

Efecto del Control Activo de Potencia sobre las Cargas Mecánicas en Aerogeneradores

Ibáñez, Bernabé & Inthamoussou, Fernando A. & De Battista, Hernán

Grupo de Control Aplicado (GCA), Instituto LEICI (UNLP-CONICET), Facultad de Ingeniería, UNLP

Palabras clave— aerogeneradores, turbina eólica, análisis de cargas, control activo de potencia, fatiga.

1. Introducción

En la actualidad, la penetración de la energía eólica en las redes eléctricas está en crecimiento, representando el 16 % de la energía utilizada en 2020 en los países que comprenden la Unión Europea, con un máximo de penetración en Dinamarca, del 48 % [1]. Este aumento en la energía eólica instalada hace necesario que los parques presenten controles cada vez más restrictivos, similares a los que se les solicitan a las plantas de energía tradicionales.

Existe además un creciente interés en equipar a las turbinas con Control Activo de Potencia (CAP). El CAP permite a los parques eólicos satisfacer la demanda de energía ajustando la potencia de las turbinas en vez de prenderlas y apagarlas completamente. Este método introduce menos perturbaciones a la red y provee además una mayor capacidad de soporte. El CAP requiere que la turbina opere sobre una región extendida y con un sistema de control de acuerdo a esta nueva estrategia de control. Para esto, es necesario que se adecuen los sistemas de control existentes.

En la literatura existe una importante tendencia en esta línea de investigación: en [2] se plantea un controlador Control Predictivo basado en Modelos (MPC) para seguir una referencia de potencia a nivel parque eólico con CAP, mientras que en [3] se presenta un CAP coordinado combinando control de pitch y control de velocidad de rotor de la turbina. Por otro lado, en [4] se propone usar la energía cinética del rotor para regular su velocidad y disminuir la actividad de pitch necesaria para seguir la referencia de potencia CAP. El controlador de pitch Lineal de Parámetros Variables (LPV) con región de trabajo extendida para funcionar con CAP que se utilizará en las simulaciones de este trabajo fue presentado en [5].

El aumento de la energía eólica no solo está dado por la cantidad de parques eólicos alrededor del mundo, sino también por la construcción de turbinas cada vez más grandes. A medida que el tamaño de las turbinas eólicas aumenta, se utilizan materiales más flexibles y livianos, haciendo necesario tener en cuenta los esfuerzos mecánicos a los que se exponen. En particular, esto da suma importancia a la posible ruptura por fatiga de algunos componentes de las turbinas. El objetivo de este trabajo será analizar el efecto del CAP sobre las cargas mecánicas de los componentes de la turbina frente a diferentes escenarios, variando los niveles de demanda de potencia.

2. Desarrollo y Discusión

En esta sección se describe brevemente el planteamiento de la problemática, se abordan las herramientas utilizadas, y por último se presentan y discuten los resultados obtenidos.

2.1. Planteamiento del problema

El modelo de turbina utilizado en las simulaciones consiste en el desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) con potencia nominal de 5MW. Esta turbina está diseñada con una configuración clásica de pitch (to feather) y velocidad variables. La estrategia habitual de control para esta configuración utiliza dos sistemas básicos: un controlador de par del generador de la turbina y otro de pitch colectivo. Los dos sistemas de control están diseñados para trabajar por separado la mayor parte del tiempo.

Esta estrategia se corresponde con la curva definida por los puntos A-B-C-N-M en la Fig. 1, presentando las regiones de operación:

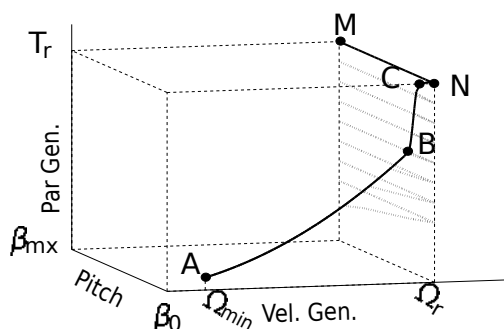


Figura 1: Par del generador vs velocidad de rotación de la turbina para las distintas regiones de operación.

En la Región 1 (A-B), el controlador de pitch se encuentra saturado en el valor óptimo de pitch y el controlador de par tiene como objetivo la máxima extracción de potencia.

La Región 2 (B-N) es una región de transición entre los dos sistemas de control principales. Esta región es crítica ya que en ella se limita la velocidad de rotación, pero no se la mantiene fija, y al mismo tiempo se controla el par del generador.

En la Región 3 (N-M) el controlador de pitch actúa regulando la velocidad de rotación de la turbina para mantenerla en su valor nominal, mientras el controlador de par lo mantiene constante en su valor nominal.

El controlador utiliza además un compensador Anti-windup para la zona de transición.

Como se anticipó, para el CAP es necesario que las regiones de trabajo del controlador sean extendidas (Fig. 1). Estas nuevas regiones resultan:

- Región 1e Esta región es esencialmente la misma que antes, a excepción de que la transición puede ocurrir antes de alcanzar el punto B ya que la demanda de potencia puede ser menor a la que corresponde a B.
- Región 2e Esta región está formada ahora por todo lo comprendido debajo de la curva A-N en el plano de par-velocidad de rotación. Una vez que se alcanza la demanda de potencia, el punto de operación se mueve sobre la hipérbola de potencia constante hasta alcanzar la velocidad nominal.
- Región 3e Formada por el área bajo la línea N-M en el plano par-pitch, las palas varían su ángulo de pitch para que la turbina produzca la potencia solicitada a velocidad nominal de rotación.

En este trabajo se considerarán cuatro niveles de demanda de potencia: 100 % de la potencia disponible, es decir, la demanda típica (curva A-B-C-N-M), 80 %, 60 % y 40 % de la potencia disponible.

Se toma como potencia disponible máxima en todos los casos a la potencia nominal de la turbina.

2.2. Análisis de Cargas

El objetivo de este trabajo es cuantificar el efecto del CAP en las cargas mecánicas de la turbina. Esto se realiza siguiendo lineamientos del estándar de la IEC [6], y considerando los casos más relacionados con el control.

La fatiga puede producir la falla de un componente debido a la acumulación de daño generado por las cargas oscilantes. Este daño puede calcularse separando las cargas en ciclos de histéresis individuales, tomando pares de mínimos y máximos locales (algoritmo conocido como Rain-flow counting (RFC), [7]). A estos ciclos de carga se los puede caracterizar por su valor medio y amplitud. Se asume que el daño en cada ciclo se acumula linealmente de acuerdo a la Regla de Palmgren-Miner (conocida comúnmente como Regla de Miner) [8]. Es importante notar que aunque la Regla de Miner asume que la falla en la estructura se dará cuando el daño sea igual a uno ($D = 1$), el estudio realizado por Veers [9] muestra que el daño calculado en el momento de la falla, varía ampliamente para turbinas eólicas. De esta forma, las turbinas pueden fallar para valores de D entre 0.79 y 1.53. Esto implica que pueden encontrarse, e incluso deberían esperarse, diferencias entre las predicciones de daño y el tiempo de vida de una turbina hasta en un factor de dos.

En la práctica, con el objetivo de estimar el daño a lo largo del tiempo de vida de la turbina, se utilizan varias series temporales alrededor de cada media de viento. Para realizar esta estimación, se simula a la turbina por un tiempo limitado, notablemente menor que el tiempo de vida de la turbina, pero suficiente para que las cargas analizadas en estas series temporales puedan extrapolarse y ser representativas de las cargas a las que se expone la turbina en toda su vida útil [6].

Estos cálculos fueron realizados utilizando MLife, un software que utiliza como archivos de entrada las series temporales generadas por FAST. En particular, para realizar el análisis de fatiga a lo largo de la vida útil de la turbina, la Norma de la IEC [6] establece que deben obtenerse 6 series temporales de 10 minutos cada una, para cada media de viento.

Con el objetivo de poder realizar comparaciones entre diferentes espectros de carga, se definen las Damage Equivalent Load (DEL). Una DEL es una carga de amplitud y frecuencia constantes (alrededor de un valor medio establecido), de forma tal que, aplicada al mismo componente y durante el mismo tiempo, produzca el mismo daño que el espectro de cargas variables que se está analizando. En particular se define una DEL para cada serie temporal analizada y para cada media de viento.

Con el objetivo de cuantificar las cargas mecánicas obtenidas en forma resumida, se introduce el concepto de Lifetime Damage Equivalent Load (LDEL). Similar a la DEL pero extrapolada a lo largo del tiempo de vida de la turbina (teniendo en cuenta la distribución anual de vientos), la LDEL es una carga de frecuencia y amplitud de oscilación fijas que infringe el mismo daño que el espectro de cargas frente al que se expuso a la turbina a lo largo de todas las series temporales analizadas, para un dado componente.

2.3. Resultados

En este trabajo se considera que el viento anual tiene una distribución de Rayleigh con media igual a $8,5 \text{ m/s}$ y una turbulencia de Clase B. Vientos con estas características se pueden encontrar en nuestro país, por ejemplo, en el sur de la provincia de Buenos Aires [10]. Se analiza el Design Load Case (DLC) 1.2 de la Norma de la IEC [6]: funcionamiento normal de la turbina con vientos turbulentos. El controlador utilizado en las simulaciones consiste en un controlador LPV definido en [5].

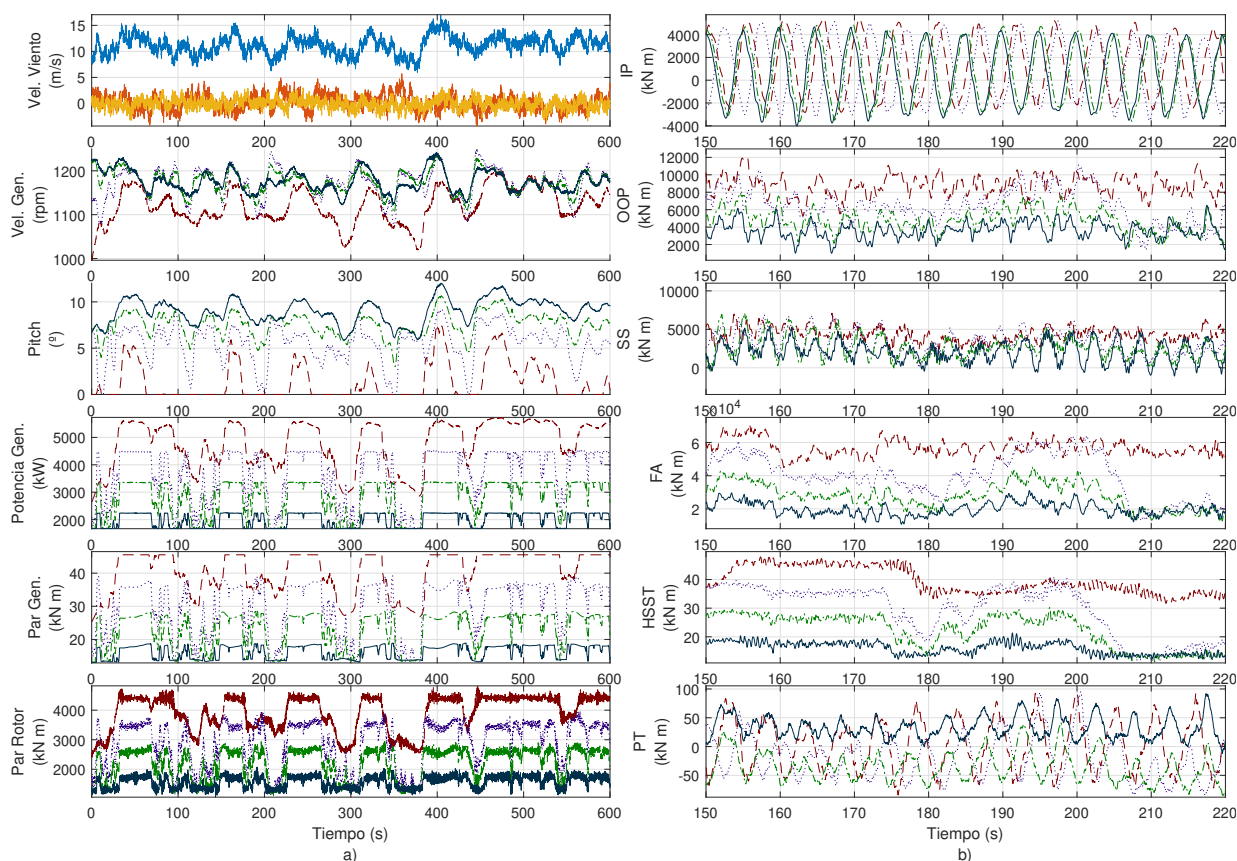


Figura 2: Respuesta de la turbina controlada por el LPV a un viento turbulento con $\bar{v} = 11\text{ m/s}$ para los cuatro niveles de demanda de potencia considerados: 100 % en rojo, 80 % en azul, 60 % en verde y 40 % en aqua.

2.3.1. Simulaciones

Las simulaciones fueron realizadas con el simulador aeroelástico FAST, sobre la turbina de 5MW definida por el NREL en [11] con vientos turbulentos tridimensionales con valor medio de velocidad de la componente principal entre 3 y 25 m/s, y de 0 m/s para las otras dos componentes. Se utilizó un paso de 1m/s. Se generaron 6 archivos de 10 minutos cada uno para cada velocidad de viento media utilizando el software Turbsim [12] que utiliza el modelo de Kaimal, uno de los aceptados por el IEC [6] dando un total de 138 archivos de viento. Se simuló la turbina de 5MW en su configuración On-Shore y todos los grados de libertad activados.

Se ejecutaron en total 552 simulaciones, es decir, cuatro veces con cada serie de perfiles de viento, utilizando en cada una de ellas distintos niveles de referencia de potencia (100 %, 80 %, 60 % y 40 %) para obtener resultados sobre cómo afecta el CAP a las cargas de la turbina.

En las Figs. 2 y 3 se presenta la respuesta de la turbina ante perfiles de viento turbulento con $\bar{v} = 11\text{ m/s}$ y $\bar{v} = 9\text{ m/s}$, respectivamente. En ambos casos las curvas corresponden a la evolución temporal de las variables de la turbina con diferentes niveles de referencia de potencia (100 %, 80 %, 60 % y 40 %). En a) se muestran, de arriba hacia abajo: La velocidad de viento (en sus tres direcciones), la velocidad de rotación del generador, el ángulo de pitch, la potencia en el generador, el par del generador, y por último, el par en el rotor de la turbina. En b), de arriba hacia abajo: Blade Root In Plane Bending Moment (IP), Blade Root Out of Plane Bending Moment (OOP), Tower base Side-to-side Bending Moment (SS), Tower base Fore-aft Bending Moment (FA), High Speed Shaft Torque (HSST) y Blade Root Pitching Bending Moment (PT).

Resulta interesante ver el comportamiento de la turbina alrededor de $\bar{v} = 11\text{ m/s}$ (Fig. 2) ya que la turbina se encuentra operando en lo que habitualmente es su región de transición. Aquí vemos que la diferencia con la operación típica es que al estar operando con CAP, el punto de transición entre los dos sistemas de control de la turbina depende de la demanda de potencia. Es por esto que, por ejemplo, se observa que a lo largo de esta simulación, la turbina con referencia de potencia del 40 % y del 60 % no necesita bajar el pitch a 0°, manteniendo así su potencia de salida más estable y dando además como resultado menores cargas mecánicas que los otros dos casos. Para esta velocidad media de viento, resulta que los mayores esfuerzos mecánicos los encontramos para la turbina operando al 100 % de su potencia nominal, lo que es lógico, pues coincide con su región de transición.

En la Fig. 3 se puede observar que la turbina se encuentra próxima a su región de transición en las curvas correspondientes a las referencias de potencia de 60 % y 80 %. Esto da como resultado una mayor actividad de pitch para estos casos. La turbina funcionando al 100 % se encuentra en Región 1e (extracción máxima de potencia), casi sin necesidad de activar el pitch, mientras que la del 40 % se encuentra la Región 3e. Se puede observar cómo para

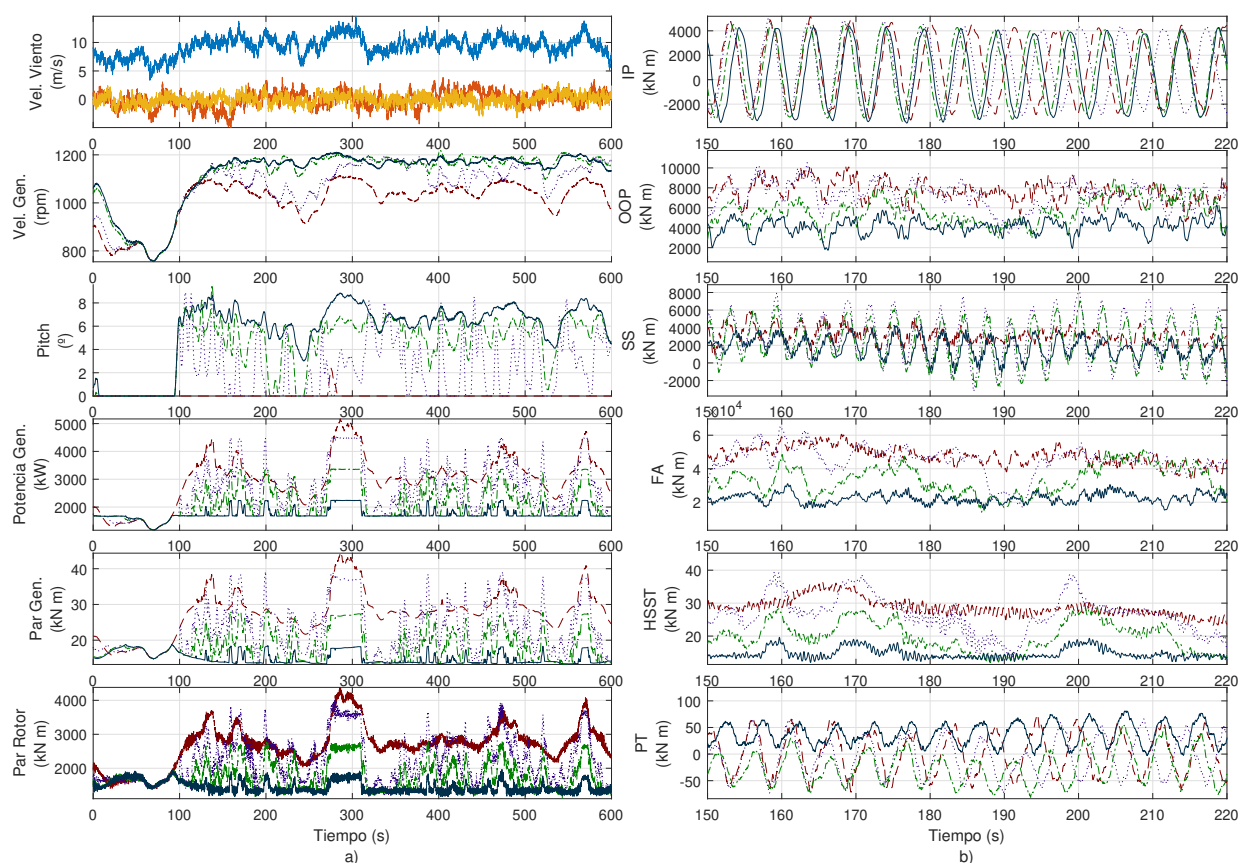


Figura 3: Respuesta de la turbina controlada por el LPV a un viento turbulento con $\bar{v} = 9\text{ m/s}$ para los cuatro niveles de demanda de potencia considerados: 100 % en rojo, 80 % en azul, 60 % en verde y 40 % en aqua.

Tabla 1: LDELs Normalizadas. Controlador LPV.

Referencia (%Pn)	OOP	PT	FA	SS
80	0,9762	0,8633	1,0533	1,0268
60	0,8451	0,7683	0,9726	0,9948
40	0,7866	0,7423	0,943	0,9817

una misma velocidad de viento, un mayor ángulo de pitch promedio se traduce en un menor OOP.

Este primer análisis puede inducir a evaluar la posibilidad de operar a la turbina con diferentes niveles de referencia de potencia en función de la velocidad media de viento, con el objetivo de disminuir las cargas mecánicas y mejorar la calidad de la potencia generada.

2.3.2. Comparación de cargas

En la Fig. 4 se pueden ver las DEL calculadas para los OOP, PT, FA y SS con los cuatro niveles de referencia de potencia. En a) se observan las DEL sin tener en cuenta la distribución de viento anual, y en b) pesadas por una distribución de Rayleigh de media anual de viento $8,5\text{ m/s}$ y normalizadas con respecto a la DEL obtenida con la turbina simulada a la velocidad de viento nominal.

En la Fig. 4 a) se observa que para las cargas sobre las palas, sus máximos locales se desplazan hacia la izquierda a medida que se disminuye la potencia de referencia. Esto coincide con lo esperado, ya que cuanto menor sea la potencia solicitada, la región de transición se encontrará a menores velocidades de viento.

En la Tabla 1 se presentan las LDELs obtenidas. Sus valores están normalizados respecto de las LDELs halladas para cada carga con la turbina funcionando al 100%. La acción suave del controlador LPV sobre el pitch resulta en que las cargas en las palas disminuyan junto a la referencia de potencia, mientras por otro lado, como se puede observar también en la Fig. 4, se ve un deterioro en las cargas de la torre cuando la potencia solicitada es 80% respecto de la referencia del 100% de potencia disponible. Para las menores referencias de potencia, estas cargas vuelven a disminuir.

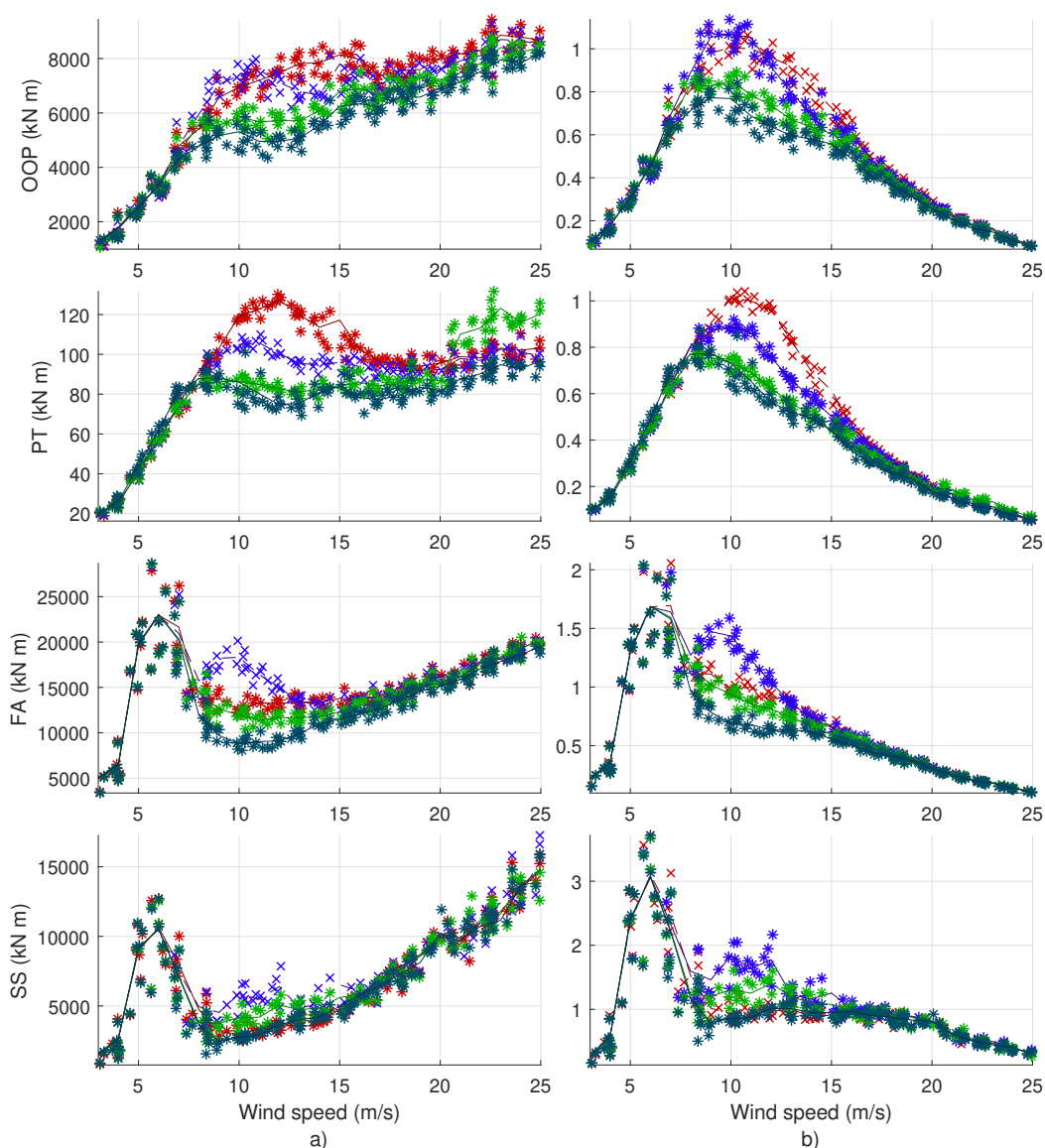


Figura 4: DELs de cada serie temporal en cruces/asteriscos, y de cada media de viento en línea a trazos/sólida para el controlador LPV. De arriba hacia abajo: Blade Root Out of Plane y Pitching Bending Moments, Tower Base Fore-aft y Side-to-side Bending Moments. Los cuatro niveles de referencia de potencia considerados: 100 % en rojo, 80 % en azul, 60 % en verde claro y 40 % en aqua.

3. Conclusiones

Del análisis realizado se puede concluir que el CAP afecta directamente a las cargas mecánicas de la turbina. Dependiendo de la sollicitación de potencia, los esfuerzos mecánicos a los que se expone la turbina varían de distinta forma. Con el controlador estudiado, un plan de referencia del 80 % resulta en una disminución de las cargas en las palas pero en un aumento de las cargas en la torre. Esto da lugar a consideraciones de diseño, ya que podría reducirse el costo de los materiales de las palas para aumentar la durabilidad de la torre haciéndola más resistente a dichas cargas, si se planeara utilizar una turbina con este esquema de reserva.

Como trabajo a futuro, estos resultados motivan el diseño de un controlador tal que la turbina pueda funcionar con CAP sin perjudicar ninguna de las cargas mecánicas, es decir, concentrándose principalmente en reducir los esfuerzos mecánicos de la torre al introducir CAP.

Agradecimientos

Este trabajo fue financiado por UNLP (11/I216), ANPCyT (PICT 2015-3586) y CONICET (PIP 112-201501-00837).

Referencias

- [1] I. Komusanac, G. Brindley, and D. Fraile, "Wind energy in europe," WindEurope, Tech. Rep., 2021. 1
- [2] M. Vali, V. Petrovic, S. Boersma, J.-W. van Wingerden, L. Y. Pao, and M. Kuhn, "Model predictive active power control of waked wind farms," in *2018 Annual American Control Conference (ACC)*. IEEE, jun 2018. 1
- [3] H. Luo, Z. Hu, H. Zhang, and H. Chen, "Coordinated active power control strategy for deloaded wind turbines to improve regulation performance in AGC," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 1, pp. 98–108, jan 2019. 1
- [4] X. Tang, M. Yin, C. Shen, Y. Xu, Z. Y. Dong, and Y. Zou, "Active power control of wind turbine generators via coordinated rotor speed and pitch angle regulation," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10, no. 2, pp. 822–832, apr 2019. 1
- [5] F. A. Inthamoussou, H. D. Battista, and R. J. Mantz, "LPV-based active power control of wind turbines covering the complete wind speed range," *Renewable Energy*, vol. 99, pp. 996–1007, dec 2016. 1, 2
- [6] I. E. Commission, "Iec 61400-1: Wind turbines part 1: Design requirements," International Electrotechnical Commission, Tech. Rep., 2005. 2, 3
- [7] S. D. Downing and D. F. Socie, "Simple rainflow counting algorithms," *International Journal of Fatigue*, vol. 4, no. 1, pp. 31–40, Jan. 1982. 2
- [8] A. A. Miner, "Cumulative damage in fatigue," *ASME, Vol. 67*, 1945. 2
- [9] P. Veers, "Simplified fatigue damage and crack growth calculations for wind turbines," vol.-1, Jan. 1988. 2
- [10] L. V. Clementi, "Energía eólica y territorios en argentina: proyectos en el sur de la provincia de buenos aires entre fines del siglo xx y principios del siglo xxi," Ph.D. dissertation, Universidad Nacional del Sur, 2017. 2
- [11] J. Jonkman, S. Butterfield, M. Musial, and W. Scott, "Definition of a 5-mw reference wind turbine for offshore system development," National Renewable Energy Laboratory (NREL), Tech. Rep., 2009. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy09osti/38060.pdf> 3
- [12] B. Jonkman, "Turbsim," National Renewable Energy Laboratory (NREL), Tech. Rep., 2016. [Online]. Available: <https://nwtc.nrel.gov/TurbSim> 3