y el algoritmo óptimo para ello.

## **3. Descripción del modelo/sistema/herramienta**

Para el desarrollo del algoritmo de participación eólica en la regulación secundaria se parte de un regulador de zona creado por el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas ICAI. Este modelo está formado por un regulador de zona AGC y unidades de generación eólica y convencionales. El programa que se ha usado para su implementación ha sido Matlab+Simulink.

El Control Automático de Generación o AGC se ha desarrollado de forma que simule una regulación de zona real en España. Los objetivos de este control frecuencia-potencia son minimizar los errores de control de área mientras ajusta de forma automática la generación de las distintas unidades presentes en la zona en función de la consigna recibida por parte del Operador del Sistema.

En cuanto a las unidades utilizadas también poseen parámetros técnicos reales y cuentan con límites de generación, retrasos debidos a la orientación de las turbinas eólicas y un *offset*, determinado como la diferencia medida después de la simulación y la consigna previamente establecida. No sólo eso, sino que también se utilizan datos reales de simulación de las unidades convencionales y eólicas, entre las que se encuentran la potencia programada o generada y límites de generación por tramos de 24 horas.

La siguiente ilustración muestra la configuración de una planta eólica implementada mediante un diagrama de bloques en Simulink.

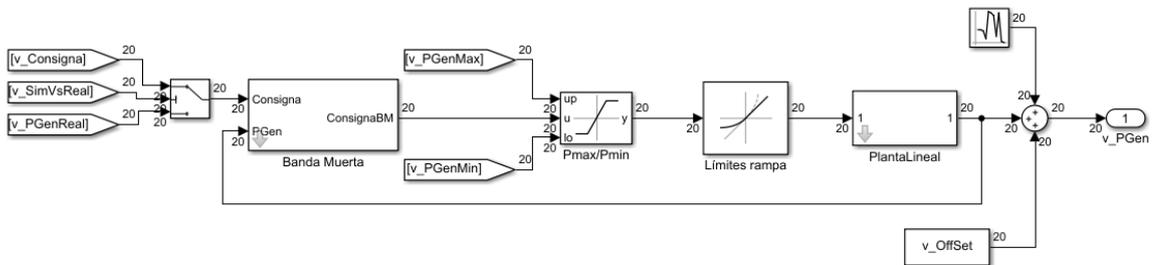


Ilustración 1. Modelo unidad planta eólica en Simulink.

#### 4. Resultados

##### Caso 1

En la actualidad el porcentaje de participación de los aerogeneradores de una zona de regulación se asignan de forma conjunta, asignando el mismo valor a todos los molinos, independientemente de su potencia generada o estimación del viento.

En este primer caso cada uno de los parques eólicos tendrá una asignación de consigna diferente siguiendo un algoritmo de relleno; inicialmente el primer parque participa en regulación con su potencia máxima estimada, calculada como el valor máximo de potencia que puede alcanzar el parque durante la hora de simulación. Después hará lo mismo el segundo generador, y así sucesivamente hasta llegar a la consigna determinada en cada instante por el regulador del sistema.

En la ilustración 2 se muestra el desempeño del primer parque eólico al aplicar este procedimiento durante la hora de simulación.

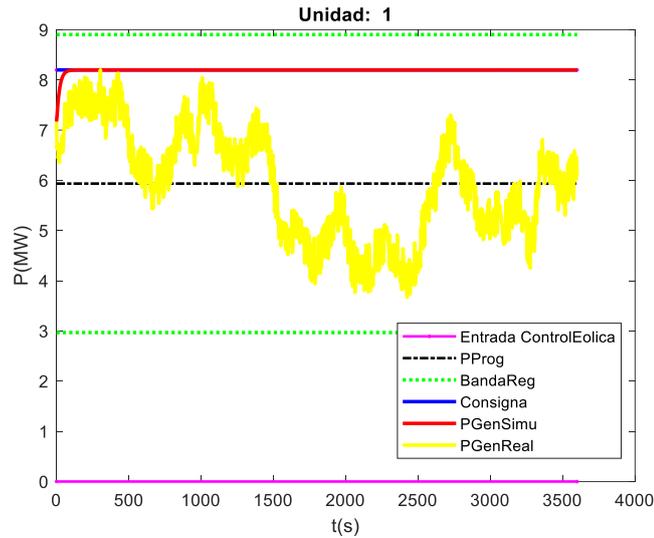


Ilustración 2. Potencia generada y límites del parque 1 durante la hora simulada con el algoritmo de asignación del Caso 1.

Si se comparan las líneas roja (potencia máxima estimada para el control de la eólica), y amarilla (generación real del parque), se comprueba que en la realidad el parque no será capaz de suministrar dicho valor de potencia máxima, porque muchas veces la potencia generada será bastante inferior.

Además, una vez rellenos los suficientes parques como para suministrar la potencia demandada, los últimos parques se quedarán parados.

### Caso 2

En este segundo caso se cambian los parámetros de entrada para que el modelo se asemeje en mayor medida al desempeño real de un parque eólico en regulación: La potencia máxima estimada se obtendrá como la media entre los valores máximos y mínimos de potencia que puede suministrar un molino a lo largo de la hora de simulación. Además, la potencia programada se reduce a la mitad del valor que se tenía antes y se establecen límites en el modelo de parque para que este no pueda suministrar una potencia mayor a la potencia real.

Con respecto al reparto de la consigna entre los parques también se dan cambios. En este caso se establece primero la potencia mínima estimada (que será 5 o 1 MW dependiendo de si este valor es superior o inferior a la potencia máxima estimada) a todos los parques de la zona de regulación, para después ir rellorando uno a uno con su valor de potencia generada hasta llegar al valor de la consigna solicitada. De esta forma se evita la parada en los parques y la inercia que supondría ponerlos en funcionamiento cuando se les requiera en regulación.

En la ilustración 3 se muestra el desempeño del parque 5 al aplicar el algoritmo mejorado para este segundo caso.

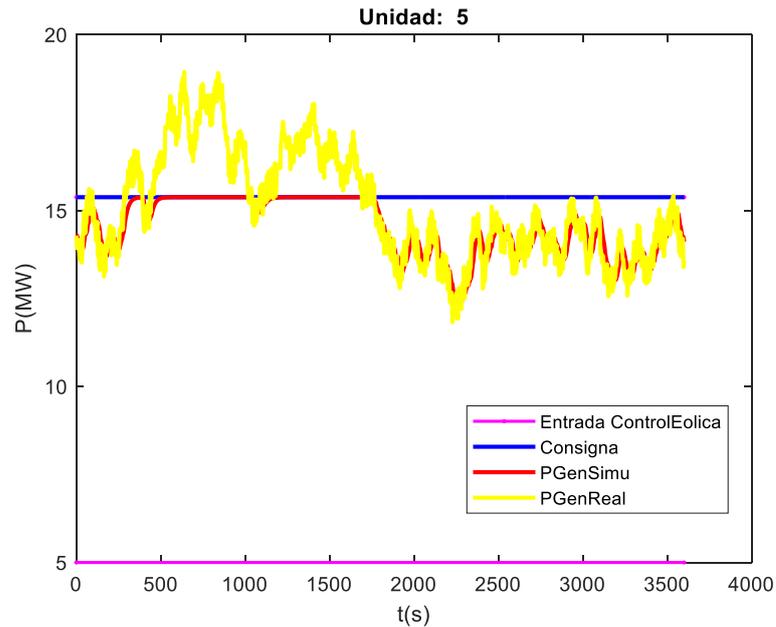


Ilustración 3. Potencia generada y límites del parque 5 durante la hora simulada con el algoritmo de asignación del Caso 2.

Esta vez ya se aprecia cómo el molino no generará valores superiores a la línea amarilla, que es el valor de la potencia generada real durante la hora simulada. Además, su potencia mínima son 5 MW, por lo que, aunque no participe en regulación, nunca se parará del todo.

A pesar del buen desempeño del algoritmo, se comprueba en la ilustración 4 cómo todavía queda un margen entre la consigna demandada y la potencia generada real. Este desajuste se debe a que muchas veces la consigna es superior al valor de potencia que puede generar el propio parque.

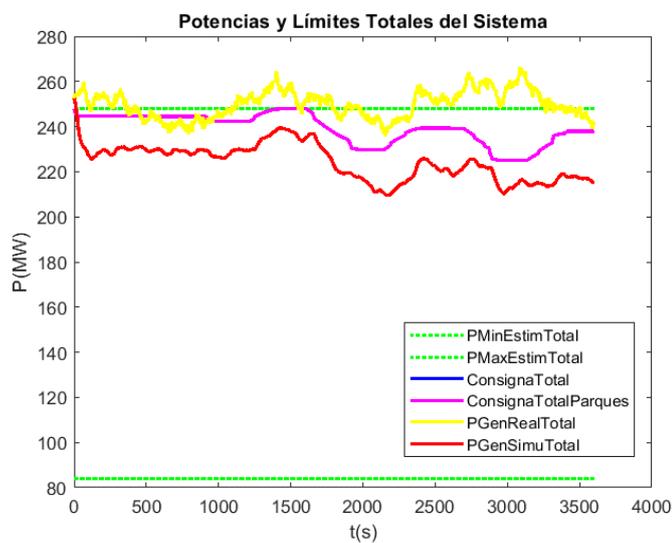


Ilustración 4. Potencias totales generadas por la eólica, consigna total establecida y límites de potencia en el Caso 2.

### Caso 3

Para hacer que la potencia generada de la simulación sea lo más parecida posible a la consigna se establece una reasignación de potencia en el algoritmo. Si algún parque no llega a suministrar la consigna que se le requería, se busca de entre los parques restantes si alguno pudiera proporcionar la diferencia, siempre y cuando no supere su potencia máxima estimada.

Este método de reasignación hace que la diferencia entre la potencia generada por el conjunto de molinos siga de manera más fiel a la consigna total establecida por el sistema. Una muestra de ello se observa en la ilustración 5.

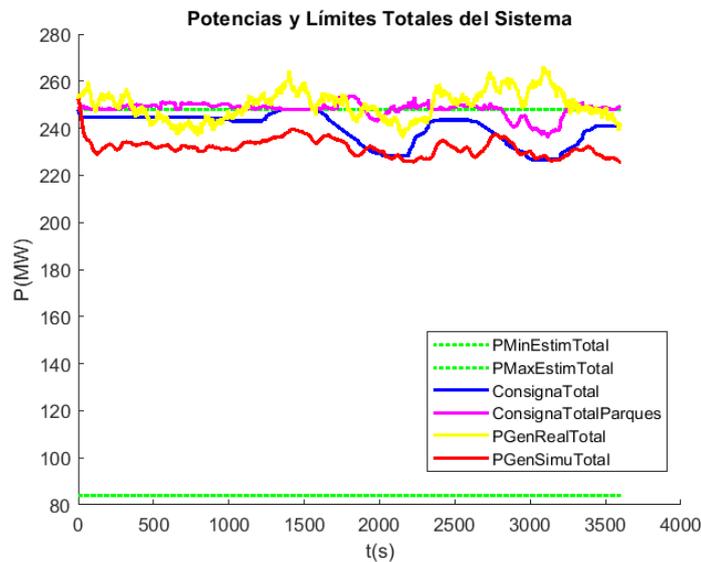


Ilustración 5. Potencias totales generadas por la eólica, consigna total establecida y límites de potencia en el Caso 3.

### Caso 4

En este último caso se introduce al algoritmo del caso anterior el permiso de superar la potencia máxima estimada a los parques que reasignan su potencia generada para cubrir las diferencias entre consigna y generación de otros parques.

De esta forma, se consigue aún más si cabe, la diferencia entre la consigna total y la potencia generada por los molinos, como se muestra en la ilustración 6. En cambio, también se aprecian fuertes cambios en la consigna de los parques, con la consecuencia de que muchos de los parques no puedan llegar a cambiar sus valores de potencia en un tiempo tan pequeño.

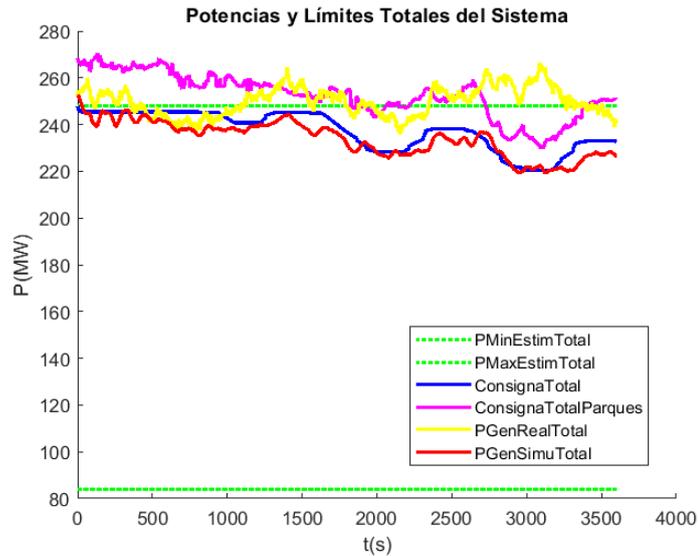


Ilustración 6. Potencias totales generadas por la eólica, consigna total establecida y límites de potencia en el Caso 4.

## 5. Conclusiones

El desarrollo de este trabajo ha permitido ver la viabilidad de incorporar la energía eólica en la regulación secundaria en un mayor porcentaje a través de la asignación individual de consigna a los generadores que conformen el área de regulación considerada.

El **Caso 3** se elige como algoritmo de asignación más eficiente, dado que la potencia generada por los molinos es realmente fiel a la consigna determinada por el sistema, además de no solicitar reasignaciones de consignas bruscos a los aerogeneradores.

Para trabajos futuros se propone estudiar la posible incorporación de baterías en el sistema, tecnología de almacenamiento de la energía que todavía está en desarrollo y cuyos costes de inversión en la actualidad son bastante elevados, pero seguro que en el futuro se implantará de forma necesaria para la mejora del rendimiento de la producción de las diferentes energías renovables, entre ellas, la energía eólica.

## 6. Referencias

- [1] Jia, Y. & Sun, C. "Distributed MPC with application to AGC of power system with wind-photovoltaic hybrid generation", , 2017 36th Chinese Control Conference (CCC), 2017, , pp. 4676
- [2] Patel, R., Li, C., Meegahapola, L., McGrath, B. & Yu, X. 2019, "Enhancing Optimal Automatic Generation Control in a Multi-Area Power System With Diverse Energy Resources", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 5, pp. 3465-3475

- [3] C. Monteiro, R. Bessa, V. Miranda, A. Botterud, J. Wang, and G. Conzelmann. 2009. Wind Power Forecasting: State-of-the-Art 2009. Tech. rep. ANL/DIS-10-1. Argonne National Laboratory.

# AGC ALGORITHM ADAPTATION FOR INTEGRATION OF WIND FARMS IN REGULATION

**Author: Benito Velad, Sofia.**

Supervisor: Egido Cortés, Ignacio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## ABSTRACT

Wind energy is increasingly important in the electricity system as it is a renewable, clean and non-polluting energy. In addition, its use is especially necessary for the progressive replacement of conventional generation plants such as thermal and nuclear power plants. For all these reasons, the Spanish electrical system must be prepared for its incorporation in the near future. Through this work, the possibility of integrating this technology in development in the Spanish secondary frequency regulation is studied. To do this, an AGC algorithm is adapted in order to analyse the possible variations in the setpoint of the wind farms in ideal and practical cases. An individual setpoint allocation approach is obtained for the wind farms that belong to a regulation zone, making the generated power as close as possible to the demanded setpoint at each instant. In addition, improvements are proposed from power reallocations, analysing their effectiveness in wind units and the drawbacks of this incorporation. Finally, the most efficient setpoint assignment algorithm is chosen and future work is proposed, such as the possibility of incorporating batteries for the storage of the generated power that is not used during the simulations of the project while the wind farms participate in the secondary regulation.

**Keywords:** Windfarms, Secondary Frequency Regulation, generated power, regulation band, setpoint.

## 1. Introduction

In the Spanish electricity system there are three frequency-power control loops for the balance between generation and demand, among which is secondary regulation, traditionally carried out by conventional generation plants since they are more controllable and faster than renewable energies.

However, given the growth of these non-polluting technologies, the system has to adapt to its progressive incorporation, as a result improvements are obtained and the balancing processes between generation and demand are economized. For this, it must be taken into account that in the specific case of wind power, the wind plays a main role, since it is difficult to accurately predict its behaviour. Consequently, estimated generation limits are established, subject to the changing nature of its meteorological phenomenon.

The latest studies in the field of wind energy participation in secondary regulation propose hybrid systems, either with two renewable energies as in [1], which uses wind and solar energy together with conventional plants, developing a predictive control by model, or as in [2], where generation is distributed between conventional and wind units as the only renewable energy, combining Economic Dispatch (ED) to maintain benefits by incorporating a large percentage of renewable energies in the generation mix. This second case will be used in this project, where 8 conventional plants and 20 wind turbines are presented, without taking into account any other type of renewable generation.

Specifically, it is intended that the power to be covered be divided in half between these two technologies.

When talking about wind forecasting, articles such as [3] develop methods that discriminate short forecast time periods, such as four to nine hours. This article is also relevant to the present work, since it predicts the wind energy production at certain times and then takes these values as reference for other models.

Beyond the advances and studies that have already been carried out in the field of the participation of wind energy in secondary regulation, it is necessary to determine an algorithm for the individual assignment of the setpoint of the various wind farms that make up the regulation zones, in order to that supply the percentage of power determined by the System Operator for the wind units

## **2. Definition of the project**

The development of the project was divided into the following parts:

It began by reading and understanding various scientific articles related to the participation of wind energy in secondary regulation, paying special attention to those related to hybrid solutions between conventional energy and wind energy. In a critical way, it is discriminated which solutions can be used as a basis for the work to be developed.

Subsequently, an AGC algorithm is developed to improve the participation of wind energy in the second frequency-power loop of the Spanish electrical system. To do this, we start from an ideal base case in which all the wind parks participate in the regulation and continue with two practical cases in which this algorithm is adapted to save costs and power generation.

Next, the code developed for different values of wind power generation generated throughout the 24 hours of a day will be simulated to determine the method of assigning the percentage of participation in the secondary regulation that best adapts to changing situations.

Finally, a technical analysis of the evidence obtained in the simulations is carried out, focused on the percentage of non-compliance of the wind farms and the final conclusions are drawn up on the incorporation of wind energy in a higher percentage in the secondary regulation of Spain and the optimal algorithm for it.

## **3. Description of the model**

For the development of the wind participation algorithm in the secondary regulation, it is started from a zone regulator created by the Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) of the Universidad Pontificia Comillas ICAI. This model is made up of an AGC zone regulator and wind and conventional generation units. The program that has been used for its implementation has been Matlab+Simulink.

The Automatic Generation Control or AGC has been developed in such a way that it simulates a real zone regulation in Spain. The objectives of this frequency-power control are to minimize area control errors while automatically adjusting the generation of the different units present in the area based on the System Operator's received command.

As for the units used, they also have real technical parameters, as well as generation limits, delays due to wind turbine's orientation and an offset, determined as the difference measured after the simulation and the previously established setpoint. Not only that, but real simulation data from conventional and wind units are also used, among which are the programmed or produced power and generation limits by 24 hour periods.

The following figure shows the configuration of a wind farm implemented using a block diagram in Simulink.

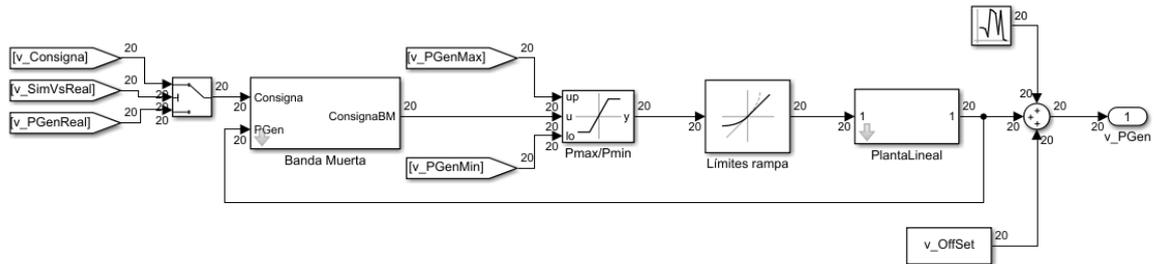


Figure 1. Wind plant unit model in Simulink.

## 4. Results

### Case 1

Currently, the wind farms participation percentages in a regulation area is assigned jointly, assigning the same value to all the parks, regardless of their generated power or wind estimation.

In this first case, each of the parks will have different setpoints following a filling algorithm; initially the first wind farm participates in regulation with its estimated maximum power, calculated as the maximum power value that the park can reach during an hour of simulation. Then, the second wind farm will do the same, and so on successively until reaching the set point determined at each instant by the system regulator.

Figure 2 shows the performance of the first wind farm when applying the procedure during the simulation hour.

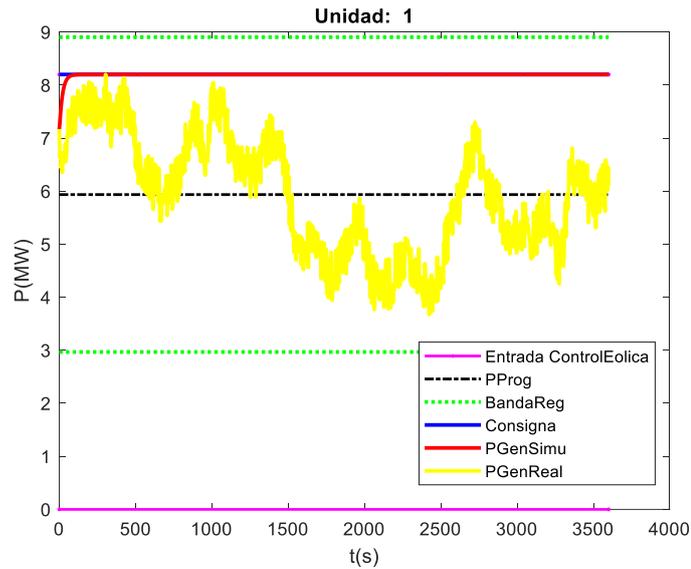


Figure 2. Generated power and limits of wind farm 1 during the simulated hour with the assignment algorithm of Case 1.

If the red lines (estimated maximum power for wind control) and yellow lines (real windmill generation) are compared, it can be seen that in reality the wind farm will not be able to supply the established maximum power value, because many times the generated power will be much lower.

In addition, once enough wind farms have been filled in to supply the demanded power, the last parks will remain idle.

### Case 2

In this second case, the input parameters are changed so that the model more closely resembles the real performance of a wind farm in regulation: The estimated maximum power will be obtained as the average between the maximum and the minimum power values that a mill can supply throughout the simulated hour. In addition, the programmed power is reduced to half the value it had before, and limits are established in the park model so that it cannot supply a power greater than the real power.

In what refers to the distribution of the slogan between the parks there are also changes. In this case, the estimated minimum power is first established (which will be 5 or 1 MW depending on whether this value is higher or lower than the estimated maximum power) for all the mills in the regulation area, and then one by one is filled with its generated power value until reaching the requested setpoint. As a consequence, stopping the wind farms and the inertia that would be involved in putting them into operation when they are required to be regulated is avoided.

Figure 3 shows the performance of mill 5 when applying the improved algorithm for this second case.

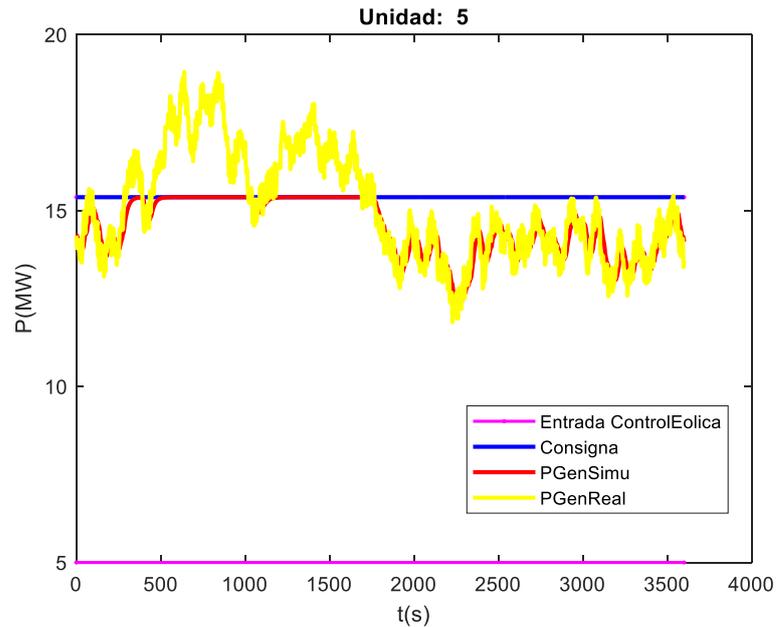


Figure 3. Generated power and limits of wind farm 5 during the simulated hour with the assignment algorithm of Case 2.

This time it can be seen how the park will not generate values higher than the yellow line, which is the value of the real generated power during the simulated hour. In addition, its minimum power is 5 MW, so even if it does not participate in regulation, it will never stop completely.

Despite the good performance of the algorithm, figure 4 shows how there is still a margin between the demanded setpoint and the actual generated power. This mismatch is due to the fact that the set point is often higher than the power value that the wind farm itself can generate.

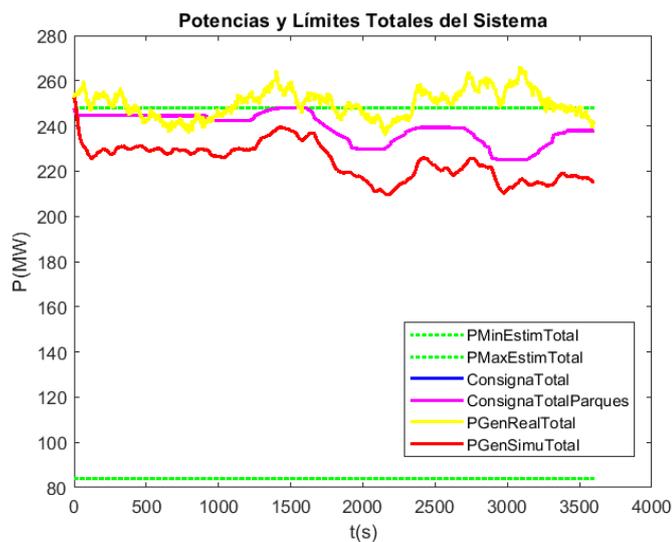


Figure 4. Total power generated by the wind farm, total established setpoint and power limits in Case 2.

### Case 3

To make the power generated from the simulation as close as possible to the set point, a power reallocation is established in the algorithm. If any park fails to provide the required slogan, it is searched among the remaining parks if any could provide the difference. As long as it does not exceed its maximum estimated power.

This reassignment method makes the difference between the power generated by the set of mills more closely follow the total setpoint established by the system. An example of this can be seen in Figure 5.

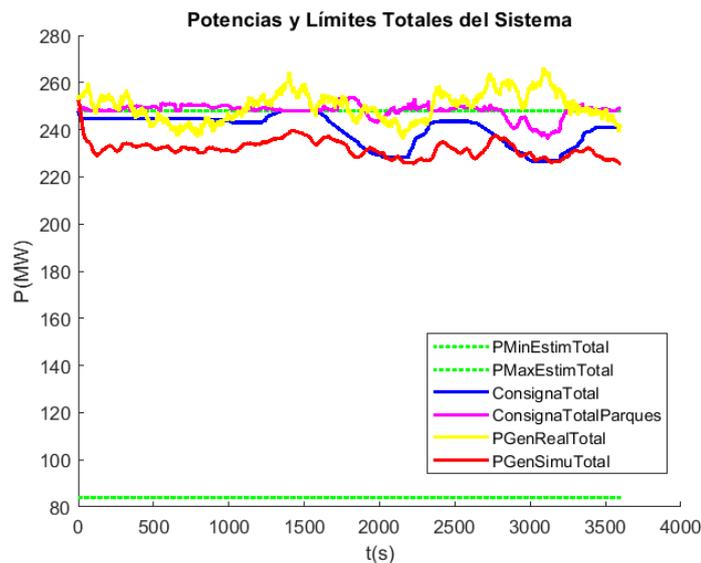


Figure 5. Total power generated by the mills, total established setpoint and power limits in Case 3.

### Case 4

In this last case, permission to exceed the estimated maximum power is introduced to the algorithm of the previous case for the wind farms that reallocate their generated power to cover the differences between the set point and the generation of other wind farms.

In this way, the difference between the total set point and the power generated by the wind farms is achieved even more, as shown in Figure 6. On the other hand, strong changes are also seen in the set point of the generators, with the consequence that many of the parks not being able to change their power values in such a short time.

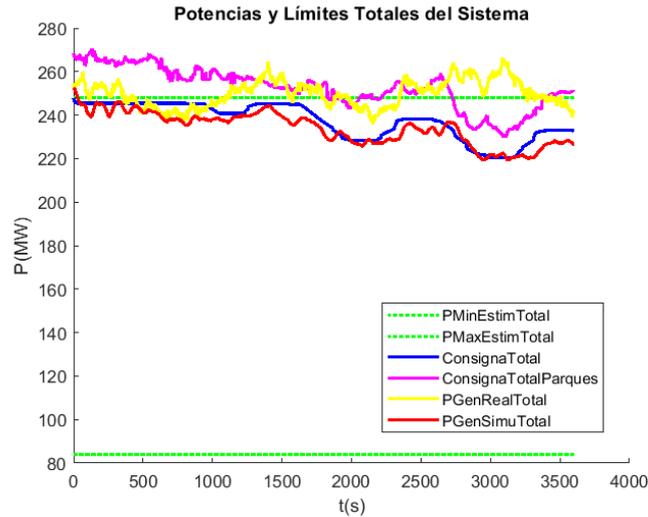


Figure 6. Total power generated by the mills, total established setpoint and power limits in Case 4

## 5. Conclusions

The development of this work has made it possible to see the feasibility of incorporating wind energy in the secondary regulation in a higher percentage through the individual assignment of the setpoint to the wind farms that make up the considered regulation area.

**Case 3** is chosen as the most efficient allocation algorithm, since the power generated by the wind farms is really faithful to the systems determined setpoint, in addition to not requesting abrupt setpoints reallocations from the wind turbines.

For future work, it is proposed to study the possible incorporation of batteries in the system, which are an energy storage technology that is still under development and whose investment costs are currently quite high, but it is certain that in the future it will be implemented in a necessary way to the improvement of the yield of the production of the different renewable energies, among them, the wind energy.

## 6. References

- [1] Jia, Y. & Sun, C. "Distributed MPC with application to AGC of power system with wind-photovoltaic hybrid generation", , 2017 36th Chinese Control Conference (CCC), 2017, , pp. 4676
- [2] Patel, R., Li, C., Meegahapola, L., McGrath, B. & Yu, X. 2019, "Enhancing Optimal Automatic Generation Control in a Multi-Area Power System With Diverse Energy Resources", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 5, pp. 3465-3475
- [3] C. Monteiro, R. Bessa, V. Miranda, A. Botterud, J. Wang, and G. Conzelmann. 2009. Wind Power Forecasting: State-of-the-Art 2009. Tech. rep. ANL/DIS-10-1. Argonne National Laboratory.

## *Índice de la memoria*

<b>Capítulo 1. Introducción.....</b>	<b>5</b>
1.1 Motivación del proyecto .....	7
<b>Capítulo 2. Descripción de las Tecnologías.....</b>	<b>9</b>
<b>Capítulo 3. Estado de la Cuestión .....</b>	<b>12</b>
<b>Capítulo 4. Definición del Trabajo.....</b>	<b>16</b>
4.1 Objetivos .....	16
4.2 Metodología .....	16
4.3 Planificación y Estimación Económica .....	17
<b>Capítulo 5. Sistema Desarrollado.....</b>	<b>18</b>
5.1 Análisis del Sistema.....	18
5.1.1 Regulador de Zona AGC.....	18
5.1.2 Modelo de simulación .....	19
5.1.3 Datos de Entrada .....	20
5.1.4 Unidades del Sistema.....	22
5.1.5 Datos de Salida.....	23
5.2 Diseño de la banda de regulación.....	24
5.3 Error de control de zona (ace) .....	24
<b>Capítulo 6. Análisis de Resultados .....</b>	<b>26</b>
6.1 Caso base ideal .....	26
6.1.1 Ajuste de la banda de regulación.....	27
6.2 Caso 1 .....	31
6.2.1 Algoritmo cálculo de consigna parques 1 .....	32
6.3 Caso 2 .....	36
6.3.1 Modificación de entradas.....	37
6.3.2 Algoritmo cálculo de consigna parques 2.....	38
6.4 Caso 3 .....	41
6.5 Caso 4 .....	44
6.6 Elección del mejor algoritmo para el reparto eólico.....	46

<i>Capítulo 7. Conclusiones y Trabajos Futuros.....</i>	<i>50</i>
<i>Capítulo 8. Bibliografía.....</i>	<i>52</i>
<i>ANEXO I. Objetivos desarrollo sostenible .....</i>	<i>53</i>

## *Índice de figuras*

Figura 1. Distribución porcentual de la energía eléctrica en España durante el año 2021 por tipo de tecnología. Fuente www.ree.es .....	8
Figura 2. Actuación Regulación Secundaria. Fuente www.cogenspain.org. ....	10
Figura 3. Diagrama sobre el funcionamiento simplificado de un regulador de zona en regulación secundaria .....	19
Figura 4. Modelo de simulación empleado en el trabajo. ....	20
Figura 5. Variación de la potencia generada del parque 1 a lo largo de las 24 horas del día. Potencia máxima del parque 1.....	22
Figura 6. Diagrama de bloques de los parques eólicos presentes en el regulador de zona. .	23
Figura 7. Funcionamiento de los 20 parques que constituyen el regulador de zona a lo largo de una hora. Todos participan en la regulación para una potencia programada de 25 MW y un factor de participación del 5%. ....	28
Figura 8. Detalle del funcionamiento de la zona de regulación durante 1 hora en el Caso Base Ideal.....	29
Figura 9. Detalle de la evaluación del funcionamiento de la zona de regulación durante 1 hora en el Caso Base Ideal. ....	30
Figura 10. Potencias y Límites totales de las unidades eólicas al participar en regulación .	34
Figura 11. Desempeño en la regulación secundaria del parque 17 durante la hora de simulación. Caso 1 .....	35
Figura 12. Desempeño en la regulación secundaria y valores de potencia generada real del parque eólico 17 durante la hora de simulación. Caso 1.....	36
Figura 13. Potencia generada y consigna del parque eólico 5 tras la hora de simulación con el algoritmo de asignación del Caso 2. ....	39
Figura 14. Potencia generada y consigna del parque 20 durante la hora de simulación con el algoritmo de asignación del Caso 2. ....	40
Figura 15. Potencia generada, consigna y límites totales del conjunto eólico. Caso 2.....	40
Figura 16. Potencia generada y consigna del parque 17 durante la hora de simulación utilizando el algoritmo del Caso 3. ....	42

---

Figura 17. Potencia generada, consigna y límites totales de la eólica. Caso 3.....	43
Figura 18. Desempeño de los 20 parques en la regulación. Caso 3.....	44
Figura 19. Potencia generada y consigna del parque eólico 15 durante la hora de simulación utilizando el algoritmo del Caso 4. ....	45
Figura 20. Potencia generada, consigna y límites totales de la eólica. Caso 4.....	45
Figura 21. Desempeño de los 20 parques en la regulación. Caso 4.....	46
Figura 22. Índices comparativos para cada caso de estudio.....	48

## **Capítulo 1. INTRODUCCIÓN**

En los últimos años la energía eólica ha ido ganando importancia dentro del sistema eléctrico debido a ser una forma de generación eléctrica renovable y, por lo tanto, no contaminante, además de por ser utilizada como sustitución de las tecnologías de generación convencionales, como son las centrales de carbón o las centrales de ciclo combinado.

Así como ventajas, también se necesita tener en cuenta la difícil predicción del viento que caracteriza a este tipo de energía, variable fundamental de este proyecto, que ocasiona errores en la estimación de los márgenes de generación de potencia para cada tramo horario del día. Es necesario llevar a cabo una buena predicción del comportamiento del viento para evitar que sus fluctuaciones se trasladen al sistema eléctrico y en consecuencia se den caídas en el suministro de potencia.

Este trabajo busca la posibilidad de utilizar la energía eólica para participar en la regulación secundaria del sistema eléctrico español. Esto se hará mediante el desarrollo y adaptación de un algoritmo AGC para su integración como parte de los denominados servicios complementarios, tradicionalmente desempeñados por las centrales hidroeléctricas, de ciclo combinado o de carbón (aunque estas últimas sean más lentas), debido a su respuesta rápida ante variaciones de la demanda.

AGC son las siglas de Automatic Generation Control, y es como se conoce al sistema de regulación secundaria, cuya función principal en el sistema eléctrico peninsular español es reestablecer la frecuencia nominal del sistema eléctrico y la potencia intercambiada con Francia y Portugal. Posee un controlador integral aplicado al desvío de frecuencia, con error en régimen permanente nulo. En el sistema eléctrico español, este control secundario se realiza a nivel de las denominadas zonas de regulación, constituidas por un grupo de generadores. Tradicionalmente se han utilizado para el AGC centrales convencionales como las centrales de ciclo combinado o las hidroeléctricas. El funcionamiento es que las centrales reciben diferentes consignas de potencia del regulador de zona o AGC y modifican la

potencia a generar en función de este. En el caso de este trabajo se elegirán la mitad de los generadores como centrales de producción tradicionales (carbón, ciclo combinado o hidráulicas) y la otra mitad estará formada únicamente por parques eólicos.

El control secundario o AGC no sólo restablece la frecuencia al valor nominal, sino que además tiene una acción secundaria, mantener la potencia de intercambio entre las áreas en el valor programado; adicionalmente consigue liberar la variación de potencia realizada por la regulación primaria. El sistema eléctrico español está interconectado con el sistema eléctrico portugués (ambos forman lo que se denomina el sistema eléctrico ibérico), con el norte de África (a través de Marruecos), y con el sistema eléctrico centroeuropeo, a través de la frontera con Francia [1].

En este proyecto se partirá de un simulador de zona creado por el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), de la Universidad Pontificia Comillas ICAI. Este simulador se ha desarrollado en los programas Matlab y Simulink. Como datos de entrada para el desarrollo del proyecto se utilizarán valores reales de generación de diferentes parques eólicos situados en la geografía española, prestando especial atención a sus valores máximos y mínimos. A partir de estos valores se estimará la posible banda a subir y a bajar que tendrán cada uno de los diferentes parques considerados. Con esta estimación se establecerá la banda de regulación de cada parque eólico y se implementará un regulador que envíe las consignas a los diferentes parques. Se implementarán diferentes opciones para el regulador y se establecerán índices de comportamiento (kpi) que permitan determinar cuál de las opciones de control es la más adecuada.

Es preciso mencionar que en España la regulación secundaria es un servicio remunerado y voluntario en el que se debe cumplir con las exigencias de tiempo del operador del sistema, y en caso de que esto no se realice correctamente, se incurre en penalizaciones económicas, por lo que resulta fundamental ajustar la generación de cada parque según las predicciones, para tener un porcentaje de fallo mínimo.

Teóricamente, si un parque eólico no llega a suministrar la banda de regulación determinada por el Operador del Sistema se tendría una penalización del 150% del valor de la banda (lo

que constituiría un 50% de pérdida neta). Por otro lado, si dicho parque suministrara mayor potencia de la establecida por su banda de regulación siguiendo las consignas del operador del sistema, se retribuiría a un 150% de su precio marginal de regulación secundaria.

Son muchos los beneficios que se obtendrían al usar un 50% de generación eólica en el sistema eléctrico español, no sólo por la descarbonización de este al usar menos centrales tradicionales altamente contaminantes, sino también por su rentabilidad, derivada de que permite incrementar la confianza del inversor y tiene visibilidad a largo plazo al ser una energía inagotable.

## ***1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO***

Las energías renovables han supuesto un avance tecnológico muy importante en la historia de la generación de la energía eléctrica. Por ello, son grandes los desafíos que suponen la integración de un porcentaje cada vez mayor de estas fuentes en el sistema. De momento sigue regulando la energía convencional en mayor porcentaje que la renovable, pero, si sigue aumentando la renovable, en algún momento tendrá que regular. Es necesario estar preparados para este momento.

La siguiente Figura 1 muestra el mix de generación español del año 2021 en donde se aprecia cómo la energía eólica forma el 23.3% del total, llegando a superar al porcentaje de energía nuclear, que forma el 20.8%. Con este porcentaje de la generación de energía eólica y junto con el resto de renovables, España llega a alcanzar el 47.6% de producción eléctrica renovable. Valor que se espera que aumente exponencialmente en los próximos años.

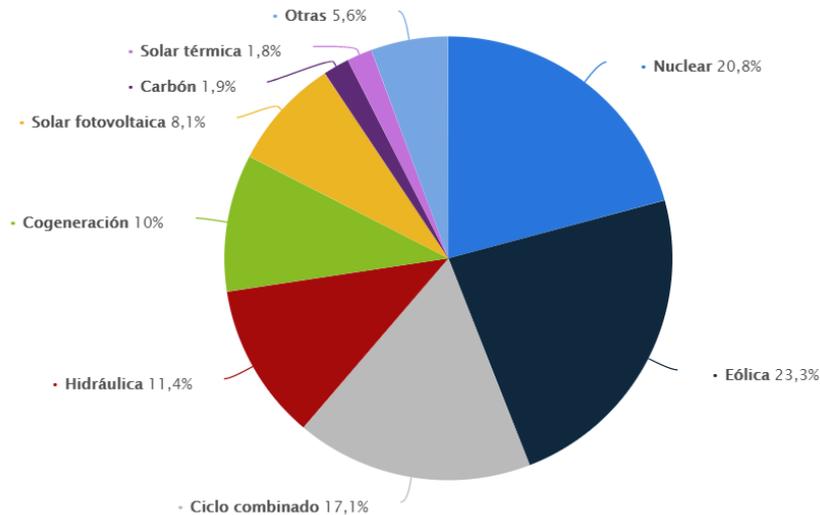


Figura 1. Distribución porcentual de la energía eléctrica en España durante el año 2021 por tipo de tecnología. Fuente [www.ree.es](http://www.ree.es)

En este proyecto se implementará un algoritmo AGC, para incluir la generación eólica en la ya mencionada regulación secundaria. Este sistema es el actor que distribuye el error de control de área (Area Control error, ACE), además de coordinar la generación de aquellas plantas presentes en el sistema.

La tecnología disponible permite que la eólica siga bien la consigna de potencia. Sin embargo, el mayor reto radica en la generación de potencia variable de los parques eólicos debido a las variaciones en el viento, que provocan errores en la predicción de la potencia.

Con el desarrollo del algoritmo se busca obtener un control más preciso de la potencia generada por los parques eólicos, que sea capaz de reaccionar ante las posibles variaciones de la potencia generada de las turbinas eólicas al mismo tiempo que se utiliza toda la generación disponible. Se evaluará si los resultados satisfacen estas intenciones y se elegirá el algoritmo o método más eficiente para ello.

## Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

Para comprender el desarrollo de este trabajo y los criterios empleados es fundamental entender el funcionamiento de la regulación secundaria en España y aquellos aspectos derivados de ella.

La operación del sistema eléctrico en la regulación de frecuencia-potencia posee tres lazos de regulación relacionados entre sí; **la regulación primaria**, el más rápido de los tres, produce el desvío de la frecuencia al corregir los desequilibrios que se dan entre la generación y la demanda, **la regulación secundaria**, corrige el desvío de frecuencia del lazo anterior restableciendo el valor de frecuencia al nominal (50 Hz en España) y también la potencia de intercambio en la interconexión entre países, y **la regulación terciaria**, lazo más lento que recupera las reservas de potencia que han sido empleadas en la regulación secundaria.

La regulación secundaria, o AGC (Automatic Generation Control) tiene como objeto mantener el equilibrio entre la generación y la demanda corrigiendo de forma automática los desvíos de frecuencia del sistema eléctrico. Su tiempo de actuación puede abarcar desde los 20 segundos hasta los 15 minutos. Es un servicio complementario remunerado en España mediante mecanismos de mercado que se basan en dos conceptos, disponibilidad y utilización neta. Esto significa que la regulación secundaria actuará en función de la banda de regulación de los diferentes generadores y la energía que cada uno de ellos puedan dar.

RCP (Regulación Compartida Peninsular) es el nombre con el que se denomina a la regulación secundaria en España. Opera cada 4 segundos y se implementa en forma de un sistema jerárquico, donde se encuentra un operador central (Red Eléctrica de España, REE) que es quien calcula el desvío de la potencia de intercambio para que después la regulación secundaria lo reestablezca al valor inicial. Además, REE asigna las diferentes consignas para cubrir la demanda por zonas, en donde se encuentran los generadores, que poseen su propio regulador. A este regulador se le exige una consigna determinada o requisito de regulación

(CRR) para que así calcule el Error de Control de Área o ACE, que es la diferencia entre la generación eléctrica programada y la real dentro de un área de control, teniendo en cuenta el desvío de frecuencia.

En los parques eólicos se tiene también un regulador que recibe la consigna del regulador de zona y establece la potencia que suministrará cada turbina eólica de dicho parque. El objetivo de este proyecto es el cálculo, dentro de una zona de regulación, de la consigna que se enviará a cada uno de los parques eólicos que participen en la regulación secundaria, de forma que entre todos los parques cumplan la consigna total establecida por el regulador de zona.

Además, es conveniente señalar que el no cumplimiento de la banda de regulación requerida para cada zona puede tener como consecuencia penalizaciones económicas.

En la siguiente figura 2 se ilustra de forma sencilla la actuación de la regulación secundaria, cómo ante una consigna determinada, en este ejemplo 1000 MW, el Operador del Sistema Red Eléctrica de España distribuye la potencia que generará cada zona de regulación.

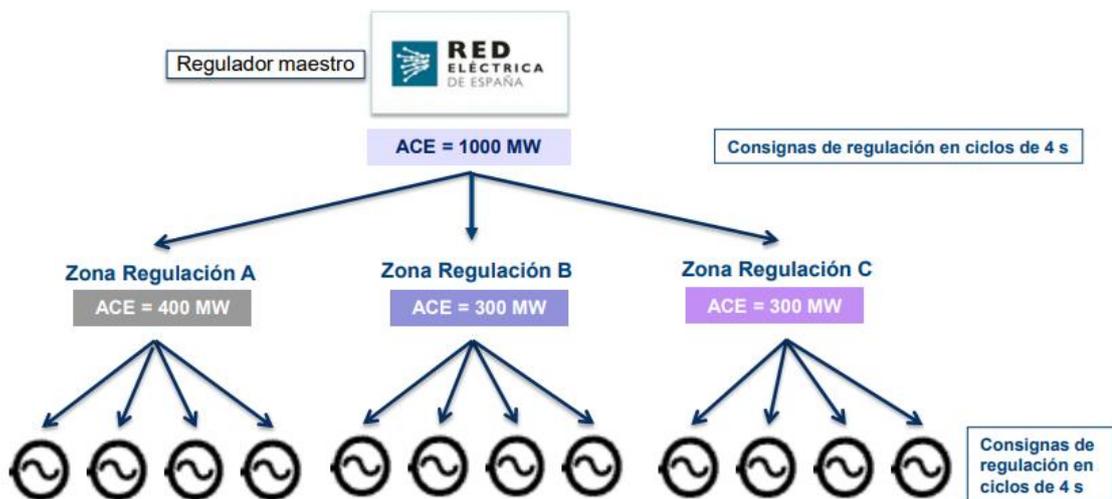


Figura 2. Actuación Regulación Secundaria. Fuente [www.cogenspain.org](http://www.cogenspain.org).

Por último, el programa utilizado para desarrollar este proyecto ha sido Matlab; plataforma de programación y cálculo numérico cuyos usos comunes son el análisis de datos, desarrollo de algoritmos y creación de modelos. Dentro de este programa se ha usado la herramienta

Simulink, que permite modelizar dinámicamente diagramas de bloques, donde se ha desarrollado un simulador de zona real.

## **Capítulo 3. ESTADO DE LA CUESTIÓN**

La principal dificultad de la integración de la energía eólica en los servicios complementarios, y en particular en los servicios de frecuencia-potenciaes es el conocimiento de la potencia máxima que podrá generar un parque eólico en un momento determinado, además del aumento de los requerimientos del sistema de regulación y de los costes que conllevan. Desde que se descubrieron las energías renovables son muchas las investigaciones que se han desarrollado en este campo para optimizar la generación de potencia, una revisión de todos los artículos y documentos científicos utilizados hasta el momento se incluye a continuación.

[2] trata sobre la modificación de un control PI para el almacenamiento rápido de la energía eólica con la ayuda de un sistema de control predictivo moderno basado en una nueva previsión de producción renovable a corto plazo. Con estas predicciones, el autor afirma que se produce una mejora del 30% sobre la inclusión directa del recurso de almacenamiento en AGC como recurso convencional, además de una reacción más rápida por parte del sistema ante las perturbaciones.

En otros como en [3] se utilizan Algoritmos Genéticos para ajustar los parámetros de un control PID, además de un sistema de almacenamiento energético por volante de inercia (Flywheel energy storage systems, FEE). El modelo desarrollado de AGC mantendría la frecuencia del sistema a un valor similar al nominal con unas fluctuaciones mínimas.

También se encuentran artículos que optan por una solución híbrida eólica-solar como en [4], en el que coordinan ambas tecnologías con un control predictivo por modelo. Presenta dicho modelo distribuido de AGC combinando centrales térmicas, hidráulicas y parques eólicos con un enfoque basado en programación cuadrática.

Otro claro ejemplo de coordinación entre tecnologías de generación convencionales y renovables es [5], en donde combinan AGC con Despacho Económico (ED) para mantener

la rentabilidad al incluir en un gran porcentaje las energías renovables en el mix de generación. Se desarrolla en base a definir un modelo de área de control agregado, suponiendo que la respuesta dinámica está dominada por una única fuente de energía. Este puesto lo suele desempeñar un generador de turbina de vapor. Como todas las fuentes de energía no pueden agregarse en un único generador se desarrolla un algoritmo para la obtención de los parámetros de cada turbina a fin de sumar las salidas de todos los generadores para que coincida con la salida objetivo del modelo de área de control. En el presente trabajo, sin embargo, se busca estudiar cada parque eólico por separado, de forma que su generación sea lo más eficiente posible de manera individual, con la consecuencia, a su vez, de mejorar el desempeño grupal de todos los parques que pertenezcan a la zona de regulación.

En [6] se utiliza un algoritmo AGC con fuentes de energía renovable diversificadas (RES) integrando tanto la energía solar como la eólica junto con la asociación de un sistema de recalentamiento térmico. Con la integración de varias formas de generación en un sistema híbrido se obtiene un desempeño de la regulación más fiable. Para ello, se utiliza un controlador Proporcional Integral Derivativo (PID) y un controlador PID de orden fraccional (FOPID) cuyas ganancias se optimizarán por un algoritmo firefly (FA). Este segundo controlador muestra rendimientos mejores que el tradicional, incluso realizando variaciones en el viento y la radiación solar.

En cuanto a las técnicas de predicción de generación eólica, en [7] se desarrollan distintos métodos que se agrupan en función del tiempo entre predicciones a muy corto plazo (de 4 a 9 horas), predicciones a corto plazo (entre 36 y 48 horas), y predicciones a largo plazo (de 2 a 7 días). Resulta interesante para este proyecto uno de los métodos que propone el autor, en el que se predice la producción eólica en un momento determinado para después considerarla igual en otros modelos, como si fuera una referencia constante. En este trabajo se partirá de los datos de potencia generada durante un día en cada uno de los parques que se van a considerar, formando un total de 20 unidades. De esta forma permitirá establecer una banda de regulación a subir y a bajar en función de dicha potencia generada, discriminando por tramos de 1 hora.

Para amortiguar la oscilación de frecuencia del sistema de potencia se han realizado múltiples estudios como [8], en donde se investiga la aplicación de un AGC de orden fraccional empleando la generación de energía distribuida. En este caso se utilizan diversos sistemas de generación; turbinas eólicas, energía fotovoltaica, motores diésel y electrolizadores acuáticos, además de sistemas de almacenamiento energético como baterías. El controlador se colocaría en una ubicación remota. Además, las variables de dicho controlador se ajustan utilizando técnicas de optimización robustas con optimización de enjambre de partículas (*swarm optimization*) y se comparan con las soluciones óptimas correspondientes.

Para integrar la generación eólica en un mayor porcentaje dentro del mix energético español es necesario garantizar un suministro de la energía eléctrica ininterrumpido, lo cual es una de las principales problemáticas cuando tratamos con el viento como variable de entrada. En [9] se presenta un control automático de generación con múltiples fuentes renovables combinadas con motores diésel mediante un controlador modificado en cascada. Además, para optimizar los parámetros del controlador se añade un algoritmo basado en optimización-diferencial.

También es preciso comentar que existen infinidad de estudios y artículos económicos acerca de las diferentes estrategias que se pueden realizar para las ofertas de reserva secundaria en parques eólicos. Sin embargo, al ser puramente económicos, sólo plantean optimizar la oferta de generación de dichos parques, tomando como variables los precios del mercado eléctrico. En ellos se desarrollan algoritmos de optimización estocásticos con la finalidad de hallar el balance entre la oferta de generación y la banda de regulación. Las conclusiones de estos estudios no suelen mostrar un aumento en los beneficios realmente significativo. Además, este trabajo se enfocará en la parte técnica de la regulación de los parques eólicos, no en la viabilidad económica de la regulación de los mismos, estudio que podría completarse en trabajos futuros.

Finalmente, se decide plantear un caso híbrido eólica-generación tradicional como ya se planteaba en artículos como en [4], que aparte de tener generación eólica también incluía

energía solar. En este trabajo no se tendrá en cuenta otra energía renovable que no sea eólica. Se considerará un 50% de energía eólica y un 50% de energía proveniente de centrales convencionales como térmicas, hidráulicas y de ciclo combinado.

En los siguientes casos de estudio de este proyecto se tomarán como límites los valores ya estimados de potencia máxima y mínima para cada parque eólico. De esta forma la banda a subir de cada parque tendrá como límite máximo su potencia máxima estimada, y como límite mínimo su potencia mínima estimada. Además, en casos prácticos posteriores, se establece una banda a subir igual a la banda a bajar, calculadas ambas como la mitad de la potencia programada en el intervalo de tiempo seleccionado (normalmente una hora).

Por último, se considerarán varios casos variando el porcentaje que suministra cada parque eólico, comprobando que se cumplen los márgenes de regulación establecidos y la demanda requerida. Además, se estudiará el margen entre la consigna establecida por el regulador del sistema y la potencia generada por los paques durante la simulación dependiendo del caso práctico considerado con el fin de encontrar la manera óptima de regulación para el cumplimiento de la consigna.

## Capítulo 4. DEFINICIÓN DEL TRABAJO

### 4.1 OBJETIVOS

- I. Revisión en artículos científicos del **estado del arte** de los diferentes métodos y algoritmos para la regulación secundaria, profundizando en aquellos relacionados con la energía eólica. Se prestará especial atención a los problemas encontrados y las soluciones planteadas.
- II. **Desarrollo del algoritmo AGC** que se utilizará para mejorar la participación de generación de energía eólica en la regulación secundaria.
- III. **Simulaciones** utilizando los datos de generación de diferentes parques eólicos situados en la geografía española.
- IV. **Análisis técnico** de los resultados obtenidos a partir de las simulaciones, fundamentalmente de la calidad de la regulación obtenida.
- V. **Conclusiones**, sobre la capacidad de la generación eólica para participar en la regulación secundaria y el mejor algoritmo para integrarla con el resto de tecnologías.

### 4.2 METODOLOGÍA

Para empezar, se realizará una revisión bibliográfica de diversos artículos científicos relacionados con la regulación secundaria, las energías renovables, en concreto la energía eólica y el mix energético español, entre otros, para obtener amplios conocimientos del tema y poder profundizar en aquellos apartados que mayor relación tengan con el proyecto. Durante esta revisión se prestará especial atención a los problemas que aparecen en los diversos artículos y las soluciones propuestas para ellos. Antes de empezar con el desarrollo del trabajo se preparará un documento inicial “Anexo B” con las bases principales y procedimientos del proyecto.

A continuación, se procederá al desarrollo del modelo de simulación en Matlab+Simulink adaptando un algoritmo de AGC, previamente desarrollado en parte por el Instituto de Investigación Tecnológico (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas, para la integración de la generación eólica de parques eólicos en España utilizando la regulación secundaria. Se simularán distintos intervalos de generación de potencia utilizando datos reales y se establecerán distintos métodos de asignación de la consigna para la participación en regulación secundaria para cada uno de los parques eólicos presentes en el regulador de zona.

Los resultados de las simulaciones, se analizarán para mejorar el diseño del algoritmo y, finalmente, se extraerán las conclusiones del proyecto, que supondrán la última parte de este.

Por último, se redactará la memoria del trabajo final de grado y se presentará para su evaluación.

### ***4.3 PLANIFICACIÓN Y ESTIMACIÓN ECONÓMICA***

Las diferentes fases del trabajo han sido las siguientes:

- Estado de la Cuestión: Hasta el 20 de febrero.
- Desarrollo del modelo y diseño del algoritmo: Hasta el 20 de junio.
- Simulaciones y obtención de resultados: Hasta el 18 de agosto.
- Redacción de la memoria: Durante los meses de junio, julio y agosto.

La estimación económica de este proyecto se ha calculado en base al precio de las herramientas utilizadas en su desarrollo (Matlab y paquete Office) y el número de horas empleado:

Las horas constituyen los 6 créditos de la asignatura Trabajo Fin de Grado, lo que forma un total de 180 horas. En base a los datos de la Asociación de Ingenieros de ICAI un ingeniero de esta escuela recién graduado tiene un salario medio que corresponde a 15 euros/hora.

En cuanto a licencias, la licencia anual de Matlab tiene un precio de 800 euros al año. La licencia del paquete Office se tomará como gratuita, ya que es proporcionada por la universidad.

Con todo lo anterior, el coste estimado de este proyecto es **3500 euros**.

## **Capítulo 5. SISTEMA DESARROLLADO**

Se parte del regulador de zona desarrollado por el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas ICAI, compuesto por un regulador de zona AGC, unidades de generación eólicas y convencionales, e implementado en el programa Matlab+Simulink.

### **5.1 ANÁLISIS DEL SISTEMA**

El sistema está constituido por un modelo de regulador de zona AGC real. Este modelo está formado por una señal CRR que se toma como variable de entrada, y cuya función es determinar la consigna de cada una de las unidades que forman el sistema. En nuestro caso, queremos que se asigne un 50% a la generación convencional y el 50% restante, a la generación eólica, formada por 20 parques eólicos.

En los siguientes apartados se explica el sistema con mayor profundidad; el funcionamiento del AGC, las variables de entrada y salida consideradas y los diferentes bloques que forman el regulador de zona, con la función que desempeñan dentro de este.

#### **5.1.1 REGULADOR DE ZONA AGC**

El regulador de zona, o AGC, tiene como función principal asignar la potencia de forma que se corrija el error de zona, o ACE, entre las unidades de generación que conformen el sistema. Para ello, utiliza como variables los límites técnicos de los generadores, que especifican la potencia máxima que pueden generar, la velocidad de respuesta antes variaciones de potencia, la consiga que viene dada por Red Eléctrica de España y el desvío de la frecuencia en el sistema.

El regulador de zona o AGC que se utiliza en este trabajo ha sido desarrollado por el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas, y simula la actuación real de las zonas de regulación españolas.

Para corregir el error de zona, el AGC debe seguir un procedimiento adecuado, cumpliendo las exigencias del operador del sistema eléctrico, que proporciona el dato de la demanda requerida, mientras minimiza el porcentaje de incumplimientos. Para ello, habiendo calculado previamente la variación de potencia total necesaria, debe determinar los porcentajes de generación de la potencia requerida entre las diferentes unidades del sistema, incluyendo criterios técnicos y económicos en el proceso [9]. Un esquema simplificado de este procedimiento se ilustra en la Figura 3.

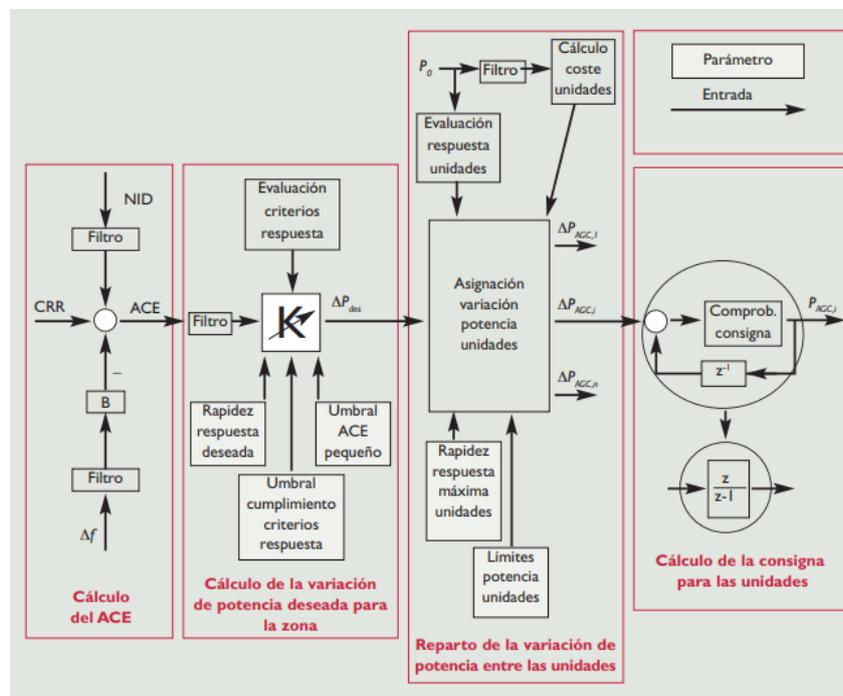


Figura 3. Diagrama sobre el funcionamiento simplificado de un regulador de zona en regulación secundaria.

La dificultad de este proyecto reside en la relación entre el AGC y las unidades eólicas, ya que no existe ningún parámetro específico para esta generación, ni cuenta con la estimación del viento.

### 5.1.2 MODELO DE SIMULACIÓN

El modelo de simulación completo que se utiliza en el proyecto es el que se muestra en la figura 4.

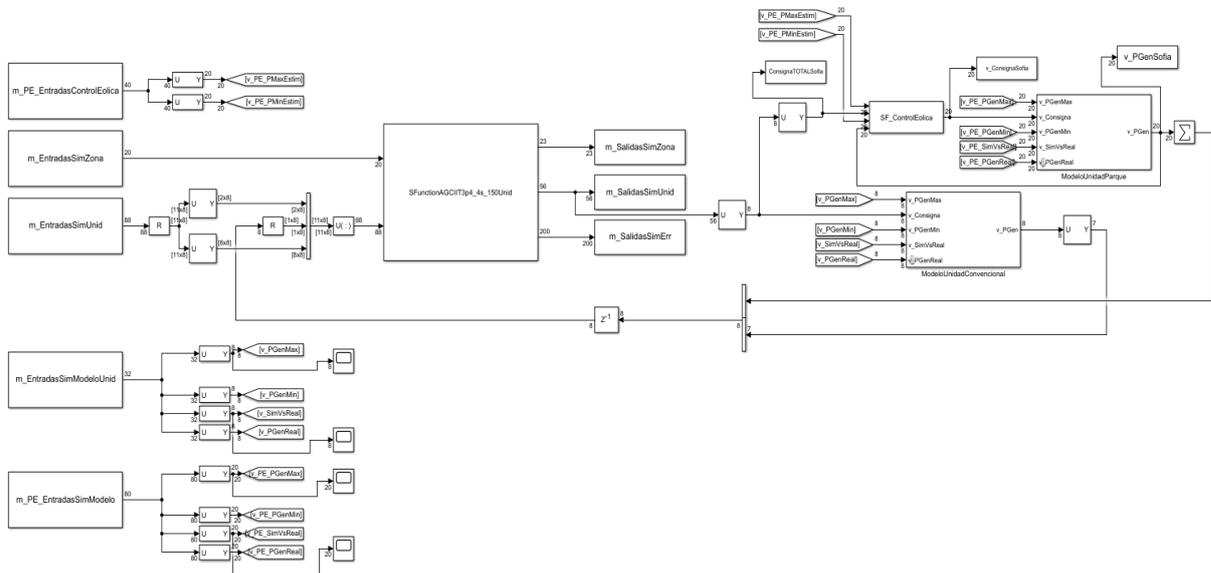


Figura 4. Modelo de simulación empleado en el trabajo.

Concretamente, este proyecto se centrará en el bloque **SF\_ControlEólica**, en donde, a partir de las potencias máximas y mínimas estimadas, la consigna derivada del control AGC del regulador de zona y la potencia generada por las unidades eólicas en el instante de simulación anterior, se establece la asignación de potencia de los parques eólicos.

### 5.1.3 DATOS DE ENTRADA

Como variables de entrada se han usado los datos proporcionados por el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas, ICAI, que definen la simulación real de un regulador de zona en España. Se encuentran los siguientes datos de entrada:

- I. **Parámetros de funcionamiento de las unidades convencionales de generación:** Límites técnicos de potencia generada, *offset*, banda muerta y rampas de subida y de bajada.
- II. **Parámetros de funcionamiento de las unidades eólicas:** Valores de potencia programada, generada y límites de generación por tramos de una hora para un total de 24 horas.

- III. **Datos reales de simulación de las unidades convencionales** a lo largo de las 24 horas de un día: Potencias programada, generada, estado de la regulación de las unidades, límites de potencia máxima generada y potencia medida.
- IV. **Datos fundamentales de la regulación de zona:** Consigna de potencia demandada (CRR), desvío de la frecuencia del sistema al simular, constante de *bias* para calcular el ACE o error de control de área.

#### ***5.1.3.1 Ajuste Variables de Entrada***

Con las simulaciones se obtiene información sobre el desempeño de la zona de regulación y de las unidades eólicas que participan en ella. Como se parte de casos teóricos e ideales, es fundamental ajustar las variables de entrada del sistema una vez se han llevado a cabo las simulaciones de los distintos casos de estudio.

En el primer Caso Base Ideal se utilizan valores teóricos de generación constantes, para después, en el Caso 1, utilizar los datos de generación real producida por cada uno de los parques a lo largo de las 24 horas de un día. Estos datos se introducirán como entradas en el regulador de zona de Simulink para adaptar el algoritmo de participación eólica. A continuación, se muestra la potencia generada y la potencia máxima de uno de los parques considerados en el proyecto, el número 1. A simple vista se aprecia cómo la generación es menor (no supera los 15 MW) hasta las 15:00 horas de la tarde donde presenta el pico más bajo de generación. A partir de ese momento, la generación aumenta considerablemente llegando a alcanzar los 27 MW de potencia entorno a las 18:00 horas de la tarde.

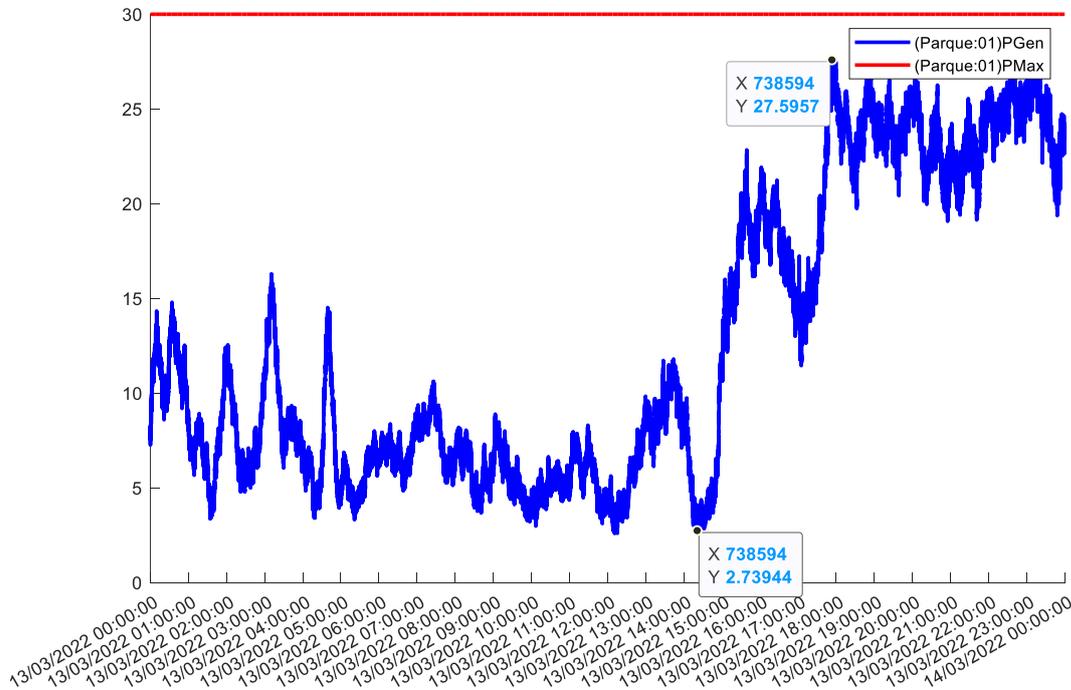


Figura 5. Variación de la potencia generada del parque 1 a lo largo de las 24 horas del día.

Potencia máxima del parque 1.

El ajuste posterior de las variables de entrada se hará de forma que se recoja la potencia máxima real generada por cada turbina, una vez hecha la simulación, y se introducirá como variable de entrada en el bloque de Control de la Eólica para poder recalculer las bandas y los límites de generación de cada uno de los parques que constituyen el regulador de zona.

### 5.1.4 UNIDADES DEL SISTEMA

El sistema está compuesto por un 50% de generación convencional, formado por unidades hidráulicas, térmicas y de ciclo combinado, y otro 50% de generación eólica, formada por un total de 20 parques eólicos. Se espera que cada parte (convencional o eólica) proporcione la mitad de la consigna demandada en cada instante.

#### 5.1.4.1 Unidades Convencionales

Constituyen el 50% de la generación demandada, las unidades convencionales están representadas por un modelo muy parecido al de las unidades eólicas, variando los límites

de la consigna y rampa previamente mencionados e incluyendo una planta lineal apropiada para este tipo de regulación.

#### 5.1.4.2 Unidades Eólicas

En este proyecto se consideran 20 parques eólicos, partiendo de los valores conocidos de potencia generada y máxima a lo largo de las 24 horas de un día.

El esquema de las unidades eólicas se muestra en la Figura 5.

Inicialmente un bloque regula la banda muerta; un filtro que permite mantener la potencia entregada constante ante pequeñas variaciones en la consigna. A continuación, un bloque establece los límites de generación máximos y mínimos del generador, previos a los límites de rampa de subida y de bajada. Posteriormente, el bloque planta lineal modela la respuesta dinámica del grupo generador y, por último, se incluyen retrasos derivados de la orientación de las turbinas eólicas y un *offset* que ilustra la diferencia entre la potencia medida después de la simulación y la consigna previamente establecida. Puede tomar un valor positivo o negativo.

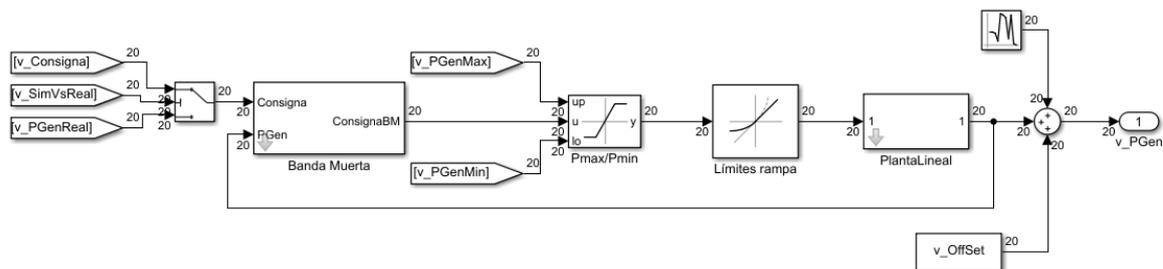


Figura 6. Diagrama de bloques de los parques eólicos presentes en el regulador de zona.

#### 5.1.5 DATOS DE SALIDA

Como resultados de la simulación del modelo se obtienen las potencias generadas después de la simulación para cada uno de los 20 parques eólicos. Una vez obtenidas, se introducirán como dato en el bloque del Control de la parte eólica para que se calcule el % de incumplimiento de la eólica en función de la banda de regulación establecida para cada turbina, el criterio empleado para asignar el % de generación (determinado en función de

cada uno de los casos planteados) y el margen que se obtenga entre la consigna determinada y la potencia generada al terminar la simulación.

## **5.2 DISEÑO DE LA BANDA DE REGULACIÓN**

Para el diseño de la banda de regulación se comienza estableciendo como banda a subir el límite de potencia máxima estimada (40 MW) y, como banda a bajar, el límite de potencia mínima estimada (10 MW).

Según [10], el programa se reducirá a la mitad cuando la unidad eólica comienza a regular para dejar margen para subir el valor de la potencia si fuera necesario. Posteriormente, define la banda a subir como la diferencia entre el programa en curso y la predicción original, es decir, 0.5 veces su valor. Se tomará este procedimiento en el presente trabajo.

Por lo tanto, la banda secundaria eólica a subir será igual a la banda secundaria eólica a bajar y, ambas, serán la mitad de la potencia programada para cada hora como se indica en la Ecuación 1.

$$Ec. 1 \quad BSec_{SUB} = BSec_{BAJ} = \frac{1}{2} \cdot P_{PROG}$$

## **5.3 ERROR DE CONTROL DE ZONA (ACE)**

El ACE o *Area Control Error* se define de la siguiente forma:

$$Ec. 2. \quad ACE = \frac{NID}{G} - 10 \cdot B \cdot \Delta f + CRR$$

Las variables de la ecuación son:

- NID: Desvío de la potencia generada de la zona con respecto a su programa
- G: Factor de atenuación. En España se considera  $G = 5$ .
- B: Constante de *bias* de la zona.

- $\Delta f$ : Error de frecuencia en el sistema. Es la diferencia entre la frecuencia real y la nominal.
- CRR: Consigna de demanda establecida por el regulador del sistema.

El cálculo del ACE se realiza en cada simulación para comprobar el desvío de potencia y frecuencia con respecto a la consigna dada y así poder estudiar posteriormente el porcentaje de incumplimientos.

## **Capítulo 6. ANÁLISIS DE RESULTADOS**

A continuación, se presentan los cinco casos considerados en el presente trabajo; un caso base ideal del que se partirá inicialmente para comprobar que el regulador de zona funciona correctamente mediante parámetros ideales estimados y, posteriormente, cuatro casos de estudio más avanzados en los que se desarrolla el algoritmo de asignación de consigna a cada uno de los parques eólicos, además de modificaciones posteriores para mejorar el rendimiento del mismo.

Todos los casos incluyen una explicación previa de las variables elegidas más importantes o factores determinantes, junto con gráficas explicativas de los resultados obtenidos en la simulación, errores encontrados y posibles justificaciones o mejoras.

### **6.1 CASO BASE IDEAL**

Se ha definido 40 MW como límite superior estimado y 10 MW como límite inferior estimado para cada uno de los 20 parques. Los límites técnicos serán de 50 MW como máximo y 0 MW como mínimo.

Se establece una potencia de 500 MW que debe ser suministrada por el conjunto de parques eólicos. En este primer estudio los valores son teóricos y constantes, lo que se busca es analizar el desempeño de los parques antes una situación idealmente perfecta, para después hacer las correspondientes modificaciones y mejorar su rendimiento.

Además, el bloque del control de la eólica, encargado de calcular la consigna de cada parque eólico en la regulación, establece un 5% para todos y cada uno de los 20 parques que forman el regulador de zona, considerando que todos participan en la regulación secundaria. Con este porcentaje de participación, cada parque debe suministrar 25 MW a la regulación secundaria de la zona.

### **6.1.1 AJUSTE DE LA BANDA DE REGULACIÓN**

Para hacer el modelo más realista se edita la banda de regulación según lo establecido en el apartado 5.2. Diseño de la Banda de Regulación, en donde se toma el trabajo [10] como referencia.

La Banda a Subir y Bajar serán calculadas como la mitad de la potencia programada. En este primer caso base ideal la potencia programada es 25 MW para cada uno de los parques eólicos. Con esto se obtiene una banda a subir igual a una banda a bajar de 12.5 MW. Se recuerda que las bandas están determinadas por tramos de tiempo de una hora, tiempo de simulación que se ha establecido en Matlab+Simulink para el estudio del comportamiento de las unidades del sistema, de los límites de generación, de la consigna que establece el control de la eólica y de la potencia generada, además de las bandas de regulación.

Una vez aplicadas las bandas de regulación a las unidades eólicas se procede a simular el desempeño de los parques eólicos cuando los 20 participan en regulación secundaria con un factor de participación del 5%, o lo que es lo mismo, cuando cada uno de los 20 parques deben aportar 25 MW a la regulación secundaria de la zona de estudio.

En la figura 7 se representan los resultados para uno de los parques, en donde los límites técnicos y bandas están dibujados en verde con puntos, la potencia programada en negro, la consigna en azul y, por último, la potencia generada real de la turbina en rojo. Todos los parques siguen la misma consigna y generan la misma potencia, por lo que sólo se incluye la imagen del primero de los parques como representación del conjunto.

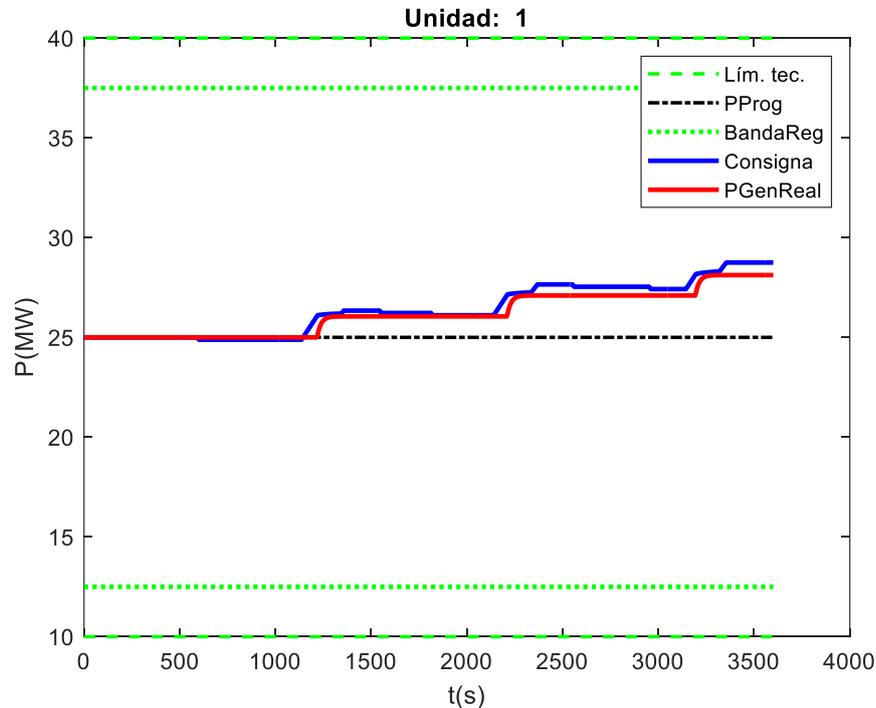


Figura 7. Funcionamiento de los 20 parques que constituyen el regulador de zona a lo largo de una hora. Todos participan en la regulación para una potencia programada de 25 MW y un factor de participación del 5%.

Aunque este caso sea el más sencillo, se aprecia cómo la potencia generada por los parques sigue de manera fiel a la consigna y no supera en ningún caso la banda de regulación ni los límites técnicos establecidos.

Una vez se hayan cargado los datos iniciales del sistema, lo primero que se ha de comprobar al hacer las simulaciones, separar las salidas de las matrices y dibujar los resultados, es que se obtengan 0 ciclos con errores durante la ejecución. Esto determina que el regulador ha llevado a cabo el ajuste de potencia de una forma correcta. En este primer caso ideal se comprueba que no hay errores en ningún ciclo.

En la Figura 8 se ilustran tres variables relacionadas con la potencia generada total por el sistema a lo largo de una hora, o lo que es lo mismo, 3600 segundos:

- **PGC**: Es la potencia total generada por las unidades que están regulando en la zona simulada.
- **PGCD**: Esta variable indica la potencia que tendría que ser generada por la zona para eliminar el error de control de área (ACE) que se dio en la simulación anterior.
- **SUM1**: Error filtrado de la simulación. Es proporcional al valor del error filtrado de la simulación actual más el valor de la simulación anterior.

La potencia total generada por las unidades que están regulando la zona simulada o PGC alcanza los 3493 MW en su pico más alto, superior a la PGCD del mismo instante, unos 13 MW más pequeña (3480 MW). No sucede lo mismo en el instante 2320 s, en donde la PGCD supera a la PGC en 2 MW. Además, se considera curioso comentar que en el instante 1000 s las variables PGC y PGCD se igualan en un valor de 3432 MW, caso ideal para la regulación secundaria.

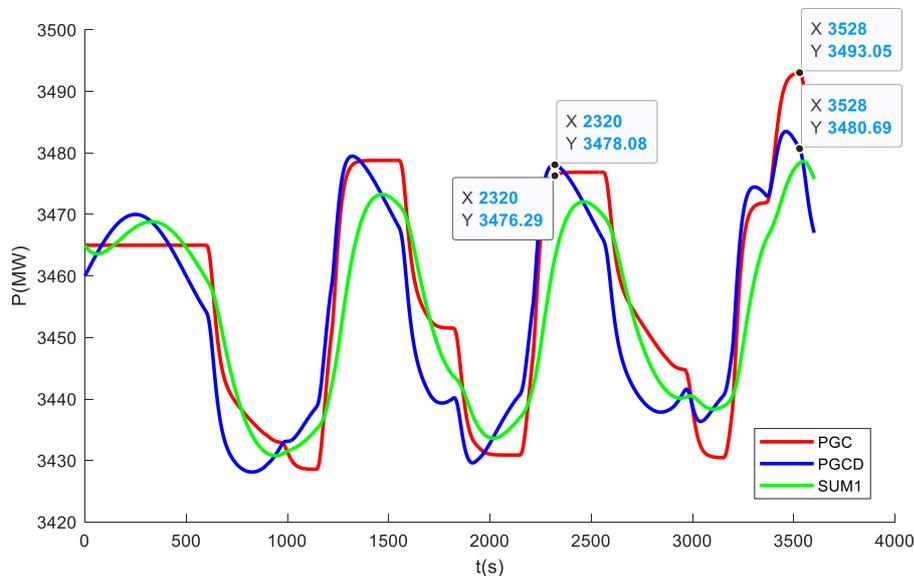


Figura 8. Detalle del funcionamiento de la zona de regulación durante 1 hora en el Caso Base Ideal.

Como ya se comentó anteriormente, la variable **AT** es el límite de la variable **SUM**, abarca un 7% de la banda de regulación asignada para una hora y su valor mínimo es 5 MW. En las simulaciones se comprueba que no se supera este intervalo a través de gráficas como la que

se muestra en la figura 9. Se comprueba que para el caso ideal inicial no se supera el límite establecido para dichas variables, por lo tanto, la zona simulada no está en emergencia.

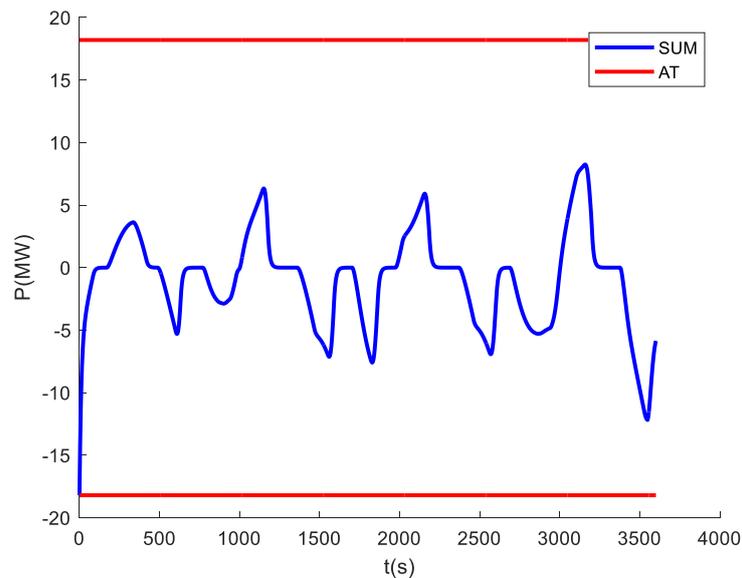


Figura 9. Detalle de la evaluación del funcionamiento de la zona de regulación durante 1 hora en el Caso Base Ideal.

Este caso base tiene como principal función establecer unas condiciones de funcionamiento ideal de las plantas para que después se puedan comparar con dichas condiciones los resultados reales de los casos prácticos que se desarrollan a continuación.

## **6.2 CASO 1**

Se recuerda que el método tradicional de generación eólica es suministrar el 100% de la potencia posible según el viento disponible en el parque para cada período de tiempo (en este caso, en tramos de una hora para compararlo con los tramos de la banda de regulación establecidos).

Desgraciadamente saber con exactitud la potencia que va a ser capaz de generar el parque con anterioridad no es posible, ya que es muy difícil conocer como variable de entrada la potencia máxima que suministrará el generador para cada tramo horario, puesto que está directamente relacionada con la intensidad del viento. De hecho, este dato de potencia generada se introducirá como variable en el bloque de Control Eólica una vez hecha la simulación para poder ajustar el % de incumplimientos y cambiar los % de generación de los parques para que se obtenga el punto de generación óptimo.

Como ya se mencionó anteriormente, en este Caso 1 se incorporan los datos de generación reales de los 20 parques, que fluctúan a lo largo de las 24 horas de un día. Se introducirán en el regulador de zona como entradas las potencias generadas por cada una de estas turbinas a lo largo de una hora, seleccionada previamente por el usuario.

La parte novedosa de este caso práctico reside en el desarrollo del algoritmo que calcula y asigna el porcentaje de generación de los parques eólicos para su participación en la regulación secundaria de forma individual y a través del bloque de control de la eólica, encargado, en el caso anterior, de asignar un 5% de participación a cada planta. En este caso este porcentaje variará en función de la consigna requerida, de forma que no todos los parques participarán en la regulación.

### **6.2.1 ALGORITMO CÁLCULO DE CONSIGNA PARQUES 1**

El siguiente paso en este trabajo es encontrar la forma óptima de repartir la consigna entre los diferentes parques eólicos para que se llegue a proporcionar la generación solicitada por el Operador del Sistema.

Anteriormente, el factor de participación se establecía de forma que todos los parques regularan y proporcionaran el 5% de la potencia que podían generar en dicho instante. Ahora, se establece un algoritmo en donde se comienza con el parque número 1 proporcionando a la red el 100% de su potencia disponible. Como no llega a generar el total de consigna establecida por el Operador del Sistema, se le sumará el 100% de la potencia disponible del parque número 2 y así sucesivamente hasta que se llegue al valor de potencia que debe cubrir la generación eólica.

Inicialmente en el bloque de control de eólica se discrimina en dos opciones en función de si la consigna total que se le requiere a los parques es mayor o menor que la suma de las potencias que se les puede asignar a estos. Si la consigna total fuese mayor, se le asignará a cada parque su potencia máxima, calculada como el valor máximo de generación estimado (esta estimación se ha obtenido de los datos reales de generación de cada parque eólico que se incluyeron en las entradas del regulador). Pero, si la consigna fuera menor que la potencia total que pueden proporcionar el conjunto de parques, el bloque control eólica llamará a la función de asignación que se ha desarrollado para este primer caso y que se explica a continuación.

Para implementar este procedimiento iterativo en los programas Matlab y Simulink se utiliza un bucle for con el mismo número de iteraciones que número de parques en la zona de regulación de estudio, en este caso 20 en total. Dentro de este, se crean dos vectores; uno que registra el número de parques que están regulando, y otro que asigna a cada uno de los parques la consigna especificada en el planteamiento, el máximo de potencia estimada para ese momento.

En cada una de las iteraciones el algoritmo comprueba que se cumpla la condición de que la potencia generada total de los parques eólicos sea inferior o igual a la consigna total, salida del bloque que calcula el AGC en el regulador de zona. Si se cumple, el algoritmo incluye un nuevo parque eólico en el grupo de los parques que participan en regulación secundaria. Una vez completada la iteración del algoritmo se obtienen las variables finales, entre las que se encuentra la potencia generada total por los parques que están regulando.

Los parques que no participen en la regulación secundaria se mantendrán parados, con una potencia de 0 MW.

Como ya se comentaba anteriormente este bucle se reproduce varias veces hasta completar la potencia requerida. Una vez en este punto, se obtienen los vectores con el número total de parques regulando para esa determinada hora y sus porcentajes de participación (en este caso del 100% ya que se considera que o aportan el 100% de la potencia que pueden generar o no regulan, salvo en el caso del último parque que regula, que tendrá un porcentaje de participación menor). Además, se muestran las consignas establecidas para cada parque en la hora seleccionada, bien sean 0 MW si no está regulando el parque, o la consigna determinada por el algoritmo que se ha desarrollado.

Una vez completado el proceso anterior se presentan gráficas de resultados en donde se muestra el desempeño de los distintos parques en regulación. En la figura 10 se muestran las variables totales del sistema obtenidas en esta primera definición del algoritmo.

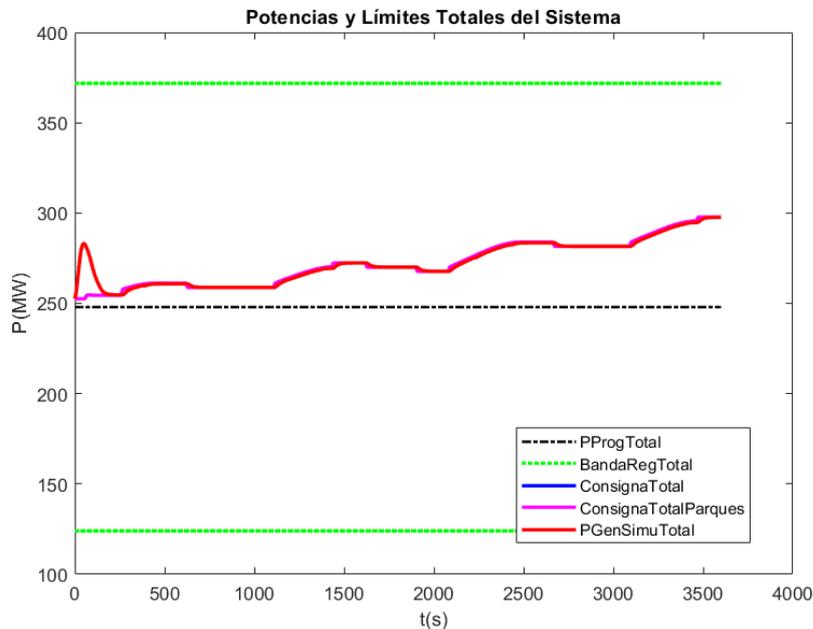


Figura 10. Potencias y Límites totales de las unidades eólicas al participar en regulación

A simple vista se observa cómo la potencia generada por los parques, en color rojo en la figura, es fiel a la consigna determinada por el algoritmo, que está representado por la línea magenta. Además, la potencia se mantiene dentro de las bandas de regulación establecidas a subir y a bajar. La consigna total es la consigna que entra como variable de entrada en el bloque de control de la eólica y la consigna total parques es la variable de salida del mismo bloque. Se obtiene que ambas son iguales, que era lo esperado, ya que se rellena la potencia de los parques eólicos hasta el valor de la consigna que se introduce como entrada.

A lo largo de la hora simulada el parque 1 participará en la regulación secundaria con el 100% de su potencia disponible, ya que es el primero que incluimos en la regulación secundaria.

Otros parques eólicos no suministrarán el máximo de su potencia durante la hora de simulación. Este es el caso del parque número 17, que no aporta a la regulación secundaria el máximo de su potencia durante toda la hora simulada. En la figura 11 se aprecia cómo en el inicio de la simulación proporciona valores inferiores, siempre siendo fiel a la consigna que le viene dada desde el algoritmo desarrollado.

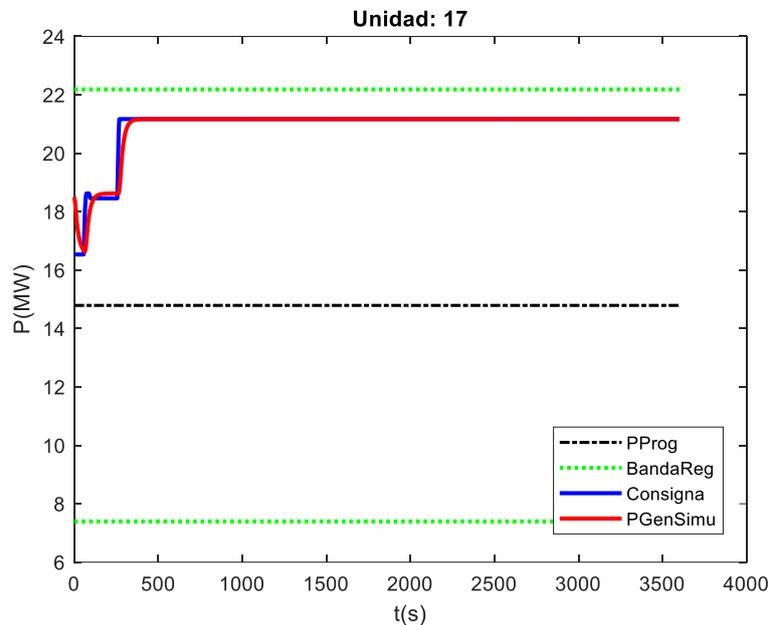


Figura 11. Desempeño en la regulación secundaria del parque 17 durante la hora de simulación. Caso 1

Para mejorar la capacidad de regulación de parque eólico sería necesario no tener que parar todos sus molinos, o, dicho de otra forma, no asignarles 0 MW de consigna en ningún momento. Es mucho mejor asignarles un valor de potencia bajo, entre 1 MW y 5 MW, para que los molinos no se paren por completo, y no haya que vencer cierta inercia al volver a querer ponerlo en funcionamiento en el siguiente instante si se necesita su participación en la regulación.

Además, se debe tener en cuenta en el modelo de parque eólico que, en general, la potencia máxima que el parque puede entregar no coincide con la potencia máxima estimada. Un ejemplo de ello se aprecia en la figura 12. Muchas veces la potencia generada que se obtiene de la simulación (en rojo) resulta ser un valor superior a la potencia generada real que puede suministrar el parque (en amarillo), siendo esto imposible en un caso real. Estos dos problemas se abordan en el siguiente caso 2.

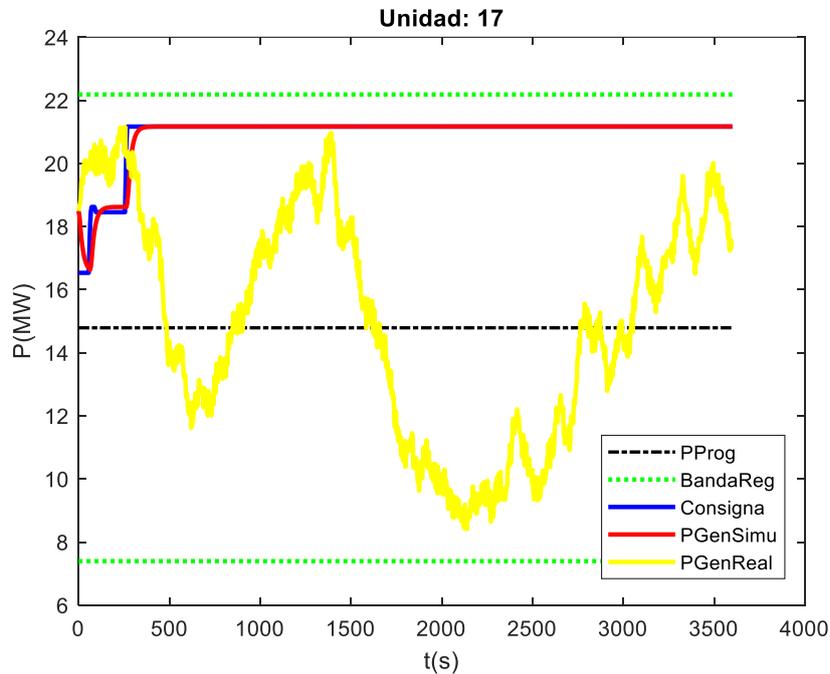


Figura 12. Desempeño en la regulación secundaria y valores de potencia generada real del parque eólico 17 durante la hora de simulación. Caso 1.

### 6.3 CASO 2

En este segundo caso práctico se desarrolla un nuevo algoritmo de reparto de la consigna de los parques eólicos pertenecientes a una zona de regulación en el sistema eléctrico peninsular español.

El punto de partida es la necesidad de asignar un valor no nulo de potencia a los parques cuando estos no participen en la regulación secundaria. De esta forma, se mejora la capacidad de regulación, dado que, si se pararan todos los molinos de un parque eólico, cuando a continuación se necesitara que dicho parque aumente su potencia generada su respuesta sería mucho más lenta, al deber arrancar los molinos. La respuesta es, sin embargo, más rápida si los molinos están ya en funcionamiento.

Para ello, se establecerán como variables de entrada en el bloque de control eólica las potencias mínimas estimadas necesarias, cuyo valor será 5 MW si su potencia máxima estimada es superior a este valor, o 1 MW si no fuera así.

Además, se deben editar los valores máximos y mínimos estimados por el sistema, además de las variables de entrada al modelo unidad de los parques eólicos, para que en la simulación los parques no generen una potencia que realmente no son capaces de suministrar.

### **6.3.1 MODIFICACIÓN DE ENTRADAS**

Como ya se comentaba anteriormente, se deben editar las variables de entrada del bloque de control de la eólica, además de las entradas del modelo unidad de los parques, para que la potencia generada de los parques después de la simulación no supere el valor de la potencia generada real.

Para ello, se establecerá:

- La potencia máxima estimada como el valor promedio de potencia generada real del parque.
- La potencia mínima estimada como 5 MW (o 1 MW si la potencia máxima estimada es menor de 5 MW).
- La potencia programada al valor medio entre la potencia mínima y la potencia máxima estimadas.
- La potencia máxima disponible en el modelo de parque eólico igual al dato de potencia real generada. De esta forma, cuando se realice la asignación de potencia de cada parque, por mucho que la consigna solicite el valor máximo de potencia estimada, el parque eólico siempre dará como mucho su valor de potencia generada real.

Con esta definición de potencia máxima estimada se busca evitar desajustes entre la potencia generada y la consigna, dado que, con el anterior valor, muchas veces se le pedía al parque un valor de potencia bastante superior al que este podía proporcionar. En gráficas posteriores se verá cómo la potencia máxima estimada aparece como la media de los valores de la

potencia real (y, por tanto, la potencia límite del modelo de parque), de forma que muchas veces cuando la potencia generada sea inferior al valor de potencia máxima estimada, el parque no tendrá suficiente potencia como para suministrar la consigna que se le exige. De la misma forma, otras veces sucederá lo contrario: la potencia máxima estimada será un valor inferior al de la potencia generada real del parque, y este tendrá cierto margen a subir.

Además, se editarán los límites establecidos en el modelo de unidad de los parques eólicos para que estos no sean capaces de suministrar en la simulación potencias mayores a su valor de potencia generada real.

### **6.3.2 ALGORITMO CÁLCULO DE CONSIGNA PARQUES 2**

Esta segunda función se plantea de manera diferente a la anterior. Inicialmente se le asigna a cada parque eólico su potencia mínima estimada, que, como ya se ha comentado antes, puede ser 5 MW o 1 MW, dependiendo de si su potencia máxima estimada es superior o inferior a 5 MW.

Una vez todos los parques estén proporcionando su potencia mínima estimada, la función desarrolla un bucle nuevo en el que se irá rellenando en orden parque a parque hasta el máximo de potencia estimada de cada uno según la consigna que falte por asignar, hasta que este valor sea nulo. Con este nuevo algoritmo ninguno de los parques llegará a pararse, si no que como mínimo suministrarán su potencia mínima asignada.

El resultado de ello es que los primeros parques proporcionarán el máximo de potencia permanentemente como se muestra en la figura 12, con la potencia generada del parque 5 durante la hora de simulación.

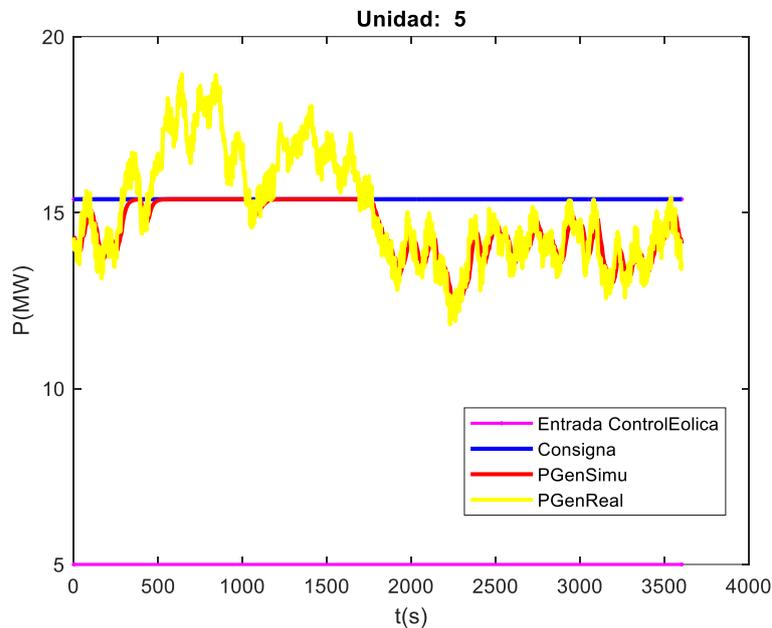


Figura 13. Potencia generada y consigna del parque eólico 5 tras la hora de simulación con el algoritmo de asignación del Caso 2.

Otros parques eólicos como el número 20, normalmente último parque que se rellena en la regulación y cuyo desempeño en la regulación se muestra en la figura 13, experimentarán oscilaciones en la potencia dependiendo del instante de simulación. Habrá momentos en los que proporcionen el máximo de su potencia, momentos en los que generen un valor intermedio entre el máximo y el mínimo (esto significaría que ha sido el último parque que se ha rellenado en la simulación de ese instante), o su valor mínimo (cuando no participan en regulación).

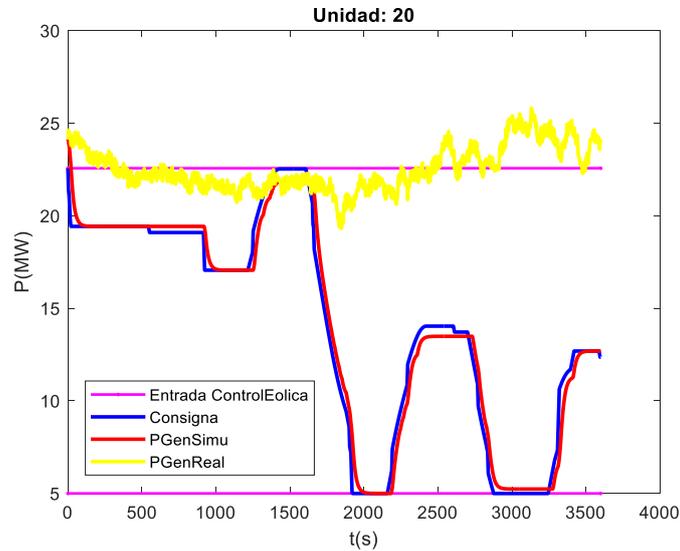


Figura 14. Potencia generada y consigna del parque 20 durante la hora de simulación con el algoritmo de asignación del Caso 2.

Por último, en la figura 14, se muestra el desempeño del conjunto de los veinte parques eólicos, incluyendo la suma de las potencias máximas estimadas, de las mínimas estimadas, de la consigna establecida para el conjunto de la eólica, y la potencia generada después de la simulación.

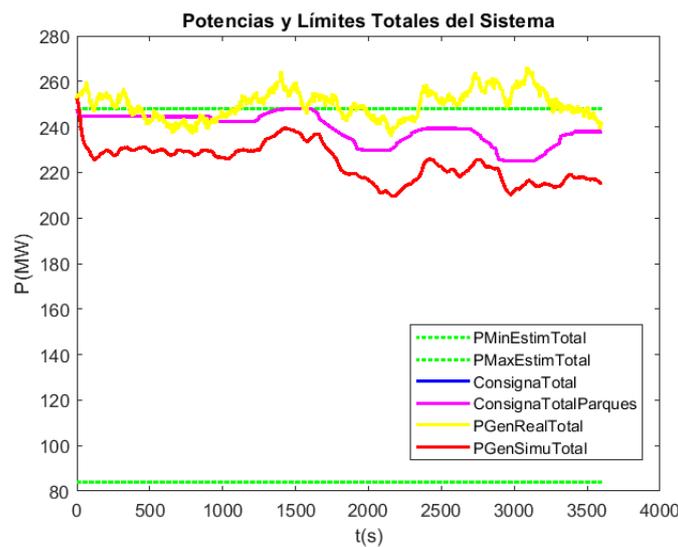


Figura 15. Potencia generada, consigna y límites totales del conjunto eólico. Caso 2.

A la vista de los resultados de la figura se ve cómo no se superan los límites ni máximo ni mínimo por parte de la consigna y potencia generadas del regulador de zona. Además, se observa cómo se tiene una diferencia significativa entre la consigna total que se les requiere al conjunto de parques y la potencia generada por los mismos durante la simulación. Como la potencia máxima disponible real de los parques, en amarillo, es siempre superior a la potencia generada durante la simulación, se debe adecuar el algoritmo de asignación para hacer que la curva de potencias generadas después de la simulación, en rojo, sea lo más parecida posible a la consigna establecida, en azul.

## **6.4 CASO 3**

En casos anteriores se aprecia cómo en determinados instantes de simulación la consigna establecida para un parque es mayor que la potencia máxima que se puede generar en el parque en dicho instante, lo que lleva a que el parque no sea capaz de suministrar el valor de potencia que se le requiere, con lo que en las gráficas de las variables totales del sistema se ve una diferencia entre la consigna y la potencia generada. Esto suele ocurrir con los primeros parques, generalmente del número 1 al 15, que siempre regulan con el mayor valor de potencia posible. No sucede lo mismo con los últimos parques, que muchas veces se les asigna un valor de consigna inferior a la potencia que podrían generar en ese momento.

De este hecho nace el planteamiento de este nuevo caso, en el que, si la potencia generada total de los parques en algún instante de la simulación no coincide con la consigna total que se les ha asignado, se procede a buscar los parques que estén suministrando una potencia inferior a la que podrían dar, si se quisiera. A estos parques se les aumenta la consigna, hasta su potencia máxima estimada (nunca superarán este límite), o hasta el valor de potencia que falte para poder igualar consigna total y generación total.

En la siguiente figura 15 se muestra el desempeño del parque número 17, que en instantes como en  $t = 1200$  s no suministrará la totalidad de su potencia disponible porque la consigna no puede superar el límite establecido, y en otros instantes, como en  $t = 2000$  s, no llegará a

suministrar la consigna que se le demanda, puesto que su potencia disponible no llega hasta tal valor.

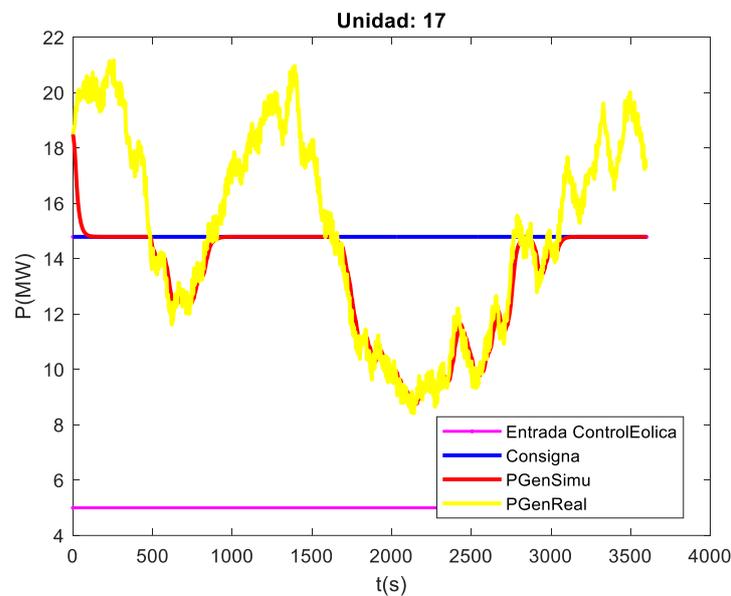


Figura 16. Potencia generada y consigna del parque 17 durante la hora de simulación utilizando el algoritmo del Caso 3.

Además, se incluye en la figura 16 con la representación de las variables totales de todos los parques. En esta figura se observa cómo ahora la potencia generada total es bastante más fiel a la consigna total que en el caso anterior, mientras que la consigna determinada por el sistema (en magenta) no supera el límite de potencia máxima estimada.

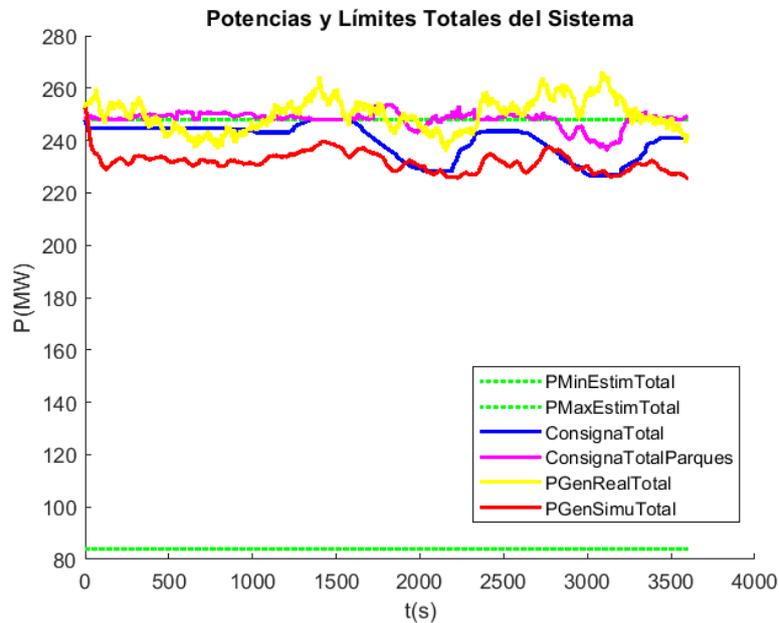


Figura 17. Potencia generada, consigna y límites totales de la eólica. Caso 3.

Por último, se incluye en la figura 17 una imagen general de los 20 parques que participan en el regulador de zona. A simple vista se aprecia cómo la consigna es bastante lineal en casi todos los parques, sólo en los dos últimos se puede ver cómo presenta mayores oscilaciones debidas a la reasignación de potencia (no se incluye leyenda ni ejes en la figura para facilitar la representación de todos los datos, pero nótese que son los mismos que los de la figura 17).

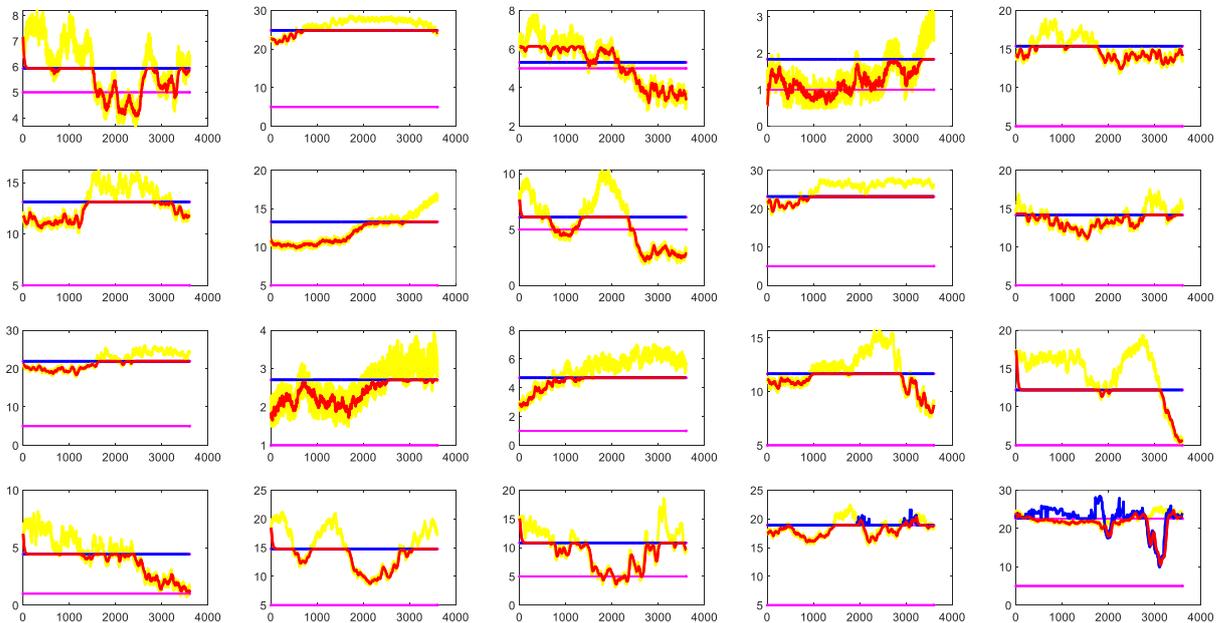


Figura 18. Desempeño de los 20 parques en la regulación. Caso 3.

## 6.5 CASO 4

A la vista de los resultados del caso anterior se propone una mejora adicional relacionada con la consigna calculada a las unidades. Hasta el momento, el valor de potencia máxima estimada se ha tenido en cuenta también como un valor límite de la consigna, de forma que el valor de consigna calculado no puede superar la potencia máxima estimada. Sin embargo, según se ha visto, en muchas ocasiones la potencia realmente disponible es mayor que la potencia máxima estimada.

En este último caso de estudio, se modifica el algoritmo para realizar la asignación sin el condicionante de que la consigna no pueda superar la potencia máxima estimada, estableciendo como límite la potencia generada del parque en el instante de simulación anterior (de esta forma se evita que la consigna se separe mucho de la potencia disponible real). Se obtienen entonces resultados como los que se muestran en la figura 18, donde en muchos tramos la consigna es claramente superior a la potencia máxima estimada (pero no supera el valor de potencia real disponible).

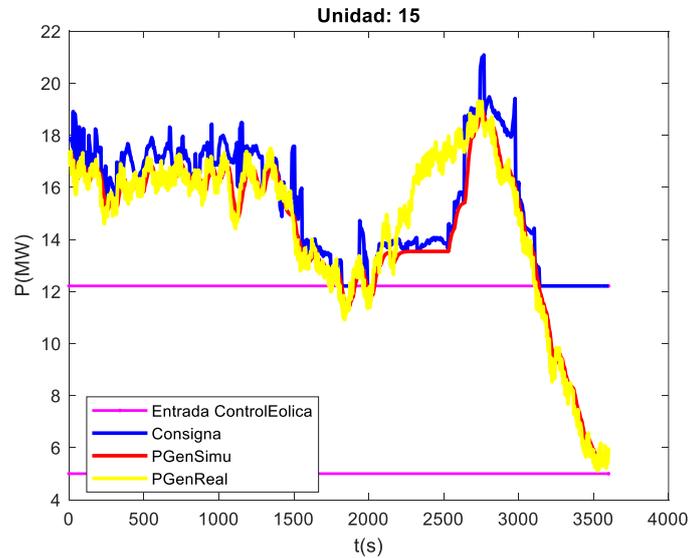


Figura 19. Potencia generada y consigna del parque eólico 15 durante la hora de simulación utilizando el algoritmo del Caso 4.

Además, en este caso se reduce la diferencia entre la consigna total de los parques eólicos y su potencia generada total, según se observa en la figura 19. De esta forma se consigue un regulador que logra seguir de forma más precisa la consigna de generación total recibida.

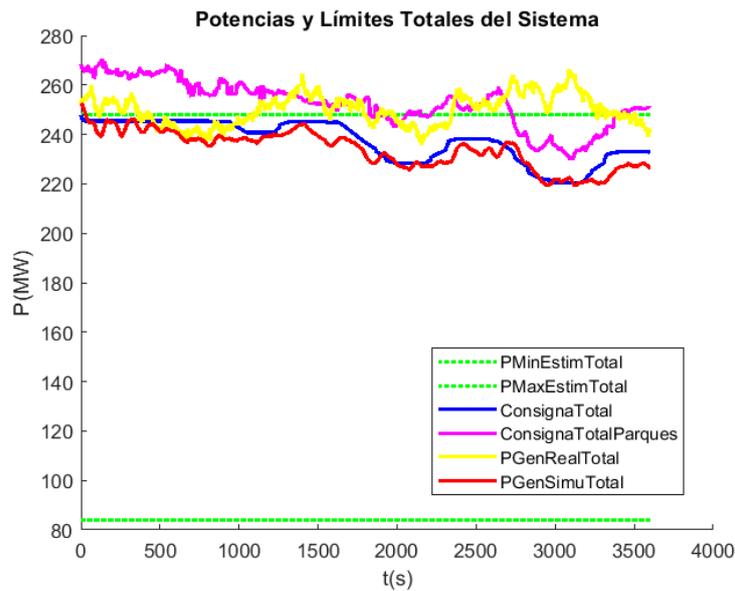


Figura 20. Potencia generada, consigna y límites totales de la eólica. Caso 4.

Al realizar la reasignación de potencia con la posibilidad de superar la potencia máxima estimada, la consigna de los parques eólicos presenta mayores oscilaciones. Un reflejo de ello se muestra en la figura 20, donde se muestra la generación de potencia de los 20 parques que pertenecen a la zona de regulación.

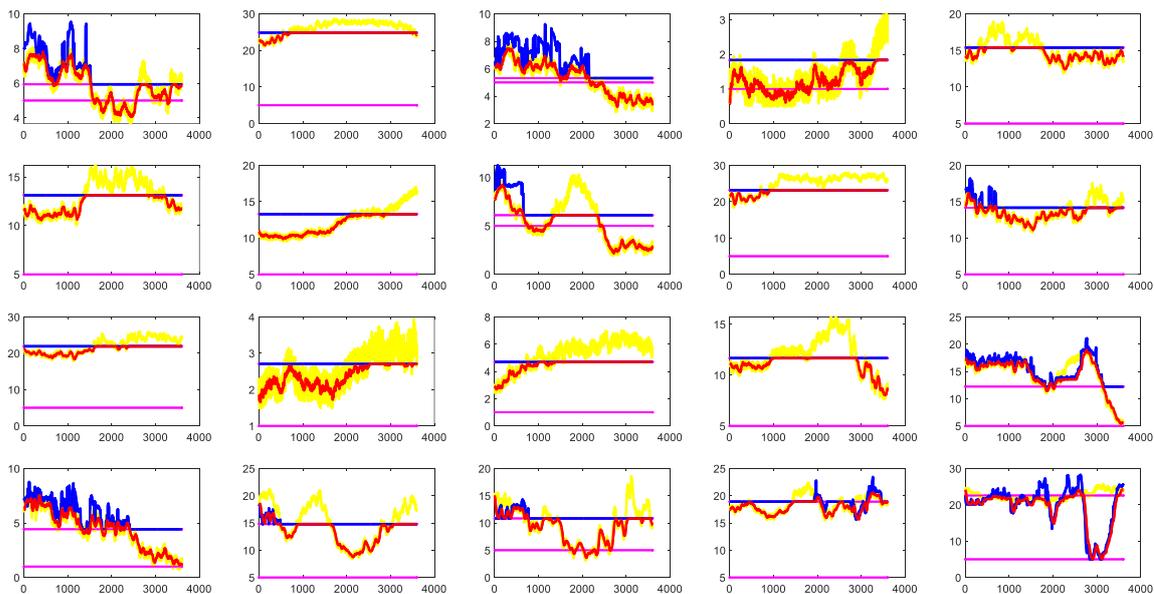


Figura 21. Desempeño de los 20 parques en la regulación. Caso 4.

## 6.6 ELECCIÓN DEL MEJOR ALGORITMO PARA EL REPARTO EÓLICO

Una vez desarrollados todos los casos considerados en el presente trabajo se procede a decidir cuál de ellos es el mejor en base a dos condicionantes:

- ¿Cómo de bien sigue la potencia total generada de los parques a la consigna establecida?
- ¿Cuántos cambios de consigna se piden de media en cada caso (en principio un mayor número de requerimientos de cambio de consigna puede dar lugar a un mayor desgaste de los aerogeneradores del parque)?

El principal objetivo del control diseñado es que la potencia generada por los parques sea lo más fiel posible a la consigna establecida por el regulador del sistema. Esto se mostraba en las gráficas de totales, donde en unos casos había más diferencia entre estas dos variables, que en otros.

Sin embargo, al desarrollar el último caso, el número 4, el aumento de los cambios en la consigna asociados a las reasignaciones puede provocar un aumento de las necesidades de mantenimiento de los aerogeneradores de los parques (en el caso de la generación convencional, por ejemplo, los cambios continuos en la consigna dan lugar a un mayor coste de mantenimiento al provocar un mayor desgaste de las plantas).

Para analizar con detenimiento estos dos factores y decidir el mejor algoritmo, se crean dos índices comparativos para cada caso de estudio considerado:

- 1. KPI1:** Este índice calcula el primer condicionante del proyecto, lo bien o mal que la potencia generada sigue a la consigna establecida. Se calcula como la media de los valores absolutos de la resta entre la potencia total generada y la consigna demandada para cada instante de simulación durante la hora considerada. Es decir, mide el desvío entre la consigna total y la potencia generada total de los parques.
- 2. KPI2:** En este caso se contabiliza la media de cambios en la consigna que se realizan durante la simulación asociados a las reasignaciones de potencia. Este índice es nulo para los dos primeros casos prácticos, puesto que no se realizan reasignaciones de potencia.

Con todo lo anterior, se muestra en la figura 21 la comparativa de los resultados obtenidos para los casos de estudio 2, 3 y 4. El caso 1 se obviará dado que el algoritmo que se desarrollaba en él todavía no consideraba los límites de la potencia generada real de los parques. Se muestran los índices definidos anteriormente para las horas de simulación de 8 a 9 de la mañana, de 12 a 13, de 18 a 19 y de 22 a 23.

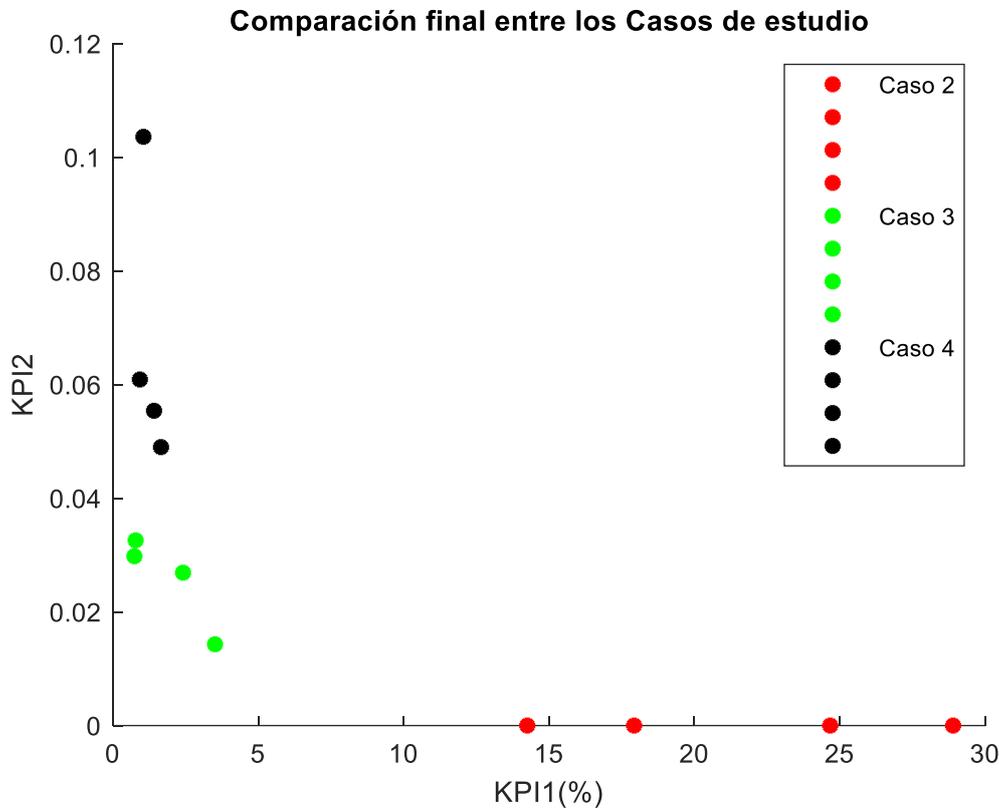


Figura 22. Índices comparativos para cada caso de estudio.

El comportamiento del sistema es mejor cuanto menores son los valores de los dos índices, por lo que la elección del mejor caso quedaría entre el número 3 y el 4, puesto que su índice KPI1 es inferior al resto. El caso 4 varía la consigna bastante más que el caso 3, pero ello le permite que su potencia generada sea más fiel a la consigna.

Este proyecto optará por el **Caso 3** como mejor algoritmo de asignación del porcentaje de participación de las unidades eólicas, puesto que en el funcionamiento de los molinos se prioriza evitar un gran número de cambios de consigna, que podría provocar un mayor desgaste en el mecanismo del sistema de generación.



## **Capítulo 7. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS**

Para incluir a la generación eólica en la regulación secundaria es preciso establecer un método de cálculo de la consigna individual de cada parque, puesto que dependiendo de las características del viento y de la potencia que pueda generar, podrá proporcionar una u otra generación.

Este trabajo ha desarrollado cuatro casos prácticos con diversos planteamientos de asignación de la consigna de los generadores, además se han incluido datos reales de generación de los mismos, a partir de los cuales se han establecido la potencia programada, las bandas de regulación y las potencias máximas y mínimas estimadas, necesarias para codificar el bloque de control de la eólica y definir el modelo de las unidades.

Con todo ello se ha conseguido que la generación eólica siga de manera fiel a la consigna establecida por el regulador del sistema, con una diferencia entre ambas de menos de 8 MW, principal objetivo de este proyecto. Además, se ha estudiado la influencia de los cambios de consigna en la generación de los molinos, la influencia de superar los límites de la potencia máxima estimada en la generación y la mejora en la respuesta al no parar los molinos y hacer que todos participen en regulación, como mínimo, con su potencia mínima estimada, normalmente establecida en 1 o 5 MW.

El caso práctico que se ha elegido como el más favorable ha sido el Caso 3, ya que la potencia total generada por los parques es bastante fiel a la consigna establecida por el regulador del sistema, y no realiza demasiadas reasignaciones de consigna, por lo que no solicita excesivos cambios de potencia a los parques que conforman la zona de regulación.

Con respecto a trabajos futuros que se podrían dar como continuación de este proyecto, podría ser beneficioso estudiar la posible incorporación de baterías en el sistema para almacenar energía y aportarla en momentos que los parques no puedan suministrar el total de la consigna demandada. Esta tecnología, a pesar de estar todavía desarrollándose para su

mayor implantación en el sistema, tiene muchos beneficios a largo plazo y podría desempeñar un papel fundamental en los próximos años para la inclusión de la energía eólica en la regulación secundaria con un mayor porcentaje de participación.

## Capítulo 8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] C. Monteiro, R. Bessa, V. Miranda, A. Botterud, J. Wang, and G. Conzelmann. 2009. Wind Power Forecasting: State-of-the-Art 2009. Tech. rep. ANL/DIS-10-1. Argonne National Laboratory.
- [2] Masiello, R.D. & Katzenstein, W.P. "Adapting AGC to manage high renewable resource penetrations", , 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2012, , pp. 1
- [3] Bhongade, S., Tyagi, B. & Gupta, H.O. "Automatic generation control scheme based wind power generating system", , 2011 Annual IEEE India Conference, 2011, , pp. 1
- [4] Jia, Y. & Sun, C. "Distributed MPC with application to AGC of power system with wind-photovoltaic hybrid generation", , 2017 36th Chinese Control Conference (CCC), 2017, , pp. 4676
- [5] Patel, R., Li, C., Meegahapola, L., McGrath, B. & Yu, X. 2019, "Enhancing Optimal Automatic Generation Control in a Multi-Area Power System With Diverse Energy Resources", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 5, pp. 3465-3475
- [6] Mishra, D.K., Panigrahi, T.K., Mohanty, A., Ray, P.K. & Viswavandya, M. "Design and Analysis of Renewable Energy based Generation Control in a Restructured Power System", , 2018 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES), 2018, , pp. 1
- [7] Pan, I. & Das, S. 2016, "Fractional Order AGC for Distributed Energy Resources Using Robust Optimization", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 5, pp. 2175-2186
- [8] Behera, A., Panigrahi, T.K., Ray, P.K. & Sahoo, A.K. 2019, "A novel cascaded PID controller for automatic generation control analysis with renewable sources", *IEEE/CAA Journal of Automatica Sinica*, vol. 6, no. 6, pp. 1438-1451
- [9] Egidio Cortés, I., Fernández Bernal, F., Rouco Rodríguez, L., Porrás Muñoz, E., & Sáiz Chicharro, Á. (2008b). Reguladores de Zona para el Control Automático de Generación. *Anales De Mecánica Y Electricidad*, , 38-43.
- [10] Valcarce Barbosa, A. 2021, "Análisis del potencial para la participación de la generación eólica en el servicio de regulación secundaria".

## **ANEXO I. OBJETIVOS DESARROLLO SOSTENIBLE**

Este trabajo fin de grado tiene una clara alineación con el Objetivo de Desarrollo Sostenible número siete según las Naciones Unidas: **Energía limpia y accesible.**

La energía eólica es una fuente de energía renovable, no daña el medioambiente, sustituye a otras energías convencionales más contaminantes, como el carbón, y es inagotable, por lo que su uso no se ve limitado con el paso del tiempo. Además, resulta ser fundamental para la transición energética, gracias a sus bajos costes (que apenas se basan en la construcción y el mantenimiento), y su innovación tecnológica constante, con la creación de parques eólicos marinos o la creación de formas de almacenamiento energético, conservando la energía generada cuando no hay viento.

El interés en esta forma de energía ha crecido exponencialmente en los últimos años, llegando a finales del año 2021 a ocupar una cuota del 23% en generación, lo que supone más del doble de lo que ocupaba hace quince años y supera, por primera vez, a la energía nuclear, que supone un 21% en generación. Este dato sitúa a la eólica como principal fuente de generación española en el mix energético.

Otros objetivos de desarrollo sostenible tenidos en cuenta en este trabajo se listan y explican a continuación:

- **Acción climática** (número trece): Al potenciar la generación de energía eólica se restringe el uso de otras centrales más contaminantes, como las ya comentadas centrales de carbón, descarbonizando la economía y produciendo una energía limpia y más económica.
- **Industria, Innovación e Infraestructura** (número nueve): Este proyecto realiza, entre otros, una investigación acerca de nuevas formas de aprovechar la energía eólica para producir una mayor cantidad de energía limpia a través de un nuevo algoritmo que permita la integración de esta energía sostenible en la regulación

secundaria española. Supone por tanto la innovación y creación de nuevos métodos, que con seguridad serán útiles para posteriores desarrollos tecnológicos.

- **Ciudades y comunidades sostenibles** (número once): La energía eólica supone la principal tecnología de generación. A día de hoy, comunidades como Castilla y León utilizan la eólica para cubrir el 93% de la demanda eléctrica, muy seguidos de Aragón, con un 72%, y de Castilla la Mancha, con un 61%. Al integrar la energía eólica en la regulación secundaria su porcentaje de participación en el mix energético podría ser mayor, aumentando el número de comunidades autónomas en las que esta energía sea la principal.