



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

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

Autor: Natalia de Frutos de la Torre

Director: Ignacio Egido Cortés

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Mejora de un algoritmo de AGC para la integración de parques eólicos en regulación
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2022/2023 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.: Natalia de Frutos de la Torre

Fecha: 17/ 07/ 2023

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Ignacio Egido Cortés

Fecha: 17/ 07/ 2023



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

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

Autor: Natalia de Frutos de la Torre

Director: Ignacio Egido Cortés

Madrid

Agradecimientos

Al director de este proyecto, por haber estado siempre disponible y dispuesto a ayudarme con cualquier cosa que necesitara, siempre con una sonrisa. También por haberme dado la oportunidad de haber podido desarrollar este proyecto tan innovador e importante para el futuro.

A mis padres y a mis abuelos, por haber estado apoyándome y aguantándome en los momentos más difíciles del grado, sin ellos no hubiese sido posible. También por haber creído siempre en mí, incluso en primero, cuando yo no lo hacía, y por haberme enseñado, desde pequeña, que el esfuerzo y la humildad son valores muy importantes. Y a que siempre hay que luchar por lo que se quiere, aspirando siempre a lo mejor.

También quería agradecer a Ana y Elena (Copatruco), las cuales las conocí con “creo que eso es un despacho” y el robo de mi calculadora, todos los momentos vividos en estos años de grado, que no olvidaremos, en los que hemos aprendido y vivido de todo (hasta lo inimaginable). Hemos convertido muchos momentos difíciles en momentos de risas. Por habernos estado acompañando durante las largas horas de biblioteca y por haber escuchado pacientemente a la amiga a la que en ese momento las cosas no le iban bien. No solo a ellas quería a agradecer al resto de amigos que he conocido en estos años, por haber estado siempre ahí, creando una serie de recuerdos que siempre recordaré con una sonrisa.

Por último, quería agradecer a Félix y a Mariano, haber pasado a ser algo más que dos profesores. Por su apoyo incondicional, muy necesario en primero, y por haber estado pendientes de mí el resto de años, aconsejándome siempre lo mejor.

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

Autor: de Frutos de la Torre, Natalia.

Director: Egido Cortés, Ignacio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

La generación eólica es una de las grandes fuentes de energía del sistema eléctrico español, incorporándose de manera progresiva y, como resultado, desmarcando a los grupos de generación tradicionales. Sin embargo, este tipo de generación no participa en la regulación secundaria del sistema por los grandes desafíos a los que se enfrenta sin todavía haber superado dichos obstáculos. En este proyecto se desarrollan cinco algoritmos de AGC con dos grandes objetivos: poder regular con las grandes fluctuaciones de la potencia máxima real y poder regular teniendo en cuenta la limitación de banda muerta de los parques eólicos.

Palabras clave: AGC, regulación secundaria, generación eólica, energía eólica, banda muerta, potencia máxima real

1. Introducción

La regulación secundaria del sistema eléctrico es uno de los tres lazos que componen el control frecuencia-potencia. El objetivo de dicho control es mantener la generación y la demanda igualadas, y con ello, la estabilidad del sistema eléctrico.

Hasta el momento, la regulación secundaria ha sido realizada por los grupos de generación convencionales, como las plantas de ciclo combinado. Este tipo de unidades mantienen una potencia máxima constante y conocida, a diferencia de las unidades eólicas. Asimismo, proporcionan una respuesta mucho más rápida ante variaciones en la potencia de consigna.

A pesar de ello, la gran incorporación de energías renovables al sistema eléctrico y el cierre de muchas centrales convencionales es necesario que la energía eólica esté incorporada a la regulación secundaria.

Para llegar a formar parte de la regulación, la energía eólica debe ser capaz de superar la gran dificultad a la que se enfrenta: el desconocimiento y la irregularidad en el comportamiento de la potencia máxima. Con ello dificulta la distribución de potencia de consigna entre las unidades eólicas, al no conocer con exactitud la magnitud de esta limitación, identificando un valor de potencia máximo estimado. Por ejemplo, puede ocurrir que la consigna de un parque sea superior a su máximo real, mientras que en ese mismo instante, la consigna de otro parque distinto sea bastante inferior a su máximo. En ese caso, como resultado de haber asignado erróneamente la potencia en el parque saturado, se desaprovecha la potencia disponible necesaria para la regulación. Esta potencia, es el resultado de las ráfagas de viento en los parques eólicos. Asimismo, la banda muerta de los parques eólicos resulta ser otro inconveniente, y como resultado el valor de potencia generada puede ser diferente de lo requerido por el sistema. La banda

muerta es un intervalo en el que la potencia generada no es modificada si la variación en la consigna de potencia es reducida, en comparación con la potencia nominal del parque.

Este proyecto parte de otro anterior [1], mejorando los resultados obtenidos anteriormente. Los resultados obtenidos en el proyecto anterior son prometedores, pero la versión anterior del algoritmo AGC no llegó a encontrar una forma enteramente adecuada para asignar de forma fiel y coherente una potencia de consigna a cada uno de los parques eólicos en la zona de regulación acorde a las condiciones meteorológicas del viento en ese momento.

En la literatura científica, se ha encontrado algún caso similar a la zona simulada en este proyecto, como en [2]. En él se presenta una zona de regulación compuesta por unidades eólicas y convencionales. Además, realiza una estimación de la cantidad del viento disponible con una antelación de 30 segundos y 15 minutos. Sin embargo, estos cálculos son utilizados para compensar las variaciones en el viento por medio de los grupos de generación convencionales, no para asignar consignas a la generación eólica.

Respecto a la limitación de banda muerta, solo se ha encontrado en [3] un estudio de la estabilidad transitoria en la tensión del sistema eléctrico con la incorporación de grandes parques eólicos marinos, realizándose una comparación con dos valores distintos de banda muerta: nula y un $\pm 5\%$ respecto a la potencia nominal de los parques eólicos. En este proyecto se ha querido desarrollar el algoritmo con una banda muerta distinta de cero, queriendo que las simulaciones fueran lo más parecidas a la realidad, por ello, se ha aplicado una banda muerta máxima de $\pm 5\%$ respecto a la potencia nominal. [3] es el único artículo en el que se tratan valores de banda muerta en regulación secundaria.

2. Definición del Proyecto

La realización de este proyecto ha seguido las siguientes etapas que se detallan a continuación. Primero, se realizó un estudio de la literatura científica, con el fin de comprender las necesidades que demanda la participación de la energía eólica en la regulación. Asimismo, se consideraron todas las soluciones planteadas en casos muy similares a lo desarrollado en este proyecto. Por ejemplo, todos los artículos en los que la zona de regulación simulada está formada por unidades convencionales y parques eólicos, o aquellos que detallan qué parámetro de banda muerta es el óptimo para los modelos de las unidades eólicas.

Seguidamente, se han desarrollado varios tipos de algoritmos AGC en los que reparte la potencia de consigna dictada por el operador del sistema entre las distintas unidades eólicas que componen la zona de regulación. Dichos algoritmos han sido simulados, y posteriormente evaluados. En caso de observar alguna irregularidad en sus operaciones, han sido modificados, para volver a ser simulados. Las simulaciones se han realizado con tres entradas distintas, siendo dos de ellas sintéticas, y la restante se ha calculado a partir de datos reales de operación de una zona de regulación. Con ello, se ha podido evaluar el funcionamiento de los algoritmos con cualquier tipo de entrada al regulador de zona.

Destacar que los tres primeros algoritmos, no tienen en cuenta los dos grandes obstáculos mencionados anteriormente, ya que, se ha querido simular una distribución ideal, evaluando las ventajas e inconvenientes de cada uno de ellos. Dichos obstáculos han sido agregados en dos algoritmos que han partido de la base de dos de los tres desarrollados inicialmente, con el objetivo de generar la misma potencia que la consigna del AGC.

4. Resultados

Al implementar en los algoritmos desarrollados inicialmente, la limitación de banda muerta se ha comprobado, posteriormente a la distribución de la potencia de consigna entre las unidades según el tipo de algoritmo de reparto, si la generación de cada parque va a ser adaptada al nuevo valor de consigna, según el dato de banda muerta del regulador. En caso, de que no sea así se ha modificado su consigna al valor del ciclo anterior o se ha aumentado la consigna del ciclo anterior el intervalo de banda muerta, en caso de no superar el límite estimado.

Igualmente, para paliar la problemática de la potencia máxima real, se han utilizado los parques cuyo funcionamiento es casi nulo (aquellos con el mismo valor de máximo y mínimo estimados). Dichos parques en la mayoría de los ciclos no llegan a generar todo lo requerido, ya que la banda de regulación es nula como resultado de que la potencia máxima estimada es inferior a la mínima. En dichos casos, se impone la potencia mínima como máxima, manteniendo a su vez el valor del límite inferior como dicho parámetro. La potencia de consigna a repartir por el total de parques eólicos se ha aumentado con el resultado de la suma de diferencias entre la consigna y la generación del ciclo anterior de las unidades cuyo funcionamiento es muy reducido.

A continuación, se resumen las características de los algoritmos desarrollados.

Reparto por Banda Secundaria Disponible:

El algoritmo distribuye la potencia de consigna de forma proporcional a la banda secundaria disponible en relación a la potencia de consigna del ciclo anterior del regulador. Con ello, se consigue que los parques eólicos se repartan la potencia a generar de forma proporcional y en los mismos instantes de tiempo. Como los cambios de consigna en los parques a los que da lugar este algoritmo son reducidos, el algoritmo se encuentra muy afectado por la limitación de banda muerta. Es por ello que, posteriormente a la imposición de la banda muerta es necesario volver a repartir el desajuste producido en el total de las potencias de consignas ya distribuidas respecto a la potencia de entrada al algoritmo, con el algoritmo denominado de Llenado Mejora.

Además, el comportamiento de este algoritmo provoca que todas las unidades posean una reserva disponible, tanto a subir como a bajar, respecto a su generación. Esto es un punto muy positivo porque con este algoritmo no se encuentran afectados por la limitación de potencia real máxima, por tanto, la cantidad de potencia incrementada en la consigna de cada parque eólico es mínima, al ser seguir la potencia máxima real numerosas fluctuaciones. Así como la generación de cada uno de ellos es superior al límite inferior, siendo algo muy beneficioso, ya que la respuesta de las unidades eólicas es bastante lenta en caso de requerir un aumento considerado de generación. .

En la Ilustración 2 se presentan los resultados para una simulación utilizando el reparto por banda disponible. Nótese que el objetivo es que la generación total (curva magenta) se parezca lo más posible a la consigna total (curva roja), objetivo que se consigue bastante fielmente.

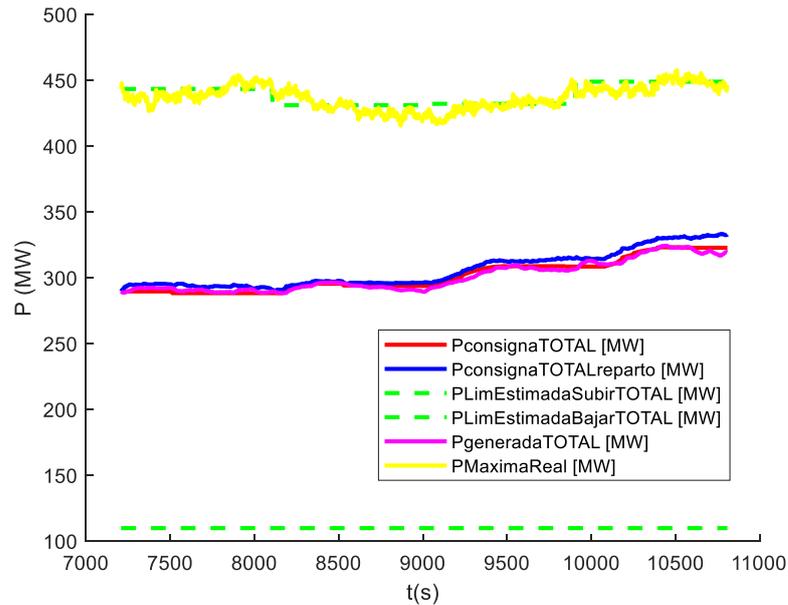


Ilustración 2. Comportamiento como conjunto de los parques eólicos con el algoritmo de reparto por Banda Secundaria Disponible Mejora en la hora simulada 3 con la Entrada

III

Reparto por Llenado Mejora:

El algoritmo sitúa la consigna de todos los parques en el mínimo, posteriormente con la diferencia existente respecto a lo requerido por el sistema, se comenzarán saturando los parques de forma consecutiva (siguiendo el orden en el que se encuentren listados).

Con este algoritmo de reparto, las unidades se encuentran muy afectadas por el máximo real, ya que su operación se encuentra en dichos puntos. Se ha incrementado más el total de potencia a repartir entre las unidades de lo detallado al comienzo de este apartado, en concreto el doble de la diferencia de dichos parques (ver 4). Se ha codificado el doble porque mediante el método empírico se ha demostrado idoneidad de dicho factor.

Las ventajas de este tipo de algoritmo radican en el máximo aprovechamiento de la potencia disponible de la mayoría de los parques, con el inconveniente de la saturación de todos ellos, afectándoles en gran medida la máxima potencia disponible. Sin embargo, para los que no se encuentran saturados, su generación se sitúa en el mínimo de potencia estimada o en un punto de la banda de regulación.

Se ha impuesto que el mínimo de consigna de cada unidad sea el mínimo estimado porque cuando se requiere aumentar la potencia generada, como se encuentran parados muchos de ellos, van a llegar a generar el valor de la consigna en un tiempo considerable, ya que, la velocidad con la que los generadores modifican su posición respecto al viento es bastante reducida, por tener que realizar el proceso de arranque.

Además, debido a la forma de reparto, la variación de potencia total suele recaer en un único parque, por lo que en las consignas calculadas se producen incrementos

considerables, ya sea por el propio máximo real o por lo requerido por el sistema, siendo una consecuencia de saturar de manera consecutiva cada unidad hasta repartir toda la consigna del AGC.

En la Ilustración 3 se presentan los resultados para una simulación utilizando el reparto por llenado. De nuevo, el objetivo de que la generación total (curva magenta) se parezca lo más posible a la consigna total (curva roja), se consigue bastante fielmente.

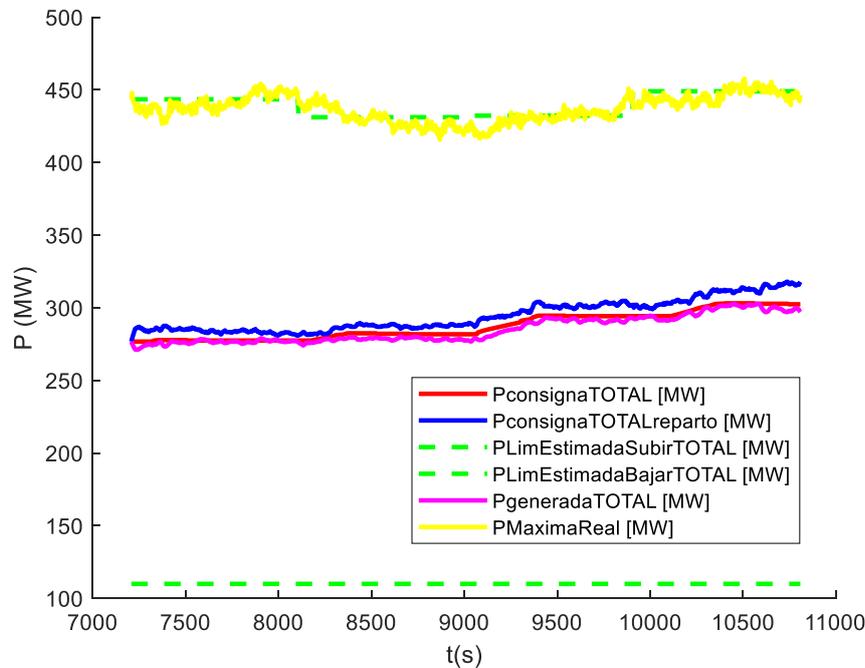


Ilustración 3. Comportamiento como conjunto de los parques eólicos con el algoritmo de Llenado Mejora en la hora simulada 3 con la Entrada III

5. Conclusiones

Finalmente, dichos algoritmos: Llenado Mejora y Reparto por Banda Secundaria Disponible Mejora, cumplen todos los objetivos del proyecto. Asimismo, tras la evaluación de cada uno de ellos, no solo se han considerado ventajas e inconvenientes de manera crítica, sino que se han implementado dos índices que permiten evaluar el comportamiento en regulación. Con ello, se ha evaluado de manera objetiva el algoritmo óptimo para la incorporación de la energía eólica a la regulación, resultando mejor, en ambos índices, el Reparto por Banda Secundaria Disponible Mejora.

En dicho algoritmo la cantidad de potencia de consigna incrementada es mínima, así como la diferencia cometida por la generación del conjunto de parques eólicos respecto a la potencia de consigna dictada por el regulador de zona.

En resumen, con el Reparto por Banda Secundaria Disponible Mejora, se puede incorporar la generación eólica a la regulación secundaria del sistema eléctrico español sin ninguna limitación.

6. Referencias

- [1] Benito Velad, S., “Adaptación de un algoritmo AGC para la integración de parques eólicos en regulación”, Agosto 2022 ETS de Ingeniería – ICAI Universidad Pontificia Comillas, Madrid, España
- [2] Guo, Y., Wang, Q., Zhang, D., Wan, J., Yu, D. and Yu, J. , “Anticipatory AGC control strategy based on wind power variogram characteristic”, 2020 IET Renewable Power Generation, vol. 14, pp. 1124-1133. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2019.0723>
- [3] Shewarega, F., Erlich, I., Rueda, J. L., "Impact of large offshore wind farms on power system transient stability," 2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, Seattle, WA, USA, 2009, pp. 1-8, doi: 10.1109/PSCE.2009.4840006

IMPROVEMENT OF AN AGC ALGORITHM FOR THE INTEGRATION OF WIND FARMS IN REGULATION

Author: de Frutos de la Torre, Natalia.

Supervisor: Egidio Cortés, Ignacio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

Wind generation is one of the major sources of energy in the Spanish electrical system, progressively integrating and thereby displacing traditional generation groups. However, this type of generation does not participate in the secondary regulation of the system due to the significant challenges it faces without having overcome such obstacles yet. This project develops five AGC algorithms with two main objectives: to regulate the large fluctuations of real maximum power and to regulate while considering the dead-band limitation of wind farms.

Keywords: AGC, secondary regulation, wind generation, wind energy, dead-band, real maximum power

1. Introduction

The secondary regulation of the electrical system is one of the three loops that make up the frequency-power control. The objective of this control is to maintain generation and demand balanced, and thus ensure the stability of the electrical system.

Until now, the secondary regulation has been carried out by conventional generation groups, such as combined cycle plants. These units maintain a constant and known maximum power, unlike wind units. Additionally, they provide a much quicker response to variations in the reference power.

However, due to the significant integration of renewable energies into the electrical system and the closure of many conventional power plants, it is necessary for wind energy to be included in the secondary regulation.

To become part of the regulation, wind energy must overcome a significant difficulty: the uncertainty and irregularity in the behavior of the maximum power. This hinders the distribution of reference power among wind units since the magnitude of this limitation is not precisely known. Instead, an estimated maximum power value is identified. For example, it may occur that the reference power of one wind farm is higher than its real maximum, while at the same time, the reference power of another farm is much lower than its maximum. As a result of incorrectly assigning power to the saturated farm, the available power necessary for regulation is wasted. This power comes from wind gusts at the wind farms. Additionally, the dead-band limitation of wind farms presents another inconvenience, causing the generated power value to differ from the system requirements. The dead-band is an interval in which the generated power remains unchanged if the variation in the power reference is small, in comparison to the nominal power of the wind farm.

This project builds upon a previous one [1], improving the results obtained previously. The results from the previous project are promising, but the previous version of the AGC algorithm did not find an entirely suitable way to faithfully and consistently assign reference power to each of the wind farms in the regulation zone according to the wind weather conditions at that moment.

In the scientific literature, there have been some similar cases to the simulated zone in this project, as in [2]. In that study, a regulation zone is composed of both wind and conventional units, estimating the available wind with a lead time of 30 seconds and 15 minutes. However, these calculations are used to compensate for wind variations through conventional generation groups, not to assign reference power to wind generation.

Regarding the dead-band limitation, only one study in [3] has been found on the transient stability of the electrical system with the integration of large offshore wind farms, making a comparison with two different dead-band values: zero and $\pm 5\%$ with respect to the nominal power of the wind farms. In this project, the algorithm has been developed with a non-zero dead-band to make the simulations as close to reality as possible. Hence, a maximum dead-band of $\pm 5\%$ with respect to the nominal power has been applied. [3] is the only article that addresses dead-band values in secondary regulation.

2. Project Definition

The realization of this project has followed the following stages, which are detailed below. First, a study of the scientific literature was carried out to understand the requirements demanded by the participation of wind energy in regulation. Likewise, all the solutions proposed in cases very similar to what is developed in this project were considered. For example, all articles in which the simulated regulation zone is composed of conventional units and wind farms, or those that detail which dead-band parameter is optimal for the models of wind units.

Subsequently, several types of AGC algorithms were developed, distributing the reference power dictated by the system operator among the different wind units that make up the regulation zone. These algorithms were simulated and later evaluated. If any irregularity was observed in their operations, they were modified and then re-simulated. The simulations were performed with three different inputs, two of them being synthetic, and the third one was calculated from real operating data of a regulation zone. This allowed evaluating the algorithms' performance with any type of input to the zone regulator.

It is worth noting that the first three algorithms do not take into account the two major obstacles mentioned above, as an ideal distribution was simulated, evaluating the advantages and disadvantages of each of them. These obstacles were added in two algorithms that started from the basis of two of the three algorithms initially developed, with the aim of generating the same power as the AGC reference.

Different dead-band values were parameterized in the zone regulator and unit models, as this is usually an unknown parameter for the regulator. All simulations were conducted with the following dead-band values: 1.5% of the nominal power in the zone regulator and 4.5% of the nominal power in the unit model. It was verified that if the difference between both values of each block is higher than 1% and if the regulator's magnitude is higher than that of the model, we are in the most critical situation.

Subsequently, after the design, coding, and proper functioning of the algorithms, a model of the system was fed with real data from wind farms collected during a day (24 hours).

To conclude the project, two performance indices were calculated to help select the algorithm that presents an optimal behavior objectively. Each index evaluates a regulation problem: the difference between the generated power and the AGC reference, and the amount of increased reference power with the fluctuations of the estimates of the real maximum power.

3. Model Description

The project will start with a zone regulator and models of the units that compose that regulation zone, which have been designed by the Institute of Technological Research of the School of Engineering (ICAI). This regulator is developed using Matlab and Simulink software, which is why the project has been carried out using these tools.

The regulation zone used in the simulations is composed of 7 conventional units and 1 wind unit, which includes all the wind farms (each farm is considered a unit). The total number of wind farms in the zone is 30.

The zone regulator receives the Control Room Reference (CRR) from the system operator and calculates the Area Control Error (ACE), aiming to reduce the ACE to zero. This is done by considering various factors such as economic cost and measures implemented to regulate and manage the units in each model.

The unit models consist of several blocks that represent the dead-band limitation, offset, noise, the linear plant, and generation and ramp limitations.

Below is the block diagram that simulates the wind unit model:

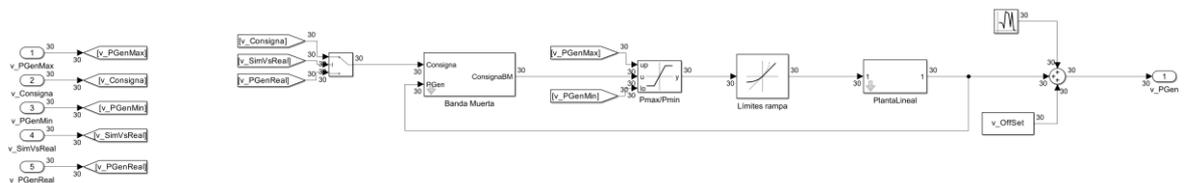


Illustration 1. Block diagram of the wind unit model.

4. Results

When implementing the initially developed algorithms, the dead-band limitation has been verified after distributing the reference power among the units according to the type of distribution algorithm. This is done to ensure that the generation of each wind farm will be adapted to the new reference value, based on the regulator's dead-band data. If this is not the case, the reference is modified to the value of the previous cycle or the reference of the previous cycle is increased within the dead-band interval, as long as it does not exceed the estimated limit.

To address the issue of real maximum power, the wind farms with almost negligible operation (those with the same estimated maximum and minimum values) have been utilized. In most cycles, these farms do not generate all the required power, as the regulation band is null due to the estimated maximum power being lower than the minimum. In such cases, the minimum power is imposed as the maximum, while also maintaining the lower limit value as that parameter. The reference power to be distributed among all wind farms is increased with the result of the sum of differences between the reference and the generation of the previous cycle of the units with very limited operation.

Below is a summary of the characteristics of the developed algorithms:

Distribution by Available Secondary Band:

The algorithm distributes the reference power proportionally to the available secondary band in relation to the regulator's reference power of the previous cycle. This ensures that wind farms distribute the power to be generated proportionally and at the same moments in time. As the changes in reference for the farms resulting from this algorithm are small, the algorithm is significantly affected by the dead-band limitation. Hence, after imposing the dead-band, it is necessary to redistribute the mismatch produced in the total reference powers already distributed with respect to the input power to the algorithm using the Improved Filling algorithm.

Furthermore, the behavior of this algorithm ensures that all units have available reserves, both upward and downward, regarding their generation. This is a positive aspect because, with this algorithm, they are not affected by the limitation of the real maximum power. As a result, the amount of power increment in the reference of each wind farm is minimal, given the numerous fluctuations in the real maximum power. Additionally, the generation of each unit is above the lower limit, which is highly beneficial since the response of wind units is quite slow if a considerable increase in generation is required.

Illustration 2 presents the results for a simulation using Distribution by Available Secondary Band algorithm. Note that the objective is for the total generation (magenta curve) to closely resemble the total reference (red curve), a goal that is achieved quite faithfully.

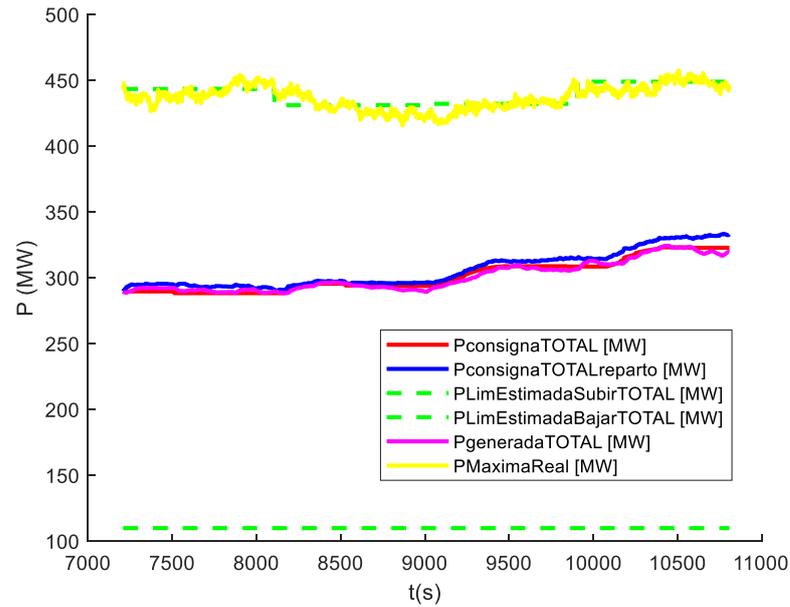


Illustration 2. Behavior as a whole of the wind farms with the Improved Distribution by Available Secondary Band algorithm at simulated hour 3 with Input III.

Improved Filling Distribution:

The algorithm sets the reference of all wind farms to the minimum, and then with the existing difference from what is required by the system, the farms will be saturated consecutively (following the order in which they are listed).

With this distribution algorithm, the units are greatly affected by the real maximum, as their operation is at those points. The total power to be distributed among the units has been increased more than detailed at the beginning of this section, specifically twice the difference of those farms (see 4). It has been coded as twice because empirical testing has shown the suitability of this factor.

The advantages of this type of algorithm lie in the maximum utilization of the available power of most of the farms, with the disadvantage of saturating all of them, greatly affecting their available maximum power. However, for those that are not saturated, their generation is set at the estimated minimum power or at a point within the regulation band.

It has been imposed that the minimum reference for each unit be the estimated minimum because when an increase in generated power is required, as many of them are idle, they will take a considerable amount of time to reach the reference value, as the speed at which the generators change their position relative to the wind is quite slow due to the startup process.

Furthermore, due to the distribution method, the variation in total power usually falls on a single farm, so the calculated references experience considerable increments, either due to the real maximum or what is required by the system, as a consequence of consecutively saturating each unit until the entire AGC reference is distributed.

Illustration 3 presents the results for a simulation using the Improved Filling algorithm. Once again, the goal of making the total generation (magenta curve) closely resemble the total reference (red curve) is achieved quite faithfully.

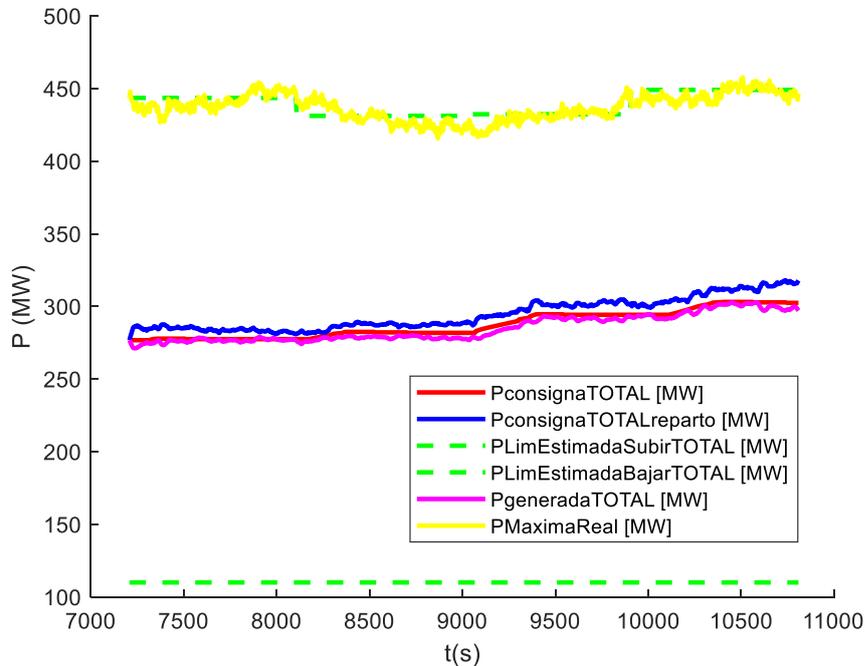


Illustration 3. Behavior as a whole of the wind farms with the Improved Filling Distribution algorithm at simulated hour 3 with Input III.

5. Conclusions

Finally, these algorithms: Improvement Filling and Improved Distribution by Available Secondary Band fulfill all the objectives of the project. Furthermore, after evaluating each of them, not only have advantages and disadvantages been critically considered, but also two indices have been implemented to assess the regulation behavior. Consequently, the optimal algorithm for wind energy incorporation into regulation has been objectively evaluated, resulting in and Improved Distribution by Available Secondary Band being superior in both indices.

6. In this algorithm, the amount of increased reference power is minimal, as well as the deviation committed by the collective wind farm generation regarding the reference power dictated by the zone regulator. In summary, with the and Improved Distribution by Available Secondary Band algorithm, wind generation can be seamlessly incorporated into the secondary regulation of the Spanish electrical system without any limitations.

[1] Benito Velad, S., “Adaptación de un algoritmo AGC para la integración de parques eólicos en regulación”, August 2022 ETS de Ingeniería – ICAI Universidad Pontificia Comillas, Madrid, Spain

- [2] Guo, Y., Wang, Q., Zhang, D., Wan, J., Yu, D. and Yu, J. , “Anticipatory AGC control strategy based on wind power variogram characteristic”, 2020 IET Renewable Power Generation, vol. 14, pp. 1124-1133. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2019.0723>
- [3] Shewarega, F., Erlich, I., Rueda, J. L., "Impact of large offshore wind farms on power system transient stability," 2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, Seattle, WA, USA, 2009, pp. 1-8, doi: 10.1109/PSCE.2009.4840006

Índice de la memoria

1. Introducción	9
1.1 Regulación frecuencia - potencia	9
1.2 Regulación Secundaria en España.....	14
1.3 Motivación del proyecto.....	16
2. Estado de la Cuestión	17
3. Definición del Trabajo	20
3.1 Justificación.....	20
3.2 Objetivos	21
3.3 Metodología.....	21
3.4 Planificación y Estimación Económica.....	22
4. Modelo Desarrollado	24
4.1 Descripción general del modelo	24
4.1.1 Regulador de Zona	25
4.1.2 Unidades del Modelo.....	26
4.1.3 Modelo Implementado en Simulink	27
4.2 Modelo y parametrización de parques eólicos	28
4.3 Datos de Entrada	30
4.4 Parametrización de la banda de regulación de los parques eólicos	33
4.5 Descripción del algoritmo de reparto desarrollado.....	34
4.5.1 Caso Base	34
4.5.2 Caso Llenado.....	39
4.5.3 Caso Reparto por Banda Secundaria Disponible	45
5. Mejoras en los Algoritmos.....	53
5.1 Banda Muerta	53
5.1.1 Descripción del problema	53
5.1.2 Modificación de los algoritmos	53
5.2 Potencia Máxima Real.....	56
5.2.1 Descripción del problema	56

5.2.2 Modificación de los algoritmos	57
5.3 análisis de los resultados	66
5.3.1 Caso Llenado Mejora	66
5.3.2 Caso Reparto por Banda Secundaria Disponible Mejora.....	72
6. Índices de comportamiento	79
6.1 Resultados Obtenidos	80
6.1.1 Índice incrementos.....	80
6.1.2 Índice generación óptima	81
6.2 Elección del algoritmo.....	82
7. Conclusiones y Trabajos Futuros	84
8. Bibliografía.....	86
ANEXO I. OBJETIVOS DESARROLLO SOSTENIBLE.....	88

Índice de figuras

Figura 1. Regulación frecuencia-potencia en los sistemas eléctricos [2]	13
Figura 2. Funcionamiento del control automático de generación [2].....	13
Figura 3. Diagrama de la regulación secundaria en España [2]	15
Figura 4. Esquema del modelo desarrollado	25
Figura 5. Funcionamiento esquemático del regulador de zona AGC [17]	26
Figura 6. Diagrama de bloques del modelo implementado en Simulink	28
Figura 7. Diagrama de bloques del modelo de las unidades eólicas	29
Figura 8. Datos reales recogidos durante 1 día del funcionamiento del parque eólico 1	31
Figura 9. Resultado de la simulación del funcionamiento en conjunto de las unidades eólicas en la hora 3 con Entrada I y algoritmo Caso Base	35
Figura 10. Resultado de la simulación del funcionamiento en conjunto de las unidades eólicas en la hora 3 con Entrada II y algoritmo Caso Base	36
Figura 11. Resultado de la simulación del funcionamiento en conjunto de las unidades eólicas en la hora 3 con Entrada II y algoritmo Caso Base	37
Figura 12. Operación del parque eólico 28 en la hora 3 de simulación con la Entrada III .	39
Figura 13. Comportamiento como conjunto de los parques eólicos con el algoritmo de Llenado en la hora simulada 3 con la Entrada I	41
Figura 14. Comportamiento como conjunto de los parques eólicos con el algoritmo de Llenado en la hora simulada 3 con la Entrada II	42
Figura 15. Comportamiento como conjunto de los parques eólicos con el algoritmo de Llenado en la hora simulada 3 con la Entrada III.....	43
Figura 16. Comportamiento de los parques eólicos de la zona en la simulación de la hora 3 con Entrada III con algoritmo de Llenado.....	45
Figura 17. Comportamiento como conjunto de los parques eólicos con el algoritmo de reparto por banda secundaria disponible en la hora simulada 3 con la Entrada I.....	48

Figura 18. Comportamiento como conjunto de los parques eólicos con el algoritmo de reparto por banda secundaria disponible en la hora simulada 3 con la Entrada II	49
Figura 19. Comportamiento como conjunto de los parques eólicos con el algoritmo de reparto por banda secundaria disponible en la hora simulada 3 con la Entrada III.....	50
Figura 20. Comportamiento del parque eólico 22 en la hora de simulación 3 con Entrada I con el algoritmo de reparto por banda secundaria disponible	52
Figura 21. Comportamiento del conjunto de los parques eólicos de la zona de regulación en la hora 1 de simulación con la Entrada III y con el algoritmo Llenado Mejora. Utilizado una ganancia igual a5.	58
Figura 22. Comportamiento del conjunto de los parques eólicos de la zona de regulación en la hora 1 de simulación con la Entrada III y con el algoritmo Llenado Mejora. Utilizado una ganancia igual a 1.	59
Figura 23. Comportamiento del conjunto de los parques eólicos de la zona de regulación en la hora 1 de simulación con la Entrada III y con el algoritmo Llenado Mejora. Utilizado una ganancia igual a 2.	60
Figura 24. Esquema del cálculo de la potencia de consigna para cada parque en el Caso Llenado estimando la potencia máxima real	61
Figura 25. Comportamiento del conjunto de los parques eólicos de la zona de regulación en la hora 1 de simulación con la Entrada III y con el algoritmo Llenado Mejora. Empleado en el cálculo de la potencia de consigna en cada unidad una disminución del 30% del error cometido, así como en determinados casos un aumento de 1 MW.	62
Figura 26. Comportamiento del conjunto de los parques eólicos de la zona de regulación en la hora 1 de simulación con la Entrada III y con el algoritmo Llenado Mejora. Empleado en el cálculo de la potencia de consigna en cada unidad una disminución del 60% del error cometido, así como en determinados casos un aumento de 0,5 MW.	63
Figura 27. Comportamiento del conjunto de los parques eólicos de la zona de regulación en la hora 1 de simulación con la Entrada III y con el algoritmo Llenado Mejora. Empleado en el cálculo de la potencia de consigna en cada unidad una disminución del 100% del error cometido, así como en determinados casos un aumento de 0,25 MW.	64

Figura 28. Comportamiento del conjunto de los parques eólicos de la zona de regulación en la hora 1 de simulación con la Entrada III y con el algoritmo Llenado Mejora. Empleado en el cálculo de la potencia de consigna en cada unidad una disminución y un aumento nulos. 65

Figura 29. Comportamiento como conjunto de los parques eólicos con el algoritmo de Llenado Mejora en la hora simulada 3 con la Entrada I..... 67

Figura 30. Comportamiento como conjunto de los parques eólicos con el algoritmo de Llenado Mejora en la hora simulada 3 con la Entrada II..... 69

Figura 29 y la Figura 31, la potencia de consigna como está continuamente incrementándose, el valor de la CTC es mayor a la magnitud de la CTE y las formas de las gráficas de la PTG y la CTC, siguen una serie de fluctuaciones. Estos dos sucesos, ocurren por el mismo motivo que en la..... 69

Figura 29 y la Figura 32. 69

Figura 33. Comportamiento como conjunto de los parques eólicos con el algoritmo de Llenado Mejora en la hora simulada 3 con la Entrada III 70

Figura 34. Comportamiento de los parques eólicos de la zona en la simulación de la hora 3 con Entrada I con algoritmo de Llenado Mejora 72

En la Figura 35 se muestran los resultados de la simulación con el algoritmo de Reparto por Banda Secundaria Disponible Mejora con la Entrada I y los datos reales de la hora 3. En este caso también se cumple el principal objetivo: que la PTG siga fielmente a la CTE. El número de fluctuaciones en la Figura 36 en PTG y CTC es casi nulo, muy diferente a cualquiera de los casos de Llenado Mejora. Esto es el resultado de que las unidades operen con una reserva de potencia respecto a la potencia máxima, siendo innecesario estimar la potencia máxima real. Asimismo, se observa dos grandes diferencias con la Figura 37, Figura que simula con la misma entrada, pero con diferente algoritmo. Primero, la CTC no es muy superior a la CTE, ya que es innecesario distribuir demasiada potencia entre las unidades al no encontrarse casi ninguna de ellas saturadas. Segundo, en el periodo comprendido entre $t=8300$ s y $t=9500$ s, la PTG sigue de forma fiel a la CTE, únicamente entre $t=8800$ s y $t=9300$ s existe una pequeña diferencia entre ambos valores. Es el resultado de una disminución brusca de la potencia máxima (se puede observar en la Figura 38),

encontrándose muy pocos parques saturados por tener que suplir el desajuste producido en la imposición de banda muerta. Por esto último, la existencia de fluctuaciones es muy reducida. Únicamente entre $t=9800$ s y $t=10500$ s, la PTG es ligeramente superior a CTC, debido a un incorrecto ajuste de la potencia a repartir en este caso. Destacar en el resto de casos de la simulación en los que la consigna decrece, su óptimo funcionamiento, al igual que en los que se produce un incremento de la consigna. 73

Figura 39. Comportamiento como conjunto de los parques eólicos con el algoritmo de reparto por Banda Secundaria Disponible Mejora en la hora simulada 3 con la Entrada I. 74

En la Figura 40 se muestran los resultados de la simulación con el algoritmo de Reparto por Banda Secundaria Disponible Mejora con la Entrada II y los datos reales de la hora 3. Al igual que en la Figura 41, el valor de la PTG es igual a la CTE, salvo en los instantes en los que la consigna decrece. En dichos casos, se puede apreciar una pequeña diferencia entre PTG y CTE, siendo la primera de ellas superior, debido al pequeño error que se comete al ajustar la potencia a repartir entre las unidades posteriormente a la imposición de la banda muerta. Destacar en la Figura 42, la ausencia de fluctuaciones tanto en la PGT y en la CTC, debido a que únicamente un parque eólico se encuentra saturando paliando el desajuste producido en la imposición de banda muerta. 74

Figura 43. Comportamiento como conjunto de los parques eólicos con el algoritmo de reparto por Banda Secundaria Disponible Mejora en la hora simulada 3 con la Entrada II 75

En la Figura 44 se muestran los resultados de la simulación con el algoritmo de Reparto por Banda Secundaria Disponible Mejora con la Entrada III y los datos reales de la hora 3. Con esta entrada la consigna se encuentra continuamente aumentando, con ello exige que se aumente el número de parques saturados por suplir el desajuste producido en la imposición de banda muerta. Como resultado de ello, en la Figura 45 se presentan mayores fluctuaciones en la PTG y CTC, y existe en determinados instantes (cuando el valor de la consigna es el valor más alto de la simulación) una diferencia entre la CTC y la CTE, siendo superior la CTC. Asimismo, también se cumple en este caso con el objetivo de que la potencia generada sea igual a la CTE en toda la hora simulada. 75

Figura 46. Comportamiento como conjunto de los parques eólicos con el algoritmo de reparto por Banda Secundaria Disponible Mejora en la hora simulada 3 con la Entrada III 76

Figura 47. Comportamiento de los parques eólicos de la zona en la simulación de la hora 3 con Entrada III con algoritmo de Reparto por Banda Secundaria Disponible Mejora..... 78

Índice de tablas

Tabla 1. Valores en MW calculados para el índice incrementos para los resultados de la simulación con diferentes algoritmos y entradas.....	81
Tabla 2. Valores calculados en GW para el índice de generación óptima para los resultados de la simulación con diferentes algoritmos y entradas	82

1. INTRODUCCIÓN

La energía eólica supone la tecnología de generación eléctrica líder a nivel nacional, siendo la fuente con mayor potencia instalada en España con 29.994 MW según los últimos datos recogidos por Red Eléctrica de España en el informe del año 2.022 [1], constituyendo la cuarta parte de todo el sistema eléctrico español. Además, esta potencia no deja de crecer, respecto al año anterior creció en torno al 1,1%. Su generación constituye la mayor participación en el sistema con una cuota del 25,2% implicando 61.176 GWh de energía eléctrica producida. El futuro se plantea con un sistema eléctrico sustentado por energías renovables, actualmente ya se puede comprobar esta tendencia en los datos anteriormente expuestos, por lo que las centrales convencionales irán desapareciendo en favor de las fuentes no contaminantes. Dichas centrales convencionales, presentan muchos inconvenientes, tanto problemas medioambientales y de disponibilidad de la fuente como de costes de producción. Ante estos hechos surge la necesidad de que esta tecnología deba participar en los diferentes servicios complementarios del sistema y, en particular, en la regulación secundaria, ya que actualmente (salvo casos puntuales) las únicas centrales que participan en regulación secundaria son las centrales convencionales. Para ello, el desarrollo de un algoritmo de Control Automático de Generación (AGC) óptimo tiene que ser capaz de superar la gran dificultad que se presenta con esta tecnología: la variabilidad del viento y la dificultad para su predicción en los tiempos asociados a la regulación secundaria. Por tanto, en este proyecto se revisará y adaptará el algoritmo AGC utilizado con plantas convencionales de generación eléctrica para permitir incluir también la generación eólica.

1.1 REGULACIÓN FRECUENCIA - POTENCIA

La regulación de frecuencia - potencia es un conjunto de mecanismos y técnicas utilizados en los sistemas de generación y distribución de energía eléctrica para mantener la estabilidad

y equilibrio del sistema. Estos procesos son fundamentales para garantizar que la cantidad de energía generada coincida con la cantidad demandada por los consumidores en todo momento. Estos procesos se realizan a través de mecanismos de control sofisticados, que ajustan la generación de energía, con el fin de mantener la frecuencia dentro de los límites aceptables y satisfacer la demanda de energía en tiempo real.

La regulación de frecuencia se refiere al control de la frecuencia del sistema eléctrico, que se mide en hercios (Hz). La frecuencia nominal típica es de 50 Hz o 60 Hz, dependiendo de la región. Esta frecuencia se mantiene constante dentro de límites estrechos para asegurar un funcionamiento adecuado de los equipos eléctricos y electrónicos conectados a la red. Cualquier desviación de la frecuencia nominal puede causar problemas en el sistema y afectar la calidad del suministro eléctrico.

Cuando la demanda de energía supera la generación disponible, la frecuencia tiende a disminuir. Para corregir esto, los sistemas de control actúan sobre los generadores, aumentando su potencia de salida para equilibrar la demanda. Por otro lado, si la demanda disminuye, los generadores reducen su producción para evitar un exceso de generación.

La regulación de potencia se refiere al control de la potencia generada por los dispositivos de generación, como centrales hidráulicas, de gas, de ciclo combinado y, cada vez más, parques eólicos y fotovoltaicos, para responder a los cambios en la demanda de energía. Esto implica ajustar la cantidad de energía producida para satisfacer las necesidades de los consumidores en tiempo real.

En los sistemas de generación centralizados, como las plantas de energía térmica o hidroeléctrica, los reguladores de potencia ajustan la carga y las condiciones de operación de los generadores para mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda. En los sistemas de generación distribuida, como los paneles solares o las turbinas eólicas, se utilizan técnicas de control y comunicación para coordinar la producción de energía de múltiples fuentes y ajustarla según sea necesario.

El control se compone de tres lazos:

- **Regulación Primaria:** también conocida en inglés como *Frequency Containment Reserve* (FCR), se refiere a la respuesta inicial y rápida ante cambios repentinos en la demanda o generación de energía eléctrica. La regulación primaria actúa entre uno y diez segundos y su objetivo principal es estabilizar la frecuencia del sistema en un valor constante dentro de los límites aceptables. Sin embargo, tras su actuación el valor de la potencia de intercambio entre áreas y el valor de la frecuencia son distintos a los valores anteriores al incidente, la frecuencia se desvía del valor nominal y la potencia de intercambio se modifica respecto a lo programado. La regulación primaria se implementa como un control proporcional sobre el desvío de frecuencia del sistema que se realiza de forma independiente en cada generador. Por ello, es un control mucho más rápido que la regulación secundaria y tras su actuación, los valores de las variables anteriormente mencionadas no recuperan los valores iniciales debido al error existente en régimen permanente. Para lograr mantener la frecuencia dentro de los límites aceptables, los controladores ajustan de manera automática la potencia de salida de los generadores en función de la carga y las señales de frecuencia. Si la demanda supera la generación, los controladores aumentan la potencia de salida de los generadores activando sistemas de control como reguladores de velocidad. Esto permite que los generadores suministren más energía al sistema para satisfacer la demanda. Por otro lado, si la generación supera la demanda, los controladores reducen la potencia de salida de los generadores. Esto se logra mediante ajustes en los sistemas de control para disminuir la producción de energía. Estos ajustes se realizan de manera automática y rápida para mantener el equilibrio y evitar problemas como fluctuaciones de frecuencia o tensión en el sistema eléctrico. En el sistema eléctrico español, es una regulación que todas las centrales de generación deben realizar de manera obligatoria sin recibir remuneración.
- **Regulación Secundaria:** también llamada en inglés *Frequency Restoration Reserve* (FRR) o AGC (*Automatic Generation Control*) tiene como objetivo principal conseguir que la frecuencia recupere su valor de referencia manteniendo el balance entre la generación y la demanda de energía a largo plazo, corrigiendo cualquier desequilibrio persistente después de la acción de la regulación primaria. La

regulación secundaria es más lenta que la primaria, sin llegar a solaparse, y se aplica durante períodos de tiempo más prolongados (entre uno y quince minutos). El tipo de control que se utiliza es proporcional integral, cuyo resultado es una regulación mucho más lenta que la regulación primaria, eliminando los errores en régimen permanente. Se restablecen la potencia de intercambio al valor programado, y la frecuencia al valor nominal. Implica ajustes en la consigna de potencia de las unidades de generación

Al contrario que la regulación primaria, en el sistema eléctrico español esta es una regulación que se realiza de manera voluntaria y con compensación económica.

- **Regulación Terciaria:** planificación y programación de recursos adicionales de generación para recuperar la reserva de las unidades que participan en la regulación secundaria. La regulación terciaria implica la disponibilidad de generadores en reserva o fuentes de energía complementarias, como plantas de respaldo o interconexiones con otras redes eléctricas. Con la regulación terciaria se recupera la reserva de la regulación secundaria, y en caso de que esta reserva esté cerca de agotarse el control terciario aumenta el valor de referencia de algunas centrales. Su tiempo de actuación es de quince a treinta minutos.

Estas tres etapas de regulación son esenciales para garantizar la estabilidad, confiabilidad y seguridad en la operación de los sistemas eléctricos de potencia, permitiendo que la generación y la demanda se mantengan en equilibrio en todo momento.

En la Figura 1 se presenta un esquema de los tres lazos de control en la regulación frecuencia-potencia, con los tiempos de actuación de las reservas y la duración requerida:

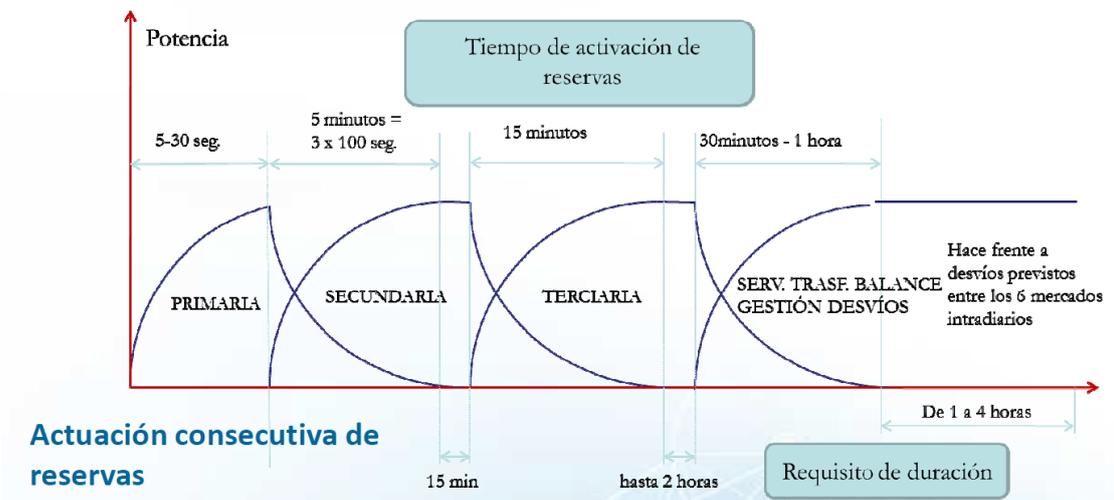


Figura 1. Regulación frecuencia-potencia en los sistemas eléctricos [2]

En la Figura 2 se sintetiza el funcionamiento iterativo del control automático de generación de cada unidad de regulación en el sistema eléctrico.

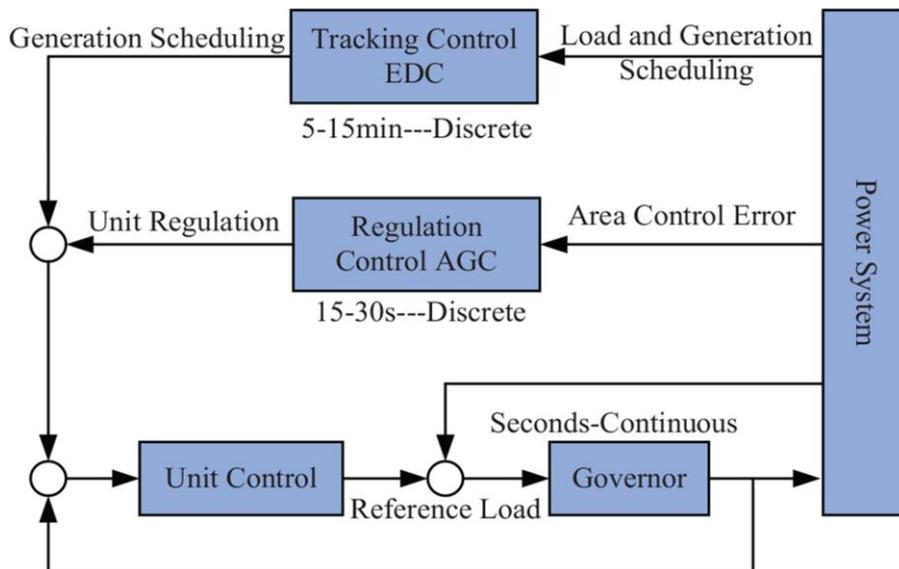


Figura 2. Funcionamiento del control automático de generación [2]

1.2 REGULACIÓN SECUNDARIA EN ESPAÑA

La regulación secundaria en España, denominada Regulación Compartida Peninsular (RCP), al igual que en otros sistemas eléctricos, se encarga de mantener el equilibrio entre la generación y la demanda de energía eléctrica en un horizonte de tiempo prolongado. En España, este proceso es gestionado por el Operador del Sistema Eléctrico (Red Eléctrica de España, REE).

En España el proceso funciona de la siguiente manera:

1. Programación de la generación: Los agentes del mercado energético, incluidos los productores de electricidad, presentan previsiones de generación horaria para cada unidad de producción al Operador del Mercado Eléctrico (OMIE). Estas previsiones se utilizan para planificar la generación necesaria para satisfacer la demanda proyectada.
2. Liquidación del desvío: El OMIE calcula el desvío entre la generación real y la prevista para cada unidad de producción. Si hay un exceso de generación, se considera un desvío positivo; si hay un déficit, se considera un desvío negativo.
3. Mecanismo de ajuste: El Operador del Sistema Eléctrico (REE) utiliza el mercado a corto plazo para ajustar los desvíos y equilibrar la oferta y la demanda. Si hay un desvío positivo, es decir, una generación excesiva, REE puede activar medidas de regulación secundaria para reducir la producción. Esto puede incluir instruir a ciertas unidades de generación para que disminuyan su producción o utilizar la reserva estratégica de generación.
4. Compensación económica: no se otorga una compensación económica directa por la regulación secundaria en sí misma. Sin embargo, los costos asociados con la regulación secundaria, incluidos los pagos a las unidades de reserva estratégica, se distribuyen entre los agentes del mercado eléctrico mediante un mecanismo de tarifas y peajes.

En resumen, en España, la regulación secundaria es gestionada por REE a través del mercado eléctrico, que utiliza medidas de ajuste para equilibrar la generación y la demanda de energía eléctrica.

Sin embargo, no en todos los países la regulación secundaria se gestiona de la misma manera que en España. En España el RCP opera cada cuatro segundos y el regulador de área (REE) calcula los incrementos de potencia necesarios de cada zona del área de regulación a partir de los desvíos de frecuencia y de las potencias de intercambio respecto a lo programado con el sistema eléctrico portugués, centroeuropeo y africano. Dichos incrementos de potencia generada que tiene que realizar cada zona se denomina Contribución Requerida a la Regulación (CRR). Posteriormente este dato (CRR) se envía a las zonas y a partir de ello, ellas calculan cada cuatro segundos con su regulador de zona la potencia de consigna de cada unidad que compone dicha zona mediante el cálculo del Error de Control de Área (ACE). El ACE es la diferencia entre la potencia programada y la potencia generada en el área de regulación. Este funcionamiento del área de regulación se puede observar en la Figura 3.

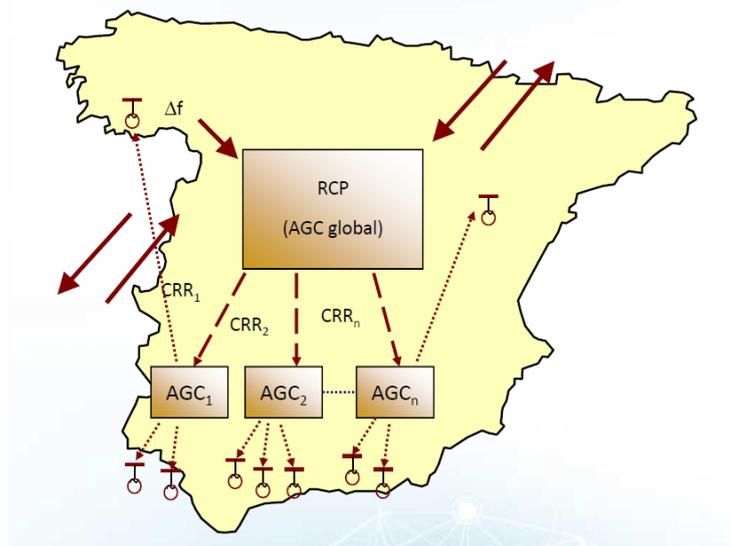


Figura 3. Diagrama de la regulación secundaria en España [2]

1.3 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

La principal motivación para realizar este proyecto es que la energía eólica sea una forma de generación de energía eléctrica igual que el resto de las fuentes convencionales en el sistema eléctrico sin ninguna restricción en su utilización. Con la obtención de un algoritmo AGC adaptado correctamente, la energía eólica podrá participar en la regulación secundaria, y con ello, se contribuye a la incorporación de esta tecnología en el sistema actual en todos los servicios del sistema. Como resultado, se podrá obtener un sistema eléctrico mucho más moderno e innovador, acorde a las necesidades que se demandan hoy.

2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

Actualmente, no se ha presentado en la literatura ningún algoritmo AGC que haya conseguido incorporar la energía eólica en la regulación secundaria del sistema eléctrico teniendo en cuenta todas sus particularidades. Es por ello, que este proyecto es muy innovador.

En el proceso de documentación de este proyecto se han encontrado publicaciones sobre reguladores de parque que son capaces de controlar correctamente la potencia generada en situaciones en las que la consigna ordenaba una disminución de la potencia generada y ésta se encontraba por debajo de la potencia límite disponible que se podía conseguir en esas condiciones meteorológicas, es decir, con la velocidad y la intensidad del viento disponibles en ese instante. Por ejemplo, esto se puede encontrar en [4] el cual presenta la implementación de un regulador al parque eólico Nuttby Mountain en Canadá. En él se puede observar cómo la potencia de consigna siempre es inferior a la potencia límite en ese instante y cuando se supera la potencia eólica disponible se suple con unidades térmicas. Además, se puede observar como las respuestas son de primer orden en la mayoría de las ocasiones. Para la evaluación de dicho algoritmo, se presentan diferentes índices, como California ISO y Midcontinent ISO para evaluar al regulador. En este proyecto también se utilizarán. El artículo [4], presenta un caso con muchas similitudes con el proyecto, pero se aplica únicamente a un parque eólico y en este proyecto se va a trabajar con varios.

Asimismo, para la correcta comprensión del funcionamiento de los aerogeneradores, siendo conveniente para el diseño de un regulador AGC para la correcta implementación de parques eólicos en la regulación, se ha analizado la referencia [5]. En dicho artículo, se detallan las diferentes ecuaciones que gobiernan la generación de energía en los aerogeneradores, así como, la regulación de dicha generación en función del ángulo en el que incide el viento en las palas de los aerogeneradores a una misma velocidad del viento y a diferentes velocidades de giro del rotor, de esta forma se obtiene el óptimo.

Respecto al objetivo principal de este proyecto, no se ha encontrado en la literatura un regulador de área de AGC que envíe consignas a diferentes parques eólicos para cumplir con los requisitos impuestos por el sistema. Y, en particular, que tenga en cuenta que no se puede conocer realmente en detalle qué condiciones ambientales existen, ya que, la dirección y/o la intensidad del viento pueden verse alteradas súbitamente y, por tanto, no se puede estimar con precisión cuál será la máxima potencia que el parque a regular puede generar.

En la literatura se describe cómo predecir la cantidad de viento disponible [2], con un periodo de tiempo de antelación de treinta segundos y quince minutos. Asimismo, en [2] se trabaja con una unidad eólica y varias unidades convencionales, como en este proyecto. Con el resultado de la predicción de viento, se implementa en el cálculo del ACE permitiendo conocer cuál es la máxima potencia que la unidad eólica puede generar. Sin embargo, con este resultado no se estudia la regulación con la propia unidad renovable, como en este proyecto, ya que, en [2] al conocer su máximo se suple el déficit o el exceso de generación por parte de esta unidad respecto a la consigna con las unidades convencionales al asignar sus factores de participación en función del viento disponible.

Asimismo, en [6] se combina un modelo de control predictivo (MPC) y un control cuadrático lineal gaussiano (LQG) para llegar a regular con exactitud los desvíos de frecuencia producidos por las unidades eólicas, pero al igual que en [3] regula dichos desvíos con las unidades convencionales. En [6] cada área de regulación se compone una unidad térmica y otra eólica.

Este proyecto partirá de uno anterior [7], por lo que su finalidad es mejorar lo obtenido anteriormente. Aunque los resultados obtenidos en el proyecto anterior son prometedores, la versión anterior del algoritmo AGC no llegó a encontrar una forma enteramente adecuada para asignar de forma fiel y coherente una potencia de consigna a cada uno de los parques eólicos en la zona de regulación acorde a las condiciones meteorológicas del viento en ese momento. En [7], se llega a la conclusión de que el algoritmo óptimo es aquel que reasigna la potencia en el algoritmo en caso de que algún parque no pudiera suministrar lo requerido entre los restantes que no hubiesen llegado al límite. El objetivo de esta reasignación es que

la potencia generada total sea igual a la consigna, momento en el que el algoritmo finalizaría su reasignación.

Por último, en este proyecto se ha querido simular con todas las limitaciones existentes en las unidades eólicas para un mayor realismo y exactitud. La mayor limitación es la banda muerta, por ello se ha de introducir un valor que sea coherente con su potencia nominal, ya que, si la banda muerta es muy reducida los parques podrán generar con mucha mayor facilidad la consigna, y si ésta es muy holgada, los parques eólicos nunca podrán llegar a generar lo que el sistema requiere. En la normativa [8] no regula las unidades de forma particular, únicamente regula la banda muerta zonal y del área. Igualmente, en [9] se define la banda muerta adecuada para mantener la estabilidad del sistema eléctrico, pero en el caso de áreas de regulación. Existen otros casos en la literatura que definen la banda muerta adecuada pero únicamente en el caso de regulación primaria como en: [10], [11], [12] y [13]. En otra literatura, como en [14] y [15] se implementa la limitación de banda muerta, pero sin especificar qué magnitudes se han considerado en ambos modelos. Finalmente, en [16] se estudia la estabilidad transitoria en la tensión del sistema eléctrico con la incorporación de grandes parques eólicos marinos, realizándose una comparación con dos valores distintos de banda muerta: nula y un $\pm 5\%$ respecto a la potencia nominal de los parques eólicos. Como se ha mencionado, en este proyecto se ha querido desarrollar el algoritmo con una banda muerta distinta de cero, además de realista, por ello, se ha aplicado en las simulaciones una banda muerta máxima de $\pm 5\%$ respecto a la potencia nominal.

3. DEFINICIÓN DEL TRABAJO

3.1 JUSTIFICACIÓN

A la vista de los datos expuestos en 1. , ya se puede apreciar la necesidad de que la energía eólica debe ser capaz de otorgar al sistema eléctrico estabilidad y equilibrio. Siendo la fuente con mayor potencia instalada en el sistema, lo más coherente sería que dicha fuente pudiera regular las inestabilidades ocasionadas. Asimismo, en un período de tiempo muy pequeño, las centrales de carbón y las centrales nucleares van a desaparecer del sistema de forma escalonada. Las centrales de carbón no volverán a generar electricidad a partir de 2.025, es decir, en 2 años, y las centrales nucleares, se ha estipulado su cierre al final de la vida útil de cada una de ellas, siendo el cierre de la última central en 2.035. A destacar los últimos acontecimientos políticos y económicos internacionales, urge a una menor dependencia del gas natural y el petróleo, es por ello por lo que sus elevados precios obligan a que las centrales de ciclo combinado tengan una menor importancia en el sistema, siendo, entre otras, de las que más relevancia tienen a la hora de regular en secundaria.

Actualmente no existe ningún algoritmo AGC capaz de proporcionar toda la potencia necesaria en regulación secundaria en el que regulen tanto las unidades eólicas como las convencionales y que, a su vez, busque obtener el máximo de cada parque eólico que compone dicha unidad. Este proyecto trabaja con la optimización de un algoritmo en el que aproveche toda la potencia disponible del viento para generar la electricidad necesaria que demanda el sistema, con ello, las ganancias de los parques aumentarían y su rentabilidad económica sería mucho mayor. Además, como se ha explicado anteriormente el cierre de muchas fuentes de generación va a ser progresivo, así como la transición energética. Es por ello, que este proyecto encaja perfectamente con ambas ideas, ya que, combina las centrales convencionales con las renovables, diseñando un regulador de zona en el que existen ambos tipos de centrales.

3.2 OBJETIVOS

El objetivo fundamental del proyecto es el de mejorar el algoritmo AGC de un proyecto anterior [7] consiguiendo una completa incorporación de los parques eólicos a la regulación secundaria del sistema. Para ello se han establecido los siguientes objetivos de detalle:

- I. **Diseño** de un regulador capaz de distribuir la potencia asignada por el Operador del Sistema a una zona de regulación entre las diferentes unidades en esa zona, centrales convencionales y renovables, dependiendo de la banda muerta de cada parque eólico y la intensidad y velocidad del viento en cada instante.
- II. **Implementación** del regulador en Matlab y Simulink.
- III. **Simulación** del comportamiento del regulador utilizando datos reales registrados en diferentes parques eólicos españoles.
- IV. **Análisis** de los resultados obtenidos en la simulación.
- V. **Evaluación** del funcionamiento global del regulador de AGC, y la participación de los parques eólicos en la regulación.

3.3 METODOLOGÍA

En el proyecto se ha realizado una búsqueda activa de información con la que se han podido determinar las diferentes dificultades y características que se presentan en el sistema eléctrico con la generación renovable, y en concreto, con la energía eólica. Además, en esta búsqueda, se han valorado las posibles soluciones propuestas en estudios anteriores para la regulación secundaria con plantas eólicas. Una vez conocidas las características particulares que presenta la generación eólica, se ha diseñado un regulador con el que los diferentes parques eólicos participarán en la regulación secundaria del sistema. Este regulador va a recibir como entrada la cantidad de potencia que la zona tiene que variar su producción. Este dato se denomina Contribución Requerida a la Regulación (CRR), y la determina el Operador del Sistema, es decir, Red Eléctrica de España (REE). Este regulador distribuye esta variación entre las diferentes unidades eólicas y las unidades convencionales incluidas

en la zona de regulación, siendo las variables de salida del regulador la consigna calculada para todas las unidades. Se ha simulado el modelo que incluye el regulador diseñado y un modelo de cada una de las unidades. El modelo se alimenta con datos reales y los resultados se evalúan para determinar la idoneidad de los resultados obtenidos. Para la simulación del comportamiento del parque eólico se parte de datos reales de potencia y de consigna registrados durante periodos de tiempo determinados en un parque eólico en concreto con unas condiciones meteorológicas determinadas. De esta forma se ha simulado con las mismas condiciones medioambientales para evaluar de una forma más realista el comportamiento del regulador diseñado. Se han desarrollado diferentes versiones de regulador, con diseños y formas de reparto diferentes, y para poder compararlos se han calculado unos índices de comportamiento (KPI) que permiten evaluar la bondad de los resultados obtenidos. Estos índices reflejan el buen funcionamiento de cada versión del regulador. A partir de los resultados que se han obtenido para dichos índices se propone el diseño del regulador más adecuado para poder participar en la regulación secundaria con energía eólica.

3.4 PLANIFICACIÓN Y ESTIMACIÓN ECONÓMICA

El presente proyecto ha llevado la planificación que se detalla a continuación:

- I. Estudio y comprensión de los problemas: hasta el 22 de febrero
- II. Diseño y codificación del regulador: hasta el 17 de marzo
- III. Simulación y evaluación de los resultados obtenidos: hasta el 4 de julio
- IV. Evaluación de los índices obtenidos: hasta el 13 de julio
- V. Realización de la memoria: hasta el 17 de julio

En la evaluación económica del proyecto se ha estimado considerando los siguientes gastos:

- Costo de las distintas licencias del software empleado durante la ejecución del proyecto. La licencia anual de Matlab es de 800 € y el paquete Office de 69 €.

- El número de horas invertidas son 180 horas, ya que la asignatura Trabajo Fin de Grado cursada durante el desarrollo del proyecto le corresponden 6 créditos. El salario medio de un alumno recién titulado en la Escuela Técnica Superior de Ingeniería - ICAI es de 15 €/hora, dato proporcionado por la Asociación de Ingenieros del ICAI. Por tanto, el coste de personal asciende a 2.700 €.

En resumen, la estimación del **costo del proyecto** asciende a **3.569 €**.

4. MODELO DESARROLLADO

4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL MODELO

El trabajo realizado se centra en una zona de regulación dentro del sistema eléctrico peninsular español (ver 1.2).

El modelo que se utiliza en las simulaciones representa una zona de regulación y se ha implementado en Matlab y Simulink. Se parte de un modelo inicial que incluye con detalle el regulador de zona diseñado y el modelo de respuesta independiente de cada una de las unidades, ambos diseñados por el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería - ICAI. En ese modelo se incluye en este proyecto un regulador que calcula la consigna para las unidades eólicas (una unidad eólica se corresponde con un parque eólico) y el modelo de respuesta independiente de cada uno de los parques.

Este proyecto se centra en el desarrollo del regulador de parques eólicos y la parametrización del modelo de parques eólicos.

En la Figura 4, se puede observar un pequeño esquema explicativo del funcionamiento del modelo.

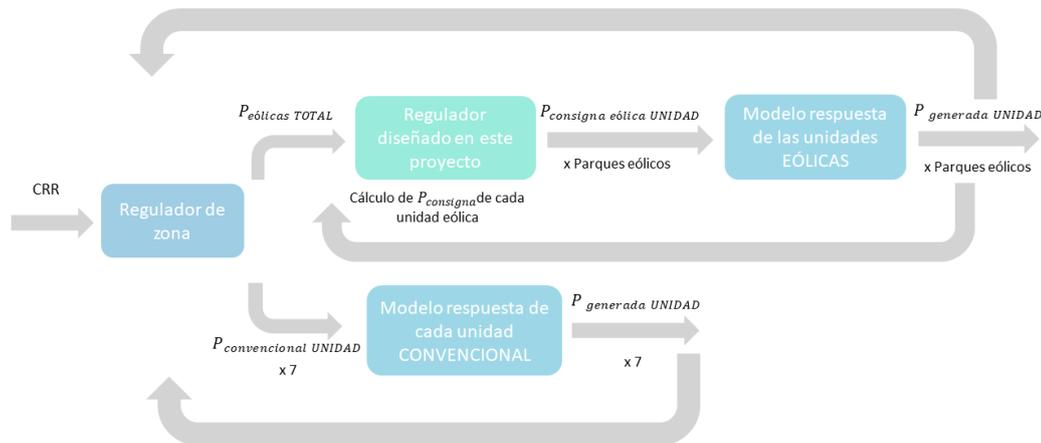


Figura 4. Esquema del modelo desarrollado

4.1.1 REGULADOR DE ZONA

El regulador de zona calcula las potencias de consigna de las unidades que conforman la zona a partir del CRR, calculado anteriormente por el Operador del Sistema, la potencia generada en el ciclo anterior por cada unidad, con ello se calcula el ACE, las limitaciones de cada unidad, como la banda muerta, la capacidad de respuesta rápida de los grupos de generación y los costes económicos, entre muchos otros. El reparto de cada potencia de consigna a las unidades se realiza asignando potencia requerida por el sistema a la regulación teniendo en cuenta diversos factores significativos referidos a la regulación de cada unidad. Con ello, se busca reducir el ACE a cero, así como la optimización de las pérdidas económicas y las medidas implementadas para regular y gestionar las unidades.

Al buscar minimizar los desembolsos financieros, el AGC siempre va a buscar asignar mayor potencia de consigna a las unidades eólicas al no tener costos variables. Además, también va a pretender que existan los mínimos errores en la respuesta total de la zona (la variable SUM calculada por REE es una medida de dicho error en la respuesta).

En la figura 5 se presenta el funcionamiento esquematizado del regulador de zona implementado en las simulaciones, siendo su operación muy similar a los reguladores de zona del área española.

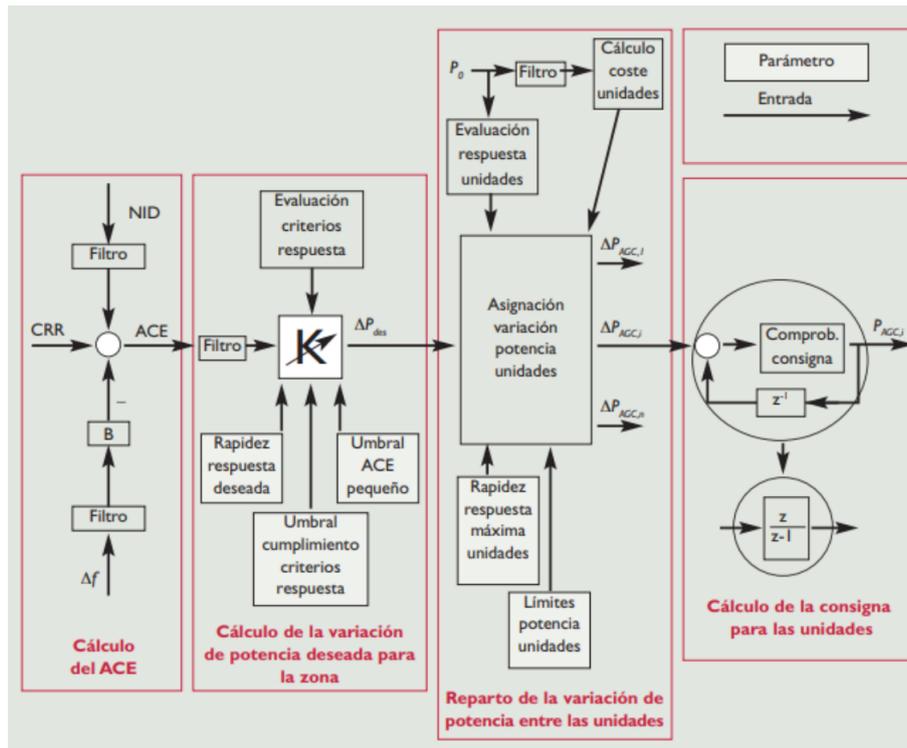


Figura 5. Funcionamiento esquemático del regulador de zona AGC [17]

4.1.2 UNIDADES DEL MODELO

En el modelo desarrollado en este proyecto, en la zona de regulación existen 7 unidades convencionales y 1 unidad eólica que condensa todas las unidades eólicas, es decir, los parques eólicos de la zona. En particular, el número de parques eólicos en la zona simulada es 30.

En el caso de las 7 unidades convencionales, cada modelo de respuesta (cada modelo se corresponde con una unidad convencional) recibe una entrada: la potencia de consigna de

cada unidad. Con ello, simula el comportamiento real que tendrían dichas unidades obteniendo la potencia eléctrica generada en el periodo de simulación de cada unidad.

En las unidades eólicas, la potencia de consigna asignada por el AGC es un solo dato, ya que es el total de toda la potencia que se requiere en la regulación de todos los parques eólicos. Dicha potencia es la entrada para el bloque diseñado en este proyecto, en el que se reparte la entrada entre las diferentes unidades eólicas siguiendo un reparto desarrollado en el proyecto. Para conocer, cuál es el más adecuado se han diseñado y estudiado varios repartos teniendo en cuenta las diferentes dificultades presentadas en este tipo de generación. Dichos repartos, en muchas ocasiones emplean la potencia que ha sido generada por las unidades en el ciclo anterior del algoritmo para el cálculo de la potencia de consigna de cada grupo. Una vez calculada la potencia de consigna para cada unidad eólica, se simula el comportamiento real de cada unidad y se obtiene la potencia generada de cada una en cada instante de tiempo dentro del periodo de simulación.

4.1.3 MODELO IMPLEMENTADO EN SIMULINK

Finalmente, el modelo implementado en Simulink para las simulaciones de la zona de regulación se muestra en la Figura 6. Este modelo implementa el diagrama de bloques general que se muestra en la Figura 4.

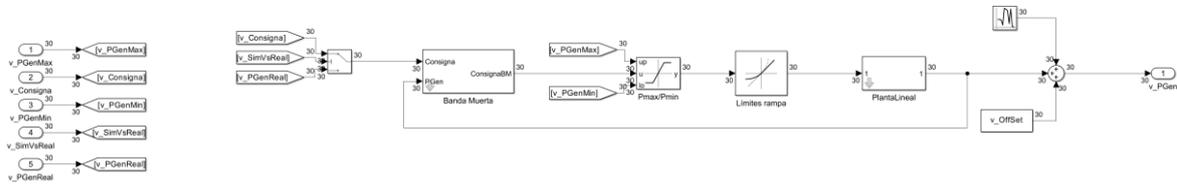


Figura 7. Diagrama de bloques del modelo de las unidades eólicas

El primer bloque que se observa en la Figura 7, es el encargado de modelar la banda muerta de las unidades. La banda muerta limita la generación de los grupos ante pequeños cambios, es decir, si la diferencia entre la potencia generada en el ciclo anterior respecto a la consigna del ciclo actual es inferior a la banda muerta, la potencia generada por el grupo no será modificada respecto al ciclo previo. Como se ha explicado en Estado de la Cuestión, se ha querido realizar las simulaciones con un valor de banda muerta que fuera fiel a la realidad. En [16], en el que se estudia la estabilidad transitoria en la tensión del sistema eléctrico con la incorporación de grandes parques eólicos marinos y entre distintos valores de estudio de banda muerta, se indica que la banda muerta se encuentra en un $\pm 5\%$ de la potencia nominal del parque eólico. Por tanto, dicho valor es aquel que se ha parametrizado como el máximo de banda muerta de las unidades. Para un mayor realismo en las simulaciones, se han estipulado valores distintos de banda muerta para el regulador de zona AGC y para el modelo de los parques eólicos, siendo dicha diferencia superior a un 1% de potencia nominal de la unidad. En el AGC la banda muerta es de $\pm 1,5\%$ de la potencia nominal, mientras que en el modelo es de un $\pm 4,5\%$. Si hubiera mayor banda muerta en el regulador de zona en lugar que el modelo, el comportamiento de las unidades eólicas sería similar a si la banda muerta de los dos bloques fuera igual. Parametrizándolo con los valores que se han detallado (en AGC $\pm 1,5\%$ de la potencia nominal y en el modelo $\pm 4,5\%$), el desarrollo de los algoritmos se realiza en el caso más desfavorable para la regulación, respecto a banda muerta.

A continuación, se encuentra el bloque que limita la potencia generada al máximo y mínimo de la unidad. Posteriormente, el siguiente bloque en el modelo es la limitación de rampa que rige la capacidad de cada grupo en responder a mayor o menor velocidad ante un cambio en la potencia de consigna y la planta lineal, que modela la dinámica de la respuesta. Por último,

tras todos los bloques explicados anteriormente se encuentra un punto de suma que añade a la salida de dichos bloques una señal de *offset* y otra de ruido, obteniendo entonces la potencia generada por cada parque eólico.

El *offset* modela la desviación, pudiendo ser positiva, negativa o nula, de la potencia generada por la unidad respecto a la potencia de consigna. En las simulaciones realizadas en este proyecto, no se ha implementado dicha desviación.

Sin embargo, en muchas simulaciones sí se ha aplicado la señal de ruido, siendo en aquellas en las que no se ha simulado con los datos reales de cantidad de viento existente en cada instante de tiempo. El fin de aplicar ruido a la potencia generada era evaluar los distintos repartos de la potencia de consigna simulando el comportamiento real de los parques eólicos, ya que, en la realidad no es una señal sin picos en la generación. Durante dichas simulaciones, se ha implementado $\pm 0,5\text{MW}$ de ruido respecto a la generación sin esta señal.

4.3 DATOS DE ENTRADA

Los datos empleados en la simulación de la zona de regulación española han sido proporcionados por el IIT y son los siguientes:

- I. **Características técnicas** de operación de las **unidades convencionales**: *offset*, banda muerta, límites técnicos y velocidad de respuesta (rampas de subida y bajada).
- II. **Datos reales de operación de las unidades convencionales**: potencia programada, límites de potencia estimada, potencia generada y estado de regulación.
- III. **Datos reales de funcionamiento de los parques eólicos** recogidos durante un día: potencia generada (medida), potencia nominal y potencia máxima a generar con las condiciones meteorológicas.

A destacar la potencia medida recogida de los 30 parques eólicos es la máxima potencia para generar con las características del viento en ese momento de recolección de datos, esto es porque actualmente el normal funcionamiento de las unidades eólicas es operar en el máximo permitido. Por ello, en las simulaciones el

regulador de zona y el modelo de las unidades eólicas tomarán la potencia medida real como la máxima potencia disponible del viento.

En la Figura 8 se muestra la potencia generada y la potencia nominal del parque eólico 1. Los datos que se muestran son los que se han implementado en las simulaciones. Asimismo, se puede ver los valores máximo y mínimo de generación durante las 24 horas recogidas.

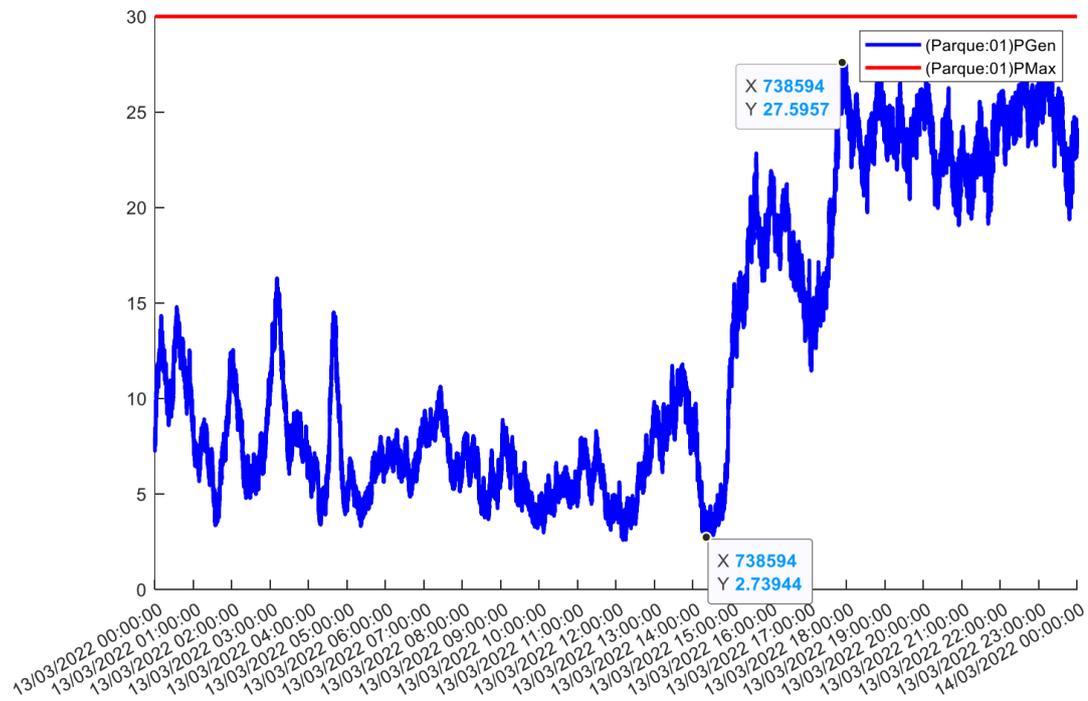


Figura 8. Datos reales recogidos durante 1 día del funcionamiento del parque eólico 1

IV. **Datos del funcionamiento del regulador de zona AGC: CRR**, desvío de frecuencia y constante *bias* necesaria para calcular el ACE.

El ACE se define mediante la siguiente ecuación:

$$E. 1 \quad ACE = \frac{NID}{G} - 10 * B * \Delta f + CRR$$

Siendo:

- NID: diferencia entre la potencia programada respecto a la generada

- G: factor de atenuación. En el área español su valor es 5
- B: constante *bias*
- Δf : desvío de frecuencia
- CRR: contribución requerida a la regulación

Cada 4 segundos hay un valor, ya que en los reguladores de zona del área de España las operaciones se realizan con un periodo de muestreo y cálculo igual a 4 segundos.

Para la evaluación del correcto funcionamiento de los algoritmos de reparto, se han realizado simulaciones del modelo de zona de regulación con distintas señales CRR para que, como resultado el AGC genere potencias de consigna diferentes en cada caso, siendo:

- **Entradas sintéticas:** señales construidas por el usuario. En las simulaciones se han aplicado dos entradas distintas:
 - *Entrada I:* senoidal de amplitud 50MW y periodo una hora. De esta forma se consigue que se produzcan movimientos grandes a subir y a bajar dentro de una misma hora, que será el tiempo que se utilice en muchas simulaciones.

$$E. 2 \quad CRR = 50 * \sin \left(2 * \frac{\pi}{3600} * t \right)$$

- *Entrada II:* senoidal de amplitud 50MW y periodo cercano a tres horas. De esta forma, en una simulación de una hora se puede tener movimientos de la generación más lentos y con la mayor parte de la hora con la potencia generada cerca del límite superior, cerca del límite inferior, o cambiando del límite superior al inferior.

$$E. 3 \quad CRR = 50 * \sin \left(2 * \frac{\pi}{10000} * t \right)$$

- *Entrada III:* senoidal de amplitud 10MW y periodo de aproximadamente 15 minutos. Con esa entrada, y para una simulación de una hora, se pueden observar variaciones de potencia pequeñas pero con varios cambios a subir y bajar.

- $E.4 \quad CRR = 10 * \sin \left(2 * \frac{\pi}{1000} * t \right)$

4.4 PARAMETRIZACIÓN DE LA BANDA DE REGULACIÓN DE LOS PARQUES EÓLICOS

Para el diseño de un algoritmo capaz de repartir la potencia de consigna entre las diferentes unidades eólicas de una forma adecuada y para el funcionamiento del AGC, es necesario conocer la potencia programada para cada una de ellas y su potencia máxima y mínima estimada en la regulación. Con estos tres valores se define la banda de regulación de cada grupo de generación.

La potencia mínima estimada se ha establecido como el 10% de la potencia nominal de cada parque eólico. Este valor es una estimación de la potencia mínima que puede generar el parque sin que sea necesario parar ningún molino. Se prefiere no bajar de esta potencia debido a la regulación, ya que el proceso posterior de arranque de los molinos es lento y podría dar lugar a una dinámica de regulación demasiado lenta.

La potencia máxima estimada se ha calculado en franjas horarias de cuartos de hora, siendo definida como la media de la potencia máxima real de cada unidad durante dicho cuarto de hora (15 minutos). La longitud de dichos intervalos de tiempo se debe a que el Operador del Sistema ha realizado una modificación, durante el año de realización de este proyecto, de los períodos de oferta de la regulación secundaria (anteriormente 1 hora) y en el futuro el mercado de generación pasará también de un periodo de una hora a un periodo de 15 minutos.

En muchas ocasiones la máxima potencia real es muy reducida, resultando en una potencia máxima estimada insignificante, llegando incluso a ser inferior respecto a la potencia mínima estimada. En dichos casos, se ha establecido que la potencia máxima estimada sea la potencia mínima estimada, conservando la potencia mínima estimada, por tanto, el valor de la potencia mínima y máxima estimada son iguales.

Por último, la potencia programada se ha definido como:

$$E. 5 \quad P_{Programada} = \frac{P_{MAX}^{ESTIM} - P_{MIN}^{ESTIM}}{2} + P_{MIN}^{ESTIM}$$

Al variar el valor de la potencia máxima estimada cada 15 minutos, la potencia programada que es calculada a partir de ella, se modifica también en el mismo espacio de tiempo.

4.5 DESCRIPCIÓN DEL ALGORITMO DE REPARTO DESARROLLADO

En este proyecto se han diseñado y estudiado cinco algoritmos diferentes de reparto, partiendo de un caso base, se han analizado las diferentes ventajas e inconvenientes de cada uno de ellos e, intentando mejorar dichos inconvenientes se han desarrollado los algoritmos.

Los tres algoritmos detallados posteriormente, son con los que fundamentalmente se ha desarrollado este proyecto, los dos restantes son aquellos en los que se han aplicado las diferentes mejoras para solventar los problemas de regular con este tipo de generación.

En todas las gráficas presentadas posteriormente representan el funcionamiento en conjunto de todos los parques de la zona. La función de color azul es la potencia de consigna resultante del algoritmo de reparto, denominada consigna total calculada (CTC), mientras que la roja es la potencia de consigna que el algoritmo de reparto recibe del regulador de zona AGC, y, por tanto, la entrada al algoritmo desarrollado, es decir, la consigna total que se recibe como entrada (CTE). La función rosa es la potencia generada por los 30 parques, potencia total generada (PTG), así como también se representa la potencia máxima real del viento siendo la función amarilla. Por último, los límites estimados también se encuentran representados en color verde.

A continuación, se detallan los tres repartos principales con sus resultados obtenidos:

4.5.1 CASO BASE

Este tipo de algoritmo reparte de forma proporcional al número total de parques eólicos la potencia de consigna entre todos ellos. En este proyecto al tener 30 parques eólicos, el factor

de participación de cada uno de ellos es $\frac{1}{30}$, por tanto, el porcentaje de potencia a regular por cada uno de ellos es un 3,33%. En caso de que la potencia asignada a un parque se encontrara fuera de los límites estimados, la consigna de dicho parque sería el límite estimado.

4.5.1.1 Entrada I

En la Figura 9 se presentan los resultados obtenidos para el reparto proporcional cuando se utiliza la Entrada I. Se observa que CTC es menor durante toda la simulación que CTE. Esto es debido a que al imponer los límites de banda de cada unidad al reparto, si la consigna del parque es superior al máximo o inferior al mínimo como resultado la consigna de dicha unidad será dicho límite. Por otra parte, la PTG es mayor que la CTC, ya que por las limitaciones de banda muerta y potencia máxima real en las unidades no permiten igualar la generación a la consigna distribuida para cada parque eólico.

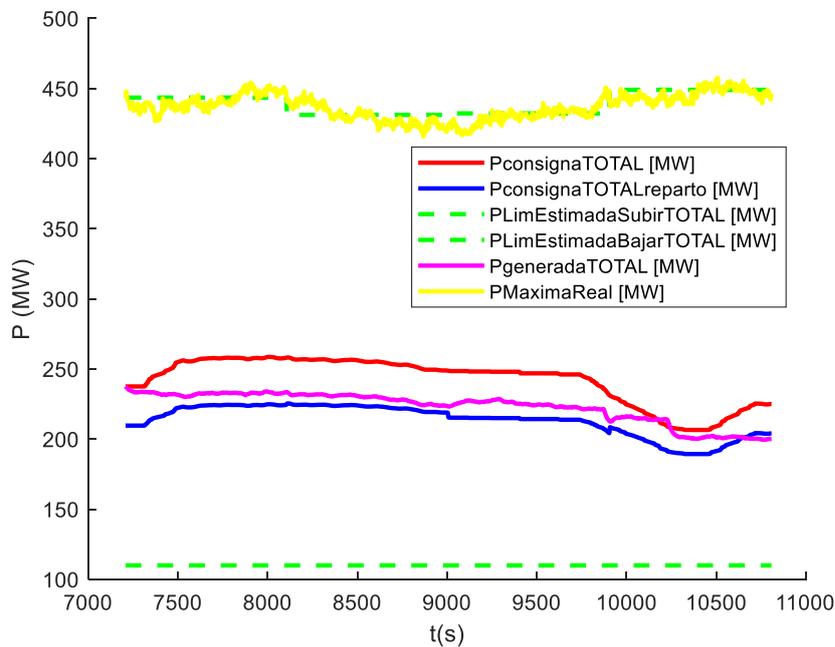


Figura 9. Resultado de la simulación del funcionamiento en conjunto de las unidades eólicas en la hora 3 con Entrada I y algoritmo Caso Base

4.5.1.2 Entrada II

En la Figura 10 se presentan los resultados obtenidos para el reparto proporcional cuando se utiliza la Entrada II. Igual que para la Entrada I, la CTC es menor que la CTE. Sin embargo, a partir de $t=9500$ s la PTG, que era mayor que la CTC, se mantiene igual a dicha consigna total. La razón es que la CTE aumenta, con el consiguiente aumento de CTC, siendo este último admisible, ya que algunos límites máximos estimados de las unidades superiores al 3,33% de CTE. Sin embargo, la PTG no varía a partir de los 9500 s, porque al incrementarse la potencia de consigna de aquellas unidades no saturadas, se iguala a la potencia generada en los ciclos anteriores a $t = 9500$ s. Anteriormente, ambas potencias diferían por el límite de banda muerta.

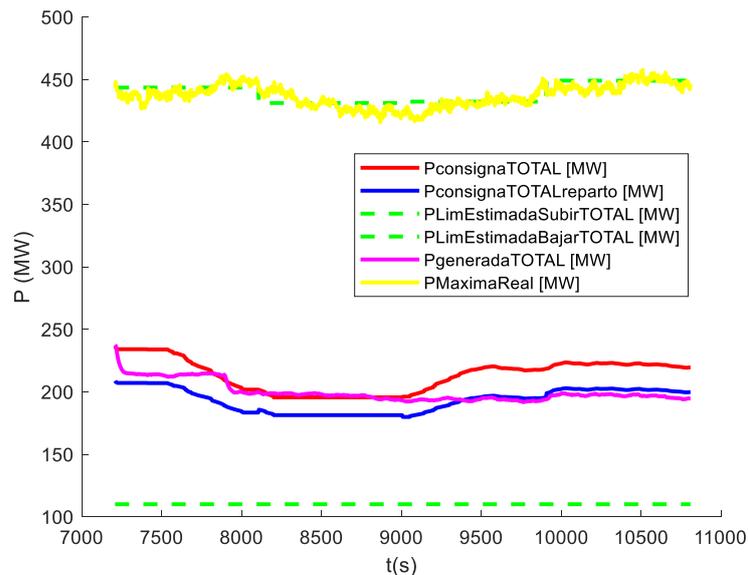


Figura 10. Resultado de la simulación del funcionamiento en conjunto de las unidades eólicas en la hora 3 con Entrada II y algoritmo Caso Base

4.5.1.3 Entrada III

En la Figura 11 al igual que en la Figura 9 y la Figura 10, CTE es superior a CTC por el mismo motivo explicado en la Figura 9. Como resultado se pueden observar pequeños saltos en CTC, causados por los parques saturados, plasmando los cambios de potencia máxima estimada de cada cuarto de hora, o lo que es lo mismo, los cambios de la potencia de consigna

de cada uno de ellos. Asimismo, la PTG no llega a ser igual que CTC en ningún instante de la hora simulada, aunque la magnitud de PTG es más aproximada, durante toda la simulación, al valor de CTC, a diferencia de la Figura 9 y la Figura 10. Esto sucede porque las unidades no se encuentran tan afectadas por la limitación de potencia máxima real.

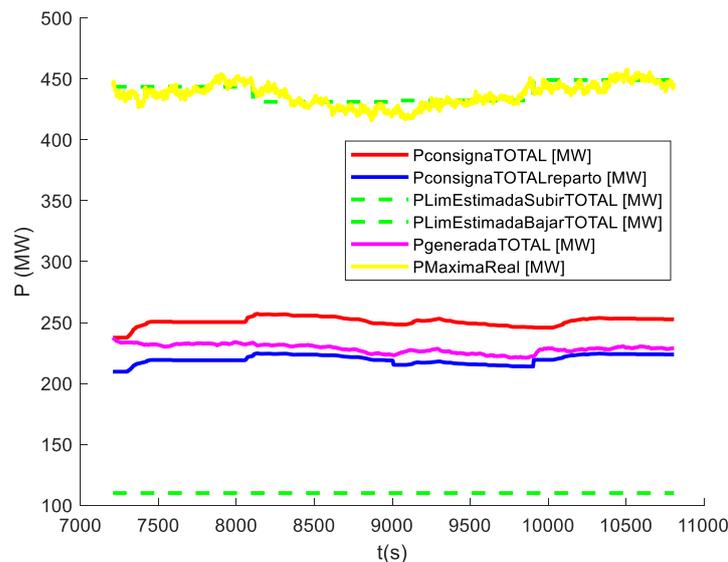


Figura 11. Resultado de la simulación del funcionamiento en conjunto de las unidades eólicas en la hora 3 con Entrada II y algoritmo Caso Base

4.5.1.4 Análisis de los resultados obtenidos

El principal objetivo que tiene que cumplir un algoritmo de reparto es que los grupos generen lo demandado por el regulador de la zona, y, por consiguiente, por el Operador del Sistema. Con cualquiera de las tres entradas al reparto se puede observar como la generación de los grupos no genera en ningún momento (salvo unos instantes en 4.5.1.2) lo indicado por el AGC, siendo esto un gran inconveniente.

Asimismo, otro objetivo que debería cumplirse es que la CTC, es decir, la calculada en el algoritmo, fuera la misma que CTE. Esto no ocurre porque existen determinadas unidades en las que su consigna se encuentra fuera de los límites de banda de secundaria y, al imponer los límites como consigna, el total de la potencia de consigna repartida difiere de la potencia asignada por el AGC a repartir. Una consecuencia por no repartir la misma consigna que se

debería es que el AGC se encuentra limitado al existir una diferencia considerable entre ambas potencias de consigna, por tanto, el regulador de zona asigna mayor potencia de consigna al resto de unidades, las cuales son todas convencionales. Dicha consecuencia, se comprobará a continuación cuando se muestren los resultados para otros algoritmos, en los que se podrá apreciar una potencia de consigna con mayores valles y picos en su forma, siendo la misma hora simulada en todos ellos.

El algoritmo al asignar a todos la misma potencia sin tener en cuenta si los parques eólicos se encuentran muy cerca de su límite, desperdicia la oportunidad y la potencia disponible de poder designar mayor potencia de consigna a aquellos parques con mayor banda de regulación disponible. Por tanto, se saturan muchas unidades y en otras muchas se deja escapar una potencia muy útil pudiendo compensar con ellas la cantidad perdida en las saturadas, destinando de esa forma la potencia de consigna que no se ha podido adjudicar con anterioridad a los parques saturados e igualando así la potencia de consigna establecida por el AGC para la unidad eólica.

A destacar que la generación se encuentra limitada por dos grandes problemas que lastran a los restantes repartos desarrollados en 4.5.2 y 4.5.3, que son: la banda muerta y la potencia máxima real, siendo esta última la cantidad de potencia disponible a generar del viento. Como resultado, las unidades generan bastante menos potencia que la potencia de consigna.

Ambas limitaciones y la imposición al algoritmo los límites de la banda de regulación se pueden apreciar en la Figura 12, siendo la simulación de la hora 3 del parque eólico 28 con la *Entrada III*:

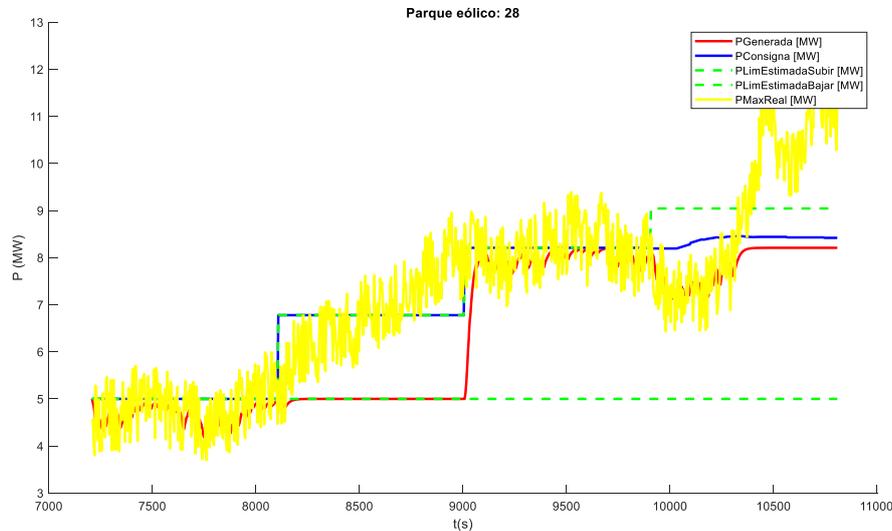


Figura 12. Operación del parque eólico 28 en la hora 3 de simulación con la Entrada III

La limitación de banda muerta se puede apreciar claramente en el intervalo de tiempo desde $t=8100s$ al $t=9000s$ (segundo cuarto de hora de la simulación), donde la consigna aumenta llegando a superar la banda muerta del parque eólico, y con ello, la potencia generada se acerca a la consigna, sin llegar a generar la misma cantidad de potencia que se le requiere por encontrarse entonces con la limitación de la cantidad de viento existente. Además, hasta $t=10500s$ el parque no llega a participar en la regulación al 3,33%, como el algoritmo lo requiere, al encontrarse limitado hasta el tercer cuarto de hora simulado, incluyéndolo.

4.5.2 CASO LLENADO

En este algoritmo se ha buscado llegar al máximo estimado de cada parque, de esta forma se aprovecharía la máxima potencia disponible en cada uno de ellos. A continuación se describe el algoritmo que calcula la consigna de potencia que se enviará a cada parque eólico.

Como la potencia de consigna a repartir es inferior a la máxima potencia estimada en total entre todas las unidades, por ello, y para que no haya ningún parque parado completamente, la mínima consigna es el mínimo de potencia estimada, por tanto, el algoritmo empieza asignando a todos los parques una consigna igual a la mínima estimada.

Posteriormente, la diferencia entre la potencia a repartir procedente del AGC y la potencia ya asignada suma de los mínimos de cada parque, se reparte de forma consecutiva entre los parques, empezando con el parque eólico 1. A cada parque se le va asignando el máximo estimado como consigna, de forma que dichas unidades se encuentran saturadas y con una reserva nula, hasta que se ha asignada una consigna total (CTC) igual a la que se recibe como entrada (CTE).

Como resultado, hay parques en los que su potencia de consigna es la máxima estimada y otros en los que su consigna es la mínima, quedando en general un único parque con una consigna entre su mínimo y su máximo.

4.5.2.1 Entrada I

A continuación, en la Figura 13 se presentan los resultados de la operación del total de parques en la simulación en la hora 3 de los datos reales y con la Entrada I. En este caso, a diferencia de Caso Base, la CTC es igual en todo momento de la simulación a CTE. Sin embargo, la PTG no es igual a CTC, esto es el resultado de la limitación de potencia máxima real, sobre todo. La mayoría de las unidades eólicas se encuentran operando en el límite superior durante toda la simulación, ya que con la Entrada I se busca alcanzar el máximo de la mayoría de los parques, a diferencia de las restantes entradas. Entorno a $t=10000s$, la PTG sí coincide con el valor de CTC, ya que, la CTE y CTC disminuyen sus magnitudes, conllevando al funcionamiento de algunos parques eólicos fuera de la zona de saturación. Por último, en los últimos instantes de la simulación, CTC y CTE vuelven a aumentar sus valores, sin embargo, PTG no llega a igualar su valor al de ambas consignas,

causado por la limitación de banda muerta.

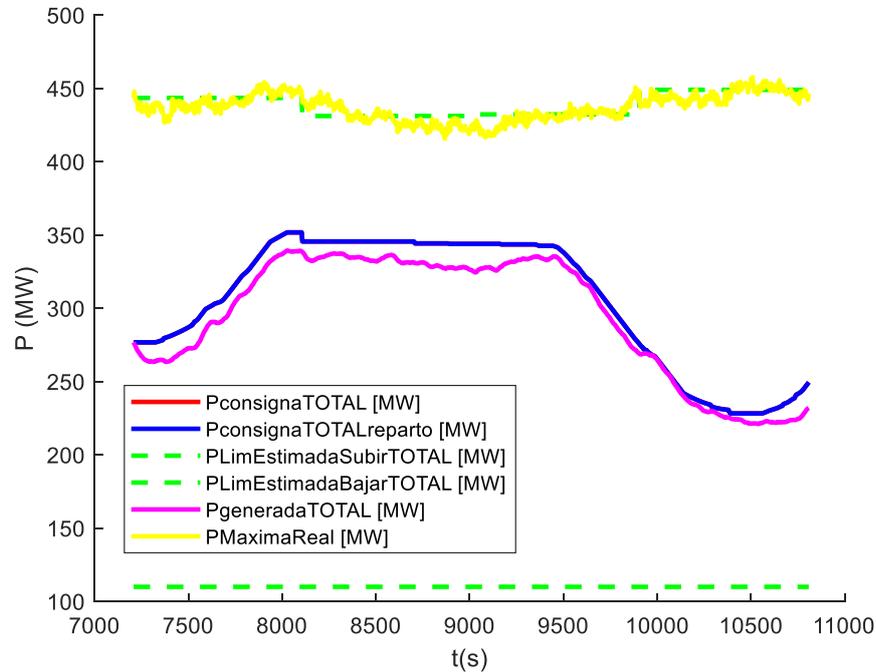


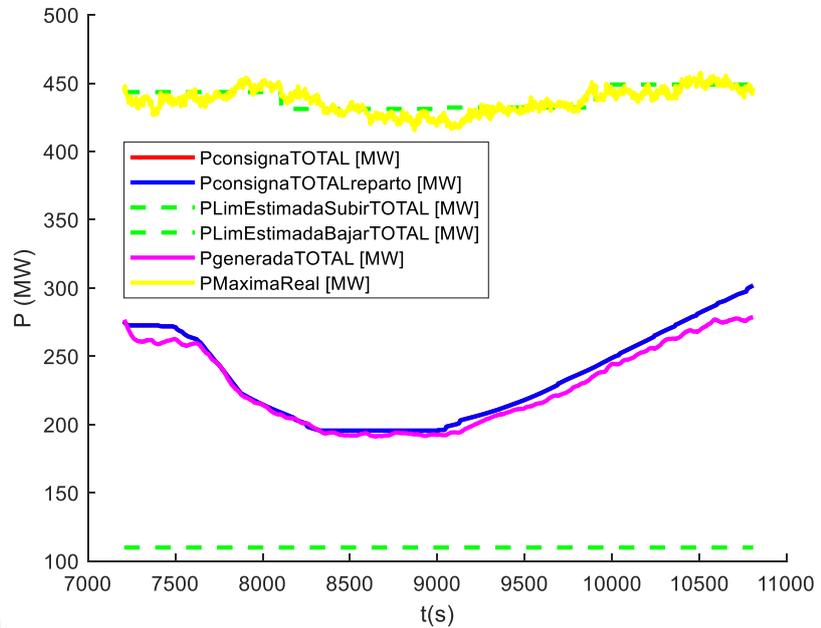
Figura 13. Comportamiento como conjunto de los parques eólicos con el algoritmo de Llenado en la hora simulada 3 con la Entrada I

4.5.2.2 Entrada II

En la Figura 14 se muestran los resultados de la simulación con el algoritmo de reparto Caso Llenado con los datos de Entrada II y la hora 3 de los datos reales. Al igual que, con la Entrada I, la CTC es igual al CTE, y PTG difiere en algunos instantes de dichos valores.

En los primeros instantes de la simulación, hasta $t=7500$ s, aproximadamente, la generación es diferente a la consigna total por la problemática de la potencia máxima real, operando numerosas unidades en el máximo. A partir de $t=7500$ s, aproximadamente, CTC y CTE disminuyen sus valores, comenzando a operar numerosos parques en puntos inferiores al límite superior. Hasta $t=9000$ s, PTG es igual a CTC y CTE, ya que los incrementos superan el umbral de la banda muerta y la mayoría de las unidades operan con potencia de reserva. A partir de $t=9000$ s y hasta el final de la simulación PTG es inferior a

CTC y CTE, por comenzar a operar progresivamente mayor número de parques eólicos en



sus puntos de saturación.

Figura 14. Comportamiento como conjunto de los parques eólicos con el algoritmo de Llenado en la hora simulada 3 con la Entrada II

4.5.2.3 Entrada III

La Figura 15, mostrada a continuación, se presentan los resultados de la simulación del algoritmo de Llenado con los datos reales de la hora 3 y la Entrada III. En ella, al igual que en Figura 13 y Figura 14, los valores de CTC y CTE son iguales en todo momento, y la PTG es inferior a dichas consignas. La Entrada III, genera una potencia de consigna cuyo valor sigue una tendencia ascendente en todo el periodo simulado, por tanto, se saturan de manera progresiva un mayor número de parques eólicos, encontrándose el total de la unidad eólica muy perturbada, cada vez en mayor medida, por el límite máximo real.

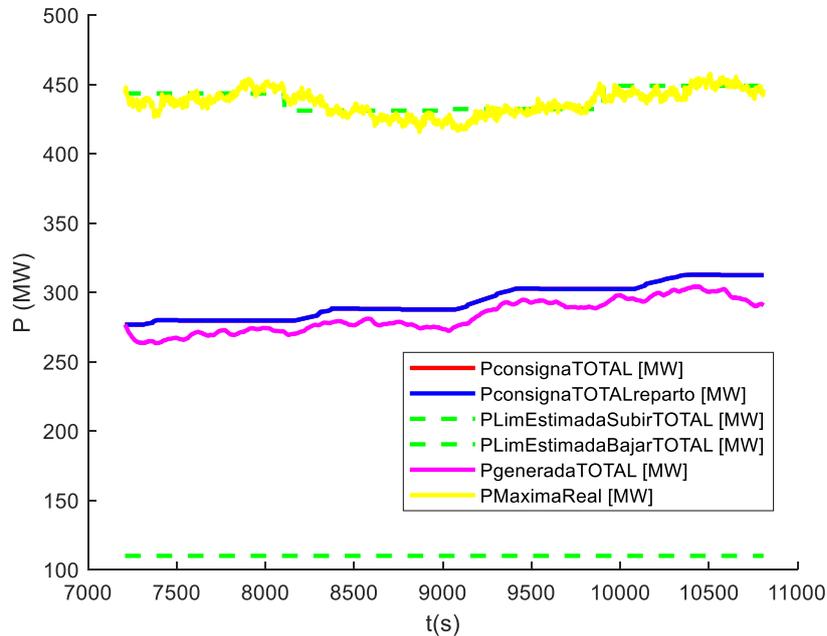


Figura 15. Comportamiento como conjunto de los parques eólicos con el algoritmo de Llenado en la hora simulada 3 con la Entrada III

4.5.2.4 Análisis de los resultados obtenidos

Con la codificación del algoritmo de esta manera, se obtienen dos ventajas respecto a otros algoritmos, ya que, se aprovecha el máximo de potencia disponible para regulación de cada parque eólico y la consigna exigida para la unidad eólica por parte del regulador de zona es siempre repartida entre los grupos de forma que el total de potencias de consignas repartidas por el algoritmo entre las unidades eólicas es siempre igual a lo requerido por el AGC.

Para mostrar el comportamiento de los parques eólicos, en la Figura 16 se presenta, para cada parque, la consigna y la potencia generada del parque, las potencias máxima y mínima estimadas para el parque, y la potencia máxima que el parque es capaz de generar teniendo en cuenta el viento disponible.

Respecto a la primera ventaja mencionada anteriormente lleva consigo un inconveniente porque esos parques eólicos se encuentran saturados y sin ninguna capacidad para regular, ya que, la banda secundaria disponible es nula. Es por ello por lo que a este algoritmo le afecta en mayor medida la limitación de potencia máxima real al trabajar la mayoría de las

unidades eólicas en el límite. Esto se puede observar en la PTG de la Figura 13, la Figura 14 y la Figura 15, ya que en los instantes en los que la PTG se encuentra afectada en mayor medida por esta limitación, la forma de la potencia generada sigue las mismas fluctuaciones de la potencia máxima real. Es decir, la potencia máxima al limitar la generación transmite dicha limitación, y como resultado se puede observar en las formas de dichas gráficas, siendo iguales en cada instante de tiempo.

Asimismo, el algoritmo comienza designando las consignas por el primer parque, más tarde el segundo, y así sucesivamente, de manera que los primeros parques van a encontrarse continuamente saturados y, con ello, mucho más expuestos a la limitación del viento disponible. Con esta exposición, dichos parques se encuentran incrementando y decrementando su potencia generada, siendo esto muy perjudicial para las turbinas eléctricas, provocando un mayor desgaste de sus componentes y su mecanismo. Por ejemplo, el parque 2 de la Figura 16 se encuentra continuamente durante el periodo de simulación generando en el punto de máxima potencia real.

El último parque al que se le ha designado una consigna distinta a la mínima y al que no se le ha saturado, es el encargado de suplir la escasa potencia que queda sin distribuir. En este caso, es la unidad con mayor exposición al inconveniente nombrado anteriormente por tener que generar grandes saltos de potencia continuamente. Por ejemplo, en la Figura 16 serían los parques 19, 20 y 21, dependiendo del ciclo de simulación en el que se encuentre el algoritmo.

Sin embargo, al encontrarse los parques cubriendo grandes saltos de potencia, no se encuentran muy afectados por la limitación de banda muerta, el único parque que se encuentra afectado sería el 7 en la Figura 16.

Otro inconveniente que existe en este tipo de algoritmo es que existen parques continuamente generando en el mínimo de banda, como son las unidades 22 a 30 de la Figura 16. En caso de que estos parques tuvieran molinos parados en esta situación, en el instante en que a dichos parques se les distribuye una consigna superior al mínimo, tardan un periodo grande de tiempo en llegar al punto que se les requiere, para más tarde, volver a modificar

el valor de la potencia designada. De esta forma, en dicho periodo de tiempo no se genera lo requerido.

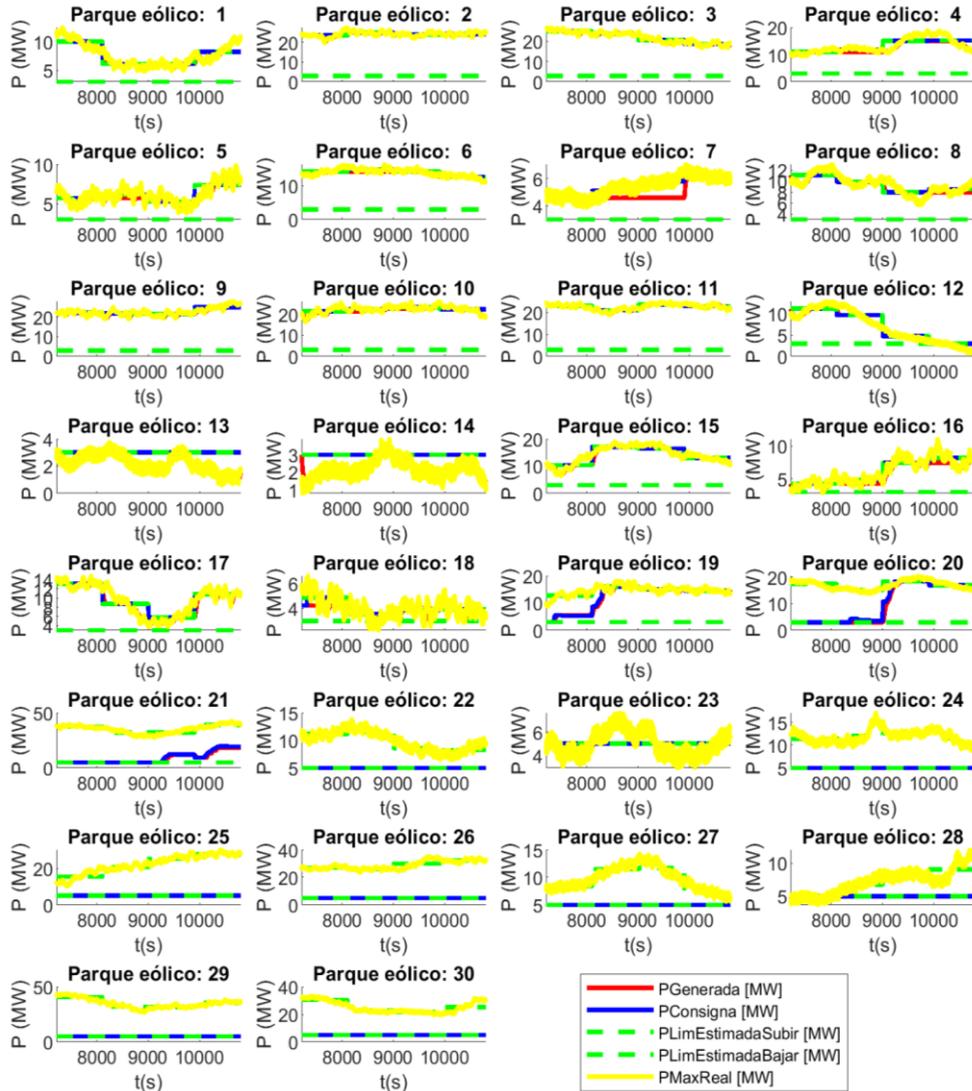


Figura 16. Comportamiento de los parques eólicos de la zona en la simulación de la hora 3 con Entrada III con algoritmo de Llenado

4.5.3 CASO REPARTO POR BANDA SECUNDARIA DISPONIBLE

En este caso se ha querido situar los parques dentro de sus límites de banda secundaria, sin llegar a saturar ninguno de ellos, de forma que todos tengan una reserva disponible. El

reparto de la consigna se realiza de forma proporcional a la diferencia que exista entre la consigna de la iteración anterior y el límite de banda secundaria, es decir el margen de regulación.

El cálculo del factor de participación en la regulación se realiza de la siguiente forma:

$$E. 6 \quad K_i = \frac{P_{CONSi}^{ANT} - P_{LIMi}^{ESTIM}}{\sum_i^{30} (P_{CONSi}^{ANT} - P_{LIMi}^{ESTIM})} \text{ con } i = 1, \dots, 30$$

Siendo:

- i : índice que representa el parque eólico. En este caso, el máximo valor es 30 porque es el número de parques eólicos en la zona de regulación simulada
- P_{CONSi}^{ANT} : potencia de consigna del ciclo anterior del parque eólico i
- P_{LIMi}^{ESTIM} : potencia estimada máxima en el caso de que la consigna aumente o la potencia mínima estimada en caso de que la consigna disminuya, respecto a la potencia de consigna anterior
- K_i : factor de participación del parque eólico i

Dicho factor de participación se multiplica por la diferencia entre la potencia de entrada al bloque, es decir, la potencia de consigna a repartir, y la potencia de consigna anterior del ciclo previo de la simulación. Como resultado, se obtiene el incremento de consigna que hay en cada parque y como, el modelo de las unidades no admite incrementos, se suma cada incremento a la potencia de consigna del ciclo anterior. De esta forma se obtiene la consigna de potencia del parque en el ciclo actual.

En el caso de que el ciclo del algoritmo en el que se encuentra coincida con un cambio de potencia máxima estimada, es decir, en ese instante de tiempo comienza un nuevo cuarto de hora, y la potencia de consigna anterior se encuentre fuera del límite nuevo, se ha estipulado que su consigna sea el límite y al no tener margen a subir o a bajar, no se tiene en cuenta en el cálculo del factor de participación, y, por tanto, a dicha unidad no se reparte la consigna de forma proporcional.

4.5.3.1 Entrada I

En la Figura 17 se presentan los resultados de la simulación con el algoritmo de Reparto por Banda Secundaria Disponible, en la simulación se han implementado los datos reales de la hora 3 y la Entrada I. En ella se puede observar como la CTC y CTE son iguales en toda la simulación, sin embargo, la PTG es inferior en la mayoría del periodo simulado. Asimismo, esta potencia generada lleva un cierto retraso respecto a los incrementos de consigna, tal y como ocurre en $t=9700s$, ya que CTC y CTE han comenzado a decrementar la potencia en $t=9500s$ y hasta 200 s más tarde la generación no comienza a decrecer. Esto es resultado de la limitación de banda muerta, la consigna de los parques aumenta de manera reducida (no supera la franja limitada por la banda muerta) y proporcional a su banda de regulación disponible. Posteriormente a haber incrementado en numerosos ciclos las potencias de consigna de manera proporcional y, con ello, haber superado el umbral limitado por la banda muerta, la generación modifica su valor a lo requerido por la consigna en dicho ciclo. Como resultado de dicha limitación, la respuesta de los grupos con este algoritmo es bastante lento, tal y como se ha demostrado en dicho periodo.

Además, entre $t=7500$ s y $t=8300$ s, la PGT se mantiene constante, sin intentar seguir a la consigna, ya que el escalón producido en $t=7500$ s no es suficiente para superar el umbral de banda muerta. Solo hasta $t=8300$ s la generación aumenta porque la consigna se ha incrementado todavía más, y por ello, sumando al incremento producido en $t=7500$ s, es cuando la CTC sobrepasa la franja de actuación de dicha limitación.

Entre $t=10300s$ y el final de la simulación, la consigna se mantiene constante por el mismo motivo, el decremento realizado por CTE y CTC es muy reducido, siendo insuficiente para sobrepasar el umbral de banda muerta.

Lo detallado anteriormente en dicho periodo de tiempo, es un claro ejemplo de cómo limita la banda muerta y cómo afecta esta limitación, siendo la más perjudicial para el algoritmo.

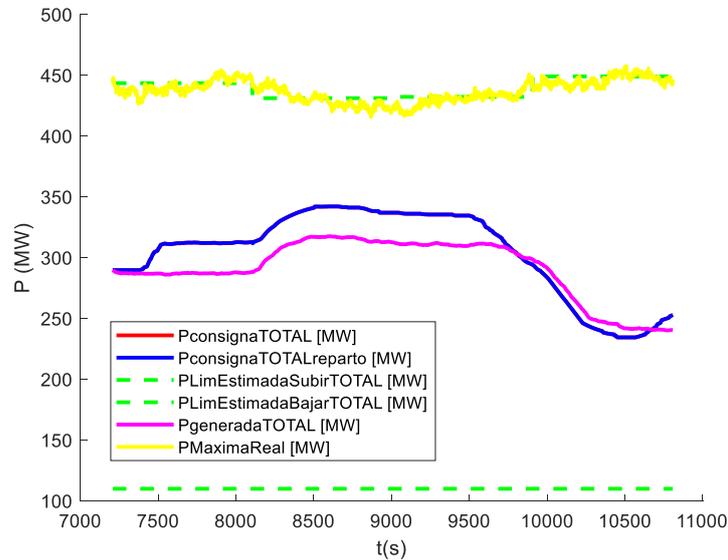


Figura 17. Comportamiento como conjunto de los parques eólicos con el algoritmo de reparto por banda secundaria disponible en la hora simulada 3 con la Entrada I

4.5.3.2 Entrada II

En la Figura 18 se muestran los resultados de la simulación con el algoritmo de Reparto por Banda Secundaria Disponible con la Entrada II y los datos reales de la hora 3. Al igual que en la Figura 17 los valores de CTC y CTE son iguales, siendo la magnitud de PTG la cual difiere de ambas. Esta diferencia es producida por la misma limitación que en la Figura 18, es por ello por lo que la generación conlleva un retraso respecto a los cambios producidos en la consigna y no llega a anularse porque la potencia incrementada en CTE y CTC no es suficiente para superar la franja de limitación de generación, como ocurre entre $t=8300$ s y $t=9500$ s. En dicho periodo de tiempo, la potencia de CTE y CTC no varía, no se producen saltos en la potencia, y por tanto, la generación se mantiene en los puntos de operación de los ciclos anteriores aunque exista una diferencia considerable entre CTC y

PTG, ya que no se supera el umbral limitado.

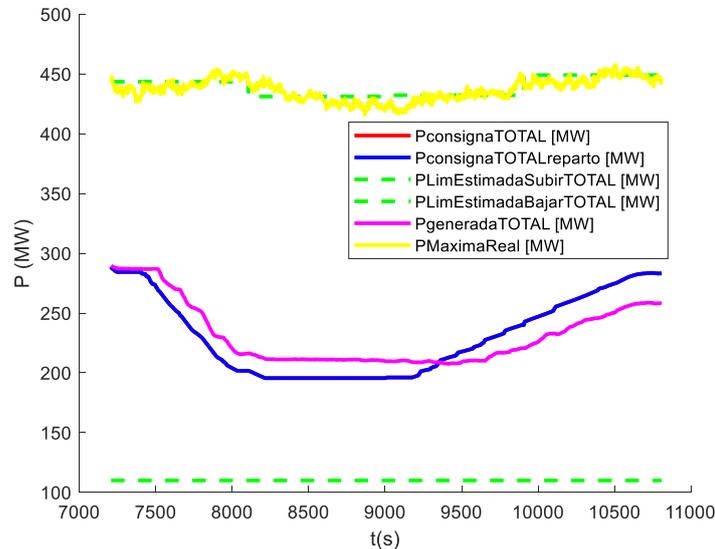


Figura 18. Comportamiento como conjunto de los parques eólicos con el algoritmo de reparto por banda secundaria disponible en la hora simulada 3 con la Entrada II

4.5.3.3 Entrada III

En la Figura 19 se muestran los resultados de la simulación con el algoritmo de Reparto por Banda Secundaria Disponible con la Entrada II y los datos reales de la hora 3. Al igual que en las Figuras anteriores, los valores de CTC y CTE son los mismos en la hora de simulación, pero la PTG se mantiene en la mayor parte de la simulación en magnitudes inferiores a ambas consignas. Sin embargo, en los primeros instantes de simulación hasta $t=8300s$, las tres magnitudes son iguales porque en dicho periodo no ha habido ningún salto en la consigna respecto a los valores inicializados. A partir de $t=8300s$ la forma de PTG sigue una tendencia a seguir a CTE y CTC, con un cierto retraso, pero siempre siendo inferior a ambas, ya que los incrementos son reducidos. Esto es resultado de la limitación de banda muerta.

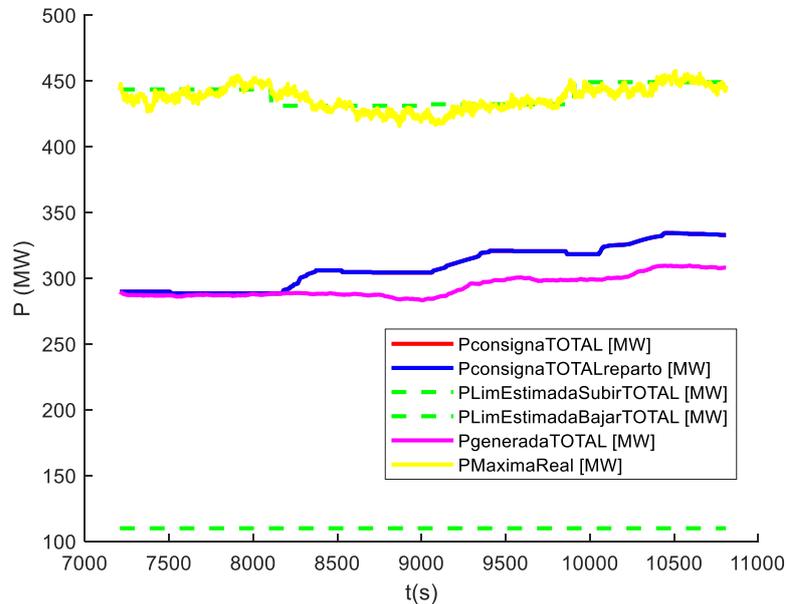


Figura 19. Comportamiento como conjunto de los parques eólicos con el algoritmo de reparto por banda secundaria disponible en la hora simulada 3 con la Entrada III

4.5.3.4 Análisis de los resultados obtenidos

El algoritmo tiene varias ventajas, porque los coeficientes de regulación de cada unidad son calculados en función de su banda secundaria disponible respecto a su generación en cada instante de tiempo, conllevando a todos los grupos a incrementar su potencia de consigna al mismo tiempo y, a su vez, ninguna unidad se encuentra en el mínimo de banda. Asimismo, con esta codificación del algoritmo los parques no superan los límites de regulación en ningún instante. Por último, es necesario destacar las reservas de las unidades, ya que ninguno de los parques se encuentra saturado, salvo aquellos casos en los que se produce un escalón en el instante de cambio de cuarto de hora conllevando a un decremento en el límite superior estimado. En dichos casos, la potencia de consigna del ciclo anterior es superior al nuevo límite, el total de potencia a asignar se reduce al restar dicha potencia de consigna, dictando una participación nula en el reparto proporcional, al existir una banda disponible nula. Como resultado, la consigna de dichos parques es reducida al mismo valor que el límite por tener que estar siempre regulando en la banda. Estas unidades, están un periodo de

tiempo reducido saturadas para volver a situarse en puntos con reserva disponible, y por tanto, menores que la potencia máxima estimada.

Asimismo, al igual que ocurre en el algoritmo de Llenado, la suma de todas las potencias de consigna de los 30 parques es igual a la consigna dictada por el AGC. Esto ocurre porque el algoritmo reparte entre las unidades con banda disponible la potencia restante después de haber eliminado la potencia de consigna por los parques que inevitablemente se encuentran saturados.

Al igual que se ha mencionado en el primer párrafo de este punto, los parques modifican su potencia de consigna al unísono, y con ello, la potencia generada. Esta idea es muy positiva, porque, además de no llegar a saturar ninguno, las variaciones que se producen son muy pequeñas en todos ellos. Los incrementos de consigna son muy reducidos, al contrario que en el algoritmo de Llenado. Sin embargo, esta gran ventaja trae consigo un mayor impacto negativo en la generación: la limitación de banda muerta. Con incrementos tan reducidos, los parques en muchos casos no modifican su generación hasta que no se han realizado varios saltos en consigna resultando en un incremento total mayor que la banda muerta, lo que provoca que la respuesta global sea más lenta.

Finalmente, la gran limitación para cualquier algoritmo es la potencia máxima real, sin embargo, este tipo de algoritmo no se encuentra muy limitado por la cantidad de viento existente. Esto sucede al encontrar a la mayoría de los parques regulando, aproximadamente, en la mitad de la banda secundaria, es decir, con una gran reserva disponible respecto a su máximo.

En la Figura 20 se muestra el resultado de la simulación del parque eólico 22 en la hora 3 y con Entrada I. Este caso representa de manera muy representativa lo explicado en este punto (4.5.3.4), se puede observar como su generación se encuentra casi en todo momento en valores distintos respecto a su consigna la mayor parte de la hora simulada debido a la banda muerta. Asimismo, en el tercer cuarto de hora se encuentra saturado, ya que su consigna en el anterior cuarto de hora era algo superior al límite actualizado, aunque tras 500 s

aproximadamente, vuelve a situarse por debajo del límite. Por último, en un periodo muy reducido de tiempo su generación se limita con la máxima real.

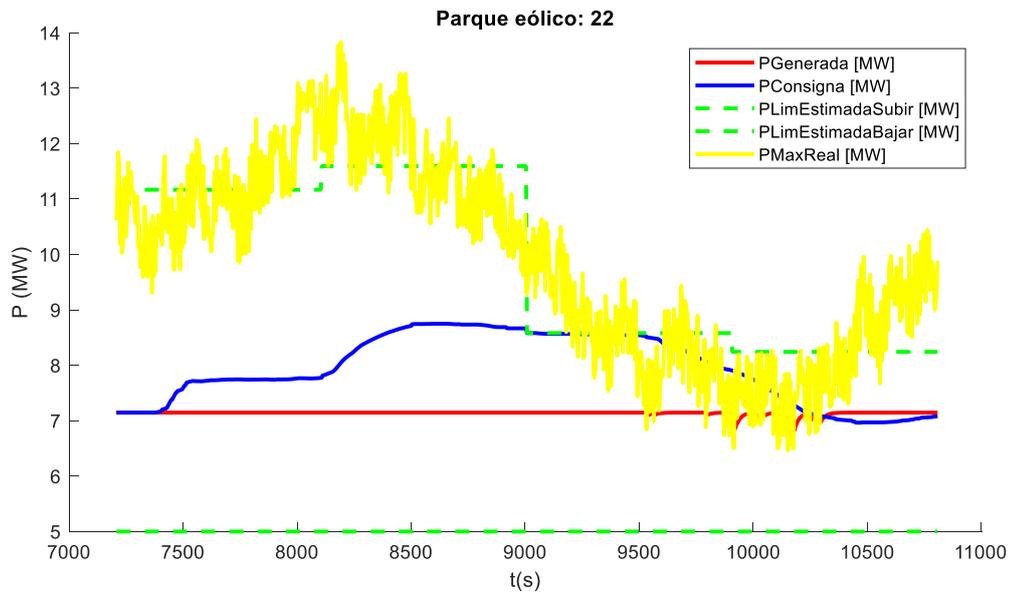


Figura 20. Comportamiento del parque eólico 22 en la hora de simulación 3 con Entrada I con el algoritmo de reparto por banda secundaria disponible

5. MEJORAS EN LOS ALGORITMOS

Las mejoras se han desarrollado en los algoritmos de reparto por Llenado y por Banda Secundaria Disponible. El caso base no ha sido mejorado por tener muchas carencias en el reparto de potencia y, comparándolo con los restantes, tener un comportamiento peor, por lo que no se considera adecuado.

5.1 BANDA MUERTA

5.1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

En este proyecto se ha querido simular el comportamiento de los parques eólicos con todas las limitaciones existentes en los parques eólicos reales, por ello se ha impuesto la limitación de banda muerta.

Todos los algoritmos de reparto diseñados y descritos en 4.5 (Descripción del algoritmo de reparto desarrollado), se ven afectados en mayor o menor medida por esta limitación, como se ha detallado con los resultados de esa sección.

El problema radica en la insuficiente generación de los parques eólicos, su generación es inferior a lo necesario en todos los casos. El proyecto busca que las unidades generen lo requerido por el AGC, siendo este el objetivo más importante.

El inconveniente que surge de esta situación es que los algoritmos de reparto realizan las diferentes distribuciones considerando que en los parques eólicos seguirán la consigna que se les envía con su potencia generada siempre y cuando se encuentren dentro de sus límites máximo y mínimo, pudiendo generar la potencia dictada por el regulador de zona (CTE).

5.1.2 MODIFICACIÓN DE LOS ALGORITMOS

Para ambos casos, reparto por Llenado y por Banda Secundaria Disponible, se han desarrollado una serie de mejoras. Destacar la incorporación como entrada el dato de banda

muerta esperada en los parques. Este probablemente no sea exactamente la banda muerta real de cada parque, ya que el dato de banda muerta de los parques eólicos en la realidad no es conocido para el AGC.

5.1.2.1 Modificación comparación e intento

Los repartos explicados en 4.5 (Descripción del algoritmo de reparto desarrollado), se conservan y se distribuye la consigna con ellos, pero posteriormente, en caso de necesidad, se modifican dichas consignas ya asignadas teniendo en cuenta el dato de banda muerta conocido por el algoritmo.

La principal idea de modificación e imposición de la banda muerta en los algoritmos es comparar el incremento de potencia de consigna del parque, siendo este incremento la diferencia entre la consigna del parque impuesta por uno de los algoritmos ya desarrollados (ver 4.5) y la consigna del anterior ciclo de dicho parque, con el dato de banda muerta. Si el incremento es superior a la banda muerta, la consigna no se modifica, pero si no es superior, la consigna es la del ciclo anterior. Si anteriormente se ha asignado esa potencia al parque es porque el parque tiene la capacidad para generarlo.

Con esta última idea, se logra repartir la potencia de forma que se conozca con seguridad que la unidad generará esa cantidad, pudiendo distribuir la potencia que no ha podido ser asignada por la banda muerta a diferentes parques que puedan generar ese valor. De esta forma se evita calcular una consigna que no va a ser posible generarla porque, más tarde, no se superará la banda muerta del parque y, por tanto, la potencia generada por el parque va a conservar la misma cantidad de potencia generada del ciclo anterior.

Asimismo, se añade a ambos algoritmos la posibilidad de asignar una potencia que no limite la banda muerta. Para ello, la consigna sería la consigna del ciclo anterior más la banda muerta y un pequeño incremento adicional, si no se superan ninguno de los límites estimados. El pequeño incremento incluido en el cálculo de una consigna posible para la unidad se ha establecido en $0,005 MW$, ya que se ha observado que con este valor se consiguen resultados aceptables. En caso de no sumarla al resto de factores, y suponiendo

que el dato de banda muerta del regulador coincide con la banda muerta real del parque, el parque tendría una consigna situada en el punto límite de la limitación de la banda muerta y como resultado, la unidad no modificaría su generación.

Con este nuevo cálculo de la consigna, se consigue que en las unidades de la zona de regulación no se encuentre su generación limitada al mismo punto de forma constante por la imposición de banda muerta. De esta forma, a los parques eólicos se les da la oportunidad de poder aumentar su potencia a un valor posible. Dicho problema afecta, sobre todo, en el reparto por banda secundaria disponible.

5.1.2.2 Modificación incremento Llenado

En el caso en el que la modificación comparación e intento no sea suficiente se implementa esta modificación.

La cantidad de potencia sin asignar para la regulación se ha distribuido utilizando el mismo procedimiento que en el algoritmo de Llenado, aprovechando de esta forma, una de sus ventajas para este caso: los grandes incrementos que se generan. Con esta solución se han saturado los parques de manera consecutiva hasta conseguir generar la potencia requerida por el Operador del Sistema en la regulación. Sin embargo, al saturar las unidades consecutivamente, supone trasladar los inconvenientes de este tipo de algoritmo al reparto por banda secundaria siendo siempre afectados los primeros parques listados de la zona. Aunque al ser muy pocos (solo se reparte así el incremento de potencia que corresponde a las unidades que no superarían banda muerta), no supone las mismas consecuencias para el funcionamiento en conjunto de las unidades. En esta última operación, no participan los parques cuya potencia máxima y mínima estimada sea igual, ya que, en ese caso, la potencia máxima estimada es muy reducida, siendo esto una consecuencia de que el parque está funcionando a muy baja carga.

5.2 POTENCIA MÁXIMA REAL

5.2.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Este problema es el que mayor dificultad presenta para la regulación de las energías renovables y, en concreto, para el diseño de los nuevos algoritmos de reparto, ya que, es imposible conocer con exactitud la cantidad de viento disponible para la generación de electricidad, únicamente se pueden hacer estimaciones utilizando los datos de los ciclos anteriores del algoritmo y la predicción de generación asociadas a la predicción de viento. Sin embargo, la potencia máxima disponible en cada instante suele diferir en gran medida con el dato registrado en el ciclo anterior, pudiendo cambiar bruscamente, y, además el dato registrado con anterioridad puede ser erróneo. Si la estimación difiere mucho, conlleva a un reparto de consigna entre las unidades deficiente, lastrando a las unidades a no generar en conjunto lo necesario para la regulación.

Es muy importante desarrollar algoritmos con capacidad de distribución de la potencia de consigna de manera que cumpla el comportamiento en conjunto de los parques la igualdad de la potencia generada y la consigna total dictada por el AGC para las unidades eólicas, ya que es lo necesario para poder participar en la regulación secundaria del sistema eléctrico. En este caso, la consigna total repartida por el algoritmo puede ser distinta de la del AGC mientras que las unidades como conjunto puedan generar la potencia asignada por el regulador de zona.

La gran dificultad para la estimación es que los parques puedan generar con seguridad lo asignado por el algoritmo, ya que si no es así habrá unidades que generen una potencia inferior a lo realmente disponible, pudiendo haber aumentado su consigna, y que otras, que no puedan generar esa cantidad, hubiera disminuido la consigna y, con ello, haber aumentado la consigna a otras unidades con capacidad de generación.

5.2.2 MODIFICACIÓN DE LOS ALGORITMOS

Se ha mantenido la codificación inicial de los dos algoritmos, utilizándola como base para el desarrollo del nuevo algoritmo, siendo repartida la consigna en primer lugar con la codificación inicial.

5.2.2.1 Modificación CTE con parques inactivos

La CTE ha sido modificada, utilizando los parques cuya potencia máxima y mínima sea igual (parques cuya generación es muy pequeña). En ambos casos, se aumenta en valor absoluto la diferencia de lo generado y la consigna del ciclo anterior de dichos parques. En estas unidades, la generación va a ser muy reducida y si, además, se tiene en cuenta la limitación que se está tratando, la potencia generada será aún menor.

Destacar que las modificaciones y las simulaciones de los algoritmos se han realizado incluyendo también las modificaciones realizadas anteriormente respecto a la banda muerta. Asimismo, con las modificaciones implementadas, la suma de consignas asignadas por los algoritmos a los parques es superior a la consigna enviada por el AGC al algoritmo. Con ello se consigue generar la potencia necesaria en todos los casos, ya que, exigiendo más potencia a los parques se consigue paliar los errores cometidos en las estimaciones.

5.2.2.2 Modificación estimación potencia máxima

Esta modificación se ha implementado en algoritmos en los que la modificación CTE con parques inactivos es insuficiente. Es por ello, por lo que además de realizar la Modificación CTE con parques inactivos, se ha multiplicado por una ganancia la cantidad aumentada a la potencia destinada a repartir. El valor propuesto para esta ganancia es dos, es decir, doblar la cantidad a repartir. Para establecer el valor asignado a esta ganancia se han realizado simulaciones, con el reparto de Llenado Mejora (el más afectado por la limitación de potencia máxima real) utilizando la misma entrada a la zona de regulación y la misma hora de simulación y asignando diferentes valores de esta ganancia, evaluando así el valor más adecuado. A continuación, se muestran los resultados con diferentes ganancias, siendo el más adecuado el aplicado en el algoritmo (ganancia igual a dos). La Figura 21 muestra los

resultados obtenidos para una ganancia igual a 5, la Figura 22 para una ganancia igual a 1, y la Figura 23 para una ganancia igual a 2. Aunque destacan los resultados obtenidos en la Figura 22 y la Figura 23 por la similitud de dichos resultados, sin embargo, en la Figura 23 la generación (PGT) es algo más aproximada a CTE que en la Figura 22.

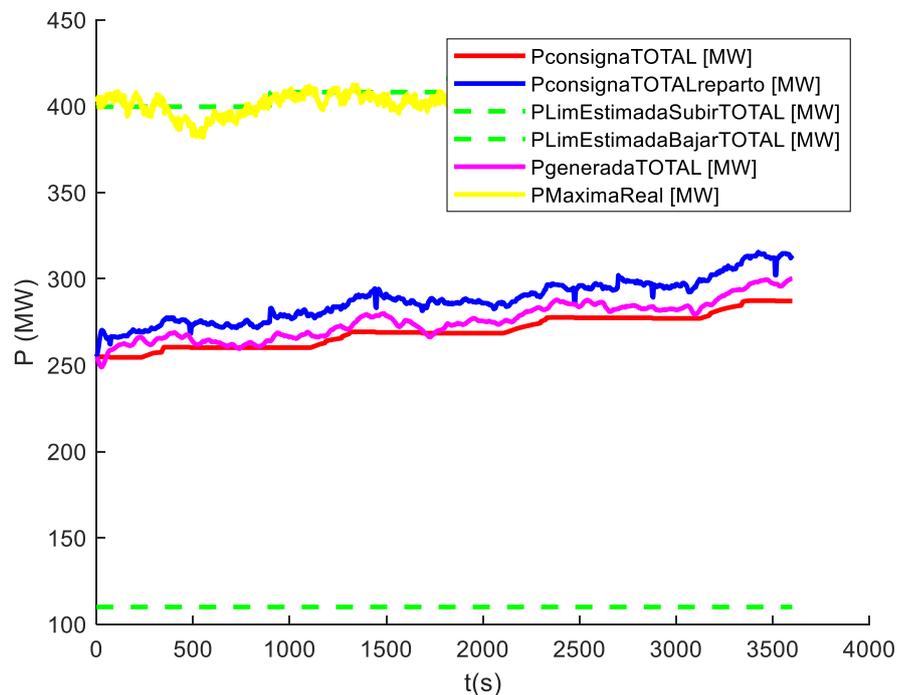


Figura 21. Comportamiento del conjunto de los parques eólicos de la zona de regulación en la hora 1 de simulación con la Entrada III y con el algoritmo Llenado Mejora.

Utilizado una ganancia igual a5.

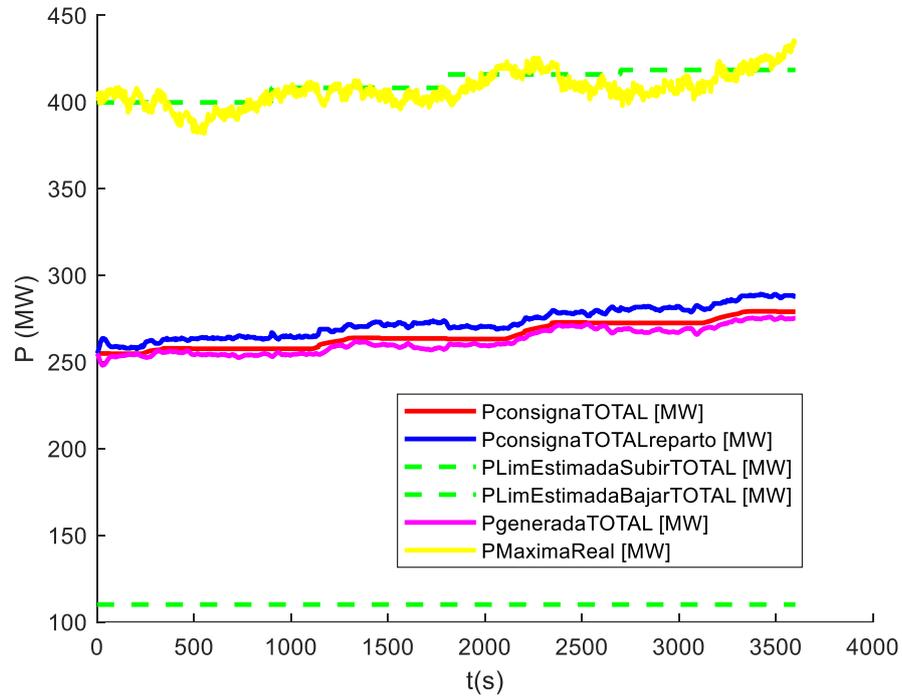


Figura 22. Comportamiento del conjunto de los parques eólicos de la zona de regulación en la hora 1 de simulación con la Entrada III y con el algoritmo Llenado Mejora.

Utilizado una ganancia igual a 1.

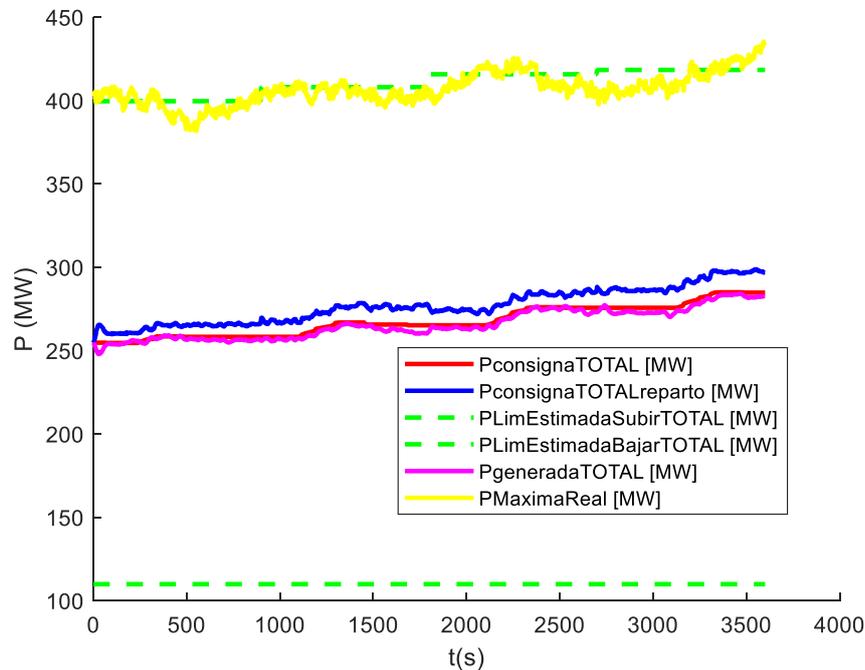


Figura 23. Comportamiento del conjunto de los parques eólicos de la zona de regulación en la hora 1 de simulación con la Entrada III y con el algoritmo Llenado Mejora.

Utilizado una ganancia igual a 2.

En la estimación de la potencia máxima real se ha tomado la potencia generada como referencia para poder conocer y estimar qué cantidad de potencia máxima había en el ciclo anterior y cuánto puede haber en el siguiente, de los parques cuya potencia máxima y mínima sea diferente. Para poder estimar de forma apropiada, es necesario conocer la diferencia entre la potencia generada del ciclo anterior y la consigna de dicho ciclo, siendo esto el error cometido en la distribución en la iteración anterior. Tanto si el parque se encuentra generando menos potencia que la requerida, o si, por el contrario, la unidad genera más de lo requerido, la potencia ya asignada anteriormente disminuye, en valor absoluto, un 60% de dicho error cometido con anterioridad. De nuevo el valor adecuado de esta reducción se ha determinado realizando simulaciones con diferentes valores y evaluando los resultados, según se presenta en la Figura 25, Figura 26, Figura 27 y Figura 28. . Como resultado, se modifica continuamente la consigna, aproximándola a la generación del ciclo anterior,

siendo este el único dato conocido con el que se puede estimar de forma aproximada la potencia máxima real. Se habilita un margen disponible, el 40% de dicho error, al no conocer si puede existir un repentino cambio en el viento.

Asimismo, en los casos en los que la generación y la consigna del ciclo anterior sean iguales, se aumentará la potencia de consigna de la unidad $0,5 \text{ MW}$. Con el último aumento, se contempla la posibilidad de que la cantidad real de potencia máxima pueda incrementarse en la iteración actual. De esta forma, no se permite el desaprovechamiento de potencia disponible, ya sea porque aumenta o disminuye la potencia máxima. En los dos casos, se genera lo máximo posible. Destacar de nuevo que el valor de dicho aumento se ha obtenido como resultado de la evaluación de los resultados de simulaciones con diferentes valores. A continuación, se muestran los resultados en dicho método.

A continuación, en la Figura 24 se presenta un diagrama, el cual explica el proceso llevado a cabo para distribuir la CTE en cada unidad concreta teniendo en cuenta la problemática de la potencia máxima real, destacar que n es el número de la iteración del ciclo actual del algoritmo, siendo, por tanto, $n-1$ el ciclo anterior del algoritmo.

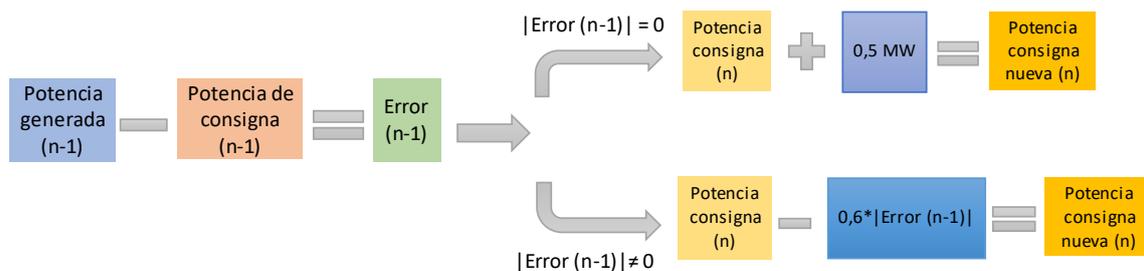


Figura 24. Esquema del cálculo de la potencia de consigna para cada parque en el Caso Llenado estimando la potencia máxima real

Los resultados mostrados en la Figura 28 muestran la necesidad de emplear una estimación en la consigna de cada unidad, ya que aun teniendo muchas similitudes a los resultados de la Figura 26, hay algunos periodos en los que la generación es inferior a la consigna del AGC (CTE). Asimismo, emplear una disminución del 60% del error y un aumento del $0,5 \text{ MW}$ en

la consigna de cada unidad, es lo más favorable, ya que, en Figura 25 y Figura 27 la generación (PGT) supera en algunos periodos a la consigna, mientras que en Figura 26 se mantiene más aproximada a CTE.

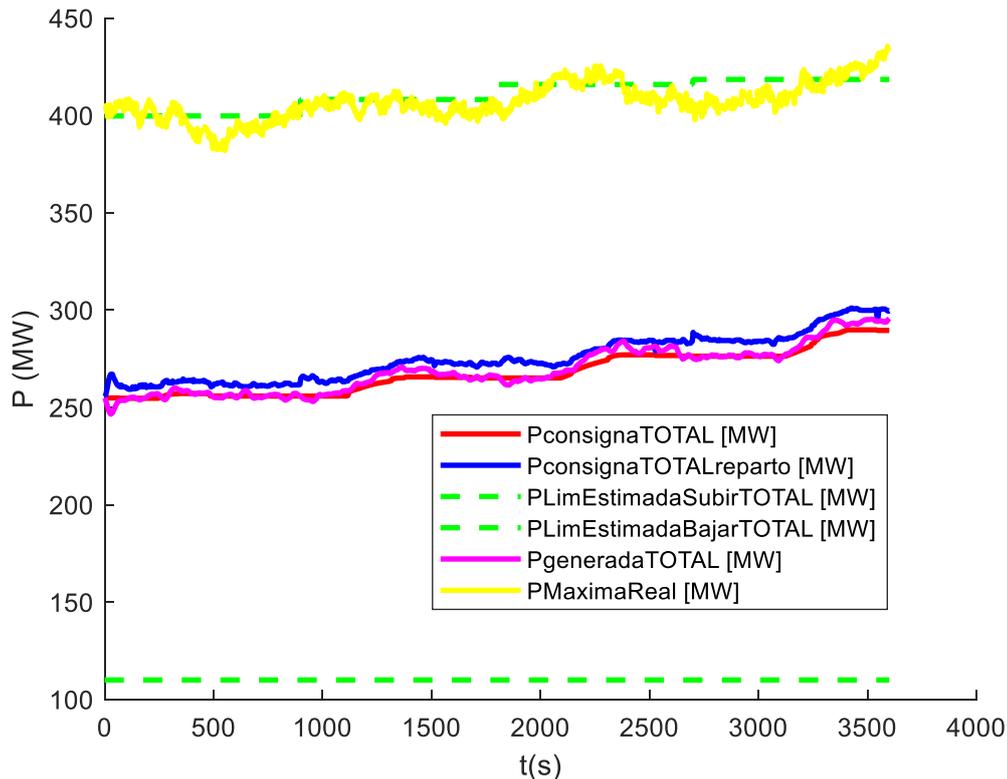


Figura 25. Comportamiento del conjunto de los parques eólicos de la zona de regulación en la hora 1 de simulación con la Entrada III y con el algoritmo Llenado Mejora. Empleado en el cálculo de la potencia de consigna en cada unidad una disminución del 30% del error cometido, así como en determinados casos un aumento de 1 MW.

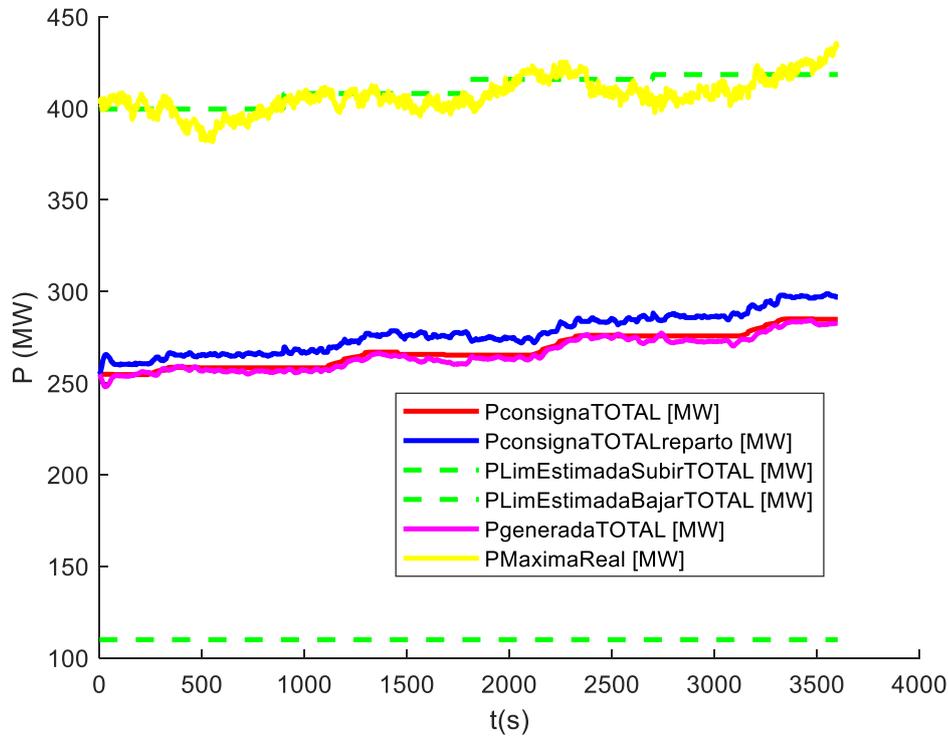


Figura 26. Comportamiento del conjunto de los parques eólicos de la zona de regulación en la hora 1 de simulación con la Entrada III y con el algoritmo Llenado Mejora. Empleado en el cálculo de la potencia de consigna en cada unidad una disminución del 60% del error cometido, así como en determinados casos un aumento de 0,5 MW.

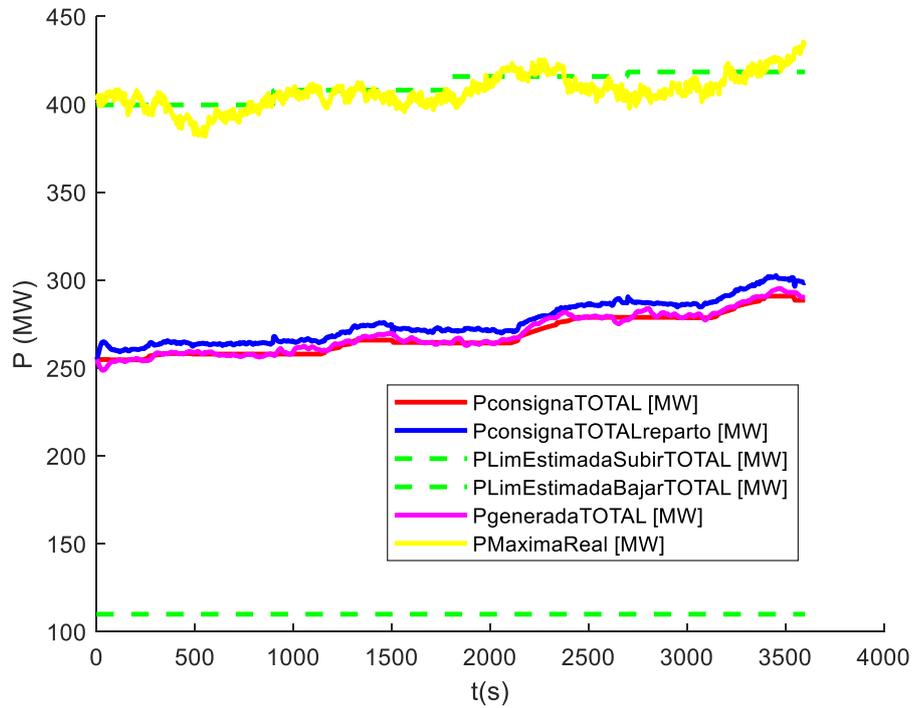


Figura 27. Comportamiento del conjunto de los parques eólicos de la zona de regulación en la hora 1 de simulación con la Entrada III y con el algoritmo Llenado Mejora. Empleado en el cálculo de la potencia de consigna en cada unidad una disminución del 100% del error cometido, así como en determinados casos un aumento de 0,25 MW.

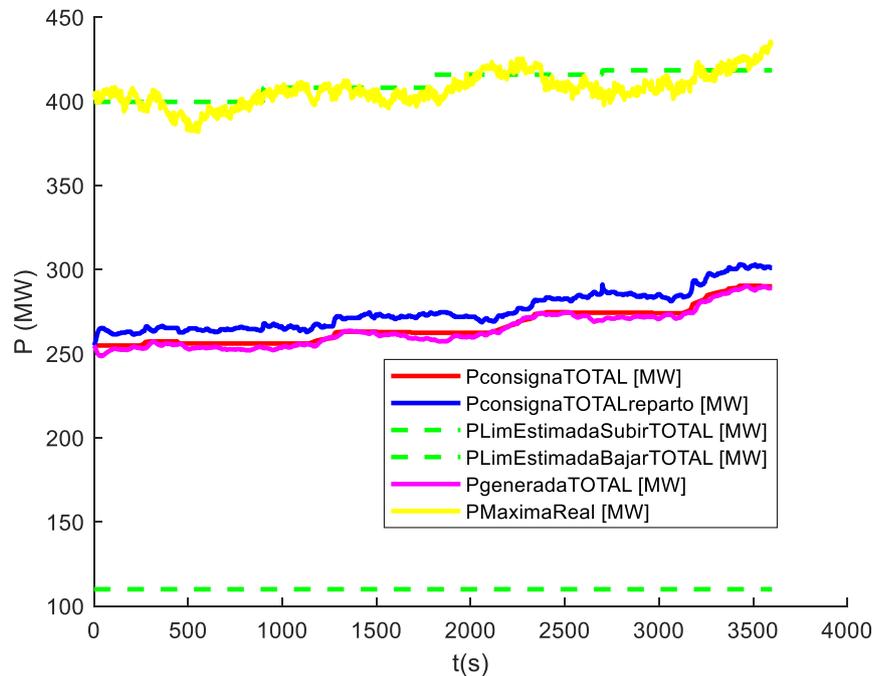


Figura 28. Comportamiento del conjunto de los parques eólicos de la zona de regulación en la hora 1 de simulación con la Entrada III y con el algoritmo Llenado Mejora. Empleado en el cálculo de la potencia de consigna en cada unidad una disminución y un aumento nulos.

5.2.2.3 Modificación bajar consigna sin distribuir

Modificación implementada en los algoritmos afectados en una menor medida por la potencia máxima real y en los que la entrada (CTE) sigue una tendencia decreciente respecto a las iteraciones anteriores del algoritmo, ya que en este último caso se ha encontrado un comportamiento deficiente del algoritmo en las simulaciones. En concreto se ha implementado en el algoritmo de Reparto por Banda Secundaria Disponible Mejora.

Esta modificación es una disminución de la potencia sin distribuir, posteriormente a haber impuesto la limitación de banda muerta, **en caso de que la potencia dictada por el AGC (CTE) en el ciclo anterior fuera superior a la del ciclo actual**. La cantidad disminuida es la diferencia entre la consigna CTE y la potencia generada (PGT) en la iteración anterior. Esto es necesario, porque sin esta reducción se reparte mayor potencia de la deseada entre

las unidades (CTC), y como resultado PGT es superior a CTE. Además de haber aumentado dicha potencia con el error cometido en el ciclo anterior de las unidades cuya generación es muy limitada, en este caso es necesario disminuir la potencia con el error cometido por el conjunto de parques eólicos.

5.3 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

A continuación, se muestran los resultados obtenidos en las simulaciones con las modificaciones en los algoritmos respectivas a los dos problemas con las diferentes señales CRR. Las simulaciones se han realizado todas en la hora 3 de los datos de entrada.

5.3.1 CASO LLENADO MEJORA

Las mejoras implementadas han sido:

- Banda muerta: **modificación comparación e intento**. No se ha necesitado otra mejora adicional a esta limitación al no encontrarse el algoritmo muy afectado por ella.
- Potencia máxima real: **modificación CTE con parques inactivos y modificación estimación potencia máxima**. Este tipo de algoritmo se ve más afectado por el problema de la máxima potencia que es posible generar, al encontrarse el funcionamiento de los parques en el límite superior (ver 4.5.2.4), por tanto, se necesita asignar mayores valores de consigna a los parques para paliar los errores cometidos en las estimaciones, ya que, con este algoritmo, la mayoría de los parques se encuentran muy afectados por este problema. Como resultado se necesita la implementación de ambas modificaciones.

5.3.1.1 Entrada I

La

Figura 29, mostrada a continuación, se presentan los resultados de la simulación del algoritmo de Llenado Mejora con los datos reales de la hora 3 y la Entrada I. En ella se presenta una CTC superior a CTE, consiguiendo una generación (PTG) igual a la CTE, objetivo primordial. Sin embargo, en el periodo comprendido entre $t=8300$ s y $t=9500$ s, la consigna CTE es superior a la potencia generada (PTG). Esto es el resultado de haber saturado a un gran número de parques eólicos durante dicho periodo. Aunque las medidas adoptadas para paliar los diferentes problemas operan de forma óptima en el resto de la simulación, en dichos tiempos se aumenta sustancialmente el número de unidades saturadas respecto a los restantes instantes simulados. Cabe destacar, que la diferencia, en dicho periodo, entre CTE y PGT es de 8 MW, aproximadamente, siendo un valor considerablemente bajo. Asimismo, se pueden observar fluctuaciones en las gráficas CTC y PTG, por la estimación de potencia máxima real, la cual se calcula respecto al error cometido en el ciclo anterior entre la consigna y la generación, y por operar un gran número de parques en el punto máximo.

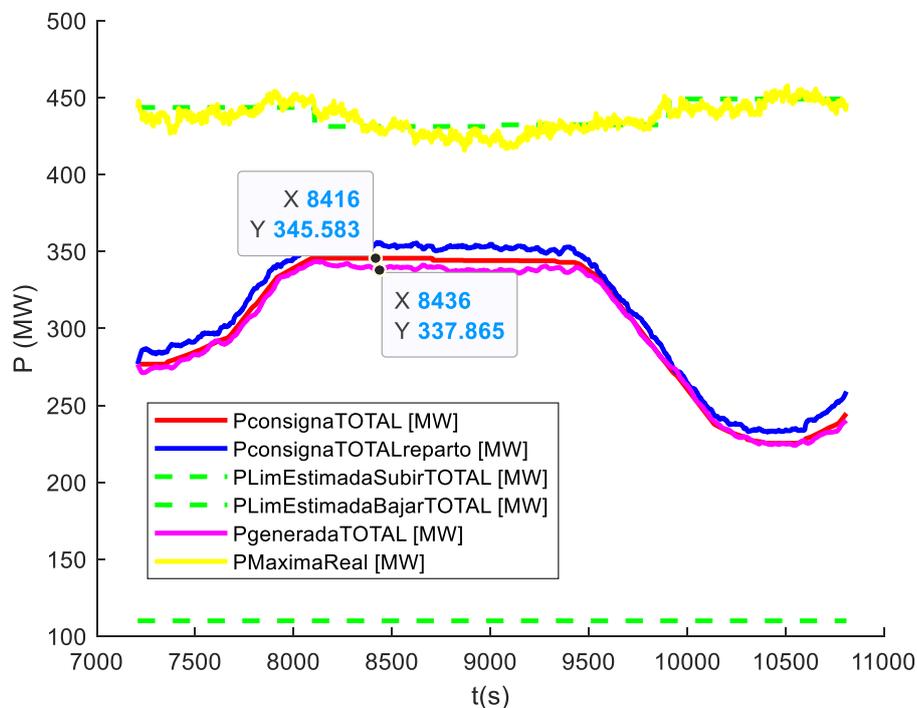


Figura 29. Comportamiento como conjunto de los parques eólicos con el algoritmo de Llenado Mejora en la hora simulada 3 con la Entrada I

5.3.1.2 Entrada II

La Figura 30, mostrada a continuación, se presentan los resultados de la simulación del algoritmo de Llenado Mejora con los datos reales de la hora 3 y la Entrada II. Se observa un correcto funcionamiento por parte del algoritmo, ya que el conjunto de parques eólicos genera la misma cantidad de potencia que la CTE, cumpliendo el objetivo más importante y ambicioso. Al igual que en la

Figura 29, en los instantes en los que la consigna aumenta, la magnitud de la CTC es superior al valor de la CTE, siendo necesario para que el conjunto de unidades eólicas genere la misma cantidad de potencia que la CTE (se suplen los errores cometidos en la estimación de potencia máxima real).

Las fluctuaciones en PGT y CTC, debidas al funcionamiento de los parques en el límite máximo y a la estimación de dicho límite, se pueden observar únicamente en los instantes en los que se aumenta la potencia de consigna. Esto es debido al saturar progresivamente los parques y, con ello, realizar un mayor número de estimaciones de la potencia máxima real.

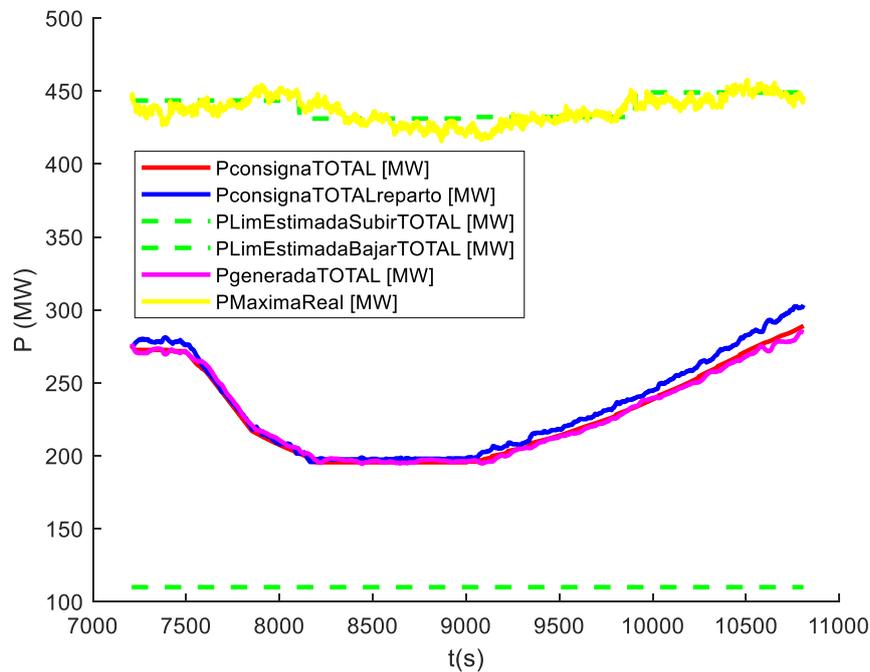


Figura 30. Comportamiento como conjunto de los parques eólicos con el algoritmo de Llenado Mejora en la hora simulada 3 con la Entrada II

5.3.1.3 Entrada III

La Figura 33, mostrada a continuación, se presentan los resultados de la simulación del algoritmo de Llenado Mejora con los datos reales de la hora 3 y la Entrada III. En toda la simulación se observa un funcionamiento óptimo por parte del algoritmo, la PTG es igual a la magnitud de CTE en todo instante simulado. Al igual que ocurre en la

Figura 29 y la Figura 31, la potencia de consigna como está continuamente incrementándose, el valor de la CTC es mayor a la magnitud de la CTE y las formas de las gráficas de la PTG y la CTC, siguen una serie de fluctuaciones. Estos dos sucesos, ocurren por el mismo motivo que en la

Figura 29 y la Figura 32.

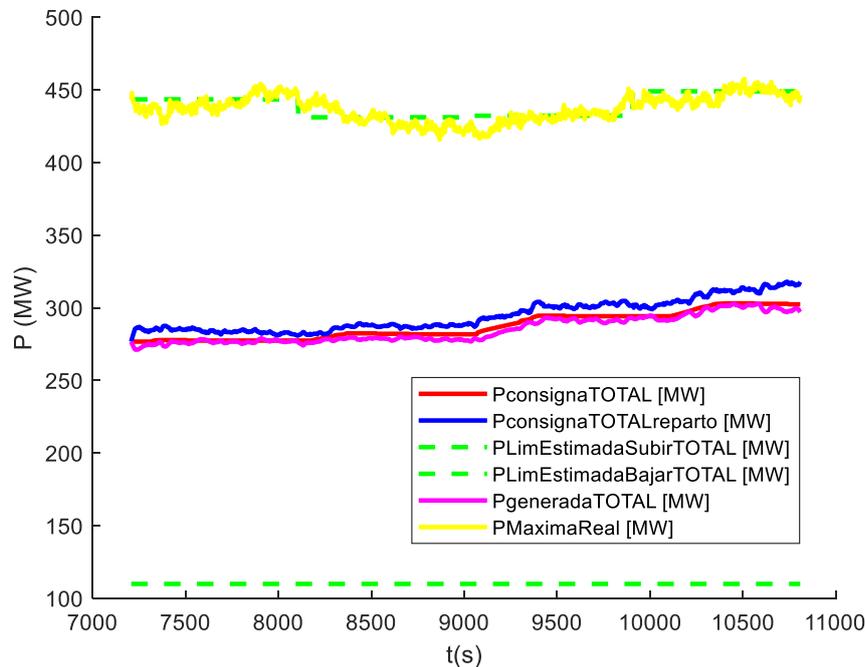


Figura 33. Comportamiento como conjunto de los parques eólicos con el algoritmo de Llenado Mejora en la hora simulada 3 con la Entrada III

5.3.1.4 Análisis

En todos los casos el algoritmo de Llenado Mejora cumple el principal objetivo: generar la potencia necesaria para abastecer lo requerido por el regulador del sistema, es decir, el AGC. El único periodo de tiempo en el que la generación es inferior a la CTE es en el segundo y tercer cuarto de hora de la hora simulada con la Entrada I. La máxima diferencia existente entre dichas potencias en dicho periodo de tiempo es la mostrada en la

Figura 29, siendo de 7,718 MW. Esta desigualdad no es significativa, comparando con la potencia nominal de los parques eólicos de la zona de regulación (30 MW y 50 MW).

El inconveniente continúa siendo en este algoritmo la cantidad de incrementos en la potencia de consigna de los parques, y a su vez, su generación. La causa de dichos incrementos es la operación de las unidades en el límite de la potencia máxima, siendo dicho límite real una gráfica que presenta un gran número de variaciones abruptas. Estas variaciones limitan la

generación, y, por tanto, la generación sigue la forma de la potencia máxima real. Asimismo, la potencia de consigna se determina en función de la diferencia entre generación y CTE, al seguir la generación una forma con numerosos cambios bruscos, la diferencia entre ambas potencias fluctúa de forma reiterada.

No obstante, en la Figura 34 determinados parques eólicos, como por ejemplo el 7, se encuentran afectados por la banda muerta, ya que, la banda muerta del modelo (4.5% de la potencia nominal de los parques) es mucho mayor al dato que se utiliza en el regulador (1.5% de la potencia nominal de los parques). Sin embargo, la potencia no generada por esta limitación se encuentra compensada con las estimaciones de la potencia máxima real, y de la propia limitación en sí misma a otras unidades en esos mismos instantes.

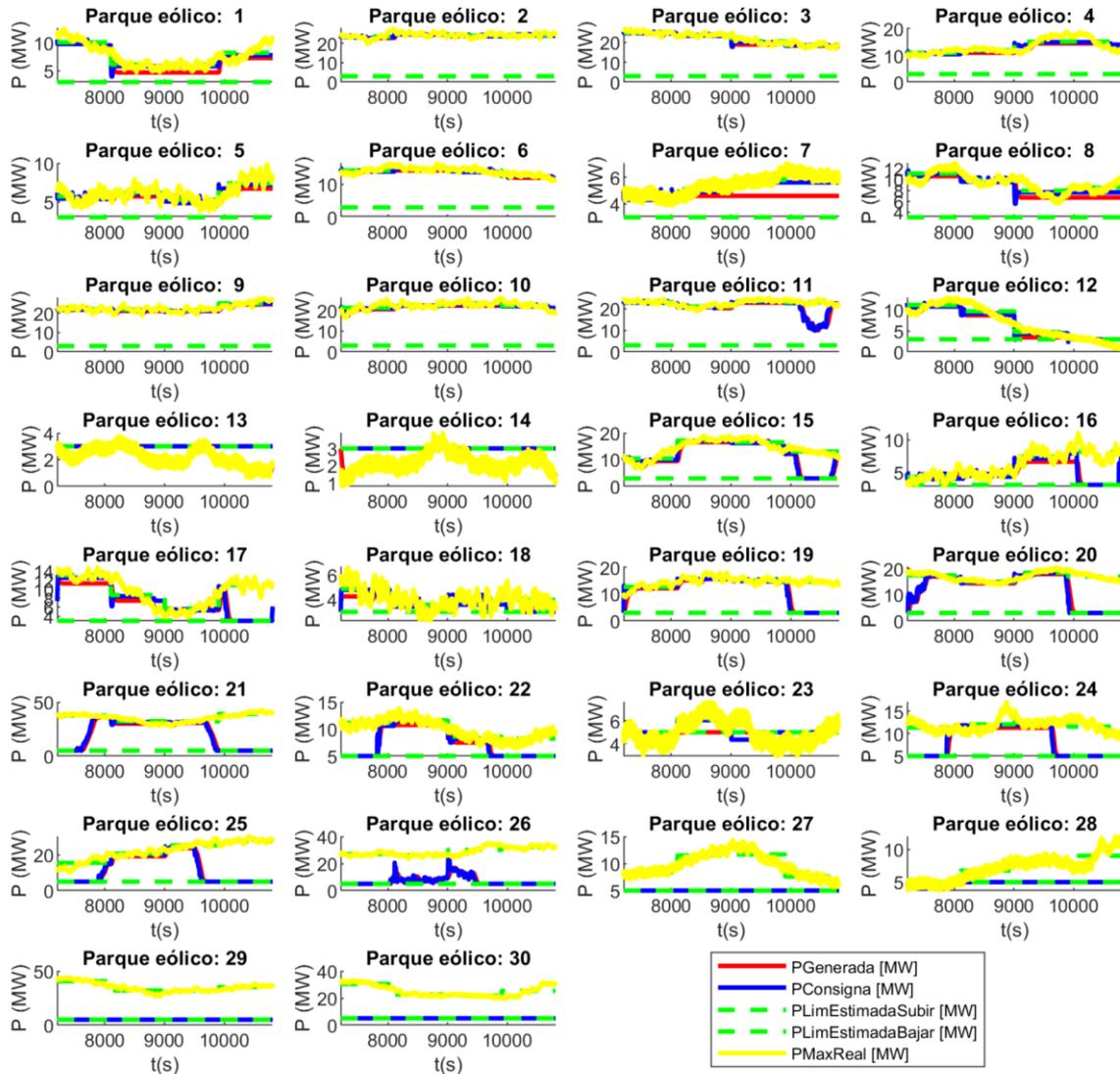


Figura 34. Comportamiento de los parques eólicos de la zona en la simulación de la hora 3 con Entrada I con algoritmo de Llenado Mejora

5.3.2 CASO REPARTO POR BANDA SECUNDARIA DISPONIBLE MEJORA

Las mejoras implementadas en el algoritmo base de Reparto por Banda Secundaria Disponible han sido las siguientes:

- **Banda muerta: modificación comparación e intento y modificación incremento Llenado.** Estas modificaciones son necesarias, ya que,

posteriormente a la imposición de la limitación de banda muerta, el algoritmo no puede volver a repartir la consigna que ha quedado sin distribuir por la citada limitación porque, como se ha explicado con anterioridad (ver 4.5.3.4), uno de los inconvenientes de este algoritmo son los reducidos incrementos de potencia de consigna para los diferentes parques, siendo por ello, por lo que se encuentra este algoritmo más afectado que otros, a la banda muerta.

- Potencia máxima real: modificación CTE con parques inactivos y modificación bajar consigna sin distribuir. En este algoritmo no es necesario aplicar ninguna modificación más asociada a esta limitación, al encontrarse afectado en una menor medida.

5.3.2.1 Entrada I

En la Figura 35 se muestran los resultados de la simulación con el algoritmo de Reparto por Banda Secundaria Disponible Mejora con la Entrada I y los datos reales de la hora 3. En este caso también se cumple el principal objetivo: que la PTG siga fielmente a la CTE. El número de fluctuaciones en la Figura 36 en PTG y CTC es casi nulo, muy diferente a cualquiera de los casos de Llenado Mejora. Esto es el resultado de que las unidades operen con una reserva de potencia respecto a la potencia máxima, siendo innecesario estimar la potencia máxima real. Asimismo, se observa dos grandes diferencias con la Figura 37, Figura que simula con la misma entrada, pero con diferente algoritmo. Primero, la CTC no es muy superior a la CTE, ya que es innecesario distribuir demasiada potencia entre las unidades al no encontrarse casi ninguna de ellas saturadas. Segundo, en el periodo comprendido entre $t=8300$ s y $t=9500$ s, la PTG sigue de forma fiel a la CTE, únicamente entre $t=8800$ s y $t=9300$ s existe una pequeña diferencia entre ambos valores. Es el resultado de una disminución brusca de la potencia máxima (se puede observar en la Figura 38), encontrándose muy pocos parques saturados por tener que suplir el desajuste producido en la imposición de banda muerta. Por esto último, la existencia de fluctuaciones es muy reducida. Únicamente entre $t=9800$ s y $t=10500$ s, la PTG es ligeramente superior a CTC, debido a un incorrecto ajuste de la potencia a repartir en este caso. Destacar en el resto de

casos de la simulación en los que la consigna decrece, su óptimo funcionamiento, al igual que en los que se produce un incremento de la consigna.

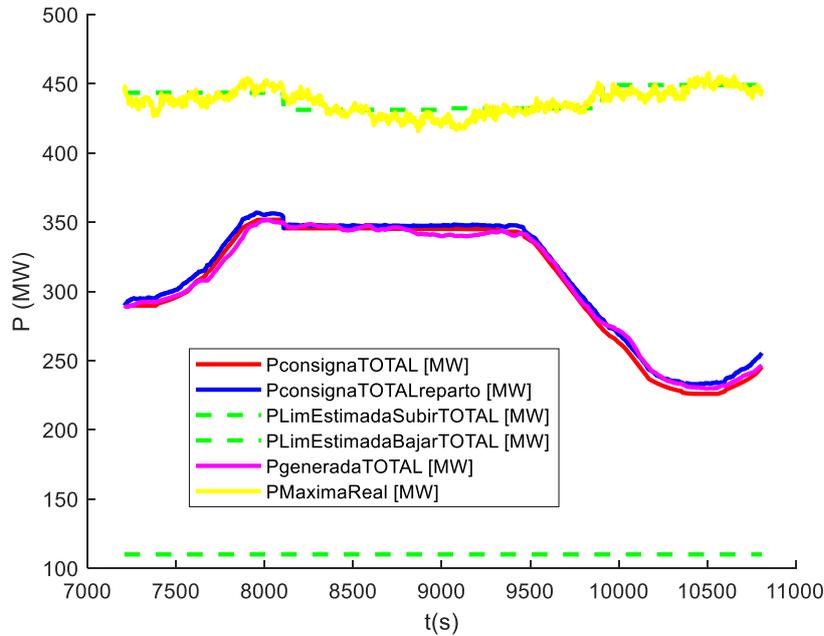


Figura 39. Comportamiento como conjunto de los parques eólicos con el algoritmo de reparto por Banda Secundaria Disponible Mejora en la hora simulada 3 con la Entrada I

5.3.2.2 Entrada II

En la Figura 40 se muestran los resultados de la simulación con el algoritmo de Reparto por Banda Secundaria Disponible Mejora con la Entrada II y los datos reales de la hora 3. Al igual que en la Figura 41, el valor de la PTG es igual a la CTE, salvo en los instantes en los que la consigna decrece. En dichos casos, se puede apreciar una pequeña diferencia entre PTG y CTE, siendo la primera de ellas superior, debido al pequeño error que se comete al ajustar la potencia a repartir entre las unidades posteriormente a la imposición de la banda muerta. Destacar en la Figura 42, la ausencia de fluctuaciones tanto en la PGT y en la CTC, debido a que únicamente un parque eólico se encuentra saturando paliando el desajuste producido en la imposición de banda muerta.

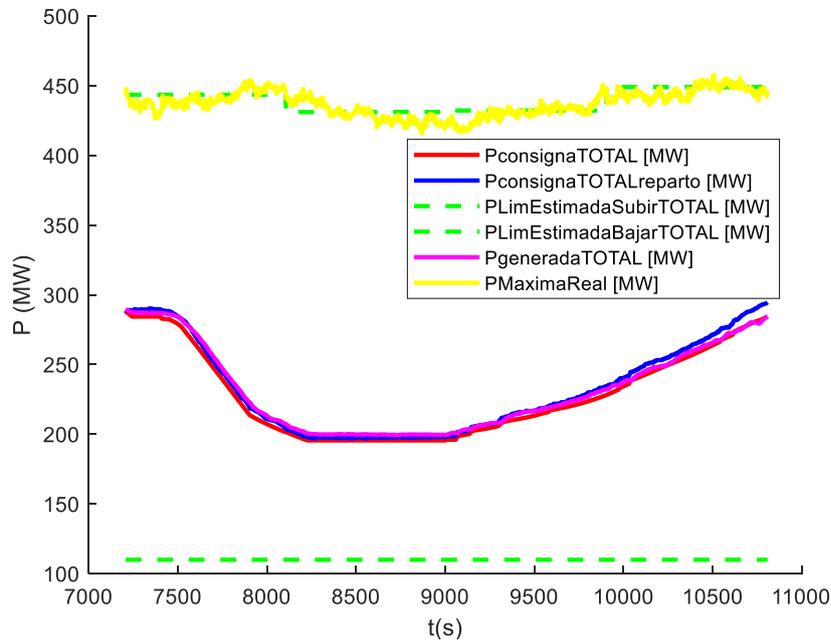


Figura 43. Comportamiento como conjunto de los parques eólicos con el algoritmo de reparto por Banda Secundaria Disponible Mejora en la hora simulada 3 con la Entrada II

5.3.2.3 Entrada III

En la Figura 44 se muestran los resultados de la simulación con el algoritmo de Reparto por Banda Secundaria Disponible Mejora con la Entrada III y los datos reales de la hora 3. Con esta entrada la consigna se encuentra continuamente aumentando, con ello exige que se aumente el número de parques saturados por suplir el desajuste producido en la imposición de banda muerta. Como resultado de ello, en la Figura 45 se presentan mayores fluctuaciones en la PTG y CTC, y existe en determinados instantes (cuando el valor de la consigna es el valor más alto de la simulación) una diferencia entre la CTC y la CTE, siendo superior la CTC. Asimismo, también se cumple en este caso con el objetivo de que la potencia generada sea igual a la CTE en toda la hora simulada.

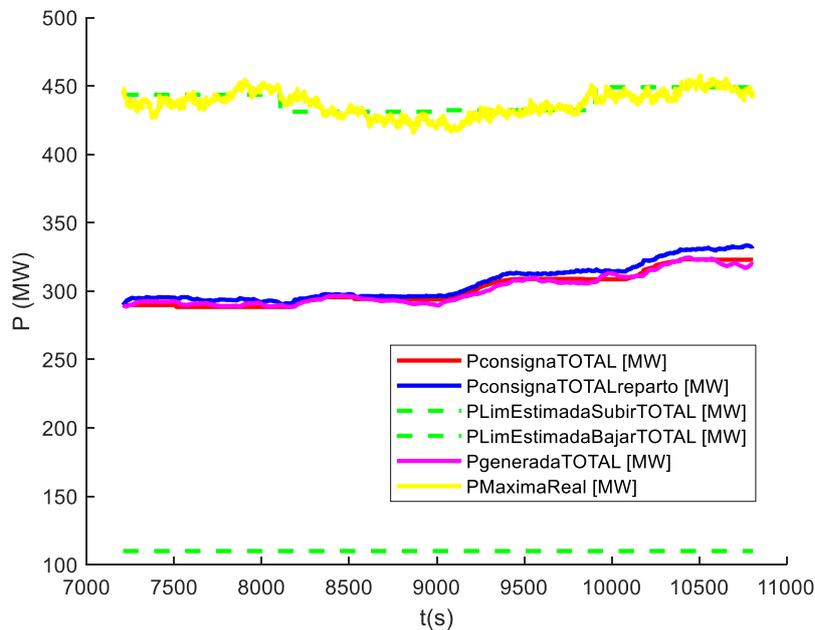


Figura 46. Comportamiento como conjunto de los parques eólicos con el algoritmo de reparto por Banda Secundaria Disponible Mejora en la hora simulada 3 con la Entrada

III

5.3.2.4 Análisis

El funcionamiento del algoritmo cumple en general con el principal objetivo. No obstante, en determinados instantes en las entradas I y II la generación no iguala la consigna del regulador de zona, sino que en esos puntos la generación se aproxima bastante a lo requerido.

Por otro lado, la generación y la consigna de los parques, en general salvo los primeros listados que suplen la potencia de consigna no asignada por la limitación de banda muerta con el algoritmo de Llenado, son gráficas bastante planas, sin fluctuaciones. Siendo resultado de operar con los parques eólicos con reserva suficiente.

Todo ello, se muestra en la Figura 47. El parque con mayores incrementos por el caso de Llenado para compensar la limitación de banda muerta es el 1. Asimismo, hasta el parque 10 se han saturado progresivamente las unidades para paliar dicho problema. En cambio, en la mayoría de los parques de la zona de regulación simulada, la mayor parte del tiempo el

número de incrementos en la consigna es nulo, llegando incluso ciertas unidades a no variar en ningún momento su consigna (parque eólico 21).

Igualmente, únicamente el parque eólico 7 se encuentra afectado por la banda muerta. Los 29 parques eólicos restantes no se encuentra su generación limitada por la banda muerta, demostrando la óptima codificación del algoritmo paliando el problema, ya que, el Reparto por Banda Secundaria Disponible Mejora era el más afectado por el efecto negativo de la banda muerta de todos los desarrollados en este proyecto.

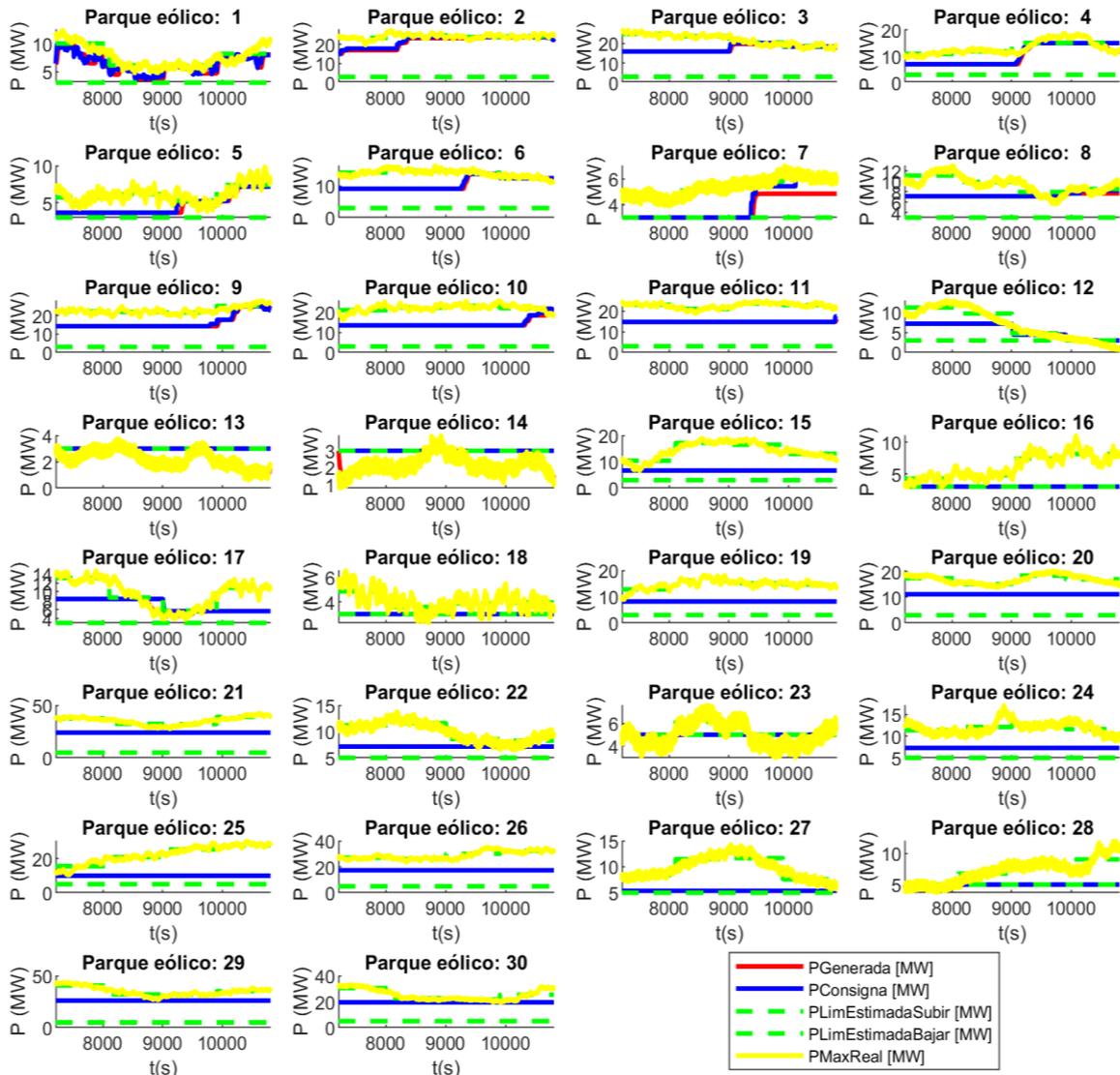


Figura 47. Comportamiento de los parques eólicos de la zona en la simulación de la hora 3 con Entrada III con algoritmo de Reparto por Banda Secundaria Disponible Mejora

6. ÍNDICES DE COMPORTAMIENTO

Con el objetivo de evaluar el funcionamiento de los distintos algoritmos de forma objetiva, se han desarrollado dos índices de comportamiento.

A continuación, se detalla el cálculo y el objetivo de la evaluación de cada uno de ellos:

- I. **Índice incrementos:** su objetivo es evaluar el número de incrementos que se producen en la consigna de cada parque en la hora de simulación. Estos incrementos son respecto a la consigna, ya que, en la potencia generada influye el viento existente, el cual, no influye en una codificación del algoritmo óptima. Para ello, se suma la potencia incrementada y decrementada, en valor absoluto, de la consigna de cada unidad. Posteriormente, se comparará la diferencia del anterior recuento entre el parque eólico con mayor potencia incrementada y el parque con menor número de potencia incrementada, para poder discriminar aquellos algoritmos en los que un número reducido de parques son los únicos encargados en incrementar la magnitud total. Es decir, con el mismo total de potencia incrementada, pueden existir dos casos completamente diferentes, uno podría ser que el parque con mayores incrementos sea aquel en el que la potencia distribuida contenga todas las fluctuaciones totales de la unidad total de parques y, el segundo la magnitud total de potencia incrementada se distribuya de forma uniforme en todos los parques, siendo mucho más distribuido y, por tanto, más práctico y menos dañino para cada parque en la regulación. En el primer caso, se perjudica en gran medida a un único parque exigiéndole una gran cantidad de potencia incrementada y, en el segundo, para cada parque no supone un gran inconveniente, ya que, en cada uno de ellos la magnitud incrementada es muy reducida.
- II. **Índice generación óptima:** el objetivo es recoger la diferencia de potencia entre la generación del conjunto de parques (PTG) respecto a la potencia de consigna dictada por el AGC (CTE). Evaluando con ello, el principal y más arduo objetivo de este proyecto. Para ello, se suman las desigualdades entre dichas potencias durante la hora

de simulación. Dichas diferencias pueden ser positivas o negativas, por ello, se ha optado por sumar las desigualdades en valores absolutos, pesando así de igual forma diferencias pequeñas y grandes. Otra opción sería elevar al cuadrado cada sumando, de forma que el peso de las diferencias más grandes en la media es mayor que el de las diferencias pequeñas.

Con ambos índices, el algoritmo óptimo con cada entrada será aquel que presente menor valor, ya que, se prefiere que la suma de incrementos de consigna a los parques sea la menor posible, y también que la diferencia entra la consigna que se recibe como entrada (CTE) y la potencia total generada (PTG) sea la menor posible.

6.1 RESULTADOS OBTENIDOS

En el cálculo de ambos índices se han empleado los datos de generación máxima de los parques correspondientes a la hora 3 de los datos reales disponibles, queriendo mostrar la evaluación de lo presentado en este documento en los resultados de las simulaciones. Asimismo, la comparación de los diferentes algoritmos se realizará con cada tipo de entrada.

6.1.1 ÍNDICE INCREMENTOS

La Tabla 1 presenta los resultados en MW del cálculo de los índices incrementos en cada algoritmo y, a su vez, con cada tipo de entrada. El algoritmo óptimo para cada tipo de entrada es aquel para el que su celda se encuentra resaltada en color verde, ya que, dicho índice es el de menor valor en cada entrada.

En todos los casos el algoritmo óptimo es el Base, ya que únicamente considera los límites de regulación, sin modificar en ninguna consigna de las unidades en cada cuarto de hora. Asimismo, muestra como los algoritmos de Llenado son los más deficientes evaluando la cantidad de diferencia entre los parques de potencia incrementada, siendo dicho motivo el gran inconveniente de este tipo de reparto, como ya se ha explicado anteriormente. También se observa como en el Reparto por Banda Secundaria Mejora existe una mayor diferencia entre los incrementos de consigna entre los parques que en el Reparto por Banda Secundaria,

siendo el resultado de incorporar el límite de potencia máxima real e incluir en la limitación de banda muerta la asignación de la consigna restante por medio del algoritmo de Llenado, habiendo muy pocos parques incrementando toda la potencia incrementada total en sus consignas.

Evaluando los dos últimos algoritmos desarrollados, siendo los únicos que incluyen ambas limitaciones, las cuales son muy importantes para la incorporación de la energía eólica a la regulación secundaria, el algoritmo mejor adaptado es el Reparto por Banda Secundaria Mejora. En 2 de los 3 tipos de entrada, es el algoritmo con el menor índice de ambos.

Tipo de algoritmo de reparto	Entrada I	Entrada II	Entrada III
Base	7,37	4,8	6,3
Llenado	64,9	48,7	21,3
Reparto por Banda Secundaria	16,9	17,8	5,9
Llenado Mejora	169,9	100,6	253,8
Reparto por Banda Secundaria Mejora	64,2	112,3	75,06

Tabla 1. Valores en MW calculados para el índice incrementos para los resultados de la simulación con diferentes algoritmos y entradas

6.1.2 ÍNDICE GENERACIÓN ÓPTIMA

En la Tabla 2 se muestran los resultados de los índices calculados en GW para cada algoritmo, así como con cada entrada empleada en el desarrollo de este proyecto. En dicha tabla los algoritmos óptimos para cada tipo de entrada son los resaltados con el color verde. Con la *Entrada I* y *Entrada III* el algoritmo con menor índice es Reparto por Banda Secundaria Mejora, mientras que con la *Entrada II* es Llenado Mejora. En este caso, como con la mayoría de las entradas el algoritmo que presenta menores valores es Reparto por Banda Secundaria Mejora, éste es el algoritmo más adecuado para implementar la energía eólica en la regulación secundaria del sistema eléctrico.

Asimismo, se demuestra como las mejoras implementadas en Llenado y Reparto por Banda Secundaria, mejoran sus índices, sobre todo Reparto por Banda Secundaria Mejora en un

orden de 1000 MW. En este caso Llenado Mejora, no es tan notable la mejora por tener elevadas fluctuaciones la generación en torno a la potencia de consigna del AGC.

Además, los índices de los algoritmos Llenado Mejora y Reparto por Banda Secundaria Mejora es muy inferior a los resultados de los índices en el algoritmo Base. Siendo este último el peor algoritmo, salvo en la Entrada II, en comparación con los restantes objetivos. Esta gran diferencia entre PGT y CTE, se había podido observar anteriormente con los resultados presentados al implantar este tipo de algoritmo en las simulaciones (ver 4.5.1)

Tipo de algoritmo de reparto	Entrada I	Entrada II	Entrada III
Base	17,4	12,8	19,9
Llenado	9,43	5,42	9,57
Reparto por Banda Secundaria	1,53	14,1	13,8
Llenado Mejora	3,07	1,74	2,29
Reparto por Banda Secundaria Mejora	2,84	3,48	1,62

Tabla 2. Valores calculados en GW para el índice de generación óptima para los resultados de la simulación con diferentes algoritmos y entradas

6.2 ELECCIÓN DEL ALGORITMO

A partir de los resultados mostrados en la Tabla 1 y en la Tabla 2, se pueden observar los algoritmos con menores índices en cada una de ellas.

En la Tabla 1 ha resultado que el algoritmo con la menor diferencia de incrementos en la consigna de los diferentes parques ha sido el algoritmo Base, el cual distribuye CTE entre los diferentes parques de manera proporcional al número total de parques, sin variar la consigna de cada uno de ellos a no ser que algún límite o CTE varíen. Sin embargo, debido a sus inconvenientes: CTC es siempre menor a CTE, la potencia generada (PGT) difiere en gran medida respecto a CTE, siendo esto lo evaluado en el índice generación óptima y resultado el algoritmo más deficiente, y por último, saturando a un número considerable de parques. No se ha optado por este algoritmo para implementar la energía eólica en la regulación secundaria.

Una vez descartado este tipo de algoritmo, el segundo algoritmo con el menor índice incrementos ha sido Reparto por Banda Secundaria Mejora, ya que, al suplir la potencia descompensada en el reparto por la imposición de banda muerta por medio del algoritmo de Llenado, los parques encargados de generar dicha descompensación su consigna no realiza demasiados saltos en comparación con el resto de los parques eólicos. En comparación con Llenado Mejora, en los parques saturados se está continuamente incrementado su consigna, a diferencia de los restantes cuya potencia se mantiene constante en el mínimo de la banda de regulación.

Asimismo, Reparto por Banda Secundaria Mejora también tiene el menor índice de generación óptima en 2 de las 3 entradas. La diferencia entre PGT y CTE en la hora de simulación es inferior al segundo algoritmo con mejores índices: Llenado Mejora. Esto es debido a que en este último algoritmo la generación realiza numerosas fluctuaciones resultando en un total de potencia generada que difiere respecto a CTE superior al Reparto por Banda Secundaria Mejora.

En conclusión, evaluando de manera objetiva ambos índices, así como las ventajas e inconvenientes de cada algoritmo, el algoritmo escogido para la implementación de los parques eólicos en la regulación secundaria del sistema eléctrico español es Reparto por Banda Secundaria Mejora.

7. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

En el presente proyecto se han desarrollado diversos algoritmos AGC en una zona de regulación para la incorporación de la energía eólica al servicio de regulación secundaria del sistema eléctrico español.

En dichos algoritmos se han desarrollado diferentes cálculos para la correcta distribución de la potencia de consigna dictada por el regulador de zona para los diferentes parques eólicos que componen la zona de regulación. Asimismo, se han incorporado modificaciones, las cuales buscan superar los grandes obstáculos que presenta la energía eólica en la regulación secundaria: la banda muerta de los parques eólicos y, el más desafiante, la potencia máxima real.

Finalmente, dichos algoritmos: Llenado Mejora y Reparto por Banda Secundaria Mejora, cumplen todos los objetivos del proyecto: que la potencia generada (PGT) sea igual a la consigna total recibida por el algoritmo (CTE) y que la consigna distribuida en los parques realice el menor número posible de incrementos. Para evaluar el cumplimiento de estos objetivos se han realizado simulaciones de una zona de regulación que incluye 30 parques eólicos, cada uno con una potencia máxima de 30MW o 50MW. Además, y dado que es uno de los factores más relevantes para el correcto funcionamiento de la generación eólica en regulación secundaria, en estas simulaciones se ha utilizado datos reales de potencia máxima medida en parques eólicos como dato de potencia máxima que pueden generar los parques. Asimismo, para la evaluación del comportamiento de cada uno de los algoritmos desarrollados, no solo se han considerado ventajas e inconvenientes de manera crítica, y se han analizado visualmente los resultados de las simulaciones, sino que se han implementado dos índices. Dichos índices evalúan los dos objetivos más relevantes de los algoritmos: la igualdad de la generación y potencia de consigna AGC en la operación del conjunto de parques, y la cantidad de potencia de consigna incrementada en cada parque. Con ello, se ha evaluado de manera objetiva el algoritmo óptimo para la incorporación de la energía eólica a la regulación, resultando, en ambos índices, el Reparto por Banda Secundaria Mejora.

En resumen, con el Reparto por Banda Secundaria Mejora, se puede incorporar la generación eólica a la regulación secundaria del sistema eléctrico español sin ninguna limitación.

Los diversos temas que se pueden desarrollar en el futuro a partir de este Trabajo Fin de Grado son:

- I. Realizar modificaciones en Reparto por Banda Secundaria Mejora posteriormente a la imposición de la limitación de banda muerta, ya que, el algoritmo no puede volver a repartir la consigna que ha quedado sin distribuir por la citada limitación porque, los saltos en las consignas de las unidades son muy reducidos y no superan la banda muerta, siendo necesario realizar la distribución con Llenado. Con este tipo de algoritmo, siempre se encuentran los mismos parques saturados o con numerosas fluctuaciones en su consigna. Para reducir este efecto, se puede por ejemplo intentar variar el orden de reparto en cada iteración, ya que las unidades afectadas sufren los grandes inconvenientes de este tipo de algoritmo.
En este caso,
- II. Modificar los repartos de Llenado y Llenado Mejora, modificando el comienzo y el orden de distribución de potencia de consigna entre las unidades, encontrándose numerosos parques sin reserva y padeciendo las consecuencias de regular con este algoritmo.
- III. Desarrollo de un algoritmo de estimación de banda muerta en el regulador de zona para intentar aproximar la banda muerta real de cada parque eólico. De esta forma, en lugar de que el regulador de zona utilice un valor fijo para este parámetro, utilizará un valor estimado que debería ser lo más cercano posible al valor real
- IV. Mejorar el algoritmo de Llenado para conseguir una consigna sin las fluctuaciones actuales.
- V. Evaluar el funcionamiento de los algoritmos si la potencia generada por los parques presentara un offset respecto a la consigna recibida.

8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Redeia, “Informe del Sistema Eléctrico. Informe resumen de energías renovables”. Marzo, 2023. https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2023-03/Informe_Renovables_2022.pdf
- [2] Blanco, S. “Mercado eléctrico (III): Los servicios de ajuste del sistema eléctrico peninsular”. Febrero, 2018. <https://www.aeqenergia.com/blog/mercado-electrico-iii-los-servicios-de-ajuste-del-sistema-electrico-peninsular>
- [3] Guo, Y., Wang, Q., Zhang, D., Wan, J., Yu, D. and Yu, J. , “Anticipatory AGC control strategy based on wind power variogram characteristic”, 2020 *IET Renewable Power Generation*, vol. 14, pp. 1124-1133. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2019.0723>
- [4] Rebello, E., Rodgers, M., Stanford, D., Fischer, M. and Akki, M., "More than power from wind: Emperical data from a wind farm providing power-frequency response and automatic generation control," 2022 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Denver, CO, USA, 2022, pp. 1-5
- [5] Chang-Chien, L. R., Sun C.C. and Yeh, Y. J., "Modeling of Wind Farm Participation in AGC," 2014 IEEE Transactions on Power Systems, vol. 29, no. 3, pp. 1204-1211
- [6] M. Khamies, G. Magdy, S. Kamel and B. Khan, "Optimal Model Predictive and Linear Quadratic Gaussian Control for Frequency Stability of Power Systems Considering Wind Energy," in IEEE Access, vol. 9, pp. 116453-116474, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3106448.
- [7] Benito Velad, S., “Adaptación de un algoritmo AGC para la integración de parques eólicos en regulación”, Agosto 2022 ETS de Ingeniería – ICAI Universidad Pontificia Comillas, Madrid, España
- [8] Red Eléctrica de España, “Procedimientos de Operación 7.2 Regulación secundaria”, Marzo 2022 https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/Procedimie ntosOperacion/BOE-A-2022-4969.pdf

- [9] Arias Castañeda, J. M., Guerra Hernández, L., Martínez García, A. A., & Torres Breffe, O. E., “Mejores estrategias para el control de la frecuencia en el Sistema Interconectado Ecuador-Colombia: Área Ecuador”, 2017 Ingeniería Energética, 38(1), 12-24.
- [10] Aparicio Marín, N., “Nuevas estrategias para la contribución de los parques eólicos al control de frecuencia de los sistemas eléctricos”, 2011 Universitat Politècnica de València.
- [11] A. Molina-García, I. Muñoz-Benavente, A. D. Hansen and E. Gómez-Lázaro, "Demand-Side Contribution to Primary Frequency Control With Wind Farm Auxiliary Control," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 29, no. 5, pp. 2391-2399, Sept. 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2300182
- [12] H. Banakar, C. Luo and B. T. Ooi, "Impacts of Wind Power Minute-to-Minute Variations on Power System Operation," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, no. 1, pp. 150-160, Feb. 2008, doi: 10.1109/TPWRS.2007.913298.
- [13] Muljadi, E., Gevorgian, V., Singh, M., Santoso, S., "Understanding inertial and frequency response of wind power plants," 2012 IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications, Denver, CO, USA, 2012, pp. 1-8, doi: 10.1109/PEMWA.2012.6316361.
- [14] Soerensen, P., Hansen, A. D., Iov, F., Blaabjerg, F., Donovan, M. H., “Wind farm models and control strategies” August 2005 Denmark
- [15] Rodríguez-Amenedo, J.L., Arnaltes, S., Rodríguez, M.A., “Operation and coordinated control of fixed and variable speed wind farms”, Renewable Energy, Volume 33, Issue 3, 2008, Pages 406-414, ISSN 0960-1481
- [16] Shewarega, F., Erlich, I., Rueda, J. L., "Impact of large offshore wind farms on power system transient stability," 2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, Seattle, WA, USA, 2009, pp. 1-8, doi: 10.1109/PSCE.2009.4840006
- [17] Egido, I., “Reguladores de Zona para el control Automático de Generación”. Anales de Mecánica y Electricidad, 2008, p. 39

ANEXO I. OBJETIVOS DESARROLLO SOSTENIBLE

Este proyecto se alinea con cuatro Objetivos de Desarrollo Sostenible, entre los que se encuentra el Objetivo 7: **Energía limpia y accesible**. Con dicho Objetivo es con el que este proyecto se encuentra inherentemente en concordancia con este objetivo.

La energía eólica es clasificada como una energía renovable, esto es debido a la explotación de una fuente que se encuentra de forma reiterada en el medioambiente, inagotable y que está en continua renovación: el viento. Se proporciona una generación de electricidad de forma limpia y sin poner en riesgo la sostenibilidad ambiental: no se producen residuos ni gases de ningún tipo. Además, la utilización de este tipo de fuente de energía implica bajos costes de producción, únicamente aquellos asociados a la instalación y al mantenimiento de las instalaciones, ya que la explotación de la fuente al encontrarse abundantemente en la naturaleza no acarrea ningún gasto.

Los tres Objetivos restantes con los que este proyecto se alinea son:

- **Objetivo 9: Industria, Innovación e Infraestructura.**

El proyecto en sí ya proporciona innovación, ya que se investiga el algoritmo AGC con el objetivo de la incorporación de la energía eólica en la regulación secundaria del sistema eléctrico, impulsando con ello, el desarrollo de este tipo de centrales. Así mismo, con dicho desarrollo se propicia la instalación de nuevos parques eólicos, y, por tanto, nuevas infraestructuras eléctricas.

- **Objetivo 11: Ciudades y comunidades sostenibles.**

Con la progresiva incorporación de nuevos parques eólicos al sistema eléctrico, gracias a su integración en la regulación secundaria, se destierran las centrales convencionales de generación eléctrica como las centrales de ciclo combinado, las de carbón o las nucleares. Las centrales recientemente mencionadas, suponen graves daños al medioambiente desde el tipo de fuente explotada, los gases generados y los

residuos producidos. Es por ello por lo que, España es el quinto país a nivel europeo con mayor cobertura de energía eólica resultando un aumento de la cuota del total de las energías renovables. Cabe destacar, como la producción de energía por parte de las centrales de ciclo combinado, nucleares y de carbón ha disminuido. Las comunidades autónomas donde más se utiliza la energía eólica es en Castilla y León, seguido de Aragón y por último de Navarra. Estas regiones condensan el 72% de la potencia instalada de dicho tipo de energía. Este porcentaje podría aumentar sustancialmente en todas las comunidades con la integración de la energía eólica en la regulación secundaria del sistema eléctrico.

- **Objetivo 13: Acción climática.**

Contribuyendo a la investigación y desarrollo en la tecnología de generación eólica, se colabora en la creación de un mundo completamente sostenible en el que se proteja el medioambiente. Como se ha mencionado en el objetivo 11, con la progresiva implantación de energías renovables se expulsan del sistema aquellas fuentes de energía perjudiciales para el planeta.