

ELEMENTOS DE LOS PARQUES EÓLICOS QUE DEBEN SER CONTROLADOS PARA SU INTERCONEXIÓN CON REDES ELÉCTRICAS

Jorge Eduardo Hernández Miranda

Universidad Autónoma Metropolitana-Azcapotzalco

jorge11752@gmail.com

Irvin López García

Universidad Autónoma Metropolitana-Azcapotzalco

ilg@azc.uam.mx

Eduardo Campero Littlewood

Universidad Autónoma Metropolitana-Azcapotzalco

ecl@correo.azc.uam.mx

Francisco Beltrán Carbajal

Universidad Autónoma Metropolitana-Azcapotzalco

fran_belt29@hotmail.com

Victor Manuel Jiménez Mondragón

Universidad Autónoma Metropolitana-Azcapotzalco

vmjm1986@gmail.com

Resumen

En este trabajo se presentan los requisitos que los parques eólicos deben cumplir para su interconexión a una red eléctrica en México. El trabajo se enfoca al análisis de los elementos técnicos que requieren de control, que están incluidos en el Código de Red nacional: parámetros de potencia activa y reactiva, límites de operación de voltaje y frecuencia, así como de la metodología de operación del parque eólico durante una contingencia en la red eléctrica o en el propio parque eólico. También se presenta un estudio de algunas alternativas tecnológicas que

permiten satisfacer los requisitos establecidos en el Código de Red para una interconexión segura, desde el punto de vista de estabilidad transitoria y aprovechamiento de la energía eólica, entre los parques eólicos y la red nacional.

Palabras Claves: Código de red, oscilaciones de voltaje y frecuencia, parque eólico, potencia activa y reactiva, red eléctrica nacional.

Abstract

This paper presents the requirements that the wind farms are fulfilled for their interconnection to an electric network in Mexico. The work focuses on the analysis of the technical elements that require control, which are included in the National Grid Code: parameters of active and reactive power, voltage and frequency operation limits, as well as the methodology of operation of the wind farm during a contingency in the electric network or in the wind farm itself. It also presents a study of some technological alternatives that allow to satisfy the requirements established in the Grid Code for a secure interconnection, from the point of view of transient stability and use of wind energy, between wind farms and the national grid.

Keywords: *Active and reactive power, frequency, grid code, national electric network, voltage sags, wind farm.*

1. Introducción

Las fuentes de energías renovables están tomando un papel cada vez más importante en el mundo por el fenómeno del calentamiento global provocado por los gases de efecto invernadero [INECC, 2017], [IPCC, 2017]. La generación de energía eléctrica convencional, basada en combustibles fósiles, tiene un efecto importante en este fenómeno. Es por ello que el uso de fuentes de energía limpia, como lo es el viento en la generación de la energía eléctrica que según el Consejo Global de Energía Eólica (GWEC, por sus siglas en inglés) tiene un crecimiento del 20% anual. De acuerdo con la Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE), la Secretaría de Energía (SENER) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE), México es el segundo país en Latinoamérica más importante en el

uso de la generación eólica se ha planteado como reto incrementar la potencia de generación de energía eléctrica con esta fuente a 15,000 MW para los años 2020-2022 [CRE, 2016], [DOF, 2016], [GWEC, 2015].

Para el cumplimiento de este reto, se requiere llevar a cabo una evaluación de los elementos que integran los parques eólicos y el impacto que estos tienen en su interacción con la red eléctrica por los problemas inherentes a la variabilidad del viento. El análisis incluye las variaciones de tensión, frecuencia, potencia activa y reactiva, e intensificación de carga [Cialdea, 2012], [Jadhav, 2011]. Existe información en la literatura básica y especializada al respecto de los problemas que pueden afectar la seguridad y calidad de la energía de la red eléctrica [Chen, 2005], [Chompoo, 2005], [CRE, 2016], [DEFU Comittee Reports, 1998], [El Moursi, 2008], [Ekraft systems, 2004], [Heier, 2014], [IEC-61400-12], [IEC-61300-21, 2001].

El objetivo de este trabajo es presentar un análisis general de las características que presenta un parque eólico cuando se interconecta con una red eléctrica. Se abordan temas como: la planeación del parque, problemas debido a la naturaleza del viento, distribución de aerogeneradores, cuestiones de desempeño y generación, así como opciones con las que se pueda mejorar su eficiencia en la generación y suministro de la de energía eléctrica. La intención del trabajo es señalar los problemas que se presentan al momento de la interconexión de estos sistemas con la red eléctrica y con ello estar en la posibilidad de hacer recomendaciones que hagan que se respeten los límites y valores establecidos por el Código de Red Nacional [CRE, 2016].

El trabajo está organizado de la siguiente manera. En la sección 2 se describe el concepto de parque eólico, los componentes que lo conforman y las problemáticas que este presenta en su funcionamiento tanto en condiciones de operación generales, como en su interconexión a la red eléctrica. En la sección 3 se presentan los parámetros establecidos por el código de red nacional para la interconexión del parque eólico a la red eléctrica, en la sección 4 se analizan estos resultados, por último, en la sección 5 se presentan las conclusiones del trabajo.

2. Métodos

Un parque eólico es una agrupación de aerogeneradores que utiliza la energía cinética del viento para generar energía eléctrica a través de turbinas eólicas, generalmente de eje horizontal. Los componentes básicos de un aerogenerador son: la torre, turbina eólica (rotor con tres álabes unidas al cubo), eje con engranaje mecánico (multiplicador), generador eléctrico, mecanismo de guiñada (paleta de cola, sensores) y algoritmos de control [Patel, 2005], [Retana, 2016]. Aunque la capacidad de generación de un parque eólico depende sobre todo del recurso eólico en la zona donde se encuentra ubicado, la potencia del parque eólico también puede estar condicionada por las especificaciones de operación de la red eléctrica a la cual está interconectado [Patel, 2005], [Rajib, 2002] [Muller, 2002].

El constante incremento de la capacidad eólica incluida en las redes eléctricas hace necesario que la generación eólica tenga un funcionamiento que colabore con la estabilidad de la red [Erlich, 2006], [Pearmine, 2007]. Es necesario conocer los efectos claves causados por la integración de la energía eólica a gran escala en el sistema de energía. Por esta razón, los códigos de red expuestos actualmente exigen que los grandes parques eólicos soporten variaciones de tensión, que se especifican en función del porcentaje de cambio y la duración de la variación. Tales requisitos se conocen como Fault Ride Through (FRT), que significa, requerimientos para resistir una falla sin sufrir daños o requisitos de transición de baja tensión (LVRT) Low Voltage Ride Through y se describen por una característica de voltaje contra tiempo, que denotan la resistencia mínima requerida de la central de energía eólica a la baja tensión del sistema [Tsil, 2009], [Patel, 2005], [Ackerman, 2005]. Los requisitos de FRT incluyen una restauración de potencia de salida activa y reactiva rápida a los valores previos a la falla, después de que la tensión del sistema vuelva a su funcionamiento normal, con el fin de soportar la tensión del sistema. Las centrales eólicas pueden participar activamente en la operación de la red y en el control mediante la regulación de su potencia de salida. Todos los códigos de red actualmente imponen requisitos sobre las capacidades de regulación de la potencia activa de los parques eólicos.

Dentro de la potencia activa disponible (condiciones de viento predominantes), la potencia de salida puede regularse a un valor específico [Ackerman, 2005], [Ekraft systems, 2004], o tener una relación fija con la potencia disponible de manera que se mantenga una reserva especificada, ya sea en MW o como porcentaje de la potencia disponible [Ackerman, 2005], [Ekraft systems, 2004]. Los requisitos adicionales incluyen la limitación de la velocidad de cambio de la potencia de salida [Ackerman, 2005], [Ekraft systems, 2004]. Las velocidades de rampa son posibles para los aumentos de potencia, pero la operación con una reserva de marcha es necesaria para ser efectiva cuando la potencia de salida disminuye.

Las capacidades de regulación de potencia reactiva son requeridas por muchos códigos (en algunos países se le conoce como “de cuadrícula”). Esto se efectúa ya sea proporcionando externamente un valor de potencia reactiva específico o mediante un factor de potencia específico. Además, la capacidad de regulación de la potencia reactiva puede explotarse para el control de la tensión en el punto de conexión del parque eólico a la red eléctrica, o en un nodo más distante. Las referencias [Ackerman, 2005], [Ekraft systems, 2004] muestran los requisitos típicos para el rango de regulación del factor de potencia, en función del voltaje de los terminales y de la potencia de salida activa del parque eólico, respectivamente, los cuales van de 1.0 a 0.95 tanto en adelante como en atraso.

En relación con los problemas que presenta el parque eólico, existe literatura especializada [Abad, 2011], [Ackerman, 2005], [Eisa, 2017], [Ferdous, 2016] [Muljadi, 1998], [Muller, 2002]. [Patel, 2005], [Petru, 2002], [Rajib, 2002], [Rosmin, 2012], [Thiringer, 2004], [Xing, 2016], [Zhang, 2011] donde se presentan elementos específicos como metodologías de “pitch control” (control del ángulo de ataque) [Eisa, 2017], [Ferdous, 2016], [Xing, 2016], [Zhang, 2011], “stall regulated” (control aerodinámico de pérdida de velocidad) [Muljadi, 1998], [Petru, 2002], [Rosmin, 2012], [Thiringer, 2004] y selección del generador eléctrico [Abad, 2011], [Ackerman, 2005], [Muller, 2002], [Patel, 2005], [Rajib, 2002]. Lo que presenta el método de “pitch control” es un control activo que hace variar el ángulo de ataque, es decir, gira los álabes alrededor de su eje, para disminuir el par producido en una turbina de velocidad fija y para disminuir la velocidad de rotación en turbinas

de velocidad variable. Este tipo de control se emplea normalmente para evitar que las altas velocidades de viento (generalmente por encima de la velocidad nominal), provoquen altas velocidades de rotación que pudieran dañar el equipo. Cuando las velocidades del viento llegan a ser muy altas, los álabes se hacen girar de manera que haya menos elevación y más resistencia debido al aumento de la separación del flujo a lo largo de la longitud de la hoja. Esto reducirá la velocidad de rotación de la turbina o el par transferido al eje de modo que la velocidad de rotación o el par se mantenga constante. Por otro lado, los aerogeneradores por “stall regulated” tienen sus álabes diseñados para que cuando la velocidad del viento sea alta (arriba de cierto valor), se disminuya la producción de energía. La disminución de potencia con velocidades de viento altas se debe a los efectos aerodinámicos en los álabes del aerogenerador. El beneficio de “stall regulated” sobre el “pitch control” es el costo de la turbina, así como un menor mantenimiento asociado con menos partes móviles. Al igual que el aerogenerador controlado por “pitch control”, el aerogenerador controlado por “stall regulated” también tiene frenos para detener la turbina a velocidades extremas del viento.

La diferencia entre el aerogenerador por “pitch control” y “stall regulated” radica en que los sistemas de regulación por “stall regulated” dependen del diseño aerodinámico de los álabes para controlar la velocidad de rotación del aerogenerador en altas velocidades del viento, los sistemas regulados por “pitch control” utilizan un control de paso activo para las cuchillas, que permite que los sistemas regulados tengan una potencia de salida constante, mientras que los sistemas con “stall regulated” no son capaces de mantener una potencia constante en vientos fuertes.

Asimismo, dependiendo del ángulo y dirección con la que el viento impacta los aerogeneradores del parque eólico tenemos algunos problemas como son, vibraciones y perturbaciones en los aerogeneradores del parque eólico. Se encuentra el fenómeno denominado “wake effect” [Akdag, 2013], [Rebecca, 2012], [Rolán, 2010], [Sun, 2009], también conocido como efecto sombra, que provoca la disminución de la potencia de giro del aerogenerador colocado atrás (de acuerdo

con la dirección del viento), es decir, la turbulencia provocada en ese aerogenerador representa pérdidas de generación. Por ello para minimizar las pérdidas por este efecto se proponen métodos de distribución de los aerogeneradores a lo largo de la zona del parque. La separación adecuada entre aerogeneradores es de 3 a 4 veces el diámetro del rotor en los costados y de 6 a 8 veces el diámetro del rotor en la dirección del viento, figura 1.

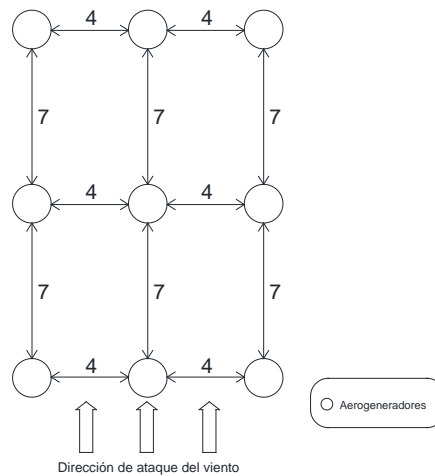


Figura 1 Distribución de aerogeneradores.

De la misma manera para atender la dirección de impacto del viento al parque se propone un sistema de desconexión de aerogeneradores para mitigar el "efecto sombra" en el parque y reducir la turbulencia entre los elementos del mismo. Ver figura 2.

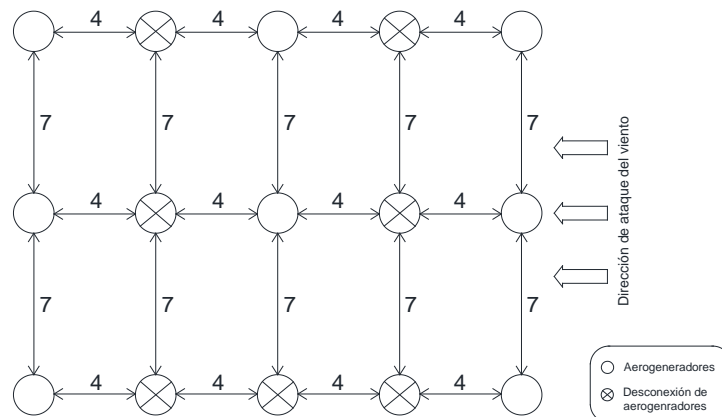


Figura 2 Distribución y desconexión de aerogeneradores debido a la dirección del viento.

Como se pudo observar en los párrafos anteriores, la velocidad del viento toma un papel fundamental para la generación de energía eléctrica. Es por ello que la selección del tipo de generador eléctrico debe hacerse con el estudio de los factores antes mencionados, ya que se cuentan con generadores que son capaces de funcionar a velocidad fija y a velocidad variable, en las cuales podremos encontrar generadores tipo síncrono o asíncrono, comúnmente llamado de inducción [Abad, 2011], [Muller, 2002], [Patel, 2005], [Rajib, 2002], [Rolán, 2010]. Con base en el estudio hecho al perfil de viento en la zona (por lo menos de un año) se puede planear la disposición del diseño del parque.

Para poder interconectar un parque eólico a la red eléctrica, es necesario tener en cuenta cuales son los parámetros que cumplir en la conexión. Al respecto cada país cuenta con un código de red [CRE, 2016]. El cual tiene como objetivo definir los requerimientos técnicos para la interconexión de las centrales eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional, manteniendo en todo momento la confiabilidad y seguridad de la red. Para ello clasifica las centrales eléctricas en diferentes tipos, como se puede observar en la tabla 1.

Tabla 1 Clasificación de las Centrales Eléctricas [6].

Áreas Síncronas	Central Tipo A	Central Tipo B	Central Tipo C	Central Tipo D
Sistema Interconectado Nacional	$P < 500$ kW	$0.5 \leq P < 10$ MW	$10 \leq P < 30$ MW	$P \geq 30$ MW

La central eléctrica debe mantenerse operando dentro de los rangos de frecuencia y tiempo definidos en la tabla 2.

Las centrales eléctricas deberán mantenerse interconectados a la red y operando ante cambios de la frecuencia. La central eléctrica debe controlar la potencia activa en respuesta a los aumentos de frecuencia en un tiempo menor a 2 segundos. Debe activarse a partir de 60 Hz, con una característica de regulación entre 3% y 8%. Estos son los factores principales por atender en el suministro de energía de un parque eólico.

Tabla 2 Tiempos máximos en los que la Central Eléctrica puede operar en frecuencias diferentes del valor nominal, sin desconectarse de la red [6].

Área Síncrona	Rango de Frecuencias	Tiempos máximos de Operación
Sistema Interconectado Nacional	$61.8 < f < 62.4$ Hz	15 min
	$61.2 < f < 61.8$ Hz	30 min
	$58.8 < f < 61.2$ Hz	Ilimitado
	$58.2 < f < 58.8$ Hz	30 min
	$57.0 < f < 58.2$ Hz	15 min

3. Resultados

El Código de Red nacional muestra los parámetros de potencia activa y reactiva, límites de operación de voltaje y frecuencia. Los cuales deben cumplir los parques eólicos para su interconexión a una red eléctrica en México. Como se observó la distribución de los aerogeneradores toma un papel muy importante para mitigar los problemas de vibraciones y perturbaciones que presenta el efecto sombra, el cual provoca la disminución de la potencia de giro del aerogenerador colocado atrás (de acuerdo con la dirección del viento), es decir, pérdidas de generación. Aún teniendo métodos de distribución de los aerogeneradores a lo largo del área disponible del parque, como se mostró en el artículo, para cumplir las demandas de operación establecidas por el Código de Red se presentan elementos complementarios para satisfacer con los requerimientos para resistir una falla sin sufrir daños. Estos elementos pitch control y stall regulated son las alternativas necesarias para mantener al parque eólico dentro de una interconexión segura, debido a que colaboran para mantener la generación de energía eléctrica dentro del margen solicitado para su distribución, al igual que mantienen la curva de potencia entregada por los aerogeneradores en límites de operación aceptables desde el punto de vista de estabilidad transitoria y aprovechamiento de la energía eólica.

4. Discusión

A lo largo del artículo se presentaron diferentes factores que afectan de manera considerable el funcionamiento del parque eólico en materia de generación y calidad de la energía entregada y que deben ser controlados. Se expusieron

algunos puntos fundamentales para la evaluación de la calidad de la energía, estos fueron presentados con base al código de red [CRE, 2016] (México) y en él se exponen los valores aceptables por la red, si la central eléctrica generadora, en este caso eólica, está interconectada a la red eléctrica nacional [Chen, 2005], [CRE, 2016], [Jadhav, 2011], [IEC-61400-12, 2017], [Tsili, 2009]. Si bien es vital cumplir con los valores solicitados por el código de red [CRE, 2016], es fundamental atender las fallas que presente el parque eólico ya que de ello dependerá el correcto y eficiente suministro de energía al sistema eléctrico de potencia. Como pudimos observar en los párrafos anteriores, el parque eólico depende totalmente del viento, la fuente de energía renovable, pero en ella encontramos que debemos contar con estrategias de control y tecnologías para mitigar las perturbaciones posibles, y cumplir con los valores estipulados por la red. La intermitencia del viento resulta ser la variable [Patel, 2005], [Rajib, 2002] de mayor interés, debido a que puede provocar problemas de flujo de potencia activa y reactiva [IEC-61400-21, 2001], [IEC-61400-12, 2017], [Muljadi, 1998] [Ackerman, 2005], variaciones de tensión y frecuencia [Heier, 2014], [Retana, 2016], [Thiringer, 2004]. Los métodos de control de velocidad por “pitch control” [Eisa, 2017], [Ferdous, 2016], [Xing, 2016], [Zhang, 2011], o “stall regulated” [Muljadi, 1998], [Petru, 2002], [Rosmin, 2012], [Thiringer, 2004] son muy utilizados y opciones viables puestos en práctica en condiciones reales. También se observa un avance tecnológico importante de los generadores eléctricos de velocidad variable [Muller, 2002], [Patel, 2005], [Rajib, 2002], [Rolán, 2010] que pueden ser controlados para mitigar las variaciones de potencia y frecuencia que presenta el aerogenerador.

5. Conclusiones

En este trabajo se presentó un análisis general de las características que presenta un parque eólico cuando se interconecta con la red eléctrica. El código de red nacional nos permite mantener el suministro de energía eléctrica dentro de los parámetros convenidos con el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ante cualquier probabilidad de contingencia como lo son, la estabilidad de factor de potencia,

voltaje, frecuencia, potencia activa y reactiva. En el código de red se expresan cuáles son los límites de operación de la red eléctrica nacional cuando se interconecta un parque eólico, es decir que mantenga un nivel adecuado de confiabilidad en la generación de energía eléctrica. Para lograr esto se realizó un estudio de los factores que intervienen en el desempeño del parque eólico como lo es el efecto sombra, “wake effect”, la intermitencia de la velocidad del viento y la transmisión de la energía eléctrica. Por ello son necesarios elementos que ayuden en el control de estos factores. Por otra parte, resulta importante la selección del tipo de generador eléctrico, la distribución de los aerogeneradores en el parque eólico y el número de aerogeneradores con que este cuente. Lo importante es ayudar a mantener la estabilidad en el suministro de energía eléctrica y un nivel adecuado de confiabilidad en el Sistema Eléctrico Nacional.

6. Bibliografía y Referencias

- [1] Abad, G., López, J., Rodríguez, M., Marroyo, L., & Iwanski, G., Doubly fed induction machine: modeling and control for wind energy generation (Vol. 85). John Wiley & Sons, 2011.
- [2] Ackermann, T. (Ed.), Wind power in power systems. John Wiley & Sons, 2005.
- [3] Akdag, S. A., Guler, O., & Yagci, E., Wind speed extrapolation methods and their effect on energy generation estimation. In Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2013 International Conference on IEEE, pp. 428-430, 2013.
- [4] Chen, Z., Issues of connecting wind farms into power systems. In Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, 2005 IEEE/PES, pp. 1-6, 2005.
- [5] Diario Oficial de la Federación, Código de Red. CDMX. PDF, pp. 179, 2016.
- [6] Eisa, S. A., Stone, W., & Wedeward, K. (2017, March). Mathematical Modeling, Stability, Bifurcation Analysis, and Simulations of a Type-3 DFIG Wind Turbine's Dynamics with Pitch Control. In Green Technologies Conference (GreenTech), 2017 Ninth Annual IEEE, pp. 334-341, 2017.

- [7] Chompoo-Inwai, C., Lee, W. J., Fuangfoo, P., Williams, M., & Liao, J. R., System impact study for the interconnection of wind generation and utility system. *IEEE transactions on Industry Applications*, 41(1), pp, 163-168, 2005.
- [8] Comisión Reguladora de Energía, Código de Red. CDMX: PDF, pp.144-164, 2016.
- [9] DEFU Committee reports 111-E (2nd edition): Connection of wind turbines to low and medium voltage networks, 1998.
- [10] El Moursi, M., Joos, G., & Abbey, C., A secondary voltage control strategy for transmission level interconnection of wind generation. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 23(3), pp. 1178-1190, 2008.
- [11] English version of Technical Regulations TF 3.2.6, Wind turbines connected to grids with voltage below 100 kV –Technical regulations for the properties and the control of wind turbines, Eltra and Ekraft systems, 2004.
- [12] Erlich I., Shewarega F., Interaction of large wind power generation plants with the power system, *Proc. IEEE Int. Power and Energy Conf.*, Kuala Lumpur, 2006.
- [13] Ferdous, A. M. I., Sheikh, M. R. I., & Shobug, M. A. (2016, December). Controlling of frequency fluctuation of wind turbine generator using wind speed controlled pitch controller. In *Electrical, Computer & Telecommunication Engineering (ICECTE)*, International Conference on IEEE, pp. 1-4, 2016.
- [14] Global Wind Energy Council, Global Wind Statistics, 2015: http://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC-PRstats-2015_LR.pdf.
- [15] H. T. Jadhav and Ranjit Roy, A Critical Review on the Grid Integration Issues of DFIG based Wind Farms, National Institute of Technology, Surat, India, 2011.
- [16] Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático: <http://www.gob.mx/inecc/acciones-y-programas/gases-y-compuestos-de-efecto-invernadero>.
- [17] Intergovernmental Panel on Climate Change (ipcc), https://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/es/faq-10-3.html.

- [18] Heier, S., *Wind Energy Conversion Systems*, in *Grid Integration of Wind Energy: Onshore and Offshore Conversion Systems*, John Wiley & Sons, Ltd, Chichester, UK, 2014.
- [19] IEC 61400-12: Wind turbine generator systems. Power performance measurement techniques.
- [20] IEC 61400-21: Power quality requirements for wind whines, 2001.
- [21] Muljadi, E., Pierce, K., & Migliore, P., Control strategy for variable-speed, stall-regulated wind turbines. In *American Control Conference*, 1998. *Proceedings of the 1998*, Vol. 3, pp. 1710-1714, IEEE, 1998.
- [22] Muller, S., Deicke, M., & De Doncker, R. W., Doubly fed induction generator systems for wind turbines. *IEEE Industry applications magazine*, 8(3), PP. 26-33, 2003.
- [23] Patel, M. R., *Wind and solar power systems: design, analysis, and operation*. CRC press, 2005.
- [24] Pearmine R., Song Y.H., Chebbo A., Influence of wind turbine behaviour on the primary frequency control of the British transmission grid, *IET Renew. Power Energy*, 1, (2), pp. 142– 150, 2007.
- [25] Petru, T., & Thiringer, T. (2002). Modeling of wind turbines for power system studies. *IEEE transactions on Power Systems*, 17(4), 1132-1139.
- [26] Rajib Datta and V. T. Ranganathan, Senior Member, IEEE, Variable Speed Wind Power Generation Using Doubly Fed Wound Rotor Induction Machine—A Comparison With Alternative Schemes, *IEEE Transactions On Energy Conversion*, Vol. 17, NO. 3, 2002.
- [27] Rebecca L. Busby, *Wind Power: The Industry Grows Up PemWell*, 2012.
- [28] Retana Mora Francisco Alejandro, Rodríguez García Bruno, *Análisis de estabilidad dinámica ante pequeños disturbios aplicado en aerogeneradores (Tesis de Pregrado)*. Instituto Politécnico Nacional, México. 2016.
- [29] Rolán, A., Luna, Á., Rocabert, J., Aguilar, D., & Vázquez, G. (2010, July). An approach to the performance-oriented model of variable-speed wind turbines. In *Industrial Electronics (ISIE)*, 2010 IEEE International Symposium on IEEE, pp. 3853-3858, 2010.

- [30] Rosmin, N., Samsuri, S., Hassan, M. Y., & Rahman, H. A., Power optimization for a small-sized stall-regulated variable-speed wind turbine. In Power Engineering and Optimization Conference (PEDCO) Melaka, Malaysia, 2012 IEEE International, pp. 373-378, 2012.
- [31] S. Cialdea, M. Peart, and W. Walton, Analysis and mitigation of harmonics in wind turbine transformers Worcester Polytechnic Institute, B.Sc Thesis, 2012.
- [32] Sun, Y. Z., Lin, J., Li, G. J., & Li, X., A review on the integration of wind farms with variable speed wind turbine systems into power systems. In Sustainable Power Generation and Supply, 2009. SUPERGEN'09. International Conference on IEEE, pp. 1-6, 2009.
- [33] Thiringer, T., Petru, T., & Lundberg, S., Flicker contribution from wind turbine installations. IEEE transactions on Energy Conversion, 19(1), pp. 157-163, 2004.
- [34] Tsili, M., & Papathanassiou, S., A review of grid code technical requirements for wind farms. IET Renewable Power Generation, 3(3), pp. 308-332, 2009.
- [35] Xing, H., & Yao, C. (2016, November). Coordinated pitch and generator control for wind turbine flexible power tracking. In Electrical Machines and Systems (ICEMS), 2016 19th International Conference on IEEE, pp. 1-5, 2016.
- [36] Zhang, L., Sun, Y., & Lv, X., Design on pitch-control wind turbine system based on Bladed. In Control and Decision Conference (CCDC), 2011 Chinese, pp. 3921-3923, IEEE, 2011.