



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ANÁLISIS DE LA IMPORTANCIA DE LA ESTIMACIÓN DEL LÍMITE SUPERIOR DE POTENCIA DE LA GENERACIÓN EÓLICA PARA SU PARTICIPACIÓN EN EL SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA

Autor: Jorge Doménech Patón

Director: Ignacio Egido Cortés

Co-Director: Kai Doenges

Madrid

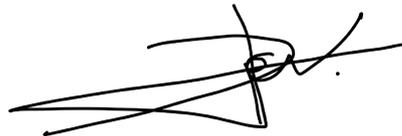
Julio de 2021

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Análisis de la importancia de la estimación del límite superior de potencia de la generación
eólica para su participación en el servicio de regulación secundaria
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2020/21 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.: Jorge Doménech Patón

Fecha: 06 / julio / 2021



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Ignacio Egido Cortés

Fecha: 06 / julio / 2021



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ANÁLISIS DE LA IMPORTANCIA DE LA ESTIMACIÓN DEL LÍMITE SUPERIOR DE POTENCIA DE LA ENERGÍA EÓLICA PARA SU PARTICIPACIÓN EN EL SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA

Autor: Jorge Doménech Patón

Director: Ignacio Egido Cortés

Co-Director: Kai Doenges

Madrid

Julio de 2021

Agradecimientos

Al director del proyecto, Ignacio Egido Cortés por su atención, dedicación y ayuda durante la realización del mismo.

ANÁLISIS DE LA IMPORTANCIA DE LA ESTIMACIÓN DEL LÍMITE SUPERIOR DE POTENCIA DE LA GENERACIÓN EÓLICA PARA SU PARTICIPACIÓN EN EL SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA

Autor: Doménech Patón, Jorge.

Director: Egido Cortés, Ignacio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Realizar una correcta estimación del límite superior de potencia es una tarea fundamental para la correcta operación de los parques eólicos. La importancia de realizar una estimación lo más precisa posible se acrecienta ante un futuro en el que la generación eólica pasará a formar parte de un servicio, como la regulación secundaria, que tradicionalmente ha sido llevado a cabo por centrales convencionales como las hidráulicas o térmicas.

En este proyecto se ha realizado un análisis sobre las diferentes técnicas de estimación eólica existentes y su posible implementación para realizar una estimación lo más precisa posible sobre el límite superior de potencia eólica que el AGC, sistema encargado de mantener la frecuencia del sistema a su valor nominal, es capaz de conocer durante la participación de los parques eólicos en el servicio de regulación secundaria. Para ello, se ha utilizado un modelo de AGC real y datos históricos de operación de una zona real de regulación del sistema eléctrico español, formado por 6 plantas eólicas y cerca de 70 unidades convencionales. Tras una revisión bibliográfica en la que se ha evidenciado una clara falta de información disponible sobre la tarea de estimación del límite superior de potencia en regulación, se han desarrollado dos escenarios con múltiples variantes en los que las curvas reales de generación han sido modificadas para simular técnicas de estimación eólica, e introducidas al AGC como entrada de límite superior para realizar las simulaciones.

Los resultados de las simulaciones han sido analizados atendiendo a criterios tanto económicos como basados en la calidad de la regulación, combinando los métodos empleados por REE con métodos de implementación propia. Estos resultados muestran que, si bien el método empleado para la estimación del límite superior de potencia, aun contando con errores razonables, no afecta en gran medida a la zona de regulación en términos de calidad de la respuesta dinámica gracias a la participación conjunta con plantas convencionales, sí pueden crear una diferencia en términos económicos, permitiendo aprovechar mayor potencia eólica disponible en el viento al incrementar la precisión de la estimación.

Palabras clave: Generación eólica, límite superior de potencia, regulación secundaria, servicios complementarios, AGC.

1. Introducción

La cada vez mayor penetración de la energía eólica en los parques de generación a nivel global, sustituyendo en numerosas ocasiones a plantas convencionales como las térmicas, abre la puerta hacia un futuro donde los parques eólicos formarán parte de los llamados servicios complementarios. Uno de estos servicios es la regulación secundaria, cuyo actor principal, el AGC (Automatic Generation Control), se encarga de restablecer tanto la frecuencia nominal del sistema como la potencia de intercambio con Francia.

Debido a que el modo de operación normal de un parque eólico se realiza con un control diseñado para extraer la máxima potencia del viento posible, la participación de la generación eólica en la regulación secundaria deberá superar una serie de desafíos relacionados con la propia incertidumbre y variabilidad del viento, ya que para participar en este mercado, ofreciendo bandas de regulación para cada tramo horario del día siguiente, realizar estimaciones eólicas de la manera más precisa posible se antoja una tarea fundamental.

Otra problemática relacionada con la estimación eólica, que será la tratada en este proyecto, tiene que ver con la posibilidad de implementar métodos que permitan al AGC saber de forma precisa el límite superior de potencia de cada parque, de tal forma que se minimicen aquellos escenarios en los que se crea que hay disponible suficiente recurso eólico para cumplir con una consigna a subir cuando en realidad no lo hay, incumpliendo en ese caso con la banda de regulación permitida y abriendo la puerta a incurrir en penalizaciones por parte del operador del sistema, REE.

La normativa de regulación del sistema español establece que las variables de entrada para el AGC deben de ser muestreadas cada cuatro segundos [1], por lo que las estimaciones eólicas utilizadas deben ser aquellas que permitan hacerse a muy corto plazo. En esta área de las predicciones a muy corto plazo destacan aquellos métodos denominados como persistentes, consistentes en realizar una medida o estimación de potencia en un momento determinado y suponer que se mantiene constante durante un periodo definido de tiempo [2],[3]. Estos métodos resultan más eficaces que aquellos probabilísticos más complejos para predicciones a muy corto plazo [4], por lo que en este proyecto se desarrollarán escenarios en los que el límite superior de potencia del AGC quede definido por estos métodos.

2. Definición del proyecto

Tras la revisión del estado de la cuestión sobre la aplicación de las técnicas de estimación eólica a la tarea de estimar el límite superior de potencia eólica, se desarrollan escenarios basados en el modelo persistente que se utilizarán como entrada para el modelo de simulación. Estos escenarios se crean a partir de las curvas reales de generación del histórico de datos de seis unidades eólicas de una zona de regulación real del sistema eléctrico español. Las curvas reales entran al modelo de simulación como límite técnico que pueden alcanzar los parques eólicos, mientras que las curvas editadas de acuerdo con la revisión bibliográfica entran al modelo como límite que conoce el AGC.

Estos escenarios están basados en los métodos persistentes. El primero de ellos consiste en la medición de un valor de potencia generada y la asunción de que este escenario se mantiene constante durante periodos de tiempo de 5 y 15 minutos. El siguiente escenario pretende simular un método de estimación en el que se parte de medidas de la media de la velocidad eólica para, a continuación, estimar la generación a partir de las curvas características de los parques. Para implementar este método, se desarrollan escenarios donde el valor de potencia límite durante un periodo determinado de tiempo queda establecido por la media de dicho periodo, incluyendo ciertos errores para simular la precisión de una estimación.

Con las simulaciones realizadas, se procederá a la simulación de los escenarios, atendiendo tanto a criterios económicos como de calidad de la regulación.

3. Modelo de simulación

Como modelo de simulación se utiliza un archivo de Simulink que contiene el modelo de un AGC real. Este modelo de AGC cuenta con una señal de CRR real como entrada y asigna las consignas correspondientes a las diferentes unidades de la zona. Para representar estas unidades, ya sean eólicas o convencionales, se cuenta con un modelo de planta que puede ser utilizado tanto para unidades eólicas como para unidades convencionales. El modelo incluye una banda muerta, límites de rampa y una planta lineal de Laplace cuyo orden varía dependiendo de la tecnología de producción de cada planta. Ver Ilustración 1.

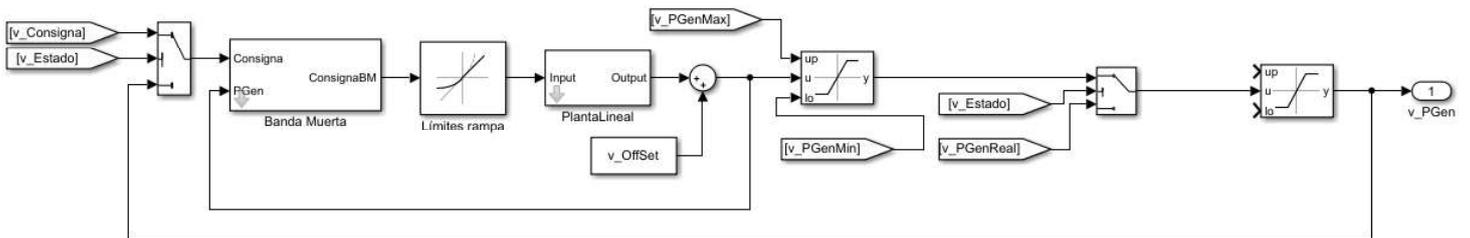


Ilustración 1. Modelo de unidad

4. Resultados

Para analizar los resultados de cada escenario y establecer comparativas entre ellos, se recurre tanto a criterios establecidos por REE para la respuesta dinámica de la zona, como a criterios económicos. Para el primer criterio, la variable empleada de análisis será el porcentaje de incumplimiento de la zona por tramos horarios, mientras que, para analizar el impacto económico, se empleará la relación entre la potencia eólica generada y la máxima que se podría haber generado con un escenario ideal.

Los escenarios son analizados individualmente para posteriormente ser comparados entre ellos. Tras analizar el escenario ideal, en el que la potencia máxima que sabe el AGC coincide exactamente con la potencia límite real, junto con el peor escenario (el persistente con un horizonte de tiempo de 15 minutos), se concluye que el escenario de estimación eólica no influye notablemente a nivel de calidad de la respuesta, habiendo una diferencia máxima en porcentaje de incumplimientos del 2.56% entre ambos casos. Sin embargo, a nivel económico, el impacto de la estimación del límite de potencia superior es más notable, llegando a un máximo de un 10% de diferencia en la relación potencia eólica/máxima posible. Las distribuciones de frecuencia entre el mejor y el peor escenario pueden verse en la Ilustración 2 a partir de histogramas. Los datos representados son la diferencia, para cada hora, del porcentaje de incumplimiento de la zona y la relación eólica/máxima posible entre el escenario ideal y el considerado como peor escenario. Esta diferencia queda representada en el eje de abscisas, mientras que en el eje de ordenadas se representa la frecuencia absoluta con la que se da. Se puede observar claramente que tanto para incumplimiento, como para eólica generada, el escenario ideal es mejor en la mayoría de los tramos horarios. Sin embargo, hay que tener en cuenta que, como se ha comentado anteriormente, la escala del eje de abscisas es

diferente para ambos criterios de comparación, obteniéndose diferencias que alcanzan el 10% en la relación eólica/máxima frente a diferencias máximas del 2.6% en el caso de los incumplimientos.

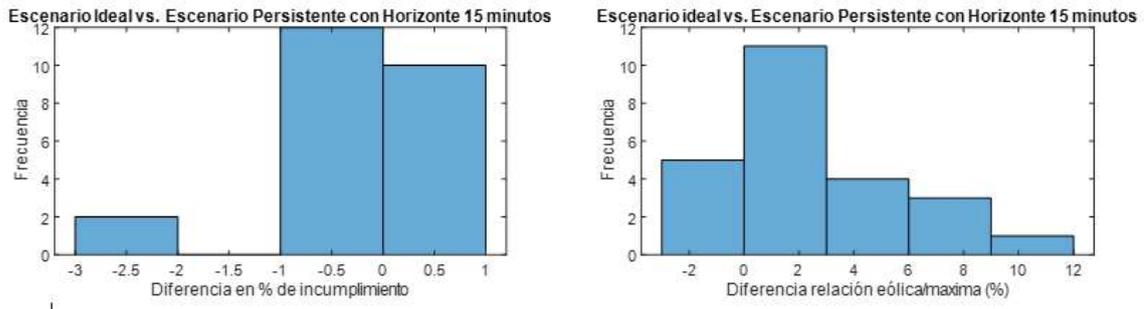


Ilustración 2 - Resultados

5. Conclusiones

En este proyecto se ha realizado un análisis sobre los diferentes métodos existentes a día de hoy para realizar estimaciones eólicas, estudiando su posible aplicación para estimar de manera precisa el límite superior que el AGC conoce durante la regulación de la zona. Se han desarrollado escenarios de simulaciones y estos han sido utilizados como entrada de un modelo real de AGC con datos reales de regulación de una zona real del sistema eléctrico español. Los resultados han sido analizados atendiendo a criterios tanto económicos como de calidad de la regulación. En última instancia, se han comparado el mejor y el peor escenario de los propuestos, llegando a la conclusión de que los métodos para estimar el límite superior no presentan grandes diferencias en cuanto a incumplimientos de zona se refiere gracias a la actuación en regulación de las unidades convencionales. Por el contrario, una correcta estimación puede beneficiar económicamente a la empresa generadora, ya que los resultados de potencia eólica generada respecto a la máxima posible presentan mayores diferencias.

Como trabajos futuros, se requiere una mayor variedad de métodos de estimación debido a su escasez en la bibliografía, y simulaciones con mayor banda de regulación eólica para comprobar la importancia de la estimación del límite superior en términos de incumplimientos de regulación.

6. Referencias

- [1] Egido, I. (2005). Diseño de reguladores para el control automático de la generación (Tesis Doctoral, Universidad Pontificia Comillas).
- [2] C. Monteiro, R. Bessa, V. Miranda, A. Botterud, J. Wang, and G. Conzelmann. 2009. Wind Power Forecasting: State-of-the-Art 2009. Tech. rep. ANL/DIS-10-1. Argonne National Laboratory.
- [3] Schneider, D., Küster, K. K., Siefert, M., & Speckmann, M. (2013, February). Available active power estimation for the provision of control reserve by wind turbines. In *Proc. European Wind Energy Conf. and Ex.(EWEC), Vienna, Austria* (pp. 530-535).

- [4] Soman, S. S., Zareipour, H., Malik, O., & Mandal, P. (2010, September). A review of wind power and wind speed forecasting methods with different time horizons. In *North American Power Symposium 2010* (pp. 1-8). IEEE

ANALYSIS OF THE IMPORTANCE OF THE ESTIMATION OF THE UPPER POWER LIMIT OF WIND POWER GENERATION FOR ITS PARTICIPATION IN THE SECONDARY REGULATION SERVICE

Author: Doménech Patón, Jorge.

Supervisor: Egido Cortés, Ignacio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

A correct estimation of the upper power limit is a fundamental task for the correct operation of wind farms. The importance of making the most accurate estimation possible is increased in view of a future in which wind power generation will become part of a service, such as secondary regulation, which has traditionally been carried out by hydro or thermal power plants.

In this project, an analysis of the different existing wind power estimation techniques and their possible implementation has been carried out in order to make the most accurate estimation possible of the upper limit of wind power that the AGC, the system in charge of maintaining the system frequency at its nominal value, is capable of knowing during the participation of wind farms in the secondary regulation service. For this purpose, a real AGC model and historical operating data from a real regulation area of the Spanish electric power system, consisting of 6 wind power plants and about 70 conventional units, have been used. After a literature review in which a clear lack of available information on the task of estimating the upper power limit in regulation has been evidenced, two scenarios with multiple variants have been developed in which the real generation curves have been modified to simulate wind power estimation techniques and introduced to the AGC as upper limit input to perform the simulations.

The results of the simulations have been analyzed according to both economic and regulation quality criteria, combining the methods used by REE with methods of its own implementation. These results show that, although the method used for the estimation of the upper power limit, even with reasonable errors, does not greatly affect the regulation area in terms of quality of the dynamic response thanks to the joint participation with conventional plants, it can make a difference in economic terms, allowing to take advantage of more wind power available in the wind by increasing the accuracy of the estimation.

Keywords: Wind energy, upper power limit, secondary regulation, ancillary services, AGC

1. Introduction

The ever-increasing penetration of wind energy in power generation plants globally, often replacing conventional plants such as thermal plants, opens the door to a future where wind farms will be part of the so-called ancillary services. One of these services is secondary regulation, whose main actor, the AGC (Automatic Generation Control), is responsible for restoring both the nominal frequency of the system and the exchange power with France. Since the normal operating mode of a wind farm is carried out with a control designed to extract the maximum possible power from the wind, the participation of wind power generation in secondary regulation must overcome a series

of challenges related to the uncertainty and variability of the wind itself, since in order to participate in this market, offering regulation bands for each time slot of the following day, making wind estimates as accurately as possible is a fundamental task.

Another problem related to wind power estimation, which will be dealt with in this project, has to do with the possibility of implementing methods that allow the AGC to know precisely the upper power limit of each farm, so as to minimize those scenarios in which it is believed that there is enough wind resource available to meet a setpoint to be raised, when in fact there is not, in which case the allowed regulation band is not met and the door is open to incur penalties by the system operator, REE.

The regulation rules of the Spanish system establish that the input variables for the AGC must be sampled every four seconds [1], so the wind estimates used must be those that allow very short-term estimates to be made. In this area of very short-term predictions, those methods known as persistent methods stand out, consisting of making a measurement or estimate of power at a given time and assuming that it remains constant for a defined period of time [2],[3]. These methods are more efficient than more complex probabilistic methods for very short-term predictions [4], so in this project scenarios will be developed in which the upper power limit of the AGC is defined by these methods.

2. Project definition

After reviewing the state of the art on the application of wind estimation techniques to the task of estimating the upper limit of wind power, scenarios based on the persistent model are developed and used as input for the simulation model. These scenarios are created from the real generation curves of the historical data of six wind units of a real regulation zone of the Spanish electrical system. The real curves enter the simulation model as the technical limit that the wind farms can reach, while the edited curves according to the literature review enter the model as the limit known by the AGC.

These scenarios are based on persistent methods. The first one consists of measuring a value of generated power and assuming that this scenario remains constant for time periods of 5 and 15 minutes. The next scenario aims to simulate an estimation method in which average wind speed measurements are used to then estimate the generation from the characteristic curves of the wind farms. To implement this method, scenarios are developed where the limit power value during a given period is determined by the average of that period, including certain errors to simulate the accuracy of an estimate.

With the simulations carried out, the scenarios will be simulated, considering both economic and regulation quality criteria.

3. Model description

A Simulink file containing the model of a real AGC is used as simulation model. This AGC model has a real CRR signal as input and assigns the corresponding setpoints to the different units in the area. To represent these units, a plant model is available that can be used for both wind and conventional units. The model includes a deadband, ramp limits and a linear Laplace plant whose order varies depending on the production technology of each plant. The plant model can be seen in Figure 1.

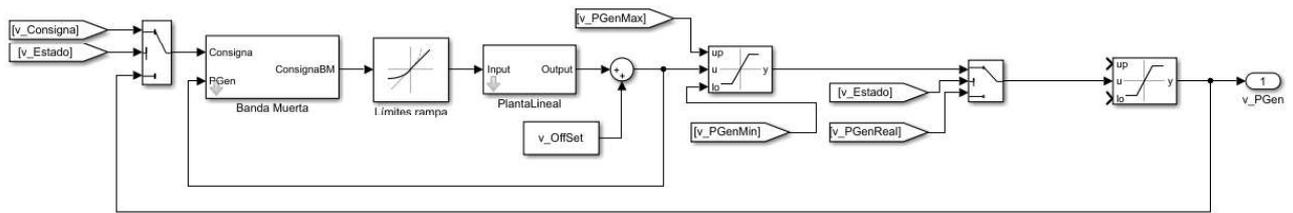


Figure 1. Unit model

4. Results

To analyze the results of each scenario and establish comparisons between them, both criteria established by REE for the dynamic response of the zone and economic criteria are used. For the first criteria, the variable used for analysis will be the percentage of non-compliance of the zone by time periods while, to analyze the economic impact, the ratio between the wind power generated and the maximum that could have been generated with an ideal scenario will be used.

The scenarios are analyzed individually and then compared with each other. After analyzing the ideal scenario, in which the maximum power known by the AGC coincides exactly with the real limit power, together with the worst scenario (the persistence method with a time horizon of 15 minutes), it is concluded that the wind power estimation scenario does not have a significant impact on the quality of the response, with a maximum difference in percentage of non-compliance of 2.56% between the two cases. However, at the economic level, the impact of the upper power limit estimation is more notable, reaching a maximum of 10% difference in the wind power/maximum possible power ratio. The frequency distributions between the best and worst case scenarios can be seen in Figure 2 from histograms. The data represented are the difference, for each hour, of the percentage of non-compliance of the area and the wind/maximum possible ratio between the ideal scenario and the worst case scenario. This difference is represented on the abscissa axis, while the absolute frequency of occurrence is represented on the ordinate axis. It can be clearly seen that for both non-compliance and wind power generated, the ideal scenario is better in most of the time periods. However, it should be taken into account that, as mentioned above, the scale of the abscissa axis is different for both comparison criteria, obtaining differences that reach 10% in the wind/maximum ratio compared to maximum differences of 2.6% in the case of non-compliance.

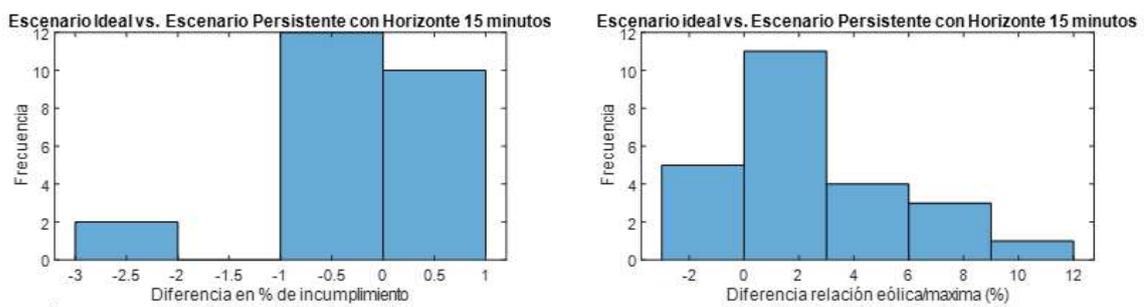


Figure 2. Results

5. Conclusions

In this project, an analysis of the different existing methods for wind power estimation has been carried out, studying their possible application to accurately estimate the upper limit that the AGC knows during the regulation of the area. Simulation scenarios have been developed and used as input for a real AGC model with real regulation data from a real area of the Spanish power system. The results have been analyzed according to both economic and regulation quality criteria. Ultimately, the best and the worst scenario of the proposed ones have been compared, reaching the conclusion that the methods to estimate the upper limit do not present great differences in terms of zone non-compliance thanks to the regulation performance of the conventional units. On the contrary, a correct estimation can be economically beneficial to the generating company since the results of wind power generated with respect to the maximum possible present greater differences.

As future work, a greater variety of estimation methods is required due to their scarcity in the literature, and simulations with a wider wind regulation band to check the importance of the estimation of the upper limit in terms of regulation defaults.

6. References

- [1] Egido, I. (2005). Diseño de reguladores para el control automático de la generación (Tesis Doctoral, Universidad Pontificia Comillas).
- [2] C. Monteiro, R. Bessa, V. Miranda, A. Botterud, J. Wang, and G. Conzelmann. 2009. Wind Power Forecasting: State-of-the-Art 2009. Tech. rep. ANL/DIS-10-1. Argonne National Laboratory.
- [3] Schneider, D., Küster, K. K., Siefert, M., & Speckmann, M. (2013, February). Available active power estimation for the provision of control reserve by wind turbines. In *Proc. European Wind Energy Conf. and Ex.(EWEC), Vienna, Austria* (pp. 530-535).
- [4] Soman, S. S., Zareipour, H., Malik, O., & Mandal, P. (2010, September). A review of wind power and wind speed forecasting methods with different time horizons. In *North American Power Symposium 2010* (pp. 1-8). IEEE

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	4
Capítulo 2. Descripción de las Tecnologías.....	7
2.1 Regulación Secundaria en España	7
2.2 Criterios de Respuesta	8
Capítulo 3. Estado de la Cuestión	12
Capítulo 4. Modelo de Simulación.....	17
Capítulo 5. Resultados.....	21
5.1 Escenarios de simulación.....	21
5.1.1 Escenarios Persistentes	21
5.1.2 Escenarios de Estimación de Potencia Media	22
5.1.3 Resumen Escenarios	25
5.2 Criterios de análisis	25
5.2.1 Criterios de Calidad Dinámica de la Regulación	25
5.2.2 Criterios Económicos	26
5.3 Análisis de los resultados	27
5.3.1 Comparación de Horizontes	27
5.3.2 Comparación Persistentes vs Estimación Media	32
5.3.3 Comparativa Mejor y Peor Escenario	38
Capítulo 6. Conclusiones y Trabajos Futuros.....	41
Capítulo 7. Bibliografía.....	42
ANEXO I. Objetivos Desarrollo Sostenible	44

Índice de figuras

Figura 1. Variables PGC, PGCD y SUM1 de la respuesta dinámica de una zona para un período de 1 hora	10
Figura 2. Variables SUM y AT de la respuesta dinámica de una zona para un período de 1 hora	10
Figura 3. Modelo de unidad.....	18
Figura 4. Escenarios persistentes.....	22
Figura 5. Escenarios de estimación de potencia media	24
Figura 6. Comparación escenarios persistentes. Porcentaje de incumplimiento vs desviación media respecto del escenario ideal	28
Figura 7. Comparación escenarios persistentes. Porcentaje de incumplimiento por horas .	29
Figura 8. Comparación escenarios persistentes. Ratio potencia generada/potencia máxima posible.....	29
Figura 9. Comparación tramo horario con diferentes horizontes. Respuesta dinámica de zona	31
Figura 10. Comparación tramo horario con diferentes horizontes. Evaluación de zona.....	32
Figura 11. Comparación escenario persistente con estimación media idea. Ratio eólica generada/máxima posible	34
Figura 12. Comparación escenario persistente con estimación media ideal. Histograma de diferencia de % de incumplimiento	34
Figura 13. Comparación tramo horario con diferentes métodos. Respuesta dinámica de la zona.....	35
Figura 14. Comparación de escenario persistente, y estimación media con MAPEs del 5% y 10%. Porcentaje de incumplimiento vs desviación respecto escenario ideal	37
Figura 15 Comparación de escenario persistente, y estimación media con MAPEs del 5% y 10%. Porcentaje de incumplimiento por horas	37
Figura 16. Comparación de escenario persistente, y estimación media con MAPEs del 5% y 10%. Ratio potencia eólica generada/ potencia máxima disponible	38

Figura 17. Comparación escenario ideal con escenario persistente de horizonte 15 minutos	39
Figura 18. Histograma de comparación escenario ideal con escenario persistente horizonte 15 minutos	40

Índice de tablas

Tabla 1. Resumen escenarios.....	25
----------------------------------	----

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

La cada vez mayor penetración de la energía eólica en el parque de generación, remplazando en numerosas ocasiones a plantas de energía convencionales, ha dado lugar a nuevos desafíos relacionados con la correcta operación y la estabilidad del sistema eléctrico. En particular, a medida que esta penetración vaya aumentando, los operadores se verán en la necesidad de recurrir a la energía eólica para participar en servicios complementarios que tradicionalmente han sido responsabilidad de plantas convencionales tales como las térmicas o las hidráulicas.

El servicio de regulación secundaria, encargado de reestablecer tanto la frecuencia como la potencia intercambiada ante un incidente en el sistema eléctrico, es uno de los servicios en los que la generación eólica va a ver incrementada su participación. Actualmente en España, la generación eólica únicamente participa en el servicio de regulación secundaria de forma muy aislada. Sin embargo, es un hecho que, con la creciente instalación de parques eólicos y el aumento de su peso en la generación del parque eólico español, esta situación va a cambiar.

La posible participación de la generación eólica en la regulación secundaria traerá consigo nuevos retos. Algunos de estos nuevos desafíos estarán relacionados directamente con el modo de funcionamiento de los parques eólicos y es que, tradicionalmente, la forma más eficiente de operar una turbina eólica es hacerlo en su límite superior de potencia, de tal forma que se extraiga la mayor cantidad posible de energía del viento para aumentar el rendimiento económico de los parques. Por el contrario, su posible participación en el servicio de regulación secundaria trae consigo nuevos retos como la necesidad de operar estas turbinas con ciertos márgenes de reserva que les permita incrementar su potencia generada en caso de que se les asigne una consigna a subir con la necesidad de cubrir un desequilibrio de generación para aumentar la frecuencia del sistema.

El siguiente desafío, que será el tratado en este proyecto, tiene que ver directamente con el actor principal del servicio de regulación secundaria, el llamado AGC (Automatic Generation Control). Este es el sistema encargado de distribuir el desvío de potencia de área o ACE (Area Control Error) y controlar la generación de las plantas que participen en este servicio. La problemática radica en que, aunque la operación de una planta eólica se realice por debajo de su nivel máximo de potencia, será fundamental poder realizar una estimación correcta sobre el límite superior de potencia que pueda alcanzar en cada momento durante su participación en la regulación secundaria, de tal forma que las consignas asignadas por el AGC sean viables, no asignando consignas de potencia que el parque eólico no será capaz de satisfacer debido a errores de estimación. El escenario ideal sería que el AGC supiera en cada momento la potencia máxima que podría generar el parque. Sin embargo, debido a los errores en las predicciones eólicas y la propia variabilidad del viento, esto no parece posible, por lo que es necesario desarrollar nuevas técnicas para que el AGC pueda conocer, de la forma más exacta posible, el límite superior de potencia que puede alcanzar cada parque. Esta estimación del límite superior de potencia durante la regulación secundaria trae consigo la necesidad de realizar estimaciones eólicas de la manera más precisa posible, así como la tarea de minimizar los retardos de comunicación entre el AGC y el operador del parque eólico, y entre este y los propios generadores.

Bajo este marco de incremento de la generación renovable en general y la generación eólica en particular en los sistemas eléctricos a nivel mundial, se desarrolla este proyecto, el cual tiene como objetivo realizar un análisis sobre la importancia de la estimación del límite superior de la generación eólica para su correcta incorporación en el servicio de la regulación secundaria.

La correcta y precisa estimación de este límite superior de potencia permitirá mejorar la actuación del AGC sobre el desvío de frecuencia y de potencia intercambiada. Además, en España el servicio de regulación secundaria es un servicio voluntario y remunerado en el que, en caso de participar, las compañías generadoras deberán ser capaces de garantizar las reservas de potencia acordadas y hacerlo bajo las exigencias de tiempo del operador del sistema, incurriendo en penalizaciones económicas por parte de este en caso contrario.

Por estos motivos, la posibilidad de conocer con la mayor exactitud posible el límite superior de potencia eólica traerá consigo múltiples beneficios que no afectarán únicamente a nivel de operatividad del sistema eléctrico ante contingencias en el mismo, también supondrá una mayor rentabilidad de los parques eólicos para las generadoras, permitiendo a estas obtener beneficios económicos adicionales con su participación en el servicio de regulación secundaria.

El desarrollo del proyecto comenzará con una revisión sobre el estado de la cuestión para conocer los principales avances y problemáticas existentes con relación a la correcta participación de la energía eólica en el servicio de regulación secundaria y se identificarán las principales técnicas de previsión de escenarios eólicos y de aquellas utilizadas en la actualidad, así como de sus resultados. Tras esta revisión bibliográfica se realizará el análisis de las diferentes técnicas y sus resultados para proceder a la simulación de escenarios de diferente complejidad y precisión que permitan realizar un análisis progresivo del impacto de la penetración eólica en el AGC, escogiendo aquellos escenarios que parezcan más factibles para el correcto funcionamiento del mismo. Por último, se realizará un análisis de los resultados obtenidos basándose en criterios tanto económicos, estudiando variables como la relación de potencia eólica generada respecto a lo máximo que se podría haber generado, como criterios referentes a la calidad del servicio de regulación como los propios empleados por REE, el operador del sistema eléctrico español.

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

Si bien el análisis del funcionamiento de la regulación secundaria no es el objetivo final de este proyecto, en este capítulo se presentan aquellos aspectos relativos a este servicio que permitirán una mejor contextualización del trabajo desarrollado y de los criterios empleados para el análisis de los resultados obtenidos más adelante.

2.1 REGULACIÓN SECUNDARIA EN ESPAÑA

La regulación secundaria forma parte del conjunto de servicios complementarios que tienen como objetivo corregir desequilibrios en la red. El primero de estos servicios, la regulación primaria es el servicio encargado de corregir los desequilibrios entre generación y demanda. Sin embargo, al hacerlo, deja un desvío en la frecuencia del sistema que debe ser corregido. En este punto interviene el servicio de regulación secundaria, encargado tanto de devolver la frecuencia a su valor nominal de 50 Hz (en el caso de España), como de corregir los desvíos en la potencia intercambiada con los países vecinos. Otra manera comúnmente utilizada en la bibliografía para referirse a la regulación secundaria es AGC (Automatic Generation Control).

En España, la regulación secundaria recibe el nombre de RCP (Regulación Compartida Peninsular). Se trata de un sistema que opera cada 4 segundos y forma parte del grupo de los denominados sistemas jerárquicos ya que existe un operador central, en este caso el operador del sistema eléctrico español, Red Eléctrica de España (REE), encargado de calcular el desvío de la potencia de intercambio con Francia respecto al valor programado para, a continuación, asignar consignas a las diferentes zonas. [1].

Cada una de las zonas, correspondientes a un conjunto de generadores propiedad de la misma empresa generadora, cuenta con su propio regulador, el cual recibe el requisito de regulación (CRR) de REE para calcular el Error de Control de Área (ACE) a partir de este y la medición del desvío de frecuencia y, posteriormente, enviar las consignas pertinentes a cada unidad

de la zona. Además, en el caso de los parques eólicos, objetivo principal de este proyecto, existe un regulador de parque que recibe la consigna del regulador de zona para asignar las correspondientes a cada turbina eólica específica del propio parque.

Por último, cabe destacar que la operación del AGC en el sistema eléctrico español se realiza según los resultados de un mercado de banda de regulación, en el que las diferentes empresas realizan ofertas de banda para cada tramo horario del día siguiente [2]. Una vez que las bandas de regulación son asignadas, cada zona es responsable de cumplir con los criterios de respuesta que se explicarán en el apartado siguiente, ya que, en caso de no hacerlo, podrían incurrir en penalizaciones económicas.

2.2 CRITERIOS DE RESPUESTA

Por parte del operador del sistema eléctrico español (REE), la evaluación realizada sobre las diferentes zonas que participan en la regulación secundaria atiende a razones dinámicas. De esta manera, para que la respuesta de una zona en regulación sea correcta, la potencia generada en regulación (PGC) debe encontrarse entre dos variables definidas por REE. La primera de estas variables es la potencia generada de control deseada (PGCD), la cual, tal y como su propio nombre indica, hace referencia a la potencia que debe ser movilizada en el ciclo actual (4 segundos) por la zona en regulación para anular el ACE (error de control de zona) del ciclo anterior. Sin embargo, cuanto mayor sea la potencia que debe ser movilizada por la zona en regulación, más difícil es que esta lo haga en un tiempo de cuatro segundos, por lo que REE establece la variable SUM1. Esta variable, que representa la respuesta más lenta permitida por REE para la zona en regulación, se corresponde con una curva exponencial cuya constante de tiempo está fijada por el propio operador, siendo actualmente de 100s. De esta manera, PGCD es la respuesta más rápida posible, mientras que SUM1 es la más lenta. Por lo tanto, para que la respuesta de una zona sea correcta, la suma de potencia de todas las unidades que participan en la regulación (PGC), debe encontrarse entre las variables PGCD y SUM1, incurriendo en penalizaciones en caso contrario.

Un ejemplo gráfico de estas variables puede verse en la Figura 1, donde se muestra la respuesta dinámica de la zona. La señal negra representa la potencia programada de la zona, la variable azul representa la potencia medida de regulación para cada instante y las señales roja y turquesa representan la respuesta más rápida y lenta posible, respectivamente.

Para evaluar lo anterior, el error queda representado por la variable ERR, la cual es cero si PGC se encuentra entre PGCD y SUM1, o la distancia hasta la curva límite más cercana en caso contrario. Esta variable error (ERR) es filtrada posteriormente con una exponencial cuya constante de tiempo es de 13,3 segundos, dando lugar a la variable SUM.

Por otro lado, REE establece cierto margen de error permitido, el cual queda definido a partir de una banda de potencia denominada AT, que se calcula como porcentaje de la banda de regulación asignada a la zona cada hora, actualmente un 7%. Para que la respuesta de la zona no incumpla los criterios de REE, el valor absoluto de SUM debe ser inferior a AT, pasando a situación de emergencia en caso contrario. En esta situación, la asignación de variación de potencia requerida a la regulación (CRR) es enviada a otra zona, además de suponer una penalización económica. Estas variables se representan en la Figura 2, donde se muestra en rojo la señal de error filtrada como se ha comentado anteriormente, y en verde los límites de error permitidos por REE.



Figura 1. Variables PGC, PGCD y SUM1 de la respuesta dinámica de una zona para un periodo de 1 hora

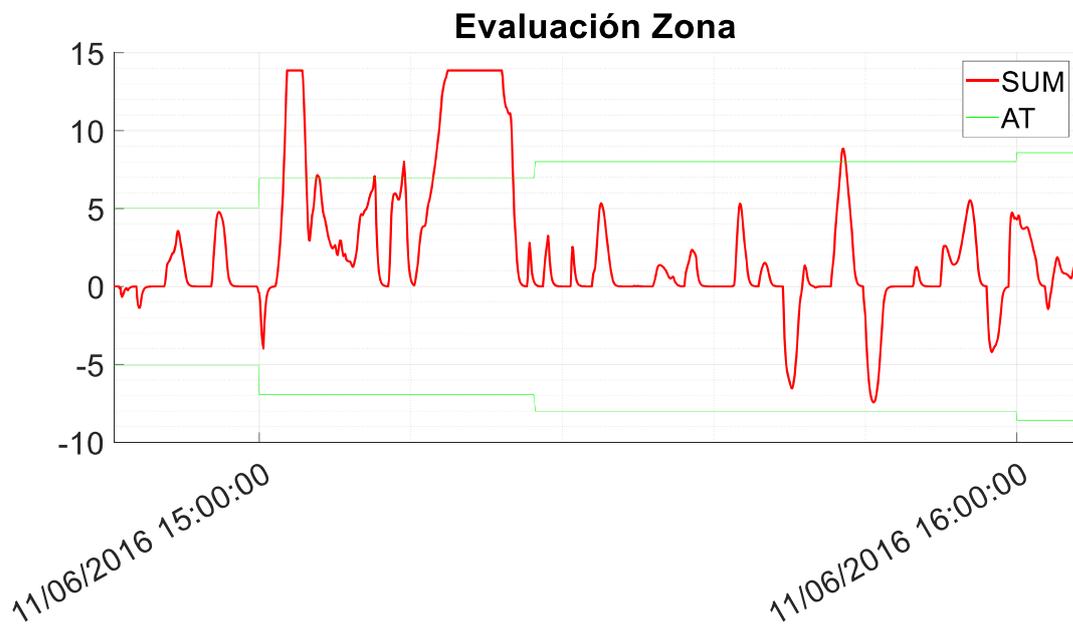


Figura 2. Variables SUM y AT de la respuesta dinámica de una zona para un periodo de 1 hora

En las figuras anteriores se presentan las variables de evaluación de REE para la respuesta real de una zona durante un período de 1 hora.

En la Figura 2 se puede observar que la zona entraría en situación de emergencia, ya que la variable SUM supera el límite establecido por AT en diversos tramos de la primera media hora representada. Acudiendo ahora a la Figura 1, se puede observar cómo esto se debe a que la respuesta de regulación de la zona (PGC) en esos tramos es más lenta que la mínima permitida (SUM1).

Estas variables serán utilizadas en capítulos posteriores para evaluar la respuesta de la zona ante cada uno de los escenarios de simulación realizados, los cuales se explicarán más adelante.

Capítulo 3. ESTADO DE LA CUESTIÓN

La normativa de regulación del sistema español establece que las variables de entrada para el AGC deben de ser muestreadas cada cuatro segundos [2]. Por este motivo, reducir los tiempos de comunicación y hacer predicciones de potencia eólica de la forma más rápida posible se hace una tarea fundamental para mejorar la precisión en la estimación del límite superior de potencia eólica y, por lo tanto, la actuación del AGC.

Un estado del arte completo sobre técnicas de predicción eólica puede encontrarse en el trabajo [3]. En este trabajo se explica que los distintos métodos de predicción eólica que existen se pueden agrupar atendiendo a la longitud del horizonte que estos predigan. De esta forma, se puede distinguir entre predicciones a muy corto plazo, con un horizonte máximo que varía entre las cuatro y las nueve horas; predicciones a corto plazo, con un horizonte limitado entre 36 y 48 horas; y predicciones a largo plazo, con horizontes de hasta 7 días. En este mismo trabajo, el autor refleja que una primera aproximación que se puede hacer para la predicción eólica es el modelo persistente. Este modelo consiste en utilizar una predicción eólica para un momento concreto y considerar esta predicción constante durante el período de resolución deseado. Otros modelos más complejos, los llamados probabilísticos, son capaces de generar distribuciones estadísticas para cada instante posterior al de la predicción.

En [4], el autor clarifica que, en realidad, los rangos de tiempo utilizados para clasificar las predicciones eólicas no siguen una norma fija, ya que estos pueden variar dependiendo de la aplicación a la que vaya dirigida. De esta forma, en este artículo se define como predicción a muy corto plazo aquella que se realiza con un rango de anticipación que va desde los segundos hasta los 30 minutos aproximadamente. Además, el autor refleja que entre las aplicaciones de las predicciones a muy corto plazo se encuentra la de realizar tareas de regulación. Siguiendo con las clasificaciones de las diferentes técnicas de predicción eólica, al igual que en el artículo anterior, el autor hace hincapié en el ya explicado método

persistente, ya que se trata de un modelo que presenta una mayor precisión que la mayoría de los métodos estadísticos para predicciones a corto y muy corto plazo.

En [5] se explica que los métodos que existen actualmente para predecir desequilibrios en la potencia eólica son capaces de hacerlo para horizontes entre 5 y 15 minutos, por lo que tal y como se ha explicado antes, para mejorar la eficiencia del AGC parece necesario reducir estos horizontes, trabajando con métodos con horizonte a muy corto plazo como los explicados anteriormente.

Teniendo en cuenta estas magnitudes de tiempo, el autor plantea la utilización de variogramas con incrementos de tiempo que van desde los 15 segundos hasta los 5 minutos. La idea de utilizar estas funciones es la de permitir que el AGC responda con antelación a los desequilibrios de potencia que puedan suceder introduciendo como señal de entrada al AGC la predicción del desvío de potencia eólica, permitiendo a este modificar la referencia de potencia en cada caso.

A partir de simulaciones, el autor determina que el modelo propuesto puede ser usado para predecir la variación del viento en intervalos de segundos y que los variogramas pueden ser utilizados para reducir las desviaciones de potencia.

Siguiendo con métodos probabilísticos, en [6] se plantea la utilización de Cadenas de Markov. Este método consiste en obtener la distribución probabilística del estado siguiente del sistema en base a la información más reciente del mismo, por lo que puede resultar un método de gran utilidad para reducir el horizonte de la predicción. Este sistema calcula diferentes escenarios con las correspondientes probabilidades de que estos ocurran para los diez minutos siguientes a su ejecución.

Las cadenas de Markov son también utilizadas en [7], donde se analiza la precisión de este método en términos del “Mean Absolute Percentage Error (MAPE)”, una medida estadística comúnmente empleada para métodos de predicción expresada como porcentaje y que se calcula como el error absoluto medio para cada instante de tiempo. Para este método el MAPE resulta encontrarse entre un mínimo de un 3.65% y un máximo de un 12.1%, por lo

que resultan modelos francamente buenos para mejorar la exactitud con la que se conoce el límite superior de potencia eólica en cada momento. Sin embargo, las predicciones eólicas realizadas con este método son procesos no estacionarios, es decir, sus propiedades dependen del momento en el que se realiza, por lo que los modelos de predicción varían dependiendo del mes.

En [8] se explica cómo los sistemas de predicción de potencia eólica son integrados en las salas de control del operador del sistema en Alemania, a partir de predicciones numéricas que sirven no solo para predecir la potencia extraída, sino también para determinar unos límites superiores e inferiores para la precisión de la predicción. Este sistema se basa en el “Wind Power Management System (WPMS)”, el cual consiste en tres partes. En primer lugar, se determina el valor instantáneo de potencia eólica y a continuación, se realiza tanto una predicción de la misma para el día siguiente basada en modelos numéricos, como una predicción a corto plazo que emplea medidas de la red con entre 15 minutos y 8 horas de antelación.

Con este modelo, la desviación de potencia medida en porcentaje de la potencia instalada es actualmente de un 2.6% para predicciones a dos horas, y de un 3.7% para predicciones a cuatro horas.

Otra aproximación a los métodos y sus respectivas precisiones que utilizan diferentes países europeos puede encontrarse en [9]. Por ejemplo, en Dinamarca se opera con un 10% de error cuadrático medio (RMSE) respecto a la potencia instalada, mientras que en Irlanda la precisión buscada por el operador es entre el 6% y el 8%. Sin embargo, todos estos métodos se realizan agrupando distintos parques eólicos en “clusters”. Para un único parque, la precisión buscada por los operadores oscila entre un 10% y un 20%.

El autor de [10] plantea un algoritmo para estimar los parámetros del AGC de tal forma que la relación entre las variables de salida y el estado actual sea lo más coherente posible durante eventos de rampa eólica. Tras realizar simulaciones, el autor verifica la efectividad del modelo. Este artículo plantea un sistema por el cual el AGC modifica sus parámetros para ajustarse al estado actual de la red con estimaciones eólicas precisas, por lo que el siguiente

paso para que el AGC pueda asignar consignas de manera eficiente, es el de analizar y reducir los tiempos de comunicación entre las turbinas eólicas y el operador del parque, y entre este y el AGC.

Una vez revisada la bibliografía sobre el estado del arte de los diferentes métodos utilizados para la predicción eólica, es necesario analizar la implementación de estos en la estimación del límite superior de potencia del AGC para mejorar el rendimiento de la generación eólica en el servicio de regulación secundaria. En [4] se presentaba el método persistente como uno de los más precisos para predicciones a muy corto plazo, predicciones que son especialmente válidas para tareas de regulación. Siguiendo esta línea, en [11] y [12] se plantea un método en el que, para determinar la potencia objetivo del parque eólico, se emplea la velocidad media del viento medida en intervalos de 10 minutos para, a partir de la curva velocidad del viento-potencia de cada turbina, construida a partir de datos históricos, estimar la potencia eólica en cada instante.

La medición de velocidad del viento para estimar la potencia del parque a partir de la curva característica es también utilizada en [13], donde el autor explica cuatro métodos diferentes para estimar la potencia disponible en el viento. El primero de estos métodos, descrito por la Federal Network Agency de Alemania, es un método de los denominados como persistentes. Consiste en la medición de potencia en un instante de tiempo, asumiendo que esta potencia se mantiene constante durante un período determinado de tiempo. El siguiente método, también descrito por la Federal Network Agency de Alemania es similar al explicado en los trabajos anteriores, donde se utiliza la media de la velocidad del viento y la curva característica de cada turbina para determinar la potencia disponible aplicando un factor de corrección. El siguiente método es similar al anterior, con la diferencia de que la curva característica empleada no es la teórica, sino que es construida a partir de los datos históricos de operación de cada turbina. El cuarto método consiste en la utilización de la medida de velocidad el viento y potencia de una turbina eólica que actúa como referencia para, a partir de datos históricos de operación, determinar la potencia producida por las demás turbinas.

A la vista de la bibliografía explorada se puede concluir que, si bien hay una gran cantidad de documentación e información sobre diferentes métodos para predecir la potencia eólica a corto y largo plazo, pocos son los que se centran en la implementación de estos métodos para realizar una estimación lo suficientemente precisa y rápida durante la regulación secundaria, de tal forma que el AGC sea concededor de este límite a la hora de asignar las consignas pertinentes. Dentro de los diferentes métodos estudiados, resultan especialmente interesantes los modelos persistentes comentados en [3] ,[4] o el primer método explorado en [13], en los que se hace una medida de potencia y se supone constante durante un período determinado de tiempo, ya que son métodos que requieren poco esfuerzo computacional y presentan resultados francamente buenos en el corto plazo. Por el contrario, en [6] y [7] se han presentado métodos de tipo probabilístico que aportan buenos resultados, pero cuentan con más complejidad que los anteriores. Además, al igual que los métodos explicados en [11] y [12], estos se realizan a partir de un histórico de datos con los que no se cuenta en este proyecto, por lo que no se plantea realizar simulaciones de estos. Sin embargo, aunque el método explicado en [11] y [12] es empleado para establecer la potencia objetivo del parque, podría ser empleado también para estimar el límite superior de potencia, ya que es similar a un método persistente en el que en vez de hacer una medida de potencia y suponer esta constante durante un período determinado de tiempo, se estima la potencia media del período y se supone esta como el valor de potencia límite del mismo. La precisión y variabilidad de la estimación, que en realidad se hace a partir de la curva característica de cada turbina, puede quedar representada forzando a la señal a tener cierta desviación respecto al valor real. A partir de estas conclusiones obtenidas sobre el estado de la cuestión, se definirán los escenarios finales de simulación, los cuales serán explicados con mayor profundidad en capítulos posteriores.

Capítulo 4. MODELO DE SIMULACIÓN

La principal herramienta empleada para la realización de este proyecto es un modelo de AGC real desarrollado en el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas para el entorno de programación visual de Matlab, Simulink.

Para realizar la simulación se cuenta con los datos reales de seis parques eólicos correspondientes a la operación en seis días diferentes de una zona real de generación del sistema eléctrico español. Estos datos de generación se corresponden con los parques operando en su modo habitual de funcionamiento, es decir, moviendo la máxima cantidad de potencia posible según las condiciones eólicas en cada momento. Una de las entradas del AGC, el CRR, también es una señal real guardada para un día concreto de funcionamiento de una zona real del sistema eléctrico español. El hecho de que se parta de estas variables reales hace que los resultados obtenidos de las simulaciones se ajusten a la realidad, incrementando el potencial del posterior análisis de los resultados.

Además, dado que el modelo representa una zona real de regulación, aunque no todas participen en la simulación, también se cuenta con datos correspondientes a otras unidades convencionales entre las que se encuentran unidades de ciclo combinado, hidráulicas, nucleares y de carbón.

En el modelo de Simulink, tanto los parques eólicos como los parques convencionales mencionados anteriormente quedan representados por el mismo subsistema (Ver Figura 3). Este subsistema consiste en un modelo de parque que recibe tanto la consigna calculada por el AGC, como el estado de regulación del parque, de forma que, además de servir para cualquiera de las tecnologías de generación, sirve para todos los parques, estén regulando o no. La consigna entra a un bloque de banda muerta, que representa el rango de insensibilidad de cada parque, de tal manera que, si la consigna asignada al parque se encuentra dentro de este rango, el parque no variará la potencia generada. A continuación, hay un bloque de límite de rampa para limitar la velocidad (MW/min) de actuación ante consigna de cada

unidad. El modelo también cuenta con un bloque de planta lineal de Laplace cuyo orden varía dependiendo de la tecnología de producción de cada planta. Por último, en el modelo entran los límites de potencia máximo y mínimo de cada planta. Este límite máximo queda marcado por los datos de generación real que se han comentado anteriormente.

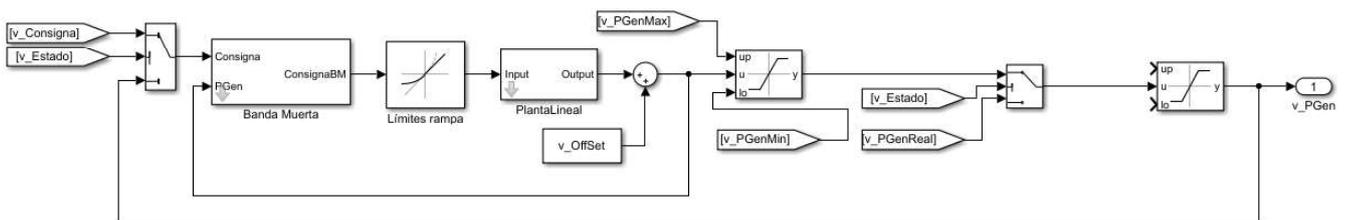


Figura 3. Modelo de unidad

Para realizar las simulaciones, se leen los parámetros de las unidades mencionadas anteriormente. Entre estos parámetros se encuentran los límites superiores de generación de las unidades, bandas muertas, retrasos o valores de generación iniciales.

Posteriormente, se cargan los diferentes escenarios de simulación preparando las variables de entrada de Simulink para cada uno de ellos. Entre estas variables se encuentran la potencia programada de generación, el estado de regulación de cada unidad, la potencia generada real durante los días mencionados anteriormente para cada instante o la potencia máxima de generación, entre otras. Con estas variables de entrada, el modelo calcula la reserva secundaria a subir y bajar de cada unidad.

En el caso de las centrales eólicas, que serán aquellas que se analicen en profundidad, la potencia generada máxima será precisamente la potencia generada real en cada instante de los seis días de los que se tienen datos. La diferencia entre un escenario de simulación y otro será la banda de regulación a subir, la cual se define como la diferencia entre el límite superior de regulación establecido (el que se envía al AGC), y la potencia programada de simulación. Estos límites superiores de regulación serán definidos a partir de las conclusiones obtenidas tras el análisis del estado de la cuestión del Capítulo 3 y serán explicados en capítulos posteriores de este proyecto.

Por otro lado, la banda de regulación a bajar será para todos los escenarios la diferencia entre la potencia programada y el límite inferior de potencia de cada planta, el cual no varía de un escenario a otro.

Todos los parámetros y variables de entrada se cargan en el Simulink y entran al bloque del AGC para calcular las consignas de cada parque, para lo cual también se cuenta con la potencia medida como entrada. Esta potencia no es una variable externa, sino una variable obtenida en las propias simulaciones, funcionando a modo de retroalimentación.

Cabe destacar que, en realidad, las consignas eólicas no son enviadas instantáneamente, sino que existen una serie de retrasos tanto físicos como de comunicación, por lo que antes de entrar al modelo de parque, las consignas eólicas pasan por un bloque que simula estos retardos, quedando recogidos en el modelo. Los retardos de comunicación son los producidos entre el centro de control del operador del sistema y el centro de control de la empresa propietaria de la zona, entre este y el centro de regulación del parque, y entre el último y las propias turbinas eólicas. Además, también se incluyen los retrasos producidos por las propias características físicas de los molinos eólicos, ya que no es lo mismo que un molino se encuentre funcionando y tenga que obedecer a una consigna, a que este se encuentre parado, ya que en primer lugar tendría que reposicionarse antes de obedecer a la consigna.

Con todas las variables mencionadas cargadas en el modelo, se procede a la simulación de los escenarios, tras la cual se podrán obtener los resultados de regulación de cada una de las unidades, así como los resultados globales de la zona para su posterior análisis y conclusiones.

Antes de la explicación de los diferentes escenarios que se van a analizar, es importante clarificar cual es el límite superior de potencia que se está modificando de un escenario a otro.

En el modelo de simulación existen dos límites superiores de potencia para las unidades eólicas. Por un lado, está el límite superior técnico del parque que se incluye en el modelo

de unidad, para el cual se utilizan los datos del histórico de generación de cada uno de los parques. Este límite es el máximo valor de potencia al que puede llegar un parque cuando está operando, y vendría limitado por las características mecánicas de cada turbina en caso de operar a una potencia muy elevada, o por las propias condiciones eólicas en el momento de operación, por lo que el límite quedaría establecido por la máxima potencia extraíble del viento en cada momento, de tal forma que, si se le asigna una consigna superior al límite, no será capaz de cumplirla. Por otro lado, está el límite que va a ser modificado de un escenario a otro. Este límite es el que se introduce como entrada al AGC durante la regulación y que, idealmente, debería conocerse con exactitud para no asignar consignas de potencia que los parques no sean capaces de cumplir.

Para las simulaciones se cuenta con los valores reales de generación de cada uno de los parques durante seis fechas diferentes. Estos valores serán los que se utilizarán como entrada para el modelo y, de hecho, definirán el primer límite comentado en el apartado anterior, de tal forma que la máxima potencia eólica a la que podrá llegar cada parque durante la operación será el dato de potencia generada real del que se parte. Estos valores reales serán a su vez modificados para establecer el límite superior de potencia que el AGC podrá asignar como consigna durante la simulación, definiendo los diferentes escenarios que se explicarán en el capítulo siguiente.

De aquí en adelante, cuando en el documento se haga referencia al límite superior de potencia, se estará refiriendo al segundo límite comentado anteriormente, es decir, al límite superior de consigna del AGC.

Capítulo 5. RESULTADOS

5.1 ESCENARIOS DE SIMULACIÓN

En este apartado se explican los diferentes métodos de estimación eólica empleados para cada una de las simulaciones. Estos métodos se obtendrán a partir de modificar las curvas de generación reales de cada unidad eólica para adecuarla a cada escenario descrito a continuación. Para las simulaciones realizadas, la banda de regulación de la generación eólica supone un 40% de la banda de regulación total de la zona, quedando cubierto el otro 60% por plantas convencionales.

5.1.1 ESCENARIOS PERSISTENTES

En el capítulo 3 se ha realizado una revisión sobre el estado de la cuestión relativo a los diferentes métodos de predicción eólica. En esta revisión se ha visto que los escenarios persistentes definidos en [3],[4] o [13] son especialmente buenos para predicciones a muy corto plazo, llegando a superar en precisión y en facilidad de implementación a métodos probabilísticos más complejos. Por este motivo, el método persistente será uno de los empleados para la simulación. Como ya se ha comentado anteriormente, este método se basa en la medición de un escenario de potencia eólica para un momento determinado y en la asunción de que este escenario se mantiene constante durante un horizonte de tiempo fijo hasta que se realiza una nueva medición, la cual se mantendrá constante durante el mismo horizonte de tiempo y así sucesivamente. La fórmula matemática que explica este modelo es E. 1, donde $P_{med}(t)$ representa la potencia medida en el instante t y $P(t+k)$ la potencia durante un horizonte de tiempo k desde la medida realizada en t .

$$E. 1 \quad P(t+k) = P_{med}(t)$$

Si bien en los artículos relativos a los métodos persistentes no parece estar claro cuáles son los horizontes de tiempo empleados, en el artículo [5] se explica que los métodos que existen actualmente para predecir desequilibrios en la potencia eólica son capaces de hacerlo para

horizontes entre 5 y 15 minutos por lo que, a pesar de tratarse del mismo escenario, se realizarán dos simulaciones, situándose cada una de ellas en el caso límite. Un escenario utilizará un horizonte de 5 minutos y el otro escenario uno de 15 minutos.

Un ejemplo de cálculo de la potencia máxima con este método puede ver en la Figura 4.

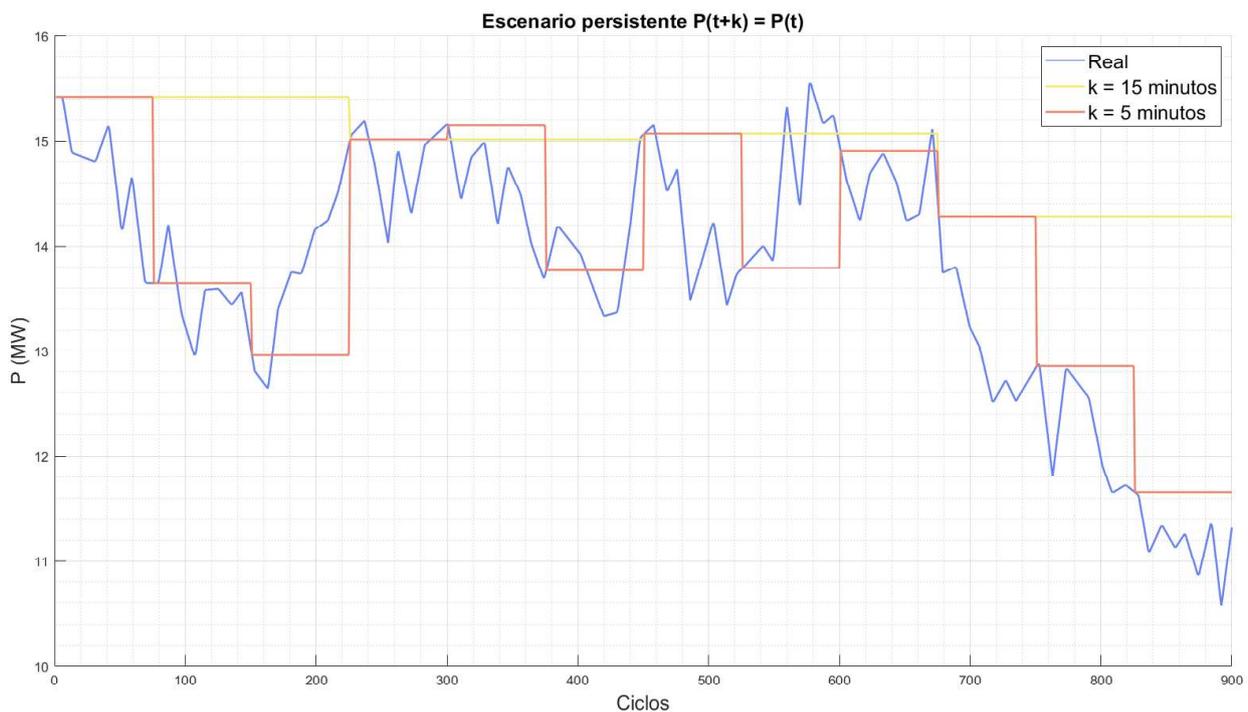


Figura 4. Escenarios persistentes

En la figura anterior se representan los escenarios persistentes para un tramo horario de una de las unidades eólicas. Nótese que el eje de abscisas representa ciclos de cuatro segundos, por lo que el tiempo total representado es una hora. La curva azul representa la curva real de generación obtenida del histórico. Las curvas naranja y amarilla representan un escenario persistente con horizonte de tiempo de 5 y 15 minutos respectivamente.

5.1.2 ESCENARIOS DE ESTIMACIÓN DE POTENCIA MEDIA

El siguiente escenario de regulación utilizado no se obtiene directamente del estado de la cuestión, pero se deriva del método explicado en [11] y [12]. En estos artículos los autores utilizan medidas de la media de la velocidad del viento en periodos de 10 minutos para, a

partir de la curva teórica de cada turbina, estimar la potencia extraíble de la misma. A partir de esto se crea un escenario de simulación parecido al persistente en el que, en vez de realizar una medida de potencia concreta y suponer ese valor como constante para un horizonte dado, se estima la potencia media del horizonte y se considera como el límite superior de potencia para ese mismo horizonte. En primer lugar, se simulará un escenario en el que el límite de potencia de cada ciclo del AGC coincide exactamente con la media de potencia del horizonte al que pertenece. Sin embargo, como esto no sería un escenario real, la curva se deformará para tener unos valores de error determinados que pretenden simular la imprecisión de una estimación de potencia eólica realizada con datos de la velocidad del viento a partir de la curva de potencia de cada turbina. De esta forma, se presentarán dos variaciones del mismo escenario que cuentan con un valor de MAPE (Mean Absolute Percentage Error) diferente. Uno de los escenarios tendrá un valor de MAPE de alrededor del 5%, mientras que el otro será un escenario más impreciso en el que el MAPE oscila en torno a un 10%. La definición de MAPE es la descrita en la fórmula E. 2, donde R_t es el valor real y P_t el valor predicho. Se trata de un parámetro comúnmente utilizado para evaluar la calidad de una predicción.

$$E. 2 \quad MAPE = \frac{100}{n} * \sum_{t=1}^n \left| \frac{R_t - P_t}{R_t} \right|$$

Para la creación de estos escenarios se utilizará la curva creada con la media de cada horizonte. Para cada tramo, la potencia máxima se modificará para obtener unos valores que den lugar a los valores de MAPE comentados anteriormente. Para ello, se utilizarán números aleatorios obtenidos de una distribución normal, a los cuales se les aplicará un signo (positivo o negativo) sacado de una distribución uniforme.

Además de simular este escenario con diferentes valores de MAPE, también se emplearán los horizontes de 5 y 15 minutos establecidos para los modelos persistentes del escenario anterior.

Un ejemplo de cálculo de la potencia máxima con este método puede ver en la Figura 5.

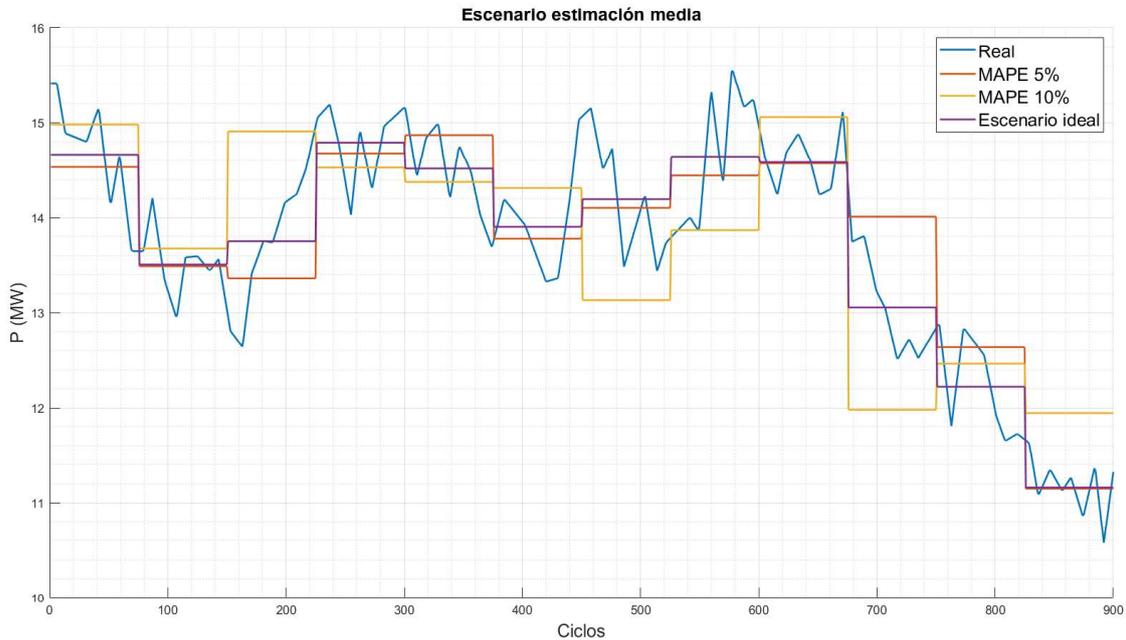


Figura 5. Escenarios de estimación de potencia media

En la figura anterior se representan los escenarios de estimación de potencia media para un tramo horario de una de las unidades eólicas. Nótese que el eje de abscisas representa ciclos de cuatro segundos, por lo que el tiempo total representado es una hora. La curva azul representa la curva real de generación obtenida del histórico. El horizonte de la estimación representado es de 5 minutos, por lo que las curvas representadas en morado, amarillo y naranja toman 12 valores diferentes durante la hora representada. La curva morada representa el escenario ideal, es decir, una estimación perfecta donde cada valor tomado por la curva coincide con la media exacta de potencia real del intervalo al que pertenece. Por ejemplo, la media de potencia de la curva real durante los primeros 5 minutos es aproximadamente 14.6W , por lo que durante ese periodo de tiempo, el límite superior establecido para la regulación será precisamente 14.6W. Las curvas naranja y amarilla representan el mismo tipo de escenario, pero han sido obtenidas incluyendo un MAPE del 5% y 10% respectivamente, representando así escenarios en los que la estimación de potencia media no es perfecta.

5.1.3 RESUMEN ESCENARIOS

La Tabla 1 recoge los diferentes escenarios de límite superior de potencia eólica que se emplearán en la simulación.

Tabla 1. Resumen escenarios

<i>Escenarios</i>	<i>Horizonte de tiempo</i>	<i>Variantes</i>
Persistente	10 minutos	N/A
	15 minutos	N/A
Estimación media	10 minutos	MAPE 5%
		MAPE 10%
	15 minutos	MAPE 5%
		MAPE 10%

5.2 CRITERIOS DE ANÁLISIS

En este apartado se describirán los criterios empleados para el análisis de los resultados obtenidos a partir de las simulaciones de los diferentes escenarios descritos en el apartado anterior. El análisis de los resultados seguirá dos criterios principalmente. En primer lugar, se evaluarán atendiendo a criterios de calidad de respuesta en regulación. El otro criterio seguido para analizar los diferentes escenarios será un criterio económico.

5.2.1 CRITERIOS DE CALIDAD DINÁMICA DE LA REGULACIÓN

El criterio empleado para analizar la calidad de la respuesta en regulación de la zona ante diferentes escenarios de límite superior de potencia eólica se explica en el capítulo 2.2. El

procedimiento seguido se basa en analizar el valor calculado de la variable SUM. Esta variable, que representa el error de la respuesta de la zona filtrado a partir de una función exponencial de constante de tiempo de 13,3 segundos, contiene un valor para cada ciclo de la simulación. Dado que las simulaciones realizadas son de 24 horas, la variable SUM está conformada por 21600 valores (21600 ciclos de 4 segundos). Se calcula el número de muestras para las que el valor absoluto de SUM es superior a AT, variable que queda definida por un porcentaje de la banda de regulación asignada a la zona cada hora, actualmente un 7%. Las muestras que cumplan con la condición anterior corresponden a ciclos en los que la zona entraría en emergencia, con las consecuencias descritas en el capítulo 2.2. Una vez que se tiene la información de si cada muestra está en zona de incumplimiento o no, estas se agrupan por horas, de tal forma que se obtienen 24 variables correspondientes a las 24 horas del día simulado, cada una de ellas compuesta por 900 muestras (900 ciclos de 4 segundos en una hora). A continuación, las muestras se suman, de tal manera que finalmente se obtienen 24 valores, cada uno de ellos correspondiente con el número total de muestras con incumplimiento del criterio de respuesta para cada hora de simulación. Finalmente se calcula el porcentaje que estas muestras suponen sobre cada hora.

5.2.2 CRITERIOS ECONÓMICOS

La manera tradicional de operar los parques eólicos es hacerlo con estos extrayendo la mayor cantidad posible de potencia eólica del viento ya que de otra manera se estaría desaprovechando energía “gratis” que no se podría recuperar ni, obviamente, vender. Sin embargo, cuando los parques eólicos se encuentran regulando, no está claro cuál es la manera de estimar correctamente el límite superior de potencia, lo cual es el objetivo principal de este proyecto. Por este motivo, se decide evaluar el ratio entre la energía eólica generada en regulación, contra la máxima energía eólica que se podría haber generado. De esta manera, cuando mayor sea el ratio, mayor eficacia tendrá la estimación, permitiendo ajustar el límite superior de potencia lo más cerca posible del límite máximo real, aprovechando así mayor cantidad de recurso eólico que la empresa generadora podrá comercializar y aportando mayores beneficios económicos que un escenario con un ratio generada/máxima menor. El valor utilizado como potencia máxima que se podría generar se corresponde con la curva

real de generación obtenida del histórico, ya que esta curva es la que se introduce al modelo de generación como límite máximo técnico de cada unidad, tal y como se ha descrito en el Capítulo 4. El dato de potencia eólica generada en regulación se obtiene directamente de las simulaciones.

5.3 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

En esta sección se analizarán los resultados obtenidos de las simulaciones del modelo para los distintos escenarios recogidos en Resumen Escenarios 5.1.3. Se evaluará la importancia de los horizontes de tiempo en las estimaciones para, a continuación, proceder a la comparación entre los diferentes escenarios simulados.

5.3.1 COMPARACIÓN DE HORIZONTES

En primer lugar, se compararán aquellos escenarios que sean iguales en concepto, pero con horizontes diferentes. De esta manera, se compararán entre ellos los escenarios persistentes con horizontes de 5 y 15 minutos, y los escenarios de estimación de media perfecta con los mismos horizontes. La explicación sobre cada uno de los escenarios de simulación se encuentra en el apartado 5.1.

Comenzando con los modelos persistentes, en primer lugar, se representa en la Figura 6 el porcentaje de incumplimiento por horas en función de la diferencia media en MW del límite superior del escenario simulado respecto al escenario ideal. El cálculo de este índice para cada hora se realiza según la E. 3, donde P_n^S es la potencia establecida como límite superior para el ciclo n , P_n^R es la potencia límite real para este ciclo y N es el número total de ciclos. Como el cálculo se realiza para cada hora y cada ciclo del AGC es de 4 segundos, el valor de N es 900.

$$E. 3 \quad \text{Dif media (MW)} = \frac{1}{N} * \sum_{n=1}^N (P_n^S - P_n^R)$$

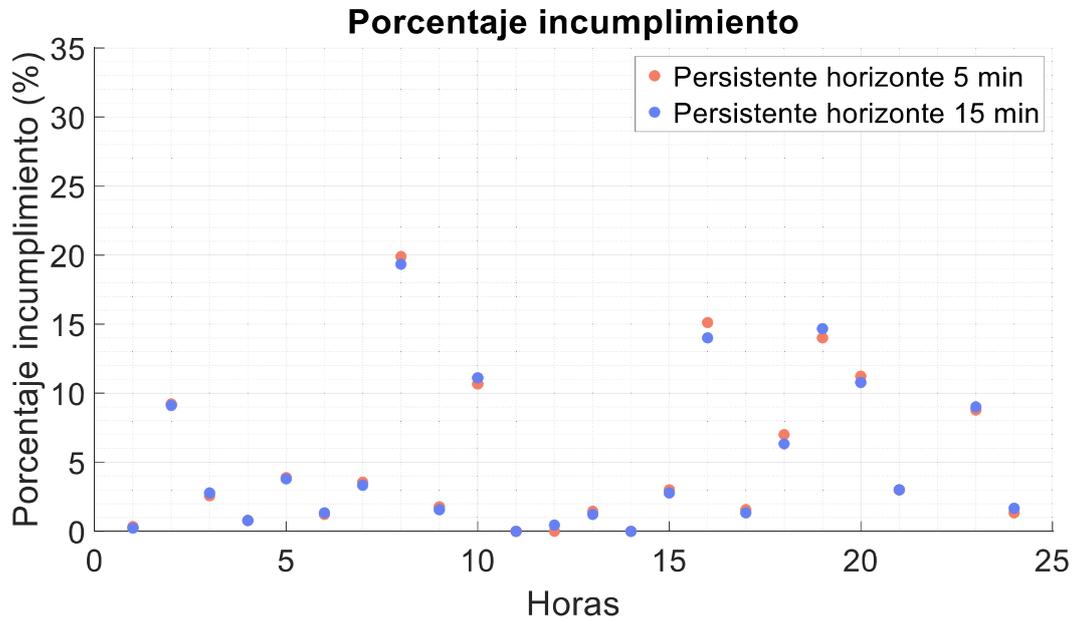


Figura 7. Comparación escenarios persistentes. Porcentaje de incumplimiento por horas

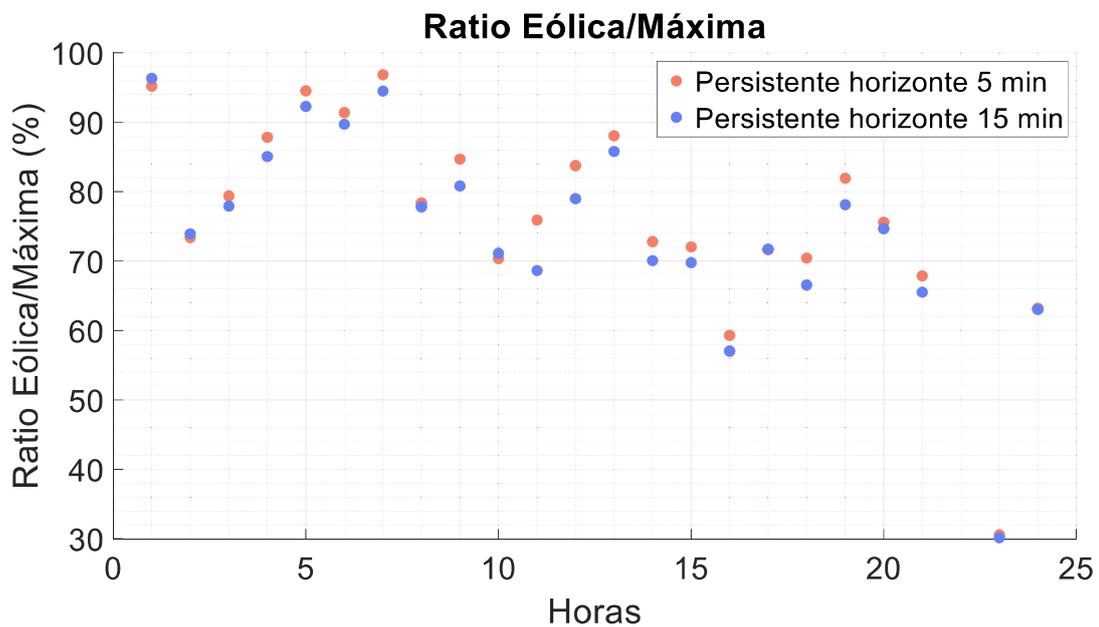


Figura 8. Comparación escenarios persistentes. Ratio potencia generada/potencia máxima posible

Para clarificar lo anterior, se representan los resultados obtenidos directamente de la simulación. Se ha escogido representar una hora concreta del parque eólico con mayor potencia movilizada en regulación durante dicha hora. En primer lugar, se representa la

Figura 9, donde se muestra, para cada uno de los escenarios, la potencia programada en color negro, la potencia máxima real disponible en el viento en color verde, la potencia máxima de entrada al AGC en rojo, la potencia de consigna en magenta y la potencia medida en regulación en azul. Se puede observar cómo, al utilizar un horizonte de 15 minutos, hay más probabilidades de encontrar un periodo de tiempo en el que la potencia máxima de entrada al AGC esté, durante todo el periodo, por encima o por debajo de la potencia real. En este caso, en el tramo comprendido entre las 10:15 y las 10:30 la potencia máxima del AGC está, durante todo el periodo, situada por debajo de la potencia real para el escenario de horizonte 15 minutos, mientras que, al utilizar un horizonte de 5 minutos, este límite se va reajustando con mayor frecuencia, evitando situaciones como la comentada. Esto lleva a que el ratio entre la potencia eólica generada en comparación con la máxima que se podría haber generado sea superior cuanto menor sea el horizonte de la estimación. Por otro lado, en la Figura 10 se representan las variables SUM en rojo y AT en verde para la misma hora de simulación, demostrándose que, aunque los escenarios supongan una gran diferencia en lo que a aprovechamiento eólico se refiere, no suponen apenas impacto en los incumplimientos de la zona, siendo la variable SUM prácticamente igual para ambos casos.

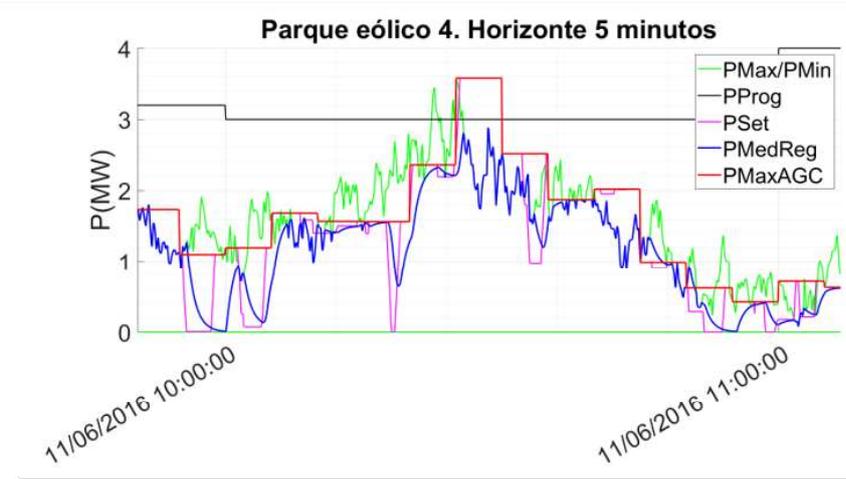


Figura 9. Comparación tramo horario con diferentes horizontes. Respuesta dinámica de zona

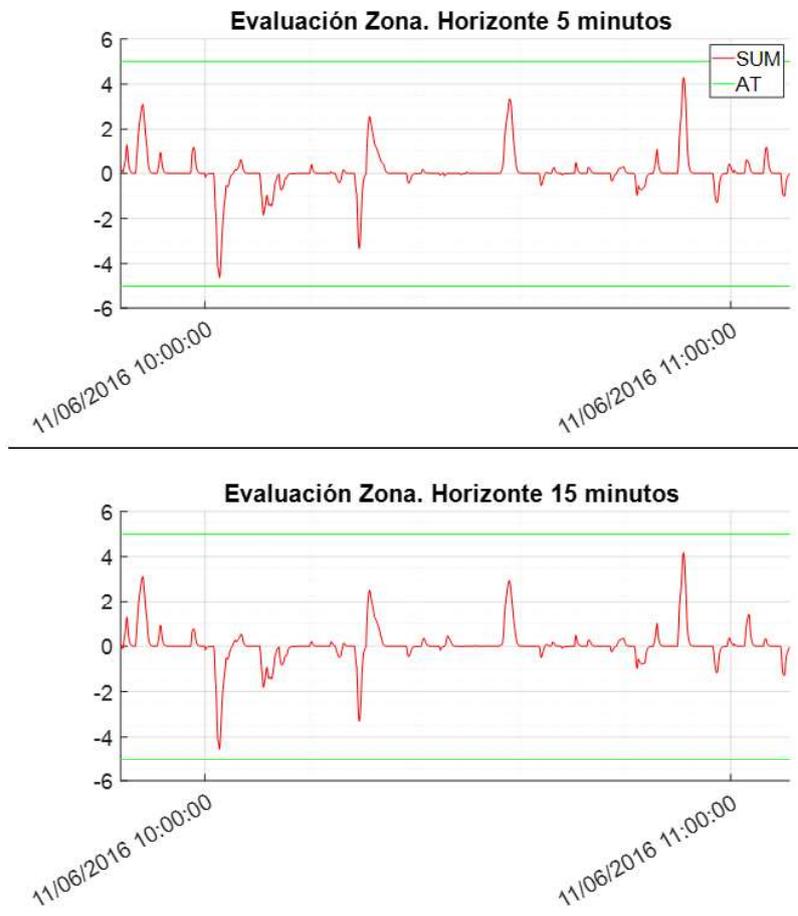


Figura 10. Comparación tramo horario con diferentes horizontes. Evaluación de zona

Se realiza el mismo análisis para comparar el método de estimación de media (descrito en 5.1.2) para horizontes de tiempo de 5 y 15 minutos obteniendo resultados similares. Por lo tanto, se concluye que, a nivel de calidad de la respuesta ambos horizontes se comportan de forma muy similar, presentando porcentajes de ciclos en situación de incumplimiento prácticamente iguales. Sin embargo, un horizonte menor permite una mayor extracción de energía eólica respecto al escenario ideal.

5.3.2 COMPARACIÓN PERSISTENTES VS ESTIMACIÓN MEDIA

Tras comparar y analizar el impacto de los horizontes en la estimación del límite superior de potencia, en este apartado se procederá a comparar entre sí el método persistente (5.1.1) y el método de estimación media (5.1.2).

En primer lugar, para el método de estimación media se utilizará el escenario ideal, es decir, aquel en el que la estimación se realizaría de manera perfecta, donde la potencia media estimada para cada periodo temporal es exacta, asumiendo esta como límite superior de potencia.

Los resultados (Ver Figura 11) indican que, claramente, el escenario con la estimación media ideal es mejor en términos económicos que el escenario persistente. Nótese que el escenario de estimación media utilizado emplea un horizonte de 15 minutos frente a los 5 minutos del escenario persistente. La decisión de utilizar horizontes diferentes de tiempo radica en los mejores resultados obtenidos por el método de estimación media, por lo que se decide comparar el peor escenario de este tipo (horizonte 15 minutos), con el mejor escenario persistente (horizonte 5 minutos).

En término de incumplimiento, la representación de los valores por tramos horarios no muestra una diferencia clara entre ellos, por lo que se ha realizado un histograma en el que la variable estudiada es la diferencia de porcentaje de incumplimientos del método persistente respecto del método de estimación de media, de tal forma que valores positivos indican mayor porcentaje de incumplimiento en el modelo persistente. El histograma (Ver Figura 12) indica que el modelo persistente presenta un mayor número de horas con mayor incumplimiento. Sin embargo, al igual que en los casos anteriores, esta diferencia es relativamente pequeña, presentando un máximo del 1.6% en un caso extremo.

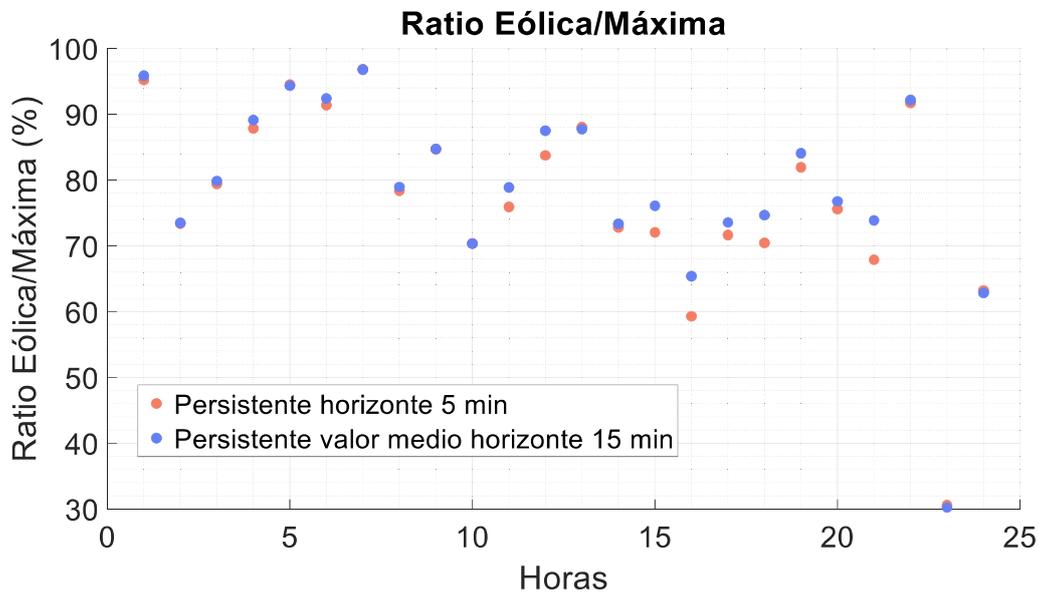


Figura 11. Comparación escenario persistente con estimación media idea. Ratio eólica generada/máxima posible

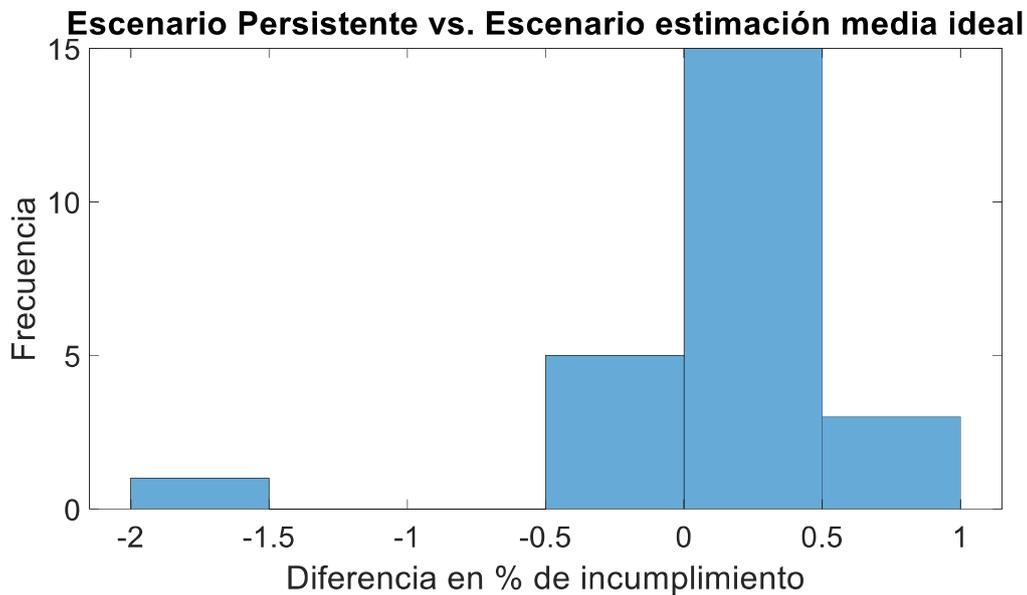


Figura 12. Comparación escenario persistente con estimación media ideal. Histograma de diferencia de % de incumplimiento

De igual forma que se ha hecho para la comparación de los diferentes horizontes de tiempo, a continuación se muestra la respuesta del parque eólico con mayor participación en

regulación de la zona para un tramo horario concreto, obtenida directamente de la simulación. De esta manera, en la Figura 13, se comprueba entre las 15:15 y las 15:45, que al utilizar un escenario persistente aumentan las probabilidades de encontrarse ante una situación en la que la potencia máxima de entrada al AGC sea menor que la potencia máxima real, perdiendo gran capacidad de generación eólica en comparación con un método en el que, al estimar la media de cada horizonte de tiempo, esta situación no puede darse.

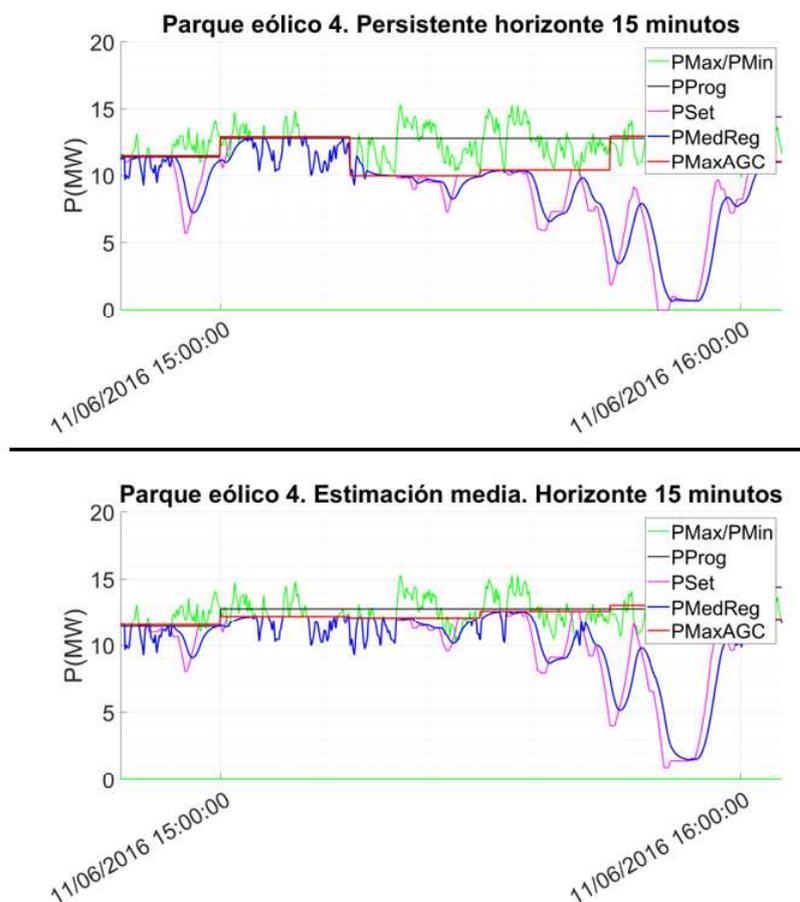


Figura 13. Comparación tramo horario con diferentes métodos. Respuesta dinámica de la zona

Sin embargo, el método de estimación de media representa una estimación perfecta, por lo que, a continuación, se comparará el mejor de los escenarios persistentes, es decir, con horizonte de 5 minutos, con los escenarios de estimación media con errores de MAPE (ver E. 2) del 5% y 10% para un horizonte de 15 minutos, con el objetivo de simular el peor escenario posible de estimación de potencia media. De esta manera, al incluir errores de

estimación de la potencia media de cada tramo, también existe la posibilidad de encontrarse ante escenarios como los comentados para el modelo persistente, es decir, escenarios en los que, durante un horizonte determinado de tiempo, la potencia máxima de entrada al AGC es menor que la potencia máxima real, perdiendo recurso eólico.

En primer lugar, en la Figura 14 se observa que, como era de esperar, el escenario de estimación media con un MAPE de un 10% presenta mayor diferencia media en MW entre el límite superior del escenario simulado respecto al escenario ideal (Ver E. 3) que el mismo método con MAPE del 5% y que el modelo persistente. Sin embargo, no parece tener impacto en el porcentaje de incumplimiento, tal y como puede verse en la misma figura. Por ello, se representan los porcentajes de incumplimiento para cada tramo horario (Figura 15) y, aunque los valores obtenidos son similares, el escenario persistente parece ser peor que los otros en este sentido. Por otro lado, la desviación respecto al escenario ideal ya comentada, sí se ve reflejada con el criterio económico empleado hasta el momento (Figura 16). Un análisis con histogramas como los mostrados anteriormente para cada pareja de esta combinación de escenarios, muestra que el método que mayor potencia eólica permite obtener en relación a la máxima disponible es el método con MAPE del 5%, estando los otros dos métodos prácticamente igualados.

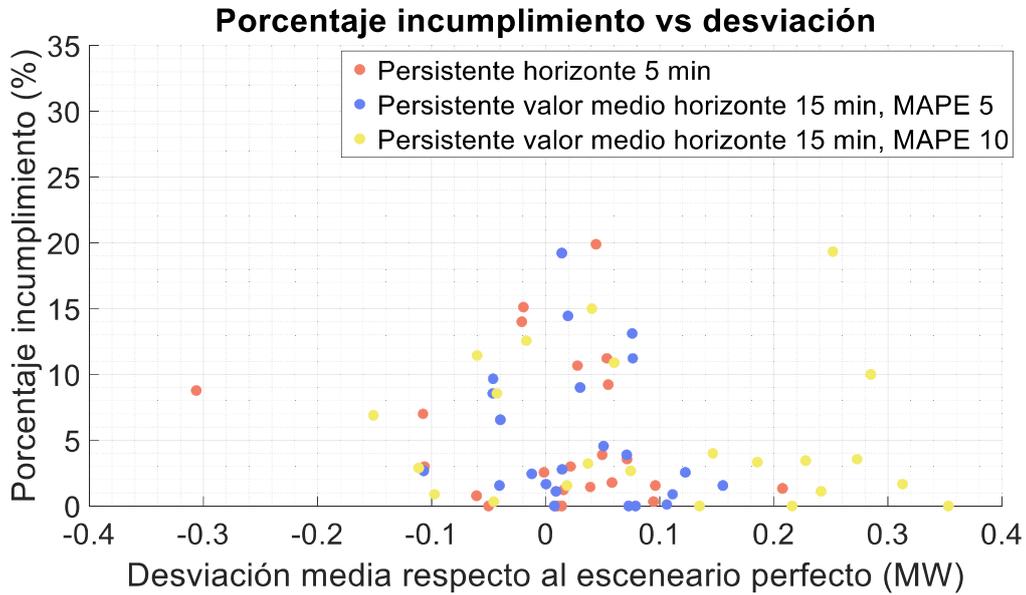


Figura 14. Comparación de escenario persistente, y estimación media con MAPEs del 5% y 10%. Porcentaje de incumplimiento vs desviación respecto escenario ideal

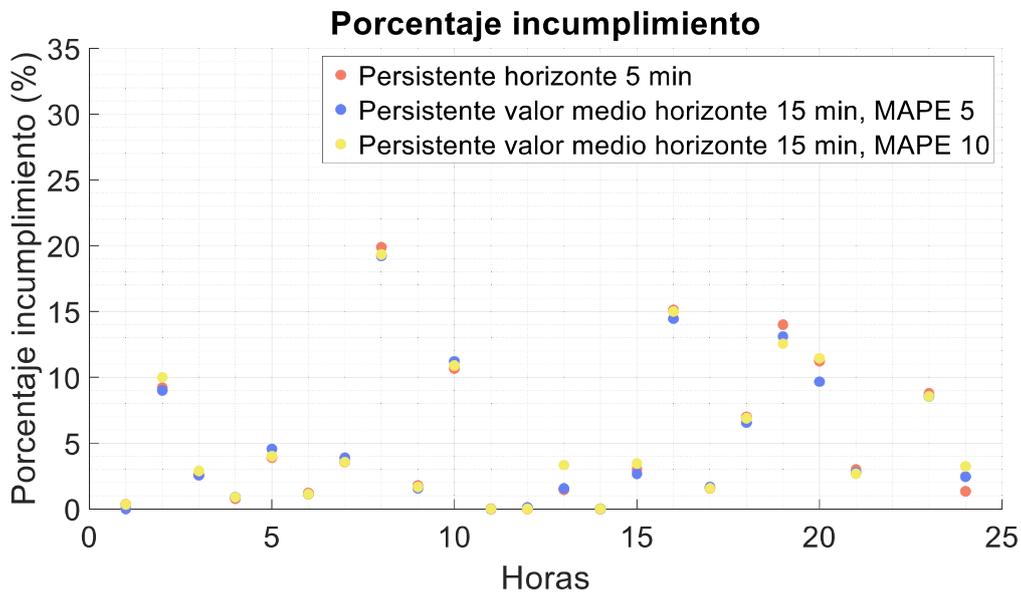


Figura 15 Comparación de escenario persistente, y estimación media con MAPEs del 5% y 10%. Porcentaje de incumplimiento por horas

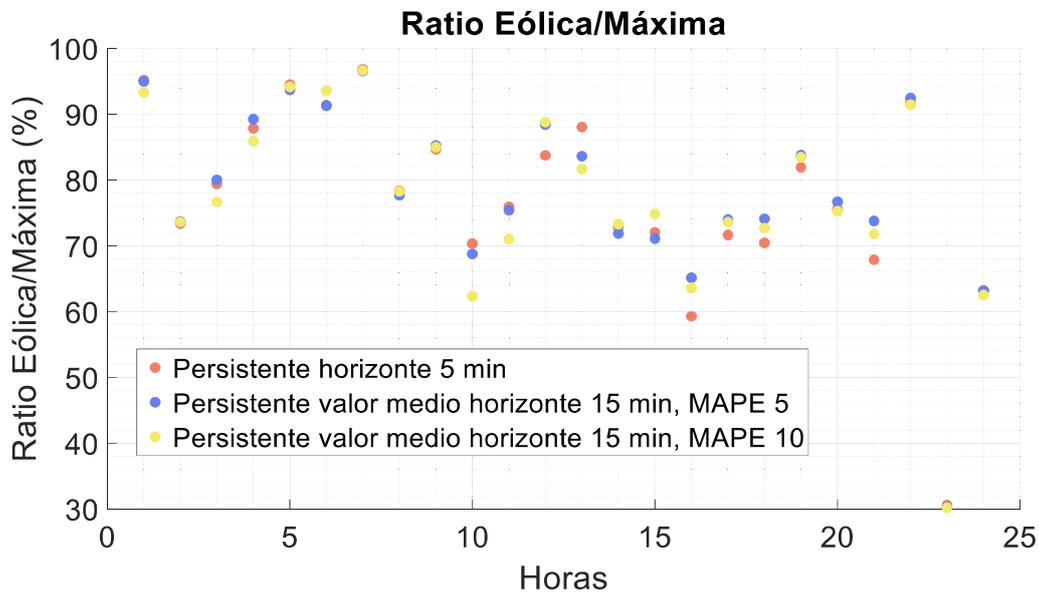


Figura 16. Comparación de escenario persistente, y estimación media con MAPEs del 5% y 10%. Ratio potencia eólica generada/ potencia máxima disponible

5.3.3 COMPARATIVA MEJOR Y PEOR ESCENARIO

Tras las comparaciones realizadas en los capítulos anteriores, se obtiene la conclusión de que la calidad del escenario elegido influye en mayor medida en el criterio económico que en el criterio de calidad de la regulación, por lo tanto, para estudiar hasta qué punto puede afectar al porcentaje de incumplimientos de la zona en regulación, se procederá a comparar el mejor escenario con el peor.

En la última comparativa realizada en el apartado anterior, se analizó la diferencia entre el peor escenario posible de los simulados para el método de estimación de potencia media (MAPE 10% y horizonte de tiempo de 15 minutos), y el mejor escenario de los persistentes, aquel con un horizonte de tiempo de 5 minutos. Se pudo comprobar cómo, incluso con un error de MAPE del 10% y un horizonte del triple de tiempo, el método de estimación de potencia media aportaba resultados parecidos al modelo persistente implementado con un horizonte de tiempo de 5 minutos. Con anterioridad a esta comparativa, se comprobó que, cuanto mayor sea el horizonte de tiempo empleado para un mismo método, peores son los resultados obtenidos, por lo que el método persistente con horizonte de 15 minutos es el peor

escenario posible en términos económicos. Para estudiar hasta qué punto este método puede influir en lo relativo a la calidad de la regulación, se procederá a comparar con el modelo ideal, en el que el AGC sabe con total exactitud la curva del límite superior de potencia, método denominado PMPP.

Lo primero que se observa es que, como era de esperar, el método ideal mejora en todos los tramos horarios al persistente en lo referido a aprovechamiento eólico, llegando a tener un aprovechamiento de más del 10% para la vigésimo primera hora (Ver Figura 17). Sin embargo, a la hora de evaluar los incumplimientos hora a hora es difícil ver la superioridad del escenario ideal respecto al persistente, por lo que se realiza el histograma de la Figura 18. La variable estudiada a partir de este es la diferencia entre el porcentaje de incumplimientos del caso ideal, menos el del escenario persistente, por horas. Por lo que valores positivos suponen mayor incumplimiento con el escenario PMPP. Sorprendentemente, en aproximadamente la mitad de las horas, el escenario persistente presenta menos incumplimientos que el escenario ideal. La mayor diferencia en cuanto a porcentaje de incumplimiento es del 2.56%

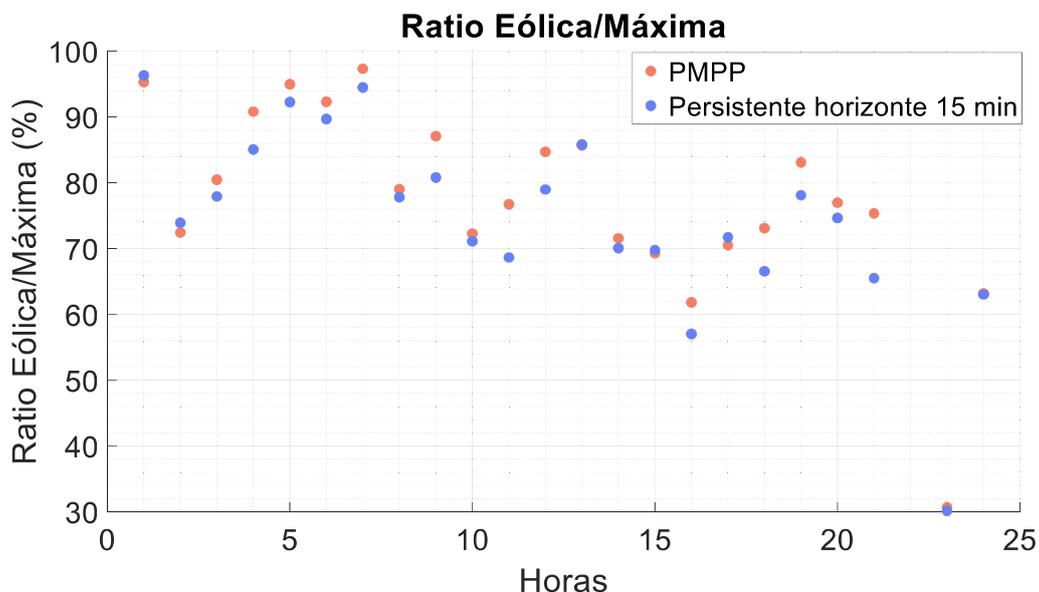


Figura 17. Comparación escenario ideal con escenario persistente de horizonte 15 minutos

Escenario Ideal vs. Escenario Persistente con Horizonte 15 minutos

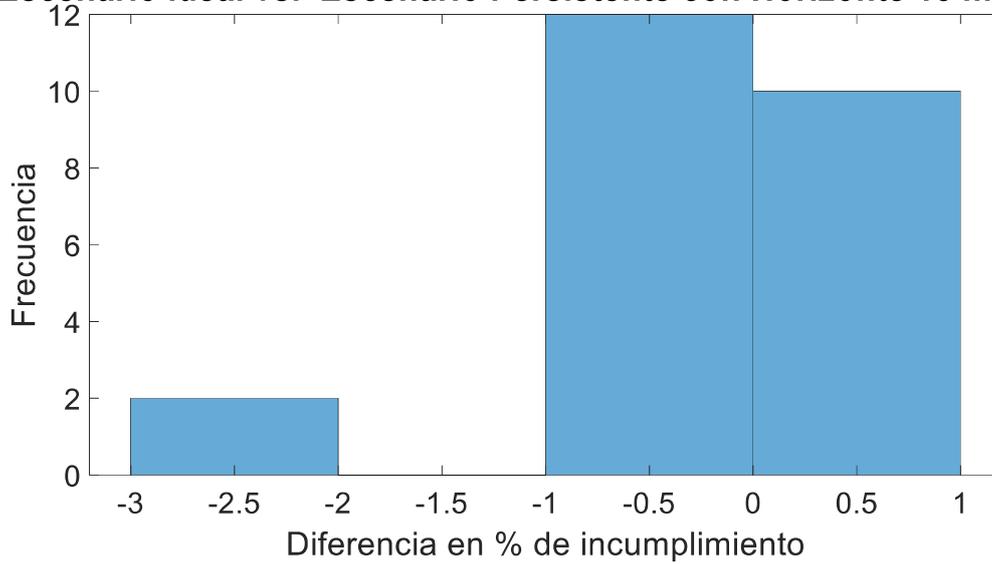


Figura 18. Histograma de comparación escenario ideal con escenario persistente horizonte 15 minutos

Capítulo 6. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

En este proyecto se ha realizado un análisis sobre los diferentes métodos existentes a día de hoy para realizar estimaciones eólicas, estudiando su posible aplicación para estimar de manera precisa el límite superior que el AGC conoce durante la regulación de la zona. Si bien la información referente a estos métodos es realmente escasa, a partir de los resultados del estudio bibliográfico se han desarrollado escenarios de simulación y estos han sido utilizados como entrada de un modelo real de AGC con datos reales de regulación de una zona real del sistema eléctrico español. Los resultados han sido analizados atendiendo a criterios tanto económicos como de calidad de la regulación. Tras este análisis, se ha podido concluir que cuanto más corto sea el horizonte de tiempo del método de estimación eólica empleado, mejores resultados se obtendrán. Además, se ha comprobado que el método por el cual se estima la media de potencia del tramo es el que mejores resultados aporta si la precisión de la estimación tiene un MAPE cercano al 5%. En última instancia, se han comparado el mejor y el peor escenario de los propuestos, llegando a la conclusión de que los métodos para estimar el límite superior de potencia durante la regulación no presentan grandes diferencias en cuanto a incumplimientos de zona gracias a la actuación en regulación de las unidades convencionales. Por el contrario, una correcta elección del método de estimación puede beneficiar económicamente a la empresa generadora, ya que los resultados de potencia eólica generada respecto a la máxima posible presentan mayores diferencias, demostrando un mayor aprovechamiento del recurso eólico.

Como trabajos futuros, se requiere una mayor variedad de métodos de estimación debido a su escasez en la bibliografía, y simulaciones con mayor banda de regulación eólica para comprobar la importancia de la estimación del límite superior en términos de incumplimientos de regulación en zonas donde la presencia convencional y, por tanto, la capacidad para cubrir imprecisiones de la generación eólica sea menor.

Capítulo 7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Endesa, M. E. (2008, May). El control automático de generación en el sistema peninsular español. In *anales de mecánica y electricidad*.
- [2] Egido, I. (2005). Diseño de reguladores para el control automático de la generación (Tesis Doctoral, Universidad Pontificia Comillas).
- [3] C. Monteiro, R. Bessa, V. Miranda, A. Botterud, J. Wang, and G. Conzelmann. 2009. Wind Power Forecasting: State-of-the-Art 2009. Tech. rep. ANL/DIS-10-1. Argonne National Laboratory.
- [4] Soman, S. S., Zareipour, H., Malik, O., & Mandal, P. (2010, September). A review of wind power and wind speed forecasting methods with different time horizons. In *North American Power Symposium 2010* (pp. 1-8). IEEE.
- [5] Guo, Y., Wang, Q., Zhang, D., Wan, J., Yu, D., & Yu, J. (2020). Anticipatory AGC control strategy based on wind power variogram characteristic. *IET Renewable Power Generation*, 14(7), 1124-1133.
- [6] Hedayati-Mehdiabadi, M., Zhang, J., & Hedman, K. W. (2015). Wind power dispatch margin for flexible energy and reserve scheduling with increased wind generation. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 6(4), 1543-1552.
- [7] He, M., Yang, L., Zhang, J., & Vittal, V. (2014). A spatio-temporal analysis approach for short-term forecast of wind farm generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(4), 1611-1622.
- [8] Lange, B., Rohrig, K., Schlögl, F., Cali, Ü., & Jursa, R. (2007). Wind power forecasting. *Renewable electricity and the grid*, 95-120.
- [9] Foley, A. M., Leahy, P. G., Marvuglia, A., & McKeogh, E. J. (2012). Current methods and advances in forecasting of wind power generation. *Renewable Energy*, 37(1), 1-8.
- [10] Zhang, D., Zhang, H., Zhang, X., Li, X., Ren, K., Zhang, Y., & Guo, Y. (2020). Research on AGC performance during wind power ramping based on deep reinforcement learning. *IEEE Access*, 8, 107409-107418.
- [11] Rebello, E., Watson, D., & Rodgers, M. (2018, October). Developing, implementing and testing up and down regulation to provide AGC from a 10 MW wind farm during varying

- wind conditions. In *Journal of Physics: Conference Series* (Vol. 1102, No. 1, p. 012032). IOP Publishing.
- [12] Rebello, E., Watson, D., & Rodgers, M. (2019). Performance analysis of a 10 MW wind farm in providing secondary frequency regulation: Experimental aspects. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(4), 3090-3097.
- [13] Schneider, D., Küster, K. K., Siefert, M., & Speckmann, M. (2013, February). Available active power estimation for the provision of control reserve by wind turbines. In *Proc. European Wind Energy Conf. and Ex.(EWEC), Vienna, Austria* (pp. 530-535).

ANEXO I. OBJETIVOS DESARROLLO SOSTENIBLE

Este proyecto tiene una clara alineación con el séptimo objetivo de desarrollo sostenible (Energía asequible y no contaminante).

Como se ha explicado anteriormente, el objetivo de este proyecto es analizar uno de los aspectos fundamentales para la correcta integración de la energía eólica en la regulación secundaria. Este servicio ha sido tradicionalmente llevado a cabo por centrales capaces de reaccionar rápidamente ante consignas de potencia, esto es, centrales hidráulicas, centrales de ciclo combinado o centrales térmicas principalmente. La sustitución de estas últimas, altamente contaminantes, se realizaría con mayores garantías si energías limpias, como el caso de la eólica, fuesen capaces de participar en los servicios complementarios para continuar asegurando la calidad y la seguridad del sistema eléctrico.

Por lo tanto, solventar los problemas analizados en este proyecto hará posible la participación de la energía eólica en la regulación secundaria y, por tanto, la instalación de energía renovable con mayores garantías de cara al funcionamiento del sector eléctrico.