



Integración y Análisis de pequeñas turbinas eólicas en entornos urbanos

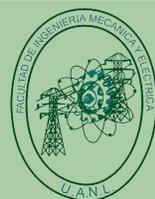


*Gina Idárraga Ospina
Andrés Romero Quete*



PROGRAMA IBEROAMERICANO DE CIENCIA
Y TECNOLOGÍA PARA EL DESARROLLO

Jesús Riquelme
Coordinador red CYTED



Integración y Análisis de Pequeñas Turbinas Eólicas en Entornos Urbanos

Editado por

Gina Idárraga Ospina
Andrés Romero Quete



Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica (FIME)
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

Integración y análisis de pequeñas turbinas eólicas en entornos urbanos

Gina María Idárraga Ospina; Andrés Romero Quete. Primera Edición 2023

Fecha de edición: 10 de enero de 2023

D.R. © Universidad Autónoma de Nuevo León, Ciudad Universitaria

C.P. 66059, San Nicolás de los Garza

Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica

ISBN: 978-607-27-1973-6 (electrónico)

Universidad Autónoma de Nuevo León

Santos Guzmán López
RECTOR

Juan Paura García
SECRETARIO GENERAL

José Javier Villareal Tostado
SECRETARIO DE EXTENSIÓN Y CULTURA

Antonio Ramos Revillas
DIRECTOR DE EDITORIAL UNIVERSITARIA

Arnulfo Treviño Cubero
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA

Reservados todos los derechos. Ninguna parte de este libro puede ser reproducida, archivada o transmitida, en cualquier sistema -electrónico, mecánico, de foto reproducción, de almacenamiento en memoria o cualquier otro-, sin hacerse acreedor a las sanciones establecidas en las leyes, salvo con el permiso expreso del titular del *copyright*. Las características tipográficas, de composición, diseño, formato, corrección son propiedad del editor.

CONTENIDO

Colaboradores	viii
1. Introducción	1
<i>Gina Idárraga, Andrés Romero Quete, Jesús Riquelme</i>	
2. Microturbinas eólicas para ambientes urbanos	4
<i>Carlos Labriola</i>	
2.1 Consideraciones del estudio del recurso en sitios rurales y urbanos	4
2.2 Estado del Arte de Micro-Eólicas. Tipos, formas, aspas, perfiles y clasificación	5
2.3 Parámetros de las turbinas eólicas y teorías fluido-dinámicas	8
2.3.1. <i>Los parámetros de las turbinas eólicas son</i>	8
2.3.2. <i>Teorías Fluido-dinámicas</i>	11
2.3.2.1. Teoría de Betz	11
2.3.2.2. Teoría de Dymment-Prado	16
2.3.2.3 Proceso de conversión de energía en una turbina eólica	16
2.4- Elección del tipo de turbina para sitios urbanos	18
2.4.1. <i>De Recurso Eólico y lugar a instalar</i>	18
2.4.2. <i>De instalación</i>	20
2.4.2.1 Estimación del par de volteo	20
2.4.2.2 Aspectos constructivos de empotramientos adicionales	20
2.4.2.3 Tensores y riendas	21
2.4.3. <i>De provisión de partes y sistemas</i>	23
2.4.4. <i>De calidad y normativa vigente</i>	27
2.4.5. <i>De Mantenimiento</i>	27
2.4.6. <i>De integración con otros tipos de turbinas y Fuentes Renovables</i>	27
2.5 Consideraciones en Ensayos a tener en cuenta y la Construcción, Instalación, Mantenimiento	29
2.5.1. <i>Ensayo de la Característica de P vs viento</i>	29
2.5.2. <i>Ensayo de Cp vs λ</i>	29
2.5.3. <i>Diferencia entre Cp y Rendimiento de la máquina</i>	30
2.5.4. <i>Ensayos de calidad de partes</i>	31
2.6 Conclusiones	34
Referencias	35
3 Determinación del Potencial Eólico en Espacios Urbanos	36
<i>Bruno López</i>	
3.1 Introducción	36
3.2 Marco teórico, conceptos y definiciones	37
3.2.1 <i>Capa Límite Urbana</i>	37
3.2.2 <i>Microgeneración de energía</i>	38

3.3 Determinación del potencial eólico en la ciudad (análisis global)	40
3.3.1 <i>Análisis de Weibull</i>	40
3.3.2 <i>Análisis de mediciones experimentales</i>	41
3.3.3 <i>Dinámica de fluidos computacional (CFD)</i>	42
3.4 Modelado del viento en ubicaciones urbanas específicas (análisis local)	45
3.4.1 <i>Mediciones experimentales</i>	45
3.4.2 <i>Modelado en Túnel de viento</i>	46
3.4.2.1 Técnicas de reproducción de la CLA	48
3.4.2.2 Modelación numérica	49
3.5 Conclusiones	52
Agradecimientos	53
Referencias	53
4 Modelado de Pequeños Generadores Eólicos	55
<i>Gastón Suvire; Maximiliano Martínez; Ernesto Vázquez, René Galindo.</i>	
4.1 Introducción	55
4.2 Estructura De Modelado De Pequeños Generadores Eólicos	56
4.3 Modelo Del Rotor	56
4.4 Modelo Del Sistema De Generación	58
4.5 Rectificador, Convertidor Elevador E Inversor	62
4.6 Sistema De Control	68
4.7 Control Del Convertidor Del Lado Del Generador	70
4.8 Control De Potencia	74
4.9 Control Del Convertidor Del Lado De La Red (Inversor)	75
4.10 Sistema De Protección	77
4.10.1 <i>Sistema De Protección Interno De La Turbina Eólica</i>	77
4.10.2 <i>Sistema De Protección Hacia La Red</i>	79
4.11 Consideraciones Respecto Al Modelado Y Simulación	82
4.12 Simulación Y Precisión De Modelado Requerida	82
4.12.1 <i>Tipos De Simulación</i>	83
4.12.2 <i>Caso De Estudio: Modelado Y Validación De Un Aerogenerador De 600 W</i>	85
4.13 Conclusiones	93
Referencias	94
5 Interconexión De Sistemas De Generación Distribuido: Microgeneración Eólica	96
<i>Andrés Felipe Esteban; Álvaro Zambrano Pinto; Javier Rosero García.</i>	
5.1 Introducción	96
5.2 Integración de recursos distribuidos a la red eléctrica	97
5.3 Gestión de Información en Recursos Energéticos Distribuidos	104
5.4 Características del inversor para la prestación de servicios	107

5.5 Control de la tensión	108
5.6 Control de factor de potencia	108
5.7 Control de potencia reactiva	108
5.8 Respuesta de frecuencia primaria	109
5.9 Casos de uso en Recursos Energéticos Distribuidos (DER)	109
5.9.1 Pronóstico de demanda	109
5.9.2 Aislamiento de fallas mediante islas	111
5.9.3 Secuencia Blackstart en una subestación	112
5.9.4 Casos de uso en Baterías	113
5.9.5 Funciones de automatización de distribución avanzada (ADA)	114
5.10 Conclusiones	115
Referencias	115
6 Interconexión a redes de potencia	117
<i>Luis C. Pérez; Gina Idárraga-Ospina; Sergio Raúl Rivera.</i>	
6.1 Introducción	117
6.2 Red Eléctrica	118
6.3. Sistemas de Generación Distribuida	118
6.3.1. Tecnologías de sistemas de generación distribuida	120
6.3.2 Energía Eólica	120
6.3.2.1. Distribución de Weibull	121
6.3.2.2. Potencia promedio en el viento	122
6.3.3 Otras formas de energía	123
6.3.3.1 Energía Solar	123
6.3.3.2. Sistema de almacenamiento de energía	126
6.3.3.3 Vehículo Eléctrico	126
6.4 Microrredes	129
6.5 Modelamiento de una microrred	130
6.5.1 Módulos fotovoltaicos	130
6.5.2 Turbina Eólica	133
6.5.3 Sistema de Almacenamiento de Energía	135
6.5.4 Vehículo eléctrico	136
6.6 Programación de la operación de microgeneración eólica en múltiples microrredes	137
6.6.1. Naturaleza de la función de Costo de Incertidumbre	137
6.6.2. Modelación polinómica y cuadrática de la función de costo de incertidumbre	137
6.6.3. Programación de la operación de microrredes múltiples, comparación entre generación tradicional y microgeneración eólica	138
6.7. Conclusiones	144
Referencias	144
7 Normatividad para micro aerogeneradores	145
<i>Luis C. Pérez Guzmán; Angel Manuel Sanchez; Gina Idárraga Ospina; Andrés Romero Quete</i>	
7.1 Introducción	145
7.2 Normativa técnica y requerimientos de conexión de pequeños aerogeneradores a la red	145

7.2.1 Estándar Internacional IEEE Std 1547-2018	146
7.2.2 Estándar Internacional: IEC 61400-2	150
7.2.3. Argentina: “AEA 92559, Partes 1 y 3: Redes eléctricas inteligentes”	152
7.2.3.1 Requerimientos de los generadores	152
7.2.3.2 Requerimientos de operación	154
7.2.3.3 Verificación	155
7.2.4 Colombia: “Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE”	155
7.2.4.1 Conocimiento del recurso energético disponible	156
7.2.4.2 Aspectos técnicos y regulatorios	156
7.2.4.3 Calidad del producto eléctrico	157
7.2.4.4 Otros requerimientos técnicos generales definidos en el RETIE vigente	158
7.2.5 Estados Unidos de Norte America: “National Electrical Code® (NEC®)”	158
7.2.5.1 Tensión Máxima	160
7.2.5.2 Dimensionamiento y corriente del circuito	160
7.2.5.3 Protección contra sobrecorrientes	160
7.2.6 España: norma UNE 217002	161
7.3 Leyes y regulaciones en países de Iberoamérica para el aprovechamiento del recurso eólico distribuido	162
7.3.1 Argentina	162
7.3.2 Colombia - Resolución CREG 174 de 2021	167
7.3.3 Chile	167
7.3.4 Ecuador - ARCERNNR-001/2021 y ARCERNNR-002/2021	169
7.3.5 Uruguay	173
7.3.6 España	175
7.3.7 Cuba	177
7.3.7.1 Generación distribuida	177
7.3.7.2 Medición neta (tarifas)	178
7.3.8 Panamá	179
7.3.8.1 Tarifas	179
7.3.8.2 Capacidad instalada	181
7.3.9 Puerto Rico	182
7.3.9.1 Tarifas y entes involucrados	182
7.3.10 Bolivia	183
7.3.11 México	186
7.3.11.1 Generación distribuida – Marco Regulatorio	186
7.3.11.2 Esquema de Generación Distribuida	187
7.3.11.3 Precio Marginal Local (PML)	187
7.3.11.4 Subsidio	187
7.3.11.5 Parques eólicos (Gran escala)	188
7.3.12 República Dominicana	189
7.3.12.1 Rangos de potencia	189
7.3.12.2 Medición neta (tarifas)	189
7.3.13 Portugal	192
7.4 Conclusiones	193
Referencias	194

Colaboradores

Gina María Idárraga Ospina, nació en Nariño, Colombia, en el año 1979. En el año 2002 recibió su título de Ingeniería Eléctrica por la Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín. Posteriormente, obtuvo su título doctoral en la Universidad Nacional de San Juan, Argentina in 2007. Desde Enero de 2008 se desempeña como Profesor Investigador Titular A en la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica (FIME) de la Universidad Autónoma de Nuevo León, Monterrey, México. Es profesora invitada en la Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg. Ha dirigido tesis de Maestría y Doctorado así como, proyectos terminales de licenciatura. Cuenta con desarrollos tecnológicos vinculados con empresas, tales como VIAKOM, SISAMEX, PROLEC G.E., WEG, entre otras. Tiene publicaciones en revistas indexadas y de difusión. Además, ha participado en diferentes foros y congresos nacionales e internacionales. Actualmente es miembro de la IEEE y pertenece al Sistema Nacional de Investigadores de México en el Nivel 1. Sus áreas de interés incluyen simulación y modelado de fenómenos transitorios, análisis de descargas parciales, gestión de activos, procesamiento de señales y optimización de redes inteligentes. Email: gina.idarragasp@uanl.edu.mx

Andrés Romero Quete, nació en Bogotá, Colombia, en el año 1978. En el año 2002 recibió el grado de Ingeniero Electricista de la Universidad Nacional de Colombia (UNC), y en el año 2009 el grado de Doctor en Ingeniería Eléctrica, en el Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan (IEE-UNSJ-CONICET), Argentina. Fue coordinador de ensayos eléctricos en el Laboratorio de Ensayos Eléctricos Industriales, Fabio Chaparro, LABE-UNC, hasta el año 2003, en donde adquirió amplia experiencia técnica y profesional en ensayos eléctricos de alta tensión. Fue poseedor de una beca de investigación, por 4 años, del Servicio de Intercambio Académico Alemán (Deutscher Akademischer AustauschDienst - DAAD) para adelantar estudios de doctorado en el IEE-UNSJ-CONICET, en donde realizó investigaciones en el área de análisis de armónicos en sistemas eléctricos de potencia. Parte de la tesis doctoral fue realizada en la University of Applied Sciences, Giessen-Friedberg, Alemania, en calidad de investigador invitado. Posteriormente obtuvo una beca posdoctoral de dos años, por parte del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas, CONICET, para realizar el proyecto de investigación: “Gestión Óptima de Activos en Sistemas Eléctricos de Potencia”. Actualmente es docente, investigador y consultor del IEE-UNSJ-CONICET y miembro de la Carrera del Investigador Científico y Tecnológico del CONICET. Sus temas de investigación son: Gestión de Activos Eléctricos, Movilidad Eléctrica, Calidad del Producto Eléctrico y Análisis del Funcionamiento de Sistemas de Suministro de Energía Eléctrica. Email: aromero@iee-unsjconicet.org

Jesús Riquelme, nació en Las Palmas de Gran Canaria, aunque desde muy pequeño se crio en La Línea de la Concepción (España). Obtuvo el título de Ingeniero industrial y el de doctorado por la Universidad de Sevilla (1999). Desde 1994 ha sido profesor a tiempo completo en el Departamento de Ingeniería Eléctrica en la Universidad de Sevilla. En la actualidad es Catedrático de Universidad y durante más de 10 años ha ejercido como secretario y Jefe del Departamento. En lo que respecta a actividades de investigación, es coautor de cerca de 100

publicaciones en libros y revistas internacionales incluidas en el SCI, y de más de 50 ponencias en congresos, así como de numerosos documentos técnicos y memorias para el sector eléctrico. He participado como investigador o director en más de una centena de proyectos de investigación con financiación pública o del sector eléctrico. Fruto de estos proyectos son diversas herramientas y dispositivos utilizados por varias empresas del sector eléctrico español, tales como análisis de estáticos de seguridad de redes eléctricas, mecanismos de asignación de peajes y pérdidas en el Nuevo Marco Regulatorio Español, caracterización de la demanda de los consumidores, optimización de los sistemas eléctricos, planificación óptima de parques eólicos, etc. Ha impartido diversos cursos y conferencias invitadas a diversas empresas relacionadas con el sector eléctrico. Es revisor habitual de publicaciones científicas en revistas y congresos internacionales de prestigio. Asimismo, colabora habitualmente en la evaluación de proyectos de investigación presentados al Ministerio de Ciencia y Tecnología español. También he sido colaborador de las agencias para la Calidad del Sistema Universitario de Castilla y León y de la Agencia de Calidad y Prospectiva Universitaria de Aragón. Por último, es fundador y copropietario de la spin-off de la Universidad de Sevilla INGELECTUS. Email: jsantos@us.es

Carlos V.M. Labriola, Nacido en Paraná, Entre Ríos, sus estudios primarios y secundarios los realizó en Buenos Aires y se recibió de Técnico en electrónica para luego estudiar en la Universidad de Buenos Aires recibiendo de Ingeniero Electromecánico. Realizó una Maestría en Energía Renovable y Medio Ambiente, en la Universidad de Reading, Reino Unido recibiendo en diciembre el 2000, Además en el año 2005 realizó una Especialización en Gestión e Ingeniería del Mantenimiento. Fue profesor regular en la FIUNCo desde 1988 al 2020, y creo en el 2001 la Asignatura Energía renovable y Medio Ambiente para todas las carreras de Ingeniería. Fue profesor regular en la Facultad Regional Neuquén, Plaza Huincul desde 2001 al 2010, creando en 2005 la Primera Tecnicatura en Energía Renovable y medio ambiente de la Argentina, dando las bases curriculares para las que se crearon luego. También fue profesor viajero regular en la Universidad Nacional de la Patagonia Austral (UNPA) de Santa Cruz desde 2010 al 2020. Tiene publicados mas de 50 trabajos relativos a el uso y aplicaciones de distintas fuentes de energía renovable, 6 capítulos de libros de estudios y proyectos de energía solar y eólica y es consultor internacional en Energía Renovable (Colombia, Panamá, Honduras, Irlanda, España, etc.). En el año 2021 recibió el Premio a Pionero en las Fuentes de Energía Renovable en el Congreso Mundial de Energía Renovable realizado en Lisboa, Portugal, por haberse dedicado a esta temática por mas de 25 años. Email: carloslabriola54@yahoo.com.ar

Bruno López, Msc. Ing. Bruno López es Ingeniero Industrial Mecánico de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República (UdelaR - Uruguay) y obtuvo su título en 2014. Posteriormente realizó sus estudios de maestría en Mecánica de los Fluidos Aplicada en la misma universidad, y obtuvo su título de Magíster en el año 2018. Actualmente es estudiante de doctorado en el programa de Ingeniería de la Energía (UdelaR), y trabaja como docente e investigador en la Facultad de Ingeniería (UdelaR) en la ciudad de Montevideo, Uruguay. Durante sus estudios de posgrado realizó estadias de investigación en diversos centros, entre los que se destacan el Laboratory of Multiscale Studies in Building Physics del centro de investigación EMPA en la ciudad de Zúrich (Suiza) y el Chair of Wind Energy de la Universidad Técnica de Múnich (TUM), Alemania. Su principal área de investigación es la Mecánica de los Fluidos Computacional, que consiste en el modelado numérico de procesos físicos en los que intervienen fluidos, mediante el empleo de códigos CFD. Entre los procesos físicos estudiados por Bruno se destacan los flujos en entornos urbanos y la extracción de energía mediante aerogeneradores. Email: brunolop@fing.edu.uy

Gastón Orlando Suvire, obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ) en 2002. Obtuvo el Doctorado en Ingeniería Eléctrica en la misma universidad en 2009, realizando parte del mismo en el Instituto COPPE de la Universidad Federal de Rio de Janeiro en Brasil. Realizó una estadía de investigación en el Pacific Northwest National Laboratory - Department of Energy (Estados Unidos) en 2017. Desde el año 2019, el Dr. Suvire es Director del área de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto de Energía Eléctrica / UNSJ-CONICET. Actualmente, es profesor en el Instituto de Energía Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la UNSJ e investigador con el CONICET. Miembro Senior IEEE. Su área de trabajo incluye métodos de simulación, dinámica y control de los sistemas de potencia, diseño y modelado de electrónica de potencia, y la aplicación de generación eólica y almacenadores de energía en sistemas de potencia. Email: gsuvire@iee-unsjconicet.org

Maximiliano Martínez, es profesor en el campo de la ingeniería eléctrica y electromecánica y director de los programas de posgrado en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), e investigador adjunto del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), Argentina, donde también ocupa diversos cargos académicos y de gestión. El Dr. Martínez se graduó como Ingeniero Electromecánico en la UNSJ, Argentina, en 2007 y recibió su título de PhD en Ingeniería Eléctrica (con distinciones) en la misma universidad en 2014. Realizó parte de su PhD en la Universidad Federal de Rio de Janeiro. En 2014 realizó un Posdoctorado en Ingeniería Eléctrica en “Dimensionamiento y ubicación óptimos de sistemas de almacenamiento de energía para mejorar la integración de energías renovables en sistemas eléctricos”. El Dr. Martínez ha participado en diversos proyectos nacionales e internacionales y en consultoría de alto nivel en sistemas eléctricos de potencia con agencias gubernamentales y empresas privadas. Ha colaborado con investigadores universitarios y de la industria en Argentina y en el extranjero, supervisando a investigadores y estudiantes de posgrado. Sus actividades de investigación incluyen el análisis, modelado y operación de microrredes eléctricas y sistemas de potencia que incluyen recursos de energía renovables y sistemas de almacenamiento. Email: mmartinez@iee-unsjconicet.org

Sergio Raúl Rivera, es profesor Asociado del Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Colombia. Actualmente coordina los programas de Maestría en Ingeniería Eléctrica y Doctorado de ingeniería eléctrica en la misma Universidad. Lidera el grupo de trabajo de Inteligencia Computacional Aplicada al Sector Eléctrico, del grupo de investigación EMC-UN. Al mismo tiempo ha sido invitado como profesor e investigador en las siguientes universidades: University of Florida (con una Beca Fulbright), Technical University of Dortmund, Alemania (Gambrinous Fellowship y Beca DAAD estancia de investigación para científicos), y Ruhr University, Alemania (VIP program, Visiting International Professor). Realizó dos postdoctorados en el área de control y coordinación de microrredes en Massachusetts Institute of Technology, USA, y Masdar Intitute of Science and Technology, en los laboratorios de Investigación en Mecatronica (MRL at MIT) y LIINES (Laboratory for Intelligent Integrated Networks of Engineering Systems), respectivamente. Email: sriverar@unal.edu.co

Ernesto Vázquez Martínez, se graduó de Ingeniero en Electrónica y Comunicaciones y obtuvo su Maestría y Doctorado en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Autónoma de Nuevo León, México. El Dr. Vázquez ha participado más de 100 cursos de capacitación para ingenieros de diversas empresas eléctricas de México, Centro

y Sudamérica. Es autor o coautor de 125 artículos científicos, y ha presentado 90 ponencias en congresos nacionales e internacionales; a la fecha ha graduado 33 estudiantes de licenciatura y posgrado, es coautor de una patente de una protección adaptiva de sobrecorriente y una patente de protección diferencial de transformadores. Desde 1996, el Dr. Vázquez es Profesor Investigador de la Universidad Autónoma de Nuevo León. Ha realizado 6 estancias de investigación, entre las que se destacan las realizadas en la Universidad de Manitoba, Canadá, en 2001, y en la Universidad de Alberta, Canadá, en 2012. Desde 2002 es presidente del Comité Organizador del Simposio Iberoamericano sobre Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia (www.sipsep.org). Sus áreas de investigación son la protección de sistemas eléctricos de potencia y la aplicación de técnicas de Inteligencia Artificial en la operación y control de redes eléctricas. Actualmente es Nivel 1 en el Sistema Nacional de Investigadores. Email: evazquezmtz@gmail.com

René Galindo Orozco, recibió el título de Ingeniero en Industrial en Eléctrica del Instituto Tecnológico de Pachuca en México en 1991, y el grado de Maestría y Doctorado en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica (Control Automático) del Centro de Investigaciones y Estudios Avanzados del IPN en México en 1994 y 2000, respectivamente. Desde 2001 es profesor titular de la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica de la Universidad Autónoma de Nuevo León en México. Realizó estancias de investigación posdoctorales y sabáticas en el Institut de Recherche en Communications et Cybernétique de Nantes en Francia, y en la Universidad de Bath en Reino Unido en 2003 y 2015, respectivamente. Pertenece al Sistema Nacional de Investigadores de México. Su interés de investigación incluye análisis y control de sistemas lineales, de sistemas modelados por gráficas de ligadura, basados en pasividad y de sistemas con variación paramétrica multiafín variante en el tiempo, control robusto H-infinito, control óptimo, desacoplamiento de entrada/salida, modelado, estructura de sistemas lineales, con aplicaciones principalmente a sistemas electromecánicos. Ha supervisado a estudiantes de maestría y doctorado, ha impartido varios cursos en licenciatura y posgrado, y es coautor de varios artículos en revistas y congresos sobre estos temas. Email: RENE.GALINDOORZ@uanl.edu.mx

Javier Rosero García, Profesor Titular, Universidad Nacional de Colombia, Director del Grupo de Investigación: Electrical Machines & Drives, EM&D. Nació en Potosí, Colombia en 1978. Recibió el grado de ingeniero electricista de la universidad del Valle, Cali – Colombia en 2002, Entre 2002 y 2004 trabajó en mantenimiento y construcción de sistemas de potencia y subestaciones en Bogotá, Colombia. En 2007 recibió el grado de doctor de la Universidad Politécnica de Cataluña en Barcelona y la maestría en administración de la Universidad Nacional de Colombia en 2020. El Dr. Rosero recibió el premio IEEE AESS Harry Rowe Mimno award for excellence in Technical communications for 2007 from Aerospace and Electronic Systems Society (AESS) IEEE 2007 y IEEE Senior Member en 2020. IEEE Senior Member. De 2007 a 2009, trabajó en Asea Brown Boveri (ABB), Barcelona como Service Product Manager en soporte técnico de máquinas eléctricas y drives para el sector industrial y generación eólica. Desde el año 2010 trabaja como Profesor Titular en el departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, D.C. Ha realizado más de 80 publicaciones en revistas y congresos IEEE. Es miembro del Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, IEEE, International Society of Automation, ISA. Cuenta con más de 10 años de experiencia de modelamiento, simulación y control de máquinas eléctricas y drives, movilidad eléctrica y Smart grids. Email: jaroserog@unal.edu.co

Luis Carlos Pérez Guzmán, obtuvo el título de Ingeniero Mecánico Eléctrico (IME) de la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica (FIME) de la Universidad Autónoma de Nuevo León (UANL) en 2012. Posteriormente realizó sus estudios de Técnico Electricista Industrial en la Escuela Mexicana de Electricidad (EME) obteniendo su título en 2014. En 2016 concluyó la carrera de Técnico Superior en el Área de Energías Renovables en la Universidad Tecnológica de Escobedo (UTE). Obtuvo la Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica en la UANL en 2022. Cuenta con una experiencia laboral de 7 años en el cual desempeñó actividades de análisis de equipos y proyectos eléctricos en empresas como Grupo MARRO y PROYDECSA, siendo este último encargado del área como Ingeniero de Proyectos Eléctricos. Su área de trabajo incluyó análisis estáticos y dinámicos de motores y transformadores eléctricos, diseño y mantenimiento de subestaciones. Actualmente, es estudiante en la FIME de la UANL, cursando el Doctorado en Ingeniería Eléctrica. Email: luis.perezgm@uanl.edu.mx

Angel Manuel Sanchez, de nacionalidad Argentino Nativo, nació en Bochum, Alemania en el año 1989. En el año 2014 recibió el grado de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ). En el año 2015, obtuvo una beca interna doctoral inicial del MINCyT, y posteriormente, en el año 2018, una beca doctoral de finalización de CONICET. En el año 2021 se graduó como Doctor en Ingeniería Eléctrica, en el Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan (IEE-UNSJ-CONICET), Argentina. Actualmente se desempeña como becario postdoctoral del CONICET en el IEE-UNSJ-CONICET y como docente e investigador en la UNSJ. Sus temas de investigación son: Gestión de Activos Eléctricos, Optimización, Movilidad Eléctrica, y Análisis del Funcionamiento de Sistemas de Suministro de Energía Eléctrica. Email: asanchez@iee-unsjconicet.org

Andrés Felipe Esteban Bautista, ingeniero electricista y estudiante de maestría en automatización industrial de la Universidad Nacional de Colombia con énfasis en sistemas de monitoreo y control. Temas de interés en automatización de procesos, diseño de instalaciones, flujos de potencia, análisis de datos y gestión de activos. Experiencia como investigador auxiliar en un proyecto de gestión de activos en Sistemas de Almacenamiento con Baterías con el Grupo de Energía de Bogotá y la Universidad Nacional, 2021. Actualmente, se desempeña como ingeniero auxiliar en la interventoría de pilotos de telegestión en alumbrado público desde septiembre de 2021.

Álvaro Zambrano Pinto, Ingeniero de investigación en grupo EM&D, Ms.C en ingeniería eléctrica en la Universidad Nacional de Colombia, Ingeniero eléctrico de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Areas de interés: eficiencia energética, unidades de medición fasorial, integración de energías renovables.

1

INTRODUCCIÓN

Gina Idárraga, Andrés Romero, Jesús Riquelme

Este libro es un producto de la *Red Iberoamericana para el desarrollo y la integración de pequeños aerogeneradores eólicos*, la cual tiene entre sus objetivos apoyar la escritura y diseño de normativas, regulaciones y políticas de incentivo adaptables a los países iberoamericanos, las cuales sirvan para promover Pequeñas y Medianas Empresas (PYMES) fabricantes de micro aerogeneradores, y así acelerar su aprovechamiento en las redes eléctricas. Así mismo, el propósito es apoyar proyectos de investigación consorciados para desarrollar métodos analíticos, procedimientos de ensayo, software, modelos eléctricos, etc., que permitan simular y estudiar los impactos de la generación micro-eólica en Iberoamérica.

La red **MICROEOLO** (718RT0564), se creó en 2018 bajo el auspicio del Programa Iberoamericano de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo (CYTED). Esta red está formada por 17 grupos de investigación, con más de 100 integrantes de 12 diferentes países de Iberoamérica.

El objetivo actual de esta red es, crear un espacio formal para fomentar el desarrollo y la investigación en generación de electricidad a pequeña escala, empleando el recurso eólico, renovable y gratuito. A partir de la experiencia previa de los grupos se ha trabajado en cuatro áreas principales de investigación: modelado del viento en entorno urbano, desarrollo de prototipos de micro turbinas eólicas, análisis de impactos de la penetración de generación renovable distribuida en la red eléctrica y diseño de políticas energéticas en países de Iberoamérica. Fruto de esta labor a largo de estos últimos años se han desarrollado multitud de cursos, workshops y ponencias que han permitido despertar el interés de la generación mini eólica en el mercado del autoconsumo.

Este libro sintetiza parte de la labor realizada, pero evidentemente no la contiene en su totalidad, pues el libro no alcanza a recoger los lazos de colaboración que se han establecido entre los distintos grupos, ni todos los participantes que han colaborado durante estos 4 años en el establecimiento de la red. Entre ellos se pueden mencionar Susana Prado, Santiago Torres, Eduin Garcia, David Romero Quete, Cristóbal Samudio Carter, Wilfredo Flores, Andrea Pinzón, Juan Carlos Agotegaray, Gabriel Usera y Martín Draper, que con su estimable colaboración han permitido el nacimiento y desarrollo de la red y que forman parte del futuro de la misma.

En los últimos años se ha producido un auge importante de la generación distribuida de electricidad a pequeña escala, orientada al autoconsumo, principalmente de carácter fotovoltaico. No obstante, en sitios donde la irradiación solar es baja o como complemento a la generación fotovoltaica, la generación minieólica empieza a despegar, aunque al día de hoy la inversión inicial en una instalación minieólica es más elevada que en una

fotovoltaica. Los retos actuales son importantes, como son el aumento de la eficiencia de las turbinas, el desarrollo de software que permita a los instaladores y los clientes conocer el potencial eólico de su instalación, y la reducción de los costes de instalación, por mencionar algunos.

Por tanto, lo realizado hasta la fecha no es el fin de una actividad sino el inicio y la base de lo que está por venir, pues los retos son importantes. Por ello como grupo, confiamos en que las alianzas establecidas durante estos años continúen dando sus frutos, desarrollando de esta manera acciones conjuntas que propicien que la generación minieólica, dentro del contexto del autoconsumo, sea cada vez más importante en la sociedad actual.

Este primer capítulo describe, a grandes rasgos, el contenido del libro, los colaboradores y apoyos recibidos para realizarlo. El segundo capítulo presenta las microturbinas eólicas para ambientes urbanos, desarrollando los detalles requeridos para comprar e instalar un turbina eólica. Se describen los aspectos necesario para seleccionar y dimensionar la turbina en correspondencia con el recurso eólico disponible en el lugar de instalación.

En el tercer capítulo se aborda la revisión del estado del arte en el estudio del campo de velocidad de viento en entornos urbanos, con el objetivo específico de evaluar el potencial de generación de energía a partir del recurso eólico.

El cuarto capítulo se expone el modelado de diferentes sistemas de generación para pequeños generadores eólicos. En dicho capítulo se clarifican lo modelos del sistema eléctrico, electrónico y de control. Se describen las diferentes partes para el modelado de una pequeña turbina eólica. Se presenta el modelo del rotor de una turbina eólica y los modelos de los diferentes sistemas de generación eléctrica que se acoplan a una pequeña turbina eólica. Se exponen los distintos sistemas de control que se aplican a las pequeñas turbinas eólicas así como los aspectos de protección de los pequeños generadores eólicos. Finalmente, se presentan consideraciones generales respecto al modelado y simulación de pequeños generadores eólicos, cerrando con un caso de estudio de modelado y validación de un aerogenerador.

En el quinto capítulo se presenta la integración de sistemas de generación distribuidos como los sistemas de Micro-Generación Eólico. Se presenta además el comportamiento y normatividad aplicada para conexión a red de sistemas de generación distribuidos, requerimientos técnicos y de gestión de datos de DER para su integración activa en la red eléctrica de distribución.

En el sexto capítulo se definen los términos referentes a la red eléctrica, tales como el sistema de generación distribuida y las microrredes, haciendo especial referencia a su estructura, a los diferentes elementos que los componen, y a las energías renovables asociadas a la misma. En concreto el capítulo se centra en la integración de diferentes sistemas de generación de energía a la red actual con los dispositivos adecuados y el impacto que estos ocasionan en el sistema eléctrico de potencia.

Finalmente, en el séptimo capítulo se presenta y analiza la normatividad existente para integración de pequeños aerogeneradores a nivel residencial y hacia la red eléctrica. Se exponen las leyes que generan incentivos para aprovechamiento del recurso eólico.

En definitiva los capítulos describen las Mini-Micro eólicas como parte de las instalaciones de usuarios-generadores de energía, complementando otras fuentes renovables (solar, microhidráulica, biogás, etc.) y

ampliando la disponibilidad de energía eléctrica para los emprendimientos basados en energéticos renovables, sobre todo en ambientes urbanos, así como en ambientes residenciales semi-rurales y rurales.

La importancia de esta integración de distintas fuentes de energía renovable es que en el cercano futuro permita la reducción del uso de combustibles fósiles, sobre todo carbón e hidrocarburos líquidos, permitiendo alcanzar una sustentabilidad en la producción de energía eléctrica.

Especial agradecimiento a los amigos, colaboradores y todos aquellos miembros de la red que hicieron posible la realización de este trabajo.

2

MICROTURBINAS EÓLICAS PARA AMBIENTES URBANOS

Carlos V. M. Labriola

2.1 Consideraciones del estudio del recurso en sitios rurales y urbanos.

El comportamiento del viento en sitios rurales es muy diferente a los sitios urbanos y por ello se deben tener las siguientes consideraciones, recomendaciones y criterios de selección del lugar:

- Los parámetros del recurso eólico que requeridos para un lugar en general donde se hará la instalación de un turbina eólica deben ser:
 - La velocidad media del lugar a 10m de altura (o meteorológica) de dos lugares cercanos (menos de 10km del lugar), si es serie de mediciones meteorológicas de 20 años mejor, sino por lo menos los últimos 5 años.
 - Velocidad del viento a la altura del eje del rotor eólico a instalar (calculada o medida con torre adecuada por un año por lo menos).
 - Perfil de vientos, en el lugar calculado por modelo matemático potencial o logarítmico.
 - Rosa de vientos del lugar a instalar a la altura de eje del rotor eólico y de otro lugar cercano.
 - Rosa de vientos energética del lugar a la altura de eje de rotor eólico.
 - Índice de turbulencia a 10 m de altura y si se puede a altura de eje del rotor eólico (ver figura 2.1).
- Respecto de lo anterior, en caso de haber varios lugares rurales posibles de instalación, se debe elegir el de mayor velocidad media a la altura del eje del rotor con menor índice de turbulencia posible.
- En un sitio urbano particularmente donde hay edificios (de 10 a 15 pisos), dispuestos en manzanas de aproximadamente 100mx100m, los obstáculos son los mismos edificios y más abajo las arboledas de vereda si es que existen.
- Para un lugar dado no siempre coincide el mejor viento en ese lugar, por ej.: caso de lugar en hondonada, valle o zona baja zona reparada por las alturas que la rodean donde habrá mejor viento.

Parámetros	Clase I	Clase II	Clase III	Clase IV
$V_{ref}(m/s)$	50	42.5	37.5	30
$V_{anual}(m/s)$	10	8.5	7.5	6
σ/V turbulencia	0.17	0.17	0.17	0.17

- V_{ref} es el valor máximo de la velocidad promedio del viento en un intervalo de 10 minutos, que estadísticamente ocurre una vez cada 50 años.
- V_{anual} es la velocidad media anual a la altura del eje de la turbina.
- σ/V es la intensidad de turbulencia máxima en un intervalo de 10 minutos.

Figura 2.1: Clases de Turbinas según norma IEC.61400-1[1]

Referencias de figura 2.1.:

Rectángulo rojo: para zonas de sur de Bs. As., norte de La Pampa y toda la Patagonia

Rectángulo verde: todo el resto del país en general

En un sitio urbano los edificios son los obstáculos principales y las áreas de instalación son las terrazas de poca superficie. Los bordes de las mismas y tanques de agua suelen generar vórtices en las alturas de interés para la instalación. La determinación de el mejor lugar de vientos para la turbina en el tope de un edificio requiere las siguientes etapas y pautas:

- A partir de datos del viento en el lugar, para un sitio urbano es muy relevante realizar estudios con modelos prácticos en túneles de viento para obtener los parámetros de comportamiento del viento en el edificio en estudio, y verificar datos y resultados mediante estudios de CFD apropiados. Luego se realizó una realimentación de datos y parámetros de lo experimental a la simulación y viceversa, perfeccionando el modelo del edificio a aplicar energía eólica. En la figura 2.2 se aprecia un modelo de edificio probado en túnel de viento con catavientos, los cuales detectan la zona libre de turbulencia (poca vibración) entre 7 y 10 m de altura por encima de la terraza.

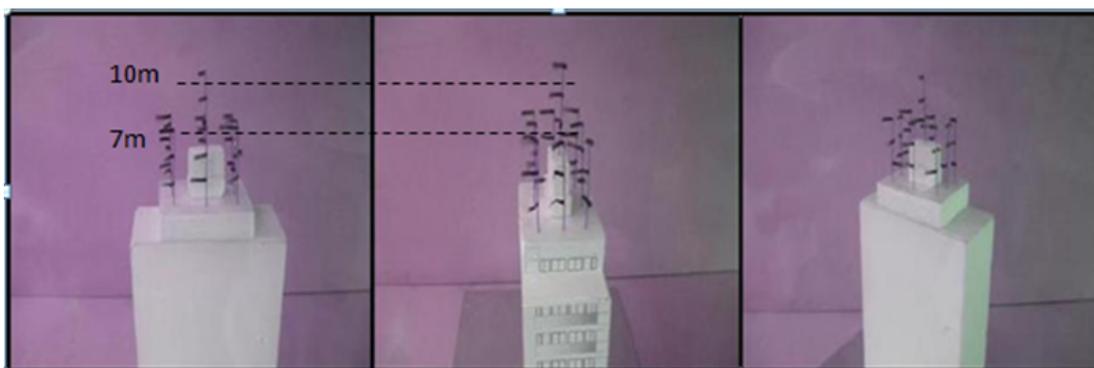


Figura 2.2: Detalle de modelo en túnel de viento con catavientos que permite ver zona libre de turbulencias en una terraza de edificio de 12 pisos en Argentina. [2]

- Luego de realizados los estudios anteriores se obtiene el rango de alturas sobre la terraza y distancia de los bordes de la misma para ubicar la turbina libre de turbulencias. En la figura 2.2 es entre 7 y 10m sobre el tanque de reserva de agua.
- Como se verá no se recomienda el uso de turbinas de eje horizontal por la necesidad de orientación, torre en altura, mayor ruido, etc. Por ello se recomienda el uso de turbinas eólicas tipo Darrieus en sus distintos tipos H, Troposkien o Helicoidales.
- En lugares donde el viento predomina en una dirección $\pm 15^\circ$, ciertos tipos de turbinas con difusor o Darrieus helicoidales con eje dispuesto horizontalmente, se pueden instalar en techos o cornisas en una posición fija tal que reciban el viento en dicha dirección (Ver figura 2.5).
- Para el caso de barrios residenciales, no solo se deben tener en cuenta los obstáculos existentes, sino también posibles a futuro (edificios posibles de construir y bosques o plazas arboladas en crecimiento a menos de 100m de distancia, etc.) ya que en el corto o mediano plazo la turbina eólica se verá afectada por el flujo vorticial generado por el obstáculo.

2.2 Estado del Arte de Micro-Eólicas. Tipos, formas, aspas, perfiles y clasificación:

Se han ideado muchas formas de turbinas eólicas: de eje horizontal, de eje vertical, de efecto Magnus (rotores cilíndricos verticales), fijas con difusor, etc. Nos dedicaremos solamente a las turbinas ofrecidas en el mercado y

veremos cuáles son las ventajas y desventajas de cada forma y tipo de instalación de éstas. En general predominan dos formas, las de eje vertical y las de eje horizontal, que las podemos ver en las siguientes figuras:



Figura 2.3: Turbinas de eje horizontal: de tres, cinco y seis aspas. [3]

Las turbinas de eje horizontal necesitan un sistema de orientación, que en el caso de las pequeñas turbinas este sistema es provisto por la cola, la cual puede plegarse y frenar la turbina o no, si hay otro tipo de freno. En la segunda de la izquierda de la Figura de la 2.3 se puede apreciar por la forma del soporte, que la orientación está restringida a vientos que provengan del sector izquierdo de la figura. Los topes de restricción de dirección pueden ser fuente de ruidos así como la flexión de las puntas de aspas que generan zumbido durante las ráfagas de viento. Se puede apreciar que en las figuras centrales de turbinas de 5 aspas, no están a 8 ni 5 diámetros alejadas una de otra como en las grandes eólicas, sino que a lo sumo están uno o dos diámetros. Esto es porque hay una dirección preferencial de viento limitada por los topes impidiendo que la turbulencia aguas abajo del rotor sea alcanzada por la turbina de al lado. Los sistemas de tres y seis aspas son ampliamente usados en náutica para carga de baterías de yates y veleros (figura de la derecha en Figura 2.3).



Figura 2.4. Turbinas de eje vertical: Arriba: H-Darrieus, Darrieus Troposkien, Darrieus Helicoidales. Abajo: Savonius helicoidal, Savonius recto en rodajas, Híbrida. [3]

Las turbinas Darrieus son las únicas turbinas de eje vertical consideradas rápidas (ver punto 2.3) o sea que pueden trabajar a alta velocidad del rotor con baja solidez del mismo (Solidez: superficie del rotor/área barrida), mientras que el resto de las turbinas de eje vertical con baja solidez son eólicas lentas y por lo tanto no deberían usarse en lugares con vientos V_{media} del lugar (medida a 10m de altura) mayor a 7m/s. Este es el caso de los Savonius e Híbridos (Figura 2.4), ya que su estructura debería ser reforzada para soportar vientos con ráfagas de hasta 35m/s. En caso de hacer este refuerzo, su costo puede superar al del resto de la turbina. Si comparamos las turbinas eólicas de eje horizontal y vertical [2] según sus aspectos constructivos, necesidades de controles, instalación y mantenimiento los podemos ver en la siguiente Tabla (T. 2.1).

Tabla 2.1: Comparación de turbinas de eje horizontal con las de eje vertical [2]

Eje Horizontal	Eje Vertical
Con dos o tres aspas el rotor emite ruido (zumbido) durante las ráfagas y/o durante el control de potencia.	Como trabajan a una λ menor a igualdad de potencia que las turbinas de eje horizontal, emiten menos ruido y vibraciones al edificio.
Las multi-aspas emiten menor ruido y transmiten menos vibraciones a las estructuras de los edificios, pero con aspas flexibles hay mucho zumbido.	Los rotores de las Turbinas Darrieus se hacen de variada cantidad de aspas (1 a 5 aspas), de distintos materiales (FVPR y FCPR, metálicas) y a veces en desarrollo helicoidal reduciendo la alternancia del par y potencia y las vibraciones y el ruido considerablemente.
El Cp NO es 0,4 como en las turbinas grandes sino que no supera 0,25, dado por las limitaciones de la forma constructiva de su tamaño.	
A veces es necesario limitar la orientación con topes para que operen en dirección preponderante de viento. Los topes pueden ser fuente de ruidos.	Savonius: Cp: de 0,15 a 0,2 y debe cuidarse su arriostroamiento en lugares turbulentos por alta solidez. Darrieus Cp: 0,2. A 0,25.
Las partes pesadas y móviles están en la góndola puesta en extremo de torre instalada en la terraza. Se necesitan grúas altas para instalación y a veces también para mantenimiento. Necesitan sistemas de orientación.	Las partes móviles se encuentran a nivel de piso facilitando instalación y mantenimiento. En edificios, a lo sumo, necesitan torres de 2 o 3 metros. Son omnidireccionales.
Antes de instalar las turbinas, se deben estudiar las turbulencias en la terraza del edificio. Éstas pueden reducir se vida útil de no ubicarlas fuera de la estela turbulenta y desprenderse piezas o partes durante funcionamiento.	En general estas turbinas van arriostradas con dos o tres tensores desde extremo superior del eje vertical. Hay que verificar su tensión durante mantenimientos periódicos.
Las turbinas de cornisa fijas son dispuestas con eje en posición horizontal ubicadas en cornisa con la dirección preferencial del viento. Poseen un Cp: 0,15 a 0,2 que permite incrementar la potencia instalada en mínimo espacio. (ver figura 2.5). Podrían mejorarse con difusor aumentando la v del viento de entrada.	



Figura 2.5: Turbinas para cornisa [4]

Resumiendo, las ventajas de las turbinas eólicas de eje vertical sobre las de eje horizontal son: omnidireccionalidad, menor ruido a mayor cantidad de aspas que las de eje horizontal, instalación y mantenimiento más simple dado que las de eje vertical poseen las partes más pesadas a nivel de piso, y si bien la extracción de potencia a igualdad de área barrida es menor en las Darrieus, esto se puede subsanar aumentando el área barrida (10 a 20%) hasta igualar potencias sin alterar mucho el costo del rotor.

Podemos concluir que las turbinas Darrieus-Troposkien son más fáciles de instalar y mantener, poseen menor nivel de ruido, omnidireccionales y menor impacto visual ya que parecen antenas. También se pueden usar como turbinas de cornisa (Figura 2.5 izq.), como las Banki o flujo transversal (Figura 2.5, der.).

2.3 Parámetros de las turbinas eólicas y teorías fluido-dinámicas

2.3.1. Los parámetros de las turbinas eólicas son:

Área Barrida: es el área abarcada por el rotor mientras gira. Se considera el área de captación de energía cinética por parte del rotor eólico. Para una turbina de eje horizontal el Área Barrida está en el plano de giro del rotor. Para una turbina de eje vertical el Área Barrida es la sección perpendicular al viento del volumen que el rotor describe al girar. Se mide en m^2 y su expresión es:

- Área barrida eje horizontal = $\pi \cdot D^2/4$; D: Diámetro del rotor eólico
- Área barrida H-Darrieus = H.D , H: altura del rotor; D: ancho de base del rotor
- Área barrida Darrieus-Troposkien= Área de la elipse contenida en la sección vertical al viento.
- Para el caso de los Darrieus helicoidales, el área barrida es igual a los H- Darrieus.

Coefficiente de Potencia: el Coeficiente de Potencia es la “relación entre la potencia extraída por el rotor de la turbina eólica y la potencia provista por el viento en el Área Barrida por el rotor”. Su valor es adimensional y menor que 1. En un rendimiento lo que no se extrae se pierde, por ello NO ES UN RENDIMIENTO ya que la potencia no extraída por el rotor puede ser extraída por otra turbina cercana, una vez compuesto el flujo de aire a 5 a 8 diámetros de distancia (para su expresión matemática ver teorías fluidodinámicas).

$$C_{p \text{ para única sección de área barrida}} = P_{\text{extraída por rotor}} / P_{\text{del viento}} \quad (1)$$

Coefficiente de Par: es la relación entre el par (T de torque) mecánico extraído del viento y que mueve al rotor dividido el par total que se podría obtener del viento en el área barrida (para su expresión matemática ver teorías fluidodinámicas).

$$C_{T \text{ para única sección de área barrida}} = T_{\text{extraído por rotor}} / T_{\text{proporcionado por el viento}} \quad (2)$$

Velocidad Específica (Tip Speed ratio): es la relación entre la velocidad en el extremo de aspa y la velocidad del viento en el lugar.

Su expresión es:

$$\lambda = w \cdot R / v_w \quad (3)$$

Donde: Pulsación $w = 2 \cdot \pi \cdot f$; v_w = velocidad del viento en el lugar

Solidez: es la relación entre el área neta del rotor contra el viento dividido el área barrida. Este parámetro permite clasificar los rotores eólicos en rápidos y lentos:

Su expresión es:

$$\sigma = \text{Área del rotor} / \text{Área barrida} = \text{Nro. de aspa} \times \text{Área del aspa} / \text{Área barrida} \quad (4)$$

Las turbinas lentas poseen un $\sigma \sim 1$ (Savonius) ya que el área de su rotor es casi la barrida por el mismo, en cambio las eólicas rápidas poseen un $\sigma < 0,1$ (Darrieus y eje horizontal) ya que el área del rotor es a lo sumo 10% del área barrida.

Estos parámetros nos permitirán interpretar gráficos de caracterización de las turbinas eólicas y así apreciar su funcionamiento y poder comparar turbinas con distintas performances. Por ejemplo: El siguiente gráfico de la Figura 2.6, muestra la relación entre solidez y velocidad específica para rotores de una a varias aspas de igual área barrida.

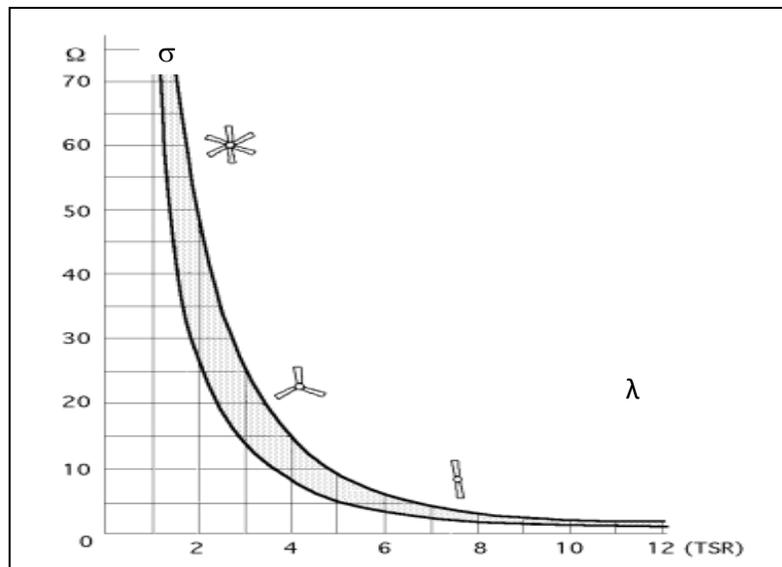


Figura 2.6: Gráfico de σ vs λ [5]

En el gráfico anterior, podemos ver que a menor cantidad de aspas el rotor gira más rápido ($\lambda > 4$) o sea que $w r \gg v_w$ y para muchas aspas (Nº aspas > 6) el rotor gira más lento (λ entre 1 y 2). O sea que en un rotores de Área barrida iguales, el Nº de aspas solo hace variar la velocidad del rotor, no aumenta ni disminuye la potencia captada por el rotor.

Respecto del siguiente gráfico, podemos apreciar la clasificación de las turbinas eólicas no solo en lentas y rápidas sino por su Coeficiente de Potencia:

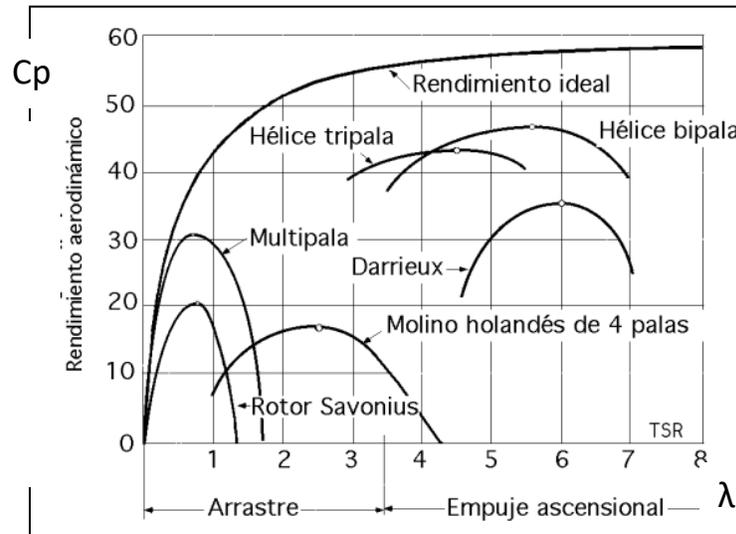


Figura 2.7: C_p vs λ [5]

En la Figura 2.7, podemos apreciar que las eólicas con $\lambda < 3,5$ poseen rotores movidos preponderantemente por las fuerzas de arrastre (eólicas lentas) y para $\lambda \geq 3,5$ los rotores se mueven casi exclusivamente por la fuerza ascensional (eólicas rápidas). Se puede ver que las únicas eólicas rápidas son las turbinas de eje horizontal de dos o tres aspas y las Darrieux de eje vertical.

Teniendo en cuenta que en la realidad para λ (ver formula), el $w.R$ varía muy poco del valor característico del rotor de la turbina, dado que el eje del rotor está siendo frenado por la carga mecánica del generador o bombeo, en cambio v_w varía grandemente con períodos del orden del minuto, como se ve en la Figura 2.8. Por ello el gráfico de C_p vs λ se lee de derecha a izquierda dado que para v_w bajas, λ es grande y viceversa.

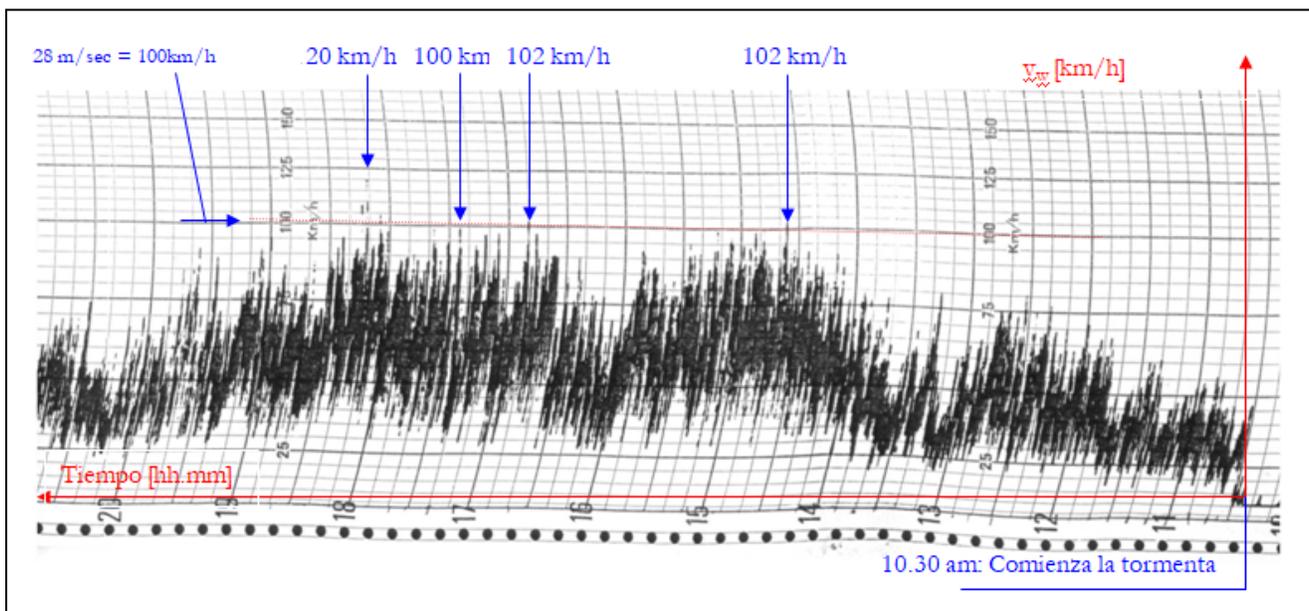


Figura 2.8: Gráfico provisto por anemómetro mecánico de tormenta de viento en Neuquén durante más de 9 horas un día de septiembre de 1988.[6]

2.3.2. Teorías Fluido-dinámicas:

Antes de entrar de lleno en las teorías fluido-dinámicas, es necesario analizar la Potencia y Energía del viento. La energía cinética de una masa de aire m que se mueve en una velocidad v se puede expresar como:

$$E = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 \quad (5)$$

Considerando cierta superficie transversal A , con la cual el aire pasa con la velocidad v , el volumen V que atraviesa durante cierta unidad de tiempo, es:

$$V = v \cdot A \quad (6)$$

El flujo de masa del fluido considerando ρ la densidad del aire es:

$$m = \rho \cdot v \cdot A \quad (7)$$

Las ecuaciones que expresan la energía cinética del aire en movimiento y el flujo de masa que acarrea la cantidad de energía que atraviesa una sección transversal por unidad de tiempo y la Potencia del viento por unidad de Tiempo son las siguientes:

$$E_{\text{viento}} = P \cdot t = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 \cdot t = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v \cdot A \cdot v^2 \cdot t = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot t \quad (8)$$

$$P_{\text{viento}} = E/t = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (9)$$

Esta última expresión hallada es muy relevante, ya que nos dice que un pequeño error en la estimación de la velocidad del viento a la altura de góndola, nos daría un error muy grande (proporcional al cubo de la velocidad de viento) de la Potencia de la turbina en el lugar y de la energía extraída durante el año. También sabiendo que:

$$P_{\text{viento}} = T \cdot w ; T : \text{par o torque}; w = 2 \cdot \pi \cdot f ; f : \text{frecuencia de giro} \quad (10)$$

Se sabe que w es dependiente de la velocidad del viento o sea que $w \sim v$ entonces:

$$T_{\text{viento}} = P/v = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^2 \cdot t \quad (11)$$

Las teorías Fluido-dinámicas respecto del comportamiento de una turbina eólica puesta en un tubo de corriente de fluido, en nuestro caso el aire, son:

- La teoría de Betz
- La teoría de Dymont-Prado

2.3.2.1. Teoría de Betz: El primer componente de una turbina eólica es el convertidor (rotor eólico) que transforma la energía cinética provista por el aire en movimiento (viento), en energía mecánica. La persona que estableció este principio es Albert Betz (figura 2.9). Entre 1922 y 1925, Betz publicó sus demostraciones basadas en la aplicación de leyes de la física elementales (teoría del disco actuador en tubo de corriente aplicando teoría de Bernoulli, ley de continuidad en fluidos, etc.), expresando que la energía mecánica extraíble de una corriente de aire que pasa por una zona determinada de sección transversal de un rotor eólico, que gira a velocidad más rápida que la del viento, está limitada a un determinado porcentaje es decir no toda la energía o potencia contenida en la corriente de aire se puede transformar en energía mecánica en el rotor.



Figura 2.9: Albert Betz, Alemania.

La teoría de Cantidad de Movimiento supone una primera aproximación sencilla al problema de un rotor inmerso en una corriente de aire y permite comprender el fenómeno de la energía que lleva el viento que pasa a través de la superficie barrida por las aspas de un aerogenerador, pero tiene sus limitaciones.

Condiciones de contorno del problema:

1. El aire es considerado como un fluido ideal sin viscosidad en todo el campo del fluido excepto en las proximidades del rotor.
2. El fluido es considerado prácticamente incompresible aunque hay una pequeña variación respecto de la atmosférica y una discontinuidad de presiones en las cercanías del rotor.
3. El viento se moverá a régimen subsónico, por tanto, la densidad podemos tomarla como constante. Además no sufrirá variación de temperatura.
4. El estudio se realizará en régimen estacionario, considerando régimen laminar antes y después del rotor. Las variables dependerán del punto de trabajo que se tome y no del tiempo.
5. No se consideran las turbulencias de la estela aguas abajo del rotor. Esta es la limitación más importante de este modelo.
6. Se considera al rotor como un disco poroso fijo, compuesto por infinitas aspas de espesor despreciable, cuya velocidad tangencial en extremo de aspa es mucho más grande que la velocidad del viento en el lugar.
7. Las magnitudes empleadas para representar las variables del fluido en una sección recta determinada del tubo de corriente considerado, son magnitudes equivalentes a su perfil de distribución a lo ancho de dicha sección considerada.

Como se vio en el inicio del punto 2.3.2, el aerogenerador transforma energía cinética del viento en energía mecánica, gracias a que incide el viento sobre el rotor produciendo la rotación de sus aspas, de tal forma que el viento sale aguas abajo del rotor, con menos velocidad tras pasar a través del área barrida A por las aspas según se puede ver en la Figura 2.10.

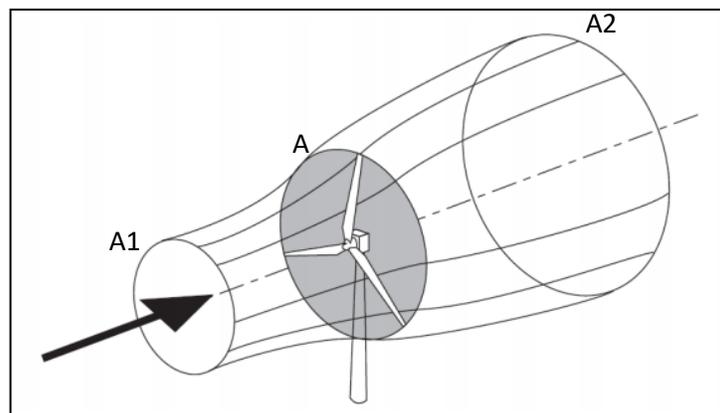


Figura 2.10: Turbina en tubo de corriente [7]

Referencias de Figura 2.10:

A1: Sección del tubo de corriente del viento libre sin influencia de obstáculos ni del rotor.

A: Área Barrida del rotor.

A2: Sección de salida del tubo de corriente luego de la acción de extracción del rotor de energía del viento.

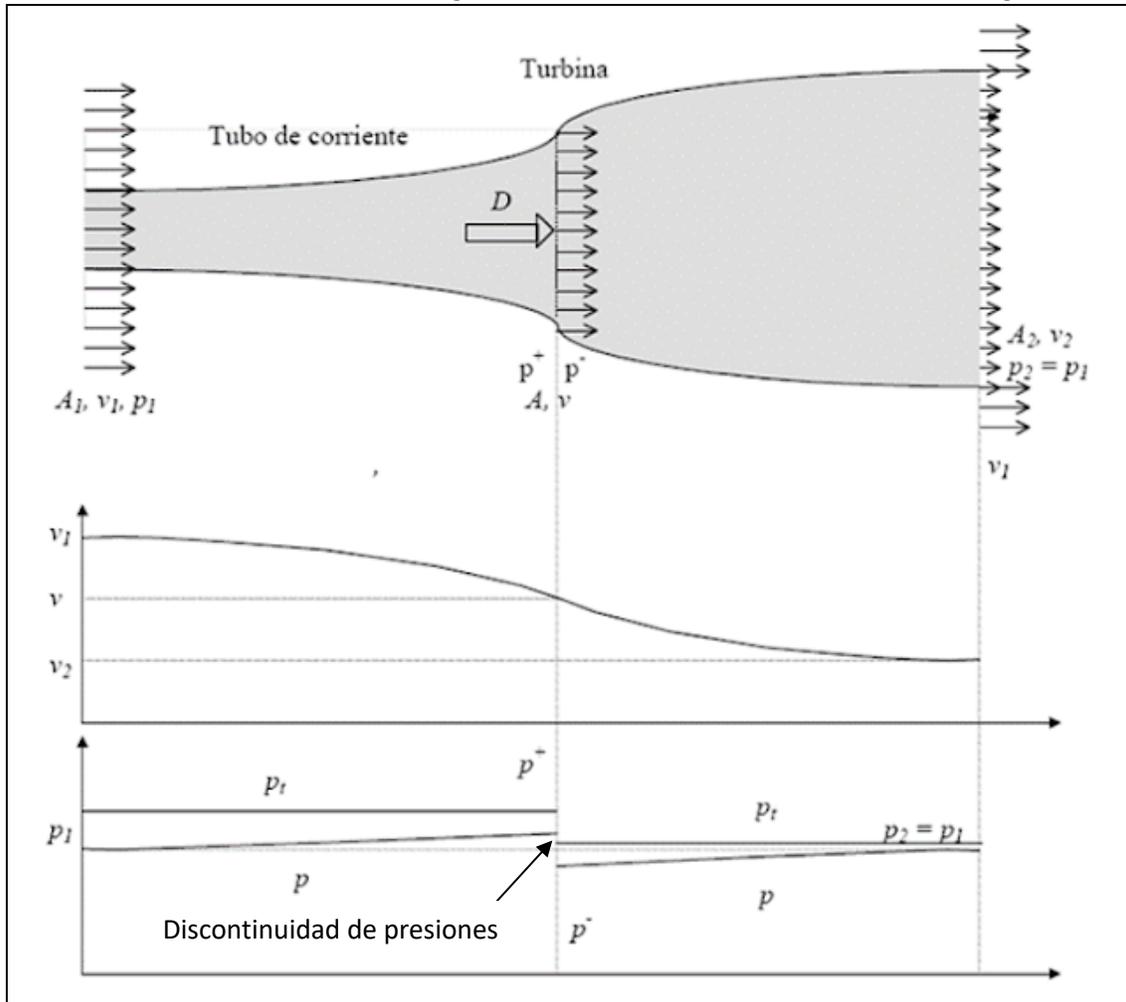


Figura 2.11: Sección del tubo de corriente (arriba), reducción de la velocidad del viento por captación de su energía cinética (centro), variación de presión en el tubo de corriente y discontinuidad de presiones en el rotor. [8]

Al reducirse la velocidad del viento, por la ecuación de continuidad del movimiento del fluido, el área transversal abarcada por la vena de viento aumenta y la presión también aumenta (p^*) antes del rotor.

La ecuación de continuidad (conservación de la masa en una vena de fluido) es:

$$A_1 \cdot v_1 = A_2 \cdot v_2 \quad (12)$$

La masa de aire por unidad de tiempo (caudal) en el disco definido por el área barrida por las aspas es:

$$G = m/t = \rho \cdot A \cdot v \quad (13)$$

La fuerza que ejerce el viento sobre el rotor es:

$$F = m \cdot a \quad (14)$$

Teniendo en cuenta (13) en la ecuación anterior

$$F = m \cdot a = (\rho \cdot A \cdot v) \cdot a/t = \rho \cdot A \cdot v \cdot v \quad (15)$$

Si consideramos un el viento antes del rotor (viento no perturbado por obstáculos) y el viento luego del rotor, teniendo en cuenta la expresión anterior podremos poner:

$$\Delta F_{1-2} = \rho \cdot A \cdot v(v_1 - v_2) \quad (16)$$

La expresión (16) será la fuerza captada por el rotor del viento que lo hace mover.

Si las presiones son:

$$p = \rho \cdot v \quad (17)$$

Entonces considerando la discontinuidad de presiones, las presiones antes (p^+) y después del rotor (p^-), la fuerza extraída del viento por el rotor combinando 16 y 17 será:

$$\Delta F = A \cdot (p^+ - p^-) \quad (18)$$

(Discontinuidad de presiones en la Fig. 2.11)

Introduciendo lo expuesto en la ecuación de Bernoulli, podemos estimar cuanta energía extrae el rotor:

Entre A_1 y la sección anterior del disco:

$$p_1 + 1/2 \cdot \rho \cdot v_1^2 = p^+ + 1/2 \cdot \rho \cdot v^2 \quad (19)$$

Entre la sección posterior del disco y A_2 :

$$p_2 + 1/2 \cdot \rho \cdot v_2^2 = p^- + 1/2 \cdot \rho \cdot v^2 \quad (20)$$

Por condición de contorno 2, consideramos:

$$p_1 = p_2 \quad (21)$$

Restando (19)-(20) y despejando ($p^+ - p^-$), tenemos

$$\Delta p = p^+ - p^- = 1/2 \cdot \rho \cdot (v_1^2 - v_2^2) \quad (22)$$

Donde v_1 la conocemos (es la media del lugar no perturbada), pero a v_2 no la conocemos.

Considerando la velocidad del rotor como

$$v = v_1 - v_2; v = (v_1 + v_2)/2 \quad (23)$$

Teniendo en cuenta (16), (18) y (22), la fuerza extraída por el rotor será:

$$\Delta F = 1/2 \cdot A \cdot (v_1^2 - v_2^2) = 1/2 \cdot A \cdot (v_1 - v_2)(v_1 + v_2) = A \cdot v(v_1^2 - v_2^2) \quad (24)$$

Para averiguar la potencia absorbida por el rotor, ésta será el producto de la fuerza ejercida por el viento sobre el rotor por la velocidad del fluido en el rotor, consideramos 10 y 11 en la siguiente ecuación:

$$P = F \cdot v = \rho \cdot A \cdot (v_1 - v_2) \cdot 1/2 \cdot (v_1 + v_2) = \rho \cdot A \cdot 1/2 \cdot (v_1 + v_2) \cdot 1/2 \cdot (v_1^2 - v_2^2) \quad (25)$$

donde:

- $\rho \cdot A \cdot 1/2 \cdot (v_1 + v_2)$: es el caudal másico a través del rotor .
- $1/2 \cdot (v_1^2 - v_2^2)$: es la pérdida de energía cinética por unidad de masa de viento entre las secciones 1 y 2.

Si consideramos ahora la siguiente parametrización y reemplazamos en 25:

$$k = v_2 / v_1 \Rightarrow P = 1/4 \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \cdot (1 + k) \cdot (1 - k^2) \quad (26)$$

Para obtener la potencia máxima derivamos respecto a k e igualamos a cero: $dP/dk = 0$

Se llega a la ecuación de segundo grado, $3 \cdot k^2 + 2 \cdot k - 1 = 0$, que resolviendo y tomando la solución positiva se deduce $k = 1/3$

Si calculamos el factor de potencia como lo dice su definición en el inicio del punto 2.3:

$$C_p = P_{\text{extraída por rotor}} / P_{\text{del viento}} \quad (27)$$

Donde:

$$P_{\text{extraída por rotor}} = P = 1/4 \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \cdot (1 + k) \cdot (1 - k^2) \quad (13)$$

$$P_{\text{del viento}} = P_0 = 1/2 \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3$$

Llegamos a la expresión para C_p :

$$C_p = 1/2 \cdot (1 + k) \cdot (1 - k^2) \quad (28)$$

Que si reemplazamos para $k = 1/3$, nos queda el valor máximo de C_p llamado límite de Betz : $C_{p \text{ max Betz}} = 16/27$

Entonces podemos expresar la potencia del viento máxima utilizable (según Betz) como:

$$P_{\text{max Betz}} = 16/27 \cdot P_{\text{del viento}} = 0,593 \cdot 1/2 \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3$$

Para el caso del C_T , teniendo en cuenta la expresión del par al final del punto 2.3.2 podemos inferir la expresión del par en el eje será:

$$T = F \cdot R_{\text{rotor}} = 1/2 \cdot C_T \cdot A \cdot \rho \cdot v_1^2 \cdot R_{\text{rotor}}$$

Para los valores de C_T , si graficamos en función de k podemos obtener el siguiente gráfico:

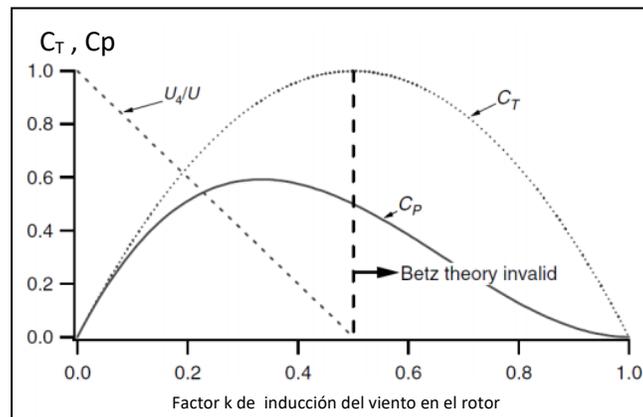


Figura 2.12: C_t , C_p en función de k (factor de ecuación 13) [8]

Considerando el gráfico de la Figura 2.12 vemos que el máximo C_p de Betz ocurre para $k = 0,333 = 1/3$ y el máximo de C_T ocurre para $k = 0,5$. Esto indica por un lado que la máxima transferencia de potencia del rotor no ocurre al mismo tiempo que la máxima transferencia de par, como sucede en general en todos los dispositivos electromecánicos. Por otro lado una turbina eólica de generación de electricidad debe tener un rotor adecuado a esa función o sea debe ser rápido y con pocas aspas, y así obtener la máxima transferencia de potencia para $k = 1/3$. En cambio para bombeo el rotor alcanzará C_T máximo a $k = 0,5$ o sea el rotor debe ser de diámetro grande y hasta decenas de aspas, p.ej. Molino americano.

2.3.2.2. Teoría de Dymant-Prado: dado que el modelo de Betz no considera al flujo del aire en una tormenta de viento (40km/h o mas) como flujo turbulento y sobre todo luego de la captación de energía por parte del rotor (Flujo vorticial), es imposible llegar a 0,593 de la potencia del viento en un rotor eólico. O sea que ese valor se lo toma como muy teórico y de referencia por reconocimiento a Betz por su trabajo, dado que matemáticamente en esa época no tenían como representar o resolver un flujo vorticial. Entre las décadas de 1980 y 1990, se elaboraron modelos de elementos y volúmenes finitos y mediante ellos se pudo ajustar el Cp teórico a un valor más cercano a lo medido en las turbinas mediante ensayos. Esto lo lograron entre Dymant y Prado mediante un modelo que supone flujo permanente antes del rotor y flujo vorticial luego del rotor.

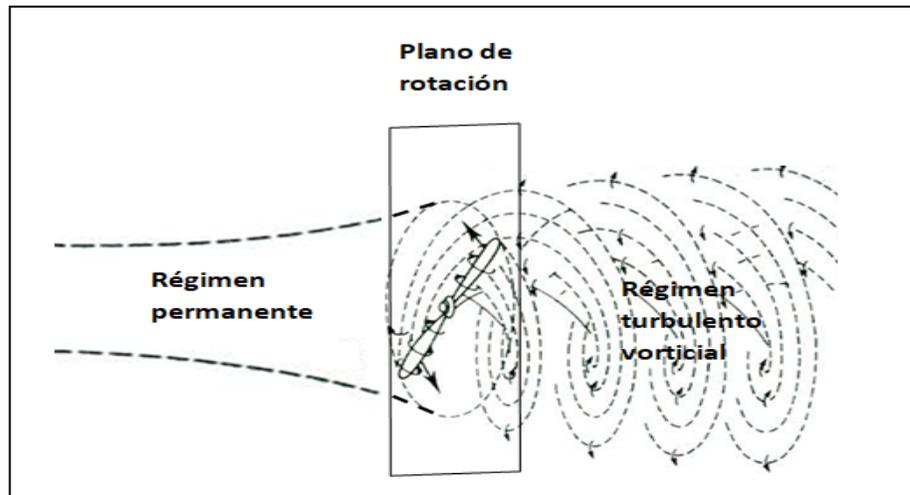


Figura 2.13: Esquema de Dymant- Prado para nuevo coeficiente Cp [4]

No haremos el desarrollo teórico de esta demostración ya que supera los alcances de este capítulo y además la Figura 2.13 es bastante explícita del fenómeno que sucede. Así que la expresión final es:

$$P_{\max \text{ Dymant-Prado}} = 0,45 \cdot 1/2 \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \quad (29)$$

Como conclusión de este punto podemos decir de lo expresado, que el rotor es la primera captación o reducción de potencia o energía del viento que hace la turbina. Nos falta considerar las reducciones del multiplicador y del generador por sus pérdidas. Recordemos que un Cp de 0,42 a 0,45 es para turbinas grandes de eje horizontal ; para turbinas Darrieus está en 0,38 con aspas metálicas. Para pequeñas turbinas estamos con un Cp: 0,15-0,25.

2.3.2.3 Proceso de conversión de energía en una turbina eólica: Haremos un diagrama en bloques para ver la conversión de energía. Para el caso de una turbina eólica de eje horizontal tenemos:

Sea el esquema y su diagrama de flujo de conversión de energía son:

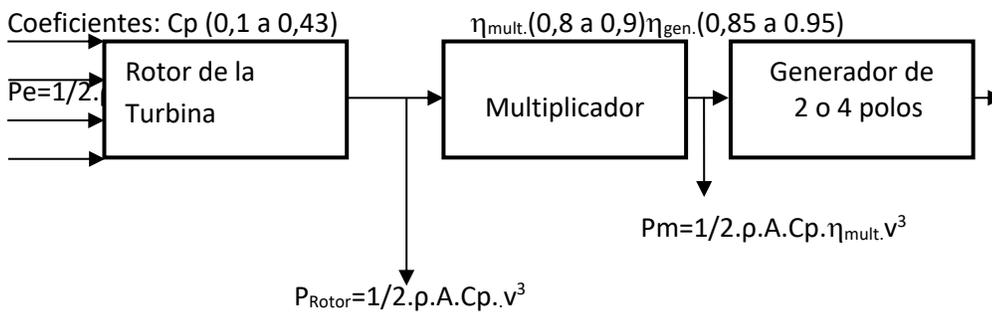
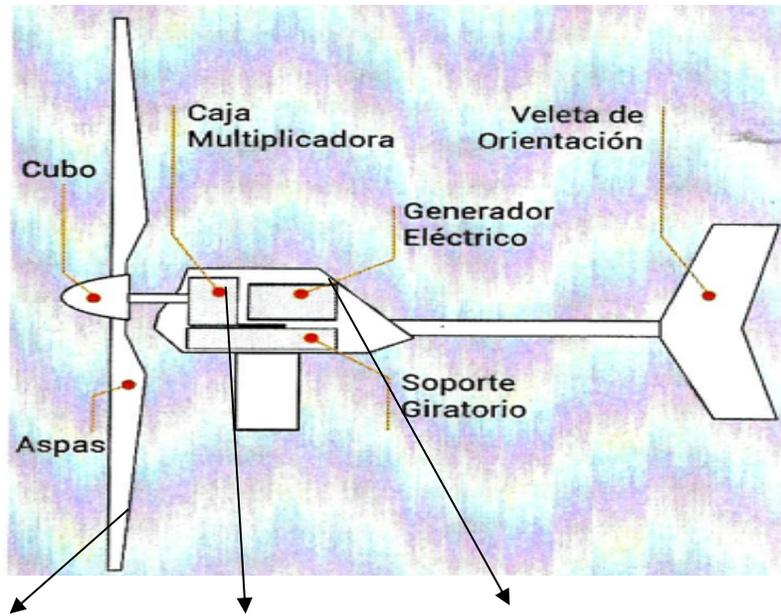


Figura 2.14: Esquema y diagrama en bloques del proceso de conversión de energía para turbina de eje horizontal con multiplicador [9-10]

Entonces para la potencia entregada a la carga, con $C_p=0,2$ para pequeñas turbinas eólicas de eje horizontal teniendo en cuenta lo detallado en Figura 2.14, el coeficiente total de conversión valdrá para los intervalos de los rendimientos:

$$P_{e \text{ eje horizontal}} = 1/2 \cdot C_{total} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 = 1/2 \cdot (0,14 \text{ a } 0,17) \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (30)$$

Para el caso de las turbinas eólicas de eje vertical de mercado sin multiplicador y super IP tenemos:

El esquema y su diagrama de flujo de conversión de energía son:

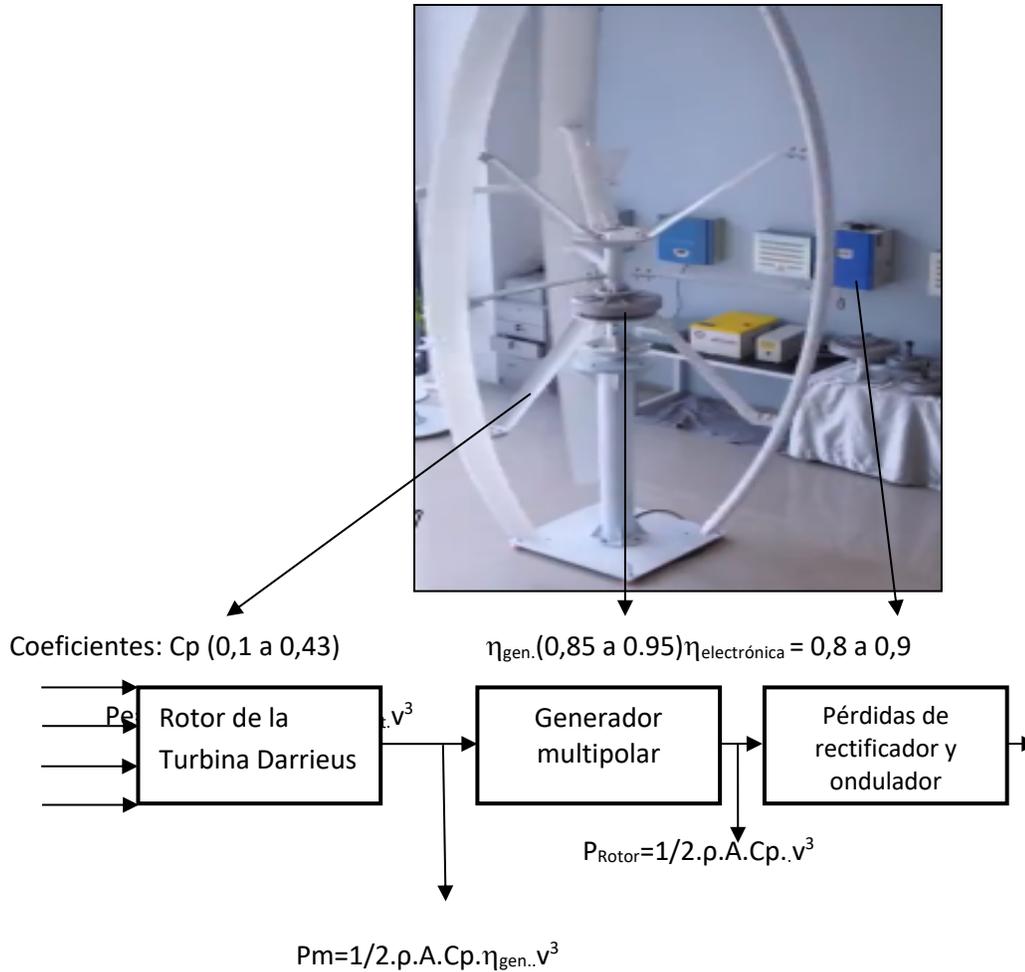


Figura 2.15: Esquema y diagrama en bloques del proceso de conversión de energía para turbina de eje Vertical con generador de IP y electrónica asociada.[9-11]

Entonces según la potencia entregada a la carga, con $C_p=0,2$, para pequeñas turbinas eólicas de eje vertical Darrieus teniendo en cuenta lo detallado en la figura 2.15, el coeficiente total de conversión valdrá en el siguiente intervalo:

$$P_{e \text{ eje V. Darrieus}} = 1/2 \cdot C_{total} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 = 1/2 \cdot (0,14 \text{ a } 0,17) \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

La conversión de energía con ambos procesos da lo mismo pero la facilidad de instalación, mantenimiento y menos piezas que cambiar hace de los Darrieus mucho más aptos para instalaciones eólicas en sitios urbanos.

2.4- Elección del tipo de turbina para sitios urbanos:

Los criterios de elección de la turbina y sus partes son los siguientes:

2.4.1. De Recurso Eólico y lugar a instalar

Como se ha adelantado en el punto 2.1, es relevante disponer de mediciones previas (por lo menos 1 año; mejor 5 a 20 años) a 10m de altura de un aeródromo cercano u otro tipo de lugar que se mida el viento. Mediciones a

menos de 10 m de altura no son válidas por la interferencia de árboles, arbustos y casas bajas. Luego poder medir en los lugares de interés (2 o 3 lugares si es rural) y en la terraza del edificio en sitios urbanos por lo menos durante un año permite tener una primera estimación de potencia y energía a generar por el viento anual. Recordemos que la altura para esta estimación debe ser la altura del eje del rotor aproximadamente. En caso de disponer de Centrales Meteorológicas para uso eólico (Davis^{MR}, RG^{MR}, etc.), éstas les darán como salida las mediciones crudas, el valor de v media calculado por estadística de Weibull (mensual, anual) y el índice de turbulencia. También la rosa de vientos normal y la energética. Algunas permiten medir con dos o tres anemómetros a diferentes alturas y una medición de dirección de viento. También se pueden completar con medición de radiación e higrometría.

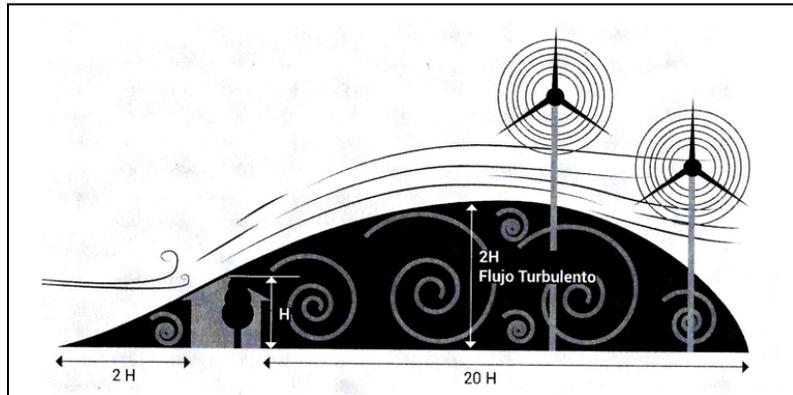


Figura 2.16: Mejor ubicación de la turbina eólica evitando las turbulencias/vórtices dadas por obstáculos en el terreno [10]

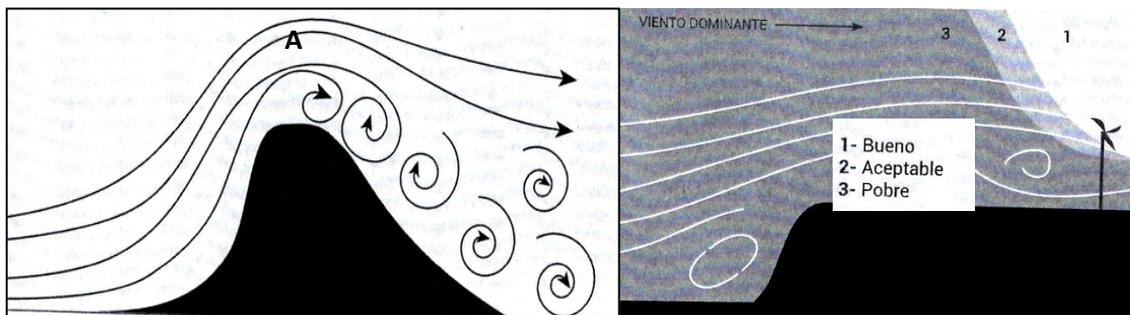


Figura 2.17: Mejor ubicación de la turbina eólica evitando las turbulencias/vórtices dadas por accidentes orográficos en el terreno (Loma pronunciada izq. – Meseta der.) [10]

Para accidentes orográficos comunes como son las lomas (Figura 2,16), debe localizarse la turbina fuera de la zona de turbulencia. Además en figura 2.17 (izq.) se puede apreciar que en el borde superior de la loma podría beneficiarse la turbina con el incremento de velocidad por reducción de la sección de la vena de fluido. En cambio para el caso de mesetas se puede apreciar que el borde es el lugar menos aconsejable por los vórtices (Figura 2.17,der.). Se recuerda que estas figuras son indicativas y no definitivas para una instalación por lo tanto siempre conviene para asegurarse del menor riesgo de rotura de la turbina y mayor eficiencia del conjunto realizar un estudio de modelo en túnel de viento como los que se realizan en el Laboratorio de Aerodinámica de la FIUNCo, en Neuquén, Argentina.

Existen las centrales meteorológicas de uso agrario que son muy versátiles (comunicación entre anemómetro/central por FM) y baratas, pero no permiten más de un anemómetro; dan las tablas formato Excel para cálculo externo de Weibull, no dan índice de turbulencia ni rosa de vientos energética.

En lugares rurales se pueden elegir para un primer estudio dos o tres puntos unos más cercanos a la carga y otros más lejanos si es que hay una loma de buena altura muy cerca. Se debe contemplar en el cálculo de la energía anual si un lugar alto y no cercano a la demanda permite amortizar el cable de energía desde la turbina a la casa. Para el caso de edificios urbanos se debe tener en cuenta que se pueden poner las turbinas cerca de 1 ó 2 diámetros una de otra y se puede completar potencia instalada con turbinas de cornisa en el borde de carga de la terraza, que esté perpendicular a la dirección más energética del viento.

2.4.2. De instalación:

2.4.2.1.: Estimación del par de volteo:

Hay que estimar el par de volteo para el cálculo de la base de HºAº de empotramiento en el suelo, respecto de la peor condición y es el caso en que la fuerza del viento sobre el rotor y góndola se suma al peso de los mismos. En la Figura 2.18 se puede apreciar la deformación de la torre a causa del viento de la torre, donde el caso extremo es que la distancia del paro torque sea igual al radio del rotor. En ese caso el Par de Volteo será:

$$T_{\text{volteo}} = (\text{Peso Góndola+Rotor}) \cdot R_{\text{rotor}}$$

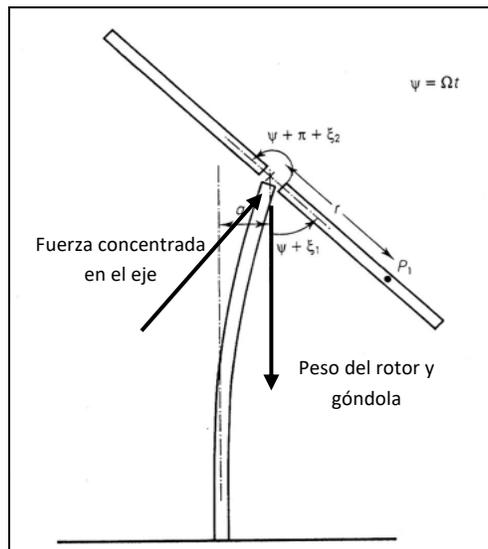


Figura 2.18: Modelo de tres grados de libertad [12]

2.4.2.2. Aspectos constructivos de empotramientos adicionales:

Las partes de empotramiento, además de la base de Hº Aº de la torre, están las riendas, tensores, tillas y muertos. Las riendas conectan la torre a los muertos en general una estrella de tres puntas a 120º. Las riendas se enlazan a las tillas de los muertos que son las partes no enterradas de los mismos (Figura 2.19, izq.). Como puede verse el Hormigón es armado y se muestra una armadura posible en estos casos (Figura 2.19, der.).

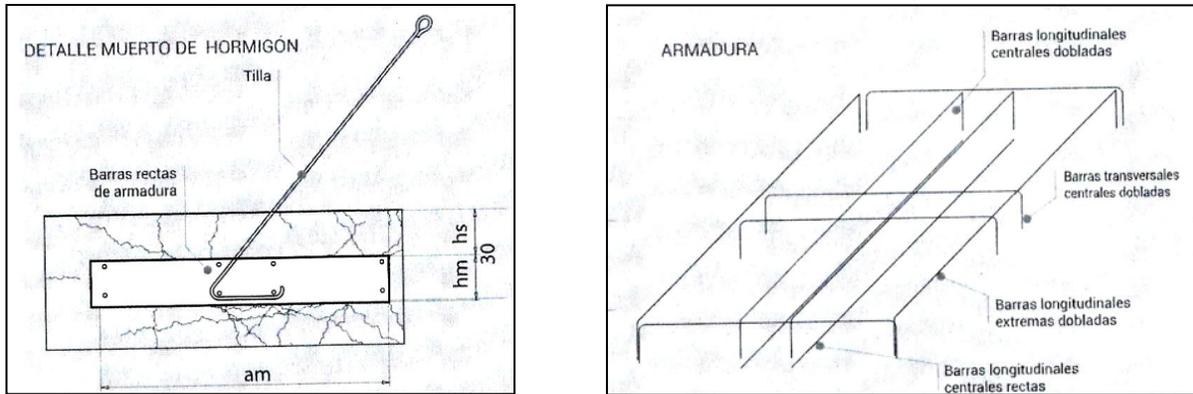
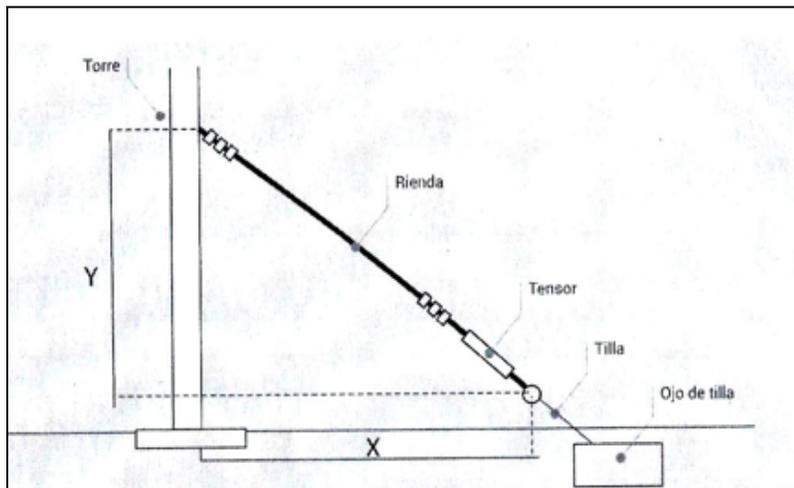


Figura 2.19: Muertos y tilla (izq.) y armadura para muerto (der.) [10]

Recordemos que estos esquemas son indicativos y no definitivos para u proyecto final ya que debe acompañarse el dimensionamiento con los cálculos de las verificaciones realizadas por el proyectista de las bases de la instalación.

2.4.2.3 Tensores y riendas:

Los tensores y riendas son como los que se muestran en la Figura 2.20. Los materiales pueden ser alambre galvanizado de uso en alambrados o cables de acero de uso en sistemas elevadores.



D[m]	2	3	4	5
F [dN]	65	146	260	406
T1 [dN]	148	337	607	962
Rienda [mm]	3.6	3.6	4.8	4.8-5.2
Tensor [pul]	1/4	7/16	3/8	3/8-1/2
Tilla [pul]	5/16	3/8	3/8	1/2
Muerto Ho*	(dimensiones en metros)			
ht	0.3	0.3	0.3	0.3
hm	0.15	0.15	0.3	0.3
lm	0.73	1.26	1.62	2.15
am	0.37	0.63	0.81	1.08

* Suelo armoso megaco, profundidad del pozo 30cm

TABLA 1

D: diámetro del rotor.
 F: fuerza horizontal
 T1: Tensión en el extremo de la torre

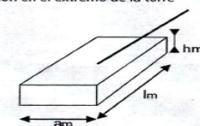


Figura 2.20: Sistema de riendas, tensor y Tilla de Muerto (izq.), datos de rienda tensor tilla y muerto según diámetro del rotor (der.) [10]

Cabe aclarar que los valores de la tabla de la derecha de la Figura 2.20 son indicativos para comparar con los resultados del proyectista que hace la instalación. NO son valores definitivos a tomar en cuenta como proyecto final. El mismo criterio se aplica a las figuras que siguen, o sea son solo indicativas como ejemplo para comparar, no como proyecto definitivo.

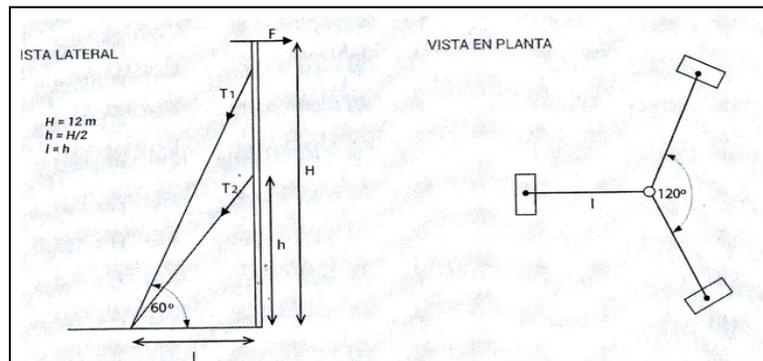


Figura 2.21: Arriostamiento de torre y disposición en planta de riendas y muertos [10]

Para las riendas se recomienda el uso de cordones de alambre galvanizado (Figura 2.22) y alma de acero de 6 cabos, (7x1). El enlace de la rienda se sugiere con el sistema Ojo-Ojo como el de la figura que sigue realizando el acople o enlace justo en la unión del reticulado de la torre.

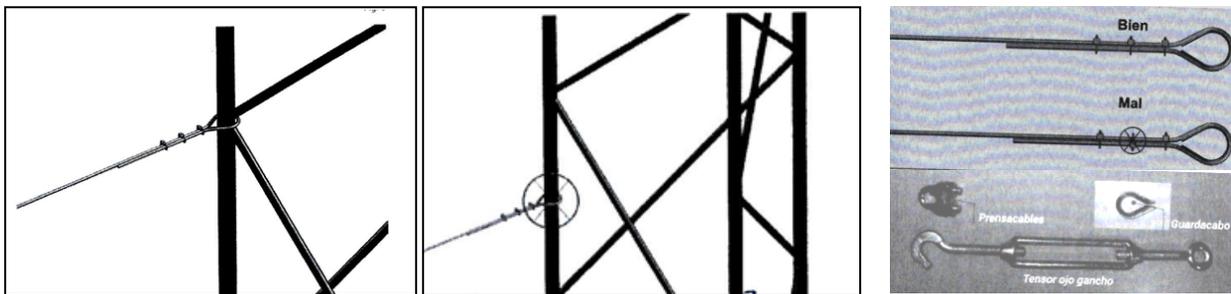


Figura 2.22: Detalle de riendas terminadas en Ojo y de tensores, posiciones correctas y no correctas [10]

Para el caso de turbinas de eje vertical suelen llevar algunas un arriostamiento tipo estrella (Figura 2.23 izq.), para sostener el cojinete superior arriostado a tierra y que permanezca el eje en forma vertical. También se puede eliminar ese sistema con soportes internos del rotor (Figura 2.23 der.), pero suelen bajar el C_p del rotor.

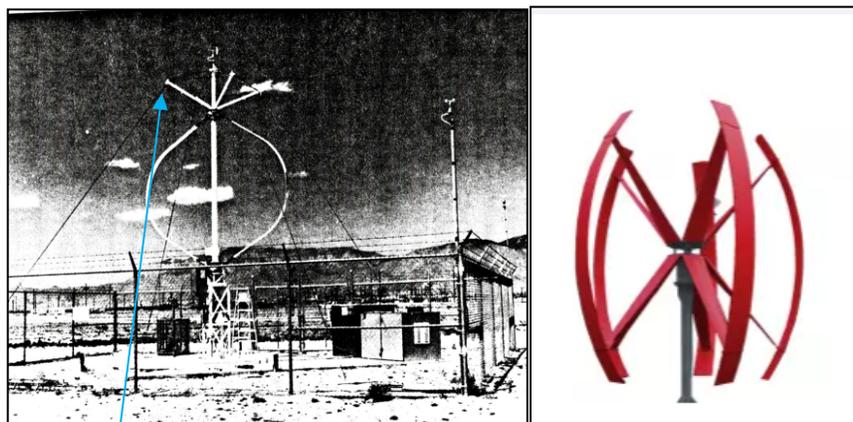


Figura 2.23: Sistema estrella de arriostamiento superior de turbina Darrieus (Izq.) y rotor Darrieus con soportes internos (Der.) [11, 13]

2.4.2.4. Izamiento: hay turbinas para áreas rurales cuya torre puede izarse con un sistema de aparejos y palancas para izarla ubicado junto con la torre (Figuras 2.24 y 2.25), tirados por un vehículo y puede estar incluido en el precio de la turbina.

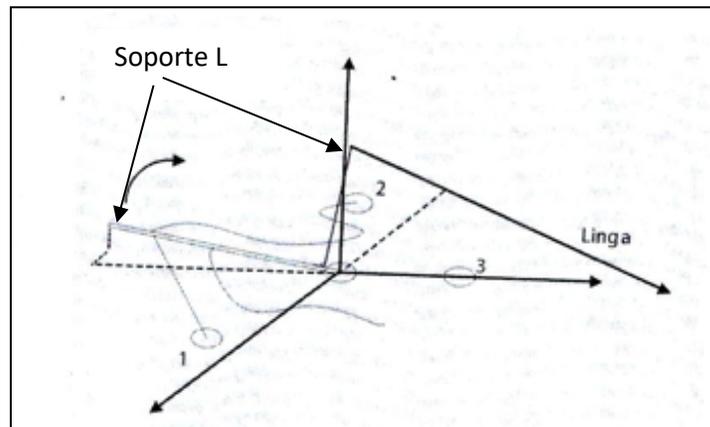


Figura 2.24: Esquema de soporte L y linga para tirar dese vehículo con malacate [10].



Figura 2.25: Izamiento de turbina Darrieus y torre con soporte L, malacate y linga.

Para el caso de sitios urbanos, se suben hasta la terraza por medio de monta cargas o brazo y aparejo de mudanzas, saliente al exterior del edificio (disponible por ordenanza municipal). Luego, la góndola y rotor, se adosa al extremo de la torre de soporte con un malacate en forma conveniente.

2.4.3. De provisión de partes y sistemas:

Turbina y torre: hay que consultar al proveedor si el precio de la turbina incluye torre o no, ya que si hay que superar un arbolado la torre puede tener 20m y su costo y cables adicionales de arriostamiento pueden ser similar al de la turbina. En general los proveedores incluyen una torre de 10m, unos pocos de 20m (Figura 2.26) y venden a parte tramos de torre de 2,5 a 3m bridados si son necesarios.

Sistema de frenado: la turbina debe disponer de dos sistemas de frenado, uno para las ráfagas (frenado eléctrico, electromecánico, a disco, etc.) y un frenado de emergencia mecánico con traba de seguridad ante tormentas que en general es manual.

Eje Horizontal:

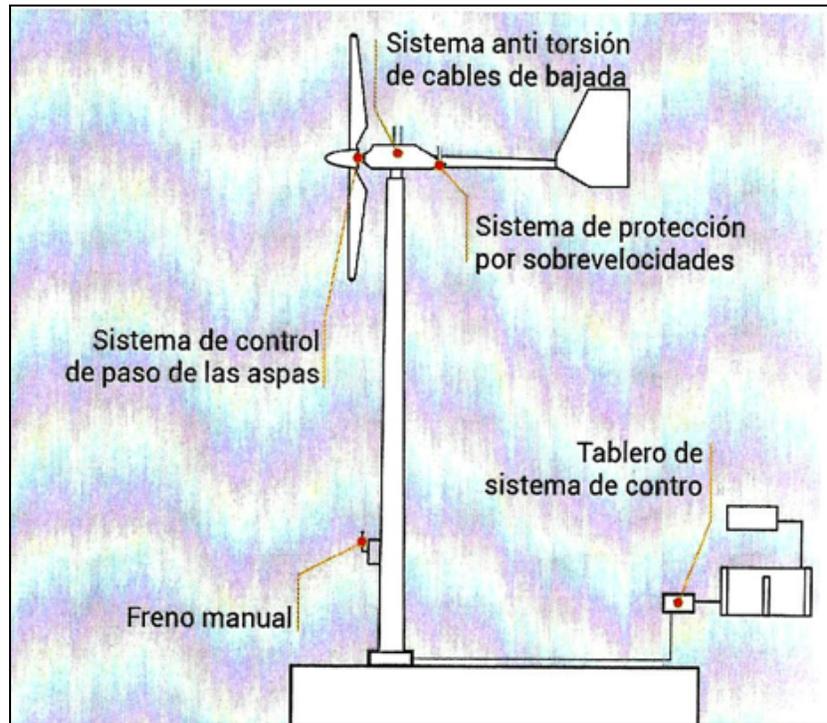


Figura 2.26: Esquema de freno por sistema Pitch (control de paso de aspas), plegado de cola (protección de sobrevelocidad y freno manual de emergencia [10].

Eje vertical

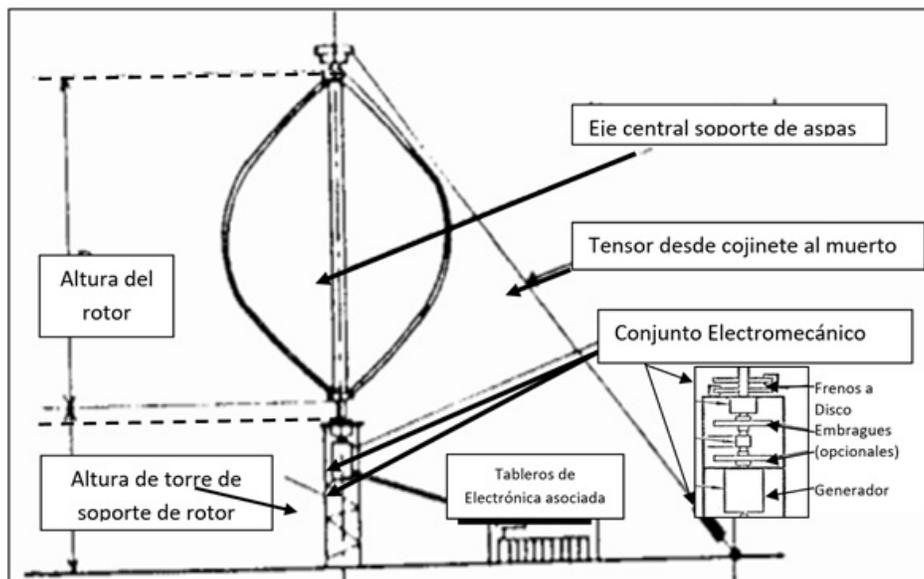


Figura 2.27:Detalle de ubicación de frenos a disco en el tren de ejes del rotor al generador [13]

Repuestos: hay fabricantes que incluyen un rotor o un juego completo de aspas adicionales de recambio en el precio para garantizar la vida útil. Las aspas pueden ser metálicas o de fibra de vidrio con resinas plásticas reforzadas (FVPR) con filtro UV (Figura 2.27). Algunos emprendedores las tallan en madera sin nudos y las

protegen con resinas. No se recomiendan aspas de PVC, Polipropileno, plástico reciclado porque se deforman con el uso y son atacadas por radiación UV.

Rotor: a mayor cantidad de aspas menor velocidad del rotor a igualdad de área barrida o tamaño del rotor, pero menor ruido y vibraciones. Por ello se recomiendan rotores de 3 aspas o más (ideal 5 para los Darrieus) ya que son de menor ruido y vibración y además permiten autoarranque. No se recomiendan rotores de nº de aspas pares porque podrían no arrancar ya que la que recibe el viento le hace sombra de viento a la que tiene a 180°. Las turbinas de eje horizontal autoarrancan dadas las formas de sus rotores con aspas de perfil combado. Para el caso de la Darrieus, si las aspas son de perfiles simétricos (no combados) es probable que no arranquen solas y si lo hace arrancan a alta velocidad ($\geq 20\text{m/s}$). Para que arranquen hay que darles un empujón. En turbinas de varias centenas de kW poseen arrancadores suaves eléctricos conectados a la red, donde el generador asíncrono funciona un tiempo breve como motor. En nuestro caso los generadores son síncronos de IP por lo tanto esa posibilidad no existe. Pero las pequeñas turbinas Darrieus están usando tres aspas (recomendable 5 aspas- Figura 2.28, der.) y a veces con perfiles combados que permiten autoarranque. También para el caso de rotores con perfiles simétricos está la posibilidad de usar en los vértices superior e inferior del rotor Darrieus, un sistema Savonius que posee autoarranque. Se ponen en los vértices para usar la parte menos eficiente del rotor Darrieus y además este dispositivo de arranque Savonius permite un frenado a velocidades superiores a la nominal (Figura 2.28, izq.).

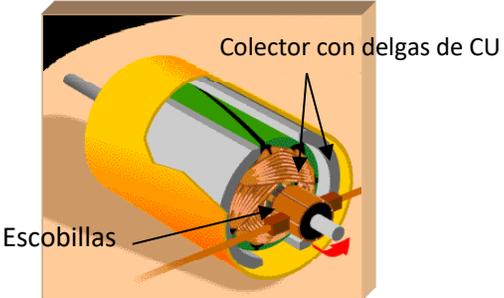
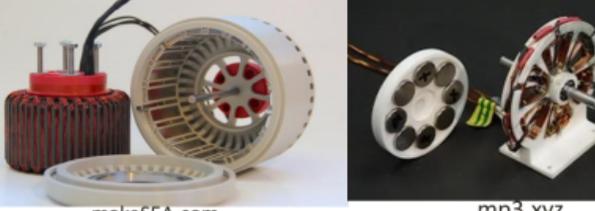
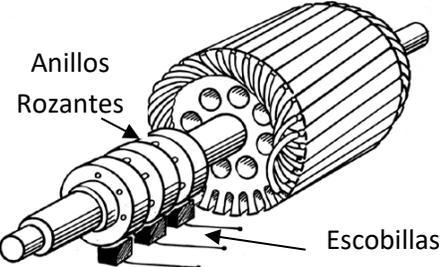


Figura 2.28: Turbinas de Eje Vertical Darrieus Troposkien, de 2, 3 y 5 aspas.[11, 14]

Generador: la mayoría de los proveedores internacionales ofrecen generadores multipolares de Imanes permanentes de Nd-Fe-Bo (Neodimio – Hierro – Boro). También los hay de imanes cerámicos, asíncronos y de corriente continua. Los Generadores multipolares a imanes permanentes pueden ser monofásicos, trifásicos y hexafásicos. Como la generación es en corriente alterna de frecuencia variable con el viento, necesita ser rectificadora y convertida mediante electrónica de potencia en alterna de frecuencia fija para ser utilizada. Rectificador.

Podemos comparar los generadores de aplicaciones en microeólicas según el siguiente Cuadro:

Comparación de Generadores de uso en pequeñas turbinas eólicas:

Tipo de Generador	Aspecto constructivo	Características	Ventajas	Desventajas	Aplicaciones
De Corriente Continua	 <p>Colector con delgas de CU</p> <p>Escobillas</p>	<p>Posee rotor bobinado distribuido en ranuras donde cada conjunto de espiras, sus extremos están conectado a dos delgas. Sobre ellas apoyan dos escobillas de Carbón enfrentadas</p>	<p>Se consiguen los repuestos en casas de repuestos automotores.</p>	<p>Escobillas y colector necesitan mantenimiento periódico</p>	 <p>Wincharger(1930)</p>
De Corriente Alterna Sincrono	 <p>makeSEA.com</p> <p>mp3.xyz</p>	<p>Consta de un rotor de imanes permanentes de ND-Fe-Bo, que inducen corrientes en bobinados en ranuras (sincrono axial izq.) o en bobinados concentrados de sectores circulares (sincrono radial der.)</p>	<p>Muy simples y eficientes</p>	<p>Los super imanes se desmagnetizan a temperaturas superiores a 120°C</p>	 <p>Generador de IP</p>
De Corriente Alterna Asíncrono	 <p>Anillos Rozantes</p> <p>Escobillas</p>	<p>Posee un estator trifásico bobinado en ranuras y un rotor trifásico estrella bobinado en ranuras cuyos extremos de fase se conectan a anillos rozante. Sobre los anillos rozantes se puede hacer CC, poner R o aplicar controles.</p>	<p>Posee pocas piezas móviles y de poco rozamiento</p>	<p>No se recomienda su uso en red aislada ya que la onda que genera no es sinusoidal y debe ser excitado con C. Es conveniente que una máquina síncrona le fije la frecuencia y la abastezca de potencia reactiva</p>	<p>Se utilizan en Grandes Generadores Eólicos</p> 

2.4.4. De calidad y normativa vigente:

- Generación de armónicos a la red: debe dar el fabricante el THD de armónicos emitidos a la red (3^º,5^º,7^º por lo menos) o realizar ensayo correspondiente antes de la elección final y/o instalación.
- Turbina bajo Norma: la norma base es la IEC 61400 -2 en general y la UNE/EN IEC 61400-2 para España.
- Característica de potencia en función de la velocidad del viento: debe dar la curva según ensayo descrito en punto 2.5.
- Energía Anual suministrada: suele darlo el fabricante pero para la velocidad nominal de la turbina que no coincide en realidad con la velocidad media anual del lugar elegido que generalmente es menor.
- Precio del kWh: esto lo calcula un instalador capacitado de turbinas eólicas ya que depende de: si está en red aislada o interconectada a través de una empresa de servicios eléctricos. También se calcula de energía suministrada a la velocidad media del lugar.

2.4.5. De Mantenimiento:

Para el caso del mantenimiento, en general dependiendo del tamaño y cantidad de turbinas durante el primer año, se puede hacer una visita mensual (si es prototipo), trimestral/semestral, y luego del primer año se hace una visita anual hasta el final de vida útil. El precio de este mantenimiento preventivo debe acordarse con el instalador o fabricante, a menos que el cliente haya hecho los cursos de mantenimiento correspondientes aconsejados durante la compra. Las cualidades que hay que tener en cuenta en este caso son:

- Respecto del diseño del fabricante:
 - Facilidad de montaje y acceso al rotor, acortando los tiempos de instalación y mantenimiento.
 - Facilidad de montar y desmontar el rotor y generador, reduciendo los tiempos de mantenimiento con recambio de piezas.
- Respecto de la habilidad del instalador:
 - Que disponga del herramental adecuado y en buen estado para instalación y mantenimiento así como un vehículo apropiado para llegar al lugar donde está la turbina.
 - Facilidad de montaje y acceso de rectificador, inversor y protecciones en terraza, en un ambiente/tablero adecuado y estanco.

2.4.6. De integración con otros tipos de turbinas y Fuentes Renovables

Complementación de eólicas omnidireccionales con eólicas de cornisa: Ya comentamos la conveniencia de ampliar la potencia instalada renovable con otros tipos de dispositivos eólicos, como son las turbinas de cornisa como se muestran en la Figura 2.29 (Darrieus helicoidales acostados izq. – de flujo transversal der.). Siempre que el presupuesto lo permita para un consorcio de viviendas familiares o edificio de oficinas, este tipo de dispositivos según ubicación y orientación del edificio, pueden aportar un 20% de la energía anual consumida por los espacios comunes.



Figura 2.29. Turbinas eólicas de cornisa [4].

Complementación con sistemas fotovoltaicos en parasoles/lucarnas: se puede apreciar en la Figura 2.30, el uso de paneles fotovoltaicos en parasoles verticales u horizontales (izq.) y en lucarnas de techos (der.) para aportar hasta un 30 a 40% de la energía de los espacios comunes en un año mediante energía solar fotovoltaica.



Figura 2.30: parasoles fotovoltaicos (izq.) y en paneles en lucarnas de techos (der.) [15]

Complementación con sistemas mini-hidráulicos de aguas grises en edificios de más de dos plantas: esto es posible si se piensa este sistema desde el diseño del edificio por parte de arquitectos y/o ingenieros civiles, de tal manera de separar los sistemas sanitarios de aguas en aguas grises (cocina, lavadero, lavatorios, duchas) de los sistemas de aguas negras (inodoros, bachas de cocina). De ser así las aguas grises se pueden acumular en tanques intermediarios cada 2, 3, 4 o 5 pisos, dependiendo del total de pisos del edificio y turbinar esos reservorios en los momentos de pico de demanda de servicios comunes del edificio, que suelen ser de 7 a 10hs y de 18 a 21hs. Las turbinas recomendadas (Figura 2.31) son las Turgo que pueden usarse en flujo libre (similar a Pelton) o confinado (similar a Kaplan de geometría fija).



Figura 2.31: turbinas Turgo como mini-hidráulicas alimentadas con aguas grises de reservorios de edificios [16].

En sitios urbanos, combinando las turbinas eólicas en terrazas, mas las de cornisa, paneles fotovoltaicos y mini Turgo hidráulicas se podría suplir hasta un 90% de la energía consumida en espacios comunes de un edificio (ascensores, bombas de agua, iluminación de pasillos y exterior de jardines, señalización, cocheras, etc.). De no ser posible por la ubicación del edificio contar con la generación de cornisa, o fotovoltaica o por ser edificio ya diseñado y no poder poner mini-Turgo, puede suplirse hasta el 40% de la energía anual de los espacios comunes. Dependiendo de cada caso.

2.5 Consideraciones en Ensayos a tener en cuenta y la Construcción, Instalación, Mantenimiento

2.5.1. Ensayo de la Característica de P vs v_{viento} : este ensayo tiene unas etapas, la primera es de medición de puntos de trabajo de la turbina tomando valores de potencia y su correspondiente velocidad del viento no perturbado mediante un sistema SCADA y acumular esas mediciones en memoria para luego obtener la media de los valores medidos y su desviación estandar respecto del valor medio. La Figura 2.32 posee los valores crudos y la figura 2.33 los valores ya procesados con la curva final que debería ser provista por lo menos por el fabricante.

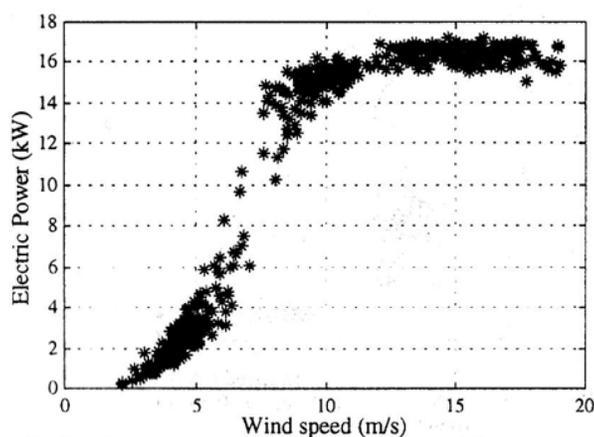


Figura 2.32: Grafico de valores medidos durante una tormenta de viento de P vs v_{viento} de una turbina eólica [17].

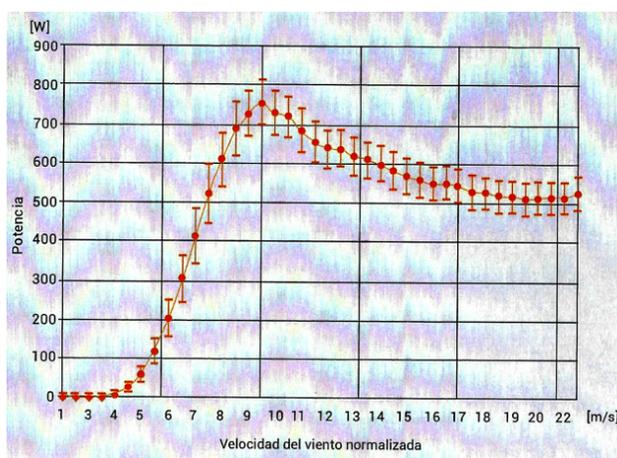


Figura 2.33: Curva final P vs v_{viento} de caracterización de una turbina eólica provista por el fabricante [10].

2.5.2. Ensayo de C_p vs λ (Figura 2.34 izq.): este tipo de ensayo y de característica se obtiene en general de los prototipos que realiza el fabricante antes de obtener la turbina final para construcción y venta. Pero

se puede obtener a partir de las mediciones anteriores de P , ρ y v del viento, Área Barrida del rotor, y medición de wR en el extremo del rotor eólico. Permite ver cuánto se acerca la turbina ensayada al valor deseado de C_p máximo real (0,25 pequeñas eólicas y 0,45 grandes eólicas). En la Figura 2.31, se puede ver la influencia de soportes en el rotor de una turbina Darrieus con rotor de dos aspas, en c_p vs λ (izq.) y P vs v_{viento} (der.) respectivamente.

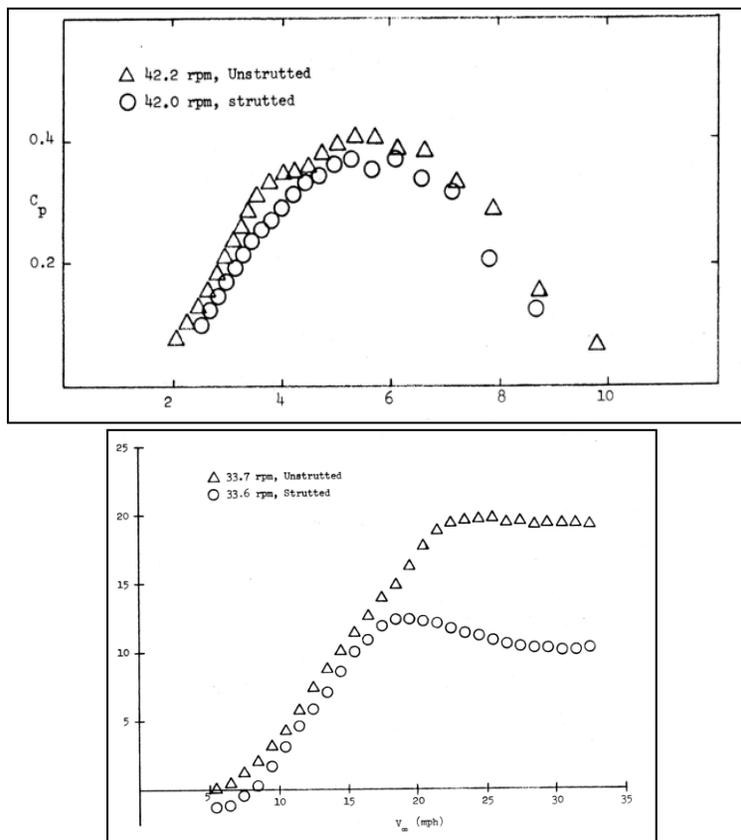


Figura 2.34: Influencia de soportes en el rotor de una turbina Darrieus con rotor de dos aspas, en c_p vs λ (izq.) y P vs v_{viento} (der.) [13].

La obtención de los puntos para C_p vs λ no es tan directa como los valores que se ven en la figura 2.34, sino que deben obtenerse de las expresiones vistas C_p y λ a partir de los valores crudos de los datos de sus expresiones obtenidos por el SCADA.

2.5.3. Diferencia entre C_p y Rendimiento de la máquina: en los 1990s, la empresa Enercon estableció la diferencia entre C_p , C_{Betz} y rendimiento de la turbina y lo podemos apreciar en la Figura 2.35.

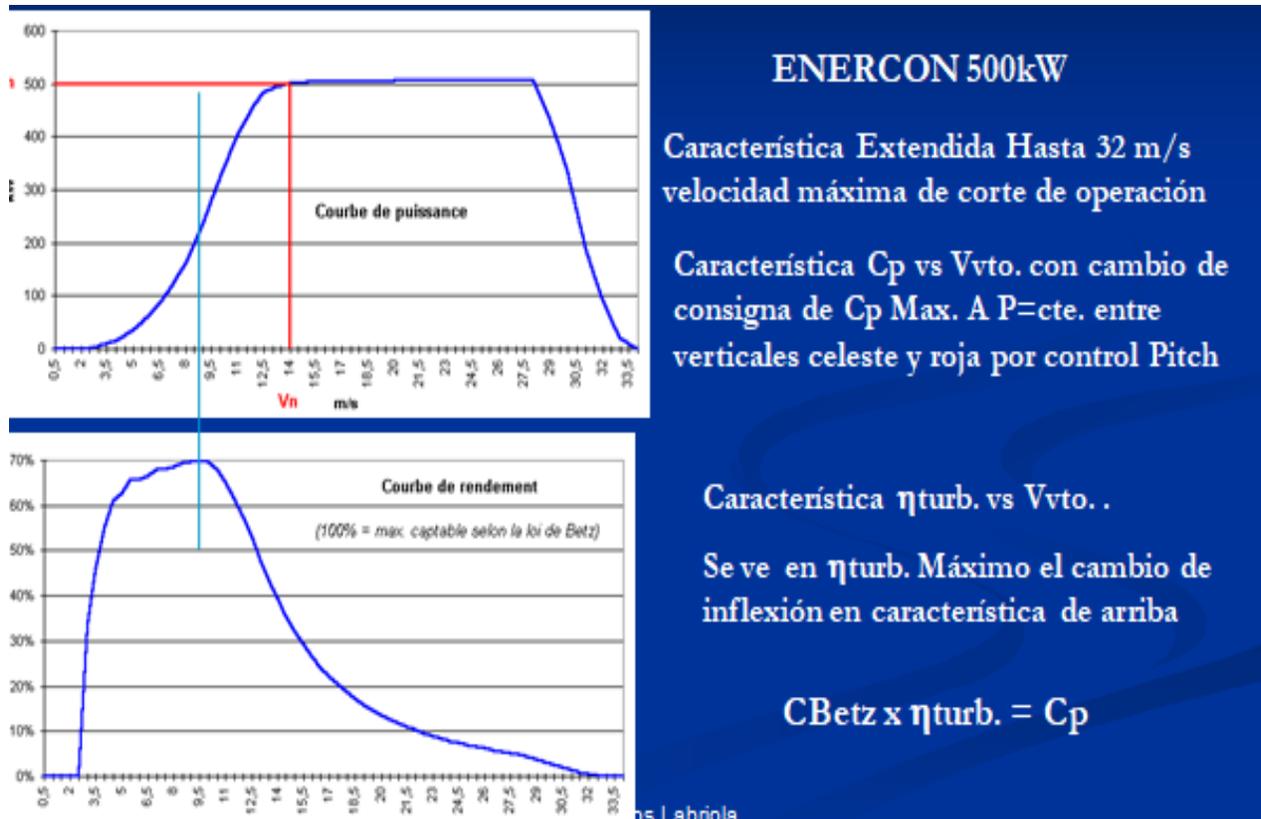


Figura 2.35: Relación entre C_p , C_{Betz} y $\eta_{turbina}$ [9].

2.5.4. Ensayos de calidad de partes:

A continuación se describen aspectos de los ensayos para que el cliente y el instalador estén enterados de la descripción y lineamientos relevantes de ellos. Los ensayos de calidad de partes de interés del cliente y el instalador de turbinas eólicas son ensayos de los componentes críticos de las turbinas pequeñas como son:

- Aspas
- Generador
- Multiplicador (si lo tiene)
- Sistema de frenado
- Sistema electrónico de conversión CA/CC/CA:

Ensayos de aspas: Existen dos ensayos que son de máximo esfuerzo (Máxima carga estática) y de fatiga. En el caso de los ensayos de máximo esfuerzo, es importante que se les hagan a las turbinas de eje horizontal, ya que ante una ráfaga de viento puede darse un esfuerzo tal que flexione el aspa más de lo debido y la trise internamente. Por ello hay que estar seguros de cuánta será la carga máxima soportable por la turbinas ante los vientos del lugar. Puede ser preciso que para una turbina en un lugar determinado haya que cambiar el material o diseño del aspa.

Ensayo de máxima carga estática: se desarrolla empotrando el aspa a una superficie vertical y se van aplicando esfuerzos puntuales a lo largo del aspa hasta producir el trisado tal como lo muestra la Figura 2.36.



Figura 2.36: Ensayo estático de máxima carga [18]

Ensayo de fatiga: es el que me representa cuantas flexiones puede tener el aspa sin llegar a la carga máxima antes de que aparezcan microfisuras en el material de la misma. Estas microfisuras se irán profundizando en el material hasta que se parta la pieza. El microfisurado se puede apreciar a la vista mediante ensayo de tintas sobre la superficie del aspa. Es muy relevante el ensayo de fatiga en aspas de turbinas de eje vertical ya que por cada giro del aspa, ésta está sujeta a una flexión completa en la zona ecuatorial del rotor tal como lo indica la figura 2.37.

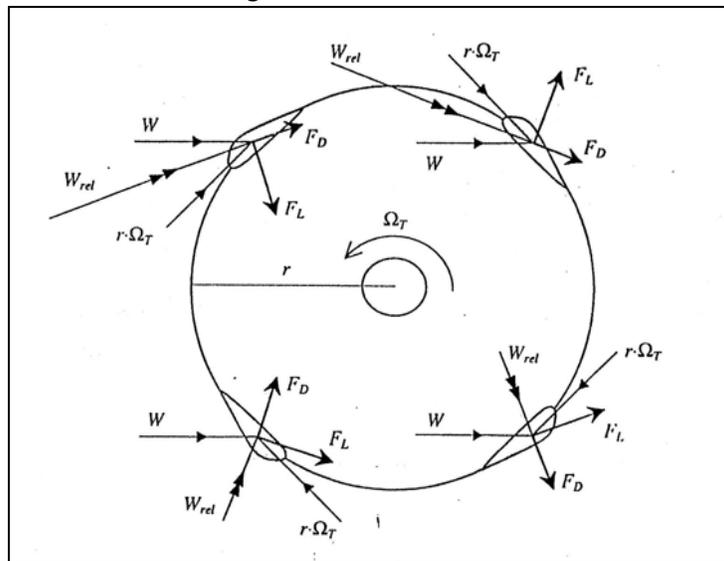


Figura 2.37: Acción del viento (w) sobre un rotor Darrieus en rotación [19]

Referencias de Figura 2.37: Todas las fuerzas descritas a continuación están aplicadas en el centro aerodinámico del aspa según el corte del perfil de la figura:

- W : velocidad del viento
- $r\Omega_r$: Velocidad tangencial del aspa a la dirección de rotación
- W_{ref} : Suma de W y $r\Omega_r$
- F_L : Fuerza ascensional
- F_D : Fuerza de arrastre

Se puede apreciar en la Figura 2.37 que W está aplicada del extradós de los perfiles de lado izquierdo y en el lado derecho en el intradós del mismo.

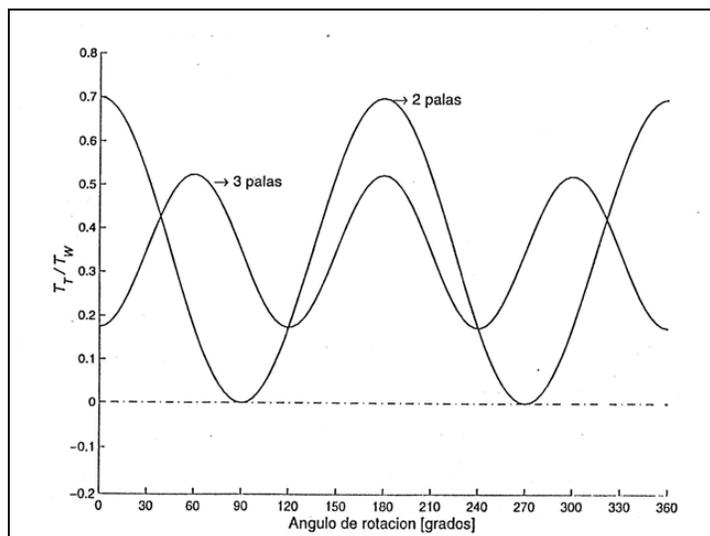


Figura 2.38: Gráfico del Par relativo (onda fundamental) y el ángulo de rotación de un rotor Darrieus de dos y tres aspas [19]

En la Figura 2.38 se puede apreciar que para el caso de dos aspas la amplitud del torque es mayor que en el caso de tres aspas, dado que el mismo par obtenido del viento con tres aspas dispone de más “Brazos de palanca” que con dos. Pero con tres aspas la frecuencia de flexión es mayor. En la figura 2.39 se representa la degradación progresiva del asa con el N° de ciclos de una pieza por fatiga.

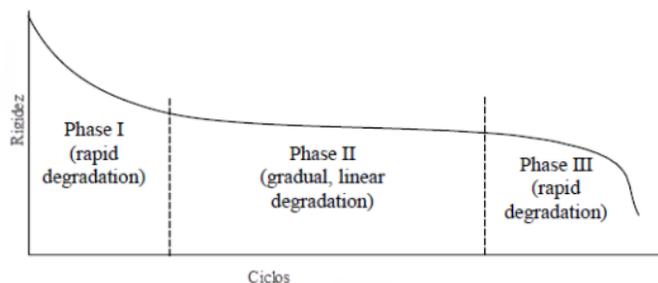


Figura 2.39: Degradación por fatiga [20]

La Figura 2.40 muestra la implementación de un ensayo de fatiga de un asa de turbina de eje horizontal la cual es sacudida por un sistema excéntrico de rotación para emular los ciclos de flexión.



Figura 2.40: Ensayo de Fatiga [18, 20]

Ensayo de embalamiento: Como hemos visto en el punto 2.4.3 las turbinas disponen de dos sistemas de frenado, uno ante ráfagas (plegado de cola en eje horizontal - freno a disco en eje vertical) y traba del rotor en ambos tipos de turbinas. El ensayo de frenos es el más relevante de todos, porque de embalsarse la turbina sin control, se destruye y puede afectar la vida de las personas y la integridad de bienes.

Ensayos de interconexión con la carga ante cortes intempestivos, armónicos y corto circuitos: Este es una serie de ensayos realizados por el fabricante a una turbinas de las serie de turbinas que fabrica para garantizar su calidad. Estos son:

- **Ensayo de protecciones eléctricas:** se realiza según las normas vigentes, en Argentina IRAN y AEA e internacionalmente IEC.
- **Ensayo de THD de armónicos del sistema de conversión CA/CC/CA:** se recomienda la norma internacional IEC 61000 y sus apartados y las recomendaciones de la IEEE.
- **Ensayo de corto circuito interno y externo del aerogenerador:** están las normas IRAM e IEC correspondientes.
- **Verificación de entrega de Potencia a la Carga:** Es un ensayo que el técnico instalador está capacitado para realizar.

Prevención ante descargas atmosféricas: es muy relevante, según la ubicación de la turbina en el lugar que esté, ésta debe estar protegida ante descargas atmosféricas o sea caída de rayos en tormentas eléctricas. Hay que asegurarse de ello porque en segundos, por la caída de un rayo, la instalación puede deteriorarse irreversiblemente. De no haber una protección cercana (edificio alto con pararrayos, etc.) hay que disponer de un pararrayo en la torre de la turbina con una descarga a tierra por medio de jabalinas de 2 o 3 metros. Esta puesta a tierra no debe ser la misma que el circuito eléctrico de la demanda o la turbina. El proyectista de la instalación debe verificar y/o calcular esta protección que es un costo adicional.

2.6 Conclusiones

Se han desarrollado los detalles que un cliente que va a adquirir una turbina eólica y el instalador que proyecta y define esa instalación, deben estar al tanto para realizar una instalación lo más segura y eficiente posible. Se han detallado criterios y aspectos teóricos para tener en cuenta en la elección de la turbina, su instalación y familiarizarse con los parámetros y variables a que está sujeto el dispositivo eólico durante su funcionamiento.

Los ensayos descriptos pueden obtenerse de las normas correspondientes o visualizarse con amplia información en internet. Es relevante realizar/replicar algunos ensayos para estar seguro de la calidad del equipamiento comprado. Es de destacar que no todos los equipos traen su electrónica adaptada a una conexión directa a la red. Las turbinas con generadores asíncronos podrían conectarse a red, pero los de generadores IP deben tener onduladores especiales para ponerse en paralelo.

Siempre y lo primero que hay que hacer es estudiar el recurso eólico en el lugar donde se hará la futura instalación eólica antes de comprar o definir la turbina. Una vez definido el lugar, consultar con el instalador para definir la turbina y sus accesorios

El Parámetro de Turbulencia del lugar puede definir el hecho de tener que usar una turbina más robusta por más que la velocidad media sea relativamente baja (<7m/s). Cuando este índice es muy alto cabe la necesidad de reforzar la torre y soportes y de realizar ensayo de fatiga en aspas y/o verificar fatiga mediante análisis de tintas (ensayo no destructivo) sobre las mismas durante el período de mantenimiento inicial (1 a 5 años).

Referencias

- [1] IEC 61400-1: Wind Energy Generation Systems - Part 1: Design Requirements, 2019.
- [2] IJA 2020: "Speed Deficit Determination in the Wake of a Darrieus-Troposkein Turbine", autores J. Lassig, C. Labriola. International Journal of Aerodynamics, IJAD Editions – Interscience Publishers Ltd.
- [3] WREC 2021: "Darrieus turbine for applications in Urban Environments", autores J. Lassig, C. Labriola. Word Renewable Energy Congress, Lisboa, Portugal, Julio 2021.
- [4] EEE-FIUNCo 2019: Curso sobre turbinas eólicas de la Especialización en Energía Eólica, Facultad de Ingeniería, Disertante: Dr. Lassig, Universidad Nacional del Comahue, 2019.
- [5] Le Gourieres – 1990: "Energía Eólica, Teoría, Concepción y Cálculo de las Instalaciones", autor: D. Le Gourieres, Editorial MASSON SA, 1990.
- [6] GIV 1988: Campaña de medición eólica en Neuquén, Grupo de Ingeniería del Viento, responsable: Dr. Lassig, Facultad de Ingeniería, Universidad nacional del Comahue (FIUNCo), 1988.
- [7] WEH 2002: "Wind Energy Handbook", T.Burton, D Sharpe, N, Jenckins, E Bossany, Editorial Wiley, 2002.
- [8] Cartro 2014: "Diseño y construcción de una pequeña turbina Eólica", autor: Miguel Suau de Cartro; Director de Tesis Carlos Verganzones Nicolás. Tesis de grado para Ingeniería de las Energías de la Universidad Politécnica de Madrid, Escuela Superior de Ingeniería Minas y de la Energía, enero 2014.
- [9] EEE-FIUNCo 2021: Curso sobre Máquinas Eléctricas en Turbinas Eólicas, de la Especialización en Energía Eólica, Disertante: MSc. Labriola, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional del Comahue, 2019.
- [10] INTI 2013: "La Instalación de Aerogeneradores de baja Potencia – Guía de aspectos generales", Instituto Nacional de Tecnología Industrial, Ministerio de Producción, Rep. Argentina
- [11] GREEF 2021: Proveedor Qingdao GREEF New Energy Equipment Co., Ltd., Holdind de dispositivos de Energía Renovable y sus accesorios (Alibaba.com), 2021.
- [12] WES 1990: "Wind Energy Conversion Systems" Capitulo 10: "Modelling of WECS" A.garrad, J.Bleijs – L.L.Freris, Prentice Hall, 1990.
- [13] SNLA 1980: Anales: "Vertical Axis Wind Turbine design Technolgy Seminar for Industry", Sandia National Laboratories Albuquerque, New Mexico, EEUU, Wind Books, abril 1980.
- [14] PICTO 2010-2014: Proyecto de Investigación Científica y Tecnológica Orientado 2010-CIN II N° 0085, ÁREA TEMÁTICA 1. "PEQUEÑAS CENTRALES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA", Título: "EVALUACIÓN DE TURBINAS EÓLICAS DESARROLLADAS POR UNIVERSIDADES PATAGÓNICAS, EN DOS MICRO REGIONES DE NEUQUÉN Y SANTA CRUZ ", Director. J Lassig, Co-Director: C. Labriola, FIUNCO 2010-2014.
- [15] Solar Cities 2014:" Aprovechamiento de Fuentes de Energía Renovable intrínsecas y externas a un edificio de varios pisos", Autores: C. Labriola, J.Lassig. CABA Buenos Aires 2014.
- [16] Irazusta 2018: Trabajo Final de Especialización en Hidráulica: "Diseño de una Turbina Turgo", Autora: M.B. Irazusta, Universidad Nacional de Córdoba, 2018.
- [17] EWEC 1999: Anales del "European Win Energy Conference", Niza Francia. Trabajo: " Grid impact of a 20kW variable Speed Wind Turbine" Autores: T. Thiringer et. Al. Chalmers University of Technology, Suecia. 1 al 5 de marzo,1999.
- [18] Seminario sobre visita Dr. Lassig al Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, Soria, España, 2018.
- [19] De Battista 2000: " Control de Calidad de Potencia en sistemas de conversión de energía eólica" , Tesis Doctoral en Ingeniería, Autor H. De Dattista, Universidad Nacional de La Plata, 2000.
- [20] Villamil 2010: "Simulación de ensayos de fatiga de palas de aerogeneradores" tesis de grado para Ingeniería Industrial, M. Villamil, Universidad Politécnica de Navarra, 2010.

3

DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO EN ESPACIOS URBANOS

Bruno López

3.1 Introducción

En los últimos años, el sector de la energía eólica experimentó un crecimiento exponencial en todo el mundo. Primero a través de una elevada inserción de parques eólicos en tierra, que luego fueron llevados al mar para incrementar la producción, y, más recientemente, al entorno urbano en el contexto de las ciudades inteligentes y la microgeneración renovable próxima al centro de consumo. Este contexto, ha motivado la realización de numerosas investigaciones para mejorar la tecnología de los pequeños aerogeneradores y por ende su aprovechamiento en el entorno urbano. Sin embargo, la implementación de este tipo de máquinas sigue siendo muy limitada en las ciudades. En primera instancia se define el concepto de Capa Límite Urbana (CLU) y se introducen los parámetros que resultan determinantes en la evaluación del potencial eólico en entornos urbanos, tales como la velocidad media, la intensidad de turbulencia y las escalas integrales de turbulencia. Asimismo, se realiza una introducción somera de la tecnología empleada para aprovechar el recurso eólico en entornos urbanos con fines de microgeneración eléctrica.

El cuerpo principal del capítulo ha sido destinado a describir las principales herramientas empleadas para caracterizar el clima de vientos en entornos urbanos. Esta caracterización es un aspecto clave para determinar la viabilidad técnica y económica de los proyectos de microgeneración. Si bien el interés por la aplicación de estas herramientas en la evaluación del potencial eólico es bastante reciente, el uso de las herramientas para caracterizar el viento en las ciudades no lo es. Tradicionalmente las herramientas han sido utilizadas con diversos fines tales como, el estudio de la acción dinámica del viento sobre la fachada de edificios, análisis de dispersión de contaminantes en la atmósfera o el estudio de confort urbano. Esto ha permitido un desarrollo destacable de las herramientas a disposición debido a sus características técnicas y a la precisión que son capaces de lograr. Las herramientas son generalmente clasificadas en los siguientes grupos: modelado analítico, medición en campo, modelado experimental y simulación utilizando códigos CFD (Computational Fluid Dynamic).

La presentación de las herramientas de análisis ha sido abordada en dos partes. Una primera parte describe las herramientas empleadas en la caracterización global del viento en las ciudades. Esta caracterización permite evaluar el potencial eólico de las ciudades desde una óptica global, así como determinar las regiones más propicias para explotar el recurso eólico. La segunda parte, introduce las herramientas empleadas en el análisis del viento en regiones específicas dentro de una ciudad como puede ser un edificio o vivienda, espacios públicos, entre otros. Asimismo, pueden ser empleadas en el diseño de nuevos edificios con el objetivo de integrar elementos de explotación del recurso eólico de manera eficiente.

3.2 Marco teórico, conceptos y definiciones

3.2.1 Capa Límite Urbana

La rama de la ciencia encargada de estudiar la interacción de la superficie con la atmósfera, a través de la Capa Límite Atmosférica (CLA), y su efecto en el desarrollo de las actividades humanas se denomina Ingeniería del Viento. Entre las actividades de investigación de esta área se encuentran por ejemplo el estudio del efecto del viento sobre edificios y otras estructuras civiles construidas tanto en las ciudades como en medios rurales que permita asistir en su diseño, el efecto sobre peatones y el nivel de confort en espacios abiertos de los entornos urbanos, o sobre plantaciones en el medio rural producto de las actividades agropecuarias. También se desarrollan estudios de transporte de contaminantes en las ciudades, a través del aire, provenientes de la actividad industrial, de los vehículos o incluso de las chimeneas de las estufas a leña. Asimismo, ha surgido interés en los últimos años por el estudio de factibilidad para la instalación de aerogeneradores con fines de micro generación en entornos urbanos, permitiendo localizar diversos sitios dentro de la urbe donde se puedan obtener aprovechamientos energéticos rentables.

La región de la CLA que se desarrolla en el entorno de las construcciones civiles que conforman las ciudades se denomina Capa Límite Urbana (CLU), y se encuentra caracterizada por la geometría local de los edificios y los procesos termodinámicos producto de la actividad humana dentro de la ciudad. El flujo de viento en esta región presenta velocidades más reducidas, a la misma altura, con respecto a la Capa Límite Rural, así como un mayor nivel de turbulencia. Dentro de la CLU, la región más próxima al suelo y cuya altura suele rondar entre una y dos veces la altura media de los edificios (elementos de rugosidad) se conoce como Subcapa Rugosa. Dentro de esta última, el Glosario de Meteorología (publicado por la American Meteorological Society) distingue la capa "Urban Canopy Layer" con una altura del orden de la altura media los edificios y árboles que conforman el área urbana (ver figura 3.1). Es en esta última región donde surge el interés de evaluación local del recurso eólico con fines de microgeneración de energía.

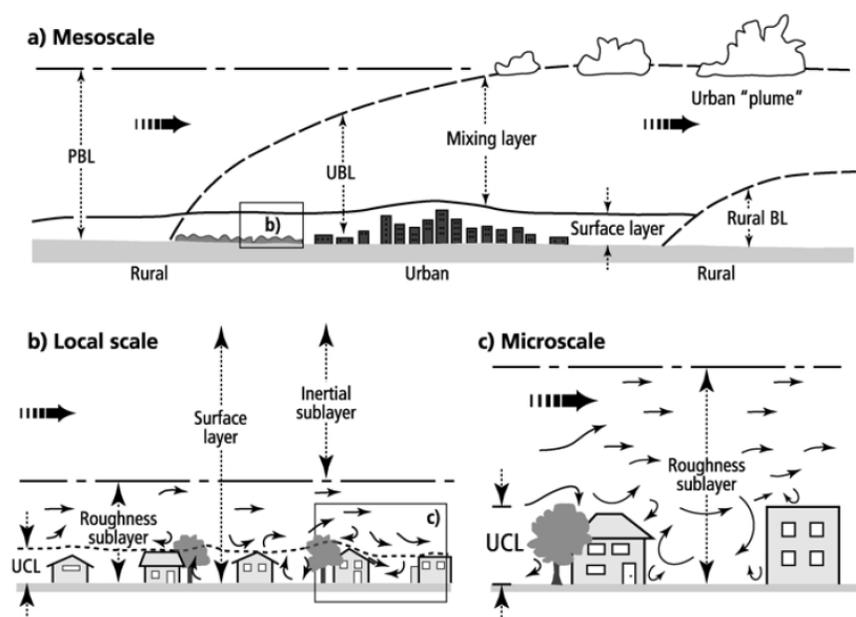


Figura 3.1 Esquema de la Capa Límite Urbana y sus escalas. Tomado de [7].

La descripción completa de la estructura de la CLA requeriría en principio del conocimiento de una infinidad de parámetros. Para simplificar este tratamiento, en [8] los autores establecen aquellos que consideran más importantes para lograr al menos una descripción adecuada, a saber:

- Distribución de la velocidad media en función de la altura
- Intensidad de turbulencia en función de la altura de cada una de las componentes.
- Escalas integrales de la turbulencia.
- Microescalas de la turbulencia.
- Correlaciones entre las componentes de la velocidad turbulenta (tensiones de Reynolds).
- Espectro de la turbulencia.

Debido a que en la práctica resulta complejo el análisis y modelado de todos estos parámetros que caracterizan el flujo atmosférico, se suele establecer cierto orden de relevancia con respecto a las características que deben ser modeladas de manera precisa, y las que permiten cierta tolerancia, en función de la aplicación estudiada. En el caso del análisis de potencial eólico es necesario determinar no sólo la distribución de la velocidad media sino también aquellos parámetros que caracterizan la turbulencia tales como la intensidad, las escalas integrales y el espectro de la turbulencia. Estos últimos afectan de manera importante el desempeño de los aerogeneradores y las solicitaciones mecánicas a las que se encuentran expuestos durante su operación.

3.2.2 Microgeneración de energía

Las tecnologías de aprovechamiento de la energía eólica son una parte importante del sector de la energía renovable, y como tal han sido objeto de intensa investigación en las últimas décadas. Desarrollar aerogeneradores eficientes y rentables para el entorno urbano es una nueva área de trabajo que puede reducir aún más la dependencia de los combustibles fósiles y la emisión de gases de efecto invernadero.

Por otro lado, la capacidad de generar energía eléctrica en la proximidad del lugar en que esta es demandada contribuye a reducir los costos asociados con la distribución de electricidad. Esta característica hace atractiva a la generación distribuida, incluyendo como tal a la energía eólica urbana o micro-eólica.

Uno de los principales desafíos al tratar de integrar las microturbinas eólicas en los complejos entornos urbanos, a través de estudios de factibilidad, se relaciona con la modelación aerodinámica de los edificios. En la figura 3.2 se muestran ejemplos de edificios que han sido diseñados para aprovechar el recurso eólico a partir de aerogeneradores integrados.

En generación de electricidad a través del recurso eólico, es bien conocido que la potencia eléctrica de salida de un aerogenerador (P_w) aumenta con el cubo de la velocidad del viento (v), y es proporcional al área barrida por las aspas o palas del rotor (A) y la densidad del flujo de aire (ρ), como se muestra en la siguiente ecuación:

$$P_w = \frac{\rho A v^3}{2} \quad (1)$$

En general, en el contexto urbano tanto la velocidad como la densidad del flujo de aire aumentan localmente, ya que el aire se ve obligado a circular alrededor de obstáculos como casas, edificios, estructuras, etc. Sin embargo, también se presenta una reducción inevitable del flujo medio debido al aumento de la rugosidad del suelo (fricción) y a la dirección cambiante e impredecible del viento, por lo tanto, en una ciudad el flujo de aire resulta ser muy turbulento, reduciendo así la eficiencia de las turbinas.

Por lo tanto, el diseño de turbinas eólicas que puedan operar bajo condiciones de turbulencia se vuelve crítico para mejorar el rendimiento.

En general, las turbinas eólicas se clasifican en aerogeneradores de eje horizontal, HAWT y turbinas eólicas de eje vertical, VAWT, según la orientación de su eje de rotación. Las turbinas eólicas horizontales convencionales ofrecen una tecnología relativamente más probada, sin embargo, en aplicaciones urbanas las VAWT pueden resultar convenientes, en particular, porque estas son más aptas para operar en presencia de flujos de aire turbulento. De igual forma, dentro de las VAWT también se pueden encontrar dos tipos: Darrieus y Savonius.

Ante la gran variedad de microturbinas y de posibles locaciones (ubicaciones) en una ciudad, es necesario realizar estudios detallados, principalmente a través de simulaciones en computador, para evaluar la potencialidad de la explotación del recurso eólico, es decir, para seleccionar la ubicación y el tipo de turbina adecuada.



(Fuente: <http://cristian-casni.blogspot.com/2010/05/edificios-inteligentes-y-cuentas-pasivo.html>)

Figura 3.2. Diseños de edificios con aerogeneradores integrados.

3.3 Determinación del potencial eólico en la ciudad (análisis global)

Como se mencionó en la sección anterior, las características del flujo de aire en un entorno urbano son muy complejas, especialmente cuando estas son comparadas, p. ej., con las de los parques eólicos. El área urbana de una ciudad generalmente incluye estructuras tales como viviendas y edificios. El flujo de aire en este tipo de ambientes enfrenta una gran rugosidad superficial que afecta significativamente al perfil del viento. Los edificios obstruyen la trayectoria del viento de baja altura, forzando cambios rápidos en la dirección del flujo y dando lugar a zonas con intensa turbulencia [1].

Esta característica de flujo de aire turbulento dificulta el aprovechamiento eficiente de la energía eólica en las áreas urbanas. Sin embargo, investigaciones recientes ([2], [3]) sugieren que la energía eólica urbana es una importante fuente de energía renovable, de especial importancia si se le considera como generación distribuida en posible asociación con la fotovoltaica, constituyendo así sistemas de generación renovables híbridos.

La velocidad media del viento en un entorno urbano es menor que en uno rural. Sin embargo, el resultado de efecto túnel creado entre los edificios ofrece velocidades de viento locales más altas. Dicho efecto se presenta en espacios estrechos entre edificios altos y en los exteriores de edificios de gran altura, incluido el borde de techos de estos (cornisas). Por lo tanto, el análisis detallado del flujo de aire en terrenos complejos es importante para aprovechar adecuadamente el potencial eólico. Dos tipos de estudios son importantes en este contexto: el macro-emplazamiento y el micro-emplazamiento de aerogeneradores. El primero consiste en un análisis global de toda el área urbana para definir las posiciones de mayor factibilidad para el emplazamiento de las turbinas, mientras que el segundo, una vez definida la posición, consiste en el análisis de detalle del micro aerogenerador (incluyendo la selección del tipo de turbina adecuada para la posición bajo estudio) y su interacción con el viento en su localidad.

A continuación, se realiza una revisión de la literatura que trata el problema de macro emplazamiento, haciendo especial énfasis en las diversas metodologías que son comúnmente empleadas con este propósito.

Una de las principales dificultades para acelerar la implementación de micro-aerogeneradores en las ciudades es la falta de herramientas para estimar adecuadamente el potencial de la energía eólica en ellas. Para realizar tal estimación, es fundamental determinar la distribución de campo del flujo de aire. Para ello, se emplean diferentes métodos como:

- análisis de Weibull
- análisis de datos de micrometeorología,
- análisis de mediciones experimentales, y
- técnicas computacionales para modelar la dinámica de fluidos (Computational Fluid Dynamics, CFD)

3.3.1 Análisis de Weibull

Esta técnica es utilizada para estimar la producción anual de energía de un aerogenerador, utilizando la función de distribución de Weibull para modelar la probabilidad de ocurrencia anual de velocidad de viento. El empleo de esta técnica requiere la calibración de la función de distribución a partir de series temporales de velocidad de viento correspondientes al sitio donde se desea evaluar el potencial eólico.

Un ejemplo de aplicación de este tipo de análisis se presenta en [4], en donde se realiza una evaluación del potencial eólico en el área urbana de la ciudad de Surakarta. En Indonesia, la energía eólica en las ciudades puede llegar a ser un recurso energético importante, aunque este ha sido poco explorado. En Indonesia, la velocidad del viento es generalmente baja, sin embargo, en los edificios altos del área urbana, la velocidad del viento es suficientemente alta como para ser aprovechada para abastecer las necesidades energéticas de dicho predio. En este trabajo de investigación, se lleva a cabo un estudio de factibilidad del potencial eólico en el área urbana de la ciudad de Surakarta en Indonesia. Este análisis se lleva a cabo a una altura de 50 metros usando la distribución de Weibull. Los datos de la velocidad del viento, con resolución horaria, se han recolectado desde el 2011 al 2015. A partir de los resultados obtenidos de la velocidad del viento, se ha obtenido un mapa de viento de Surakarta con el objetivo de determinar los lugares que tengan un buen potencial para aprovechar el recurso eólico.

Los resultados mostraron que en esos 5 años la ciudad de Surakarta había tenido una densidad de energía media (ED) de 139.43 W/m^2 , una energía anual disponible (EI) de $1221.4 \text{ kWh/m}^2/\text{año}$, una velocidad de viento más frecuente (VFmax) de 4.79 m/s y una velocidad que contribuye a obtener la máxima energía (VEmax) de 6.97 m/s . La dirección del viento se dirigía principalmente desde el sur, con una frecuencia del 38%. El sur y el área oeste tenían la más alta velocidad de viento que en otras partes de la ciudad. También, en esas áreas se encuentran varios edificios altos, los cuales resultan apropiados para la instalación de turbinas pequeñas en su parte más alta. El diseño de este tipo de turbinas debe ser el adecuado para aprovechar de mejor manera la VEmax.

Otro ejemplo de este tipo de análisis se presenta para la ciudad de Taranto en Italia, en [5]. La ciudad de Taranto es una ciudad con niveles de polución en el aire que está pasando por una transición donde se está desacelerando la industria del acero al tiempo que se están empezando a hacer investigaciones ambientales. Este proceso de interés por el desarrollo sostenible empieza con el sistema educativo, donde las universidades se encargaron de promover la sostenibilidad a futuros científicos e ingenieros. Además, en Italia se están haciendo convenios para promover las energías limpias y las ciudades inteligentes.

Para hacer la caracterización, los datos se obtienen de una estación del clima que consta de una serie de sensores que mide la velocidad del viento, la dirección, la temperatura, la presión, y la humedad relativa. El análisis de datos se hace mediante la distribución de Weibull. Los resultados son mostrados en tablas que nos indican la velocidad del viento y la frecuencia con que esta velocidad se presenta en las mediciones, así como su probabilidad. La velocidad obtenida que tiene mayor probabilidad esta entre 1.4 m/s y 1.5 m/s para la época de mayo de 2009 a abril del 2010. También se hace un análisis económico donde se muestra cómo se calcula los costos del proyecto y se hace un listado de todas turbinas que están en el catálogo de turbinas de viento urbanas. A este listado se le hace el análisis económico y técnico.

Con todo este análisis, se concluye que con subsidios financieros se hace viable la generación de energía eléctrica por medio de turbinas eólicas urbanas. Es fundamental que los análisis incluyan a los actores que pueden verse afectados con este tipo de micro-redes tanto de forma económica, política, social, etc.

3.3.2 Análisis de mediciones experimentales

Tradicionalmente, las mediciones de campo y los experimentos de túnel de viento son considerados como los estudios más confiables. No obstante, en las mediciones de campo y en las pruebas de túnel de viento, solo se realizan mediciones puntuales en áreas seleccionadas, lo que las hace ideales para la ubicación de turbinas eólicas en parques eólicos.

Un ejemplo de este tipo de análisis se presenta en [6], en donde se realiza un análisis experimental, del potencial de la energía del viento sobre edificios altos influenciados por edificios vecinos. Los patrones de

flujo de viento, velocidad de viento y turbulencia son parámetros importantes que deben ser estudiados para aprovechar el potencial del viento. Con respecto a esto, los autores realizaron una investigación experimental que busca conocer este tipo de parámetros sobre un edificio alto que está rodeado por otros edificios vecinos.

El experimento consistió en la utilización de edificios cuadrados planos cuyas medidas de altura y ancho tienen una proporción de 3:1 respectivamente, la utilización de un túnel de viento de 1,6 m de alto y 1.8 m de ancho. También se estableció una velocidad del viento a la salida del túnel de viento de 16 m/s, un 13% de intensidad de turbulencia y un 11% de intensidad de turbulencia vertical. Los ángulos del viento para la prueba experimental fueron 0°, 15°, 30°, 45°.

La medición de flujo se realizó con un solo cable de prueba de DANTEC(55P61) que mide la componente vertical del viento y la dirección de este. Este cable usa una frecuencia de muestreo de 2000Hz. La velocidad sobre el edificio se midió en puntos donde la presión del viento es mayor y a diferentes alturas sobre el edificio. Se usó un tubo de Prandtl que se monta 1 metro sobre el edificio para mantener la velocidad del viento de referencia. El número de Reynolds es de $1,4 \times 10^5$ con respecto a la velocidad promedio en el alto del edificio. El valor de incertidumbre para la velocidad del viento obtenida fue de 5.6%, la turbulencia vertical fue de 9.4% y la dirección de 9.6%.

Los valores de incertidumbre se deben a la variación de las condiciones experimentales, calibración, posición del cable, entre otros factores. Además de la medición de velocidad, se realizó la medición de presión en 64 puntos diferentes sobre el edificio modelo haciendo uso de dos sensores: Honeywell 170 PC y AMSYS 5812-0001-D-B. El funcionamiento de los sensores consiste en medir la presión diferencial entre la presión del edificio y la presión estática del tubo de Prandtl. Para esta medición se usó una frecuencia de prueba de 1000 Hz y un sistema de múltiple medición. Las incertidumbres de las superficies de presión fueron de 2.5%, y una frecuencia de corte de 200 Hz.

Los resultados con respecto a los patrones de flujo fueron medidos y mostrados en graficas de vectores de velocidad. En consecuencia, para un ángulo de 0° se presentó una intensidad de turbulencia alta. Para un ángulo de 15° el flujo tiende a adherirse al techo, además de que cerca del techo hay valores grandes de turbulencia. Para un ángulo de 30°, los vectores de velocidad son más inclinados hacia arriba que para los ángulos de 0° y 15°. Para el ángulo de 45° se forman vórtices cónicos.

También se hace una comparación de las turbulencias medidas para los diferentes ángulos. Los resultados indican que en los ángulos 0°, 15° y 30° se presenta gran turbulencia en diferentes puntos del techo. En sí, el ángulo que es menos favorable para obtener energía a partir del viento es de 0°. En el ángulo de 15° se produce una capa de cizallamiento arriba del techo del edificio. Para ángulos de 30° y de 45° se crean unos conos de separación que son más pronunciados para el ángulo de 30°. Todos los resultados fueron empleados para crear una base de datos para una posterior investigación numérica haciendo uso de la dinámica de fluidos computacionales, CFD.

3.3.3 Dinámica de fluidos computacional (CFD)

Como se menciona anteriormente, realizar mediciones es ideal para estudios puntuales, sin embargo, para estudios de ubicación de microturbinas eólicas donde se requiere un análisis del flujo de aire detallado, la realización de estas mediciones puede resultar inconveniente por los costos y por la gran cantidad de mediciones a adquirir para lograr una buena modelación del entorno urbano. De hecho, los proyectos eólicos urbanos no tienen suficientes márgenes de ganancia para permitir campañas de medición exhaustivas.

Otra posibilidad es la de utilizar otras fuentes de datos para la caracterización del flujo de aire, como sería el caso de bases de datos locales al entorno urbano a considerar, como también de bases de datos nacionales como el atlas de potencial eólico nacional y regional. Estas bases generalmente se basan en la aplicación de datos de modelos de mesoescala (por ejemplo, WRF - Investigación y predicción meteorológica) a modelos estándar de microescala (por ejemplo, WASP - Análisis de viento y programa de aplicación [2]) que, a pesar de su validez, no están adaptados a estos entornos y provocando que el potencial eólico, a menudo, se sobreestime [3].

Es en este contexto, donde el modelado numérico del flujo de viento en áreas urbanas a través de CFD se convierte en una interesante alternativa, especialmente gracias al avance de las tecnologías informáticas y de la disponibilidad de los recursos de cómputo a un costo razonable, CFD puede realizar estudios de flujo de aire, proporcionando mayores detalles a alta resolución, facilitando el análisis para la ubicación de micro-aerogeneradores urbanos.

En varios artículos se ha empleado CFD para este tipo de análisis. En particular, en [3] observó un gran consumo de tiempo y elevado esfuerzo computacional cuando se aplica CFD para modelar grandes áreas urbanas, de geometría compleja, en particular cuando se busca evaluar adecuadamente el impacto de las estructuras edilicias en el flujo del viento. Para tratar con este problema, los autores desarrollaron una metodología para la evaluación de los recursos eólicos urbanos, a partir de la construcción de la superficie que involucra áreas construidas, de orografía compleja. La propuesta metodológica considera la aplicación de modelos de CFD a áreas pequeñas de una determinada región urbana, permitiendo el establecimiento de factores de corrección para la distribución espacial global del flujo de viento. En los últimos años, el sector CFD ha desarrollado varios productos comerciales, algunos de ellos especialmente orientados a aplicaciones de vientos urbanos. En este caso, el modelo WindSim [4] (referido posteriormente como Complejo CFD) se usa para modelar la superficie de los edificios y el terreno circundante (modelo de terreno digital urbano: U-DTM) y el modelo Meteodyn [5] (referido posteriormente como CFD-Urban) se usa para modelar la geometría natural de los edificios en un área pequeña. En ambos casos, se utilizan los datos de viento del atlas de potencial eólico para la parte continental de Portugal [6]. La metodología se aplicó a un caso de estudio en las ciudades de Estoril y Sao Domingos en Portugal, Los resultados permitieron la evaluación del potencial eólico de una gran área urbana, y los mismos fueron consistentes con mediciones adquiridas en el área del estudio, con desviaciones máximas del orden del 10% para velocidad media del viento y del 20% para la densidad de potencia en (W/m^2).

Por otro lado, en [7] se abordan cuatro factores principales que afectan la ubicación de la instalación de turbinas eólicas montadas en un techo: forma del techo, dirección del viento, altura del edificio y configuración urbana. Los estudios se realizan mediante el uso de Dinámica de Fluidos Computacional (CFD) para analizar el flujo de aire con el objeto de determinar la ubicación más productiva de energía para una microturbina eólica. En un primer paso, las formas del techo se consideran como un desarrollo aislado para identificar la forma óptima del techo para el montaje de turbinas eólicas; y luego ese techo se implementa dentro de diferentes configuraciones urbanas que cubren edificios con diferentes alturas. Para especificar la forma óptima de techo para montar turbinas eólicas, se usaron seis diferentes formas de techo que cubren un edificio cúbico cuya altura es de 6 m. Estas formas de techo son: planas, abovedadas, a dos aguas, piramidales, barril abovedado, y con cuña, que representan las formas básicas de las formas de techo más comúnmente usadas en áreas urbanas. Para investigar el efecto de la dirección del viento, se realizaron simulaciones con diferentes direcciones del viento (6 en total, de 0° a 180°). Para investigar el efecto de la altura del edificio, se utiliza la forma óptima del techo con alturas variables de 12 m y 24 m. Para investigar el efecto de la configuración urbana, se utilizaron el techo a estudiar colocado en una serie de edificios cúbicos. Finalmente, todos los resultados se comparan para identificar el efecto de la forma del techo, la dirección del viento, la altura del edificio y la configuración urbana en la ubicación

de montaje y el rendimiento energético de un aerogenerador montado en el techo. Para todos los techos investigados, se observó que la región de máxima intensidad de turbulencia se extiende directamente sobre el techo a una distancia de 1.3 de la altura del techo, lo que significa que para todos los casos una turbina eólica montada en el techo debe colocarse a una altura igual o mayor que 1.3 veces la altura del edificio. En términos de velocidad de flujo, todas las formas de techo investigadas tuvieron un efecto acelerador sobre la velocidad del viento. Se puede concluir que el caso de montar una microturbina eólica sobre un edificio aislado no es tan común dentro del entorno construido, excepto en edificios de gran altura donde los edificios circundantes tendrían un efecto insignificante en el flujo de viento local sobre el techo. Debido a la complejidad del entorno construido, se necesitan simplificaciones para estos estudios, donde todas las variables se fijan, excepto una variable para investigar su efecto sobre el flujo de viento local. Sin embargo, para edificios de poca altura, los edificios tendrán un efecto acelerador sobre el flujo del viento sobre el techo, lo que requiere una evaluación completa del flujo del viento para determinar las ubicaciones potenciales para montar una turbina eólica para aprovechar el efecto de aceleración. Este estudio ha demostrado que la colocación cuidadosa de una turbina eólica montada en el techo, para una forma de techo particular, puede maximizar la recolección de energía de la aceleración del viento sobre el edificio.

Finalmente, el artículo [8] presenta una amplia investigación sobre las modificaciones de flujo de viento inducidas en el área del techo de un edificio en un contexto urbano debido al entorno que la rodea. Para esto, se realiza un análisis paramétrico mediante el uso de Dinámica de Fluidos Computacional (CFD) para analizar el flujo de viento para caracterizar el campo de flujo de aire en una zona de 2 m sobre el techo del edificio seleccionado en función de la altura y el ancho del edificio y la distancia entre los edificios del entorno; además, se considera la presencia de un techo plano e inclinado. Como conclusiones del análisis, el estudio paramétrico señaló algunas tendencias generales, que mostraron que el entorno urbano puede representar una frontera interesante para una amplia difusión de la tecnología microeólica sobre la base de la posibilidad de explotar algunas aceleraciones locales intensas del flujo de viento que se aproxima cada vez que las condiciones geométricas particulares del entorno se cumplen. Más específicamente, para lograr algunos beneficios notables en una instalación urbana, el edificio elegido debería ser lo suficientemente más alto que los edificios circundantes. Asimismo, la relación de alturas entre el edificio de estudio y el edificio que está en la dirección predominante del viento debe ser una función de la distancia relativa entre ellos, para explotar una especie de efecto de "rampa aerodinámica" que acelera el flujo de aire que se aproxima al edificio de estudio. Al mismo tiempo, la forma del techo también puede proporcionar algunos beneficios notables en términos de dirección y módulo de flujo, con un aumento de velocidad maximizado mediante la aplicación de un techo inclinado de 8 grados. Además, con la suposición de una distribución eólica de Rayleigh, también se compararon algunas configuraciones específicas en términos de potencial energético específico, con los resultados finales de que una turbina microeólica en el contexto urbano puede teóricamente tomar ventajas relevantes (hasta un 20%) de un sitio de instalación favorable, mientras que una producción de energía muy pobre tiene que ser contabilizada siempre que se elija un entorno desfavorable. Finalmente, el artículo destaca las perspectivas en términos de potencial energético centrándose en la elección del sitio de instalación y la tipología de la turbina.

3.4 Modelado del viento en ubicaciones urbanas específicas (análisis local)

3.4.1 Mediciones experimentales

Determinar el movimiento de flujos turbulentos en geometrías complejas, como las que se encuentran dentro de la CLU, es uno de los grandes desafíos que se le ha presentado a la ciencia en el estudio de la Mecánica de los Fluidos. La presencia de fenómenos locales tales como separaciones de capa límite, recirculaciones y desprendimiento de vórtices, constituyen un verdadero desafío para el estudio analítico de la interacción entre las estructuras y el flujo atmosférico. Si además se consideran los procesos termodinámicos que ocurren en la CLU, la dificultad es aún mayor. Un esquema de las estructuras que se generan en el flujo, como producto de la interacción del viento con los edificios, se presenta en la figura 3.3.

Es debido a esta complejidad para resolver el comportamiento de los fluidos a partir de los modelos matemáticos, que la metodología más confiable para su estudio consiste en la observación experimental, como lo ha sido desde la primera mitad del siglo pasado. En el caso particular de la evaluación del recurso eólico en entornos urbanos se recomienda ([9]) la medición directa con anemómetros en la ubicación y altura donde se proyecta la ubicación del aerogenerador.

Cabe destacar la campaña intensiva de medición llevada a cabo durante un año en la ciudad de Basilea (Suiza) en el marco del proyecto BUBBLE (Basel UrBan Boundary Layer Experiment, [10]). La misma consistió en la combinación de distintas tecnologías de medición de velocidad de viento como anemómetros ultrasónicos, dispositivos SODAR (SONic Detection And Ranging) y LiDAR (Light Detection And Ranging) con el objetivo de caracterizar las condiciones meteorológicas dentro de la ciudad que permitieran estudiar los procesos de dispersión de contaminantes que allí ocurren.

En el Distrito Metropolitano de Quito (Ecuador) se obtuvieron datos secundarios de los registros del INAHMI, entre los años 1982 – 2012 en Iñaquito (2789 msnm), Izobamba (3058 msnm) y la Tola de Tumbaco (2480 msnm). Los datos primarios por su parte fueron tomados en Calderón (2680 msnm), Itchimbia (2929 msnm). Los datos se recolectaron cada 30 segundos, por tres meses. Los equipos de medición se colocaron a 12 metros del nivel del suelo. Los datos del INAHMI muestran para Iñaquito velocidades de 3 a 6 m/s mensualmente e Izobamba de 2 a 3 m/s mensualmente. La Tola de Tumbaco tiene valores que van desde los 2m/s hasta el valor máximo obtenido de 8m/s. Debido a que los datos fueron obtenidos de manera secundaria, a partir de información mensual, no se tiene un conocimiento exacto del comportamiento del viento a determinadas horas del día. Los resultados obtenidos de las mediciones primarias, si pueden tener un registro detallado, siendo así que, para Calderón, las mayores velocidades están entre las 11h00 y 16h00, llegando a 5 m/s, y para horas fuera de ese intervalo se registran valores muy pequeños menores a 1 m/s. Con ello se obtuvo una velocidad promedio de 3m/s. En Itchimbia, el valor máximo alcanzado fue 8 m/s, con una velocidad promedio de 3 m/s; sin embargo, a diferencia del sector de Calderón, aquí los valores fueron alcanzados entre las 9h00 y las 15h00. Adicionalmente, en horas de la noche se registraron principalmente velocidades entre 0.5 y 3 m/s, contando con la existencia esporádica de velocidades de hasta 6 m/s. En conclusión, en los lugares estudiados no se tiene recurso eólico suficiente para generación eléctrica de alta potencia. Sin embargo, con la velocidad de 3 m/s obtenida permitiría hacer uso de generadores eólicos de baja potencia, el cual podría ser aprovechado especialmente para abastecimiento o autoconsumo domiciliario.

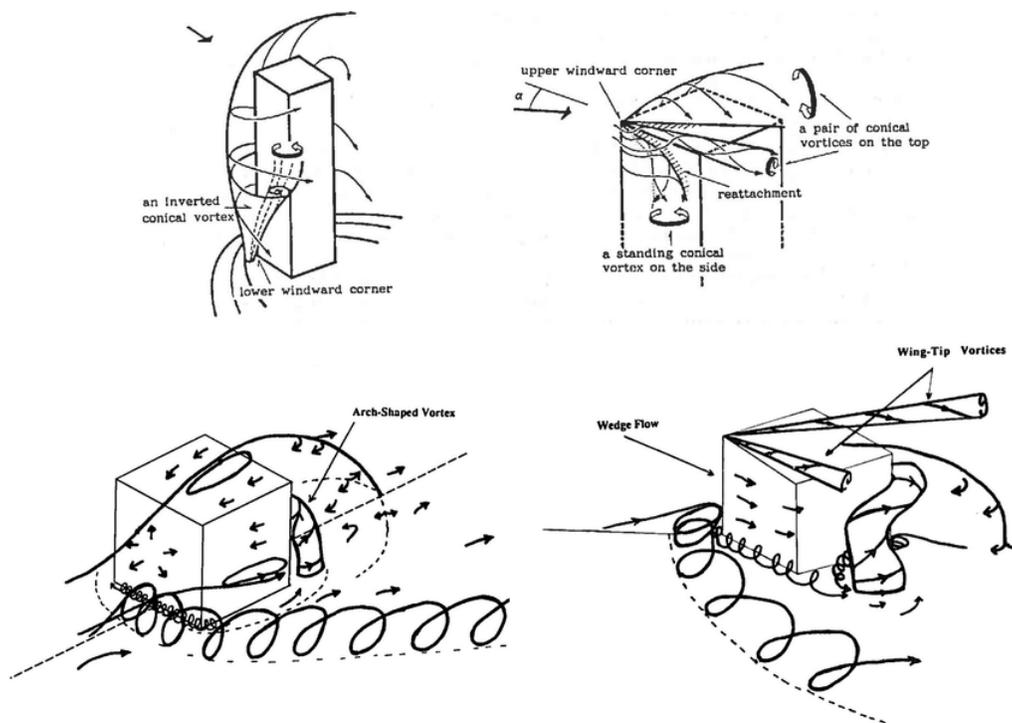


Figura 3.3 Esquema de las estructuras generadas en la interacción del flujo con. Tomado de [24].

El principal inconveniente de las campañas de mediciones es que requieren un tiempo y costos considerables que generalmente vuelven poco rentables los proyectos de microgeneración si se tiene especialmente en cuenta la escala económica de los mismos ([9], [11]). Además, en casos en que el proyecto de microgeneración se planifica conjuntamente con el edificio a construir, la evaluación del recurso mediante medición directa no es posible.

Los otros dos posibles enfoques para la evaluación del potencial consisten en las mediciones indirectas llevadas a cabo en modelos físicos a escala en Túneles de Viento, o en la realización de simulaciones numéricas. A continuación, se realiza una descripción de ambas técnicas.

3.4.2 Modelado en Túnel de viento

La Ingeniería del Viento tradicionalmente ha desarrollado sus estudios basándose en el modelado físico de los procesos en los que interviene la CLA en Túneles de viento especialmente diseñados para este propósito, denominados Túneles de viento de tipo CLA ([12], [13], [14], [15]). Dentro de estas instalaciones se generan, empleando diversas metodologías, flujos atmosféricos en pequeña escala que hacen posible reproducir la acción de los mismos sobre modelos de terreno en la misma escala. Mediante la utilización de diversas metodologías de medición y visualización es posible comprender el comportamiento del flujo de vientos y determinar los esfuerzos que se generan en la interacción con las estructuras civiles en cada caso específico.

La realización de experimentos basados en la reproducción del problema físico en modelos a escala resulta en muchas ocasiones una herramienta esencial para lograr un mejor entendimiento de las características del flujo atmosférico en el entorno urbano.

Los Túneles de viento fueron inicialmente desarrollados en el campo de la aeronáutica a partir de la última década del siglo XIX [13] y constituyen hasta el día de hoy una herramienta fundamental en el diseño de aeronaves y naves espaciales. Estas instalaciones son capaces de generar las condiciones del flujo que estas naves encuentran típicamente dentro de la atmósfera, caracterizado por un perfil uniforme de velocidad media y una intensidad de turbulencia de nivel bajo.

En el caso de los estudios asociados a la Ingeniería del Viento, se tenía conocimiento ya desde la primera mitad del siglo pasado que el estudio del comportamiento aerodinámico de las estructuras civiles debía ser realizado en flujos con características similares a la CLA [15]. Este hecho implica que la reducción a escala en los modelos no solo involucra la geometría de las estructuras sino también los aspectos físicos que caracterizan al flujo que incide sobre las mismas en la escala real (o prototipo).

La correspondencia entre las observaciones realizadas con estos modelos en el Túnel de viento y el prototipo a escala real se encuentra sustentada por la Teoría de Similitud, la cual establece criterios que deben cumplir determinados parámetros adimensionados y que aseguran la existencia de una transformación de similitud entre ambos problemas físicos.

La identificación del conjunto de parámetros que gobierna el movimiento del aire atmosférico se realiza adimensionando las ecuaciones diferenciales que describen dicho movimiento, conformadas por la ecuación de Balance de masa y Balance mecánico, en conjunto con las ecuaciones constitutivas propias del fluido. Estos números adimensionados son conocidos como Número de Homocronismo (Ho), de Froude (Fr), de Euler (Eu) y de Reynolds (Re). Si bien es posible determinar un número mayor de números adimensionados (si se considera también la ecuación de Balance de energía), este conjunto constituye el de mayor relevancia en el estudio de la capa límite neutralmente estratificada.

La igualdad de todos estos parámetros adimensionados establece una restricción desafortunada cuando se consideran dos movimientos (modelo y prototipo) que involucran al mismo fluido bajo la presencia del mismo campo gravitatorio, tal como sucede usualmente en los modelos de Túnel de viento. En estos casos, la igualdad de los números de Re y Fr simultáneamente implica que la escala de longitud entre ambos movimientos debe ser igual a la unidad.

Por este motivo, los ensayos realizados en Túneles de viento no logran reproducir con exactitud las características del movimiento a escala real. En la mayoría de los casos se recomienda trabajar con números de Fr iguales [15], a costa de la igualdad de los números de Re , siendo éste generalmente inferior en el modelo con respecto al prototipo. En algunos casos se pueden aplicar ciertas técnicas para reducir el error asociado a esta diferencia, como la utilización de fluidos con densidad inferior al del aire en ensayos aeronáuticos [15], o el aumento de la rugosidad de las superficies del modelo cuando se trabaja con flujos de tipo capa límite [12].

En otros casos se suele considerar que a partir de cierto valor de Re la dependencia del movimiento con este parámetro se reduce notoriamente. Este régimen de los flujos turbulentos es conocido como *automodelado* y su existencia debe ser verificada en cada caso particular.

Las configuraciones de Túneles de viento de tipo CLA más utilizadas se clasifican en Túneles de viento de circuito abierto (figura 3.4) y de circuito cerrado (figura 3.5). Cada sistema presenta sus ventajas y desventajas. El primero presenta un costo de construcción sensiblemente inferior y mantiene una temperatura del flujo constante, pero suele trabajar a presiones inferiores a la atmosférica. Por su parte, el segundo requiere menos energía para su funcionamiento, la sección de trabajo se encuentra a una presión próxima a la atmosférica y permite la utilización de partículas empleadas por diversos métodos

de medición y visualización del campo de velocidad. Como contrapartida presenta un elevado costo de construcción y genera un aumento gradual de la temperatura del flujo confinado en el mismo [14].

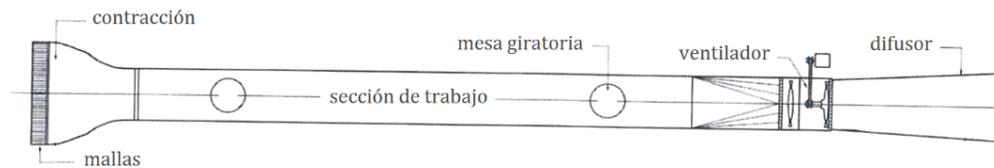


Figura 3.4. Esquema de Túnel de Viento de circuito abierto. Adaptado de [14].

El flujo de tipo capa límite reproducido en estas instalaciones es unidireccional en su movimiento medio y neutralmente estratificado, manteniendo coherencia con el modelo simplificado de CLA introducido en la sección anterior. Usualmente permiten trabajar con modelos a escala entre 1:400 y 1:50, cuya elección depende en gran medida de las características geométricas de las estructuras a analizar [12].

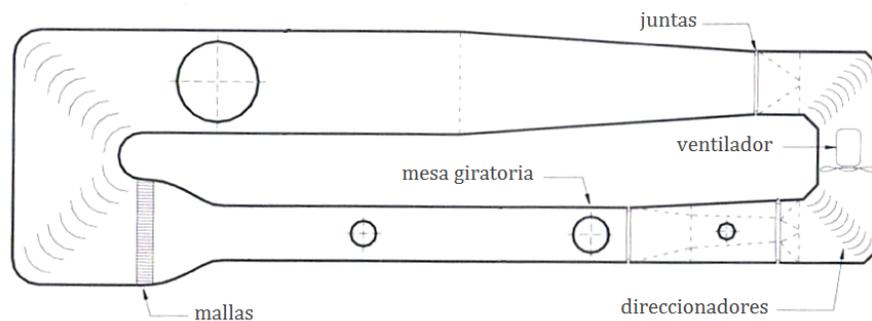


Figura 3.5. Esquema de Túnel de viento de circuito cerrado. Adaptado de [14].

3.4.2.1 Técnicas de reproducción de la CLA

La generación de flujos a escala reducida en un Túnel de viento con características de una CLA es una tarea compleja. Aun cuando en este tipo de modelos su reproducción se simplifica mediante la generación de una capa límite turbulenta en situaciones que permiten despreciar ciertos fenómenos físicos que ocurren en el flujo atmosférico como el cambio de dirección con la altura (espiral de Ekman) o los fenómenos termodinámicos.

Una gran variedad de metodologías ha sido desarrollada, principalmente en la segunda mitad del siglo pasado, para lograr representar estas características en el Túnel de viento, la cuales se pueden agrupar en dos grandes categorías denominadas métodos naturales y métodos artificiales [14].

Los primeros están basados en que, debajo de la capa límite turbulenta y muy próximo a la superficie se distingue una Subcapa viscosa donde, contrario a lo que ocurre en la primera, las tensiones rasantes del flujo medio son controladas por la viscosidad dinámica del fluido. Cuando la altura de esta Subcapa viscosa

es menor que la altura media de los elementos de rugosidad se dice que la superficie es aerodinámicamente rugosa. En esta situación el flujo turbulento se vuelve independiente del número de Reynolds, condición de *automodelado*, y sus características quedan completamente determinadas por la geometría de los obstáculos de la superficie.

En gran parte de los casos de estudio considerados, la superficie terrestre resulta ser aerodinámicamente rugosa, exceptuando únicamente el flujo sobre alguna superficie de agua espejada o similar. Teniendo esto en cuenta, es posible reproducir el flujo atmosférico en un modelo a escala reduciendo la longitud de rugosidad de la superficie en el modelo en la misma proporción con respecto a la superficie terrestre.

Por su parte, los métodos artificiales se caracterizan por el empleo de obstáculos compuestos principalmente por grillas de barras cilíndricas, de placas planas, pantallas de tipo panal e incluso de gasas o telas [16] con el objetivo de reproducir las principales características de la capa límite, es decir, perfiles de velocidad media variables en la altura y un elevado nivel de turbulencia.

El empleo de estas técnicas surge a finales de la década de 1960 para evitar los costos económicos que implicaba la construcción de instalaciones de grandes extensiones para reproducir la capa límite a través de métodos naturales, y al mismo tiempo poder reutilizar los Túneles de viento aeronáuticos existentes, cuyas longitudes son bastante reducidas [13]. Sin embargo, la calidad de reproducción era pobre y apenas se lograba reproducir el perfil de velocidad media que, debido a una falta de producción turbulenta suficiente, se deterioraba a una corta distancia aguas abajo. Para resolver este problema se propuso conjugar la utilización de estos elementos de reproducción completamente artificial con los métodos naturales, empleando los primeros al inicio de la sección de trabajo para luego dar lugar a una superficie rugosa de longitud acotada. De esta manera se logra la generación de una capa límite de mejor calidad y con la profundidad suficiente antes de alcanzar la sección del modelo de edificios u otras estructuras.

Este tipo de técnicas mixtas son las más utilizadas en la actualidad en Túneles de Viento de tipo CLA. En [17] se realiza un profundo análisis de esta metodología a la que denomina “métodos de rugosidad, barrera y dispositivos de mezcla”.



Figura 3.6. Vista general (izquierda) y detallada (derecha) de la configuración utilizada para la generación de una capa límite de tipo urbana, Túnel de viento de la Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, Uruguay.

La configuración de estas técnicas, basada en el estudio realizado en [18] en el marco de su tesis de maestría, combina barreras de altura constante, seguida por espiras de Standen y un piso rugoso formado por elementos prismáticos dispuestos en tresbolillo como los que se muestran en la figura 3.6.

3.4.2.2 Modelación numérica

El surgimiento de los códigos numéricos CFD ha dado un gran impulso en el estudio y comprensión de los procesos físicos en los que intervienen los flujos turbulentos en los últimos 60 años, de la misma manera en que la modelación experimental lo había hecho hace poco más de un siglo. Desde sus primeras

incurSIONES la utilización de estos códigos como herramienta de análisis se ha ido expandiendo de manera considerable como consecuencia de la reducción sostenida de los costos de simulaciones al mismo tiempo que los costos de las realizaciones experimentales han ido en aumento, desde el punto de vista constructivo como operativo [19].

Además, los modelos numéricos facilitan la obtención de los campos de presión y velocidad en una mayor densidad de posiciones, así como el estudio de procesos físicos de mayor complejidad como la interacción de los flujos con estructuras sólidas, la dispersión de contaminantes u otros procesos termodinámicos. Desde luego que estos aspectos constituyen efectivamente una ventaja en la medida que los resultados sean precisos. Por este motivo, los modelos numéricos deben ser sometidos a un exhaustivo proceso de validación y verificación contrastando sus resultados con los obtenidos de los ensayos en Túneles de viento o de mediciones en campo. Este aspecto tan importante hace que la vigencia de la modelación física sea incuestionable.

Algunas de las áreas en las que su aplicación ha tenido mayor impacto son aquellas que se sirven de ensayos en Túneles de viento para realizar sus investigaciones. Por ejemplo, en el campo de la aeronáutica, donde su utilización se remonta casi desde el inicio de estos códigos, las primeras instancias en el desarrollo de nuevos modelos de aviones son mayormente realizadas desde la computadora, reservando los ensayos en Túneles de viento para efectuar los últimos ajustes del diseño. De manera más reciente en el tiempo se empezaron a utilizar para asistir en problemas relacionados a la Ingeniería del Viento hasta lograr consolidarse como una disciplina en sí misma, la cual se conoce como Ingeniería del Viento Computacional (CWE por sus siglas en inglés).

En estas aplicaciones se presentan dos grandes desafíos por parte de los modelos numéricos. Por un lado la reproducción precisa del flujo turbulento en torno a los elementos de estudio y por otro la generación de una capa límite sobre el dominio con características similares a la CLA. Esto se debe a que los procesos estudiados por la Ingeniería del Viento tienen la particularidad de ser muy sensibles a las características del flujo de viento incidente a la región de análisis. Este aspecto, como se describió anteriormente, requiere especial atención en el modelado físico en Túnel de viento, así como también en las simulaciones numéricas.

Debido a que los flujos encontrados en la disciplina presentan números de Reynolds típicamente altos, las simulaciones con modelos de resolución explícita de las estructuras de la turbulencia, en especial los modelos DNS (Direct Numerical Simulation), resultan ser muy costosas. Por este motivo los modelos tradicionalmente utilizados en estas aplicaciones consisten en los modelos RANS (Reynolds-averaged Navier–Stokes).

Uno de los modelos de clausura de la turbulencia más empleados en estos códigos consiste en el modelo lineal estándar $k-\epsilon$. Sin embargo, presentan serias limitaciones para representar buenos resultados en esta disciplina debido a las características de las estructuras turbulentas que se presentan. Por este motivo se recomienda fuertemente el uso de modelos de mayor orden de precisión como los Modelos de Tensión de Reynolds (en inglés RSM) que calculan directamente los términos del tensor de tensiones de Reynolds, o de modelos no lineales que sean capaces de representar las estructuras anisotrópicas de la turbulencia [21].

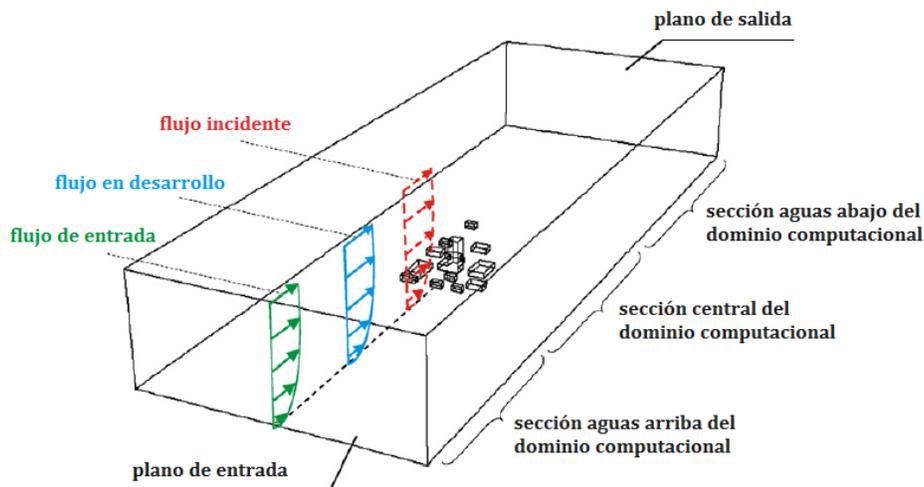


Figura 3.7. Configuración típica del dominio numérico en aplicaciones de Ingeniería del Viento. Adaptada de [20].

Con respecto a la especificación de flujos incidentes con perfiles de tipo CLA en los códigos RANS, estos no presentan mayores dificultades ya que solamente requieren la especificación del perfil medio de velocidades y en algunos casos de la intensidad de turbulencia, con la cual se calculan los parámetros característicos del modelo de clausura empleado. La determinación de los perfiles de velocidad de la capa límite usualmente se realiza a partir de funciones logarítmicas, con una longitud de rugosidad correspondiente al terreno no simulado que se encuentra aguas arriba del dominio numérico y la velocidad de referencia determinada a partir de información de estaciones de medición cercanas a la zona de estudio, o bien pueden ser obtenidos directamente de las mediciones en Túneles de viento. Usualmente el empleo de estas condiciones de entrada se realiza en conjunto con funciones de pared basadas en el modelo de [22] en el piso de la sección ubicada entre la entrada del dominio y la posición de los edificios para evitar que el perfil de velocidades establecido se distorsione mientras transita dicha sección.

En el marco de la evaluación del potencial eólico urbano se destaca el trabajo de [3], donde se propone y desarrolla la representación de una región urbanizada en particular a partir de una superficie rugosa (Urban Digital Terrain Model) que pueda ser tratada como terreno complejo en los modelos estándar de evaluación del recurso eólico como el WAsP o el WindSim. Para la generación y calibración del modelo digital se utilizaron los códigos comerciales WindSim y Meteodyn. Estos modelos utilizan el modelo de turbulencia RANS en conjunto con el modelo de clausura $k-\epsilon$. El dominio numérico así como las condiciones de borde son generados de manera automática. Se les debe proporcionar además como información de entrada los parámetros de la distribución de probabilidad de viento de Weibull y la rosa de los vientos para estimar la producción de energía anual (AEP).

Por otra parte, se encuentran los métodos LES (Large Eddy Simulation), que como se ha dicho permiten reproducir las propiedades medias de la turbulencia con mayor precisión con respecto a los métodos RANS, dado que las mayores escalas de la componente turbulenta del movimiento también son reproducidas a diferencia de este último. Este aspecto es especialmente importante en aplicaciones de la Ingeniería del Viento en que, debido a la configuración y geometría de los distintos elementos que obstaculizan el flujo de la CLA, se producen estructuras coherentes que presentan fuerte anisotropía, y

que inciden directamente en los campos velocidad y presión resultantes. Sin embargo, es recién en la última década que la utilización de estos métodos, impulsada por los avances en la capacidad de procesamiento de las computadoras, se ha visto extendida debido al costo computacional que significaba su implementación en este tipo de aplicaciones.

Con la implementación de estos métodos surge una dificultad extra con respecto a los métodos RANS relacionada a las condiciones de entrada al dominio de simulación. A diferencia de éstos últimos, las condiciones del flujo de entrada en los métodos LES deben ser especificadas con características variables en el tiempo propias de una capa límite turbulenta, debido a las componentes fluctuantes presentes en las escalas de longitud resueltas por el modelo de turbulencia. Estas fluctuaciones deben ser compatibles con las ecuaciones de Navier-Stokes y presentar las propiedades espectrales y espaciales características de la capa límite que se quiere reproducir en el flujo incidente.

Para resolver este problema se han formulado diversas metodologías que se pueden clasificar en dos grandes categorías ([21], [23]). En una de ellas se encuentran las técnicas de desarrollo del flujo turbulento entrante a través de algoritmos generadores de números aleatorios; y en la otra las que proponen reproducir previamente una capa límite turbulenta en equilibrio en un dominio auxiliar cíclico para luego ser introducida como flujo de entrada en el dominio de interés. Las primeras se denominan comúnmente técnicas de simulación *sintéticas* , mientras que a las segundas se las conoce como técnicas de simulación *precursoras* .

Si bien los modelos CFD que emplean el método LES para representar la turbulencia son considerablemente más precisos que los métodos RANS, son actualmente muy costosos al punto que algunos estudios de evaluación podrían costar más que el propio aerogenerador [11].

3.5 Conclusiones

Las principales herramientas empleadas para caracterizar el clima de vientos en entornos urbanos han sido presentadas en este capítulo, entendiendo que esta caracterización es un aspecto clave para determinar la viabilidad técnica y económica de los proyectos de microgeneración. Caracterizar el movimiento de flujos turbulentos en geometrías complejas, como las que se encuentran dentro de la Capa Límite Urbana, es uno de los grandes desafíos que se le ha presentado a la ciencia en el estudio de la Mecánica de los Fluidos. La presencia de fenómenos locales tales como separaciones de capa límite, recirculaciones y desprendimiento de vórtices, constituyen un verdadero desafío para el estudio de la interacción entre las estructuras y el flujo atmosférico. Si además si consideran los procesos termodinámicos que ocurren en la CLU la dificultad es aún mayor.

Las herramientas fueron clasificadas en los siguientes grupos: modelado analítico, medición en campo, modelado experimental y simulación utilizando códigos CFD (Computational Fluid Dynamic). Además, su presentación ha sido abordada en dos partes, exponiendo en ambos casos ejemplos de aplicación exitosa. En una primera parte se presentaron las herramientas empleadas en la caracterización global del viento en las ciudades. Esta caracterización permite evaluar el potencial eólico de las ciudades desde una óptica global, así como determinar las regiones más propicias para explotar el recurso eólico. La segunda parte, introduce las herramientas empleadas en el análisis del viento en regiones específicas dentro de una ciudad como puede ser un edificio o vivienda, espacios públicos, entre otros. Asimismo, pueden ser empleadas en el diseño de nuevos edificios con el objetivo de integrar elementos de explotación del recurso eólico de manera eficiente.

Agradecimientos

Especial agradecimiento a los doctores Dr.-Ing. Martín Draper y Dr.-Ing. Gabriel Usera, especialistas en la Mecánica de los Fluidos Computacional, por su colaboración en la elaboración de este material. Ambos doctores son investigadores de la Facultad de Ingeniería, en la Universidad de la República en Uruguay.

Referencias

- [1] A. Dilimulati, T. Stathopoulos, and M. Paraschivoiu, "Wind turbine designs for urban applications: A case study of shrouded diffuser casing for turbines," *J. Wind Eng. Ind. Aerodyn.*, vol. 175, pp. 179–192, Apr. 2018.
- [2] A.-S. Yang, Y.-M. Su, C.-Y. Wen, Y.-H. Juan, W.-S. Wang, and C.-H. Cheng, "Estimation of wind power generation in dense urban area," *Appl. Energy*, vol. 171, pp. 213–230, Jun. 2016.
- [3] T. Simões and A. Estanqueiro, "A new methodology for urban wind resource assessment," *Renew. Energy*, vol. 89, pp. 598–605, Apr. 2016.
- [4] D. D. D. P. Tjahjana, A. T. Halomoan, A. Wibowo, D. A. Himawanto, and Y. A. Wicaksono, "Wind potential assessment in urban area of Surakarta city," in *AIP Conference Proceedings*, 2018, vol. 1931.
- [5] E. Laiola and P. Giungato, "Wind characterization in Taranto city as a basis for innovative sustainable urban development," *J. Clean. Prod.*, vol. 172, pp. 3535–3545, 2018.
- [6] A. Šarkić Glumac, H. Hemida, and R. Höffer, "Wind energy potential above a high-rise building influenced by neighboring buildings: An experimental investigation," *J. Wind Eng. Ind. Aerodyn.*, vol. 175, pp. 32–42, 2018.
- [7] Piringer, M., Grimmond, C.S.B., Joffre, S.M., Mestayer, P., Middleton, D.R., Rotach, M.W., Baklanov, A., De Ridder, K., Ferreira, J., Guilloteau, E. and Karppinen, A., 2002. Investigating the surface energy balance in urban areas—recent advances and future needs. *Water, Air and Soil Pollution: Focus*, 2(5-6), pp.1-16.
- [8] [Armitt, J. and Counihan, J., 1968. The simulation of the atmospheric boundary layer in a wind tunnel. *Atmospheric Environment* (1967), 2(1), pp.49-71.
- [9] Stathopoulos, T., Alrawashdeh, H., Al-Quraan, A., Blocken, B., Dilimulati, A., Paraschivoiu, M. and Pilay, P., 2018. Urban wind energy: Some views on potential and challenges. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 179, pp.146-157.
- [10] Rotach, M.W., Vogt, R., Bernhofer, C., Batchvarova, E., Christen, A., Clappier, A., Feddersen, B., Gryning, S.E., Martucci, G., Mayer, H. and Mitev, V., 2005. BUBBLE—an urban boundary layer meteorology project. *Theoretical and Applied Climatology*, 81(3-4), pp.231-261.
- [11] [Anup, K.C., Whale, J. and Urmee, T., 2018. Urban wind conditions and small wind turbines in the built environment: A review. *Renewable Energy*.
- [12] Advisory committee on technical recommendations for construction, 2010. Guide for the assessment of wind actions and effects on structures}. National research council of Italy.
- [13] Holmes, J. D., 2007. Wind loading of structures. Publisher Taylor & Francis.
- [14] Möller, S. V. and Silvestrini, J. H., 2004. Turbulencia.
- [15] Simiu, E. and Scanlan, R. H., 1996. Wind effects on structures. Publisher Wiley.
- [16] Lawson, T. V., 1968. Methods of producing velocity profiles in wind tunnels. *Atmospheric Environment* (1967) Vol. 2, pp.73-76.
- [17] Cook, N.J., 1978. Wind-tunnel simulation of the adiabatic atmospheric boundary layer by roughness, barrier and mixing-device methods. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 3(2-3), pp.157-176.
- [18] Cataldo, J., 1992. Simulación física de flujos tipo capa límite atmosférica. Tesis de maestría. Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, Uruguay.
- [19] Anderson, J.D. and Wendt, J., 1995. *Computational fluid dynamics* (Vol. 206). New York: McGraw-Hill.

- [20] Blocken, B., Stathopoulos, T. and Carmeliet, J., 2007. CFD simulation of the atmospheric boundary layer: wall function problems. *Atmospheric environment*, 41(2), pp.238-252.
- [21] Franke, J., Hirsch, C., Jensen, A.G., Krüs, H.W., Schatzmann, M., Westbury, P.S., Miles, S.D., Wisse, J.A. and Wright, N.G., 2004, May. Recommendations on the use of CFD in wind engineering. In *Cost action C* (Vol. 14, p. C1).
- [22] Launder, B.E. and Spalding, D.B., 1983. The numerical computation of turbulent flows. In *Numerical Prediction of Flow, Heat Transfer, Turbulence and Combustion* (pp. 96-116).
- [23] Tabor, G.R. and Baba-Ahmadi, M.H., 2010. Inlet conditions for large eddy simulation: a review. *Computers & Fluids*, 39(4), pp.553-567.
- [24] Unnikrishnan, S., Ogunremi, A., & Sumner, D. (2017). The effect of incidence angle on the mean wake of surface-mounted finite-height square prisms. *International Journal of Heat and Fluid Flow*, 66, 137-156.

4

MODELADO DE PEQUEÑOS GENERADORES EÓLICOS

Gastón Suvire; Maximiliano Martínez; Ernesto Vázquez, René Galindo.

4.1 INTRODUCCIÓN

La generación eólica (GE) se considera una de las alternativas económicamente más viables dentro de la cartera de recursos de energía renovable [1]. Debido a esto, en las últimas décadas ha habido un aumento dramático en la penetración de la generación eólica en todos los sistemas eléctricos del mundo. Gracias a los avances logrados en esta tecnología, recientemente se ha prestado especial atención a la generación distribuida (DG) a través de pequeñas turbinas eólicas o micro-aerogeneradores debido a: menor impacto visual, menor nivel de ruido, códigos de red, y leyes que imponen una conexión a la red más simple, tarifas más convenientes y a la capacidad para trabajar en sistemas aislados [2], [3]. Hoy en día, la conexión a la red de pequeños generadores eólicos se está convirtiendo en una forma importante de GD. El estándar de seguridad IEC para pequeñas turbinas eólicas, IEC 61400-2, define como pequeñas turbinas eólicas a aquellas que tienen un área de barrido del rotor de menos de 200 m², que corresponde aproximadamente a una potencia menor a 50 kW.

El campo de la pequeña generación eólica estuvo dominado por el uso de generadores asíncronos conectados directamente a la red o a una carga, pero en la actualidad se está imponiendo el uso de generadores sincrónicos de imán permanente (GSIP) acoplados a la red o cargas a través de sistemas electrónicos. Esta tendencia de utilizar GSIP se debe a que los GSIP tienen menor tamaño, tienen menor mantenimiento, la velocidad de giro del GSIP es independiente de la frecuencia de la red, y a que los GSIP no utilizan cajas de velocidades [4]. También con el uso de un puente rectificador de diodos o de inversores en estos generadores, se reduce el costo y la complejidad del algoritmo de control, por ejemplo, la conocida forma de onda de tensión de CC de seis pulsos de salida del rectificador permite implementar un estimador simple de la velocidad del rotor, lo que evita el uso de sensores de velocidad [5].

Dentro de los sistemas electrónicos utilizados se destacan dos sistemas, el sistema rectificador puente de diodos, convertidor CC/CC elevador (boost) e inversor, y el sistema con dos inversores fuente de tensión (convertidor back to back) [6].

Se presentan temas de modelado de los distintos sistemas de generación de pequeños generadores eólicos, incluyendo el modelado de sus diferentes partes, haciendo hincapié en el sistema eléctrico, electrónico y los sistemas de control de las turbinas. Se exponen las diferentes partes para el modelado de una pequeña turbina eólica incluyendo el modelo del rotor de una turbina eólica. Se presentan los

modelos de los diferentes sistemas de generación eléctrica que se acoplan a una pequeña turbina eólica. Se analizan los distintos sistemas de control que se aplican a las pequeñas turbinas eólicas. Se presentan aspectos de protección de los pequeños generadores eólicos. Se presentan consideraciones generales respecto al modelado y simulación de pequeños generadores eólicos. Se analiza un caso de estudio de modelado y validación de un aerogenerador. Por último, se presentan las referencias de este capítulo.

4.2 ESTRUCTURA DE MODELADO DE PEQUEÑOS GENERADORES EÓLICOS

Los pequeños generadores eólicos modernos son construcciones complejas y técnicamente avanzadas, y cuyos modelos en varios programas de simulación reflejan esta complejidad. Estos modelos normalmente están diseñados para adaptarse a los propósitos específicos para los que está destinado cada programa de simulación. Por lo tanto, los modelos de aerogeneradores en diferentes programas de simulación pueden diferir sustancialmente y pueden requerir datos muy diferentes, a menudo con niveles de detalle muy variables en las diversas partes de la construcción.

Sin embargo, para temas de modelado, los generadores eólicos en la mayoría de los casos pueden representarse mediante un modelo genérico con bloques básicos y sus interconexiones, dependiendo del aerogenerador específico en cuestión [7], [8]. La Figura 4.1 muestra la estructura general de un modelo de una turbina eólica. Esta estructura consta de modelos de los subsistemas más importantes de una turbina eólica, a saber, el rotor, sistema de generación, sistema de control y sistema de protección. Cada uno de los bloques en la Figura 4.1 se verá por separado, excepto el modelo de la red eléctrica y modelo del viento, ya que están fuera del alcance de este informe.

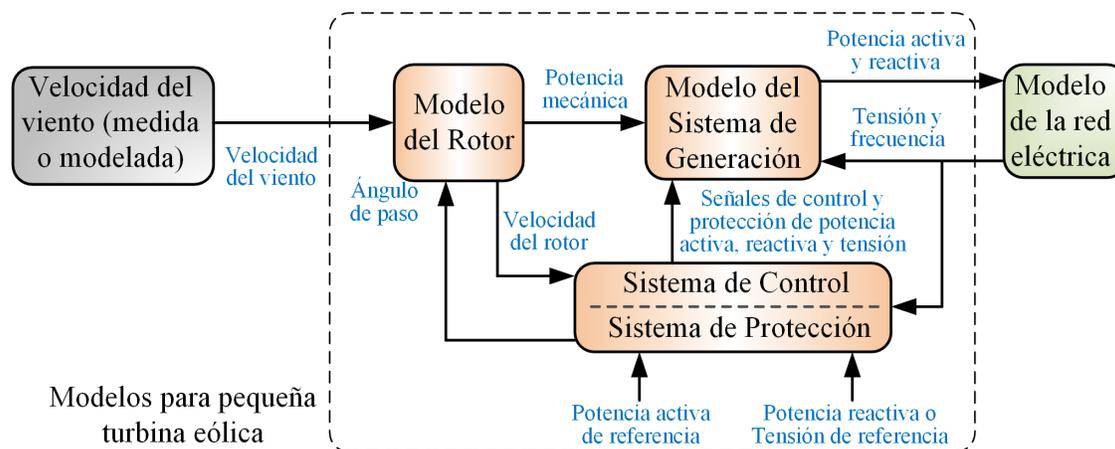


Figura. 4.1. Estructura de modelo de una turbina eólica.

4.3 MODELO DEL ROTOR

La siguiente ecuación algebraica conocida da la relación entre la potencia mecánica extraída del viento por el rotor de una turbina eólica y la velocidad del viento, donde P_{te} es la potencia extraída del viento, ρ es la densidad del aire, C_p es el coeficiente de rendimiento o coeficiente de potencia, $\lambda = v_t/v$ es la relación entre la velocidad de punta de la pala v_t , y la velocidad del viento v , β es el ángulo de paso de la turbina,

A_{te} es el área cubierta por el rotor de la turbina eólica, T_{te} es el par mecánico, y ω_r es la velocidad angular de rotación del rotor.

$$P_{te} = \frac{1}{2} \rho A_{te} C_p(\lambda, \beta) v^3 = T_{te} \omega_r \quad (1)$$

Datos de fabricantes muestran que las curvas de potencia de las turbinas eólicas individuales son similares. Por lo tanto, no es necesario considerar diferentes aproximaciones para la curva $C_p(\lambda, \beta)$ para diferentes aerogeneradores. En su lugar, se puede usar una aproximación general. A continuación, se indica la ecuación general para describir el rotor de las turbinas eólicas:

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \beta - C_4 \beta^{C_5} - C_6 \right) e^{-\frac{C_7}{\lambda_i}} \quad (2)$$

$$\lambda_i = \left(\frac{1}{\lambda + C_8 \beta} - \frac{C_9}{\beta^3 + 1} \right)^{-1} \quad (3)$$

Los valores de las constantes C_1 a C_9 pueden variar ligeramente según fabricantes.

Las variaciones de la velocidad del viento de alta frecuencia son locales, incluso sobre la superficie del rotor, particularmente cuando las turbinas eólicas se hacen más grandes. Para aproximar este efecto, se incluye un filtro de paso bajo en el modelo de rotor. La Figura 4.2 ilustra el filtro de paso bajo donde el valor de la constante de tiempo τ depende del diámetro del rotor, así como de la intensidad de turbulencia del viento y la velocidad media del viento.

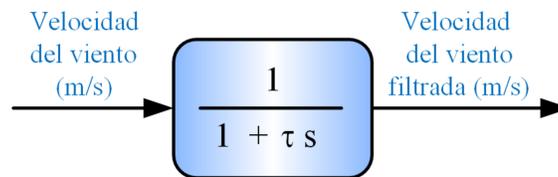


Figura 4.2. Filtro de paso bajo para representar la salida de los componentes de alta velocidad del viento sobre la superficie del rotor.

Como se puede observar de (2) C_p es una función altamente no lineal dependiente de λ y β , donde λ a su vez es dependiente de la velocidad de rotación de la turbina y de la velocidad del viento. Típicamente las turbinas eólicas de eje horizontal emplean diferente número de aspas, dependiendo del propósito de la turbina. El número de aspas está indirectamente relacionado con el coeficiente λ . Existe un valor de λ óptimo (λ_{opt}) que maximiza C_p y por lo tanto maximiza la extracción de energía del viento, y está relacionando con el tiempo que le toma al viento perturbado por un alabe restablecerse (t_w) y el tiempo que le toma al alabe posterior moverse a la posición ocupada por su alabe precedente (t_s). Si $t_s > t_w$, parte del viento restablecido no toca los alabes. Si $t_s < t_w$, los alabes tocaran viento perturbado. Por lo tanto, el máximo aprovechamiento se da cuando estos periodos son aproximadamente iguales. Teniendo en cuenta esto, el λ_{opt} que maximiza la extracción de energía cinética del viento en función del número de palas es definido por (4), donde ω_t es la frecuencia de rotación de la turbina, L_A es la longitud de las aspas, y N_A la cantidad de aspas que tiene la turbina.

$$\lambda = \lambda_{opt} = \frac{4\pi}{N_A} = \frac{\omega_t L_A}{v} \quad (4)$$

Finalmente, también se puede incluir la sombra de la torre en el modelo de rotor. Esto se puede hacer restando una pulsación periódica a la potencia mecánica de salida del modelo de rotor. La frecuencia de esta pulsación depende del número de palas y la velocidad de rotación del rotor de la turbina eólica. La amplitud de la pulsación es del orden de un pequeño porcentaje. La sombra de la torre es particularmente importante en las investigaciones relacionadas con la calidad de la potencia y la interacción mutua entre turbinas eólicas que están situadas eléctricamente una cerca de la otra.

4.4 MODELO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Generadores

Como clasificación general hay dos tipos de generadores utilizados en generación eólica, los generadores en corriente continua (CC) y los de corriente alterna (CA). A pesar del actual poco uso de los generadores de CC, vale la pena mencionarlos brevemente. Este tipo de generadores tienen las ventajas de ser fáciles de controlar a través de la corriente de campo y que los de pequeña potencia son de bajo costo, incluso un taladro eléctrico portátil o un motor de una aspiradora pueden funcionar como un generador de CC para pequeños aerogeneradores. Uno de los grandes problemas de este tipo de generadores es el mantenimiento ya que tienen escobillas y conmutador, los cuales se desgastan rápidamente.

Dentro de los generadores de CA utilizados para pequeños generadores eólicos tenemos a los asíncronos o de inducción (GI), y a los síncronos, dominados principalmente por los generadores de imanes permanentes.

Generador de inducción – GI

El campo de la pequeña generación eólica estuvo en un principio dominado por el uso de generadores asíncronos conectados directamente a la red o a la carga. Algunas de estas pequeñas turbinas eólicas que usan generadores asíncronos, generalmente usan motores de inducción estándar que funcionan en sentido contrario. Sus principales ventajas son su bajo costo y su robustez. Debido a que los GI son muy comunes, se puede encontrar una descripción de los principios básicos de funcionamiento en muchos textos sobre máquinas eléctricas, por lo que aquí solo se dan las características importantes para las aplicaciones en pequeños generadores eólicos. La Figura 4.3 muestra la curva típica característica del par para una máquina de inducción en función del deslizamiento (velocidad de giro del generador / velocidad síncrona). Cuando el rotor de la máquina de inducción gira a la velocidad síncrona (n_s), éste está en sintonía con la frecuencia eléctrica en los terminales del motor de inducción. La misma máquina es un motor cuando funciona por debajo de n_s y es un generador cuando se opera por encima de n_s . El deslizamiento generalmente se mantiene en un pequeño porcentaje de la velocidad síncrona, en parte porque el deslizamiento determina una de las principales pérdidas en los generadores de inducción, las pérdidas disipadas como calor en el rotor por efecto Joule (I^2R). El deslizamiento generalmente aumenta al disminuir el tamaño del motor porque la resistencia de los conductores del rotor (jaula de ardilla) es mayor y, por lo tanto, necesita una mayor fracción de la tensión nominal para inducir la corriente requerida en el rotor. Esta es una de las razones por las cuales las eficiencias de los motores de inducción pequeños son generalmente más bajas que la de los GSIP de similares potencias. También hay pérdidas en el hierro y por efecto joule en el estator, y pequeñas pérdidas por rozamiento y fricción.

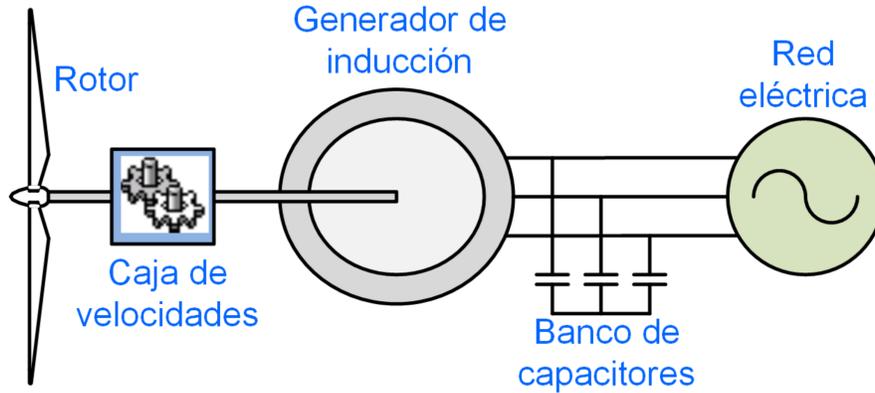


Figura 4.4. Esquema de un generador de inducción con capacitores de excitación

Una variación de los generadores asincrónicos es un generador de inducción doblemente alimentado (DFIG por sus siglas en inglés), que tiene terminales de conexión para el estator y el rotor, y que generalmente se utilizan en turbinas de grandes potencias [9].

Generador sincrónico de imán permanente – GSIP

Como se mencionó anteriormente, la pequeña generación eólica en principio utilizaba generadores asíncronos conectados directamente a la red o a la carga, pero hoy en día el uso de generadores síncronos de imanes permanentes que utilizan convertidores electrónicos es lo más utilizado. Esto se debe a la sencillez de estos generadores y a su bajo mantenimiento. Además de ser simples, los GSIP con muchos polos funcionan de manera eficiente a bajas revoluciones por minuto, lo que hace que no necesiten de una caja reductora para adaptar su velocidad de giro.

Desde el punto de vista constructivo, los imanes permanentes que utilizan estos generadores están unidos al rotor que gira dentro del estator, el cual a su vez contiene los devanados del generador. Debido a esto, el desprendimiento de los imanes podría causar problemas importantes y ser difícil de reparar, por ejemplo, ciertos imanes de tierras raras pueden arder si la capa protectora se desgasta al golpear parte del estator. Debido a esto, algunos rotores de GSIP tienen un revestimiento de fibra de vidrio o hierro para mantener los imanes en su lugar. Todos los GSIP deben tener una clasificación de velocidad máxima por debajo de la cual se garantiza mantener los imanes en su lugar durante la vida útil del generador.

En cuanto al modelo matemático del GSIP, este es bien conocido y se desprende del modelo del generador sincrónico convencional. El modelado del GSIP se describe brevemente a continuación y más detalles del mismo puede ser encontrados en [10], [11]. Normalmente, al generador se lo modela por las siguientes ecuaciones de tensión en el marco de referencia del rotor sobre los ejes d y q (v_{sd} y v_{sq} , respectivamente), donde λ_{sd} y λ_{sq} son los flujos de enlaces en d y q respectivamente, R_s representa la resistencia del estator, L_s representa la inductancia propia del estator, i_{sd} y i_{sq} son las corrientes del estator en el marco de referencia dq , ω_r es la velocidad angular del rotor y φ_{PM} es el flujo magnético de los imanes permanentes.

$$\begin{cases} v_{sd} = -R_s i_{sd} - \frac{d\lambda_{sd}}{dt} + \omega_r \lambda_{sq} \\ v_{sq} = -R_s i_{sq} - \frac{d\lambda_{sq}}{dt} - \omega_r \lambda_{sd} \end{cases} \quad (6)$$

$$\begin{cases} \lambda_{sd} = L_s i_{sd} + \varphi_{PM} \\ \lambda_{sq} = L_s i_{sq} \end{cases} \quad (7)$$

El par electromagnético es representado por (8), donde m_s es el número de fases y n_p son los pares de polos.

$$T_e = \frac{m_s n_p}{2} (\lambda_{sq} i_{sd} - \lambda_{sd} i_{sq}) \quad (8)$$

Luego, el par electromagnético lo podemos expresar a través de (9), donde K_c es la constante de par y representa el coeficiente proporcional entre T_e y i_{sq} .

$$T_e = -\frac{m_s n_p}{2} \varphi_{PM} i_{sq} = -K_c i_{sq} \quad (9)$$

La máxima eficiencia del generador normalmente ocurre en su tensión más alta (lo que significa velocidad nominal, o mayor), porque para la misma potencia de salida, la corriente del generador es menor. Como es conocido, las pérdidas de conducción o del "cobre" por efecto joule aumentan con el aumento en la corriente de salida del generador. Existen también pérdidas por la magnetización y desmagnetización del hierro del generador, llamadas pérdidas de hierro. Estas pérdidas dependen de la intensidad del campo magnético y la velocidad de giro del generador.

Un GSIP que trabaja a una velocidad de giro constante produce la máxima potencia cuando la impedancia de carga coincide con la del generador. Esto se puede lograr agregando capacitancia, pero la cantidad necesaria depende de la velocidad del generador (es decir, la frecuencia) y, por otro lado, la máxima transferencia de potencia tiene el costo de una pérdida importante en la eficiencia.

Para una turbina eólica, que debe operar eficientemente en un amplio rango de potencias y velocidades de viento, se necesita una adaptación de la velocidad de giro del rotor a la frecuencia y tensión de la red eléctrica. Sistemas electrónicos acoplados a los GSIP, se utilizan para tal fin. Los sistemas electrónicos utilizados generalmente son: el sistema rectificador puente de diodos, convertidor CC/CC elevador (boost) e inversor, y el sistema con dos inversores fuente de tensión (convertidor back to back) [4]. La potencia extraída del aerogenerador conectado a la red a través del sistema rectificador, convertidor boost e inversor, disminuye a elevadas velocidades de viento debido a la conmutación de los diodos del rectificador, y a bajas velocidades de viento la potencia también disminuye debido a la posible operación discontinua del convertidor boost. Por lo tanto, para niveles de potencia en el orden de decenas de kW no se usa este sistema y se utiliza el sistema con dos inversores fuente de tensión, lo que incrementa la eficiencia entre un 5 a 15%. El GSIP produce potencia trifásica de tensión y frecuencia variables que normalmente se rectifica a CC y luego se transforma esta tensión de CC a CA a través del inversor. Cualquiera de estos sistemas de rectificador/convertidor elevador/ inversor o convertidor back to back mostrados en la Figura 4.5, utilizan modulación de ancho de pulso (PWM) para adaptar las variables del GSIP a las variables de la red eléctrica.

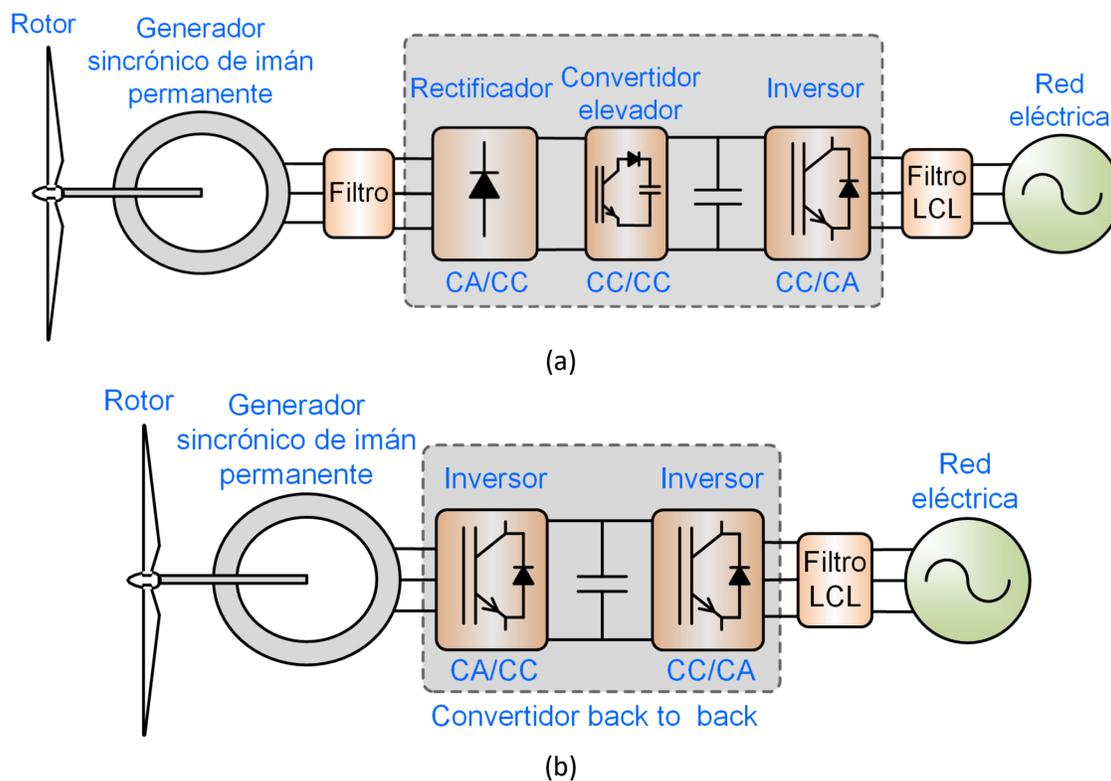


Figura 4.5. Sistema de aerogeneradores. (a) Rectificador de puente de diodos / convertidor elevador (boost) e inversor. (b) Convertidor de espalda con espalda (back to back).

4.5 RECTIFICADOR, CONVERTIDOR ELEVADOR E INVERSOR

Rectificador

El área de los convertidores electrónicos de potencia, es la de mayor y continuo avance en las turbinas eólicas de todos los tamaños. Muchas de las características básicas de la electrónica de potencia son independientes del tamaño de la turbina.

Dentro de los convertidores de potencia, uno de los más simples es el rectificador de diodos, ya que los diodos se encienden y apagan naturalmente sin la necesidad de ningún control electrónico. Un rectificador de diodo trifásico se muestra en la Figura 4.6, donde A, B y C representan las tres fases de la CA generada.

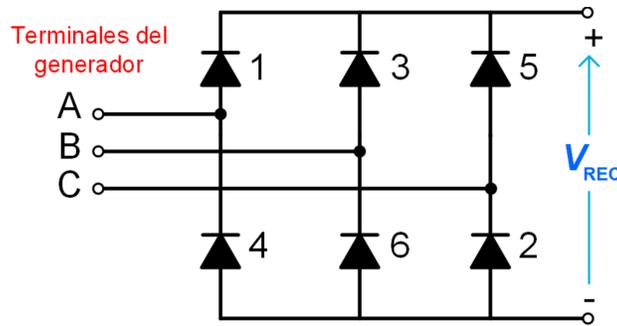


Figura 4.6. Esquema de un rectificador de diodos de tres fases

Los diodos se han numerado del 1 al 6 de la manera estándar correspondiente al orden en que conducen los diodos. Normalmente, dos diodos están conduciendo al mismo tiempo; un diodo en la mitad superior del rectificador que proporciona corriente de salida y un diodo en la mitad inferior del rectificador que proporciona una ruta de retorno para la corriente del bus de CC (es decir, si los diodos 1 y 2 están encendidos, luego es seguido por los diodos 2 y 3 y a continuación diodos 3 y 4, y así sucesivamente). Despreciando la caída de tensión a través de un diodo (típicamente 0.7–0.9 V cuando el diodo está conduciendo), y colocando una resistencia pura a través de la salida (V_{REC} en la Figura 4.6), la tensión de salida promedio del rectificador es representada por (10), donde V_{LL} es la tensión eficaz de línea del generador, por ejemplo, la tensión eficaz que se mediría entre los terminales A y B en la Figura 4.6.

$$V_{CC} = \frac{3}{\pi} \sqrt{2} V_{LL} = 1.35 V_{LL} \quad (10)$$

V_{REC} no es constante ya que la rectificación solo lo hace no negativo. La ecuación (10) es bien conocida por los diseñadores de convertidores de potencia para cargas de tipo resistivo e inductivo. Sin embargo, en el diseño de rectificador de baja potencia, el bus de CC no tiene filtrado inductivo, sino un filtro de condensador simple colocado a través del bus de CC. En este caso, el condensador carga hasta una tensión muy cerca del pico de la tensión de línea del generador sinusoidal, y la tensión del bus de CC se convierte en:

$$V_{REC} = \sqrt{2} V_{LL} = 1.41 V_{LL} \quad (11)$$

Cualquiera que sea el filtrado de salida, un generador tendrá una amplia gama de tensiones de salida a medida que varía la velocidad del viento. Esto tiene al menos dos consecuencias. Una es que, a bajas velocidades del viento, la tensión del generador puede ser tan baja que la caída de tensión a través de los diodos se vuelve significativa en comparación con la tensión del generador y en estas circunstancias la rectificación tendrá una eficiencia menor (posiblemente mucho menor). Si la pérdida de eficiencia es demasiado grande, los diodos se pueden reemplazar con dispositivos de conmutación de tipo transistor con una caída de tensión mucho menor. Sin embargo, es necesario un controlador para encender y apagar los dispositivos de conmutación. Una segunda consecuencia es que, a bajas velocidades del viento, la tensión del bus de CC puede no ser adecuada para que el inversor produzca la tensión de salida de CA necesaria para conectarse a la red. Una solución a esto es seguir la tensión baja de salida del rectificador y aumentarla con un convertidor elevador o boost.

Convertidor elevador o boost

Para los generadores pequeños en particular, se requiere un convertidor elevador incluso para cargar una batería. Una de las características clave de la electrónica de potencia moderna es la capacidad de adaptar las características del generador y la carga.

La Figura 4.7 muestra el convertidor boost sencillo, donde la tensión de entrada V_{REC} proviene del rectificador y la tensión de salida V_{CC} es la tensión del bus de CC. L , D y C son la inductancia, el diodo y el condensador, respectivamente, y S es la llave IGBT cuya conmutación se puede controlar para proporcionar PWM.

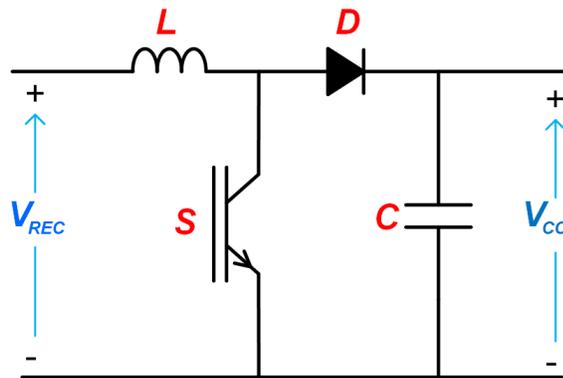


Figura 4.7. Esquema de un convertidor elevador Boost

La tensión de salida del convertidor boost, V_{CC} , está relacionada con la tensión de entrada V_{REC} según (12), que es independiente de L , D y C , y cuyos valores están fijados por la necesidad de mantener una "conducción continua" y mantener una ondulación dentro de lo máximo permitido en V_{CC} .

$$V_{CC} = \frac{V_{REC}}{1-a} \quad (12)$$

En esta ecuación a es el ciclo de trabajo, o sea es la fracción de tiempo que el interruptor S está cerrado. Si V_{CC} es demasiado grande con respecto a V_{REC} , entonces a debe hacerse grande y el diodo D debe transferir mucha energía al condensador C en un corto período de tiempo, lo que reduce la eficiencia del convertidor boost. Por lo tanto, para mantener una adecuada eficiencia en el convertidor, se define la relación de tensiones máxima $1/(1-a)$ que debe tener el convertidor en aproximadamente 3. Por otro lado, si V_{CC} tiene un valor muy cercano a V_{REC} , entonces debe reducirse a con la consecuencia que el interruptor S debe transferir rápidamente una energía significativa al inductor L , lo que también puede reducir la eficiencia del convertidor boost. En este caso, en lugar de utilizar el convertidor boost, se puede usar un convertidor buck-boost, el cual tiene la capacidad de aumentar o disminuir la tensión del bus de CC [12].

Inversor

Ambos inversores utilizados en el convertidor back to back y el inversor del convertidor rectificador/boost/inversor, tienen la misma forma y son modelados del mismo modo, por esta razón se describe en forma genérica el modelo de un inversor.

La potencia de salida de un generador eólico pequeño es generalmente en corriente alterna por lo que se requiere un inversor para convertir la tensión de CC en una tensión alterna de frecuencia fija establecida por la red eléctrica. En la Figura 4.8 se muestra un inversor simple de puente monofásico y un inversor trifásico, donde V_{cc} es la tensión de CC del bus de continua que es la salida del convertidor boost de la Figura 4.7. Si no se utiliza ningún filtro en la salida del inversor, la forma de onda de la tensión de carga V_{carga} no es sinusoidal, como se puede observar en la Figura 4.9, donde se muestra la forma de onda de tensión de salida de un inversor monofásico. No obstante, este enfoque a veces se toma para hacer inversores baratos para aplicaciones de baja potencia. La mayoría de los dispositivos eléctricos, como computadoras, electrodomésticos y motores, pueden funcionar bien en CA de calidad de onda cuadrada modificada, pero algunos requieren una alimentación muy cercana a la sinusoidal. Para obtener una mejor aproximación a una forma de onda de tensión de carga sinusoidal, se podría agregar un filtro y/o emplear un algoritmo de activación PWM más sofisticado para controlar la sincronización de los dispositivos de conmutación tipo IGBT. Los cuatro dispositivos de conmutación del inversor monofásico de la Figura 4.8 (o seis en el caso de un inversor trifásico) pueden fabricarse individualmente con o sin diodos de retroalimentación.

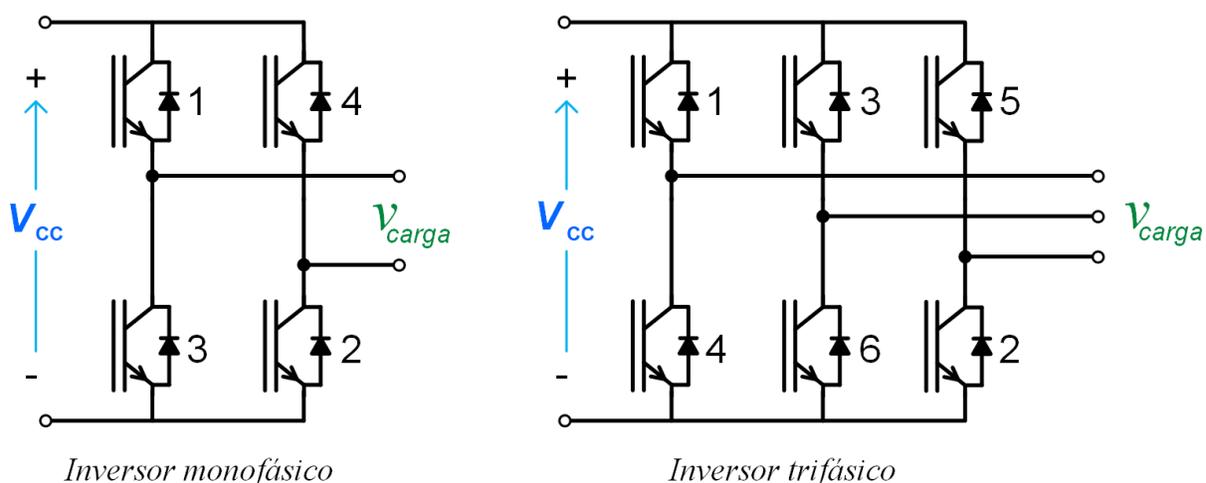


Figura 4.8. Esquema básico de un inversor monofásico y un inversor trifásico

Analizando el inversor monofásico, no existe una numeración estándar de los dispositivos de conmutación en un inversor de puente completo monofásico. El utilizado en la Figura 4.8 indica una temporización de interruptor simple para producir la forma de onda de tensión de carga de onda cuadrada modificada que se muestra en la Figura 4.9. En esta figura, el primer pulso positivo se obtiene mediante la conducción de las llaves 1 y 2 simultáneamente, y el siguiente intervalo de tensión cero se obtiene mediante la activación de las llaves 2 y 3. El pulso negativo se obtiene mediante la activación de las llaves 3 y 4, seguido de un intervalo de tensión cero obtenido por los dispositivos de activación 4 y 1. El proceso se repite para producir el segundo pulso positivo y así sucesivamente. Para el inversor trifásico se genera una forma de onda de tensión similar entre línea y línea.

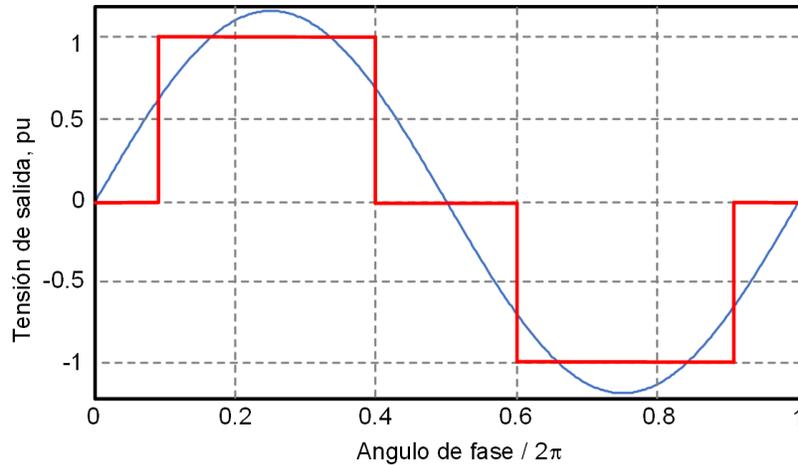


Figura 4.9. Forma de onda de tensión de un inversor monofásico sin filtro.

La componente fundamental de la tensión de salida V_{carga} del inversor de puente completo monofásico se expresa en (13), donde α es el ángulo que existe entre el disparo de las llaves 2 y 3 o entre las llaves 1 y 4.

$$V_{carga,1} = \frac{2 V_{CC}}{\pi} [\sin \omega t - \sin(\omega t - \alpha)] = \frac{4 V_{CC}}{\pi} \cos\left(\omega t - \frac{\alpha}{2}\right) \sin \frac{\alpha}{2} \quad (13)$$

El enésimo componente armónico en V_{carga} puede escribirse de manera similar con (14).

$$V_{carga,n} = \frac{2 V_{CC}}{n\pi} [\sin n\omega t - \sin n(\omega t - \alpha)] = \frac{4 V_{CC}}{n\pi} \cos n\left(\omega t - \frac{\alpha}{2}\right) \sin \frac{n\alpha}{2} \quad (14)$$

Por otro lado, la magnitud eficaz del componente fundamental de la tensión de carga puede determinarse a través de (15).

$$V_{carga,1rms} = 0.9 V_{CC} \sin \frac{\alpha}{2} \quad (15)$$

La magnitud eficaz de la tensión de carga se puede cambiar de cero a una magnitud máxima de 0.9. La magnitud de la tensión de carga máxima corresponde a $\alpha = 180^\circ$ y la tensión de carga será cero para $\alpha = 0^\circ$. Para $\alpha = 180$ grados, la tensión de carga es una onda cuadrada de período T y tensión máxima igual a V_{CC} .

Se puede elegir α para minimizar, por ejemplo, la distorsión armónica total (THD por sus siglas en inglés) de la onda cuadrada modificada. El THD mide la desviación de la forma de onda de tensión real de la onda sinusoidal pura de la red eléctrica.

El inversor de puente completo sin filtro es muy popular para los sistemas de baja potencia. Sin embargo, la aplicación de inversores más sofisticados que utilizan PWM y la adición de filtrado pueden hacer que la salida del inversor sea casi sinusoidal. Existen dos enfoques generales. Para los inversores conectados a la red, se puede insertar un pequeño inductor entre el terminal de salida positivo del inversor y la tensión del sistema de la red. El controlador generalmente está diseñado de tal manera que la tensión de onda cuadrada de salida del inversor sea filtrada por el inductor de salida dentro de una corriente eficaz

especificada para alimentar la red. El valor de la corriente eficaz está determinado por la potencia disponible de la turbina eólica. El THD de la forma de onda de la corriente que deben inyectar los inversores es típicamente 5% o menos, dependiendo de los estándares apropiados para la conexión a la red, un ejemplo de estos estándares es la IEEE 519-1992 para información general e IEEE 1547.2-2008 que cubre específicamente la interconexión de generadores distribuidos a la red.

Para la operación del inversor fuera de la red, se puede agregar un "filtro LC" entre la salida del puente y la carga, como se muestra en la Figura 4.10. El objetivo es producir también una tensión casi sinusoidal de salida a través de la carga.

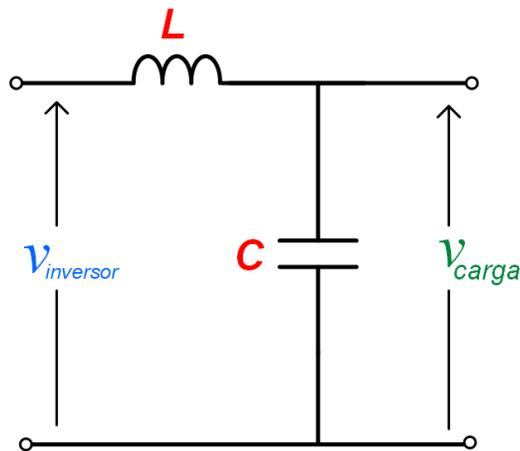


Figura 4.10. Filtro pasa bajos LC.

Independientemente de si el inversor operado por PWM está conectado a la red o no, la forma de onda de tensión a través del lado de salida del puente (antes del filtrado) es una onda cuadrada cortada como se ilustra en la Figura 4.11. El ancho de los pulsos es tal que la forma de onda filtrada será una buena aproximación a una onda sinusoidal. Estos inversores con PWM tienen una frecuencia de conmutación de 15–150 veces la frecuencia de potencia, donde el valor óptimo es una relación de compromiso entre las pérdidas de conmutación más bajas y componentes LC más pequeños y menos costosos.

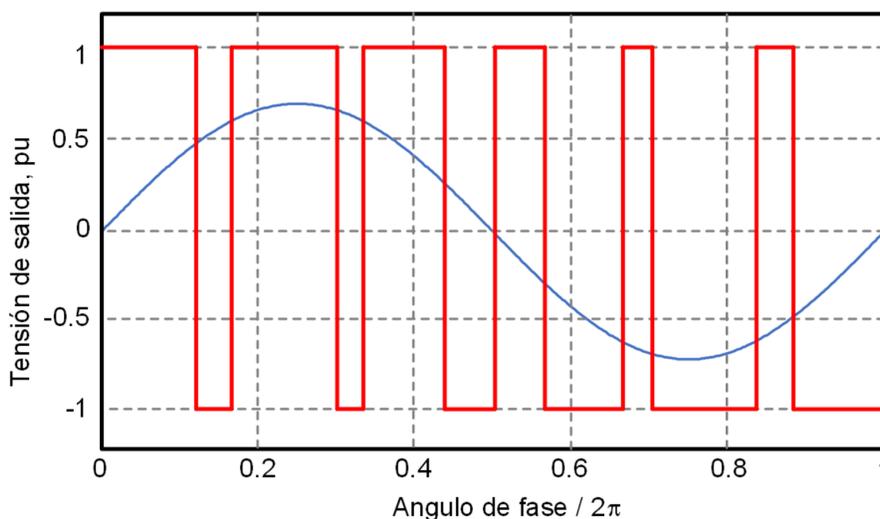


Figura 4.11. Tensión de modulación por ancho de pulso (PWM) y forma de onda sinusoidal correspondiente.

4.6 SISTEMA DE CONTROL

La estructura exacta del sistema de control es única para cada tipo de turbina eólica, e incluso para el mismo tipo de turbina eólica puede variar según distintos fabricantes. Sin embargo, las funciones básicas del sistema de control son las mismas, a saber, controlar la potencia y la velocidad de la turbina eólica. La diferencia más significativa es si el sistema de control se utiliza en una turbina eólica que utilice un GI conectado directamente a la red o un GSIP con controladores electrónicos.

Para GIs conectados directamente a la red, el generador puede considerarse un componente pasivo de generación de energía. En efecto, el ángulo de la pala de la turbina es la única variable controlable en toda la turbina eólica. Mediante mediciones de valores, como la velocidad del viento, la velocidad del rotor de la turbina y la potencia eléctrica activa, el sistema de control optimiza el ángulo de la pala en relación con el viento entrante. Para estos generadores la velocidad de rotación es fija y está dada por la frecuencia de la tensión de la red eléctrica, por lo que solo para la velocidad de viento de diseño se obtendrá la relación óptima λ descrita por (4). Para otras velocidades de viento tendrá un C_p no óptimo. En vientos fuertes, el sistema de control del ángulo de la pala puede reducir la potencia de la turbina eólica, manteniendo así la potencia a la potencia máxima nominal de la turbina eólica. En situaciones de emergencia, el control del ángulo de la pala también se puede usar para la reducción preventiva de la potencia de salida de la turbina.

Para turbinas eólicas que utilizan GSIPs con controladores electrónicos, el generador es un elemento mucho más controlable y cuya velocidad de giro es independiente de la frecuencia de la red eléctrica. Además del ángulo de la pala de la turbina, se puede controlar la potencia de salida instantánea activa y reactiva del generador. El controlador electrónico de estos sistemas permite ajustar la velocidad de la turbina a una velocidad óptima que cumpla con (4), optimizando así el coeficiente de potencia C_p . Esto significa que el sistema de control debe contener algún tipo de sistema de control de velocidad y una forma de determinar una referencia de velocidad.

El sistema de control de velocidad puede diseñarse de muchas maneras diferentes. Sin embargo, todos comparten la característica común de que la entrada de energía mecánica del sistema giratorio puede controlarse (al menos hasta un límite superior determinado por el viento entrante) y que la energía eléctrica emitida a través del generador también puede controlarse (al menos en situaciones normales de red con voltaje nominal). Esto significa que siempre es posible controlar el equilibrio de potencia en el sistema giratorio y, por lo tanto, también la velocidad. Esto queda representado por el modelo mecánico dinámico de la turbina y el generador, el cual se representa a través de (16), donde J y C_{fm} es la inercia y coeficiente de fricción del conjunto generador/turbina respectivamente, ω_r es la velocidad del rotor del generador, T_{te} es el par mecánico de la turbina de (1) y T_e es el par electromagnético de (9).

$$\frac{d}{dt} \omega_r = \frac{1}{J} (T_{te} - \omega_r C_{fm} - T_e) \quad (16)$$

En consecuencia, las acciones del sistema de control del generador que controla T_e y el sistema de control de ángulo de la pala que controla T_{te} deben coordinarse de alguna manera. Esta coordinación se incorpora en el proceso de diseño de los sistemas de control.

Las estrategias de control pueden variar según el fabricante de la turbina. Sería posible construir un sistema de control único que pudiera funcionar para todas las condiciones de viento. Otra opción es dejar que solo el sistema de control de ángulo de la pala controle la potencia extraída del viento a velocidades altas, dejando que el sistema mantenga una potencia máxima constante. En situaciones de vientos bajos y medios, el sistema de control del generador puede controlar la velocidad de giro de la turbina controlando el T_e , dejando que el sistema de control del ángulo de la pala optimice el ángulo de la pala al viento entrante, optimizando así C_p y por lo tanto la producción de energía.

Al igual que las turbinas eólicas que utilizan GIs conectados directamente a la red, el control del ángulo de la pala también se puede utilizar para una reducción de potencia rápida y preventiva en situaciones de emergencia. Sin embargo, si se permite una sobrevelocidad a corto plazo en el sistema rotativo, el sistema de control de potencia podrá reducir la potencia del terminal del generador más rápidamente.

La potencia reactiva también se puede controlar en las turbinas eólicas que utilizan GSIPs con controladores electrónicos y esto hace posible el control de tensión en su punto de conexión. Actualmente, esta posibilidad no se utiliza con mucha frecuencia, sin embargo, parecería ser solo una cuestión de tiempo antes de que los códigos de red exijan a los generadores eólicos suministrar tales servicios auxiliares.

La Figura 4.12 muestra un esquema general de un sistema de control de una turbina eólica que utiliza un GSIP con convertidores electrónicos. El sistema de control está dividido en varias partes que serán explicadas a continuación.

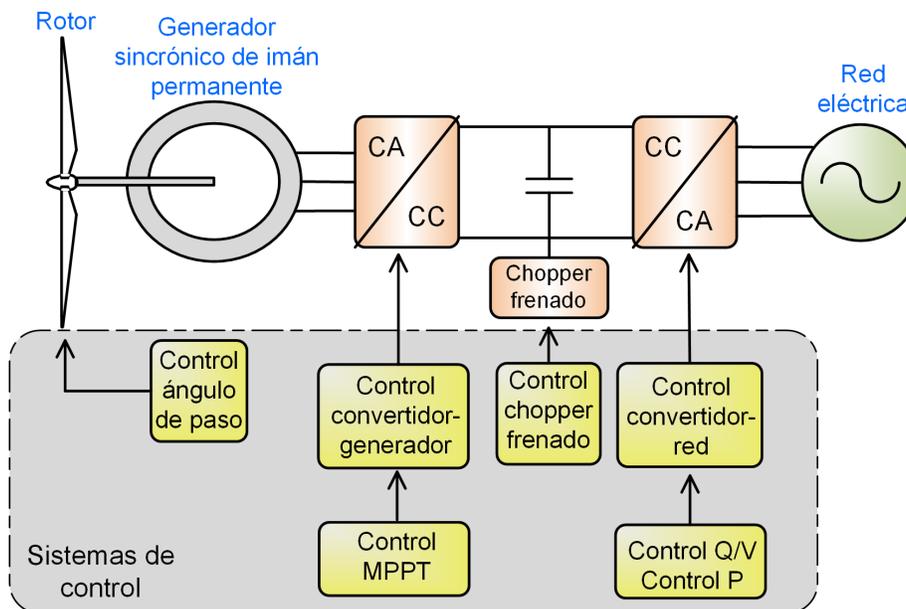


Figura 4.12. Esquema de control general de un GSIP con controladores electrónicos.

4.7 CONTROL DEL CONVERTIDOR DEL LADO DEL GENERADOR

Como vimos en la Figura 4.5 del capítulo 4, hay 2 tipos de convertidores de CA a CC conectados al GSIP, un rectificador/convertidor boost o un inversor. En esta sección abordaremos el control de ambos tipos.

En el control del convertidor del lado del generador están presentes dos aspectos principales: la estimación de la posición y velocidad del rotor (ya que el uso de un sensor no siempre es práctico) y el seguimiento de la máxima potencia sin usar un anemómetro (que puede dar valores incorrectos debido a los efectos de sombra). En caso de que se conozca la velocidad del rotor, la extracción de potencia se basa típicamente en el conocimiento de las características de la turbina eólica, implementadas en una tabla de búsqueda, para regular el par electromagnético según la velocidad del viento. Sin embargo, los resultados no siempre son satisfactorios, especialmente en el caso de condiciones de viento variables que son las más comunes a baja altitud. Por lo tanto, se pueden implementar estrategias de control más complejas que involucren algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés Maximum Power Point Tracking) basados en un algoritmo de búsqueda operacional o un estimador de velocidad del viento [13].

Control del puente rectificador y del convertidor boost

La Figura 4.13 muestra el esquema del control del lado del generador en caso de que se use un puente rectificador con diodos más un convertidor boost.

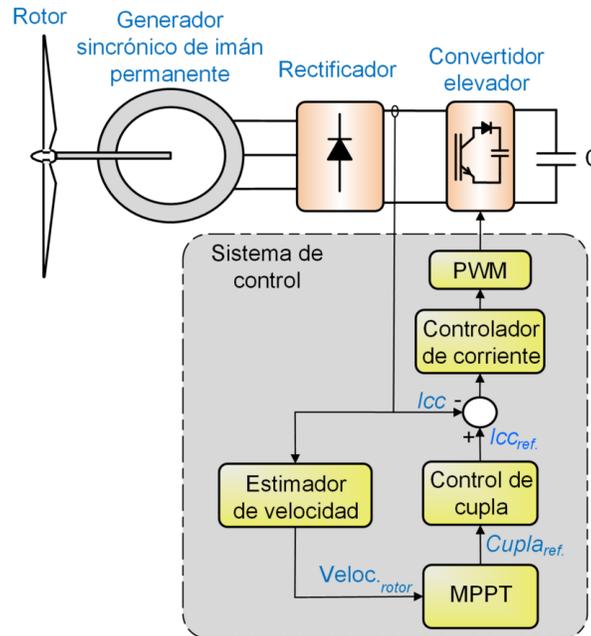


Figura 4.13. Control del convertidor del lado del generador, puente rectificador y convertidor elevador.

En este caso, la velocidad de rotación del rotor se estima considerando la fluctuación de seis pulsos en la corriente continua de salida del rectificador y el par electromagnético se ajusta controlando esta corriente continua. El par electromagnético de referencia del GSIP, se obtiene normalmente de un bloque de punto de seguimiento de máxima potencia MPPT, que para ello utiliza el dato de la velocidad del rotor. Luego a través de las ecuaciones del GSIP se determina el valor de referencia de corriente continua que se debe lograr. Este valor se compara con la corriente actual y se determina si esta se debe incrementar o disminuir. Luego el módulo PWM adapta los disparos del convertidor elevador para alcanzar la corriente de referencia.

Control del convertidor del lado del generador de la configuración back to back

La Figura 4.14 muestra el esquema del control del lado del generador en caso de que se use el convertidor back to back. En este caso, se adopta un control vectorial, por lo tanto, se necesita conocer la posición de la fuerza electromagnética del estator, y se usa un lazo de seguimiento de fase (PLL por sus siglas en inglés) para estimarlo. La velocidad del rotor medida determina, como en la topología anterior, el par de referencia a través del bloque MPPT, que se utiliza para controlar al generador.

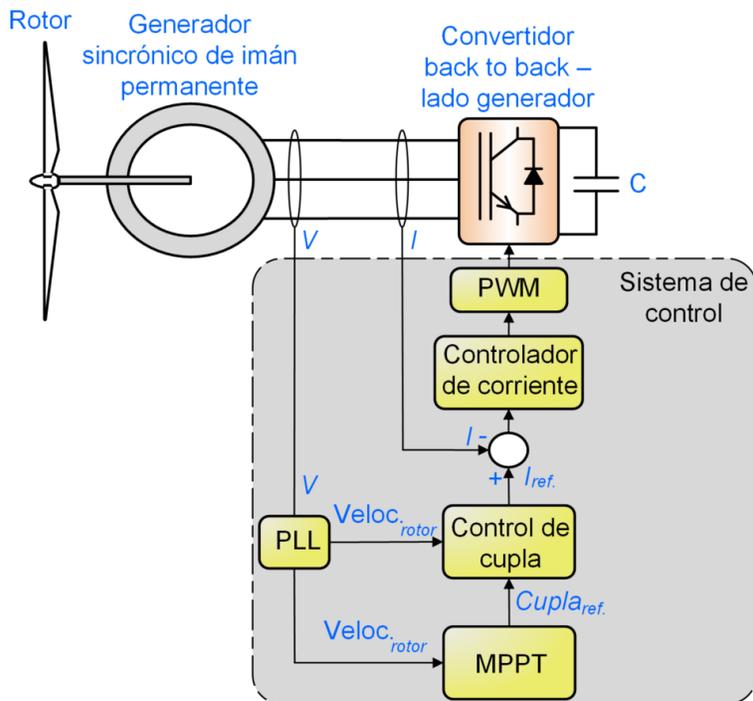


Figura 4.14. Control del convertidor del lado del generador, convertidor back to back.

Para reducir aún más la complejidad del sistema y el proceso de mantenimiento, el sensor de posición/velocidad podría eliminarse [14], [15]. El control sin sensores del GSIP es algo deseado, y se han investigado varias estrategias de control sin sensores en la literatura para obtener la posición del rotor y la velocidad angular a partir de la medición de cantidades eléctricas [16]. Un sistema PLL puede generar una señal sinusoidal cuya fase sigue coherentemente a la del componente principal de la señal de entrada [17]-[23]. Estos sistemas se basan en el uso de un marco giratorio dq sincrónico con el rotor del GSIP. El PLL puede ajustarse para estimar la velocidad y el ángulo del rotor utilizando el procedimiento de diseño que se indica en [24]. El problema de este método es que cuando el convertidor comienza a conmutar, produce un voltaje en el punto de conexión con el GSIP y a su vez se sincroniza con ésta. Como consecuencia, se produce un pequeño error en la posición del rotor.

Algoritmos para la extracción de máxima potencia

Las turbinas eólicas integradas con controladores electrónicos están diseñadas para lograr la máxima eficiencia aerodinámica en una amplia gama de velocidades del viento. Con una operación de velocidad variable del rotor, es posible adaptar (acelerar o desacelerar) continuamente la velocidad del rotor de la turbina eólica a una velocidad óptima para una velocidad del viento determinada [25]. De esta manera, la relación λ se mantiene en un valor predefinido que corresponde a la extracción máxima de potencia [26].

Considerando (1) de la potencia mecánica extraída por una turbina eólica, se puede trazar la potencia mecánica en función de la velocidad del rotor para diferentes valores de la velocidad del viento, como se muestra en la Figura 4.15. La línea a trazos roja representa las condiciones de máxima extracción de potencia eólica. En la región de poco viento, el sistema de control está diseñado para que la turbina funcione en esta curva. A vientos más fuertes, la turbina debe protegerse de las condiciones de exceso de

sobre potencia debido a ráfagas de viento repentinas, generalmente adoptando un control de inclinación de pala, como se explica en la siguiente sección.

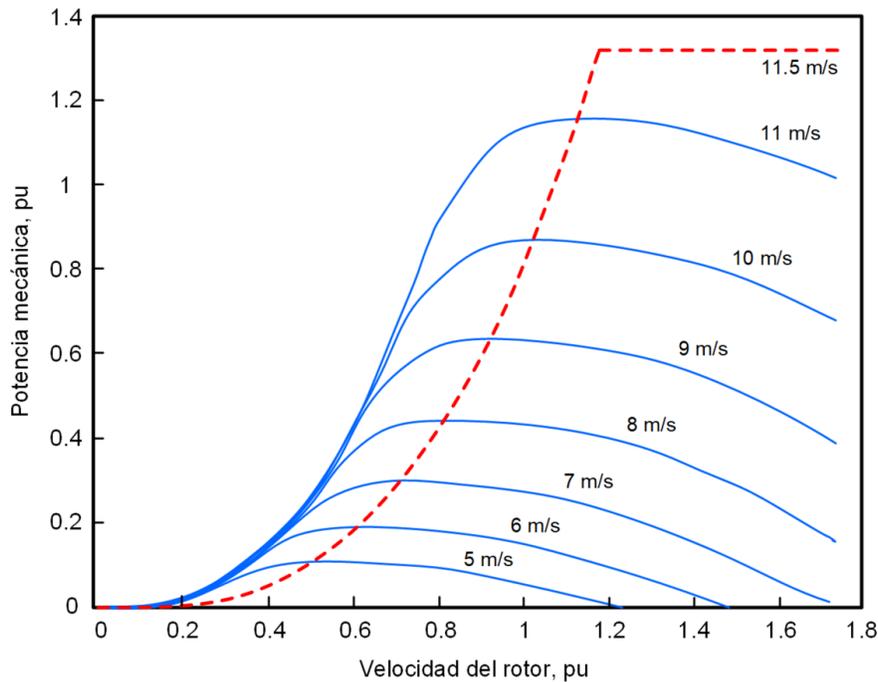


Figura 4.15. Potencia mecánica versus velocidad del rotor en función de la velocidad del viento.

En el caso del convertidor boost, controlando el ciclo de trabajo α se controla la tensión de salida del convertidor V_{cc} según (12) y por lo tanto la corriente continua de salida del convertidor y consecuentemente la corriente i_{sq} del generador. De esta manera se controla la potencia activa de salida del generador y por lo tanto el T_e según (9). Con el control de T_e se puede acelerar y desacelerar el conjunto generador turbina encontrando distintos puntos de equilibrio (velocidades de rotación ω_r) para la transferencia de potencia tal cual lo describe el modelo dinámico (16).

Hay dos formas básicas de obtener la referencia de T_e que debe tener el generador, el primero es a través de alguna forma de "perturbar y observar", el esquema mediante el cual se modifica α para ver si aumenta la potencia de salida. Esto implica medir la corriente de salida del convertidor boost y V_{cc} . Si aumenta la potencia, entonces el algoritmo varia α en la misma dirección. Si la potencia disminuye, entonces la variación se invierte. En la práctica, sin embargo, a menudo es más seguro tener el controlador programado para usar una tabla de búsqueda de potencia óptima versus frecuencia y velocidad del viento, derivada del máximo C_p (para potencia) y λ correspondiente de la Figura 4.15. En cualquier momento, la potencia y frecuencia reales pueden compararse con los valores óptimos y el ciclo de trabajo puede modificarse si hay una desviación significativa. Se sostiene que esta estrategia es más robusta que el esquema de perturbación y observación, sin embargo, tiene al menos una deficiencia importante: la curva de potencia óptima varía con la densidad del aire, por lo que una turbina en un clima frío o en una montaña puede necesitar reprogramación. Además, la curva de potencia óptima se deriva de la curva de rendimiento constante, mientras que el viento casi siempre es inestable. Dado que las turbinas pequeñas tienen una inercia considerablemente menor que las grandes, puede haber un beneficio considerable en

el desarrollo de algoritmos MPPT para estas condiciones. Esto requeriría mejoras significativas en el conocimiento de la aerodinámica del aspa y el comportamiento de estela.

Un aspecto de MPPT que aún no se ha discutido es la reducción rápida de la eficiencia a carga parcial, que es típica de los generadores pequeños. Muchas turbinas eólicas pequeñas funcionan durante un tiempo considerable a baja eficiencia, y esto a menudo se pasa por alto en el desarrollo de algoritmos MPPT.

Para el caso del convertidor del lado del generador de la configuración back to back, el control se basa exactamente en lo mismo, solo que en este caso el convertidor puede generar una forma de onda de tensión regulable en amplitud y frecuencia que controla la corriente i_{sq} del generador, actuando sobre las señales de conmutación de las llaves del convertidor con el modo de control PWM sinusoidal [27]. De este modo, se adaptan las velocidades de giro y tensiones del GSIP, que son variables en función de la velocidad del viento, a la tensión V_{cc} fijada por el inversor del lado de la red. El modo PWM sinusoidal genera una onda de tensión cuya componente fundamental toma como referencia la tensión del GSIP para transmitir la corriente i_{sq} deseada.

4.8 CONTROL DE POTENCIA

No solo es importante extraer la máxima potencia disponible del viento, sino que también es necesario limitarla cuando el viento alcanza una velocidad peligrosa para la turbina. De hecho, la potencia generada no solo depende de los requisitos de la red, sino también de la condición fluctuante de la red. La Norma Internacional IEC 61400-2 [28] requiere la presencia de dos sistemas para limitar la potencia, uno mecánico (control del ángulo de paso) y el otro eléctrico (control de chopper de frenado). La redundancia es necesaria por razones de seguridad [29].

Control del ángulo de paso

El control de inclinación del ángulo de paso de la pala de la turbina eólica se ha utilizado para reducir la sobrecarga de la turbina eólica en el caso de una velocidad del viento elevada. El ángulo de inclinación requerido puede generarse en función de la diferencia entre la potencia real y la potencia máxima permitida.

En la Figura 4.16 se muestra un diagrama de bloques del sistema de control del ángulo de paso de una turbina eólica. En ésta, ΔP representa el error entre la potencia que se está generado (P) y la potencia máxima permitida (P_{max}). El ΔP de potencia se envía a un controlador proporcional-integral (PI) que proporciona el valor de referencia del ángulo de paso. El controlador del ángulo de paso (Figura 4.16) gira las palas de la turbina al ángulo de referencia. El controlador del ángulo de paso es un sistema, mecánico, hidráulico o eléctrico que se utiliza para girar las palas de la turbina eólica a lo largo de su eje longitudinal. Está sujeto a limitaciones de construcción, como límites angulares. Esto significa que las palas solo se pueden girar dentro de ciertos límites físicos. Su dinámica es no lineal con límites de saturación tanto en el ángulo de paso como en la velocidad de paso.

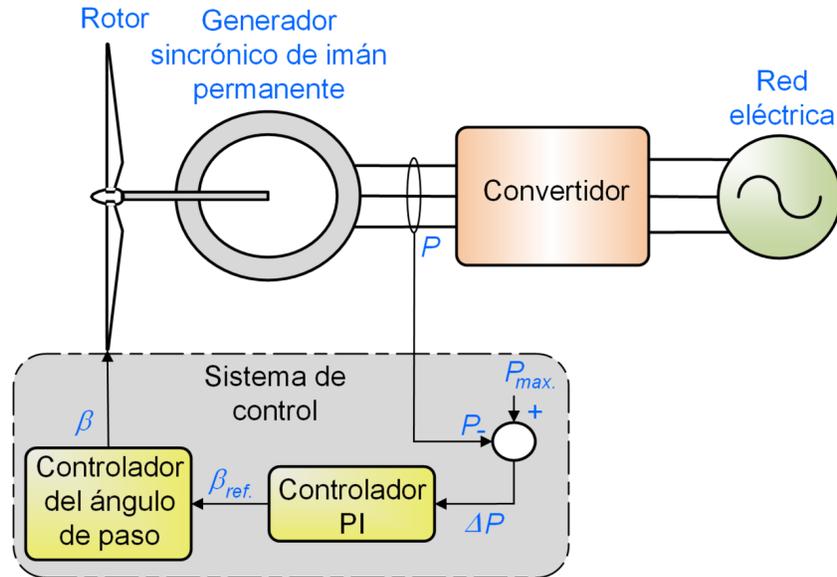


Figura 4.16. Diagrama de bloques del sistema de control del ángulo de paso.

Control del chopper de frenado

El GSIP tiene la posibilidad de aceptar sobrecarga por un cierto tiempo. En esta condición, es posible frenar la turbina eólica con la acción de un chopper de frenado. El chopper de frenado controla la potencia en el bus de CC [26], [29], [30]. En la Figura 4.17, se muestra un diagrama de bloques del chopper de frenado con su respectivo control. El error entre el voltaje de CC (V_{cc}) y el voltaje de CC límite ($V_{cc_{lim.}}$) se envía a un controlador (que incluye un controlador PI) y produce el ciclo de trabajo k de la llave. Cuando $V_{cc} \leq V_{cc_{lim.}}$, el chopper de frenado está apagado, mientras que cuando $V_{cc} \geq V_{cc_{lim.}}$, el chopper de frenado está activado y disipa la potencia en exceso manteniendo $V_{cc} = V_{cc_{lim.}}$.

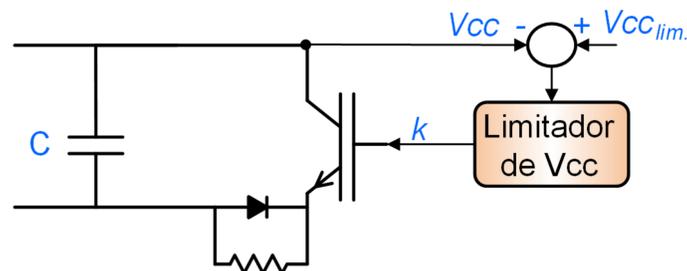


Figura 4.17. Diagrama de bloques del chopper de frenado

4.9 CONTROL DEL CONVERTIDOR DEL LADO DE LA RED (INVERSOR)

El convertidor del lado de la red normalmente se controla con un control orientado de la tensión (VOC por sus siglas en inglés, Voltage Oriented Control) basado en la transformación de coordenadas entre los marcos de referencia estacionarios y síncronos. Se utiliza un PLL para la transformación de coordenadas. Esta estrategia de control garantiza una respuesta transitoria rápida y un alto rendimiento estático debido

a los bucles de control interno. La descomposición de la corriente de la red en dos ejes proporciona un control desacoplado para la potencia activa y reactiva, y permite obtener un factor de potencia elevado y corrientes de red sinusoidales [31]-[37].

El control del convertidor del lado de la red es responsable de determinar el intercambio de potencia activa y reactiva de la turbina eólica con el sistema eléctrico. El algoritmo de control de este convertidor se muestra en forma simplificada en la Figura 4.18.

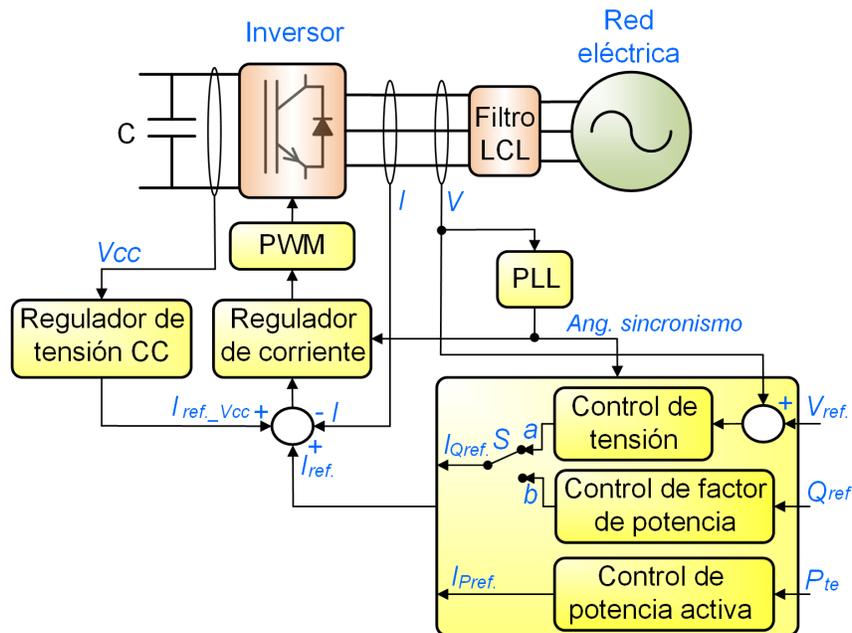


Figura 4.18. Diagrama de bloques de control del inversor

Este esquema de control se diseña para cumplir tres objetivos, que son el modo de control de tensión, el cual es activado cuando la llave S está en la posición a , el modo de control de factor de potencia reactiva, activado con la llave en la posición b , y el modo de control de potencia activa el cual está activado siempre.

El **control de tensión** consiste en controlar la tensión en el punto de conexión de la turbina eólica a través de la modulación de la componente reactiva de la corriente de salida [38-40]. Para conseguir este objetivo, se calcula la tensión en el punto de conexión del dispositivo utilizando el marco de referencia $dq0$. Por lo tanto, aplicando la transformación de Park, los valores instantáneos de la tensión trifásica en la barra CA son transformados en componentes $dq0$. Esta transformación permite diseñar un sistema de control más simple que utilizando componentes abc . Este bloque utiliza un compensador de atraso de fase, y un controlador PI con una realimentación. En el modo de **control de factor de potencia**, la referencia de potencia reactiva, Q_{ref} , se ajusta al valor requerido de potencia reactiva que se quiere inyectar. Si quisiera entregar un factor de potencia unitario, la referencia de este valor debería ser cero. La medición de potencia reactiva se lleva a cabo en el lado de la generación eólica y se usa como referencia para el control de factor de potencia. Este bloque incluye un compensador PI estándar para eliminar el error de estado estacionario en el cálculo de la corriente reactiva de referencia. El modo de **control de potencia activa** permite controlar la potencia activa que la turbina eólica está inyectando al sistema eléctrico. Para la eliminación del error de corriente activa de estado estacionario se utiliza también un compensador PI.

El bloque de control indicado en la Figura 4.18 como “Regulador de corriente” permite que la corriente de salida acompañe dinámicamente los valores de referencia establecidos por el control de tensión/factor de potencia y control de potencia activa. El bloque de “Regulador de la tensión CC” se encarga de mantener constante la tensión en el bus CC, a través del intercambio de pequeñas cantidades de corriente activa con la red eléctrica.

Por último, el bloque PWM lleva a cabo el control dinámico de las señales de disparo para los diferentes convertidores. Este nivel es responsable de generar las señales de conmutación para los diferentes dispositivos semiconductores del inversor de acuerdo con el modo de control PWM y los tipos de semiconductores utilizados.

4.10 SISTEMA DE PROTECCIÓN

4.10.1 SISTEMA DE PROTECCIÓN INTERNO DE LA TURBINA EÓLICA

La protección contra la mayoría de los daños graves en una pequeña turbina eólica, como los causados por cortocircuitos, requiere la capacidad de:

- Desconectar el generador del resto del sistema.
- Aplicar y luego desconectar cualquier resistencia de descarga.
- Desconectar la turbina eólica de cualquier batería (en caso que las incluya) y desconectar la batería de cualquier carga.
- Desconectar el inversor de la turbina eólica o la batería y de la carga.

En todos estos casos, el punto de desconexión también requiere protección contra sobrecorriente. Por lo general, esto se realiza mediante interruptores de circuito (*Int*) apropiados que se pueden usar tanto para protección como para seccionar el circuito cuando sea necesario, tal cual lo muestra la Figura 4.19. Tenga en cuenta que la Figura 4.19 también muestra los interruptores inmediatamente después del generador, que pueden usarse para retrasar la entrega de energía del generador hasta que las aspas hayan alcanzado la velocidad de giro adecuada después del arranque. Los interruptores automáticos tienen diferentes clasificaciones de tensión en cuanto a si están interrumpiendo CA o CC. Por lo general, las clasificaciones de tensión de CC son mucho más bajas que las clasificaciones de CA.

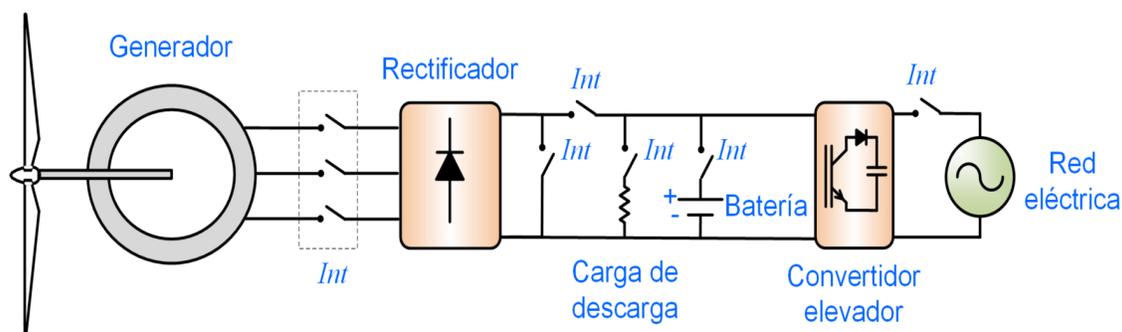


Figura 4.19. Diagrama de sistemas de protecciones

La protección eléctrica básica tiene como objetivo evitar corrientes eléctricas excesivas. Las altas corrientes generalmente causan calentamiento y pueden derretir los cables, quemar el aislamiento y destruir los componentes electrónicos. Además, la corriente de carga excesiva de la batería puede provocar la formación de gases en las baterías y explosiones. La descarga de corriente excesiva de la batería puede causar sobrecalentamiento y dañar a la carga.

Cuando se protege contra sobrecorrientes, se usan comúnmente fusibles e interruptores termomagnéticos, aunque es posible usar interruptores electrónicos de potencia controlados, o componentes como varistores de óxido de metal (MOV por sus siglas en inglés). Las principales ventajas de un interruptor termomagnético sobre un fusible, son su capacidad de reinicio y la facilidad de interrupción para fines de prueba o mantenimiento.

Los fusibles y termomagnéticas tienen especificaciones diferentes cuando se usan para CA o CC debido a las diferencias en el arco eléctrico. Con CA, cualquier arco eléctrico se autoextinguirá a medida que la corriente invierta la dirección. Sin embargo, los arcos de CC pueden establecer plasma y, por lo tanto, continuar conduciendo y formándose arcos con una baja caída de tensión a través del mismo. Cualquier arco prolongado causará calentamiento, lo que puede derretir y producir la inflamación del interruptor, que luego puede extenderse a los cables de conexión.

En las características de disparo de los interruptores es de particular interés el valor del límite de disparo electromagnético. Las sobrecargas a menudo ocurren cuando el equipo se enciende o se conecta al suministro eléctrico desde la turbina (por ejemplo, inversores). Los interruptores automáticos no deben dispararse en estas condiciones, por lo tanto, es posible que se necesiten interruptores automáticos con mayor intensidad de retención. Los interruptores de clase D se usan comúnmente para motores eléctricos.

Los fusibles son a menudo más baratos que los interruptores automáticos, pero se pueden reemplazar de manera inapropiada por longitudes de cobre, etc. Se recomiendan fusibles de alta capacidad de ruptura (HRC). Muchos tienen capacidades de corte de corriente muy altas de alrededor de 80,000 A. Todos los fusibles comenzarán a fundirse a corrientes superiores a su clasificación. Sin embargo, la ruptura del fusible llevará algún tiempo, dependiendo de la corriente y el diseño del fusible.

La capacidad de ruptura del fusible es la corriente máxima (generalmente en condiciones de cortocircuito) que garantiza que el fusible interrumpa de manera segura. Los fusibles HRC generalmente están llenos de arena para ayudar con la extinción de cualquier arco. Dichos fusibles suelen tener capacidades de ruptura en decenas de miles de amperios, incluso si están clasificados a solo unos pocos amperios. Por lo tanto, los fusibles tienen la ventaja de una capacidad de ruptura muy alta, bajo costo y la capacidad de mantener apagado hasta que se investigue la falla.

Los sistemas de energía remotos generalmente tienen una resistencia de descarga que se puede usar para calentar agua. Normalmente, la resistencia de descarga debe ser capaz de absorber la salida de potencia máxima continua de la turbina. A pesar de ser toscos, las cargas de descarga son simples, baratas y confiables. Pueden proteger la electrónica de potencia más cara, especialmente en sistemas que a menudo son complejos y están pobremente integrados. Las cargas de descarga también se pueden usar para "frenado suave"; al descargar parte (pero no la totalidad) de la potencia generada, las aspas del generador pueden suavemente ponerse en posición bandera por protección o por detención rutinaria. Pocas turbinas conectadas a la red tienen cargas de descarga separadas, pero dependen de que el generador absorba energía y calor cuando se desconecta por el sistema de protección "anti-isla" si la conexión a la red se pierde. Alternativamente, se puede usar una resistencia de descarga más pequeña.

Esta tiene la potencia nominal de la turbina, pero solo puede absorber la energía durante un corto tiempo mientras la turbina frena o se detiene por otros medios. Por ejemplo, si se desea frenar una turbina de 5 kW desde su velocidad nominal en 2 s, el requisito de potencia de la resistencia de descarga es obviamente de 5 kW y haciendo una suposición conservadora que se absorberán 5 kW durante el tiempo requerido para detenerse, la capacidad calorífica que debe manejar de la resistencia de descarga es $2 \text{ s} \times 5000 \text{ W} = 10 \text{ kJ}$.

4.10.2 SISTEMA DE PROTECCIÓN HACIA LA RED

Desde el punto de vista de protecciones, un pequeño generador eólico no requiere un esquema de protección complejo, debido a su baja potencia. Se considera que el pequeño generador eólico puede operar en dos modos, a) suministrando energía a la carga en forma combinada con la red eléctrica, b) suministrando energía en modo aislado.

En la Figura 4.20 se muestra la configuración de un consumidor conectado a la red eléctrica y con un pequeño generador eólico. La distancia entre la fuente equivalente del sistema y el nodo donde se conecta el consumidor es del rango de kilómetros, y la conexión entre el pequeño generador eólico y el usuario es del orden de metros. Un esquema de protección viable, por costo y confiabilidad, es el uso de dos fusibles. F1 es el fusible típico del usuario y F2 es un fusible que se instala al principio de la conexión con el pequeño generador eólico; no es conveniente que este fusible esté conectado junto al pequeño generador eólico, ya que un cortocircuito en este circuito hará que ambos fusibles operen desconectando al usuario.

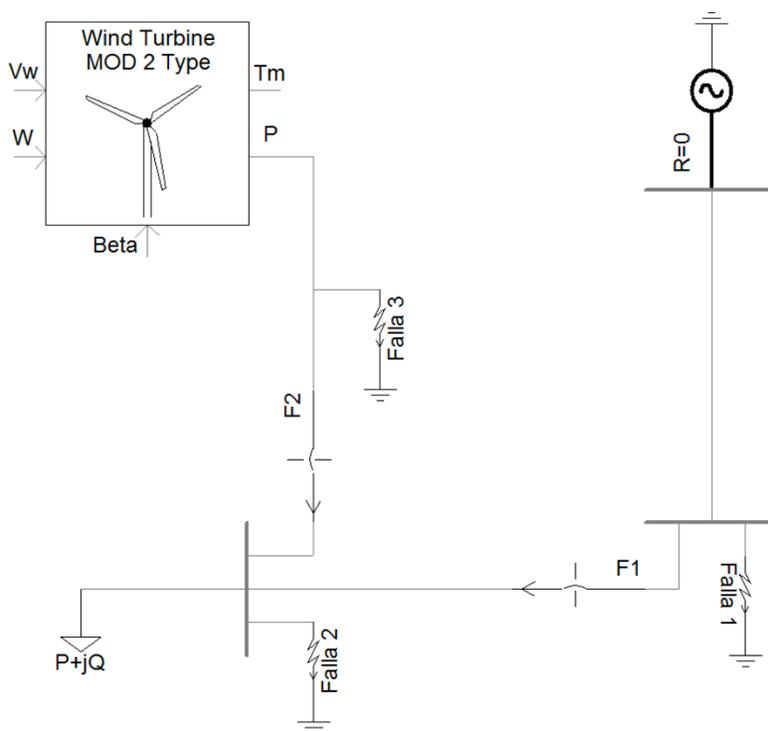


Figura 4.20. Esquema de conexión de un pequeño generador eólico.

La corriente de operación de F1 se calcula con (17), donde $I_{C\ MAX}$ es corriente de demanda máxima del usuario.

$$I_{F1} = 1.5 I_{C\ MAX} \quad (17)$$

La corriente de operación del fusible 2 se puede ajustar con (18), donde I_{NOM} es corriente nominal del inversor del pequeño generador eólico; esto es considerando que el inversor puede entregar como máxima corriente de falla el doble de su valor nominal.

$$I_{F2} = 1.5 I_{C\ NOM} \quad (18)$$

En cuanto a la coordinación, se deben tomar en cuenta los tres posibles puntos de falla, que se indican en la Figura 4.20.

Para la falla 1, solo debe operar F1, considerando que ambos detectan el mismo valor de corriente de falla que aporta el pequeño generador eólico; para lograrlo, la curva de protección del fusible 1 debe ser más rápida que la del fusible 2. Esto se aprecia en la Figura 4.21.

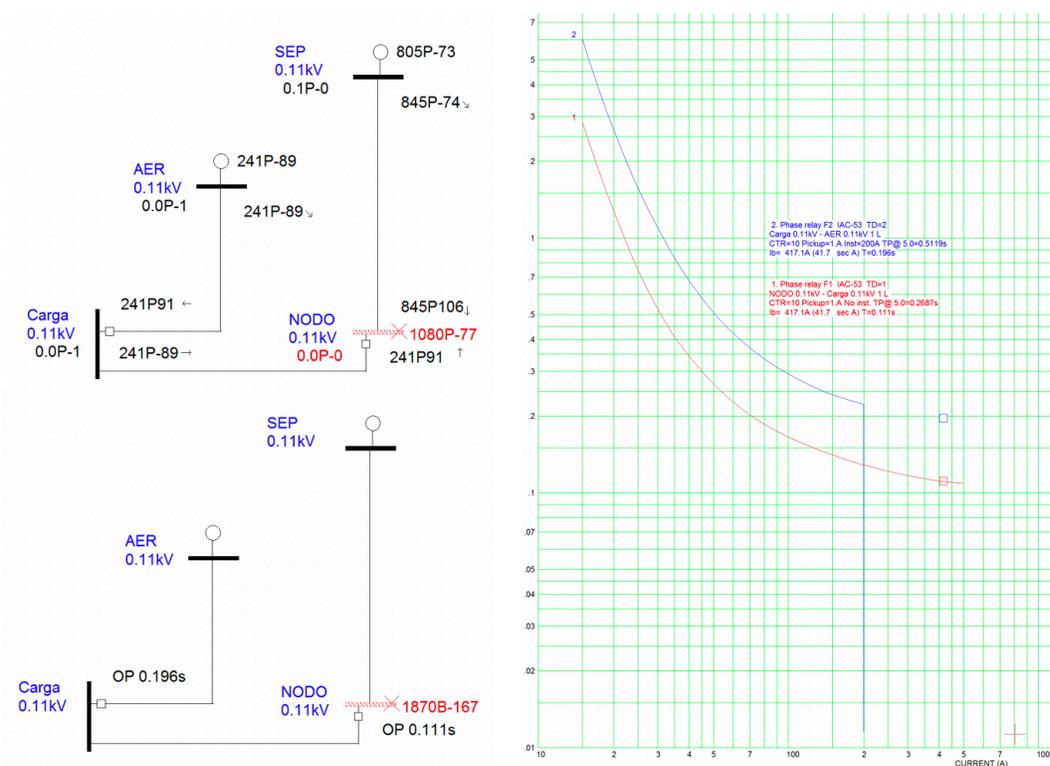


Figura 4.21. Operación de fusibles para la Falla 1.

En el caso de la Falla 2, ambos fusibles operan (F1 más rápido que F2) y desconectan el usuario (Figura 4.22). Finalmente, en el caso de la Falla 3, ambos fusibles detectan la misma corriente de cortocircuito que aporta el sistema externo y el usuario es desconectado (Figura 4.23).

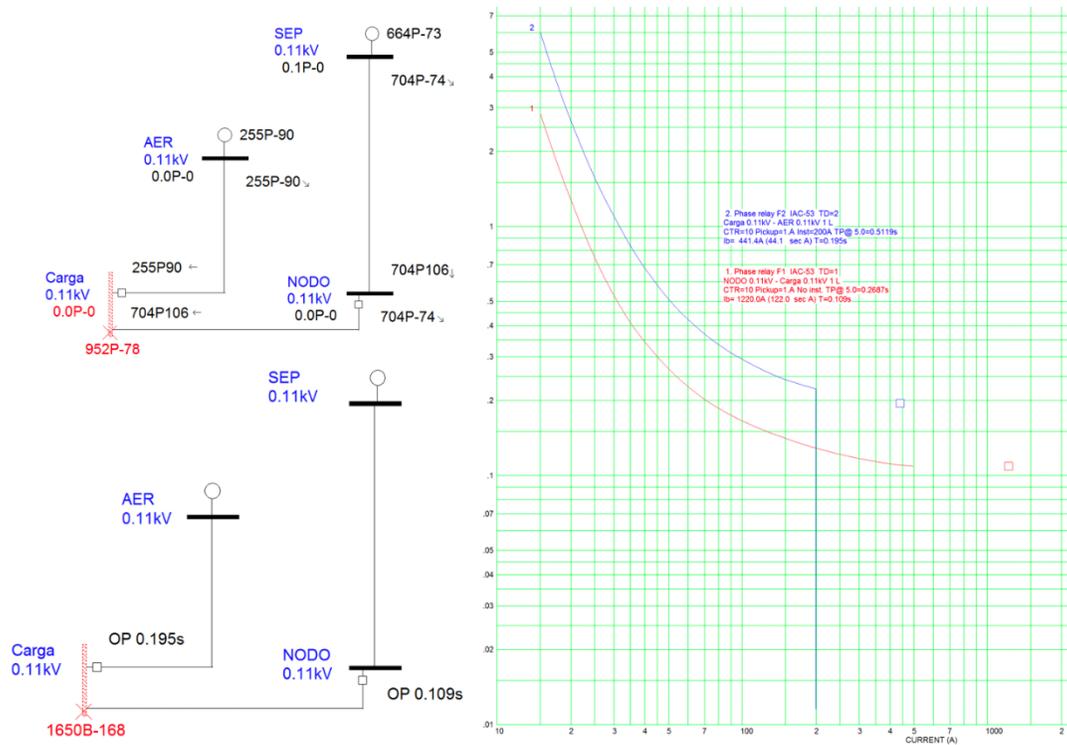


Figura 4.22. Operación de fusibles para la Falla 2.

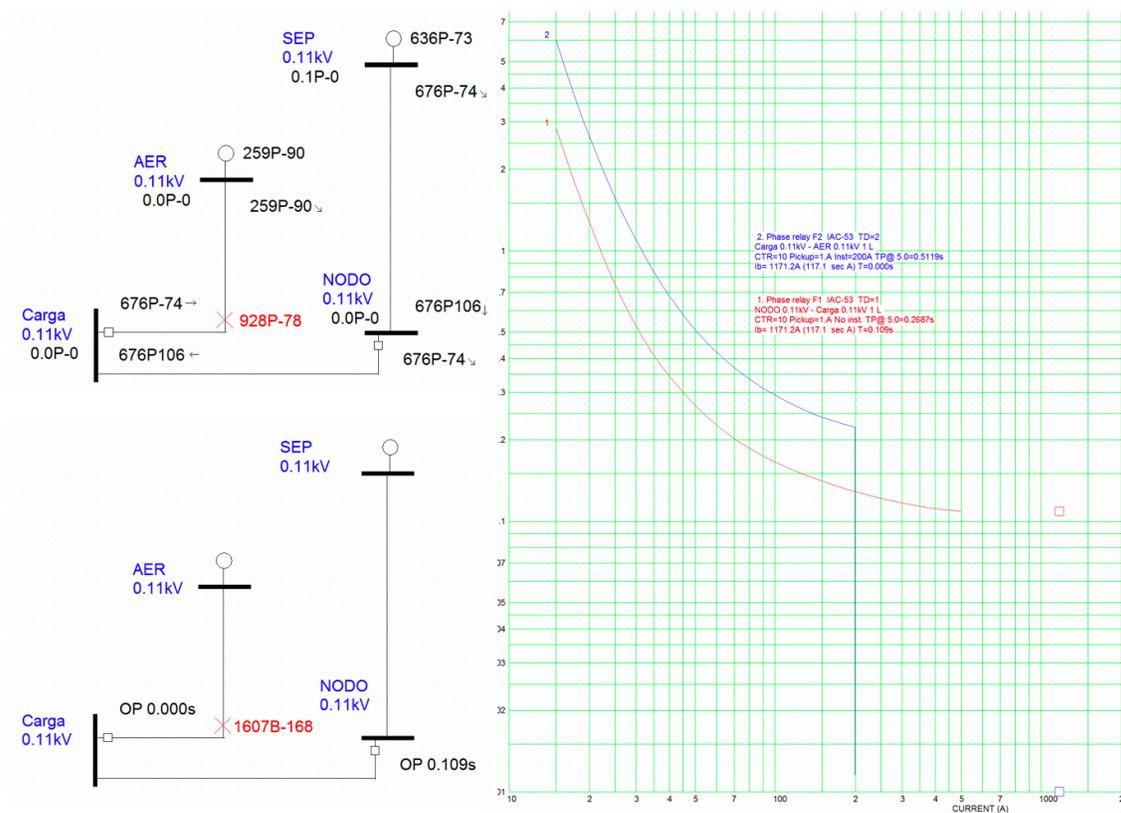


Figura 4.23. Operación de fusibles para la Falla 3.

Sin embargo, esta es una operación incorrecta, inicialmente el fusible F1 desconecta al usuario del sistema externo (es más rápido que F2) y posteriormente el inversor sacará de servicio el pequeño generador eólico, dejando al usuario aislado.

La solución es que F2 sea más rápido que F1 para la Falla 3, pero esto no es posible ya que la coordinación para la Falla 1 requiere que sea al revés. Se requiere una solución que permita que al ocurrir la Falla 3, esta se libere por la operación de F2 y del inversor, y que no opere F1, de tal forma que el usuario siga conectado al sistema externo. Esta solución es un elemento termomagnético de tiempo definido, prácticamente instantáneo, con un ajuste de corriente que no detecte la falla externa F1. En la Figura 4.21, se puede observar, como este elemento instantáneo es insensible a la Falla 1.

4.11 CONSIDERACIONES RESPECTO AL MODELADO Y SIMULACIÓN

La simulación computacional es una herramienta muy valiosa en muchos contextos ya que permite investigar una multitud de propiedades en la fase de diseño y construcción, así como en la fase de aplicación. Para las turbinas eólicas (así como otros tipos de construcciones técnicas complejas), el tiempo y los costos de desarrollo se pueden reducir considerablemente, por ejemplo, los prototipos de turbinas eólicas se pueden probar sin exponer físicamente a la turbina a la influencia de pruebas destructivas a gran escala. Por lo tanto, las simulaciones computacionales son una forma muy rentable de realizar investigaciones muy exhaustivas antes que un prototipo físico. Sin embargo, la calidad de una simulación computacional solo puede ser tan buena como la calidad de los modelos integrados y de los datos aplicados. Debido a esto, se recomienda definir claramente el propósito de las simulaciones para asegurarse de que el modelo y la calidad de los datos sean suficientemente precisos para el problema en cuestión. De lo contrario, los resultados pueden ser insuficientes y poco confiables, corriendo el riesgo inherente de que no se descubran las posibles insuficiencias e inexactitudes, o se descubran demasiado tarde, y se tomen decisiones importantes equivocadas.

Los requisitos que debe cumplir un programa de simulación específico, el nivel de detalles necesario del modelado y los requisitos de los datos del modelo, pueden diferir significativamente y depender del objetivo de la investigación. Las diferentes partes del sistema pueden tener diferentes importancias, dependiendo también del objetivo de la investigación. Todo esto debe tenerse en cuenta antes de comenzar el trabajo real de simulación computacional, por lo que es necesario tener una comprensión general de la turbina eólica y de sus diferentes partes.

Las turbinas eólicas modernas son construcciones complejas y técnicamente avanzadas y sus modelos en varios programas de simulación reflejan esta complejidad. Además, los modelos normalmente están diseñados para adaptarse a los propósitos específicos para los que está destinado cada programa de simulación. Por lo tanto, los modelos de aerogeneradores en diferentes programas de simulación pueden diferir sustancialmente y pueden requerir datos muy diferentes, a menudo con niveles de detalle muy variables en las diversas partes de la construcción.

4.12 SIMULACIÓN Y PRECISIÓN DE MODELADO REQUERIDA

Además del propósito de las simulaciones, también es necesario conocer las partes individuales del sistema total e identificar las partes que son más importantes con respecto a las investigaciones en

cuestión. Debe haber un equilibrio razonable entre la precisión de todos los modelos en el sistema simulado, es decir, de los modelos de componentes individuales, así como un posible modelo del sistema externo. Tiene que haber un nivel de proporcionalidad, lo que significa que la precisión mínima aceptable de un modelo debe aumentar con la importancia que el modelo específico tiene para los fenómenos bajo consideración. En este contexto, es importante tener en cuenta que la bondad de la representación de un modelo de un componente se logra mediante una combinación de la precisión del modelo del componente en sí y la exactitud de los datos del modelo. La precisión del modelo del componente se refiere a la validez del modelo y al nivel de detalle físico en el modelo, mientras que la exactitud de los datos del modelo se refiere a la calidad de los métodos de medición o estimación de parámetros.

Por otro lado, la calidad total de cualquier resultado de simulación depende de la representación del modelo menos preciso de los componentes más significativos en el modelo del sistema total. La consecuencia de todo esto es que el desarrollo de modelos muy precisos solo puede justificarse si también es posible obtener datos con la precisión correspondiente. Del mismo modo, solo es justificable aplicar representaciones de modelo muy precisas de componentes si la representación del modelo de otros componentes que tienen un significado similar o mayor para los resultados de la simulación tiene una precisión igualmente alta.

Sin embargo, los modelos de alta precisión y/o los datos de alta precisión para cualquier modelo de representación de componentes, pueden usarse siempre que sea conveniente y justificado por otras razones, por ejemplo, para evitar construir y verificar equivalentes, o para producir modelos que sean más realistas y por lo tanto más confiables e intuitivamente comprensibles para los usuarios.

4.12.1 TIPOS DE SIMULACIÓN

A continuación, se discute brevemente el propósito general de los diferentes tipos de simulaciones, y para cada una de ellas se evalúa el nivel de precisión requerido de las diversas partes del modelo de la pequeña turbina eólica. La descripción incluye para simulaciones en general tanto de turbinas eólicas grandes o parques eólicos conectados en grandes sistemas de potencia, como para pequeñas turbinas eólicas conectadas en distribución o microrredes.

Transitorios electromagnéticos

Los transitorios electromagnéticos se simulan utilizando programas especiales de transitorios electromagnéticos, estos programas incluyen, por ejemplo, una representación de fase exacta de todos los componentes eléctricos (a menudo con la posibilidad de incluir una representación compleja de saturación), propagación de onda viajera y arcos de cortocircuito. Las simulaciones en general se realizan en el dominio del tiempo y la salida de simulación inmediata son los valores instantáneos de tensiones, corrientes y cantidades derivadas de los mismos.

El nivel general de detalle en los programas requiere incluir los componentes eléctricos significativos, es decir, el generador, la posible electrónica de potencia (incluidos los controles básicos), los posibles pararrayos y la posible compensación reactiva estática. Otras partes pueden simplificarse o considerarse constantes, por ejemplo, el viento entrante, la potencia mecánica entrante, las partes secundarias del sistema de control y en algunos casos el sistema mecánico.

Estabilidad dinámica

La estabilidad transitoria y de tensión normalmente se evalúa con el uso de programas especiales de estabilidad transitoria. En general, estos programas tienen una representación fasorial de todos los componentes eléctricos. En algunos de estos programas solo se representa la secuencia positiva, mientras que otros también incluyen una representación de las secuencias negativa y cero. Las simulaciones en general se realizan en el dominio del tiempo y las salidas inmediatas son los valores eficaces de las tensiones, corrientes y cantidades derivadas de los mismos.

Las simulaciones de estabilidad transitoria se han utilizado tradicionalmente para evaluar la estabilidad dinámica de redes más grandes; aunque actualmente con el auge de la generación distribuida, este tipo de estudios también se están utilizando en microrredes eléctricas. Los términos estabilidad dinámica y estabilidad transitoria a menudo se usan indistintamente para el mismo aspecto de los fenómenos de estabilidad del sistema de potencia. La definición conceptual de estabilidad transitoria, se describe como la capacidad del sistema de energía para mantener el sincronismo cuando se somete a una perturbación transitoria severa. El término estabilidad de tensión, también está de acuerdo con la definición de la capacidad de un sistema de energía para mantener tensiones estables aceptables, en todos los nodos del sistema bajo condiciones normales de operación y después de ser sometido a una perturbación. Ninguno de estos términos de estabilidad debe confundirse con los fenómenos transitorios electromagnéticos reales, como los rayos y los transitorios de conmutación. Dichos transitorios se caracterizan por constantes de tiempo significativamente más bajas (microsegundos). Por lo tanto, los términos análisis dinámico y análisis de estabilidad dinámica se asocian comúnmente con la capacidad del sistema de energía para mantener tanto la estabilidad transitoria como la tensión.

En cuanto a la turbina eólica, la potencia mecánica entrante al rotor de la turbina se puede representar de muchas maneras diferentes con representaciones más o menos detalladas. Sin embargo, una representación de potencia constante no es adecuada si el modelo debe ser capaz de representar una reducción de potencia rápida preventiva o acciones similares. El coeficiente de potencia C_p se puede modelar con una aproximación de C_p estático simple, o si se requiere el modelo aerodinámico exacto con representaciones de procesos de transición aerodinámica. Estrictamente hablando, los efectos demostrados en la verificación del modelo de rotor aerodinámico solo muestran que la representación más exacta incluye un pulso de torque de corta duración.

Flujo de carga y cálculos de cortocircuito

Los cálculos de flujo de carga requieren conocer las propiedades eléctricas básicas del sistema de energía, como las impedancias de líneas, transformadores y los datos de taps de estos. También se requieren los datos operativos del sistema de energía, como la ubicación y tamaño de la demanda, la producción momentánea de energía, puntos de ajuste de los dispositivos de control de tensión (o potencia reactiva) y las configuraciones de los transformadores. Los cálculos de cortocircuito (CC) requieren básicamente la misma información, pero también deben incluir impedancias del generador. Todos estos datos son relativamente simples de obtener. Sin embargo, la cantidad de datos requeridos en el caso de redes grandes puede ser importante.

Los cálculos de flujo de carga y cortocircuito generalmente se realizan con el uso de programas especiales, dedicados solo a esta tarea. Estos cálculos asumen un estado estable del sistema, es decir, todas las derivadas de tiempo se consideran cero.

Los cálculos de flujo de carga se utilizan para calcular las tensiones en los nodos y el flujo de potencia activa y reactiva en las líneas entre los nodos del sistema. Los cálculos de cortocircuito se utilizan para calcular el nivel de corrientes de falla en el caso de cortocircuitos en cualquier parte del sistema de alimentación.

En el caso de los cálculos de flujo de carga, solo es necesario representar la entrada de potencia activa y reactiva (P , Q). Las turbinas eólicas con generadores de inducción deben representarse con una máquina de inducción, con la potencia activa P configurada en valor momentáneo. Según la impedancia de la máquina, el programa calculará el consumo de potencia reactiva Q correspondiente a la tensión del nodo. Por otro lado, las turbinas eólicas con convertidores electrónicos tienen capacidad de control de potencia reactiva, por lo que la representación más adecuada es una representación PQ fija o, si la turbina eólica está configurada para control de tensión, una representación PV .

En el caso de los cálculos de cortocircuito, la representación necesaria de la turbina eólica dependerá de la tecnología de generador específica aplicada. En general, la representación de cortocircuito debe incluir las partes que proporcionarán soporte a la corriente de cortocircuito. Para aerogeneradores con generadores de inducción, la máquina en sí es una representación adecuada. Para aerogeneradores con convertidores electrónicos, el generador está desacoplado de la red y solo el convertidor está conectado directamente a la red, en consecuencia, la representación para CC apropiada debe ser del convertidor.

4.12.2 CASO DE ESTUDIO: MODELADO Y VALIDACIÓN DE UN AEROGENERADOR DE 600 W

Acorde al estándar IEC 61400-2, se considera una pequeña turbina eólica de 600 W operando en modo aislado. El objetivo es obtener un modelo útil para el diseño de turbinas eólicas y de sistemas de control. Además, se propone un controlador Proporcional Derivativo (PD) con compensación de corriente, para el modelo no lineal de promedios del convertidor elevador. Este controlador garantiza la estabilidad del sistema en lazo cerrado basado en el Teorema de Lyapunov y asegura que la corriente suministrada a la carga siga a una referencia de corriente especificada. Se pretende aprovechar al máximo la energía del viento, acercándose más al límite de la ley de Lanchester–Betz–Joukowski [41], la cual establece que a lo más se puede convertir el 59 % de la energía cinética del viento en energía mecánica.

Modelado y validación

La potencia mecánica P_{te} dada por la Ec. (1) depende del coeficiente de potencia C_p (ver Ec. (2)) que cambia con la relación λ entre la velocidad de la punta de la pala y la velocidad del viento. Así, dado que $A_{te} = \pi D^2 / 4$, de la Ec. (1),

$$T_{te} = \frac{\rho \pi D^2 C_p v^3}{8 w_r} \text{ en N m} \quad (19)$$

Para v y C_p fijos, la Ec. (19) representa la conservación de la potencia mecánica. Se propone que la velocidad angular w_r en el eje horizontal se obtenga del modelo de Euler-Lagrange (ver [44]) de la parte mecánica de un aerogenerador de 600 W, que se comparó en [42] con un modelo de CAD realizado en Solid-Works y exportado a Simscape-Simmechanics (librería de MatLab-Simulink) y un modelo en Bond Graph. Un modelo de Newton unidimensional puede verse en [45].

En el modelo en CAD de la Figura 4.24 (ver [42]), D_i son distancias Ω y γ son los ángulos de rotación alrededor de los eje horizontal y vertical, respectivamente. Este modelo tiene las dimensiones y materiales del sistema físico, lo que permite obtener de él las masas, inercias y la ubicación de los cinco Centros de Masas (C.M.).

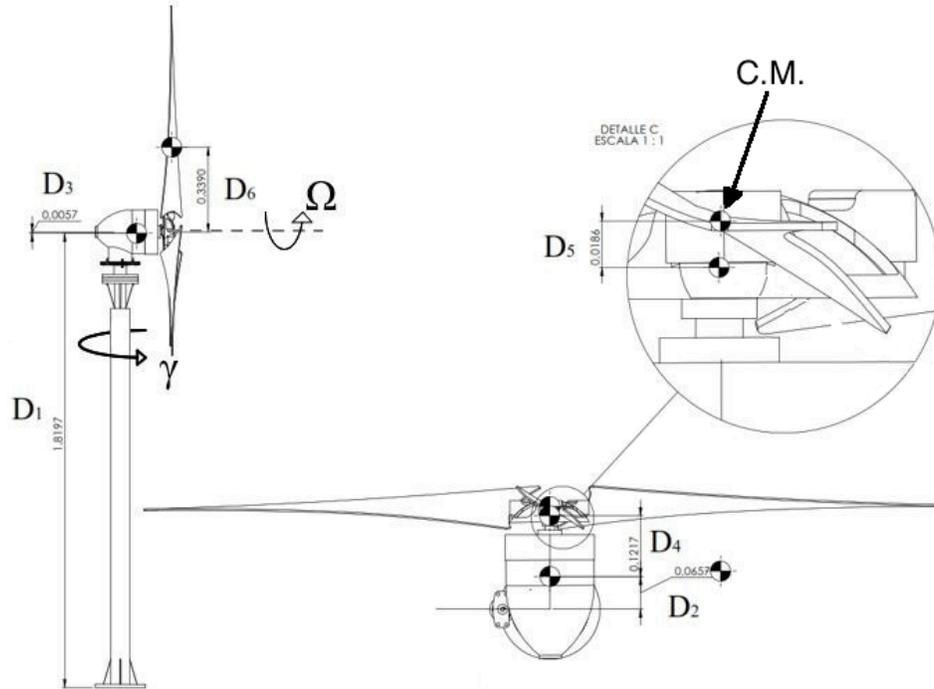


Figura 4.24. Modelo en CAD de la parte mecánica del aerogenerador.

Con relación a obtener el modelo Euler-Lagrange de la parte mecánica, en la Tabla 4.1 se muestran los parámetros de Denavit-Hartenberg correspondientes a la Figura 4.24. Como se indica en la tabla, el C.M. 1 está ubicado a una distancia vertical D_1 y una distancia horizontal D_2 con un giro de γ grados alrededor de la vertical, respecto al sistema de referencia en la base, el C.M. 2 a distancias D_3 y D_4 vertical y horizontal, respectivamente, respecto al sistema de referencia en el C.M. 1, el C.M. 3 a una distancia horizontal D_5 , respecto al sistema de referencia en el C.M. 2, el C.M. 4 con un giro Ω_h , $h = 1, 2, 3$, respecto al C.M. 3 y el C.M. 5 que representa el C.M. de cada aspa, a una distancia D_6 , respecto al sistema de referencia en el C.M. 5. Las aspas tienen una distribución de 120° , ésto es, $\Omega_1 = \Omega$, $\Omega_2 = \Omega - 120^\circ$ y $\Omega_3 = \Omega + 120^\circ$.

Tabla 4.1. Parámetros de Denavit-Hartenberg de la Figura 4.24, donde $h = 1, 2, 3$.

T_i^j	θ_{ij}	D_{ij}	α_{ij}	d_{ij}
T_0^1	γ	D_1	0	D_2
T_1^2	0	D_3	0	D_4
T_2^3	0	0	0	D_5
T_3^4	0	0	Ω_h	0
T_4^5	0	D_6	0	0

El modelo dinámico de Euler-Lagrange se basa en los vectores de posición r_i y matrices de rotación R_0^i del i -ésimo C.M. respecto a la base, que se obtienen con las transformaciones homogéneas representadas en la Tabla 5.1 y su composición (ver [42] y [43]). Las transformaciones homogéneas también son útiles para describir la posición y orientación en puntos de interés en Robótica y Mecanismos. Las ecuaciones dinámicas de la parte mecánica del aerogenerador se determinan de las ecuaciones dinámicas de Euler-Lagrange [44], $\frac{d}{dt} \left(\frac{\partial L}{\partial \dot{q}_j} \right) - \frac{\partial L}{\partial q_j} = \tau_j - f(\dot{q}_j)$, $j = 1, \dots, n$, donde $L = E_k - E_p$ es la función de Lagrange, q_j son las coordenadas generalizadas, τ_j son las fuerzas generalizadas, n es el número de grados de libertad y $f(\dot{q}_j)$ es la fricción, siendo $E_k = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m (m_i \dot{r}_i^T \dot{r}_i + w_i^T J_i w_i)$ y $E_p = \sum_{i=1}^m m_i g z_i(q_1, \dots, q_n)$ las energías cinética y potencial respectivamente, con m_i y J_i la masa e inercia del i -ésimo C.M. y m el número de C.M.. Las velocidades angulares absolutas $w_i = (R_0^i)^T w_0^i$ se determinan en base a las velocidades angulares relativas w_0^i que a su vez se pueden obtener de manera recursiva, $w_0^1 = \rho_1 w_0^1$, $w_0^2 = w_0^1 + \rho_2 w_1^2, \dots$, $w_0^i = w_0^{i-1} + \rho_i w_{i-1}^i$, donde $\rho_i = 1$ si hay rotaciones de lo contrario $\rho_i = 0$.

Considerando la parte mecánica del aerogenerador $n = 2$, $m = 5$, $q_1 = \gamma$, $q_2 = \Omega$, $w_r = \dot{\Omega}$, τ_1 y τ_2 son pares aplicados en los ejes vertical y horizontal, respectivamente, $w_0^1 = \dot{\gamma}$ y $w_3^4 = \dot{\Omega}_h$. Entonces, las ecuaciones dinámicas de la parte mecánica del aerogenerador son (ver [42]),

$$\begin{cases} J_{eq1} \ddot{\gamma} = \tau_1 - f_1(\dot{\gamma}) \\ J_{eq2} \dot{w}_r = \tau_2 - f_2(\dot{\gamma}) \end{cases} \quad (20)$$

donde $J_{eq1} = J_{1z} + J_{2z} + \frac{3}{2} (J_{3y} + J_{3z}) + m_1 D_2^2 + m_2 D_7 + 3m_3 D_8$ y $J_{eq2} = 3(m_3 D_6^2 + J_{3x})$, siendo $D_7 = D_2^2 + D_4^2 + 2D_2 D_4$ y $D_8 = D_7 + D_5^2 + \frac{1}{2} D_6^2 + 2(D_2 + D_4) D_5$. Los efectos de Coriolis y de gravedad son nulos en el modelo dado en la Ec. (20), debido a la distribución balanceada de 120° entre cada aspa, a la estructura de soporte y a los ejes de giro perpendiculares. Cuando la fricción es nula y se aplica un par constante, de la Ec. (20) w_r y $\dot{\gamma}$ son rampas que crecen con el tiempo, lo cual no es una situación real debido a que conforme aumenta w_r , el par decrece acorde a la Ec. (19).

Utilizando los datos obtenidos del CAD,

$$\begin{aligned} J_{eq1} &= 0.3177 \text{ en Kg m}^2 \\ J_{eq2} &= 0.3772 \text{ en Kg m}^2 \end{aligned} \quad (21)$$

Sustituyendo la Ec. (19) en el segundo renglón de la Ec. (20),

$$\dot{w}_r = \frac{1}{J_{eq2}} \left(\frac{\rho \pi D^2 C_p v^3}{8 w_r} - f_2(\dot{\gamma}) \right) \quad (22)$$

donde J_{eq2} está dado en la Ec. (21). Como se muestra en la Figura 4.25, la Ec. (22) se resuelve numéricamente en MatLab-Simulink obteniendo w_r , que a su vez es utilizada en la Ec. (19) para determinar T_{te} . La fuerza del viento genera este par en el eje horizontal, que es aplicado al GSIP. El modelo de flujos del GSIP dado en las ecuaciones (6) a (8) presenta algunos problemas numéricos, por lo que se prefiere el siguiente modelo de corrientes. Dado que φ_{PM} es constante y $m_s = 2$, de las ecuaciones (6) a (9) y la Ec. (16),

$$\begin{cases} \frac{di_{sd}}{dt} = \frac{-1}{L_s}(v_{sd} + R_s i_{sd}) + \omega_r i_{sq} \\ \frac{di_{sq}}{dt} = \frac{-1}{L_s}(v_{sq} + R_s i_{sq} + \omega_r \varphi_{PM}) - \omega_r i_{sd} \\ \frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{J}(T_{te} - C_{fm} \omega_r + n_p \varphi_{PM} i_{sq}) \end{cases} \quad (23)$$

En la Figura 4.25, el GSIP operando en modo aislado se conecta a una carga trifásica balanceada en estrella resistiva con $R_L = 1.4 \Omega$. Del fabricante $C_p \in [0.2, 0.4]$, por lo que se considera un valor intermedio, $C_p = 0.3$. Para comparar el modelo del aerogenerador de 600 W con la curva característica proporcionada por el fabricante, se considera una velocidad del viento $v = 13 \text{ m/s}$, con una longitud máxima de aspa $D = 1.9 \text{ m}$ y densidad del aire $\rho = 1.225 \text{ Kg / m}^3$, condiciones iniciales cero, fricción nula, $L_s = 0.007 \text{ H}$, $R_s = 3 \Omega$, $J = 0.05 \text{ Kg m}^2$, $C_{fm} = 0$, $n_p = 3$, $\varphi_{PM} = 0.63$, y filtrando la medición de la potencia, ésto es, $P = \frac{1}{0.01s+1} \sqrt{3}(v_a - v_b)_{RMS}(i_c)_{RMS}$, las ecuaciones (19) a (23) se implementaron en MatLab-Simulink en el diagrama de la Figura 4.25. Las gráficas respecto al tiempo de w_r , T_{te} y P se muestran en la Figura 4.26.

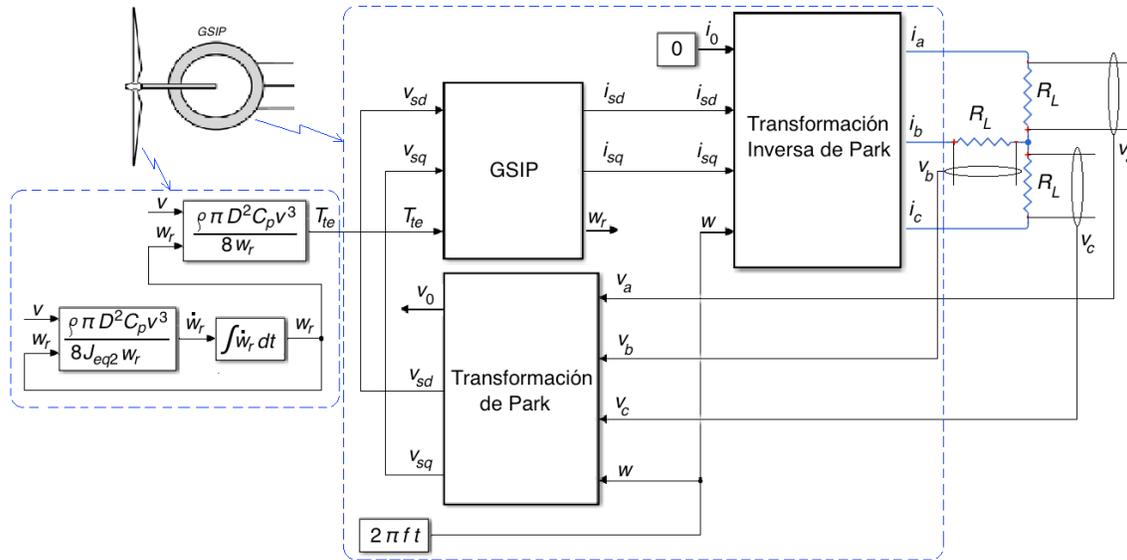


Figura 4.25. GSIP conectado a una carga trifásica balanceada resistiva.

Utilizando los modelos propuestos, la gráfica de la potencia generada es acorde a los datos del fabricante. Además, como se mencionó en la subsección Estabilidad Dinámica de la sección 7.2, la gráfica del par de la Figura 4.26 muestra un pulso de par de corta duración.

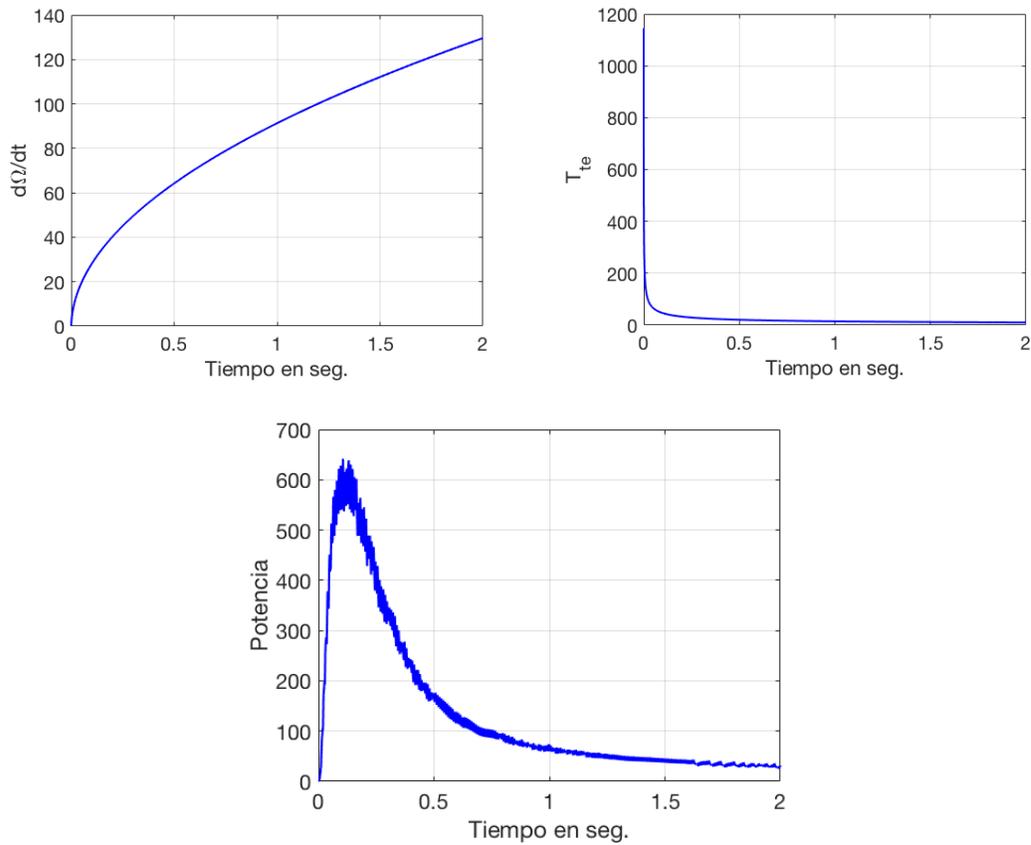


Figura 4.26. Arriba, a la izquierda, velocidad angular w_r , a la derecha par mecánico T_{te} y abajo potencia RMS generada por el GSIP.

Cuando el GSIP opera en modo aislado, el voltaje trifásico generado es rectificado y este voltaje alimenta a un convertidor elevador (“boost”) que regula el voltaje y corriente suministrados a la carga eléctrica (ver Figura 4.13), ante variaciones del viento en un rango determinado. Los modelos de promedios del convertidor (ver [46]) son útiles en el desarrollo de leyes de control continuas para el convertidor.

Acorde a [46] un modelo discontinuo del convertidor elevador mostrado en la Figura 4.7 es,

$$\begin{aligned} L \frac{di}{dt} &= -(1 - a_s)v + E \\ C \frac{dv}{dt} &= (1 - a_s)i - \frac{v}{R} \end{aligned} \quad (24)$$

donde i es la corriente en la bobina, v es el voltaje en el capacitor y $a_s = 1$ o $a_s = 0$ si el diodo del convertidor está en modo de no conducción o en modo de conducción, respectivamente. Redefiniendo a_s como una función suficientemente suave a que toma valores continuos en $[0, 1]$, un modelo de promedios del convertidor elevador es (ver [46]),

$$\begin{aligned} L \frac{di}{dt} &= -(1-a)v + E \\ C \frac{dv}{dt} &= (1-a)i - \frac{v}{R} \end{aligned} \quad (25)$$

En la Figura 4.27 se comparan las corrientes y voltajes de este modelo de promedios y del modelo discontinuo (de la librería de powerlib de MatLab-Simulink) del convertidor elevador, considerando condiciones iniciales cero, $E = 24 \text{ V}$, $a = 0.5$, $L = 250 \times 10^{-6} \text{ H}$, $C = 200 \times 10^{-6} \text{ F}$ y $R = 3 \Omega$. Claramente el modelo de promedios captura la dinámica lenta del modelo discontinuo. El comportamiento transitorio de ambos modelos se separa a medida que sus condiciones iniciales son diferentes. Como se esperaba de la Ec. (12), el valor en estado estacionario del voltaje es 48 V.

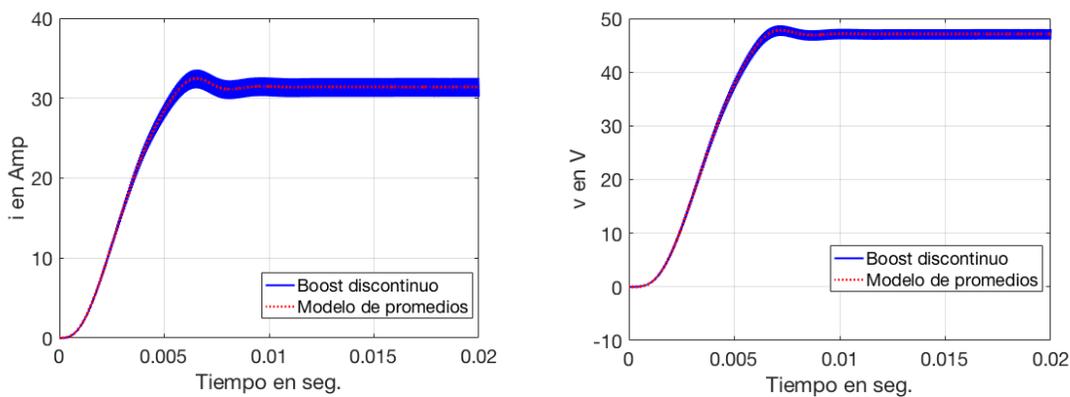


Figura 4.27. Corriente y voltaje de los modelo discontinuo y de promedios del convertidor elevador

Control

El modelo no lineal de promedios del convertidor elevador dado en la Ec. (24) dificulta el diseño de un control lineal de corriente (ver Figura 4.13) para el modelo linealizado del convertidor. En [47] se han considerado modelos lineales más completos incluyendo la caída de potencial en el diodo y la resistencia en la inductancia. La corriente en estos modelos es controlable, aun así, resulta difícil lograr el comportamiento transitorio y de estado estacionario deseado, cuando el controlador se aplica al modelo discontinuo. Se propone utilizar el modelo no lineal de promedios del convertidor elevador, una compensación de corriente y la ley de control,

$$\begin{aligned} E &= \bar{E} - \alpha i \\ a &= K(i_r - i) \end{aligned} \quad (26)$$

donde \bar{E} es una nueva entrada de voltaje, α y K son parámetros de control e i_r es la corriente de referencia. De (23) y (24) el sistema compensado en lazo cerrado es,

$$\begin{aligned} L \frac{di}{dt} &= -(1 - Ki_r + Ki)v + \bar{E} - \alpha i \\ C \frac{dv}{dt} &= (1 - Ki_r + Ki)i - \frac{v}{R} \end{aligned} \quad (27)$$

Si el sistema en lazo cerrado es estable, se preserva el valor en estado estacionario del convertidor en lazo abierto, dado por la Ec. (12), conforme i tiende a i_r . Para analizar la estabilidad del sistema en lazo cerrado, se propone la función candidata de Lyapunov (ver [48]),

$$\begin{aligned} V &= \frac{1}{2}p_{11}i^2 + \frac{1}{2}p_{22}v^2 \\ \frac{p_{11}}{L} &= \frac{p_{22}}{C}, \quad p_{11} > 0, \quad p_{22} > 0 \end{aligned} \quad (28)$$

cuya derivada respecto al tiempo, a lo largo de las trayectorias del sistema dado por la Ec. (27) es,

$$\dot{V} = \frac{p_{11}}{L} \left(i\bar{E} - \alpha i^2 - \frac{v^2}{R} \right) \quad (29)$$

Así, de acuerdo con el Teorema de Lyapunov, el sistema en lazo cerrado es estable si,

$$i\bar{E} < \alpha i^2 + \frac{v^2}{R} \quad (30)$$

La Figura 4.28 muestra los voltajes y las corrientes del modelo de promedios dado en la Ec. (23) y del modelo discontinuo (de la librería de powerlib de MatLab-Simulink) cuando se les aplica la compensación y ley de control dadas en la Ec. (24). Se considera $K = 0.2$, $\alpha = 1$, $i_r = 6$ A, $L = 250 \times 10^{-6}$ H, $C = 200 \times 10^{-6}$ F y $R = 3 \Omega$, condiciones iniciales cero, una fuente trifásica de 12 V RMS de fase a fase y un puente rectificador completo con un filtro capacitivo de 200×10^{-6} F que genera un voltaje rectificado en estado estacionario de $\bar{E} = 23.55$ V. Disminuyendo el valor de K , el comportamiento de modelo de promedios en lazo cerrado se aproxima al del modelo discontinuo, sin embargo, valores demasiado pequeños de K generan error en estado estacionario de la corriente. La Figura 4.28, muestra que i converge a i_r con error en estado estacionario muy pequeño. El voltaje se controla de manera indirecta y el valor en estado estacionario corresponde al valor de la carga resistiva conectada.

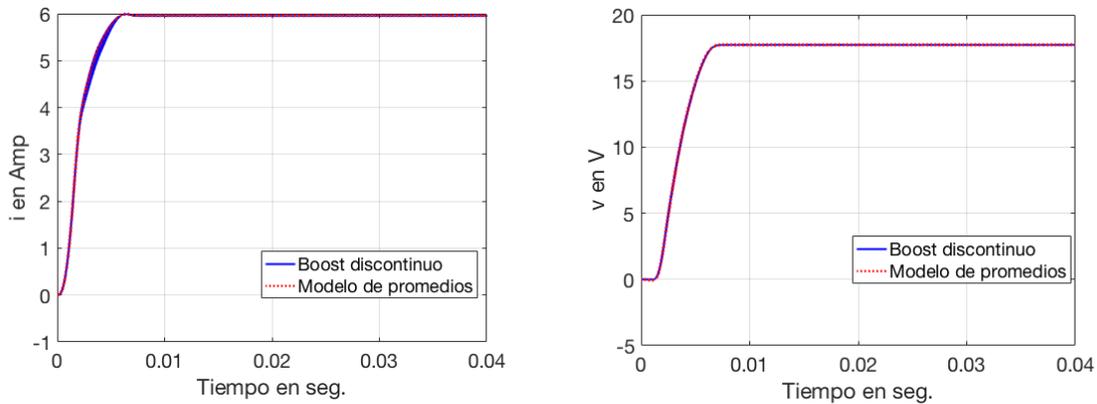


Figura 4.28. Corriente y voltaje de los modelo discontinuo y de promedios del convertidor elevador con compensación y control de corriente

En la Figura 4.25, el voltaje rectificado cambia escalonadamente, lo que dificulta el control de corriente. Para afrontar los cambios en el voltaje rectificado, se propone reemplazar la compensación de corriente dada en la Ec. (24) por,

$$E = \bar{E} - \alpha i - \beta \frac{di}{dt} \tag{31}$$

que equivale a modificar el valor de L por lo que no afecta al análisis de estabilidad. En la Figura 4.29, el voltaje trifásico generado por el GSIP de la Figura 4.25 (sin carga trifásica resistiva) es rectificado y filtrado para alimentar al convertidor elevador con la compensación y el control de corriente dados por las ecuaciones (26) y (31). Se considera una velocidad del viento $v = 13 \text{ m/s}$, las ganancias de la compensación y control de corriente $\alpha = 0.15$, $\beta = 0.1$ y $K = 0.01$, una carga resistiva de valor $R_L = 3 \Omega$, y un capacitor de valor $C_r = 200 \times 10^{-6} \text{ F}$.

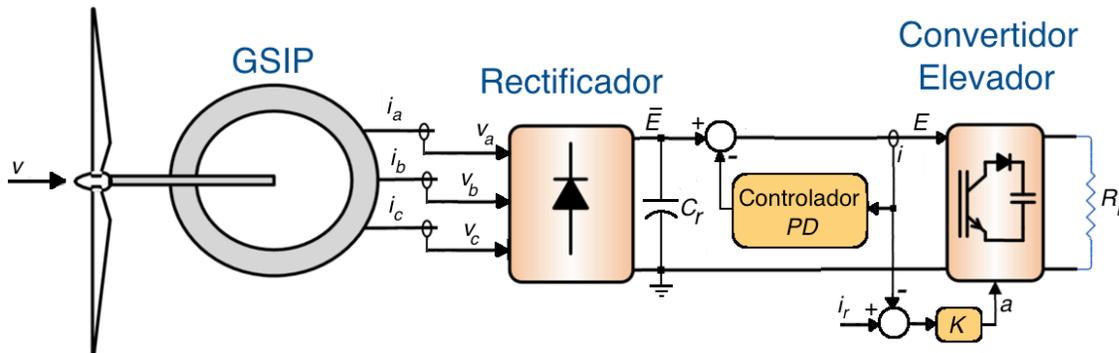


Figura 4.29. Aerogenerador operando en modo aislado con control de corriente en el convertidor elevador

La Figura 4.30 muestra que i converge a i_r en estado estacionario, a pesar de las variaciones escalonadas del voltaje rectificado. El voltaje generado es adecuado para $R_L = 3 \Omega$. Las curvas de voltaje y corriente son suaves y sin sobreimpulsos.

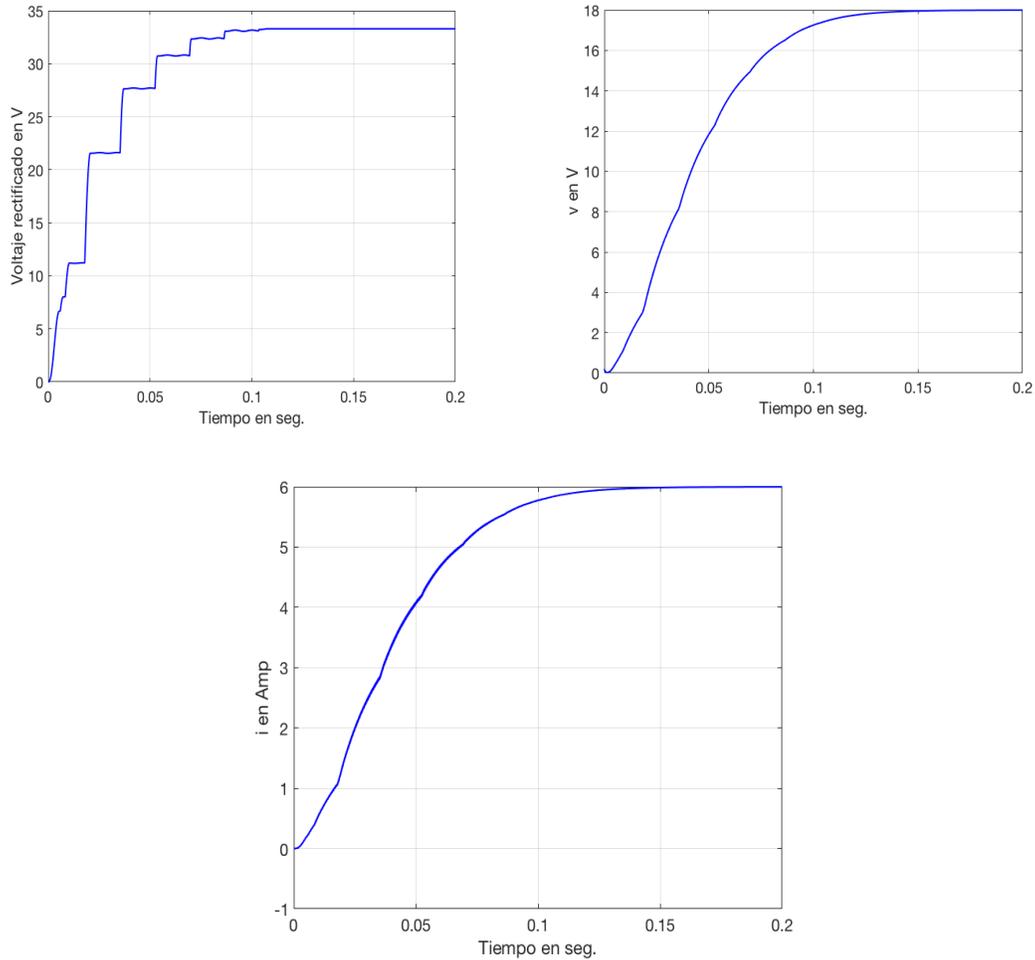


Figura 4.30. Arriba a la izquierda, voltaje rectificado, a la derecha voltaje del aerogenerador. Abajo, corriente del aerogenerador.

4.13 CONCLUSIONES

El modelo obtenido para el aerogenerador es útil para el diseño de turbinas eólicas, permitiendo simular el comportamiento del aerogenerador para diferentes velocidades del viento o parámetros del rotor o del GSIP. Además, el modelo de Euler-Lagrange es útil para generar el par mecánico aplicado al GSIP.

Considerando una pequeña turbina eólica de 600 W operando en modo aislado ante vientos fuertes, el sistema de control de corriente con compensación propuesto para el convertidor elevador asegura estabilidad del sistema en lazo cerrado y tiene un buen desempeño, garantizando que la corriente suministrada a la carga siga a una referencia de corriente especificada. El desempeño se preserva en un rango de velocidades del viento, sin embargo si el viento es débil la potencia generada es pobre y el sistema de control no logra que la corriente siga a la referencia para una carga dada.

REFERENCIAS

- [1] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, John Wiley & Sons, London, UK, 2005.
- [2] N. A. Orlando, M. Liserre, R. A. Mastromauro, A. Dell'Aquila, "A Survey of Control Issues in PMSG-Based Small Wind-Turbine Systems", *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, Vol. 9, NO. 3, August 2013
- [3] O. Ozgener, "A small wind turbine system (SWTS) application and its performance analysis," *Energy Conversion Manag.*, vol. 47, pp. 1326–1337, 2006.
- [4] Mirecki A, Roboam X, Richardeau F (2007) Architecture complexity and energy efficiency of small wind turbines. *IEEE Trans Ind Electron* 54(1):660–670
- [5] Carranza O, Figures E, Carcera G, Ortega R, Velasco D (2011) Low power wind generation system based on variable speed permanent magnet synchronous generators. In: *Proceedings of the international symposium on industrial electronics, ISIE 11, Gdansk, Poland, June 27–30*, pp 1063–1068
- [6] Wilamowski B, Irwin D (2011) *The industrial electronics handbook power electron and motor drives*. 2nd edn. CRC Press, Boca Raton
- [7] G. O. Suvire, P. E. Mercado, "Dynamic Modelling of a Wind Farm and Analysis of Its Impact on a Weak Power System," book chapter in the book "Dynamic Modelling", ISBN 978-953-7619-68-8, Ed. Intech, Croacia, January 2010, pp 189-208.
- [8] G. O. Suvire, "Wind Farm - Impact in Power System and Alternatives to Improve the Integration", Editorial InTech, ISBN 978-953-307-467-2, Junio 2011.
- [9] L. J. Ontiveros, P. E. Mercado, G. O. Suvire, "A New Model of the Double-Feed Induction Generator Wind Turbine," *IEEE PES T&D LATINAMERICA, Sao Paulo-Brasil*, 11/2010.
- [10] Gieras JF, Wing M (2002) *Permanent magnet motor technology*. Dekker, New York
- [11] Proca AB, Keyhani A, EL-Antably A, Lu W, Dai M (2003) Analytical model for permanent magnet motors with surface mounted magnets. *IEEE Trans Energy Convers* 18:386–391
- [12] Tafticht T, Agbossou K, Chériti K (2006) DC bus control of variable speed wind turbine using a buck-boost converter. *IEEE Power Eng Soc*.
- [13] N. A. Orlando, M. Liserre, R. A. Mastromauro and A. Dell'Aquila, "A Survey of Control Issues in PMSG-Based Small Wind-Turbine Systems," in *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 9, no. 3, pp. 1211-1221, Aug. 2013.
- [14] K. Tan and S. Islam, "Optimum strategies in energy conversion of PMSG wind turbine system without mechanical sensors," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 19, no. 2, pp. 392–399, Jun. 2004.
- [15] C.-T. Pan and Y.-L. Juan, "A novel sensorless MPPT controller for a high-efficiency microscale wind power generation system," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 25, no. 1, pp. 207–216, Mar. 2010.
- [16] Q. Huang and Z. Pan, "Sensorless control of permanent magnet synchronous generator in direct-drive wind power system," in *Proc. 2011 Int. Conf. Electr. Mach. Syst., ICEMS'11, Beijing, China, Aug. 20–23, 2011*, pp. 1–5.
- [17] N. A. Orlando, M. Liserre, V.G. Monopoli, and A. Dell'Aquila, "Speed sensorless control of a PMSG for small wind turbine systems," in *Proc. IEEE Int. Symp. Ind. Electron. ISIE'09, Seoul, July 5–8, 2009*, pp. 1540–1545.
- [18] A. Nagliero, M. Liserre, N. A. Orlando, R. Mastromauro, and A. Dell'Aquila, "Implementation on DSP TMS320F2812 of the control of the grid converter of a small wind turbine system," in *Proc. Int. Conf. Clean Electr. Power, Capri'09, Jun. 9–11, 2009*, pp. 415–419.
- [19] P. Rodriguez, J. Pou, J. Bergas, J. I. Candela, R. P. Burgos, and D. Boroyevich, "Decoupled double synchronous reference frame PLL for power converters control," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 22, no. 2, pp. 584–592, Mar. 2007.
- [20] S.-K. Chung, "A phase tracking system for three phase utility interface inverters," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 15, no. 3, pp. 431–438, May 2000.
- [21] M. Karimi-Ghartemani and M. R. Iravani, "A new Phase-Locked Loop (PLL) system," in *Proc. 44th IEEE Midwest Symp. Circuits Syst.*, Aug. 14–17, 2001, vol. 1, pp. 421–424.
- [22] K.-J. Lee, J.-P. Lee, D. Shin, D.-W. Yoo, and H.-J. Kim, "A novel grid synchronization PLL method based on adaptive low-pass notch filter for grid-connected PCS," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, to be published.

- [23] L. Hadjidemetriou, E. Kyriakides, and F. Blaabjerg, "A new hybrid PLL for interconnecting renewable energy systems to the grid," in Proc. IEEE Energy Conversion Congr. Expo., ECCE'12, Raleigh, NC, USA, Sep. 15–20, 2012, pp. 2075–2082.
- [24] F. M. Gardner, *Phaselock Techniques*. New York: Wiley, 1979.
- [25] A. Miller, E. Muljadi, and D. S. Zinger, "A variable speed wind turbine power control," IEEE Trans. Energy Conversion, vol. 12, no. 4, pp. 181–186, Jun. 1997, no. 2.
- [26] N. A. Orlando, M. Liserre, and A. Dell'Aquila, "Management of power excess in wind turbine system," in Proc. Eur. Conf. Power Electron. Appl., EPE'09, Barcelona, Spain, Sep. 8–10, 2009.
- [27] M. Martinez, M. G. Molina, F. Frack and P. E. Mercado, "Dynamic Modeling, Simulation and Control of Hybrid Energy Storage System Based on Compressed Air and Supercapacitors," in *IEEE Latin America Transactions*, vol. 11, no. 1, pp. 466-472, Feb. 2013.
- [28] Wind Turbines-Part 2: Design and Requirements for Small Wind Turbines, CEI IEC 61400-2 International Standard, 2006.
- [29] M. E. Haque, M. Negnevitsky, and K. M. Muttaqi, "A novel control strategy for a variable speed wind turbine with a permanent magnet synchronous generator," in IEEE Ind. Appl. Soc. Ann. Meeting, Oct. 2008, pp. 1–8.
- [30] M. E. Haque, K. M. Muttaqi, and M. Negnevitsky, "Control of a stand alone variable speed wind turbine with a permanent magnet synchronous generator," in Power and Energy Society General Meeting Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, Jul. 20–24, 2008, pp. 1–9.
- [31] J. M. Carrasco, L. G. Franquelo, J. T. Bialasiewicz, E. Galván, R. C. P. Guisado, Á. M. Prats, J. I. León, and N. Moreno-Alfonso, "Power electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: A survey," IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 53, no. 4, Aug. 2006.
- [32] N. A. Orlando, M. Liserre, R. A. Mastromauro, and A. Dell'Aquila, "Grid voltage support by means of a small wind turbine system," in Proc. IECON 2008, Orlando, FL, USA, Nov. 10–13, 2008, pp. 2178–2183.
- [33] F. Iov, R. Teodorescu, F. Andersen, B. Birk, and J. Miranda, "Grid code compliance of grid-side converter in wind turbine systems," in Proc. 37th IEEE Power Electron. Specialists Conf., PESC,06, Jun, 2006, pp. 1–7.
- [34] H. Kömürgügil and Ö. Kükrer, "A new control strategy for single phase shunt active power filters using a Lyapunov function," IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 53, no. 1, pp. 305–312, Feb. 2006.
- [35] M. E. Ortúzar, R. E. Carmi, J. W. Dixon, and L. Morán, "Voltage source active power filter based on multilevel converter and ultracapacitor DC link," IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 53, no. 2, pp. 477–485, Apr, 2006.
- [36] B.-R. Lin and C.-H. Huang, "Implementation of a three-phase capacitor-clamped active power filter under unbalanced condition," IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 53, no. 5, pp. 1621–1630, Oct. 2006.
- [37] O. Anaya-Lara and E. Acha, "Modeling and analysis of custom power systems by PSCAD/EMTDC," IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 17, no. 1, pp. 266-270, Jan. 2002.
- [38] G. O. Suvire, P. E. Mercado, "Combined Control of a DSTATCOM/FESS for Wind Energy Applications," IET Generation, Transmission & Distribution, June 2012, Volume 6, Issue 6, pp. 483-492.
- [39] G. O. Suvire, P. E. Mercado, "Active Power Control of a Flywheel Energy Storage System for Wind Energy Applications," IET Renewable Power Generation, January 2012 - Volume 6, Issue 1, pp.9-16.
- [40] G.O. Suvire, P.E. Mercado, "DSTATCOM with Flywheel Energy Storage System for wind energy applications: Control design and simulation," Elsevier – Electr. Power Systems Res. 80, (March (3)) (2010), pp. 345-353.
- [41] A.M. Gijs van Kuik, "The Lanchester–Betz–Joukowsky limit," Wind Energy, vol. 3, no. 3, pp. 289-291, doi.org/10.1002/we.218, 2007
- [42] R. Galindo, Y. Martínez, y N. Villa, "BG Methodology Based on the Position of the Centers of Mass Applied to Small Wind Turbines," Congreso Nacional de Control Automático, 2021
- [43] J.A. Esquivel, "Metodología para encontrar Matrices de Transformación Homogénea para la Cinemática de Mecanismos con Matlab y VRML," Prospectiva, vol. 12, no. 1, doi.org/10.15665/rp.v12i1.152, 2014
- [44] H. Goldstein, C.P. Poole, y J.L. Safko, "Classical Mechanics," Pearson, 2001
- [45] G. Gonzalez, y V. Lopez, "Modelling and Simulation of a Skystream Wind Turbine in a Bond Graph Approach," IASTED Int. Conf. Modelling, Identification and Control, 55–62, 2017
- [46] H. Sira, y R. Silva, "Modelling of DC-to-DC Power Converters," capítulo en Power Systems, Springer, London, pp. 11–58, 2006.
- [47] Stefanopoulou, "Modeling and Control of dc/dc Boost Converter in FC systems," Reporte ME 590 de Wei Xi
- [48] H. Khalil, "Nonlinear systems," Pearson, 3er ed., 2001.

5

INTERCONEXIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUÍDOS: MICROGENERACIÓN EÓLICA

Andrés Felipe Esteban; Álvaro Zambrano Pinto; Javier Rosero García.

5.1 Introducción

En este capítulo se presenta la integración de sistemas de generación distribuidos como los sistemas de Micro-Generación Eólico. Se presenta además el comportamiento y normatividad aplicada para conexión a red de sistemas de generación distribuidos, requerimientos técnicos y de gestión de datos de DER para su integración activa en la red eléctrica de distribución.

La planeación del sistema eléctrico nacional es fundamental para dimensionar el crecimiento de la red y la operación óptima garantizando la mayor capacidad en sus niveles de generación transmisión y distribución. La planeación busca objetivos de estabilidad, confiabilidad, de calidad de la energía eléctrica a su población [9].

La planeación del sector eléctrico requiere integrar las nuevas fuentes de energía renovable para diversificar la matriz energética del país con el objetivo de aumentar la eficiencia, digitalización y flexibilidad en la operación de la red [9]. Así, Las nuevas fuentes de recursos energía distribuidas (DER) utilizan fuentes de energía primaria como la radiación solar, la energía del viento, el Diésel o el gas natural. Adicionalmente, dentro de esta categoría se integran tecnologías de almacenamiento de energía como las baterías.

Los estándares IEEE 1547, IEEE 2800 e IEEE 2030 están dirigido a la interconexión de recursos energéticos distribuidos en sistemas eléctricos de potencia. Estos estándares permiten evaluar de manera objetiva y técnica la implementación de la conexión a los sistemas de distribución. Además, especifican los requisitos técnicos de recursos basados en inversores, y mejores prácticas para la interoperabilidad de las redes inteligentes.

Los estándares IEEE y NE 50549-1 establecen la caracterización del recurso donde se incluyen la capacidad generación, localización, puntos de conexión, funcionamientos de la conexión a la red distribuida, sistemas aislados y no aislados, variabilidad horaria o intermitencias, tipos de conexión, operación, evaluación del punto de conexión, entre otros.

La norma IEEE 1547, 2030 documenta las funcionales y aplicables para la integración de recursos energéticos distribuidos con los sistemas de energía eléctrica a la red. Por su parte, la norma NE 50549-1 del CEN busca establecer los requisitos técnicos para la función de protección y las capacidades de conexión, así como del funcionamiento de centrales eléctricas en paralelo con las redes de distribución a BT de hasta 150 KVA [10]–[17]. En resumen, la *Tabla 5.1* presenta una clasificación de los estándares y normatividad de ámbito internacional, que son aplicables a los elementos de la gestión y planificación de micro redes que involucran la micro generación eólica.

Tabla 5.1 Clasificación de estándares internacionales según aplicabilidad en la planeación y gestión para la micro generación y GD.

Estándar	Planeación				Gestión		
	Diseño del sistema y PCC	Requerimiento técnicos y desempeño	Modelos, evaluación y pruebas	Factores económicos	Medición	Supervisión y control	Operación y servicios
IEEE 1547-2018	X	X	X		X	X	X
IEEE 1547-1 2020			X				
IEEE 1547.2 2022	X	X	X		X	X	X
IEEE 1547.3 2022					X	X	X
IEEE 1547.4 2011		X	X	X	X	X	X
IEEE 1547.6 2011	X	X					
IEEE 1547.7 2013		X	X				
IEEE 2030.7 2017	X	X					X
IEEE 2030.8 2018			X				X
IEEE 2030.9 2019	X	X	X		X	X	
EN 50549-1-2019	X	X	X		X	X	X

5.2 Integración de recursos distribuidos a la red eléctrica

Durante la última década, los recursos energéticos distribuidos (DER) han tenido una mayor implementación a lo largo del mundo gracias a que se disponen en las inmediaciones de una red de distribución o cerca de la carga [1].

Para la puesta en marcha, los sistemas DER requieren de procedimientos de integración a la red y garantizarlos limitando la variación de la tensión, frecuencia, reactivos, modos de operación y control. A continuación, se exponen los criterios para la implementación de un DER [2]:

- *Medidas de referencia y ubicaciones de aplicabilidad:*
Para definir las condiciones normales y anormales de funcionamiento, se establecen umbrales en función del valor de una de las características fundamentales del sistema, la tensión se monitorea tanto en magnitud como en frecuencia. Por lo general, se consideran dos puntos diferentes de la red para especificar las medidas de referencia, tal como se ve en la **Figura 5.1**, el punto de acoplamiento común (PCC) el cual se define como la interfaz en la que el DER está conectado a una red de distribución. También, se denomina "punto de conexión de red" por las normas

alemanas BDEW y VDE-AR-N 4105, así como "punto de conexión" y "punto de interconexión" por la Gazette de India, la norma italiana CEI0-21 y norma china GB-T 19964; o en el punto de conexión (PoC) que se encuentra en la salida del DER y el PCC. Aunque todos los estándares establecen el punto de referencia para las mediciones de forma independiente, en el estándar internacional IEC/IEEE/PAS 63547 y el estándar chino GB-T 19964 ofrecen la opción de realizar las medidas en el PoC, teniendo en cuenta la impedancia o diferencia de tensión entre ambos puntos de referencia.

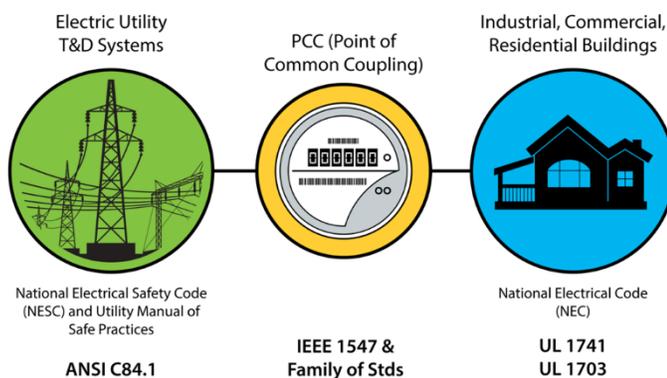


Figura 5.1. Etapas de aplicación de normativas y estándares ante la implementación de DER [3].

La forma en que se realiza la medida y el tipo de aplicabilidad del sistema varía entre fase-fase o fase-neutro y a sistemas monofásicos o trifásicos, respectivamente. Según norma australiana AS 4777, normas británicas G59 y G83, normas alemanas VDE-AR-N 4105 y BDEW, y norma europea EN 50438, la medición debe realizarse en los terminales de fase a neutro. Por el contrario, la norma internacional IEC/IEEE/PAS 63547 especifica que la medición debe realizarse entre terminales fase a fase. Finalmente, el estándar internacional IEEE 929, Gazette de India y el estándar chino GB-T 19964 no especifican la magnitud o a qué sistema se aplica la medición.

- **Reconexión y Sincronización:**

Varias normas difieren entre reconexión e inicio de suministro eléctrico dependiendo de si la conexión se produce después de un disparo de protección o debido a un arranque operativo normal. No se permite la conexión ni el suministro de energía eléctrica hasta que la magnitud del voltaje y la frecuencia se mantengan dentro de los límites de los ajustes de protección de la interfaz durante al menos el período de observación indicado en la *Tabla 5.2*:

Tabla 5.2. Límites de los ajustes de protección de la interfaz.

Estándar	G 83	CLC EN 50549-1	CEI 0-21	VDE-AR-N 410	GB-T 20046
Tiempo (s)	20		60		20 - 300

El objetivo de este requisito de protección es asegurar que el DER permanezca desconectado de la red de distribución, para evitar que se dañe mientras el operador de la red (OR) intenta cerrar el interruptor automático si se energiza fuera de sincronismo.

Si bien las normas mencionadas anteriormente indican un tiempo de demora para volver a conectar después de que la tensión y la frecuencia de la red se hayan restablecido a los rangos operativos normales, la norma alemana VDE-AR-N 4105 proporciona criterios específicos adicionales para considerar si la unidad generadora es un generador síncrono, un generador asíncrono, o una unidad de generación de energía con un inversor. Este tema está cubierto por normas en secciones con diferentes nombres, incluyendo VDE-AS-N 4105 como "Condiciones de conexión y sincronización", CLC EN 50549-1 como "Conexión y puesta en marcha para generar energía eléctrica", G83 como "Reconexión automática", IEC-IEEE-PAS 63547 como "Reconexión" y GB-T 20046 como "Recuperación".

- *Variaciones de tensión permitidas:*

Debido a que las sobretensiones presentan un riesgo para la integridad de los equipos y el personal, algunos estándares introducen un límite de variación de la tensión permitido debido a la nueva conexión DER. Este límite se introduce tanto para reducir las tensiones excesivas en los terminales del usuario como para minimizar la ocurrencia de disparos de protección. Se define que el DER debe conectarse a la red en el PoC/PCC mientras causa una fluctuación de voltaje menor o igual a un cierto porcentaje del nivel de tensión anterior. En la *Tabla 5.3* se pueden observar algunos valores de referencia entre diferentes estándares:

Tabla 5.3. valores de referencia entre diferentes estándares.

Estándar	AS 4777	BDEW	VDE-AR-N 4105	IEC/IEEE/PAS 63547	Gazette de India	ARCONEL 003
Máxima variación de tensión	2%		3%	5%		

- *Priorización de Respuestas de Operaciones DER:*

En primer lugar, los requisitos de disparo para fallas y condiciones de fase abierta deben actuar antes de los requisitos de funcionamiento continuo del DER (Pueden terminar si se detecta un modo isla no intencional). En segundo lugar, se producen las respuestas de la regulación primaria de tensión y regulación de frecuencia. Posteriormente, la capacidad del DER para limitar su potencia activa tiene prioridad sobre los requisitos de la función de regulación de tensión. Finalmente, se deberá cumplir con cualquier otro requerimiento de potencia reactiva, requisitos de control de tensión y potencia, y modos de respuesta a condiciones anormales. Las pruebas necesarias para demostrar el cumplimiento de los requisitos de Prioridad de Respuestas en el estándar IEEE 1547.1-2020.

- *Desconexión:*

La desconexión de un DER generalmente ocurre debido a perturbaciones en la red. Se conoce como 'cease to energize' en la mayoría de los estándares, pero también se le conoce disparo o des-energización. Las normas alemanas BDEW y VDE-AR-N4105, italianas CEI 0-21, británicas G59 y G83, españolas UNE 206007 y europeas EN 50438 introducen el procedimiento para desconectar el DER de la red; las normas británicas van más allá de especificar "separación de

partes activas con contactos mecánicos", y la norma europea EN 50438 agrega a esto "o proporciona un aislamiento básico equivalente". Por otra parte, las normas AS 4777 de Australia, Gazette de India, GB-T 20046 de China y las normas internacionales IEC/IEEE/PAS 63547 definen esta respuesta como detener la transmisión de energía a la línea de distribución o el cese de la capacidad de salida de energía.

Adicionalmente, IEEE 1547 define dejar de energizar como "cese de la entrega de energía activa en condiciones transitorias y de estado estable y limitación del intercambio de energía reactiva", lo que ofrece la opción de continuar cargando los sistemas de almacenamiento de energía. En este estado, el límite de intercambio de potencia reactiva debe ser inferior al 10 % o al 3 % de los valores nominales de la placa de identificación para DER.

La implementación de estos estándares permite una mayor penetración de DER en la red eléctrica, aunque se requiere también incentivos y normativas para la investigación y desarrollo de nuevos enfoques para un sistema de potencia como microrredes y redes inteligentes. De este modo, se presentan diferentes áreas de aplicación para los estándares garantizando el cumplimiento de la seguridad, la confiabilidad y el desempeño del sistema tal como se puede observar en la **Figura 5 2**.

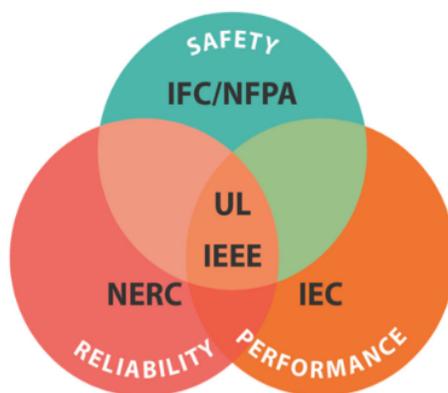


Figura 5 2. Áreas de acción de las diferentes organizaciones que generan estándares [4].

Además, en la Tabla 5.4 se exponen las principales características de las normativas aplicadas enfocadas en la seguridad y confiabilidad del sistema:

Tabla 5 4. Principales características de las normativas aplicadas enfocadas en la seguridad y confiabilidad del sistema.

Estándar	Aplicación	Beneficios	Limitaciones
IEEE1547 [3], [5]	PCC o Punto de conexión (PoC)	Define los requerimientos mínimos para la interconexión de DER en un sistema eléctrico de potencia, estableciendo sistemas de comunicación robusto con tiempo de respuesta menor a 30 s, suministrando información del dispositivo, configuración, monitoreo	Solo contempla las conexiones a nivel de distribución. No contempla la planificación, diseño, operación o mantenimiento del DER. Sistemas de emergencia y sistemas de respaldo están exentos de ciertos requerimientos. El usuario es libre de usar la topología

		<p>y gestión.</p> <p>Se definen los modos de operación en los cuales puede trabajar el DER como regulación de frecuencia o regulador de tensión.</p> <p>Determina rangos permitidos para los componentes armónicos evitando el efecto "Flicker".</p>	<p>y protocolo de comunicación preferido. Así como, las especificaciones internas del DER puesto que el estándar solo se aplica en el punto de conexión con la red externa.</p>
IEEE 519 [6]	PCC	<p>Se describen las formas de onda de tensión y corriente que pueden existir en todo el sistema, y se establecen los objetivos de distorsión de forma de onda para el diseñador del sistema con el objetivo de minimizar la interferencia entre equipos eléctricos.</p> <p>Se propone la medición de armónicos de acuerdo con el estándar IEC 61000 y método de análisis principal la transformada discreta de Fourier, se establece un límite de distorsión total en función del nivel de tensión de hasta 1.5% en alta tensión hasta 8% en baja tensión.</p>	<p>Se utiliza como guía para obtener formas de onda deseadas en la tensión y la corriente para sistemas con cargas lineales y no lineales.</p> <p>Se exponen recomendaciones las cuales deben ser evaluadas y aplicarse según el tipo de sistema aplicable.</p> <p>Requiere un mínimo de 12 ciclos (200 ms) para realizar las mediciones de armónicos.</p> <p>Todas las recomendaciones representan una responsabilidad compartida entre el operador de red y el usuario, puesto que se aplican en el PCC.</p>
UL 9540 [4]	Uso final (Baterías)	<p>Establece los lineamientos mínimos de seguridad que se necesitan para un sistema de almacenamiento, incorporando códigos contra incendios como el NFPA y el IFC disminuyendo los posibles riesgos de incendio. En la versión 9540-a, se plantea un procedimiento de caracterización y evaluación el estrés térmico y riesgo de incendio de las baterías de litio a nivel de celda, batería y rack.</p>	<p>Los procedimientos descritos son recomendables solo para baterías de litio debido a su comportamiento y composición, y se debe evaluar a criterio del propietario para aplicarlo en otras tecnologías de almacenamiento.</p>
UL 1642 [7]	Uso final (Baterías)	<p>Este estándar desarrollado para baterías recargables y no recargables, enfocada en la seguridad de operación de las baterías de litio. Cubre una amplia gama de pruebas eléctricas, mecánicas, térmicas, exposición al fuego, corto circuito, impactos, descarga forzada, entre muchas otras.</p>	<p>No es aplicable a otras tecnologías de almacenamiento de energía.</p> <p>Dependiendo de la versión, presenta pruebas discontinuadas que no proporcionan información relevante.</p>
UL 1741 [8]	Uso final (Baterías)	<p>Incluye parámetros de seguridad y diseño para inversores, convertidores, controladores de carga y equipos de sistemas de interconexión (ISE) destinados a ser utilizados en sistemas</p>	<p>Abarca topologías y dispositivos específicos, lo cual limita las opciones de selección para el sistema.</p>

		<p>de energía aislados o conectados a la red.</p> <p>Incluye los sistemas de energía que combinan fuentes de energía independientes con inversores, convertidores, controladores de carga y equipos de sistemas de interconexión (ISE) en combinaciones específicas del sistema.</p>	
IEEE 1491 [9]	Uso final (Baterías)	<p>Analiza los parámetros de operación que pueden ser medidos por los equipos de monitoreo del BESS en aplicaciones estacionarias, y el valor relativo de tales mediciones.</p> <p>Proporciona un medio para establecer especificaciones para los parámetros que se desean monitorear.</p>	<p>Los requerimientos de comunicación no presentan una delimitación clara para su selección.</p> <p>El estándar se presenta para 5 escenarios de operación como UPS en aplicaciones comerciales e industriales, telecomunicaciones, arranque de motores y como interruptores de potencia.</p>
IEEE 1491 [10]	Uso final (Baterías)	<p>Proporciona orientación sobre la protección de los sistemas de baterías estacionarias. Estos sistemas de baterías estacionarios incluyen la batería y los componentes hasta el primer dispositivo de protección aguas abajo de los terminales de la batería. Presentan opciones para el diseñador del sistema de batería con respecto a los tipos de protección disponibles.</p>	<p>Se aplica solo a baterías estacionarias. Abarca los dispositivos de protección en DC y no contempla la interacción con la red en el lado de AC.</p> <p>Abarca dispositivos con y sin puesta a tierra.</p>
IEEE P2686 [11]	Uso final (Baterías)	<p>Incluye información sobre el diseño, la instalación y la configuración de los sistemas de administración de baterías (BMS) en aplicaciones estacionarias, incluidos los modos interactivos con la red, de ciclo autónomo y de espera.</p> <p>Especifica los requerimientos de hardware, software y la configuración de baterías. Las capacidades de hardware en sistemas grandes incluyen: conexión a tierra y aislamiento; balanceo pasivo y/o activo de las celdas; y sensores cableados o inalámbricos. Las capacidades del software incluyen: algoritmos para una operación óptima con disminución del riesgo; mejores prácticas de verificación y validación; alarmas; y comunicación con sistemas</p>	<p>No se contemplan aplicaciones móviles.</p> <p>Se centra en la unidad de procesamiento de los datos, sin embargo, no cubre apartados como el sistema de monitoreo y de protección. Plantea los requerimientos mínimos de hardware y software según la topología y funcionamiento del rack.</p>

		externos.	
IEEE 1679 [12]	Uso final (Baterías)	Cubre la información para la evaluación objetiva de una tecnología de almacenamiento de energía para cualquier aplicación estacionaria proporcionando una base común para la cuantificación del rendimiento, vida útil y estado de salud del sistema. Se tiene una nomenclatura común para los datos proporcionados por los fabricantes; estos parámetros incluyen, rango de temperatura, nivel máximo y mínimo de tensión, tasa de descarga, etc. Por otra parte, los mecanismos de desgaste por uso y modos de falla deben ser definidos como puntos de referencia para el análisis los cuales incluyen el fin de la vida útil, desgaste por estrés térmico y modos de falla según el estándar IEC 60812.	Su alcance llega hasta la evaluación de pruebas para la implementación. No contempla requerimientos del sistema ni configuraciones. No contempla una evaluación específica para cada elemento del sistema, sino que se plantea un enfoque general que abarca el comportamiento de este.
IEC 61400 [13]–[15]	Uso final (Turbinas de viento)	Define los requerimientos técnicos mínimos que deben cumplir las cajas de engranajes para potencias menores a 500 kW; medición y requerimientos de calidad de potencia según los límites de variación permitidos y su respectiva gestión y operación; requerimientos de protección y diseño de las hélices antes condiciones de operación normal y de falla garantizando la seguridad de las personas y equipos aledaños; entre muchos otros parámetros de diseño, implementación, gestión y mantenimiento del activo.	Fue diseñada para proporcionar herramientas de decisión para diseñadores con experiencia y criterio. Solo abarca cajas de engranaje que utilizan cojinetes de elementos rodantes. Se contempla el uso de cojinetes lisos, pero no se contempla su uso y clasificación.

Estos requerimientos permiten la integración de DER de una forma segura y eficiente tanto para el sistema como propietarios y consumidores. Sin embargo, la integración de sistemas eficientes y resilientes no se encuentra dentro del alcance de las normativas mencionadas anteriormente por lo cual se deben definir indicadores de desempeño (KPI) que permita evaluar el desempeño del DER. Esto considerando que la evaluación del desempeño de cada elemento presenta condiciones de operación diferentes y, por tanto, se requiere metodologías específicas para cada elemento.

5.3 Gestión de Información en Recursos Energéticos Distribuidos

La integración de fuentes de energía dentro de los sistemas eléctricos de potencia ha generado una transformación migrando un sistema de flujos de energía bidireccionales (Intercambio de energía entre los nodos del sistema sin importar su ubicación).

Se requiere que los recursos energéticos distribuidos interactúen con el sistema eléctrico de potencia. Esta interacción está altamente determinada por el tipo de convertidor de integración a la red que se use para poder responder a eventos, funciones de control, protección o solicitudes de la red eléctrica de distribución.

En este sentido, existen convertidores tradicionales o generadores rotativos en donde a partir del uso de una máquina sincrónica o asíncrona se convierte la energía primaria en energía eléctrica. Dentro de esta categoría se encuentran las siguientes tecnologías de DER:

- Turbinas de combustión
- Turbinas de vapor
- Turbinas de agua
- Turbinas de viento

Por otra parte, los convertidores estáticos, pueden ser alimentados por fuentes de almacenamiento de corriente continua (como las baterías), por fuentes de generación de corriente continua (como los paneles solares) o la combinación de una fuente de generación de corriente alterna y un convertidor (como una turbina eólica de velocidad alta o variable)[1].

A medida que la penetración de DER aumenta en los sistemas eléctricos de potencia se hace indispensable poder coordinar a estos dispositivos para que trabajen en beneficio del sistema eléctrico. Igualmente, se requiere poder coordinar estos dispositivos para que puedan prestar servicios a la red y de esta forma lograr eficiencias en el sistema e inclusive la reducción de los costos de operación de este. Para lo que se requiere poder intercambiar datos entre diferentes agentes quienes prestaran los nuevos servicios a la red.

Se requieren, además, altos niveles de interoperabilidad para el intercambio fluido de datos entre los DER y los actores que ejecutan funciones en el sistema a partir de la información que se produzca, y se facilite el constante intercambio de datos. En los sistemas de comunicación se requiere el cumplimiento de protocolos y utilización de canales de comunicación de acuerdo con las exigencias en respuesta de la aplicación que se esté implementando.

En la Figura 5.3 se presenta un modelo de referencia propuesto para el intercambio de información entre DER's instalados en un sistema eléctrico de potencia y los diferentes actores que requieren de los datos producidos para efectuar sus operaciones.

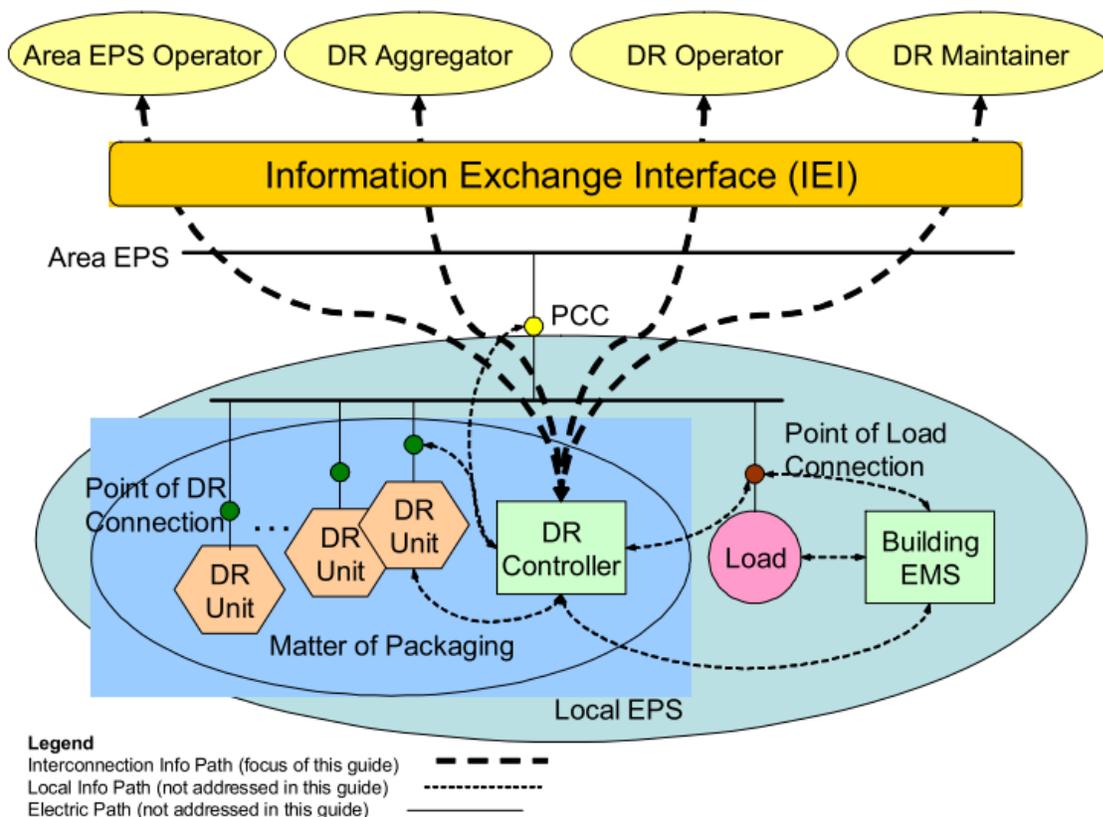


Figura 5.3. Diagrama de referencia para el intercambio de información. Tomado de [2]

Se puede evidenciar tres tipos de interacciones entre los DER's y los diferentes actores que integran el sistema:

- **Interacción eléctrica:**
Hace referencia al intercambio de energía de manera física. A través de esta interacción se producen los datos a ser monitoreados como los valores de tensión y corriente, el cálculo de las potencias o el flujo de energía entre los diferentes nodos.
- **Interacción de datos local:**
Bajo esta propuesta se implementa un controlador local de DER's que se encarga de interactuar con los diferentes dispositivos locales que pueden requerir información del desempeño de la unidad de generación incluyendo elementos de carga, EMS, y el punto de acople común con el sistema eléctrico de potencia.
- **Interacción de datos con actores:**
Hace referencia a el intercambio de datos que se realiza a través del controlador local con los diferentes agentes que puedan requerir de esta información para la prestación de nuevos servicios. Esta interacción requiere del manejo y procesamiento de grandes volúmenes de datos teniendo en cuenta que a través de estas se coordina la interacción de los diferentes DER instalados en el sistema.

Además, es necesario la identificación de los actores que necesitarán los datos producidos por el despliegue de DER para la prestación o mejora de sus servicios. La guía de monitoreo de DER desarrollada por IEEE [2] categoriza a los actores que interactúan directamente con el DER y los usuarios indirectos de los datos producidos por el sistema como se ve en la Tabla 5.5.5

Tabla 5.5. Clasificación de los actores de acuerdo con el uso de los datos DER.

Interacción directa	Interacción indirecta
Operador de red	Mantenimiento OR
Agregador DER	Regulador del sistema
Operador DER	Dueño del DER
Mantenimiento DER	Fabricante DER

Entre los datos que podrían ser interesantes por cada uno de los actores se destacan:

- *Estatus de conexión:* A través de este dato se determina si la unidad DER se encuentra conectada o no al sistema.
- *Potencia Activa:* Se requiere poder monitorear la potencia activa producida por cada unidad DER que se conecte al sistema. A partir de este dato, es posible calcular datos complementarios para los demás actores.
- *Potencia Reactiva:* De acuerdo con el tipo de tecnología del convertidor es posible ofrecer reactivos al sistema por lo que esta variable debe ser monitoreada.
- *Tensión:* Esta variable puede ser necesaria para atender eventos de calidad de energía o efectuar acciones como la sincronización con la red.

A partir de estos datos es posible generar una serie de información para que cada actor tenga la capacidad de prestar sus servicios sobre el sistema. También, IEEE 157[2] clasifica los DER según su capacidad nominal de entregar potencia a la red como se ve en la Tabla 5.6.

Tabla 5.6. Clasificación de los DER según su capacidad nominal de entregar potencia a la red.

Clase	Potencia nominal
Clase 1	$0 < \text{Capacidad nominal} < 250 \text{ kVA}$
Clase 2	$250 \text{ kVA} \leq \text{Capacidad nominal} < 1500 \text{ kVA}$
Clase 3	$1.5 \text{ MVA} \leq \text{Capacidad nominal} < 10 \text{ MVA}$

Es importante mencionar que en la clase 1 se incluyen los siguientes sistemas de generación DER:

- Pequeños sistemas fotovoltaicos (residenciales).
- Pequeños aerogeneradores.
- Sistemas micro hidráulicos.
- Cogeneración de calor y electricidad.
- Microturbinas.

- Pequeñas pilas de combustible.
- Dispositivos de almacenamiento de energía.
- Vehículo eléctrico.

Inicialmente se consideró solo con la medición de energía del punto en donde se hacia la conexión del DER era suficiente para hacer el balance de energía, pero la masificación de este tipo de soluciones ha generado la necesidad de efectuar un mayor monitoreo a este tipo de sistemas.

A continuación, se presentan algunos ejemplos en donde se evidencia la necesidad de intercambiar datos entre diferentes agentes involucrando datos que provienen de los elementos DER.

- *Despacho para la exportación de energía:*
Para este caso, normalmente un operador de un DER de clase 3 se comporta como un productor de energía independiente sobre el sistema eléctrico buscando vender la producción de energía al sistema y recibir beneficio económico por esta transacción.
- *Agregación de energía DER:*
Para este caso un actor se encarga de coordinar los diferentes DER's distribuidos en un sistema para lograr un despacho de energía en los periodos de máxima utilización respondiendo a incentivos del mercado ya sea precios en tiempo real de la energía, asignación de energía por parte del coordinador del sistema o variación en los precios de las tarifas.
- *Proveedor de mantenimiento DER's:*
Para este caso, el actor encargado del mantenimiento efectúa monitoreo de los sistemas DER a través de una serie de indicadores de desempeño y a partir de estos indicadores coordina con el propietario del DER para efectuar mantenimientos de rutina.
- *Servicios Auxiliares DER:*
Para este caso, los sistemas DER's responden a señales del sistema eléctrico en busca de mantener la confiabilidad y seguridad en el sistema. Ejemplo de la prestación de este tipo de servicios son:
 - ✓ Regulación de carga.
 - ✓ Perdidas de energía.
 - ✓ Reserva de energía.
 - ✓ Fuente de potencia activa.
- *Proveedor de fuente de reactivos DER:*
Para este caso, la unidad DER actúa como productor o consumidor de potencia reactiva para mejorar las tensiones en el sistema.

5.4 Características del inversor para la prestación de servicios

Los DER como prestadores de servicios a la red requiere que la interfaz energética tenga la capacidad de reaccionar y variar sus puntos de operación de acuerdo con la dinámica que se presente en el sistema eléctrico de potencia y se pueden clasificar sus puntos de operación en:

- Control de la tensión.
- Control del factor de potencia.
- Control del punto de ajuste de la potencia reactiva.

Generalmente, el inversor deberá ser capaz de activar cada uno de estos modos. Sin embargo, el modo de control de tensión será el modo por defecto en el que se encuentre funcionando.

5.5 Control de la tensión

En este modo, el inversor funciona en modo de control automático de la tensión en bucle cerrado para regular la tensión en estado estacionario en el punto de referencia. El sistema de control de la tensión deberá ser capaz de reducir la potencia reactiva para proporcionar una respuesta estable y coordinada. El operador del sistema eléctrico podrá ajustar y coordinar el estatismo entre 0 a 0,3 por unidad de cambio de tensión. Esta función deberá poderse prestar de manera remota según se especifique por el operador del sistema eléctrico. En la

Tabla 5.7 se presentan el desempeño esperado por el inversor:

Tabla 5.7. Desempeño esperado por el inversor.

Parámetro	Objetivo de desempeño	Observaciones
Tiempo de reacción	200 ms	
Máximo escalón de tiempo de respuesta	Según lo requerido por el operador del sistema eléctrico.	La respuesta más lenta se ajustará basándose en los requisitos del operador de sistema según los tiempos de respuesta y estabilidad teniendo en cuenta el rango previsto de la inercia del sistema, otros dispositivos de control de tensión local entre otros. El tiempo de respuesta al paso puede oscilar entre 1 s y 30 s.
Amortiguamiento (Damping)	Relación de amortiguación de 0,3 o superior	La relación de amortiguación, indicativa de la estabilidad depende de la inercia de la red.

5.6 Control de factor de potencia

Cuando el inversor esté en este modo, tendrá una potencia reactiva que esté en proporción lineal con la potencia activa para mantener la salida de potencia reactiva dentro del 5% de la potencia aparente nominal, para la salida de potencia activa real. El factor de potencia objetivo será especificado por el operador del sistema eléctrico.

5.7 Control de potencia reactiva

Cuando el inversor se encuentre en este modo, deberá mantener una potencia reactiva constante especificada con una tolerancia del 5% de la potencia aparente nominal. El nivel de potencia reactiva objetivo y el modo (inyección o absorción) serán especificados por el operador del sistema eléctrico. Los

ajustes de la potencia reactiva se pueden ajustar localmente y/o a distancia, según especifique el operador de la red eléctrica.

5.8 Respuesta de frecuencia primaria

Por otro lado, DER pueden soportar respuesta primaria a la frecuencia incluirá la capacidad de responder a perturbaciones por debajo de la frecuencia (mediante el aumento de la potencia activa) y a perturbaciones por encima de la frecuencia (mediante la disminución de la potencia activa). El uso de esta capacidad se acordará mutuamente entre el propietario del DER y el operador del sistema eléctrico de potencia.

El regulador primario de la respuesta en frecuencia tendrá características de estatismo fijas (kOF para eventos de alta frecuencia es la relación de cambio de potencia activa por unidad de frecuencia y kUF kOF para eventos de baja frecuencia es la relación de cambio de potencia activa por unidad de frecuencia) con los valores por defecto especificados. Deberá ser posible establecer diferentes niveles de estatismo para condiciones de subfrecuencia y sobrefrecuencia.

El inversor DER deberá tener capacidad de respuesta rápida de frecuencia (FFR) para condiciones de subfrecuencia, con las excepciones que especifique el operador del sistema de energía eléctrica en coordinación con el operador del sistema. La capacidad FFR puede utilizarse a efectos de ofertas de acuerdos de servicios auxiliares dentro de ciertas entidades de equilibrio de carga o mercados de energía. Los aerogeneradores tienen la ventaja de poder extraer temporalmente la energía de la inercia mecánica del eje giratorio de la turbina e inyectarla en la red rápidamente, sólo para eventos de baja frecuencia.

5.9 Casos de uso en Recursos Energéticos distribuidos (DER)

En los últimos años, los DER están tomando una relevancia mayor dentro de los sistemas de potencia, por tanto, la previsión integral y detallada de su implementación es crítica dentro del diseño de estabilidad y resiliencia de la red eléctrica de distribución. El proceso de integración de DER en la red eléctrica debe garantizar la confiabilidad, eficiencia y calidad del servicio de energía para los usuarios. Una falla en la red eléctrica puede alterar los flujos de energía y para garantizar su confiabilidad exige ajustar la coordinación de protecciones, Modificación de procesos de operación, control y monitoreo a partir de información en tiempo real que permitan tomar decisión que mejoren los objetivos de confiabilidad y eficiencia [18].

Por tanto, la gestión de información sobre el funcionamiento de DER debe ser conocida por el propietario, operador de red y demás agentes que puedan ser afectados por su funcionamiento. La gestión de información es un proceso que inicia con la identificación de actores, se establecen cuáles son los intercambios de información entre los elementos de la red eléctrica, tecnologías de información y comunicación, y agentes del sector de energía para buscar un funcionamiento óptimo y eficiente del sistema.

A continuación, se exponen algunos casos particulares de integración de DER ejemplificando el tipo de comunicación que se debe realizar y que información que se debe intercambiar:

5.9.1 Pronóstico de demanda y generación

Para comenzar, el sistema de pronóstico del DER actualiza la información obtenida por la interfaz AMI y los sensores climáticos sobre la demanda, generación y condición climática durante las últimas 24 horas.

Paralelo a esto, el sistema nacional del clima envía una predicción del clima regional y condiciones del microclima cada 15 minutos. Con base en esta información, se estima el costo de generación usando el historial de carga y condiciones climáticas registradas al igual que la estimación de la generación solar, eólica, no renovable y la carga total del sistema empleando los datos del microclima y usando los sistemas de referencia de los generadores disponibles.

Posteriormente, se envía la estimación de generación y demanda disponible del DER de donde se realiza un despacho económico, se obtiene la matriz de generación óptimo y capacidad para cada generador y finalmente se envía hacia el controlador general la lista óptima de generación para ser implementada [18].

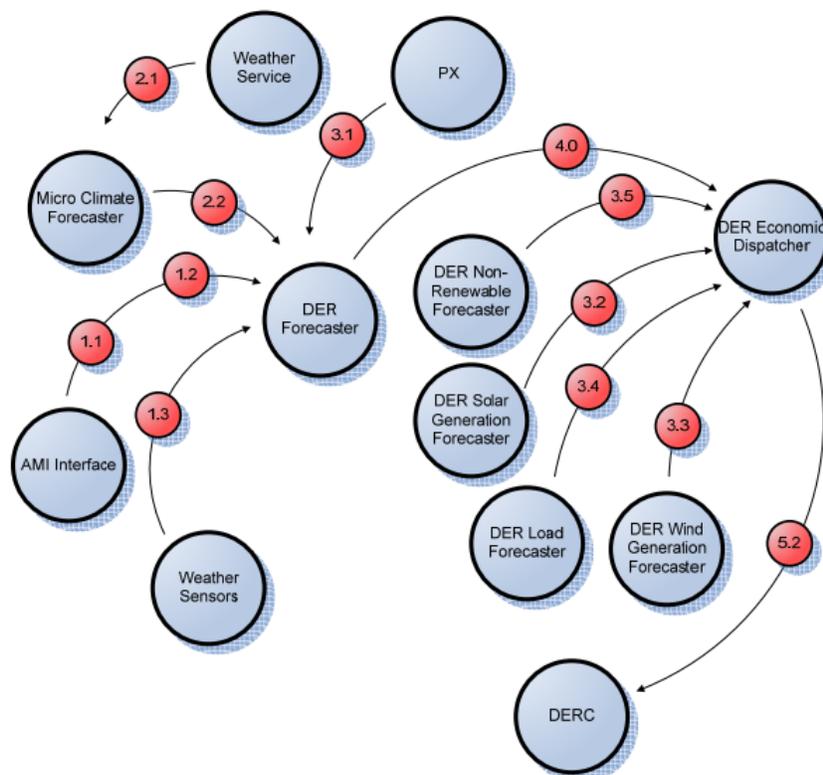


Figura 5.4. Diagrama de interacciones para el pronóstico de demanda y generación de un DER [18].

Adicionalmente, es necesario aumentar el control dentro del intervalo de operación de la microrred que estime las variaciones en la carga y la generación a medida que avanza el día y tomar acciones en los esquemas de regulación de tensión. En este sentido, el sistema de generación y unidades de almacenamiento pueden proporcionar una función de regulación dentro del sistema. En este escenario, el controlador de recursos de energía distribuida (DERC) usa los pronósticos estimados previamente para crear los perfiles y enviarlos al sistema de generación [19].

Cuando se tiene la matriz de generación, se puede enviar hacia el dispositivo de regulación de tensión dentro de la subestación y se actualiza la información de todos los dispositivos del sistema dentro de su modelo dinámico. Posteriormente, se calculan y envían los parámetros de operación del sistema como flujo de potencia para garantizar la estabilidad dentro del sistema, los perfiles de regulación de tensión que se disponen dentro de la subestación para garantizar la estabilidad de tensión, horarios óptimos de carga/descarga de los dispositivos de almacenamiento de energía y horarios de generación suministrado

a todos los DER disponibles del sistema de almacenamiento de energía y de generación, y los perfiles de protección dispuestos para todas las protecciones aguas debajo de la subestación en dispositivos como relés principalmente para las siguientes 24 horas [19].

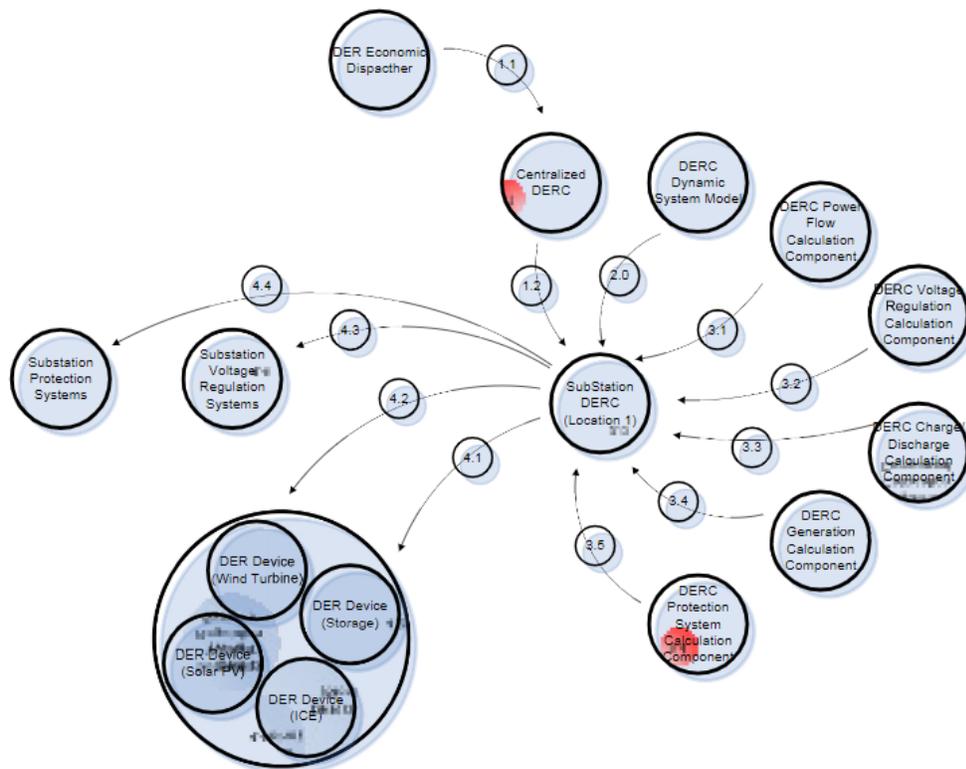


Figura 5.5. Diagrama de interacciones de puesta en marcha con base en un pronóstico de generación y demanda diario. Tomada de [19].

5.9.2 Aislamiento de fallas mediante islas

El despeje de fallas se ha convertido en una sección fundamental dentro de la implementación de cualquier activo dado que este garantiza una vida útil mayor del mismo. Es necesario contar con la capacidad de aislar la falla y crear de islas que funcionen de forma autónoma con el fin de proporcionar energía eléctrica a la mayor cantidad de usuarios posible. No obstante, esta solución presenta una serie de retos técnicos dentro de los que destacan: la dificultad de mantener la estabilidad de una isla a medida que tenga menos número de usuarios y generadores; la presencia de desfases respecto al sistema general de distribución debido a su funcionamiento independiente; entre otros [20].

Por tanto, el sistema deberá monitorear en tiempo real los segmentos controlados y no controlados procurando cumplir los siguientes criterios [20] :

- Acercar los ángulos de fase, mediante procesos de conmutación de carga, hasta un punto donde sea seguro cerrar el interruptor y conectar nuevamente la isla al sistema.
- Los dispositivos AMI pueden actuar como un interruptor de circuito programable que permitan al controlador enviar comandos que limiten la carga según la medición de cada dispositivo y los usuarios efectúen las acciones necesarias para ajustar su consumo a los requerimientos de conexión proporcionándole un margen al sistema.

Inicialmente, el controlador monitorea el flujo de potencia en los alimentadores de su alcance y con base en esta información, se calcula los escenarios de estabilidad por segmentación de islas considerando escenarios de restricciones de corriente / carga, priorizando las cargas críticas y minimizando los impactos en el SAIFI y SAIDI.

Posteriormente, el controlador verifica el equipo necesario que necesita dentro de la subestación para mantener la estabilidad en las distintas islas y que procedimientos se deberá realizar hasta la conexión nuevamente con el sistema de distribución, al mismo tiempo que determina los perfiles adecuados de conmutación según sea el estado de la isla.

En este sentido, cuando la falla es detectada por el sistema de protección, esta envía una señal al controlador de la subestación el cual determina el modo de operación y número de islas a controlar en modo aislado maximizando los índices del sistema en el menor tiempo posible. Después de esto, se envía información detallada de los DER afectados y ejecuta el esquema de protección establecido. Se establecen nuevos parámetros de operación como flujo de potencia, perfiles de regulación de tensión, entre otros; y se empieza a suministrar energía solo desde los dispositivos de almacenamiento de energía y con base en la respuesta del sistema. Se envían los perfiles de generación y limitación de corriente para empezar a operar como modo aislado según los parámetros se comporten según lo previsto y el sistema de protección no se active nuevamente.

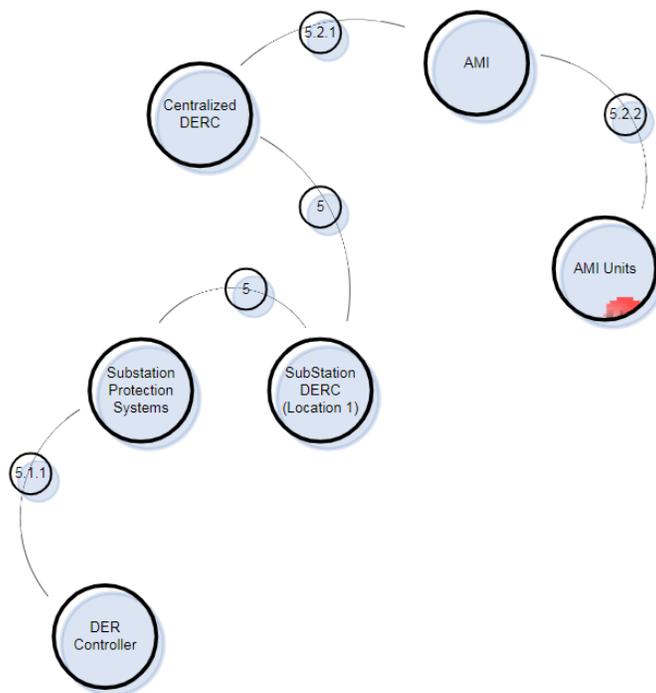


Figura 5.6. Diagrama de interacciones para el funcionamiento en isla ante una falla. Tomado de [20] .

5.9.3 Secuencia Blackstart en una subestación

Gran parte de los DER disponibles dependen de la operación de la red eléctrica para la conmutación y, en muchos casos, para energizar el devanado de campo como en los generadores síncronos. Esto requiere el establecimiento de un flujo de energía mínimo en el sistema antes de que estos dispositivos puedan comenzar a contribuir en cubrir la demanda de energía.

El sistema AMI ofrece la oportunidad de mitigar esta condición y detener automáticamente la actividad HVAC durante la interrupción. Además, la capacidad de limitación de carga del medidor AMI puede usarse para limitar clientes individuales. El sistema AMI también puede permitir organizar la restauración de clientes individuales en un segmento [21].

En el primer paso, el sistema de protección reconoce una falla crítica con el sistema de distribución e inmediatamente acciona los equipos de la subestación para que corten el suministro desde la acometida. Una vez despejada la falla, el sistema determina las islas que sean viables e identifica los segmentos que pueden realizar la conexión o deben ser desconectados mediante dispositivos AMI.

Posterior a la desconexión de las islas no esenciales, se procede a calcular las restricciones del arranque con diferentes niveles de contingencia y cuando se encuentra la distribución óptima, se reestablece la conexión con el sistema de distribución. Se inicia con el cierre de los interruptores de los buses de alimentación, luego, los alimentadores, y así sucesivamente aguas abajo. Finalmente, se reconectan las islas que fueron desconectadas según los límites de corriente establecidos.

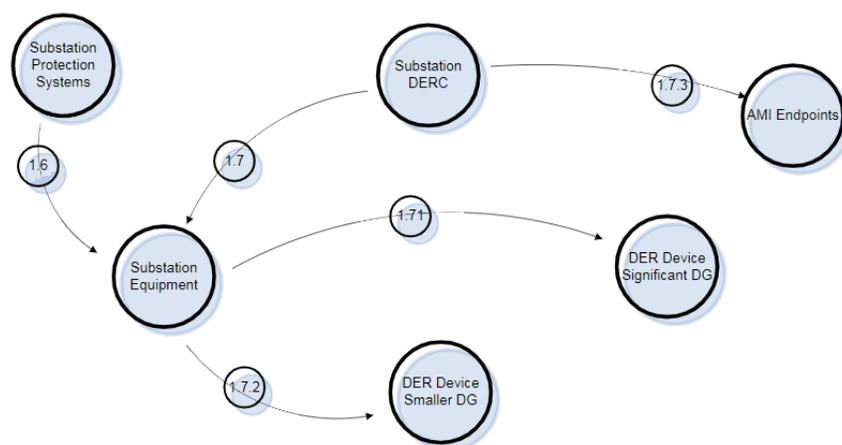


Figura 6.7. Diagrama de interacciones para iniciar un Blackstart en una subestación. Tomado de [21].

5.9.4 Casos de uso en Baterías

Este caso de uso ofrece un sistema de almacenamiento de energía junto con un sistema de gestión de energía para coordinar la oferta y la demanda con el uso de protocolos de comunicaciones interoperables para controlar estas unidades de almacenamiento en la red. Las instalaciones de almacenamiento pequeñas se distribuyen localmente y se dedican a aplicaciones específicas que buscan aprovechar al máximo estas posibilidades para enfrentar los desafíos de las fuentes de energía fluctuantes dentro del contexto de una red inteligente [22].

Para efectuar labores como el control de frecuencia, tanto el operador de red como el propietario deben tener una comunicación efectiva que permita aprovechar al máximo este tipo de recursos tal como se muestra en la Figura 5.8. Para comenzar, el operador de la red especifica la capacidad necesaria para desarrollar labores de regulación primaria de frecuencia y se envía hacia el sistema SCADA de las baterías en donde se visualiza y almacena los datos requeridos por la red, y posteriormente, el operario de este sistema realiza los requerimientos al DER. El EMS de la red recopila datos sobre el flujo de potencia y frecuencia del sistema periódicamente, posteriormente, se calcula los valores de potencia requeridos

para mantener estable la frecuencia de la red y se envía hacia el sistema de control SCADA donde se calculan los perfiles de carga y descarga para las diferentes baterías distribuidas a lo largo de la red.

Cuando se inician el proceso de carga o descarga del sistema de almacenamiento de energía, el sistema AMI envía los datos de tensión y corriente del sistema de almacenamiento para ser comparados con los datos estimados en el SCADA. Luego, se envía la información periódicamente hacia el operador de red que debe garantizar la regulación de frecuencia.

Por otra parte, un sistema de almacenamiento de energía puede suministrar regulación terciaria de frecuencia como reserva flotante. En este caso, el operador de red define esta capacidad necesaria como reserva flotante y se envía la información hacia el SCADA donde se genera los perfiles de carga y descarga para la hora que sea necesaria y una vez se valida esta información se envía al operador de red. El Operador de red envía un comando a la hora estipulada para activar la reserva flotante y una vez es reconocido por el operador de las baterías, este inicia los perfiles calculados previamente por el sistema y envía los datos de operación como corriente y tensión de las mismas para garantizar el correcto funcionamiento del sistema, como reserva flotante, ante el operador de red.

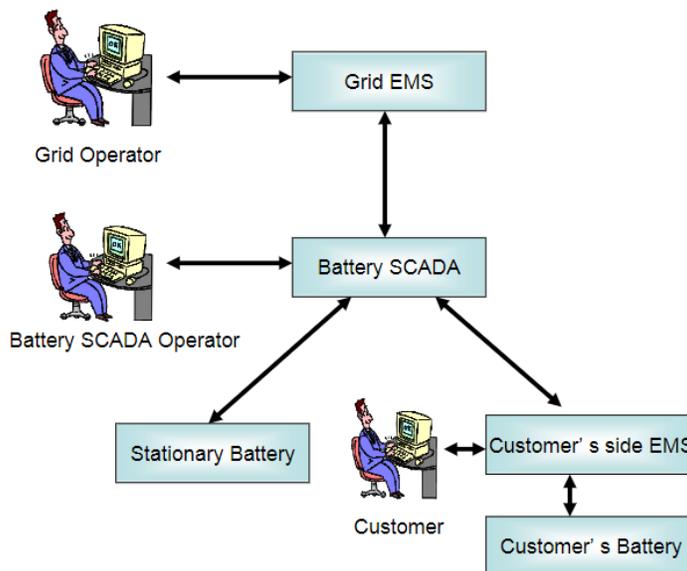


Figura 5.8. Diagrama de interacciones para el control de un BESS. Tomado de [22].

5.9.5 Funciones de automatización de distribución avanzada (ADA)

Los objetivos de las funciones de automatización de distribución avanzada (ADA) en el entorno de red inteligente se componen principalmente de: brindar información de la situación actual de operación del sistema; optimización dinámica de las operaciones de las redes de distribución activas para mejorar la confiabilidad del servicio del sistema de energía, la calidad de la energía, la eficiencia del sistema de energía y la seguridad cibernética; optimizar la toma de decisiones; y controlar las operaciones de distribución en coordinación con las operaciones de los sistemas de transmisión y generación [23].

Para cumplir dichos objetivos, primeramente, se solicita la información de requerimientos para una operación eficiente y confiable del sistema de potencia. Se registran todos los cambios en la capacidad y condiciones de operación de un DER. Una vez analizada y procesada la información, el operador de red envía las ordenes de control hacia los DER esperando una respuesta exitosa o incorrecta de los EMS de

cada sistema mediante protocolos de control internos y se emiten los contratos de cada DER para ejecutar la gestión de la demanda correspondiente, la cual es validada posteriormente mediante la AMI en el punto de conexión con la red.

5.10 Conclusiones

- La implementación de DER en la red de distribución tradicional centralizada y en microrredes presentan retos técnicos y regulatorios que diversas instituciones públicas y privadas buscan estandarizar con el objetivo de lograr interoperabilidad entre los sistemas. En este sentido, los estándares IEEE 1547 y 519 se deben tener en cuenta para la interconexión del DER con los sistemas de distribución. Además, las normas IEEE 1491, UL 1741 o IEC 6140 definen requerimientos de operación y calidad de los dispositivos de almacenamiento o generación de energía garantizando la operación confiable y segura del sistema.
- Los usuarios finales y operadores den DER se enfrenta constantemente a problemáticas y retos respecto al funcionamiento e implementación de DER respecto a la comunicación e intercambio de información entre los distintos actores del sistema. Por tanto, es relevante poder establecer arquitecturas de comunicación y gestión de información, definición de casos de uso, procesos de intercambio de información y uso de los datos para generar valor a cada agente de la red eléctrica y beneficios integrales del sistema.
- Los procesos de control y monitoreo de red eléctrica y DER exigen medición inteligente, gestión de datos, gestión de indicadores y estimación de variables como la demanda y generación de toda la red eléctrica para garantizar confiabilidad y eficiencia. Por ejemplo, para garantizar la estabilidad del sistema y dar respuesta a fallas subdividiendo los usuarios en islas y posteriormente reconectarse a la red o DER como un regulador de frecuencia o tensión en caso de ser necesario, se requiere armonizar los procesos, flujo de datos oportunos y toma de decisión entre los agentes.
- El intercambio de datos y gestión de datos para la toma de decisiones debe abordarse por medio de la definición de cada caso de uso que representa un enfoque y finalidad específica. Esto permite detallar el flujo de datos y interacciones de los elementos de la red eléctrica y agentes de sector con precisión necesaria que garantice la operación óptima, disminuir la probabilidad de falla y aumente la eficiencia del sistema.

REFERENCIAS

- [1] Stationary Batteries Committee of the IEEE Power & Energy Society, "IEEE Guide for Selection and Use of Battery Monitoring Equipment in Stationary Applications," 2012. [Online]. Available: <http://standards.ieee.org>
- [2] IEEE Standards Coordinating Committee 29 on Stationary Batteries, *IEEE Guide for the Protection of Stationary Battery Systems*. 2004.
- [3] Sandia National Laboratories, "Standards in Battery Management: IEEE P2686 Working Group and Related Efforts in Battery Safety".
- [4] Batteries Committee of the IEEE Power Society, "IEEE Recommended Practice for the Characterization and Evaluation of Energy Storage Technologies in Stationary Applications," 2020. [Online]. Available: <http://standards.ieee.org>

- [5] International Electrotechnical Commission (IEC), *IEC 61400-4 Wind turbines. Part 4, Design requirements for wind turbine gearboxes*. International Electrotechnical Commission, 2012.
- [6] H. Hosseini and M. Kalantar, "An ECS-control scheme to improve power quality in grid connected wind farms," in *Proceedings - 6th Asia International Conference on Mathematical Modelling and Computer Simulation, AMS 2012*, 2012, pp. 173–178. doi: 10.1109/AMS.2012.52.
- [7] G. L. Augusto, A. B. Culaba, and L. A. Gan Lim, "Design of yaw brake system for horizontal axis wind turbine generator," *2015 International Conference on Humanoid, Nanotechnology, Information Technology, Communication and Control, Environment and Management (HNICEM)*, pp. 1–6, 2015.
- [8] T. Weiqing, L. Jiayi, G. Zhixia, and W. Leqin, *Study and Comparison on Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. 2016.
- [9] D. Rebollal, M. Carpintero-Rentería, D. Santos-Martín, and M. Chinchilla, "Microgrid and distributed energy resources standards and guidelines review: Grid connection and operation technical requirements," *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 3, Feb. 2021, doi: 10.3390/en14030523.
- [10] M. Siira, B. Enayati, and M. Coddington, "IEEE 1547-2018-Major Revision of Interconnection Standard," 2018.
- [11] C. Vartanian, M. Paiss, V. Viswanathan, J. Kolln, and D. Reed, "Review of Codes and Standards for Energy Storage Systems," 2021, doi: 10.1007/s40518-021-00182-8/Published.
- [12] B. Saint, *Update on IEEE 1547 Series of Standards for Distributed Resources Interconnection*. PES T D 2012, 2012.
- [13] Transmission and Distribution Committee of the IEEE Power Society, "IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems," 2014. [Online]. Available: <http://standards.ieee.org>
- [14] R. Aalund and M. Pecht, "The Use of UL 1642 Impact Testing for Li-ion Pouch Cells," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 176706–176711, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2957814.
- [15] R. Mahmud, A. Hoke, and D. Narang, "Validating the test procedures described in UL 1741 SA and IEEE P1547.1," *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC)*, 2018.
- [16] P. IEEE Standards Coordinating Committee 21 (Fuel Cells, IEEE-SA Standards Board., and Institute of Electrical and Electronics Engineers., *IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems*. Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2003.
- [17] I. Standards Coordination Committee, on Fuel Cells, D. Generation, and E. Storage, "IEEE Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems," 2007.
- [18] Electric Power Research Institute, "Distributed Energy Resource Controller Produces Distribution Power flow Forecast," Jan. 2010.
- [19] Electric Power Research Institute, "Distributed Energy Resources Controller Configures EPS Equipment Based on Daily DER and Load Forecast," 2010.
- [20] Electric Power Research Institute, "Distributed Energy Resource Controller Reconfigure Systems in response to Faulted Segment with Islanding," 2010.
- [21] Electric Power Research Institute, "Distributed Energy Resource Controller Generates and Executes Substation Blackstart Sequence," 2010.
- [22] Electric Power Research Institute, "YSCP (Yokohama Smart City Project) Battery SCADA System Use Case # 1 Online Power System Control by Battery Aggregation (Virtual Energy Storage)," 2011.
- [23] Electric Power Research Institute, "Key Energy Storage and Distributed Energy Resources (ES-DER) Use Cases," 2010.

6

INTERCONEXIÓN A REDES DE POTENCIA

Luis C. Pérez; Gina Idárraga-Ospina; Sergio Raúl Rivera.

6.1 Introducción

El sistema eléctrico de potencia ha ido evolucionando debido a causas externas, algunas técnicas y económicas y otras debidas a factores socioeconómicos y ambientales. Dichos cambios afectan la calidad del servicio eléctrico y por ende a los consumidores finales. Tal transición del sistema eléctrico, que actualmente está basado en combustibles fósiles, a un sistema moderno requiere de desarrollo, diseño y planificación, que permita gestionar la distribución de la energía generada con base en la demanda y las incertidumbre propias de la materia prima. Una alternativa para gestionar dicho sistema es la agregación de generaciones distribuidas (GD), microrredes (MR), sistemas de almacenamiento (ESS), controles de gestión de la demanda y cargas controlables cerca de los puntos de consumo de energía.

Existen fuertes incentivos para el uso de generaciones distribuidas o del desarrollo de microrredes interconectadas a la red, para reducir los gases de efecto invernadero y mejorar la eficiencia del sistema eléctrico, como su confiabilidad, calidad, políticas energéticas competitivas, participando activamente en el mercado eléctrico y aplazando la mejora del sistema de transmisión y distribución, tomando en cuenta que para cada nueva demanda o punto de consumo en la región o área, es necesario de una infraestructura para el transporte de energía.

Aunque estos tipos de generación tienen una gran aceptación, la penetración de los sistemas de generación de distribución de energía renovable en la red eléctrica, especialmente las tecnologías relacionadas con la energía eólica y fotovoltaica, empiezan a ocasionar impactos en la red eléctrica, presentando variaciones en la magnitud del voltaje o frecuencia, desbalance de potencia entre fuentes de generación con respecto a la demanda o armónicos de voltaje y corriente, por mencionar algunos.

Las GD están compuestas por unidades renovables como turbinas eólicas, paneles fotovoltaicos, celdas de combustible, biomasa junto con las unidades no renovables como las microturbinas (MT), los motores de gas, los generadores diésel, etc.

En este capítulo se pretende ofrecer una visión general en los términos referentes a la red eléctrica, como lo es el sistema de generación distribuida y microrredes, haciendo alusión a su estructura, a los diferentes elementos que los componen, energías asociadas y demás. En concreto el capítulo se centra en la

integración de diferentes sistemas de generación de energía a la red actual con diversos dispositivos y el impacto que estos ocasionan.

6.2 Red Eléctrica

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) han ido evolucionando al paso de los años. La creciente demanda de la energía eléctrica ha obligado a generar políticas nuevas en cuanto a la inversión en los sectores energéticos, siendo estos reflejados en el diseño, planificación y ampliación de los sistemas de generación.

El sistema eléctrico tradicional, partiendo del sistema de generación, cuyas centrales eléctricas están ubicadas cerca de la fuente primaria de energía, tiene como principal objetivo la producción de energía eléctrica. Los sistemas de transmisión son los encargados de transportar la energía eléctrica desde las centrales eléctricas hasta los centros de distribución o consumo, los cuales están generalmente ubicados lejos de la fuente de generación. Finalmente, los sistemas de distribución llevan dicha energía directamente a los consumidores o clientes finales. En resumen, los SEP son un conjunto de elementos que permiten generar, transportar y distribuir energía hacia los consumidores que darán uso de ella.

Si bien los sistemas eléctricos de hoy en día son cada vez más eficientes, debido a las largas distancias entre centrales eléctricas y consumidores, incurre en pérdidas energéticas debido a la resistencia existente en las líneas de transmisión al paso del flujo de potencia. Además, la demanda de energía es creciente y aleatoria, por lo que las cargas incrementan sus requerimientos en cuanto a la calidad del servicio y por lo que los sistemas eléctricos actuales deben preocuparse por abastecer dichas necesidades planificando sus expansiones [1].

Debido al gran incremento de demanda por parte del usuario, a la expansión geográfica que estos presentan, al continuo trabajo de la red al estar en los límites físicos, entre otras situaciones; en la actualidad se realizan diseños más cercanos a los puntos de consumo o de trabajo real, ayudando también al aspecto económico y aunque esto beneficie al sistema, son soluciones temporales. Ante esta perspectiva se han buscado opciones para evitar la congestión en las redes y una alternativa lógica e ideal es instalar generación cerca de la demanda, dando paso a *Sistemas de Generación Distribuida (GD)* [2].

6.3. Sistemas de Generación Distribuida

El Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos (CIGRE - por sus siglas del francés Conseil International des Grands Réseaux Électriques), define a la GD como todas las unidades de generación eléctrica con una capacidad máxima de 50MW a 100MW, que están conectadas a la red de distribución, y que no están diseñadas ni despachadas de forma centralizada. Esto implica que la GD no forma parte del control del operador de la red eléctrica de transporte. El IEEE, por otro lado, define la generación distribuida como la generación de electricidad por instalaciones que son lo suficientemente más pequeñas que las centrales generadoras, como para permitir la interconexión en casi cualquier punto de un sistema eléctrico [3].

Las definiciones de GD no son consistentes, pero sin embargo se utilizan términos semejantes para referirnos a ella. Además, en la literatura, términos como generación integrada, generación dispersa,

recursos energéticos distribuidos y generación descentralizada, también se han utilizado en el contexto de GD [4]. La tabla 6.1 muestra los rangos establecidos para la GD.

Tabla 6.1: Concepto de GD

Clase	Tamaño relativo
Micro	1 Watts – 5 kiloWatts
Pequeña	5 kiloWatts – 5 megaWatts
Mediana	5 megaWatts – 50 megaWatts
Macro	50 megaWatts – 300 megaWatts

La industria eléctrica se fundamentó en la generación de energía cerca del sitio del consumo, pero debido al crecimiento demográfico y creciente demanda de bienes y servicios, evolucionó hacia el esquema de *Generación Centralizada*, teniendo la fuente primaria de energía cerca de la central generadora, mientras que los consumidores crecían alrededor de ella. Con el tiempo, la generación eléctrica se estructuró como se conoce actualmente, con elementos capaces de llevar la energía eléctrica a cualquier punto alejado del centro de generación. Bajo este escenario el concepto de generación centralizada fue perdiendo sentido, debido a que las grandes centrales se encuentran en lugares alejadas de las áreas de consumo, pero cerca de la materia prima.

Factores energéticos, ecológicos y de demanda eléctrica a nivel mundial, plantearon la necesidad de buscar alternativas tecnológicas para asegurar el suministro oportuno y de calidad, al igual que el ahorro y el uso eficiente de los recursos naturales. Una alternativa es generar la energía eléctrica lo más cerca posible al lugar del consumo, incorporando la tecnología moderna y un respaldo eléctrico para compensar cualquier requerimiento adicional de compra o venta de energía eléctrica. A esta modalidad de generación eléctrica descentralizada se le conoce como *Generación Distribuida*, o a menudo relacionada con *Generación In-Situ* o *Generación Dispersa* [5]. La figura 6.1 es una comparación gráfica entre la generación centralizada y la generación distribuida o descentralizada.

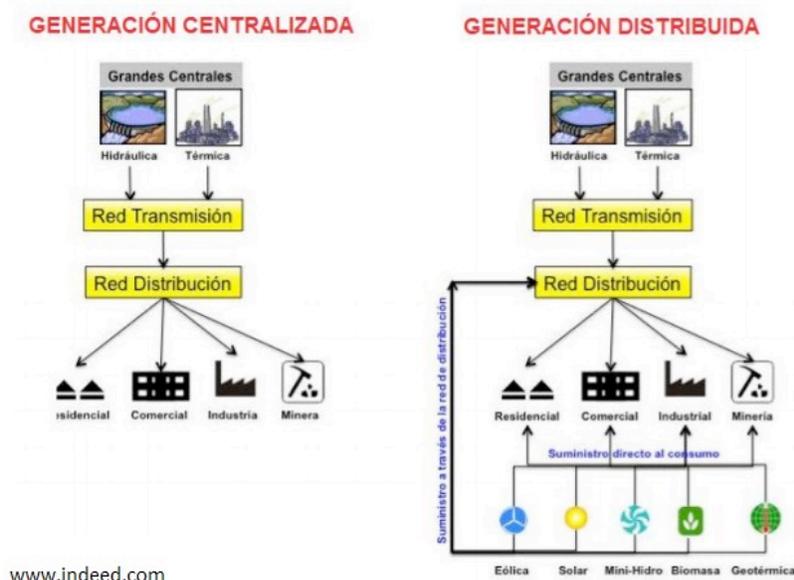


Figura 6.1. Definición gráfica de GD.

6.3.1. Tecnologías de sistemas de generación distribuida

Debido al cambio de un modelo de generación centralizado a un modelo descentralizado y dinámico como la GD, abrió paso a que diversas tecnologías de fuentes de producción de energía eléctrica (DER – Distributed Energy Resources), puedan ser incorporadas a la red principal en cualquier punto de esta, siempre y cuando se encuentren cerca de la carga y puedan realizar intercambio de energía [1]. Dichas tecnologías se dividen en convencionales y no convencionales como lo muestra la figura 6.2. Las primeras son las tecnologías despachables y las segundas se refieren a aquellas que su fuente principal es la energía renovable. Las tecnologías de almacenamiento comprenden aquellos elementos capaces de almacenar energía para hacer uso de ella en un cierto momento de falta de abastecimiento.

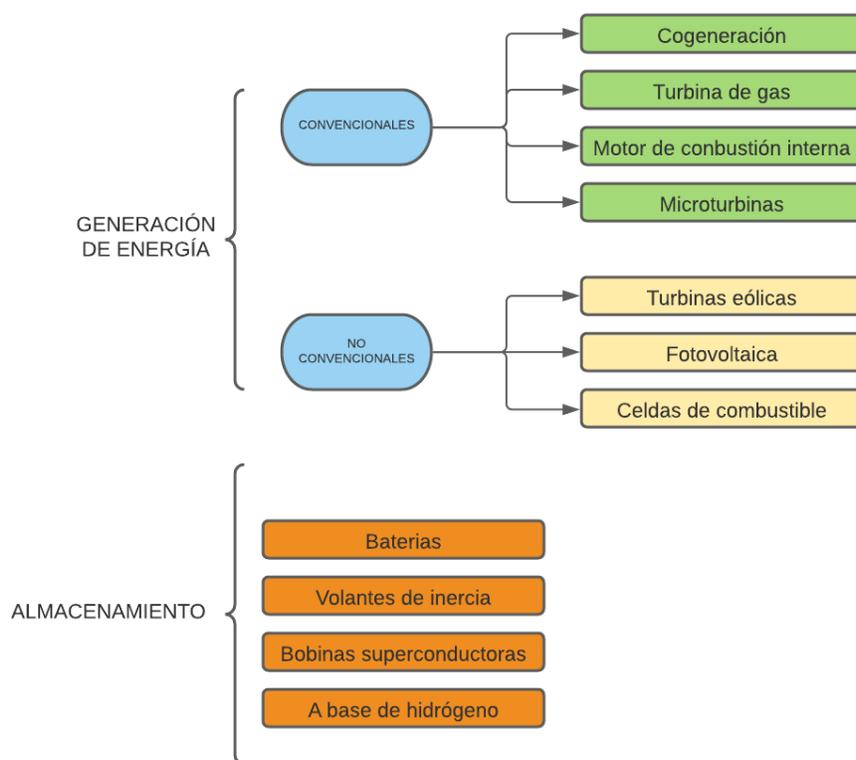


Figura 6.2: Tecnologías de GD. Fuente propia.

6.3.2 Energía Eólica

La energía de las masas de aire es una derivación de la energía solar. Se produce debido a los cambios físicos en las masas de aire y junto con el movimiento de la tierra generan las corrientes de viento. A este aprovechamiento de las masas de aire en movimiento se le conoce como *Energía Eólica*, la cual es una fuente de energía renovable (ER).

Los productos comerciales actuales en su mayoría tienen potencias superiores a los 1.5 MW, también se fabrican e instalan turbinas de 3, 5 y hasta 8 MW. Independientemente de la aplicación, tamaño o

potencia, es necesario contar con ciertos valores como la ubicación geográfica y datos históricos del viento para establecer el nivel de potencia.

La potencia eólica se obtiene al convertir el movimiento de las palas de un aerogenerador en energía eléctrica, es decir, un generador eléctrico movido por una turbina accionada por el viento, haciendo que esta energía cinética se transfiera al generador que la convierte en energía eléctrica. Por lo tanto, se debe conocer un estimado de la velocidad del viento, que es la fuente primaria de generación, para obtener la potencia que entregará dicha turbina.

6.3.2.1. Distribución de Weibull

La velocidad del viento cambia continuamente, a lo cual es necesario conocer la frecuencia de dichas velocidades dentro de un rango específico. Estos valores se obtienen mediante la consulta de la base de datos existentes de años pasados, siendo registrados hora tras hora. De lo anterior se determina el factor de forma k y el factor de escala c (m/s), teniendo gran importancia para aplicar la ecuación de probabilidad y posteriormente la ecuación de distribución de Weibull, para finalmente determinar la potencia eólica. Además de la función de Weibull, la función de Rayleigh es la segunda más usada para describir la frecuencia de la distribución de velocidades del viento.

La figura 6.3 es un ejemplo de los valores de velocidad del viento durante un año en una distribución horaria.

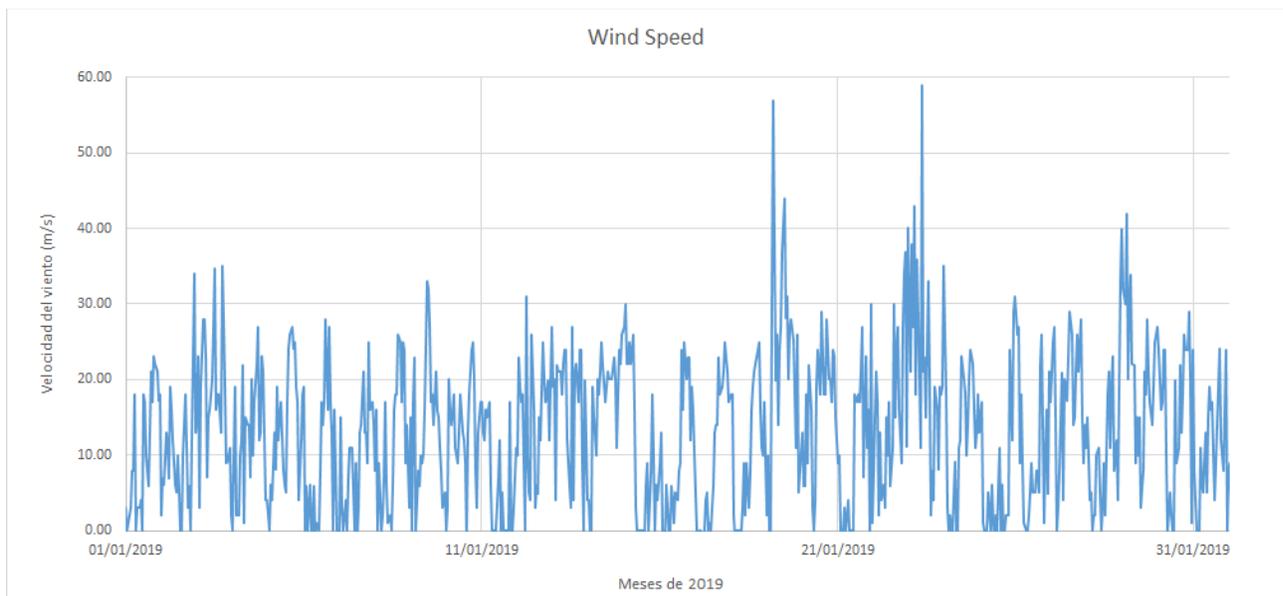


Figura 6.3. Velocidad del viento de un año. Fuente propia.

La función de densidad de probabilidad (PDF - Probability Distribution Function) de Weibull cuya ecuación está dada por los parámetros “ k ” y “ c ” que son los factores de forma y de escala respectivamente [6][7], se representa mediante:

$$f(x) = \frac{k}{c} * \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} * e^{\left(-\frac{v}{c}\right)^k} \quad (1)$$

donde el parámetro de forma “ k ” no cuenta con unidades, obteniéndose de la siguiente manera:

$$k = \left(\frac{\sigma}{v_{prom}}\right)^{1.086} \quad (2)$$

En este caso σ es la desviación estándar obtenida a partir de la gráfica de la velocidad con respecto al tiempo. Para el factor de escala c , las unidades son las mismas de la velocidad (m/s) y está dada por:

$$c = \frac{v_{prom}}{\gamma \left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (3)$$

La gráfica de la figura 6.4 muestra la variación del viento mediante la distribución de Weibull. La función de probabilidad es una aproximación matemática, habiendo siempre diferencias entre la realidad y la aproximación que han de ser evaluadas.

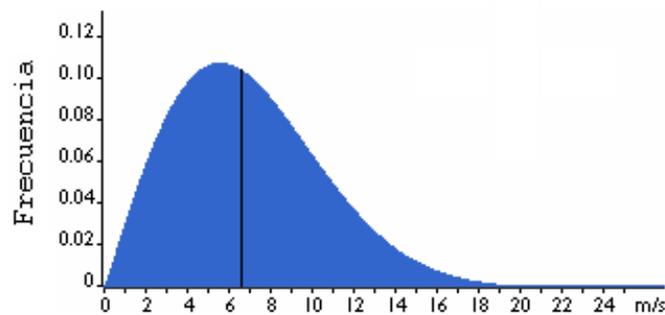
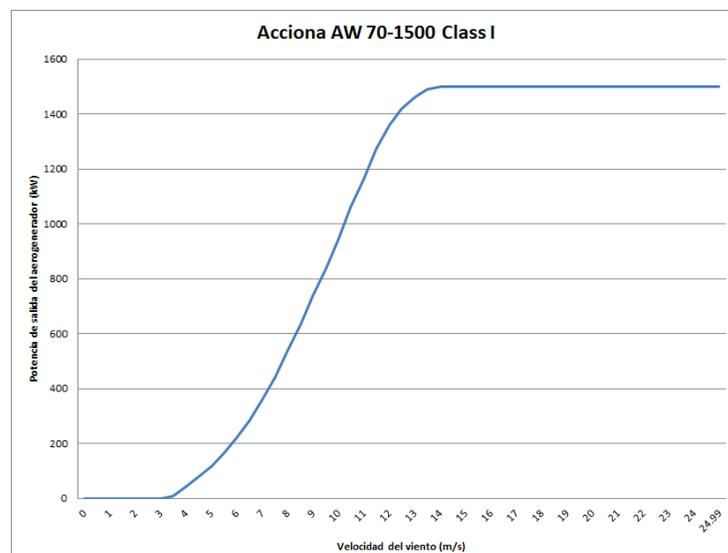


Figura 6.4: Distribución de Weibull.

6.3.2.2. Potencia promedio en el viento

La *Curva de Potencia* de un aerogenerador se representa mediante una gráfica que indica cuál será la potencia eléctrica que está disponible en el aerogenerador con respecto a las diferentes velocidades del viento. Esta es una de las características más utilizadas para describir el comportamiento de un aerogenerador y se obtiene a partir de medidas realizadas en campo.



Fuente: <https://inlportal.inl.gov/>

Figura 6.5. Curva de potencia.

La Curva de Potencia es el método más factible y confiable para el uso de producción anual y es mucho más exacto. Esta curva sumada a la distribución de Weibull nos arroja una potencia estimada promedio a la cual el aerogenerador estará trabajando.

La ecuación 4 muestra la producción de energía eólica:

$$Pot. Eólica = 0.5 * \rho * v^3 * r^2 * \pi \quad (4)$$

siendo ρ la densidad del aire, v la velocidad del viento y r el radio de circunferencia de las aspas. La energía que produce una máquina está definida por la velocidad del viento. Con respecto a la gráfica de la figura 6.5, la velocidad de inicio o de arranque (cut-in-speed) de los aerogeneradores es de 3,5 o 4 metros por segundo. La velocidad nominal (rated speed) a la que alcanzan su potencia nominal o máxima potencia admisible para el generador eléctrico, es entre 13,5 y 14 metros por segundo. La velocidad de corte, parada o frenado (cut-out-speed) se sitúa entre los 20 y 25 metros por segundo. Las turbinas eólicas o aerogeneradores comienzan a girar generalmente, a una velocidad del viento menor a 3 m/s, pero su producción empieza cuando las aspas impulsan al motor a más de 3 a 5 m/s, debido a que alcanzan la velocidad de rotación sincrónica y se produce el acoplamiento del generador eléctrico a la red principal.

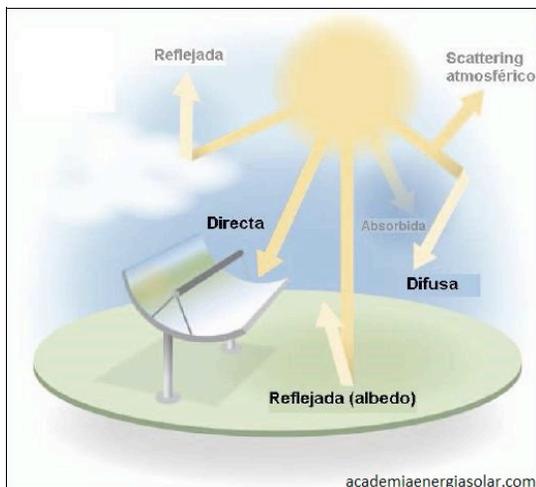
6.3.3 Otras formas de energía

6.3.3.1 Energía Solar

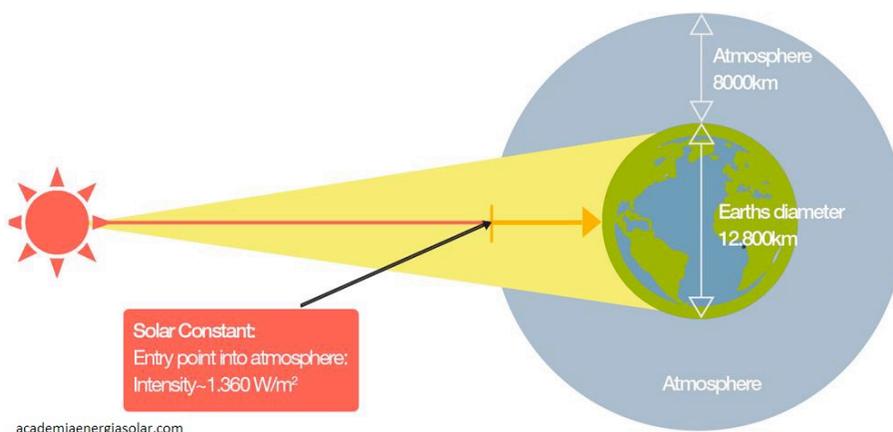
El sol contribuye al 94% de la energía total de la Tierra, siendo actualmente el aporte energético más importante con el que se cuenta. La energía solar es una de las fuentes de energías renovables más fáciles de producir, lo que hace que su uso se esté extendiendo a zonas climáticas con más horas de sol.

Se pueden mencionar algunos beneficios de esta energía, tales como:

- Es una fuente ecológica e inagotable y su transformación en energía térmica o fotovoltaica no produce residuos como las energías fósiles.
- Tiene un menor impacto en el medio. Por ejemplo, los aerogeneradores tienen un impacto negativo en las aves, igual que las instalaciones hidráulicas provocando cierto impacto en la fauna acuática.
- Es re-aprovechable. Aunque depende de la presencia del sol, hay días donde no se cuenta con la presencia de dicha fuente pero gracias al progreso tecnológico, se puede almacenar la energía solar para después transformarla en electricidad según la demanda o consumo, o también para aprovechar los excedentes generados.
- La energía irradiada por el sol se expande esféricamente, de forma que la Tierra únicamente recibe una mínima parte de esta. La figura 6.6 ilustra los tipos de incidencia.



a. Tipos de irradiancia.



b. Energía incidente.

Figura 6.6. Tipos de incidencia solar

La radiación que recibe la superficie terrestre se mide en W/m^2 (watts por unidad de superficie) y se le denomina irradiancia. La radiación global se obtiene como suma de las tres componentes de irradiación: directa, difusa y de albedo. Este valor determina la potencia de salida de los módulos solares.

El Sol produce cierta cantidad de energía constante que, al momento de incidir sobre la superficie terrestre, pierde parte de su potencia debido a distintos factores o fenómenos ambientales. Su valor se determina a través de medidas satelitales de largo plazo que se actualizan continuamente, pero para estudios prácticos el valor a utilizar es:

$$G_{cs} = 1367 \frac{W}{m^2} = 4.92 \frac{MJ}{m^2h} \quad (5)$$

El valor anterior es conocido como *Constante Solar* (G_{cs}) dado en watts por metro cuadrado y es una densidad de flujo que mide la radiación solar por unidad de área. La constante solar incluye todos los tipos de radiación solar. Su valor es una aproximación media de los distintos valores diarios, debido a la variación de distancia que existe entre la Tierra y el sol. Este valor fluctúa, ver figura 6.7.

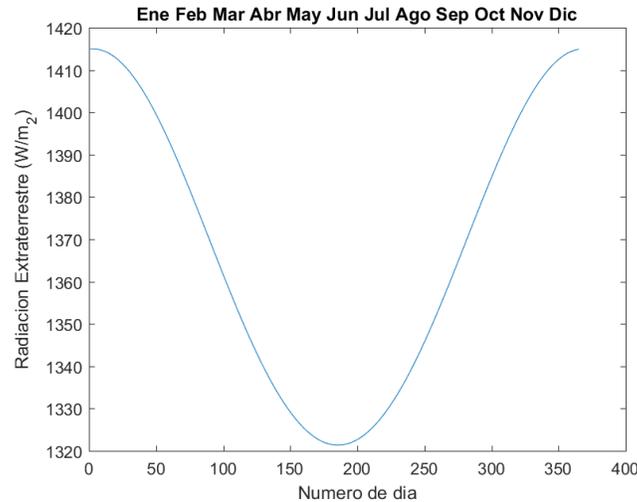


Figura 6.7: Variación anual de la constante solar. Fuente propia.

Esta grafica muestra la cantidad de irradiación en kW/m^2 que se presenta en el año a calcular, y la variación que presenta día a día de ese año. El cálculo del valor para un determinado día del año puede obtenerse según la siguiente ecuación:

$$G_{on} = G_{sc} \left[1 + 0.033 \cos\left(\frac{360n}{365}\right) \right] \left(\frac{W}{m^2}\right) \quad (6)$$

Donde (G_{on}) es la *radiación extraterrestre*. Así mediante dispositivos (módulos solares), captan la radiación solar para producir energía eléctrica. A lo cual, un conjunto de estos módulos forma lo que se conoce como *Sistema Fotovoltaico*.

Un sistema fotovoltaico es el conjunto de dispositivos que aprovechan la energía solar y la convierten en electricidad. Estos sistemas están basados en la capacidad de aprovechamiento que tienen las celdas fotovoltaicas de transformar la luz solar en energía eléctrica.

Hay dos tipos de sistemas fotovoltaicos: autónomos y conectados a la red. La *Instalación fotovoltaica sin almacenamiento (conectado a la red)* son las instalaciones que depende de la red eléctrica, generalmente actúan como sistema de apoyo con respecto a la demanda del usuario, sin embargo en horas pico la energía generada por este sistema es invertida a la red principal; y la *Instalación fotovoltaica con almacenamiento (autónomos)* que, aunque es el mismo principio del anterior, estos dispositivos de almacenamiento permiten consumir la energía cuando sea necesario.

Módulo fotovoltaico: Es el encargado de realizar la transformación energética, obteniendo potencia eléctrica a partir de la irradiancia solar, gracias al efecto fotoeléctrico. La irradiancia estándar se establece en $1000 W/m^2$, la cual es una constante internacional que está cerca del valor promedio de la irradiancia al nivel del mar; al igual que la temperatura estándar en 25 grados.

6.3.3.2. Sistema de almacenamiento de energía

Los sistemas de almacenamiento energía (ESS - Energy Source System) permiten la acumulación de energía durante un determinado instante, para hacer uso de ella en un tiempo posterior. Generalmente, a los sistemas de almacenamiento energético se les conoce como baterías o acumuladores.

Las funciones principales de la batería son:

- Almacenamiento energético durante un tiempo determinado.
- Respuesta rápida en potencia.
- Fijar una tensión de DC.

Las principales ventajas del uso de baterías en sistemas de autoconsumo son:

- Permite independencia total de la red (aunque no es recomendable desconectarse de ella).
- Disponibilidad energética cuando se producen cortes eléctricos en la red.
- Permite aprovechar el excedente fotovoltaico o de cualquier fuente que almacene energía (actualmente de turbinas eólicas).
- Proporciona una tensión de consumo más regular, mejorando así la vida del inversor.

6.3.3.3 Vehículo Eléctrico

El vehículo eléctrico "VE" (figura 5.8) es propulsado por uno o más motores eléctricos, usando energía eléctrica almacenada normalmente en baterías recargables. Los motores eléctricos proporcionan a los automóviles eléctricos un par motor instantáneo, proporcionando una aceleración rápida desde parado y continua. Son también hasta tres veces más eficientes que un motor de combustión interna.



Fuente: www.motormundial.es/riesgo-de-descargas-elctricas-en-caso-de-accidente-de-un-cochee-electrico/2020/11/27

Figura 6.8. Vehículo eléctrico.

La adopción del VE como medio de transporte no sólo favorece a la eliminación o reducción de agentes contaminantes, sino que también perjudican al SEP, a lo que se requiere del desarrollo de una infraestructura. El desarrollo de una *microrred* (MR) puede ayudar en la creación de una infraestructura de carga del VE eficiente sin afectar negativamente el funcionamiento de la red [8].



Figura 6.9. Centro de carga del VE. [16]

Un patrón puede ser definido para predecir el desplazamiento diario del VE, tomando en cuenta el Estado de Carga (SOC – State of Charge) en los tiempos de carga y descarga de la batería (BVE) como lo muestra la figura 6.0 [9].

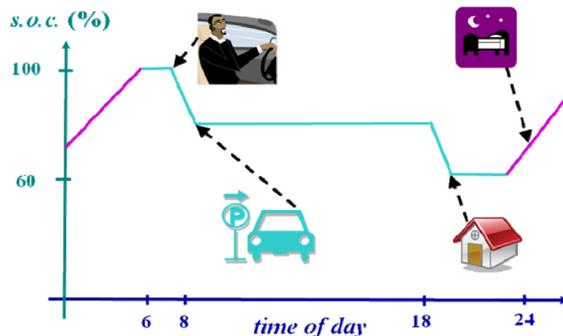


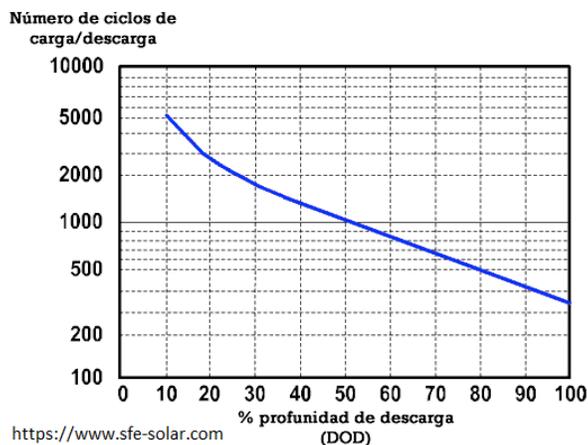
Figura 6.10. Evolución del SOC del VE [17]

Actualmente, el VE se considera como una carga que el usuario inyecta a la red para hacer uso de este, pero debido a su evolución, la BVE puede ser considerada como un aporte de energía hacia la red o hacia el mismo consumo del usuario.

“En México, aproximadamente el 77.8% de la población vive en zonas urbanas, situación que ha generado diversas problemáticas complejas tales como el congestionamiento de tránsito, contaminación del aire, seguridad energética y los efectos del calentamiento global. A nivel internacional, México ha adquirido el compromiso de reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) provenientes del sector transporte en un 21% para el año 2030” [10].

Estado de carga (SOC): El estado de carga o SOC (State of charge) es un indicador de la energía almacenada en una batería. Este indicador se expresa en porcentaje, variando de 0 a 100. Cuando el SOC es igual a 100% significa una carga completa de la batería, a lo contrario de 0% indicando una descarga completa. Cada batería (según su tecnología) tiene una curva de descarga (DOD - Deep Of Discharge) DOD vs No. ciclos determinada. A mayor profundidad de descarga, menor vida útil de la batería.

La vida útil se define como el número de ciclos de carga/descarga que es capaz de soportar la batería. Esto se puede graficar como lo indica la figura 6.11.



<https://www.sfe-solar.com>

Figura 6.11. Curva de descarga. (www.sfe-solar.com).

La capacidad de las baterías se determina por la ecuación 5.7, la cual determina la potencia en kWh que una batería puede abastecer hacia la carga que será conectada. Hay dos términos que se deben considerar, la capacidad máxima de la batería según su construcción que es dada por la capacidad bruta (CB) y la capacidad que puede aprovecharse para almacenar dicha energía de las fuentes renovables que es la capacidad neta (CN).

La CN es menor siempre que la CB, y cuanto más cercanos sean ambos valores, más eficiente será el conjunto de las baterías.

$$CB = \frac{CN}{DOD} \% \quad (7)$$

Las baterías emplean los Ah como medida de capacidad, esto quiere decir que las baterías de autoconsumo pueden ser capaces de descargar a tal cantidad de amperes por hora. El cálculo del número de baterías es con base en la demanda del usuario y en la producción de la fuente generadora que portara la energía a almacenar.

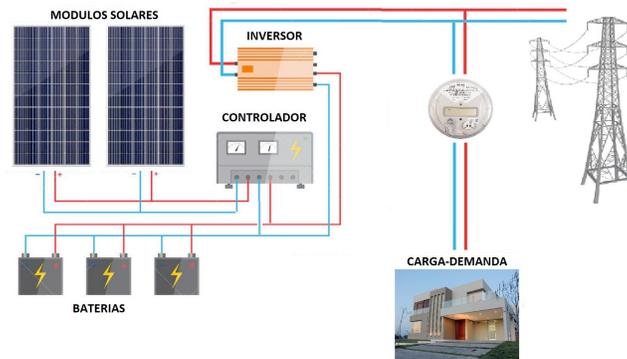


Figura 6.12: Esquema de un sistema fotovoltaico con baterías. Fuente propia.

La figura 6.12 muestra el sistema generador con baterías comúnmente instalado.

El SOC de una batería de almacenamiento se calcula mediante la ecuación 6.8. Teniendo sus máximos y mínimos.

$$SOC(t) = SOC(t - 1) + \eta_c \sum_{t=1}^T P_{bc}(t) - \frac{1}{\eta_d} \sum_{t=1}^T P_{bd}(t) \quad (8)$$

Donde el SOC se calcula dependiendo del estado de carga anterior de la batería incluyendo su eficiencia en estado de carga (η_c) como la eficiencia en estado de descarga (η_d).

Con respecto a las BVE, el SOC es tratada como una batería de almacenamiento de energía para fuentes generadoras, por lo tanto, la ecuación 6.9 puede ser utilizada con el mismo fin.

La distancia recorrida por el vehículo en el transcurso del día juega un papel importante con relación a la duración de la carga (tcd) de "n" vehículo eléctrico, siendo definida como:

$$tcd = \frac{d * e^{100}}{100 * P_{ve} * \eta_{ev}} \quad (9)$$

Donde “ d ” es la distancia recorrida por el vehículo, “ e ” es la energía consumo por 100km, η_{VE} es la eficiencia del VE y PVE es la potencia de carga máxima. Esta ecuación toma en cuenta el tiempo que dura la carga de la BVE debido a la distancia que el usuario ha recorrido [9][11]. Teniendo así un cálculo de estado de carga con respecto a la distancia recorrida (ec.6.10).

$$SOCE(t) = SOCE(t-1) - SOCE(t) * \left(1 - \left(\frac{dist}{dt}\right)\right) \quad (10)$$

6.4 Microrredes

Una microrred (MR) comprende una porción de la red de distribución que contiene un conjunto de cargas de energía eléctrica, GD de distintos tipos, sistemas de almacenamiento de energía, con características y capacidades distintas. La principal función de una MR es generar electricidad para abastecer los requerimientos que presenta el usuario. La figura 6.13 muestra la estructura base que conforma una MR, al contar el usuario con un sistema de generación en su residencia y formar parte de un conjunto, donde se tiene un punto de unión entre la red y estos sistemas, es lo que conocemos como una MR.

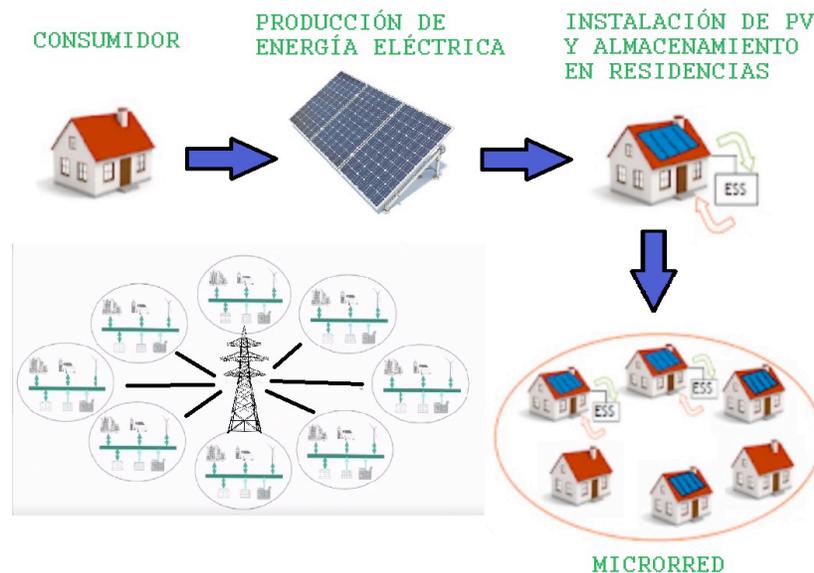


Figura 6.13. Estructura básica de una MR. Fuente propia.

El punto de conexión a la red de distribución se denomina punto de acoplamiento común (PAC), el cual permite una transición suave entre los modos “conectado” – “desconectado”, además de permitir el intercambio de energía a la red de distribución. La MR puede también trabajar de una manera aislada de la red principal en caso de regiones a las cuales el sistema de transmisión no pueda llegar, este modo se denomina modo aislado o isla.

Algunas ventajas de este sistema son:

- La MR puede considerarse como una central convencional, brindando servicios a la red a la que se encuentre conectada.
- Durante las fallas de la red principal, el usuario no presentará algún problema de continuidad.
- La MR permite la entrada de diversos tipos de generación de energía en la red.
- Se reducen las pérdidas de transmisión.

6.5 Modelamiento de una microrred

A partir de la inclusión de diferentes GD y de la agrupación de estas en un espacio cercano a la fuente generadora, se forma una MR con el propósito de optimizar estos recursos, costos y potencia que otorgan beneficio al usuario.

Para instalar algún tipo de GD en zonas residenciales, comúnmente solo se requiere de pocos factores para el dimensionamiento de estos, tal como lo es la potencia a suministrar y cantidad de elementos a requerir o la capacidad que puedan presentar. Sin embargo, existen diferentes métodos de análisis para un modelamiento más preciso, tomando en cuenta valores con respecto a la posición del sol, declinación solar, hora solar pico, constante solar y datos de la ficha técnica del panel solar, velocidad del viento, factor de forma y escala, potencia de carga/descarga, estados de carga/descarga de las baterías y distancia recorrida.

6.5.1 Módulos fotovoltaicos

En un sistema fotovoltaico (figura 6.14) sus cálculos están dimensionados para abastecer de manera adecuada la demanda del usuario cuando la red presente algún tipo de falla. La salida nominal máxima del panel fotovoltaico comúnmente lo da el fabricante en su ficha técnica. Para la estimación de carga a demandar previamente se realiza un estudio de calidad de energía para establecer un parámetro de carga o simple los valores registrados de la compañía eléctrica.

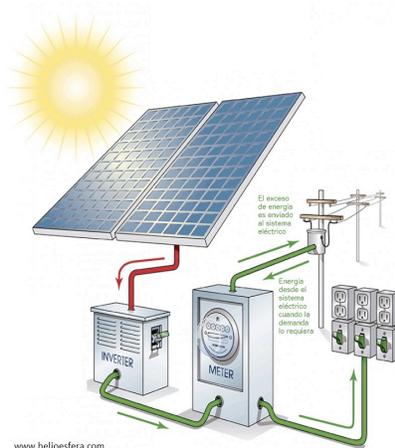


Figura 6.14. Estructura de un sistema fotovoltaico (www.helioesfera.com).

La suma de la radiación del haz (directo) y radiación difusa da como resultado la radiación solar total. La producción de energía en los sistemas solares depende del índice de irradiación, la cual varía por zona. Un método aceptable para calcular tal radiación es mediante las ecuaciones empíricas de Hottel y Liu Jordan [12], que dan como resultado la transmitancia atmosférica para radiación directa y la transmitancia atmosférica para radiación difusa, respectivamente.

El método de Hottel permite estimar la radiación global. Este modelo expresa la transmitancia atmosférica para la radiación directa τ_b , en función del ángulo cenital ϑ_z , de la altura sobre el nivel del mar A , en kilómetros, y del tipo de clima (ec.6.11).

$$\tau_b = a_0 + a_1 * e^{\frac{-k}{\cos \vartheta_z}} \quad (11)$$

donde a_0 , a_1 y k son parámetros que dependen de la altura sobre el nivel del mar (A) de la zona geográfica a analizar.

- $a_0 = r_0[0.4237 - 0.00821(6 - A)^2]$
- $a_1 = r_1[0.5055 - 0.00595(6.5 - A)^2]$
- $k = r_k[0.2711 + 0.01858(2.5 - A)^2]$

Los valores de r_0 , r_1 y r_k están dadas en la tabla 6.2, para distintos tipos de clima.

Tabla 6.2. Fuentes de DG instaladas.

Tipo de clima	r_0	r_1	r_k
Tropical	0.95	0.98	1.02
Verano, latitud media	0.97	0.99	1.02
Verano, subártico	0.99	0.99	1.01
Invierno, latitud media	1.03	1.01	1.00

La constante solar permite obtener los W/m^2 . The World Radiation Center (WRC) adoptó un valor de 1367 W/m^2 con una incertidumbre del orden del 1%.

La ecuación 6.12 proporciona un resultado más preciso ($\pm 0.01\%$):

$$G_{on} = G_{cs}[1.000110 + (0.034221 * \cos B) + (0.001280 * \sin B) + (0.000719 * \cos 2B) + \dots + (0.000077 * \sin 2B)] \quad (W/m^2) \quad (12)$$

Los valores de las dos diferentes irradiancias (radiación directa (G_{bn}) y radiación difusa (G_{dn})) dadas como resultado mediante el método ya antes mencionado, se utilizan para encontrar el dato de la irradiancia total (G_{tn}), con la ecuación 6.13:

$$G_{tn} = G_{bn} * G_{dn} \quad \frac{W}{m^2} \quad (13)$$

Dando como resultado el nivel de radiación total de un día específico del año (figura 6.15).

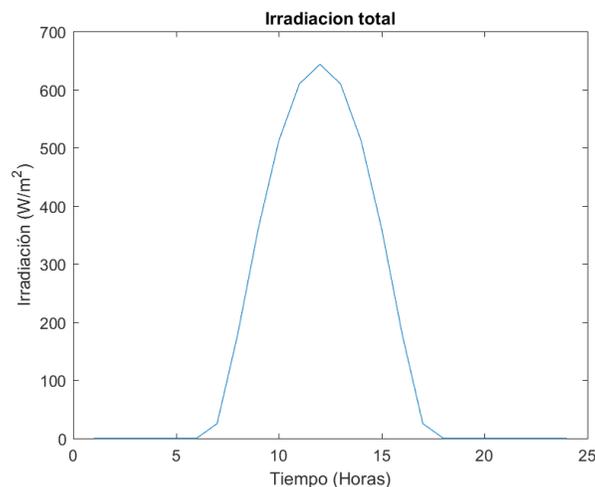


Figura 6.15. Irradiación solar total.

La potencia de salida del módulo fotovoltaico puede ser calculado si se conoce la cantidad de energía incidente sobre él, la eficiencia, área y la cantidad de unidades. La potencia de salida del módulo fotovoltaico depende de la energía solar, irradiancia y temperatura ambiente del sitio, así como las características del propio módulo. La potencia está dada por las siguientes ecuaciones:

$$T_m = T_a + G_{tn} \left(\frac{NOCT-20}{G_{tNOCT}} \right) \quad (14)$$

$$I_m = I_{sc} \left[\left(\frac{G_{tn}}{G_{tSTC}} \right) + \left(1 + \left(\frac{TI_{sc}}{100} \right) * (T_m - 25) \right) \right] \quad (15)$$

$$V_m = V_{oc} - \left[\left(\frac{TV_{oc}}{100} \right) * (T_m - 25) \right] \quad (16)$$

$$FF = V_{mp} * \left(\frac{I_{mp}}{V_{oc}} \right) * I_{sc} \quad (17)$$

$$P_{pv}(t) = FF * V_m * I_m * NM \quad (18)$$

donde:

- T_m = Temperatura del módulo en grados Celsius.
- T_a = Temperatura ambiente en grados Celsius.
- G_{tn} = Irradiación Total (W/m²) ent.
- G_{tNOCT} = Normal Operation Cell Temperature (800W/m²).
- G_{tSTC} = Standard Test Condition (1000W/m²).
- I_{sc} = Corriente de corto circuito del módulo en Amp.
- V_{oc} = Voltaje de circuito abierto del módulo en volts.
- TI_{sc} = Coeficiente de temperatura de corriente en grados Celsius.
- TV_{oc} = Coeficiente de temperatura de voltaje en grados Celsius.
- FF =Factor de llenado.

La cantidad de módulos (NM) está relacionado con la potencia de cada módulo. El número de módulos a instalar está dado por la ecuación 19.

$$NM = \frac{P_{kwp}}{P_{módulo}} \quad (19)$$

donde P_{kwp} es la potencia que deberá suministrar los paneles, referenciado a la Hora Pico Solar (HSP) de la zona a instalar y $P_{módulo}$ la potencia de cada módulo.

La potencia de salida presenta un comportamiento similar a la figura 6.16.

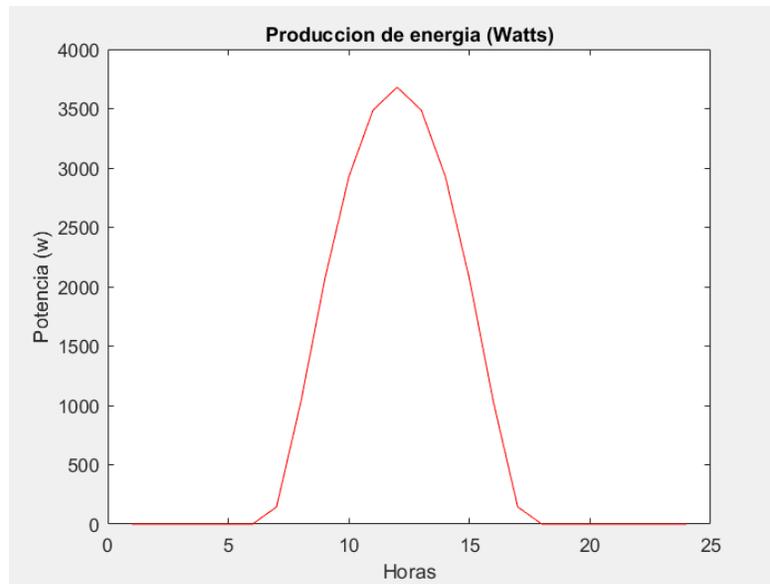


Figura 6.16. Potencia estimada de los módulos.

6.5.2 Turbina Eólica

La salida de la potencia eólica está basada en la incertidumbre que presenta la velocidad del viento en una región. La probabilidad de ocurrencia de una velocidad del viento, cuya expresión analítica está dada por la distribución de Weibull [13]. La curva de potencia es el método más factible para el uso de producción anual y es mucho más preciso.

La energía (E) que produce una turbina eólica es el resultado de la suma de todos los productos de las potencias (P_i) que se entrega en cada intervalo de tiempo (t), en donde cada intervalo su duración se representa en horas, durante un período dado (día, mes, año, según se desee calcular).

$$E = P_i * t \quad (20)$$

donde P_i es la potencia a la que trabaja dicha turbina en el intervalo de t , en kW.

La distribución de Weibull se utiliza para la probabilidad o frecuencia de la velocidad de viento en un tiempo dado. Se obtienen datos registrados en una región donde se planea la instalación de los aerogeneradores, con el uso de un anemómetro o en base a datos históricos de años pasados como el ejemplo de la tabla 6.3.

Tabla 6.3. Velocidades registradas en un mes en forma horario. Fuente propia.

Día	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	24:00
1	2.98	0.00	0.99	3.01	8.00	8.00	18.03	0.00	2.99	3.00	4.03	0.00	17.99	16.98	9.93	5.98	13.00	21.01	16.99	23.01	21.99	21.00	17.11	18.04
2	2.00	6.99	6.00	12.97	10.98	7.00	18.97	15.99	12.02	6.02	5.00	10.01	4.99	0.00	0.00	9.98	17.96	11.02	3.00	5.99	0.01	12.02	34.00	13.00
3	15.03	23.00	2.99	18.99	27.96	28.01	22.95	7.0057	14.97	16.00	20.04	27.00	34.77	16.00	17.98	18.00	12.99	34.99	28.02	19.03	9.01	9.08	10.91	1.99
4	0.00	10.00	19.04	2.02	2.00	10.00	12.02	21.98	1.00	15.00	14.00	13.98	7.00	20.01	10.01	17.01	21.98	26.99	12.04	12.99	23.02	21.01	4.00	4.00
5	2.00	0.00	6.00	4.05	12.99	8.01	19.00	12.00	14.97	17.02	7.97	6.00	5.00	16.97	24.02	26.00	26.88	24.05	24.96	18.98	17.02	4.00	11.98	18.00
6	18.99	0.00	5.98	0.00	6.00	0.00	-0.00	5.98	-1.00	1.00	0.00	7.98	16.99	14.03	17.06	27.97	15.99	26.94	17.03	13.02	0.00	16.00	0.00	0.00
7	0.00	15.01	3.00	0.00	4.00	-0.00	7.00	11.01	10.99	11.00	0.00	8.99	-0.98	3.00	13.00	14.00	21.03	13.02	13.00	8.96	25.01	16.01	17.00	13.97
8	7.98	16.00	0.00	9.00	0.00	2.01	6.99	17.00	6.00	1.00	2.01	0.00	6.01	15.99	18.01	18.00	25.93	25.02	17.00	25.01	23.99	9.00	14.02	3.00
9	15.00	0.00	16.99	22.97	0.00	7.97	5.98	9.99	8.99	10.06	16.06	33.00	31.97	26.99	17.07	17.97	14.00	21.02	15.93	14.98	11.00	8.00	3.00	4.98
10	0.00	3.00	19.99	15.92	14.06	17.98	10.98	9.98	8.96	12.99	17.99	13.02	12.02	8.99	-0.99	13.03	17.96	24.00	24.96	20.00	8.05	2.99	13.01	17.00
11	17.00	12.99	12.01	15.99	14.98	16.99	5.98	0.00	0.00	0.00	7.00	11.99	0.00	5.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	16.99	0.00	0.00	3.00	11.00
12	9.98	22.98	19.02	17.04	18.00	0.00	30.98	9.99	5.00	3.98	25.99	16.01	3.00	5.95	4.97	15.02	11.99	25.00	20.09	17.00	18.00	19.96	11.95	26.95
13	19.01	19.98	4.01	21.97	20.99	21.03	18.00	22.01	24.00	23.96	12.07	5.98	3.00	26.99	4.11	21.00	22.00	17.00	23.99	23.93	9.00	0.00	19.95	4.02
14	3.98	0.00	0.00	19.01	15.00	10.00	19.98	17.98	21.01	24.98	21.99	17.05	19.00	21.01	19.98	19.98	19.99	22.99	19.99	10.99	18.00	23.99	21.99	26.00
15	26.99	30.00	22.00	22.01	24.99	22.01	25.93	15.99	3.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.98	8.99	0.00	7.99	17.99	5.98	0.00	6.00	4.00
16	9.00	12.99	0.00	-0.00	-0.99	5.99	0.00	0.02	5.99	4.00	1.01	5.02	4.00	8.00	8.99	24.00	16.00	24.95	20.00	22.98	22.97	11.98	18.98	16.00
17	5.11	0.00	-0.99	-0.00	0.00	-0.99	0.00	4.01	5.07	0.00	1.00	0.00	5.98	13.01	14.00	13.97	22.97	18.07	19.03	21.01	25.00	23.00	20.98	16.98
18	18.00	18.00	2.00	-0.99	0.00	0.00	0.00	0.00	2.99	8.99	2.11	8.94	3.00	5.02	8.00	16.02	19.04	21.00	21.99	23.99	24.97	15.95	11.00	17.00
19	2.00	9.98	0.00	0.00	30.97	56.87	19.96	26.01	14.04	23.97	26.98	36.96	44.04	28.07	30.97	20.03	26.87	27.94	25.04	17.98	11.04	26.02	5.00	7.99
20	12.96	5.97	5.97	17.98	9.00	21.92	16.01	3.01	0.00	3.96	18.99	23.96	18.02	28.97	23.01	18.03	17.98	27.95	19.98	20.00	17.00	24.00	23.00	14.94
21	8.98	9.99	0.00	0.00	0.00	3.00	0.00	3.99	0.00	-0.00	0.00	0.00	18.02	16.99	17.99	16.99	21.02	26.96	7.02	23.00	11.01	16.00	0.00	30.02
22	1.02	15.00	20.99	16.99	2.00	12.97	3.99	6.00	2.97	15.02	10.03	16.99	5.97	10.93	29.98	14.98	24.00	26.96	16.00	9.01	26.99	33.98	36.89	11.13
23	40.02	21.05	37.97	26.98	42.93	18.10	35.95	20.02	11.00	58.94	21.00	22.97	15.00	33.00	19.97	2.00	8.01	4.00	18.99	16.03	8.02	18.99	17.99	18.99
24	34.98	17.97	2.99	0.00	2.00	0.00	0.00	9.03	0.00	-0.00	10.97	12.00	23.02	20.00	18.03	10.00	14.01	19.99	23.98	22.01	15.96	10.96	13.00	18.02
25	13.00	17.00	1.00	0.00	0.00	0.00	5.01	0.00	6.02	1.00	-0.99	2.00	0.00	10.97	0.00	5.99	0.00	0.00	2.01	1.99	24.00	16.96	12.02	28.99
26	31.00	25.94	27.00	9.00	17.99	8.94	0.99	0.00	0.00	2.02	4.99	8.99	4.99	4.99	8.00	8.00	4.99	21.98	25.97	1.01	10.04	16.00	4.96	21.03
27	17.04	24.97	27.00	15.01	0.00	3.01	8.00	20.95	4.06	20.00	18.99	17.16	22.97	28.99	25.97	14.05	15.02	21.02	26.01	21.02	27.96	15.01	9.00	14.00
28	10.97	15.06	4.00	4.99	0.01	2.00	1.99	9.99	10.98	4.98	0.00	3.00	8.93	2.00	17.97	21.00	11.00	19.04	23.02	8.00	12.00	4.00	18.97	33.00
29	39.98	32.02	30.02	41.94	20.02	30.00	33.88	22.01	21.97	9.02	15.05	10.00	14.96	2.99	8.02	21.02	18.01	28.00	21.00	16.98	13.95	18.96	24.99	25.99
30	26.93	24.00	16.01	17.00	23.98	23.99	10.00	0.00	5.03	2.01	-0.00	0.00	19.96	9.00	10.97	21.98	12.99	18.02	26.03	24.01	23.99	28.94	20.01	0.99
31	23.99	7.96	0.00	0.00	0.00	11.02	6.00	4.98	13.01	5.01	14.90	19.02	15.98	17.00	4.00	8.00	14.01	19.00	24.02	11.96	7.98	16.00	23.94	0.00

Este tipo de energía presenta cierta incertidumbre en su generación debido a la velocidad del viento. Al realizar mediciones de la velocidad del viento en intervalos de por lo menos 1 año, la función de distribución de probabilidad de Weibull presenta gran aceptación para describir las curvas de frecuencia [14].

El análisis de la velocidad de viento de un sitio permitirá calcular la velocidad promedio, ráfagas de viento, entre otros. Con estos datos ahora se pueden empatar con la curva de potencia de un aerogenerador y hacer la estimación de producción de energía de una turbina eólica. Este proceso consiste en la multiplicación de potencia por tiempo (energía).

La distribución de Weibull permite conocer con exactitud la probabilidad de ocurrencia de una velocidad de viento en un sitio específico. Con estos valores de ocurrencia obtenidos de Weibull se puede estimar la producción anual de energía para un generador eólico.

La salida de potencia de una turbina eólica depende de la velocidad del viento, donde PWT es la potencia de salida de la turbina dada en watts (W), y v_{cut-in} , $v_{cut-out}$ y v_{rated} son las velocidades de arranque, corte y nominal, respectivamente, en m/s.

Cuando se modelan los datos de las velocidades del viento por medio de la función de densidad de probabilidad $f(v)$, se establece un modelo estadístico que describe dichos datos. Relacionando estos datos con la potencia promedio del viento (P_w), que pasa en dirección perpendicular a un área A , la potencia está dada por:

$$P_w = 0.5A\rho \sum_0^{\infty} v^3 f(v)dv \quad (21)$$

donde ρ es la densidad promedio del aire. La potencia en el viento para alguna velocidad particular (v) es dada por $\frac{A\rho v^3}{2}$.

Se establece el ajuste de la curva de potencia (figura 6.17)

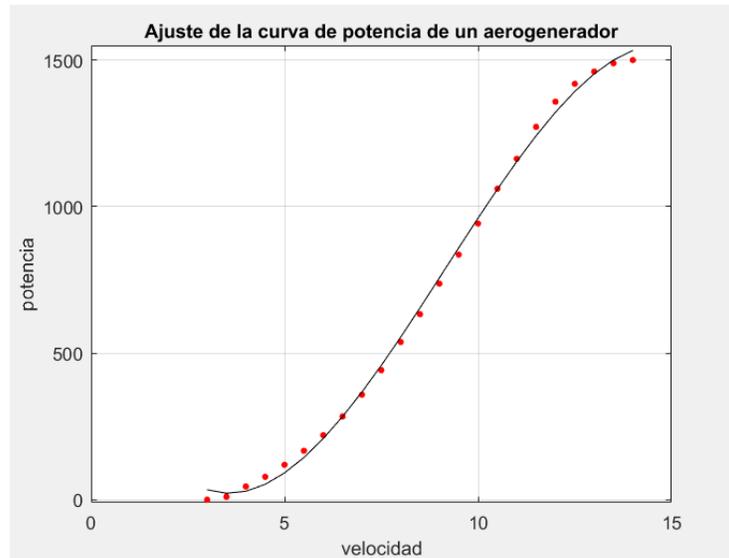


Figura 6.17. Ajuste de la curva de potencia.

La característica de potencia de salida de una turbina eólica (P_{wt} en términos de velocidad del viento) referente a la velocidad en que se mueve la turbina del aerogenerador (v_w) está dada por:

$$P_{wt} = \begin{cases} 0 & v_w < v_{cut-in} ; v_w > v_{rated} \\ P_{wt_{max}} \left(\frac{v_w - v_{cut-in}}{v_{rated} - v_{cut-in}} \right) & v_{cut-in} \leq v_w \leq v_{rated} \\ 0 & v_{rated} = v_w \end{cases} \quad (6.22)$$

6.5.3 Sistema de Almacenamiento de Energía

El sistema de almacenamiento de energía es un conjunto de baterías electroquímicas conectadas eléctricamente a una fuente de energía y a la carga que juega un papel importante en la gestión de una MR interconectada debido a que puede mejorar el rendimiento y la eficiencia económica de las mismas. Para tener un funcionamiento óptimo y aumentar la vida útil de la batería, deben tomarse en cuenta las siguientes limitaciones [15]:

- La tasa de carga y descarga de la batería en cada intervalo de una hora de todo el periodo de operación debe estar en un límite estimado.
- El estado de carga (SOC) no debe violar el valor máximo y mínimo predeterminados.

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max} \dots \forall t \in T \quad (23)$$

- La batería está autorizada para cambiar su estado de carga y descarga solo una vez por periodo de operación en el lapso determinado.

La capacidad máxima de la batería $E_{max} S$, y las tasas máximas de carga y descarga como $P_{max} c$ y $P_{max} des$, respectivamente. En la práctica, una descarga completa de electroquímicos de la batería reducirá su vida útil. Por lo tanto, la batería debe tener la capacidad mínima de energía que se define como $E_{min} S$. Ahora, si $ES(t)$ es la carga de almacenamiento en la hora t , entonces el estado de carga del almacenamiento se puede expresar con la siguiente ecuación:

$$E_{min} S \leq ES(t) \leq E_{max} S \quad (24)$$

donde $ES(t)$ es la energía almacenada en las baterías en un momento t , estableciendo los límites en su capacidad con $E_{min} S$ y $E_{max} S$, límite mínimo y máximo respectivamente.

Haciendo referencia a la capacidad de energía de la batería, la ecuación 7.5 indica el concepto de preservación de energía, teniendo así una relación de carga y descarga.

$$\frac{1}{\eta_d} \sum_{t=1}^T P_{bd}(t) + \eta_c \sum_{t=1}^T P_{bc}(t) = 1 \quad (25)$$

6.5.4 Vehículo eléctrico

En los últimos años, existe una tendencia creciente hacia el uso y adopción de VEs debido al agotamiento de combustibles fósiles y la creciente preocupación por el medio ambiente. La adopción de vehículos eléctricos como medio de transporte alternativo requiere el desarrollo de una infraestructura de carga. Sin embargo, mayor penetración de la infraestructura de carga para la red existente puede crear muchos problemas operativos.

Cuando los VEs están conectados a la red, se puede analizar la energía bajo las limitaciones del estado de carga del vehículo ($SOCE$) requerido, incluyendo el valor $SOCE$ demandado de los usuarios, el cobro y límites de tiempo de carga/descarga.

La demanda de carga de un VE está asociada con muchos factores, como el $SOCE$ inicial de la batería, la potencia de carga/descarga (PEC , PED), la hora de inicio de la carga y la duración del complemento. Los VEs actualmente funcionan en dos modos eléctricos, lo que quiere decir, que esta tecnología puede brindar energía a la red si se necesitara o como simple carga.

Además de la función de carga/descarga que se presenta en su uso como una batería de almacenamiento, hay que tomar en cuenta el consumo que tiene dicho elemento debido a su recorrido por parte del usuario.

$$SOCd = 1 - \frac{dist}{dt} \quad (26)$$

donde $SOCd$ representa el consumo que tuvo el VE debido a la distancia que realizó en el día ($dist$), esto con respecto a la distancia total (dt) que puede realizar.

6.6 Programación de la operación de microgeneración eólica en múltiples microrredes

Como se vio anteriormente, para las plantas eólicas, la velocidad del viento puede ser modelada por la distribución de probabilidad de Weibull ; en cuanto a las plantas solares, la irradiancia depende del lugar geográfico en el cual se ubica la misma y asimismo la función de distribución de probabilidad puede ser modelada por una distribución Beta, Weibull o una distribución Log-normal. Finalmente, el comportamiento del caudal del río para las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) se puede modelar mediante la distribución de Gumbel.

Al conseguir un modelo del comportamiento de la disponibilidad de los recursos primarios para estas tecnologías es posible programar una cantidad de potencia. Sin embargo, el generador estocástico podría tener diferencias entre la potencia real despachada ($W_{av,i}$) y la potencia programada ($W_{s,i}$) por el operador del sistema; lo que lleva a considerar el costo de incertidumbre ya sea por conceptos de subestimación ($W_{s,i} < W_{av,i}$) o sobrestimación ($W_{s,i} > W_{av,i}$).

A partir de lo anterior, se pueden determinar las funciones de Costo de Incertidumbre (UFC por sus siglas en inglés) que corresponden a la suma de los costos por subestimación ($C_{u,i}$) y los costos por sobrestimación ($C_{o,i}$) de la siguiente forma:

$$UCF = C_{u,i}(W_{s,i}, W_{av,i}) + C_{o,i}(W_{s,i}, W_{av,i}) \quad (27)$$

6.6.1. Naturaleza de la función de Costo de Incertidumbre

La incertidumbre sobre la disponibilidad de potencia instantáneas que caracterizan a las fuentes de energía solar, eólicas e incluso en las pequeñas centrales hidroeléctricas; sobre los sistemas de energía eléctrica que le apuestan a su incorporación, producen un cambio en la forma en la cual los modelos de despacho económico son empleados, de tal forma, que es necesaria la utilización de los modelos estocásticos.

De esta manera se pueden obtener las funciones analíticas del costo de incertidumbre para estas tecnologías; mediante la formulación de matemática de valor esperado de dicho costo, considerando funciones de distribución de probabilidad para cada una de las fuentes primarias.

La validación de estas se ha realizado a través de simulaciones de Monte Carlo. Cada función de costo de incertidumbre encontrada está compuesta por dos partes, Costo por subestimación ($C_{u,i}$) y los costos por sobrestimación ($C_{o,i}$).

6.6.2. Modelación polinómica y cuadrática de la función de costo de incertidumbre

Las funciones de costos de incertidumbre se pueden representar como funciones polinómicas, pero no cuentan con la forma clásica de las funciones de costo en los modelos de despacho económico (cuadrática):

$$CGi(PGi) = \alpha i + \beta iPGi + \gamma i[PGi][PGi] \quad (28)$$

Al realizar el ejercicio con diferentes valores de potencia nominal W_r de microgeneradores eólicos el comportamiento de la función del costo de incertidumbre es como se muestra en la siguiente figura 6.18:

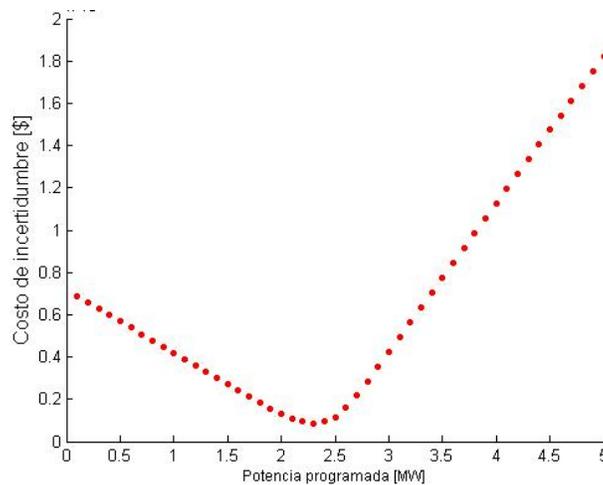


Figura 6.18. Comportamiento de la función Costo de Incertidumbre

A partir de esta información, es posible lograr un modelado de la función de costo de incertidumbre que tenga una estructura polinomial tomando como variable independiente la potencia programada y su aproximación cuadrática.

6.6.3. Programación de la operación de microrredes múltiples, comparación entre generación tradicional y microgeneración eólica

En esta sección se presentan los resultados de un algoritmo de optimización para minimizar el costo global de un sistema de microrredes interconectadas que pueden intercambiar energía entre sí (los códigos utilizados son de Open Access en "code ocean").

El algoritmo presenta una serie de características nuevas destinadas a mejorar la robustez y la velocidad en el cálculo de la generación de las microrredes cuando unas de ellas cambian de carga eléctrica. Se supone que el horizonte de tiempo es de una hora y que la carga eléctrica es constante durante este tiempo.

De esta manera, el script, llamado "*mai*" resuelve el problema de optimización del intercambio de energía para configuraciones diferentes de las microrredes (interconectadas todas entre ellas: full, interconectadas en línea: line, interconectadas en anillo: ring, interconectadas en estrella: star). Específicamente, este script lee el archivo de entrada, configura el sistema y resuelve el problema de optimización de forma iterativa. En cada iteración, primero, las microrredes resuelven sus problemas locales para un conjunto determinado de precios de energía y en segundo lugar, los precios se actualizan para la siguiente iteración después de comparar las ofertas de venta/compra de energía de las microrredes.

El aporte de esta sección es que se considera dos tipos de microrredes, una con generación tradicional (U12) y unas con generación microeólica (microeolo)

El script *“local_problem”* resuelve el problema de optimización local en una única microrred. La entrada principal es el conjunto de precios, mientras que las salidas funcionales son las ofertas de la microrred para vender y comprar energía hacia y desde otras microrredes.

El script *“create_cost_function”* devuelve identificadores de función a una función de costo de generación/transmisión (en USD/h), su derivada y la inversa de esta última. La función de costo es una función por partes definida como una función cuadrática en el intervalo $0-0.98 \times P_{max}$ (la función de costo deseada) y como un binomio de grado 30 (es decir, $Ax^30 + B$) más allá de $0.98 \times P_{max}$ para establecer una función suave, esto en el caso de las microrredes de generación tradicional, en el caso de las microrredes con generación micro eólica la función cuadrática se reemplaza por una función polinómica que se obtiene de los costos de incertidumbre de las anteriores subsecciones.

Los dos coeficientes de la segunda parte de la función se calculan para garantizar la continuidad tanto de la función como de su derivada. El costo de transmisión también es cuadrático.

El algoritmo devuelve el valor que toman las siguientes cantidades cuando converge:

Lambdas: los multiplicadores de Lagrange, que se pueden interpretar como los precios de venta de energía de las microrredes (en USD/MWh).

E_min: la matriz de intercambio de energía en MWh.

E_sell: la cantidad total de energía vendida por cada microrred en MWh.

E_gen: la energía generada por cada microrred en MWh.

E_c: la carga energética de cada microrred en MWh.

El costo por microrred, en USD, desglosado en costos de generación y transmisión.

El costo total de energía de todo el sistema, en USD.

La entrada (i, j) corresponde a la energía vendida por la microrred i a la microrred j.

En la siguiente tabla 6.4 se muestra el costo en unidades monetarias para el caso de las dos tecnologías de generación en las microrredes (tradicional y microeolo), y las 4 configuraciones de las múltiples microrredes (full, line, ring, star):

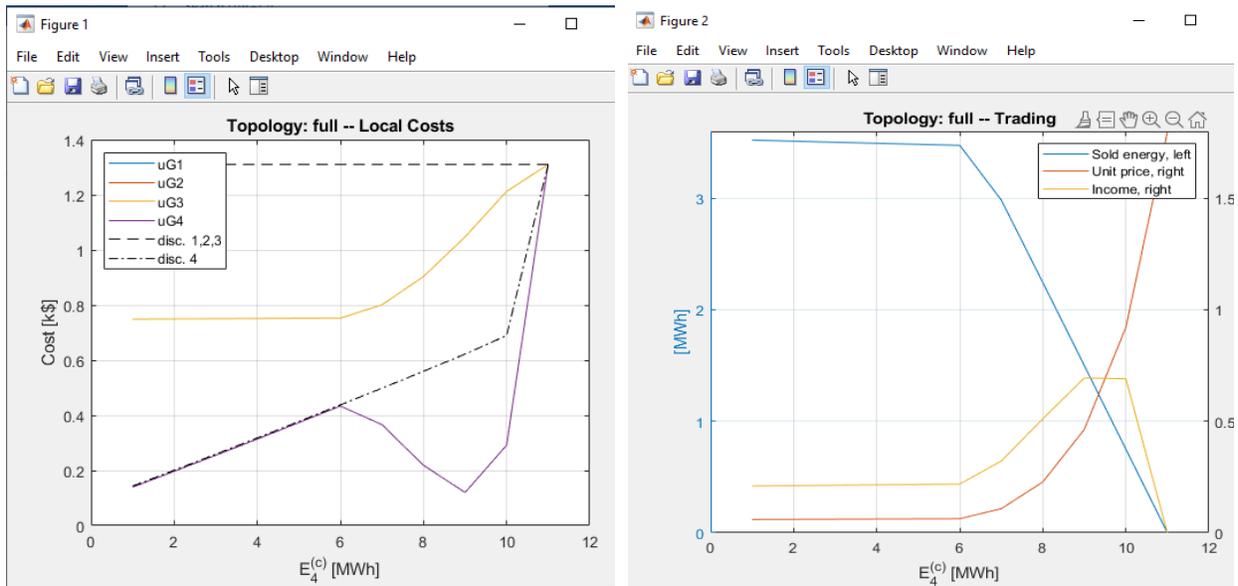
Tabla 6.4. Costo en Unidades Monetarias

iteración	GENERACION TRADICIONAL				GENERACION MICROEOLICA			
	full	line	ring	star	full	line	ring	star
1	2385.978	2435.494	2395.864621	2423.250826	123.21651	152.0385	130.4404	146.4943
2	2445.836	2495.131	2455.672443	2482.934622	126.46388	154.6394	133.4821	149.1837
3	2506.345	2555.42	2516.131514	2543.270762	130.377991	157.9281	137.1994	152.5594
4	2567.504	2616.362	2577.24188	2604.259273	134.96003	161.9047	141.593	156.6216
5	2629.315	2677.956	2639.00358	2665.900178	140.211186	166.5695	146.6637	161.3706
6	2691.776	2740.204	2701.416654	2728.193509	146.132543	171.9226	152.4119	166.8065
7	2768.591	2807.451	2775.832504	2797.218526	152.748988	177.9643	158.8383	172.9295
8	2929.441	2951.761	2933.548729	2945.78006	166.427537	185.2707	170.2534	180.8751
9	3261.691	3271.712	3263.523892	3269.003374	199.748125	208.9552	201.518	206.6396
10	3928.626	3931.144	3929.084688	3930.459911	270.744823	273.155	271.1959	272.5249
11	5240.048	5240.049	5240.047896	5240.047976	413.305684	413.3056	413.3057	413.3057

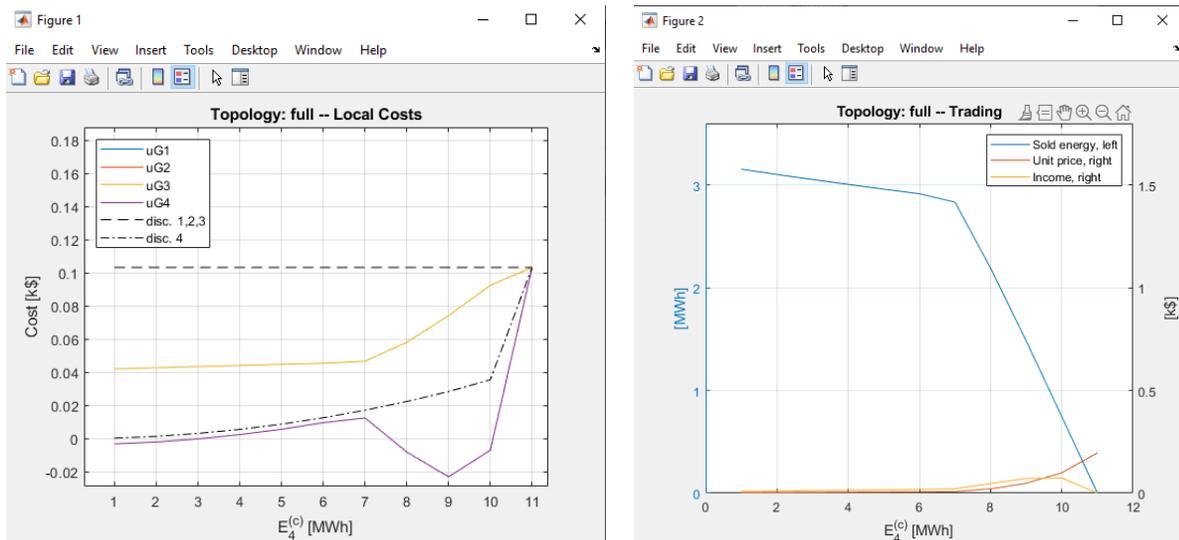
El algoritmo adicionalmente presenta gráficamente dos cosas, la primera es el “local_costs” en las “Figuras 1” (Figure 1) que representa los costos de energía en las cuatro microrredes en función de la carga de la microrred 4. Las líneas discontinuas representan el caso en que las microrredes están desconectadas y no intercambian energía. La segunda es la traza de intercambio: “trading”, en el eje izquierdo, la energía vendida por la microrred 4 a las otras microrredes. Por el contrario, en el eje derecho, las “Figuras 2” (Figure 2) representan el precio de venta de 1 MWh de energía (es decir, el valor que toma el cuarto multiplicador de Lagrange) y el ingreso total resultante (es decir, el producto de las dos cantidades anteriores).

De esta manera se tienen los siguientes casos:

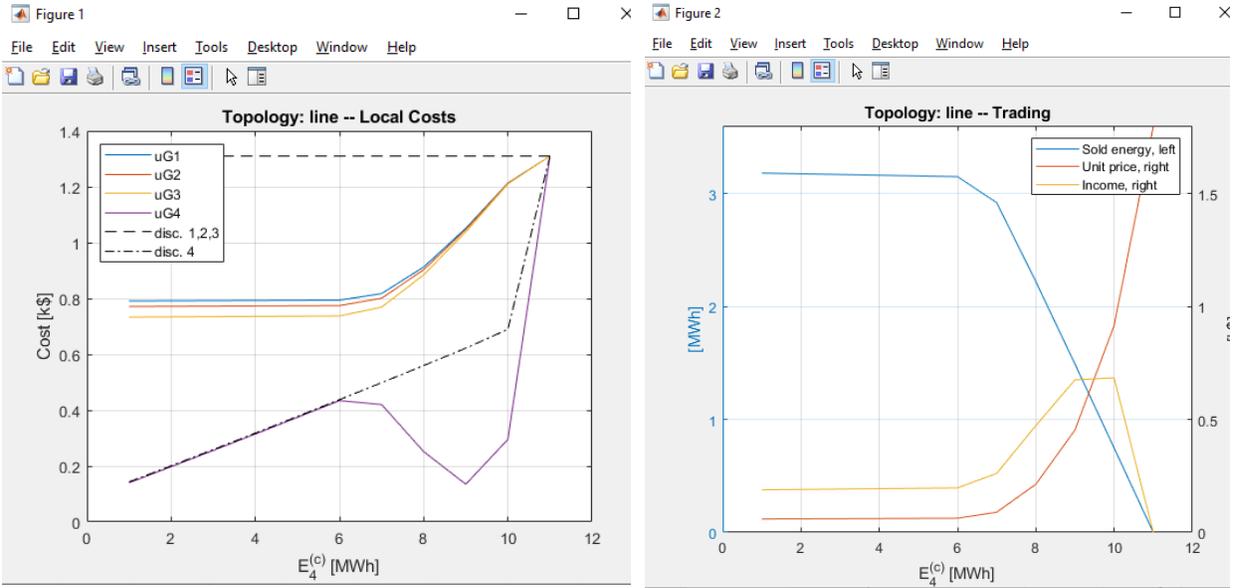
1. Full – Generación Tradicional



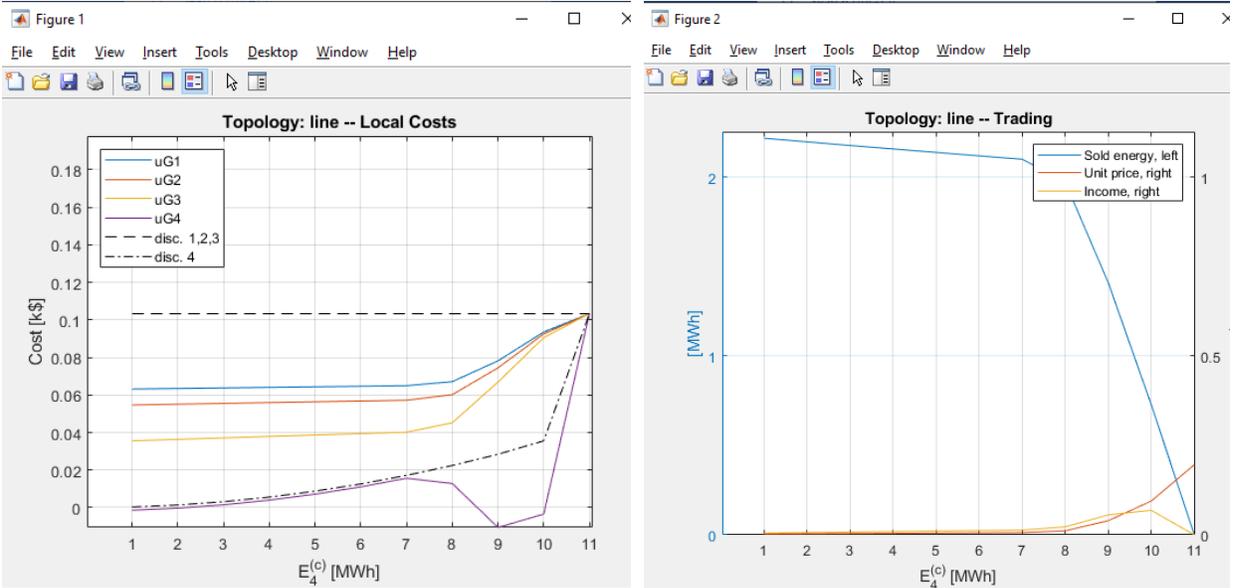
2. Full – Generación microeolo:



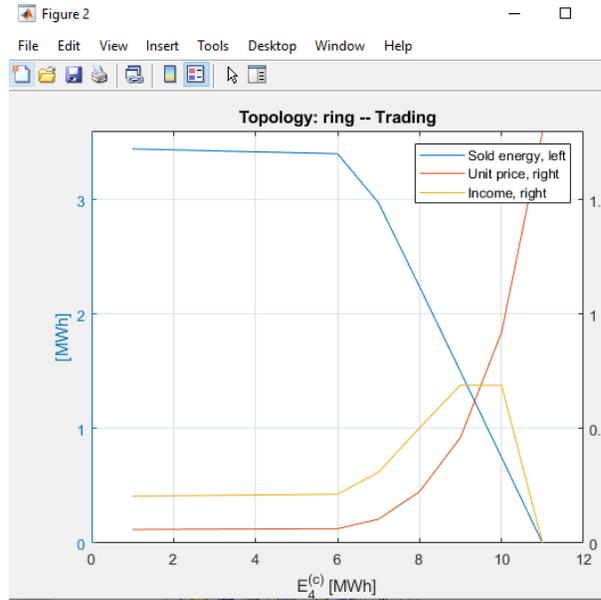
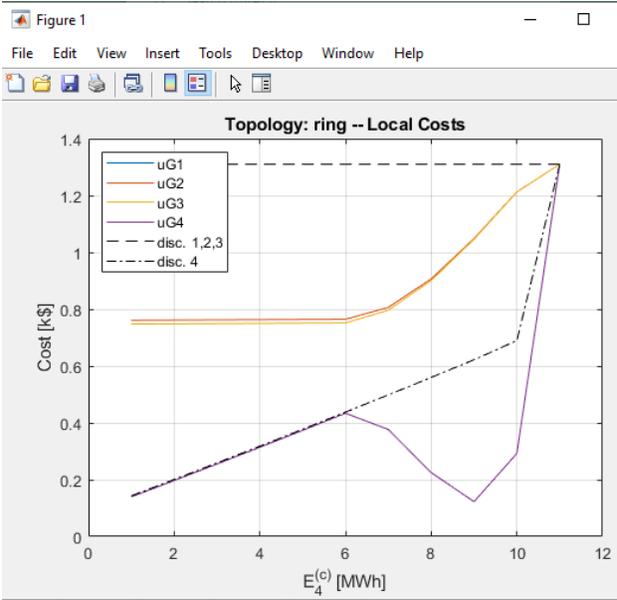
3. Line – generación tradicional



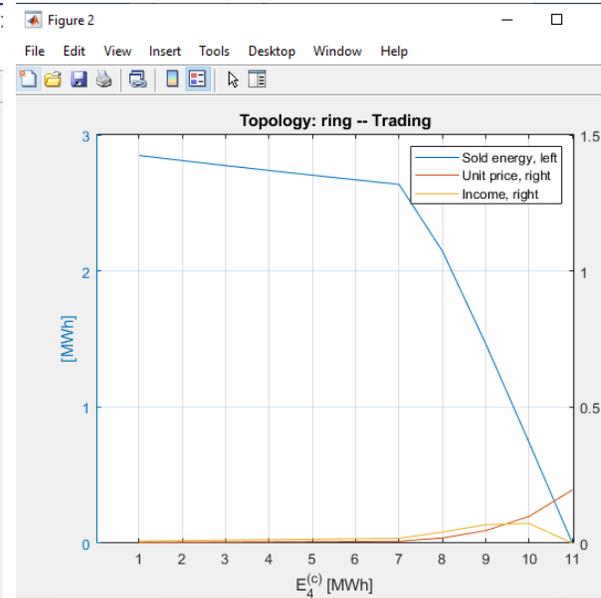
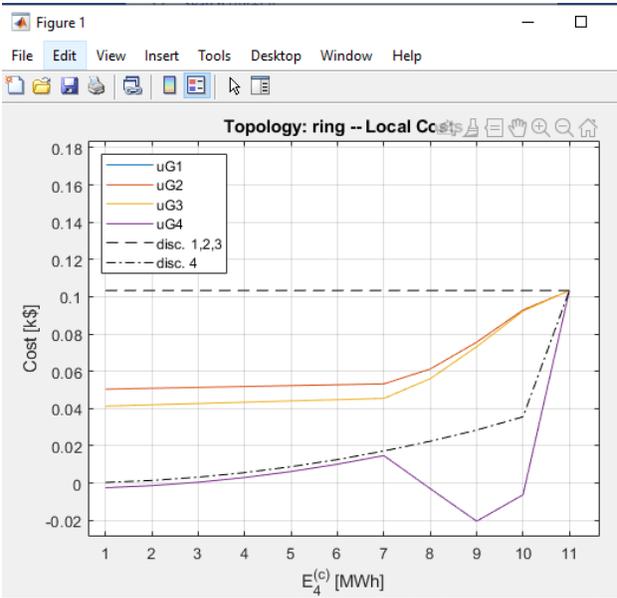
4. Line – Generación microeolo:



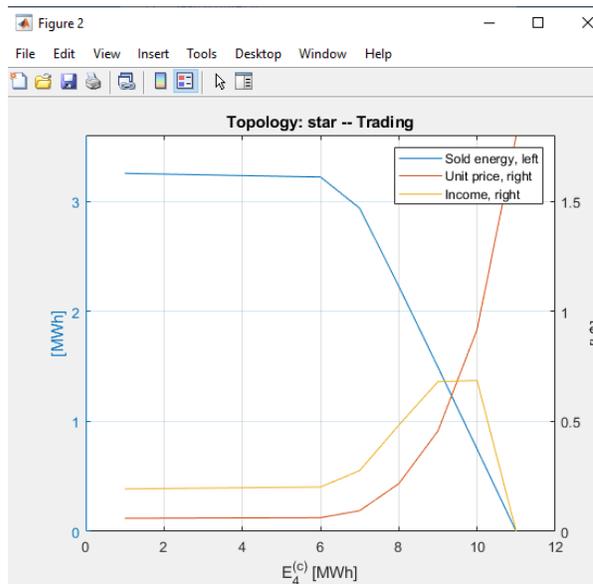
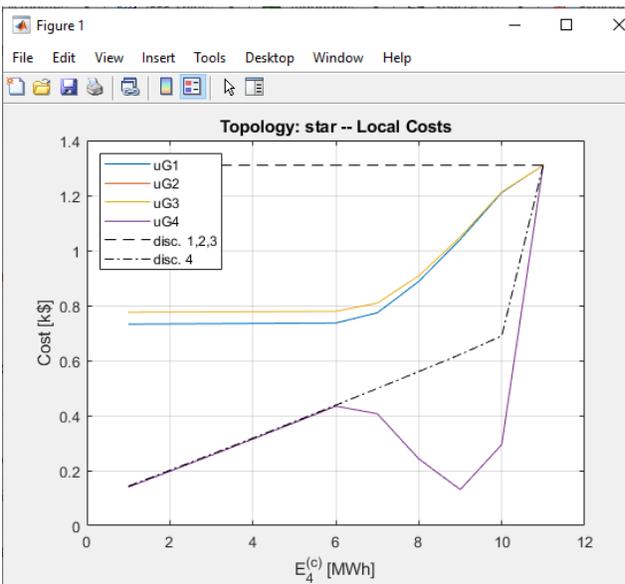
5. Ring – generación tradicional



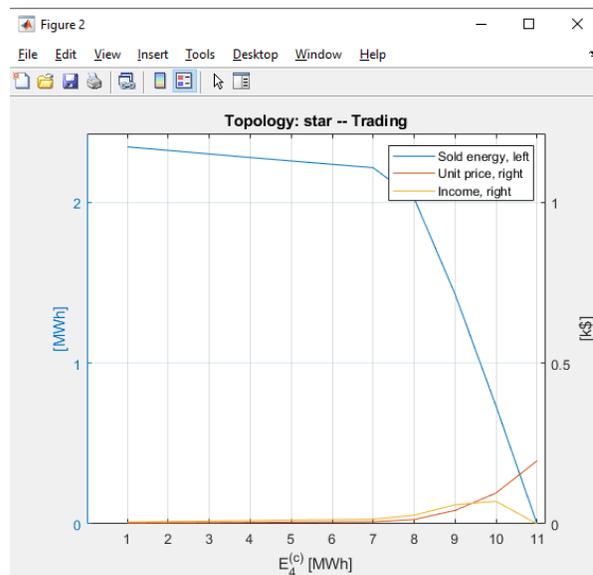
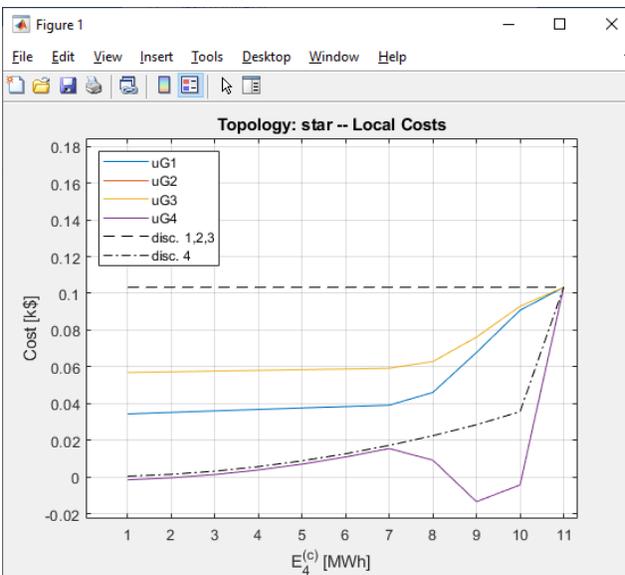
6. Ring – generación microeolo



7. Star - generación tradicional



8. Star – generación microeolo



6.7. Conclusiones.

El sistema eléctrico de potencia es una red muy compleja la cual no solo está formada por generadores y consumidores, si no que detrás de estos, lo conforman elementos que transportan dicha energía y elementos que sirven como un apoyo o respaldo prestando servicios auxiliares cuando la red principal en algún punto llegará a presentar inconvenientes de continuidad. Se muestra el estado “actual” y el estado al que en algún futuro llegará con la integración de diversas fuentes de generación, llegando a establecer el concepto de microrred permitiendo así una mayor integración de las energías renovables en el sistema eléctrico. Los casos presentados con respecto a los dispositivos de generación actualmente tienen una gran aceptación debido a su alta flexibilidad y confiabilidad tanto en costos como en procesos operativos permitiendo un avance técnico y económico en el mismo sistema.

REFERENCIAS

- [1] H. Shayeghi, E.Shahryari, M.Moradzadeh and P.Siano. A survey on microgrid energy management considering flexible energy sources. *Review energies*, 5 Junio 2019.
- [2] Ricardo David Medina. Microrredes basadas en electrónica de potencia: Características, operación y estabilidad. *Ingenius*, pages 15 – 23, Diciembre 2014.
- [3] Vikas Singh Bhadoria, Nidhi Singh Pal and Vivek Shrivastava. A review on distributed generation definitions and dg impacts on distribution system. *IEEE*, Noviembre 2013.
- [4] Manuela Sechilariu and Fabrice Locment. *Urban DC Microgrid*. Elsevier, Diciembre2016.
- [5] Sergio O. Velásquez M. Generación distribuida: el papel en la ampliación del acceso a la energía. pages 291–304, 2015.
- [6] M. Motevasel and A.R. Seifi. Expert energy management of a microgrid considering wind energy uncertainty. *Energy Conversion and Management*, (1):58–72, 2014.
- [7] S. Talari, M.Yazdaninejad and Mahmoud-Reza Haghifam. Stochastic-based scheduling of the microgrid operation including wind turbines, photovoltaic cells, energy storages and responsive loads. *IET*, 9(12): 1498–1509, 2015.
- [8] T. Rawat, Khaleequr R. Niazi, N. Gupta, and S. Sharma. Impact assessment of electric vehicle charging/discharging strategies on the operation management of grid accessible and remote microgrids. 2019.
- [9] T.Rawat and K.Rehman Niazi. Comparison of ev smart charging strategies from multiples take holders’ perception. *The 6th International Conference on Renewable Power Generation (RPG)*, pages 1356–1361, 2017.
- [10] A. Rabiee, M.Sadeghi, J.Aghaei and A.Heidari. Optimal operation of microgrids through simultaneous scheduling of electrical vehicles and responsive loads considering wind and pv units uncertainties. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pages 721–739, 2016.
- [11] Edgar Roberto Sandoval, Rosa Laura Patricia, and Juan Manuel Fernández. Vehículos eléctricos: Una solución para reducir los gases de efecto invernadero proveniente del sector transporte? Mayo 2019.
- [12] Md.Habibur Rahman and Susumu Yamashiro. Novel distributed power generating system of pv-ecass using solar energy estimation. *IEEE Transactions on power delivery*, 2(2), 2007.
- [13] G.R. Aghajani, H. A. Shayanfar and H. Shayeghi. Presenting a multi-objective generation scheduling model for pricing demand response rate in microgrid energy management. *Energy Conversion and Management*, 106:308–321,2015.
- [14] Carvente Muñoz, Borges Pool, Palmero Bojórquez, González Carrillo, Ordóñez López, Pérez Cortés and Valdivieso Sogbi H. Predicción de velocidades y potencial eólico para alturas superiores: estudio en Mérida, Yucatán, México. *Ingeniería*, pages 85–90, 2015.
- [15] S. A. Alavi, A. Ahmadian and M. Aliakbar-Golkar. Optimal probabilistic energy management in a typical microgrid based on robust optimization and point estimate method. *Energy Conversion and Management*, (1):314–325,2015.
- [16] Jiménez de Cisneros, Juan José & MARZAL, RICARDO & CALZADO, ROBERTO & Perez-Higueras, Pedro & Vidal, P. & LARA, CARLOS. (2015). PROTOTIPO EXPERIMENTAL DE UNA MARQUESINA DE APARCAMIENTO DISEÑADA PARA OPTIMIZAR LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS. DYNA INGENIERIA E INDUSTRIA. 90. 324-330. 10.6036/715
- [17] Jiménez de Cisneros, Juan José & MARZAL, RICARDO & CALZADO, ROBERTO & Perez-Higueras, Pedro & Vidal, P. & LARA, CARLOS. (2015). PROTOTIPO EXPERIMENTAL DE UNA MARQUESINA DE APARCAMIENTO DISEÑADA PARA OPTIMIZAR LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS. DYNA INGENIERIA E INDUSTRIA. 90. 324-330. 10.6036/717.

7

NORMATIVIDAD PARA MICRO AEROGENERADORES

Luis C. Pérez Guzmán; Angel Manuel Sanchez; Gina Idárraga Ospina; Andrés Romero Quete

7.1 Introducción

En la actualidad se tiene cada vez mayor penetración de energía renovable a nivel residencial. Dicho crecimiento hace que se revisen constantemente los equipos de conexión e interconexión con la red eléctrica. Sin embargo, a medida que dichos dispositivos aumentan también lo hace el impacto de los mismos sobre el Sistema Eléctrico de Potencia. Las consecuencias para el sistema pueden ser de carácter técnico y económico. Debido a lo anterior, se requiere de regulaciones que permitan controlar y minimizar el impacto hacia la red de energía eléctrica.

Existen instituciones u organismos, en cada país, responsables de elaborar, publicar y controlar las reglamentaciones relacionadas con las instalaciones eléctricas. Esto último con el fin de cuidar la seguridad de las personas y de los bienes materiales, así como también la de un bien común como es la red de suministro de energía eléctrica. Manteniendo la calidad y continuidad en el servicio.

En el presente capítulo se expone la normatividad actual en los países de Iberoamérica para la conexión e integración de pequeños aerogeneradores así como para el aprovechamiento del recurso eólico. Inicialmente se presenta la normatividad de IEEE e IEC y posteriormente se hace un análisis en los diferentes países de Iberoamérica. Se exponen desde las medidas y condiciones que se deben tomar en cuenta para instalar una microturbina en sector residencial hasta las regulaciones e incentivos que tiene cada país para el aprovechamiento el recurso eólico.

7.2 Normativa técnica y requerimientos de conexión de pequeños aerogeneradores a la red

Las siguientes organizaciones han publicado reglamentos con criterios técnicos, referidos a la vinculación de la generación distribuida con la red de distribución de electricidad.

1. IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers, es la asociación más grande del mundo dedicada a promover la innovación y la excelencia tecnológica, en ingenierías eléctrica, electrónica y afines.
2. La Comisión Electrotécnica Internacional (CEI), también conocida por su sigla en inglés IEC (International Electrotechnical Commission), es una organización de normalización en los campos: eléctrico, electrónico y tecnologías relacionadas.
3. Argentina: Asociación Electrotécnica Argentina (AEA)
4. Colombia: Ministerio de Minas y Energía (MINMINAS)
5. Estados Unidos de Norte America: National Fire Protection Association (NFPA)

6. México (CRE y SENER)
7. Asociación Española de Normalización y Certificación: Normas UNE

En esta sección se revisan los criterios establecidos en dichos reglamentos, haciendo particular énfasis en aquellos centrados en la generación distribuida a partir del recurso eólico.

7.2.1 Estándar Internacional IEEE Std 1547-2018

El estándar IEEE Std. 1547-2018 [1], para la interconexión e interoperabilidad de recursos energéticos distribuidos (DER) con interfaces asociadas a sistemas eléctricos de potencia, define varios requerimientos que deben cumplir los distintos tipos de Generación Distribuida (GD), que incluyen a los aerogeneradores pequeños, para asegurar la correcta operación de la red.

El estándar proporciona los requisitos pertinentes para la evaluación del desempeño, operación, seguridad y mantenimiento de la interconexión del DER. Incluye criterios de respuesta frente a condiciones anormales, de aspectos de calidad de la energía, de conexión en isla y de especificaciones y requisitos para pruebas de diseño, producción, evaluación de la instalación, puesta en servicio y pruebas periódicas. Los requisitos establecidos aplican a DERs, basados en máquinas síncronas, máquinas de inducción o dispositivos vinculados a través de inversores/convertidores de potencia. La norma es acompañada por siete documentos adicionales:

- IEEE Std 1547.1; que proporciona procedimientos de ensayo para la interconexión de DERs con la red.
- IEEE Std 1547.2; da una guía para la aplicación de la IEEE Std 1547.
- IEEE Std 1547.3; proporciona una guía para el monitoreo, intercambio de información y control de los DER interconectados con la red.
- IEEE Std 1547.4; proporciona una guía para el diseño, operación e integración de DERs aislados con la red.
- IEEE Std 1547.6; da recomendaciones prácticas para la interconexión de DERs con redes secundarias de distribución.
- IEEE Std 1547.7; proporciona una guía para la elaboración de estudios de impactos en la red por la conexión de DERs.

Una de las primeras definiciones del estándar se refiere al punto específico que vincula al GD con la red, denominado como punto de referencia de aplicabilidad (RPA, por sus siglas en inglés), el cual es el punto en el que aplican los requerimientos de la norma. El RPA puede ser el punto de común acoplamiento (PCC), el punto de conexión (PoC) o un punto intermedio entre ambos, dependiendo del contexto y de las características del marco regulatorio.

Luego, se definen los principales requerimientos mínimos que debe cumplir el sistema de medición del aerogenerador, los cuales se muestran en la Tabla 7.1.

Tabla 7.1. Requerimientos técnicos generales del sistema de medición del DER

Periodo	Medidas en estado estacionario			Mediciones transitorias		
	Precisión mínima de medición	Ventana de medición	Rango	Precisión mínima de medición	Ventana de medición	Rango
Parámetro						

Tensión, RMS	($\pm 1\%$ Vnom)	10 ciclos	0.5 p.u. a 1.2 p.u.	($\pm 2\%$ Vnom)	5 ciclos	0.5 p.u. a 1.2 p.u.
Frecuencia	10 MHz	60 ciclos	50 Hz a 66 Hz	100 MHz	5 ciclos	50 Hz a 66 Hz
Potencia activa	($\pm 5\%$ S rated)	10 ciclos	0.2 p.u. <P <1.0 p.u.	No requerido	N / A	N / A
Potencia reactiva	($\pm 5\%$ S rated)	10 ciclos	0.2 p.u. <Q <1.0 p.u.	No requerido	N / A	N / A
Tiempo	1% de la duración medida	N / A	5 s a 600 s	2 ciclos	N / A	100 ms <5 s

Posteriormente, se definen otros requerimientos relacionados con los distintos aspectos que deben cumplir los DER. Estos aspectos se exponen a continuación.

Requerimientos para la desenergización

Durante la desenergización, el aerogenerador no debe entregar potencia activa, ya sea durante condiciones de estado estable o transitorias, mientras que la potencia reactiva debe ser inferior al 10% del valor nominal.

Requerimientos de control

El aerogenerador debe estar provisto de un sistema de control que le permita actuar ante determinadas señales de control, permitiendo las funciones que se listan a continuación.

- Desenergización: el aerogenerador debe ser capaz de ejecutar este tipo de maniobra en un tiempo no mayor a 2 segundos.
- Limitación de potencia activa: El aerogenerador debe poder limitar su potencia de salida activa a un valor no mayor al punto de ajuste del límite de potencia activo en un tiempo igual a 30 s o el tiempo que tarda la fuente de energía primaria en reducir su potencia activa, el mayor valor de ambos.
- Comandos de modo o cambio de parámetros: La transición entre modos comenzará en no más de 30 s después de que la interfaz de comunicación local del aerogenerador reciba la señal de cambio de configuración. Los cambios de control modos funcionales se ejecutarán de manera que los parámetros del aerogenerador se modifiquen de forma gradual y sin problemas durante un período de tiempo entre 5 s y 300 s.

Sincronización

El aerogenerador debe poder conectarse a la red sin producir cambios significativos en los parámetros de la misma durante el proceso de conexión, los cuales no deben exceder de los especificados en la Tabla 7.2.

Tabla 7.2. Parámetros de sincronización del aerogenerador.

Potencia nominal de generación (kVA)	Variación de frecuencia (Δf , Hz)	Variación de tensión (ΔV , %)	Variación en el ángulo de fase ($\Delta \Phi$, °)
0–500	0.3	10	20
> 500–1500	0.2	5	15
> 1500	0.1	3	10

Protección de interferencias electromagnéticas: Debe cumplirse con los estándares IEEE STD C37.90.2 [2], IEC 61000-4-3 [3], u otros estándares de la industria aplicables, con un valor mínimo de la rigidez dieléctrica de 30 V/m. La influencia de una interferencia electromagnética tal que produzca un campo eléctrico menor o igual al valor especificado no producirá un cambio significativo en el rendimiento del aerogenerador.

Sobretensiones y sobrecorrientes: El sistema de interconexión debe tener la capacidad de resistir sobretensiones y sobrecorrientes de acuerdo con las clasificaciones y entornos del sistema de interconexión, definidos en los estándares IEEE STD C62.41.2 [4], IEEE STD C37.90.1 [5], IEEE STD C62.45 [6], o IEC 61000-4-5 [7], según corresponda.

Inyección de corriente continua: El aerogenerador no debe inyectar niveles de corriente continua superior al 0,5 % de la corriente de salida nominal total en el RPA (PCC o PoC, según corresponda).

Limitación de las fluctuaciones de tensión inducidas por el DER: El aerogenerador no debe producir cambios rápidos, flicker (parpadeo) o fluctuaciones en los valores de la tensión del RPA, los cuales se consideren inaceptables.

Variaciones rápidas de tensión (RVC): Cuando el aerogenerador se conecta en media tensión, no debe causar variaciones de los tipos escalón o rampa en la tensión RMS en el PCC, las cuales excedan el 3 % del valor nominal y excedan el 3 % por segundo como promedio durante un período de un segundo. Cuando el PCC está en baja tensión, el DER no debe causar cambios de escalón o rampa en el voltaje RMS que excedan el 5 % del valor nominal ni excedan en un 5% el valor de tensión promedio durante un periodo de un segundo.

Estos límites aplican a los cambios repentinos debido a eventos frecuentes, como es el caso de la energización de transformadores y la conmutación de capacitores, y también a las variaciones abruptas de la tensión de salida del aerogenerador provocadas por mal funcionamiento, o la turbulencia del viento. A su vez, estos límites no se aplicarán a eventos poco frecuentes, como es el caso de la desconexión, energización o maniobras no planificadas del transformador relacionados con la puesta en servicio, la ocurrencia de fallas o el mantenimiento.

Flicker: La contribución del aerogenerador en el flicker del PCC no debe exceder los límites de flicker de corta y larga duración. El límite de flicker de corta duración es de 0.35, mientras que el límite de larga duración es de 0.25. Estos límites se definen en una base de tiempo de 600 segundos y 2 horas, respectivamente. Además, no se deben exceder los límites de emisión definidos en los estándares IEC/TR 61000-3-7, [8],e IEEE Std 1453 [9].

Límite de distorsión de corriente: La metodología para la medición de las corrientes armónicas e interarmónicas se define en el estándar IEEE Std 519 [10]. En las Tablas 7.3 y 7.4 se muestran los límites de las corrientes armónicas de órdenes impares y pares, respectivamente. En los casos que se justifique, y existiendo un acuerdo entre el operador del sistema y el operador del aerogenerador, este último puede inyectar una distorsión de corriente superior a las tablas si se utilizan dispositivos adecuados de filtrado activo.

Tabla 7.3. Máxima distorsión armónica de corriente de orden impar

Orden del armónico impar individual h	h < 11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	35 ≤ h < 50	Distorsión de corriente nominal total (TRD)
Porcentaje (%)	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0

Tabla 7.4. Máxima distorsión armónica de corriente de orden par

Orden armónico par individual h	h = 2	h = 4	h = 6	8 ≤ h < 50
Porcentaje (%)	1.0	2.0	3.0	Rango asociado especificado en la Tabla 3.

La distorsión de corriente nominal total (TRD) que incluye la distorsión armónica y la distorsión interarmónica, se puede calcular usando la ecuación:

$$\%TRD = \frac{\sqrt{I_{rms}^2 - I_1^2}}{I_n}$$

donde

I_1 es la componente fundamental de la corriente medida en el RPA.

I_n es la corriente nominal del aerogenerador

I_{rms} es el valor rms de la corriente medida en el RPA.

Límite de contribución a las sobretensiones a frecuencia fundamental

El aerogenerador no debe generar sobretensiones a frecuencia fundamental de acuerdo a las siguientes reglas:

- El aerogenerador no debe causar que la tensión de línea a tierra a frecuencia fundamental en ninguna parte de la red, que esté diseñada para operar efectivamente conectada a tierra, exceda el 138 % de su valor nominal durante un tiempo superior a un período de frecuencia fundamental, según lo define el estándar IEEE Std C62.92.1 [11].
- El aerogenerador no debe causar que la tensión de línea a línea a frecuencia fundamental en cualquier parte de la red exceda el 138% de su valor nominal durante un tiempo superior a un período de frecuencia fundamental.

Limitación de sobretensiones instantáneas: El aerogenerador no debe causar que la tensión instantánea exceda las magnitudes y duraciones acumuladas que se muestran en la Figura 7.1.

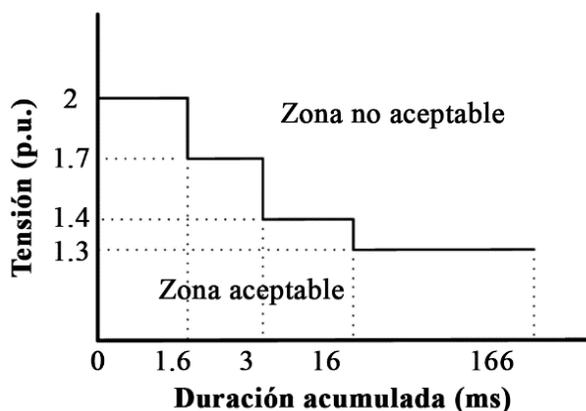


Figura 7.1. Zona aceptable de sobretensiones.

7.2.2 Estándar Internacional: IEC 61400-2

A diferencia del estándar IEEE 1547, el cual define la normativa para generación distribuida en general, el estándar IEC 61400-2 [12], está dedicado específicamente a pequeños aerogeneradores. El mismo se ocupa de definir los lineamientos relacionados con la seguridad, la garantía de calidad y la integridad desde el punto de vista de la ingeniería y especifica los requisitos para la seguridad y el correcto funcionamiento de los pequeños aerogeneradores, incluido el diseño, la instalación, el mantenimiento y la operación en condiciones externas específicas. Su propósito es proporcionar un nivel adecuado de protección contra daños de estos dispositivos, a lo largo de la vida útil estimada.

Condiciones ambientales

En primer lugar, la norma IEC se encarga de definir los lineamientos para caracterizar las condiciones ambientales del aerogenerador, para asegurar posteriormente un adecuado diseño. Para ello, define cuatro clases de pequeños aerogeneradores en base a los parámetros de velocidad media y desviación estándar del viento. A su vez, esta última se define como turbulencia.

A partir de la definición de las clases de pequeños aerogeneradores, se definen algunos parámetros básicos. De tales parámetros, y otros adicionales especificados por la norma, se definen las condiciones de carga que debe soportar una clase de turbina, en términos de condiciones de viento normales y extremas, variación de la dirección del viento y ráfagas.

Por otra parte, se especifican otros factores climáticos y características del medio ambiente en el cual se encuentra la turbina, tales como temperatura, presencia de sismos, descargas atmosféricas y nevadas. El diseño estructural de la turbina eólica debe realizarse considerando las condiciones ambientales, y de acuerdo con el estándar ISO 2394 [13], cuando el mismo sea aplicable.

Parámetros eléctricos

Además de los factores relacionados con el medio ambiente, la norma define las condiciones normales que debe satisfacer el aerogenerador para su conexión a la red. Además, se considera que la red también

debe cumplir con las condiciones normales. Estas condiciones se definen mediante los siguientes rangos admisibles de los principales parámetros:

- Tensión: Valor nominal (según IEC 60038 [14]) $\pm 10 \%$;
- Frecuencia: Valor nominal $\pm 2 \%$;
- Desequilibrio de tensión: La relación entre el componente de secuencia negativa del voltaje y el componente de secuencia positiva no excederá el 2% ;
- Ciclos de reconexión automática: Períodos de 0,2 s a 5,0 s para la primera reconexión y de 10 s a 90 s para la segunda.
- Cortes: Se supondrá que los cortes de la red eléctrica ocurren hasta 20 veces al año. Se considerará como condición normal a una interrupción de hasta 24 horas.

Adicionalmente, considera que en el diseño de los aerogeneradores se deben considerar las siguientes condiciones eléctricas extremas:

- Tensión: desviaciones del valor nominal de $\pm 20 \%$;
- Frecuencia: valor nominal $\pm 10 \%$;
- Desequilibrios de tensión del 15% ;
- Fallas simétricas y asimétricas;
- Interrupciones: una interrupción de hasta una semana se considerará una condición extrema.

Para el caso de aerogeneradores que no están conectadas a la red, las mismas deben ser capaces de operar dentro de los siguientes rangos de tensiones de las baterías que cargan:

- Rango de tensión: -15% o $+30 \%$ de la tensión nominal;
- 5% adicional a los ajustes superior e inferior del controlador de carga.

Por otra parte, se espera que los aerogeneradores conectados a una red local, que a su vez no se encuentren conectadas a una gran red eléctrica, experimenten mayores variaciones de voltaje y frecuencia. Para este caso, el aerogenerador deberá poder operar dentro de las siguientes limitaciones:

- Tensión: desviación de los valores nominales de $\pm 15 \%$; y
- Frecuencia: nominal $\pm 5 \text{ Hz}$.

Sistemas de protección y puesta fuera de servicio

Los aerogeneradores deben mantener durante su funcionamiento los parámetros dentro de los rangos admisibles mencionados anteriormente. En caso de que, debido a circunstancias externas o internas, los valores de estos parámetros estén fuera de los rangos aceptables, el aerogenerador debe estar provisto de sistemas de protección y puesta fuera de servicio, para evitar problemas en las redes a las cuales están conectados. Por una parte, el sistema de protección debe permitir que el aerogenerador funcione de forma segura incluso en situaciones de falla. En particular, el aerogenerador debe estar provisto de un sistema de frenado para evitar el aumento excesivo de la velocidad de giro del rotor de la turbina. Este evento puede ocurrir, por ejemplo, al ocasionar una desconexión imprevista del generador a la red. Se recomienda la realización de pruebas y el análisis de modos de falla y sus efectos (FMEA) para asegurar la operación segura ante fallas, tanto ante operación manual o automática. Además, estos sistemas deben permitir la operación de puesta fuera de servicio asegurando inmovilizar la turbina para realizar tareas de mantenimiento. Otros de los sistemas de los aerogeneradores son los dispositivos de desconexión, de conexión a tierra y de protección ante descargas atmosféricas.

Red eléctrica

Los componentes de acondicionamiento de potencia, como los inversores, los controladores electrónicos de potencia y los compensadores de VAR estáticos, deben diseñarse de manera que las corrientes armónicas y la distorsión de la forma de onda de tensión no interfieran con los relés de protección de la red eléctrica. Específicamente, para los aerogeneradores conectados a la red, los armónicos de corriente generados deben ser tales que la distorsión armónica total de tensión (THDv) en el punto de conexión de la red no exceda el límite superior aceptable para la red eléctrica específica a la cual se conecta. Además, se debe verificar que cualquier dispositivo de compensación de potencia reactiva tampoco deberá interferir con los relés de protección de la red eléctrica.

Compatibilidad Electromagnética (EMC)

Respecto a la compatibilidad electromagnética (EMC), el estándar IEC 61000-6-3:2006 y las mediciones de referencia CISPR 16-2-1:2014 [14] y CISPR 16-2-3:2016 [15] no son lo suficientemente específicas para evaluar la compatibilidad electromagnética en el caso de los pequeños aerogeneradores, y se debe realizar la prueba de EMC especificada en el anexo H del estándar IEC 61400-2 [12]. En este estándar se diferencian dos casos distintos correspondientes a dos tipos generales de disposición física de los componentes de los aerogeneradores. En el primer caso de ellos, el generador, el inversor y el controlador del aerogenerador se encuentran muy cercanos entre sí, ya sea en el compartimiento principal de la turbina (denominado en la literatura en inglés como *nacelle*) o en la base de la misma. En el segundo caso, tales componentes no se encuentran en tal disposición física, y se requiere realizar pruebas y consideraciones adicionales.

7.2.3. Argentina: “AEA 92559, Partes 1 y 3: Redes eléctricas inteligentes”

El reglamento técnico AEA 92559-1 [16], fue editado en 2013 y contiene elementos y definiciones fundamentales para lo que supone el concepto de red eléctrica inteligente, REI. Un ejemplo aplicado a aquellos usuarios de electricidad, que decidan instalar aerogeneradores de pequeña escala, es el del concepto de prosumidor. Según la citada reglamentación, un prosumidor es aquel usuario final con capacidad de generación de energía eléctrica conectada a la red de distribución. Un prosumidor juega el doble rol de productor y consumidor.

Por su parte, el reglamento AEA 92559-3 [17], “Sistemas de generación de energía mediante fuentes renovables, conectados a la red de distribución de baja tensión.”, en su edición 2018 y aún sujeto a discusión pública, presenta los requerimientos técnicos mínimos para la conexión y operación en paralelo a la red de distribución de baja tensión de sistemas de generación menores a 100 kVA y fuentes renovables de energía definidas en el artículo 2 de la ley 27.191 de la república argentina.

7.2.3.1 Requerimientos de los generadores

La energía puede provenir de generadores distribuidos (GD) con interfaces electrónicas o generadores sincrónicos o asíncrónicos directamente conectados a la red. Algunas de las indicaciones de dicha reglamentación, respecto al sistema de generación, se mencionan a continuación.

Consideraciones generales:

- Los GD deben ser instalados y operados considerando las normas técnicas y regulatorias vigentes, de tal manera que su operación en paralelo con la red de baja tensión no genere perturbaciones inadmisibles tanto hacia la red como a las instalaciones de los usuarios,

- No se debe exceder la potencia máxima aparente del sistema de generación,
- Los trabajos en la instalación eléctrica de los GD deben estar avalados por profesionales electricistas matriculados,
- La empresa distribuidora o el operador de la red de distribución (OR) puede exigir modificaciones al proyecto o las instalaciones ya existentes con el fin de garantizar la seguridad y el mantenimiento de los parámetros de operación del servicio,
- El GD estará conectado a la red en un punto particular definido como punto de conexión a la red, PCR (equivalente al poc en la norma IEC) y que se define según el esquema de medición empleado,
- Existirá un PCR por cada GD conectado a la red,
- Un prosumidor debe ser individualizado con una etiqueta identificatoria y de advertencia, en el frente del medidor que registra el intercambio de energía con la red de distribución,
- La protección del GD es un dispositivo de seccionamiento y protección certificado, y debe incorporar al menos las funciones de desconexión por sub-tensión ($<85\% V_n$, con tiempo de apertura 1,5 s), sobre-tensión ($V > 115\% V_n$, con tiempo de apertura 0,2 s), sobre-frecuencia ($f > 51$ Hz, con tiempo de apertura 0,5 s), sub-frecuencia ($f < 47$ Hz, con tiempo de apertura 0,5 s) y detección de funcionamiento en isla,
- Los dispositivos de protección de tensión para sistemas de generación mayores a 5 kva debe ser trifásicos,
- Se deben incluir protección diferencial, termomagnética, y contra descargas atmosféricas,
- Las funciones de protección se deben mantener aún en el caso de un evento de mal funcionamiento del sistema de control,
- A partir de una desconexión, la protección del GD no debe reconectar hasta que se cumplan las condiciones de tiempo y parámetros de tensión y frecuencia indicadas en IRAM 210013-21 [18].

Consideraciones particulares para la red trifásica: Para el caso de sistemas de generación trifásicos, a través de inversores electrónicos, la potencia debe ser suministrada a la red en forma balanceada por cada fase.

Consideraciones de la puesta a tierra: La puesta a tierra de la instalación de generación distribuida debe compartir la puesta a tierra del inmueble y no debe alterar el esquema de conexión a tierra de la red de distribución.

Corriente de cortocircuito máxima admisible: Para determinar la corriente de cortocircuito aportada por el sistema de generación en el punto de conexión, se pueden asumir los siguientes valores estimativos: generadores sincrónicos, 8 veces la corriente nominal; generadores asincrónicos, 6 veces la corriente nominal; generadores con inversores electrónicos, 1,2 vez la corriente nominal.

Cambios lentos de tensión admisibles en el Punto de Conexión a la Red: Las variaciones de tensión en el Punto de Conexión a la Red (PCR) atribuibles al sistema de generación en el PCR no superará un valor del 3% positivo o negativo en comparación con la tensión sin sistema de generación presente. Para la determinación de los cambios de tensión para redes malladas de baja tensión, se recomienda utilizar los cálculos de flujo de cargas complejas.

Cambios rápidos de tensión admisibles en el Punto de Conexión a la Red: Las variaciones de tensión en el PCR atribuibles al sistema de generación en el PCR no superará un valor del 3% positivo o negativo en comparación con la tensión sin sistema de generación presente. Para un valor del 3%, su frecuencia de ocurrencia no excederá un evento cada 10 minutos.

Flicker admisible generado por el SGD en el Punto de Conexión a la Red: Los niveles admisibles de flicker resultantes en el PCR, producto del sistema de GD, no deben superar los límites establecidos en la Resolución ENRE 0099/1997 [19]. Para la medición del flicker el equipo de medición instalado debe cumplir con los requisitos de la IEC 61000-4-15 [20].

Distorsión armónica de tensión admisible en el Punto de Conexión a la Red: La distorsión armónica en el PCR atribuibles al sistema de generación no superarán los valores permitidos por la Resolución ENRE 184/2000 [19].

Distorsión armónica de corriente admisible en el Punto de Conexión a la Red: Las componentes de armónicos de la corriente inyectada a la red no deben superar los límites establecidos en IRAM 2491-3-2 [21] para conexiones menores que 16 A (requisito clase A) e IRAM 2491-3-4 [22] para conexiones comprendidas entre 16 A y 75 A.

Inyección de corriente continua admisible en el Punto de Conexión a la Red: La inyección de c.c. a la red, medida en el PCR, debe ser menor que 0,5% respecto de la corriente nominal del SGD.

Coseno φ mínimo admisible en el Punto de Conexión a la Red: El SGD deben trabajar con un φ a partir del 25% de la potencia nominal. Para unidades de generación con un generador conectado directamente a la red, el factor predefinido debe lograrse en menos de 60 segundos desde su puesta en marcha.

Compatibilidad electromagnética: Los equipos constituyentes de la instalación no deberán producir ningún tipo de interferencia en instalaciones y/o equipos de instalaciones eléctricas vecinas conectadas al mismo punto o puntos cercanos de acoplamiento.

Medidas de precaución contra las caídas de tensión e interrupciones de tensión: Si el sistema de generación es sensible a las caídas de tensión de corta duración o interrupciones de suministro, el usuario deberá tomar las medidas adecuadas para asegurar el sistema y su operación.

Construcción del sistema de generación de potencia y protección de la red pública y sistema: Como regla, el sistema de generación debe contribuir a mantener la estabilidad estática de tensión en la red eléctrica de baja tensión. Se entiende por estabilidad estática de tensión al mantenimiento de los niveles de tensión en la red de baja tensión a los cambios lentos para mantener la tensión dentro de los límites establecidos por la empresa distribuidora. No será necesario que los generadores contribuyan a la estabilidad dinámica de tensión.

7.2.3.2 Requerimientos de operación

Por otra parte, respecto a los requerimientos a la operación del sistema se mencionan los siguientes:

Generalidades: El usuario debe asegurar que el equipo necesario para el funcionamiento en paralelo con la red de baja tensión esté siempre en condiciones técnicas adecuadas. Para cumplir con este requerimiento debe contar con un instalador electricista matriculado que realice los siguientes ensayos periódicos:

- Verificación de existencia de polvo y suciedad, daños mecánicos y de aislamiento
- Verificación del correcto disparo de la protección GR.
- Verificación de la correcta apertura del interruptor de interfaz.

Desconexión debido a las condiciones de la red: Al menos en los siguientes casos, la empresa de distribución tendrá la facultad de efectuar la desconexión del sistema de GD:

- Peligro potencial para la operación segura de la red de distribución.
- Riesgo de operación en isla.
- Riesgo a afectar el estado estable o estabilidad dinámica de la red de distribución.
- Reparaciones o ejecución de trabajos que requieran de la instalación de un grupo electrógeno.

Condiciones para la conexión y sincronización:

- Generalidades: Un sistema de GD debe estar conectado a la red sólo si un dispositivo de control adecuado determina que tanto la tensión y la frecuencia de la red se encuentran dentro del rango de tolerancia y durante el período de tiempo definido en la norma IRAM 210013-21 [18].
- Conexión de generadores sincrónicos: Se deberá disponer de un dispositivo de sincronización adecuado en el caso de vinculación de generadores sincrónicos acoplados directamente a la red. El dispositivo de sincronización puede, a los fines prácticos, ser una unidad independiente o estar integrada a la Protección GR. Los valores de ajuste deberán ser acordados con la empresa distribuidora. Los siguientes valores pueden ser considerados como valores máximos de referencia: $\Delta\phi = \pm 10^\circ$; $\Delta f = \pm 500$ mHz; $\Delta U = \pm 10\%$ U_n .
- Conexión de generadores asincrónicos: Se deberán arbitrar los medios de arranque necesarios para que no se sobrepasen los límites de fluctuación de tensión establecidos en el punto 4.6 de la presente reglamentación.
- Conexión de unidades con interfaces electrónicas: Las unidades de generación de energía con interfaces electrónicas (por ejemplo, inversores para sistemas fotovoltaicos) sólo deben conectarse con $k_{\text{imax}} \leq 1,2$.
- Compensación de potencia reactiva: El equipamiento para compensación de potencia reactiva debe ser conectado o desconectado junto con los dispositivos de consumo o sistemas de generación, o bien; ser operado por un equipo de control.

Tableros de protección y de seccionamiento: El tablero que contiene al Interruptor y la Protección GR, la protección termomagnética, diferencial y contra descargas atmosféricas debe cumplir la norma AEA 90364-7-771 [23].

7.2.3.3 Verificación

Para cada sistema de GD se requiere una habilitación, efectuada según el procedimiento definido por el organismo de regulación correspondiente. Esta habilitación debe verificar aspectos técnicos para la protección de la red y del sistema con el fin de demostrar conformidad con los requerimientos de esta norma y otras regulaciones particulares aplicables. Estos aspectos incluyen una verificación de la generación de potencia, las reacciones de la red y las protecciones de la red y el generador.

7.2.4 Colombia: “Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE”

En el contexto del cumplimiento del Artículo 2° de la Constitución Nacional de Colombia, el Ministerio de Minas y Energía adopta los requerimientos técnicos definidos en el RETIE [15]. En este sentido, en el RETIE se definen los requisitos que deben cumplir las instalaciones eléctricas y las condiciones para incorporar a las mismas los elementos y equipos que la conforman. Además, se establecen requerimientos en materia de seguridad, así como la obligatoriedad de conocer y evaluar los riesgos de origen eléctrico, y tomar las medidas necesarias para evitar que tales riesgos se materialicen en incidentes o accidentes.

En particular, se está introduciendo el artículo 21º en formato borrador, el cual aún no se encuentra vigente [24]. Este artículo se titula “AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA –(AGPE) Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA –(GD)”, y establece los lineamientos generales que se aplican al contexto de la incorporación de pequeños aerogeneradores a los sistemas de distribución, incluyendo los siguientes aspectos:

- Requisitos generales y técnicos para la conexión a la red
- Conformidad de la instalación
- Puesta en servicio
- Requisitos de instalación
- Mantenimiento y pruebas periódicas de la instalación de conexión

A continuación, se mencionan algunos aspectos considerados en la reglamentación mencionada:

7.2.4.1 Conocimiento del recurso energético disponible

Un aspecto fundamental para la credibilidad en este tipo de fuentes energéticas, es el conocimiento del recurso energético disponible en el lugar donde se va a instalar la central generadora, por lo que se debe medir durante periodos de tiempo razonables, no menores a un año para generadores de más de 100 kW. Sin embargo, para el caso de pequeños generadores, es suficiente la información ambiental o de fuentes de datos de alta credibilidad. Particularmente para los proyectos basado en energía eólica, es importante conocer las magnitudes de la velocidad del viento y su dirección predominante.

7.2.4.2 Aspectos técnicos y regulatorios

Se deben cumplir los requisitos que apliquen del RETIE, que son adaptados de normas tales como IEEE 1547-1 [25], los cuales se complementan con los demás que apliquen de la NTC 2050 [26]:

a. Los aerogeneradores que se conecten a la red de distribución, no deben afectar la operación, seguridad, estabilidad, ni los parámetros de calidad de la energía de cualquiera de estos sistemas establecidos en los Códigos de Redes y de Distribución, las normas del operador de red (OR) y demás regulación establecida por el ente regulador (CREG).

b. Las instalaciones eléctricas de generación deben dimensionarse para que su potencia máxima no supere la potencia del punto de conexión, es decir que la suma de las potencias nominales en el lado de corriente alterna, no debe exceder la potencia máxima establecida en ese nodo.

c. Toda planta de generación con fuentes no convencionales de energía que se conecte a la red eléctrica de uso general, debe disponer de los siguientes equipos:

- Equipos de Interrupción. Toda conexión entre un generador con fuentes no convencionales de energía y la red debe ser controlada por interruptores de potencia capaces de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito en el Punto de Conexión.
- Equipos de Protección. Las protecciones de las unidades de generación y sus conexiones deben cumplir los siguientes requisitos para reducir a un mínimo el impacto en el sistema por fallas en los circuitos de propiedad de los generadores:
- Tanto las fallas en los equipos del generador conectado directamente a la red, como las fallas en la parte conectada directamente al equipo del Generador, deben despejarse en tiempos no mayores a los señalados en el Código de Conexión
- Cuando la unidad de generación está conectada a los niveles de 110 kV o tensiones superiores al STN, STR u OR, el Generador debe proveer protección de falla de interruptor, la cual debe ordenar

el disparo de todos los interruptores de potencia locales o remotos que garanticen el despeje de la falla en un tiempo ajustable entre 100 ms y 500 ms después de detectada la condición de falla de interruptor.

- Adicionalmente, el Generador debe proveer las protecciones necesarias que minimizan el impacto sobre el STN.
- Equipo de Medición Comercial. El Generador debe proveer la infraestructura y equipo necesario para llevar la información que se requiera de medición tarifaria de acuerdo con el código de medida establecido por la CREG.
- Equipo de Supervisión y Control. El Generador debe proveer la infraestructura y equipo necesario para llevar la información que se requiera de supervisión y control.
- En general cualquier conexión al sistema eléctrico nacional, regional o local de un generador que utilice fuentes no convencionales de energía, debe atender los requerimientos técnicos y de seguridad aplicados a una planta de generación eléctrica con energías convencionales.

7.2.4.3 Calidad del producto eléctrico

La instalación y equipos GD conectados a la red, deben cumplir los requisitos y límites máximos de perturbaciones de calidad de la señal de potencia entregada al sistema eléctrico nacional. Los parámetros a tener en cuenta son:

a. Perturbaciones de larga duración o permanentes

- Variaciones de tensión de estado estable
- Desbalance de tensión (desviación en la simetría de las magnitudes y ángulos de fase de cada componente de tensión en un sistema trifásico)
- Parpadeos o “Flicker” (variaciones bruscas y rápidas de tensión)
- Interrupciones de larga duración (Duración ≥ 1 min)
- Armónicos de tensión.
- Armónicos de corriente.
- Muecas de tensión.

b. Perturbaciones lentas

- Interrupciones de corta duración (duración < 1 min)
- Hundimientos o huecos de tensión “sags”.
- Elevaciones de tensión “swell”.
- Variaciones de frecuencia

c. Perturbaciones Rápidas: Sobretensiones transitorias (transitorias, impulsos, oscilantes).

Para el caso de perturbaciones rápidas, se pueden aceptar los valores de parámetros especificados en las normas IEC o IEEE aplicables.

d. Los parámetros de operación del AGPE y SGD no deben tener variaciones por fuera de los siguientes rangos:

- Tensión dentro de +5% -10% del valor nominal,
- Frecuencia dentro de $\pm 2\%$ del valor nominal,
- Desbalance de tensión en la relación de la componente de secuencia negativa no mayor del 2%.

- Periodos de re-cierre (cuando sean permitidos) entre 0,1 s a 5 s para el primer re cierre y 10 s a 90 s para el segundo re cierre.

7.2.4.4 Otros requerimientos técnicos generales definidos en el RETIE vigente

A continuación, se presentan los requerimientos generales definidos en el RETIE vigente [27], los cuales se aplican para el caso de los pequeños aerogeneradores.

Compatibilidad Electromagnética: Para efectos del presente reglamento, los equipos y dispositivos utilizados en las instalaciones eléctricas deben operar adecuadamente en un entorno electromagnético sin generar perturbaciones no deseadas al sistema o a otros equipos y tener la capacidad de soportar las perturbaciones producidas por otros equipos o sistemas y continuar operando satisfactoriamente. Los equipos deben marcarse con la clase y grupo de compatibilidad electromagnética, conforme a normas internacionales o equivalentes.

Distancias de Seguridad: De acuerdo al reglamento RETIE, las instalaciones correspondientes al aerogenerador deben satisfacer las distancias de seguridad definidas en el artículo 13 y, además, las distancias definidas en la norma ANSI C2 [28], en aquellos casos que sea aplicable. Se incluyen distancias verticales y horizontales a construcciones, como es el caso de viviendas unipersonales, edificios, etc., y a vías de circulación, tales como vías de ferrocarriles, carreteras, etc.

Puesta a tierra: La instalación eléctrica del aerogenerador debe estar provisto de un sistema de puesta a tierra, el cual es necesario para la seguridad de las personas, la protección de las instalaciones y la compatibilidad electromagnética.

El sistema de puesta a tierra debe cumplir los siguientes requisitos:

- Los elementos metálicos que no forman parte de las instalaciones eléctricas, no podrán ser incluidos como parte de los conductores del sistema de puesta a tierra
- Los elementos metálicos principales que actúan como refuerzo estructural de una edificación deben tener una conexión eléctrica permanente con el sistema de puesta a tierra general.
- Las conexiones que van bajo el nivel del suelo (puesta a tierra), deben ser realizadas con soldadura exotérmica o conector certificado para enterramiento directo conforme a la norma IEEE 837 [29] o la norma NTC 2206 [30].
- Para verificar que las características del electrodo de puesta a tierra y su unión con la red equipotencial cumplan con el presente reglamento, se deben dejar puntos de conexión accesibles e inspeccionables al momento de la medición.
- La puesta a tierra del aerogenerador debe estar interconectada eléctricamente con el resto de las puestas a tierra de la construcción en la cual se encuentra instalada, según criterio adoptado en el estándar internacional IEC-61000-5-2 [8].

7.2.5 Estados Unidos de Norte America: “National Electrical Code® (NEC®)”

El artículo 694 del código eléctrico nacional, definido en el estándar NFPA 70 de Estados Unidos [31], se enfoca en la normativa aplicable a pequeños aerogeneradores. En primer lugar, define las principales topologías de aerogeneración para identificar los distintos componentes que intervienen, los cuales se muestran a continuación, en la Figura 7.2.

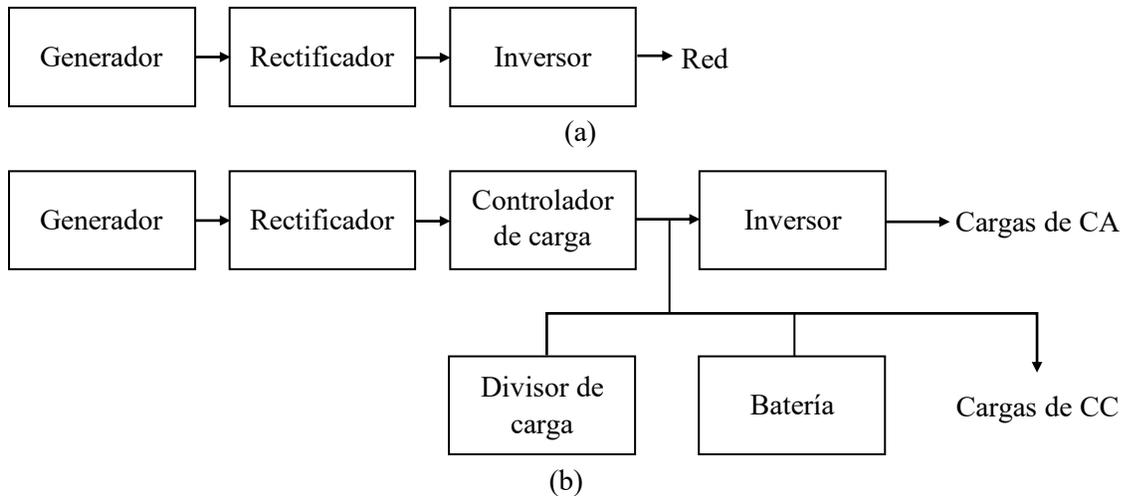


Figura 7.2. Principales topologías de aerogeneración según NFPA 70.

Luego, se incluye una serie de definiciones relacionadas con los principales elementos y parámetros de los pequeños aerogeneradores. Posteriormente, define algunos aspectos a considerar en la etapa de instalación.

Pequeños Aerogeneradores: Se permitirá que los sistemas eléctricos eólicos pequeños abastezcan a un edificio u otros tipos de construcción, de forma adicional a otros servicios de suministro de electricidad.

Inversores: Se deben identificar y listar los inversores utilizados en los pequeños aerogeneradores.

Controladores de carga de desvío. El controlador de carga de desvío se utiliza como medio principal para regular la velocidad del rotor de una turbina eólica. El mismo debe estar provisto de un sistema adicional, independiente y confiable para evitar el funcionamiento a velocidad excesiva. La red interconectada no se considerará como una carga de desvío confiable.

Dispositivos de protección contra sobretensiones (SPD): Se debe instalar un dispositivo de protección contra sobretensiones entre el aerogenerador y cualquier carga abastecida por el sistema eléctrico de las instalaciones. Se permitirá que el dispositivo de protección contra sobretensiones tipo 3 en un circuito derivado dedicado que sirva a un sistema eléctrico eólico pequeño o tipo 2 ubicado en cualquier lugar del lado de la carga de la desconexión del servicio. Los dispositivos de protección contra sobretensiones deben instalarse en conformidad con la parte II del artículo 285.

Receptáculo: Debe ser alimentado por un circuito propio del aerogenerador o externo, para su utilización durante el mantenimiento o adquisición de datos. Además, los receptáculos deben estar provistos de dispositivos de protección contra sobrecorrientes, para asegurar que no se exceda la corriente nominal.

Por otra parte, la NFPA 70 define los requerimientos referidos a:

- circuitos del aerogenerador
- sistemas de desconexión
- métodos de cableado
- puesta a tierra
- señalización
- conexión a otras fuentes

- baterías

A continuación, se expone una síntesis de los requerimientos que se consideran de mayor relevancia en el contexto del presente documento.

7.2.5.1 Tensión Máxima.

A continuación, se mencionan los principales requisitos respecto a las tensiones en elementos de los aerogeneradores.

Circuitos de salida de turbinas eólicas: Para turbinas eólicas conectadas a viviendas unifamiliares y bifamiliares, se permitirá que los circuitos de salida de la turbina tengan una tensión máxima de hasta 600 voltios. Caso contrario, deberán cumplir con las especificaciones detalladas en la Parte IX del Artículo 694.

Circuitos de Corriente Continua: La tensión de los circuitos de utilización de CC debe cumplir con el Artículo 210.6.

Circuitos de más de 150 voltios a tierra: En viviendas unifamiliares y bifamiliares, las partes vivas en circuitos de más de 150 voltios a tierra no deben ser accesibles a otras personas que no sean calificadas mientras estén energizadas.

7.2.5.2 Dimensionamiento y corriente del circuito.

La corriente máxima del aerogenerador debe calcularse de acuerdo a lo siguiente:

Corriente del circuito de salida de la turbina: La corriente máxima se basará en la corriente del circuito del aerogenerador que funciona a la máxima potencia de salida.

Corriente del circuito de salida del inversor: La corriente de salida debe ser menor a la corriente nominal de salida continua del inversor.

Corriente del circuito de entrada del inversor autónomo: La corriente de entrada máxima será la corriente nominal de entrada continua del inversor independiente del inversor que produce la potencia nominal con el menor valor de tensión de entrada.

7.2.5.3 Protección contra sobrecorrientes

Una vez obtenida la corriente máxima del circuito, se procede al dimensionamiento de los conductores del circuito principal y los dispositivos de sobrecorriente. Los mismos deben dimensionarse para transportar una corriente de al menos el 125 por ciento de la corriente máxima calculada en el ítem anterior. La clasificación o configuración de los dispositivos de sobrecorriente se especifica en el capítulo 240.4.

Circuitos y Equipos: Los circuitos de salida de la turbina, los circuitos de salida del inversor y los conductores y equipos del circuito de la batería de almacenamiento deben estar protegidos de acuerdo con los requisitos del Artículo 240. Los circuitos conectados a más de una fuente eléctrica deben estar provistos de dispositivos de sobrecorriente ubicados de manera que brinden protección contra sobrecorrientes que puedan ser producidas por todas las fuentes.

Transformadores de potencia: La protección contra sobrecorriente para un transformador con fuentes en cada lado debe proporcionarse de acuerdo con el artículo 450.3.

Sistema de corriente continua: Los dispositivos de sobrecorriente, ya sean fusibles o disyuntores, utilizados en cualquier parte del sistema de CC del aerogenerador deben estar listados para su uso en circuitos de CC y deben tener valores nominales de tensión, corriente e interrupción apropiados.

7.2.6 España: norma UNE 217002

En la norma UNE 217002 [32] se definen los ensayos que deben cumplir los inversores en instalaciones generadoras interconectadas a la red de distribución pública. En primer lugar, se establecen dos grupos de inversores:

- 1) Grupo 1: son los inversores en los que el punto de conexión a red se realiza a la red de baja tensión.
- 2) Grupo 2: son los inversores en los que el punto de conexión a red se realiza únicamente a la red de alta tensión.

El caso de pequeños aerogeneradores se incluye en el grupo 1. A su vez, dentro del Grupo 1 se definen los siguientes tipos de inversores:

- a) Inversor con transformador de baja frecuencia (50 Hz). Dicho transformador debe encontrarse conectado en la parte de alterna, interno o externo a la etapa de conversión.
- b) Inversor con transformador de alta frecuencia. Se trata de inversores que incorporan en su etapa de conversión una etapa de conversión CC/CC con transformador de alta frecuencia.
- c) Inversor sin transformador. Se trata de inversores que no incorporan ningún tipo de transformador en la etapa de conversión.

Posteriormente, se definen los aspectos técnicos que deben satisfacer los inversores y los ensayos que deben realizarse para su verificación. Estos requisitos están relacionados a la inyección de corriente continua a la red, la generación de sobretensiones y al sistema de detección de funcionamiento en isla.

Inyección de corriente continua a la red

El inversor debe garantizar que la corriente continua inyectada a red no supere el valor límite establecido por la normativa de aplicación, de acuerdo al tipo específico de inversor.

El ensayo consiste en conectar el generador a una red y ajustar la salida del mismo entre 25 y 100% de su potencia nominal. Habiéndose alcanzado el régimen estacionario y cumplido con las especificaciones del ensayo, la componente de corriente continua medida en una ventana de al menos 10 s, debe cumplir los requisitos de conformidad aplicables.

Generación de sobretensiones

El inversor no debe generar sobretensiones en su conexión de alterna, cumpliendo con los límites establecidos en la normativa de aplicación, según sean grupo 1 o grupo 2. El ensayo correspondiente consiste en realizar una maniobra de desconexión del generador a la red y registrar la tensión en los terminales del mismo. Se deben cumplir los límites de sobretensión admisible establecidos en la norma ITC-BT-40 [33].

Sistema de detección de funcionamiento en isla

Para la verificación del correcto funcionamiento del sistema de detección de funcionamiento en isla, se realiza un ensayo que consiste en la conexión de dos generadores similares trabajando en paralelo y la simulación del efecto isla. En este caso se identifica a uno de los inversores como equipo bajo ensayo y al

otro como inversor de apoyo. Todos los ensayos se deben realizar en las condiciones fijadas por la Norma UNE-EN 62116 [34].

7.3 Leyes y regulaciones en países de Iberoamérica para el aprovechamiento del recurso eólico distribuido

7.3.1 Argentina

El Régimen de Generación Distribuida es una iniciativa del gobierno nacional que establece el marco regulatorio para que los usuarios de la red de distribución generen energía eléctrica de origen renovable para su autoconsumo, con eventual inyección de excedentes a la red.

El Usuario-Generador (UG) es un cliente del Distribuidor que ya conectó su equipo de generación distribuida bajo la normativa vigente en la Ley 27.424, que corresponde al régimen de fomento a la Generación Distribuida de energía Renovable (GDR) integrada a la red eléctrica pública, proporcionando así el marco regulatorio para que todos los ciudadanos puedan generar energía para su autoconsumo en hogares, PyMEs, grandes industrias, comercios, producción agrícola, entes públicos y organismos oficiales, entre otros.

Además, la ley establece que el excedente de energía generada por los UG puede ser inyectado a la red, recibiendo una compensación por ello. También indica que es obligación de los Operadores de Red de Distribución (ORD) facilitar dicha inyección a los UG, asegurando el libre acceso a la red de distribución, la integridad de esta y la adecuada calidad del suministro de energía eléctrica.

La instalación del equipo generador es a cargo del UG interesado y debe ser realizada por un instalador calificado autorizado, siguiendo los parámetros técnicos establecidos en la normativa.

En la ley se planteó como objetivo alcanzar 1 GW instalado de GDR, al 2030. Según el reporte anual de 2021 de avance de la ley, [2], esta fue adherida en 14 provincias, se inscribieron 196 ORD y se cuenta con 714 UG registrados alcanzando una potencia instalada de 9,1 MW

Tabla 7.5 Generación Distribuida Ley Nacional N° 27.424

Normativa	Fecha publicación	Descripción
<u>Decreto 1075/2017</u> Poder Ejecutivo Nacional (PEN)	27-Dic-2017	<u>Ley N° 27.424 - Su promulgación</u> En uso de las facultades conferidas por el Artículo 78 de la constitución nacional, promulgase la ley N° 27.424.
<u>Ley: Generación de Energía Eléctrica de Origen Renovable</u> <u>Ley N°27.424</u> <u>Poder Legislativo Nacional</u>		

Capítulo 1	Artículo 1	La ley tiene por objeto fijar las políticas y establecer las condiciones jurídicas y contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, para su autoconsumo, con eventual inyección de excedentes a la red, y establecer la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución, sin perjuicio de las facultades propias de las provincias.
	Artículo 2	Declara de interés nacional la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables con destino al autoconsumo y a la inyección de eventuales excedentes de energía eléctrica a la red de distribución.
	Artículo 3	<ul style="list-style-type: none"> • Balance neto de facturación: al sistema que compensa en la facturación los costos de la energía eléctrica demandada con el valor de la energía eléctrica inyectada a la red de distribución conforme el sistema de facturación que establezca la reglamentación; • Equipos de GDR: a los equipamientos y sistemas destinados a la transformación de la energía primaria de fuentes renovables en energía eléctrica para autoconsumo, y que se conectan con la red de distribución a fin de inyectar a dicha red el potencial excedente de energía generada; • Equipo de medición: al sistema de medición de energía eléctrica homologado por la autoridad competente que debe ser instalado a los fines de medir la energía demandada, generada y/o inyectada a la red de distribución por el usuario-generador, siendo dichas mediciones almacenadas independientemente para su posterior lectura; • Fuentes de energías renovables: a las fuentes de energía establecidas en el artículo 2° de la ley 27.191, Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica; • GDR: a la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, por usuarios del servicio público de distribución que estén conectados a la red del prestador del servicio y reúnan los requisitos técnicos que establezca la regulación para inyectar a dicha red pública los excedentes del autoconsumo; • Prestador del servicio público de distribución de energía eléctrica o distribuidor, (ORD): a la figura creada por el artículo 9° de la ley 24.065, Régimen de Energía Eléctrica, responsable de

		<p>abastecer la demanda eléctrica de usuarios finales en su zona de competencia;</p> <ul style="list-style-type: none"> • UG: al usuario del servicio público de distribución que disponga de equipamiento de generación de energía de fuentes renovables y que reúna los requisitos técnicos para inyectar a dicha red los excedentes del autoconsumo. No están comprendidos los grandes usuarios o autogeneradores del mercado eléctrico mayorista.
	Artículo 7	Todo proyecto de construcción de edificios públicos nacionales deberá contemplar la utilización de algún sistema de GDR.
Capítulo 2	Artículo 8, 9, 10 y 11	Trata de la autorización de conexión del GDR a la red, dando pautas generales respecto de la solicitud que debe elaborar el UG, los tiempos que debe respetar el ORD para dar respuesta a la solicitud e indica que el UG debe asumir los costos por la instalación del medidor.
Capítulo 3	Artículo 12	Describe el esquema de facturación, indicando que al UG se le paga por cada kWh inyectado a la red, al precio estacional del Mercado Eléctrico Mayorista. Se indica que ORD debe reflejar en la facturación por el servicio de energía eléctrica prestado al UG, tanto el volumen de la energía demandada como el de la energía inyectada, y los precios correspondientes a cada uno por kWh. El valor a pagar por el UG es el resultante del cálculo neto entre el valor monetario de la energía demandada y el de la energía inyectada antes de impuestos. El ORD no puede añadir ningún tipo de cargo adicional por mantenimiento de red, peaje de acceso, respaldo eléctrico o cualquier otro concepto asociado a la instalación de equipos de GD.
Capítulo 4	Artículo 13, 14 y 15	Indica que la autoridad de aplicación de la ley es el poder ejecutivo nacional con funciones como: a) establecer las normas técnicas y administrativas (p.ej. normas IRAM o similares), b) establecer las normas y lineamientos para la autorización de conexión a la red, c) elaborar políticas activas para promover el fomento de la industria nacional de GDR; d) establecer la política de capacitación y formación que requiera la industria; e) establecer el valor de la tarifa de inyección; f) reglamentar los beneficios promocionales para el desarrollo de la GDR, entre otros.
Capítulo 5	Artículo 16 al 24	Trata sobre la creación de un Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la GDR (FODIS) orientado al otorgamiento de préstamos, incentivos, garantías, la realización de aportes de capital y adquisición de otros instrumentos financieros, todos ellos destinados a la implementación de sistemas de GDR.

Capítulo 6	Artículo 25 al 31	Trata de los beneficios promocionales que incluyen apoyo del FODIS en forma de bonificación sobre el costo de capital para adquisición de equipamiento para GDR, beneficios adicionales para fomentar la adquisición de equipo de fabricación nacional, emisión de créditos fiscales, entre otros.
Capítulo 7	Artículo 32 al 37	Crea el Régimen de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para GDR (FANSIGED) cuyas funciones son investigación, diseño, desarrollo, inversión en bienes de capital, producción, certificación y servicios de instalación para la generación distribuida de energía a partir de fuentes renovables.

Tabla 7.6 Marco normativo del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública

Normativa	Fecha publicación	Descripción
<u>Decreto 1075/2017</u> Poder Ejecutivo Nacional (PEN)	27-Dic-2017	<u>Objetivos:</u> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Reducción de pérdidas en el sistema interconectado. ▪ Reducción de costos para el sistema eléctrico en su conjunto ▪ Protección ambiental y de los derechos de los usuarios.
<u>Decreto Reglamentario 986 / 2018</u> Poder Ejecutivo Nacional (PEN)	02-Nov-2018	<u>Objetivo:</u> Alcanzar la instalación de un total de 1.000 MW de capacidad para el 2030 a partir de la instalación equipos de generación distribuida en: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Hogares. ▪ Edificios. ▪ PyMEs. ▪ Industrias.
<u>Resolución 314 / 2018</u> Secretaría De Gobierno De Energía	21-Dic-2018	<u>Categorización de UG:</u> <ul style="list-style-type: none"> ▪ UGpe: Equipo de GD hasta 3 kW, en baja tensión. ▪ UGme: Equipo de GD > 3 kW y hasta 300 kW, en baja y media tensión. ▪ UGma: Equipo de GD > 300 kW y hasta 2 MW, en baja y media tensión.

		<p>Potencia de conexión: hasta la potencia contratada para la demanda. Capacidad máxima: 2 MW.</p> <p>Conexión de Usuario-Generador y contrato: procedimientos / derechos y obligaciones.</p>
<p><u>Disposición 28 / 2019</u></p> <p>Subsecretaria De Energías Renovables Y Eficiencia Energética</p>	<p>01-Mar-2019</p>	<p><u>Implementación del régimen de generación distribuida:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Plataforma Digital de Acceso Público: conexión ágil y sencilla para realizar el Procedimiento de autorización de conexión de UG. ▪ Inscripción de Distribuidores e Instaladores: todos los actores vinculados en el mismo trámite. ▪ Requisitos técnicos para la conexión: protecciones eléctricas, unifilar de conexión, certificación de componentes. ▪ RENUGER: Registro Nacional de Usuarios-Generadores de Energías Renovables. <p><u>Actualización de normativa - Disposición 97/19 SSERyEE:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Incorporación de todas las tecnologías de ER. <p><u>Actores involucrados:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ El usuario solicita la autorización para conectar un equipo. ▪ El distribuidor reserva cupo de potencia, verifica el equipo instalado y realiza el cambio del Medidor Bidireccional. ▪ El instalador calificado declara los equipos. ▪ La autoridad de aplicación emite un Certificado de Usuario-Generador.

7.3.2 Colombia - Resolución CREG 174 de 2021

Para el caso colombiano, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) publicó la Resolución CREG 174 de 2021 (derogando la versión previa 030 de 2018) sobre autogeneración a través de la conexión de Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE), capacidad menor o igual a 1 MW y Autogeneradores a Gran Escala (AGGE), con capacidad entre 1 MW y 5 MW. En la resolución se define un mecanismo fácil y sencillo para que los usuarios residenciales, así como los comerciales y pequeños industriales, produzcan energía principalmente para autoconsumo y puedan vender los excedentes al sistema interconectado nacional.

La resolución define la reglamentación para la conexión, para la comercialización de los excedentes de energía y los tiempos de respuesta de los que dispone el distribuidor para trámites de conexión. También define las obligaciones de publicar la información respecto a la disponibilidad de los circuitos para la conexión.

Se indica que cuando la cantidad de energía anual utilizada para crédito de energía en un mercado de comercialización supere el 4% de la demanda comercial regulada anual, la CREG podrá revisar y modificar las condiciones de remuneración que se establecen en la resolución.

Se indica que un UG (AGPE o AGGE) puede ser autogenerador sin modificar sus instalaciones, a menos que decida vender los excedentes a la red.

La resolución dicta que ORD debe agregar en su página web un enlace denominado: “Usuarios Autogeneradores y Generadores Distribuidos - Resolución CREG 174 de 2021”, la cual se destina a facilitar los procedimientos para la conexión a la red.

Como condiciones que restringen el acceso se indica que sumatoria de la potencia máxima declarada de todos los UG que entregan energía a la red, en un mismo circuito de nivel de tensión 1 (baja tensión), debe ser igual o menor al 50% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión. Además, la cantidad total de energía en una hora que pueden entregar todos los UG a la red, conectados al mismo circuito o transformador del nivel de tensión 1, cuyo sistema de producción de energía sea distinto al compuesto por un sistema fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento, no debe superar el 50% del promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión.

A diferencia de un AGPE, un AGGE debe realizar estudios de conexión simplificados, lo cuales son reglamentados por la CREG.

En el capítulo V de la resolución se dan los detalles que regulan la comercialización de la energía eléctrica, siendo relevante, que el comercializador está obligado a comprarle la energía al UG y el precio de venta de la energía entregada a la red se calcula a partir del precio de la energía en la bolsa, siendo este limitado por el precio de escasez (máximo valor que se pueda pagar por la energía en situación de emergencia) sumada a los benéficos que percibe el ORD por la disminución de las pérdidas técnicas, ponderadas hasta un 50%.

7.3.3 Chile

La Generación Distribuida o Net Billing, establecida mediante la Ley 20.571, es un sistema que permite la autogeneración de energía en base a Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y cogeneración eficiente. Esta Ley, entrega el derecho a los usuarios a vender sus excedentes directamente a la distribuidora eléctrica a un precio regulado, el cual estará publicado en el sitio web de cada empresa distribuidora. Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales.

La Ley General de Servicios Eléctricos (**Ley 20.571** (fue promulgada en febrero de 2012 y entro en vigencia el año 2014) y su modificación que es la **Ley 21.118** desde su puesta en vigencia el día 17 de noviembre del 2018) es la ley que regula el funcionamiento de equipos de generación eléctrica que trabajan en base a energías renovables no convencionales (ERNC – Solar, Eólica, mini hidráulica, entre otras) para el autoconsumo de clientes regulados (hogares e industrias), presentando un derecho para los dueños de estos equipos de inyectar energía a la red de la distribuidora eléctrica. Las modificaciones a esta ley entregan mayores garantías a los consumidores. En la tabla 7.7 se exponen los cambios mencionados anteriormente.

Tabla 7.7 LEY 20.571 y LEY 21.118

LEY 20.571 (ANTERIOR)	LEY 21.118 (ACTUAL)
<p>Proyectos de energía renovables de hasta 100 kilowatt (kW) nominales (la potencia nominal de un proyecto es la potencia que se presenta en el punto de inyección con los inversores – equipo que cambia la entrada de corriente continua a corriente alterna, limitando la potencia que se entrega al punto de inyección), donde si la energía generada por el proyecto supera en algunos meses a la energía consumida por el cliente, la distribuidora se veía obligada a pagar ese diferencial al mismo precio que se comercializaba el Cargo por Energía de la empresa distribuidora.</p>	<p>Los proyectos pueden ser de hasta 300 kW nominales, entregando facilidades a los clientes que opten por un sistema de autogeneración con energías renovables, como los siguientes puntos:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ El traspaso de un saldo de excedentes favorables a otra dirección (donde la boleta eléctrica esté con el mismo Rut para ambos lugares) que esté dentro del área de concesión de la misma distribuidora eléctrica. ▪ El descuento de los excedentes a la boleta del mes sea para todos los cargos de la distribuidora y no solamente a la energía consumida, como era con la ley 20.571. ▪ La existencia de sistemas de generación eléctrica para autoconsumo en comunidades o en propiedades conjuntas (edificios, condominios, comunidades en zonas rurales).
<p>El objetivo de la ley es dar derecho a los clientes regulados de las ORD para generar su propia energía eléctrica, mediante medios renovables no convencionales o de cogeneración eficiente, auto-consumirla y vender sus excedentes de energía a las empresas distribuidoras (clientes regulados corresponden, en general, a pequeños y medianos consumidores que tengan una capacidad conectada inferior a 2.000 kilowatts (kW)).</p>	
<p>Para poder recibir pagos de los excedentes de energía de un proyecto con esta nueva Ley Netbilling, se debe demostrar que el proyecto sea netamente para autoconsumo (a través del perfil de consumo de la instalación y la generación esperada por el proyecto de autoconsumo). Solamente pueden evitar estas restricciones los clientes residenciales que</p>	

presenten una potencia conectada de **hasta 20 kilowatt** y las personas jurídicas sin fines de lucro con una potencia conectada de **hasta 50 kilowatt**.

La ley establece que para la conexión de un “proyecto muy pequeño”, menor a 10 kW el tiempo máximo del trámite para autorizar al UG es de 30 días. Para proyectos de mayor potencia establece los procedimientos involucrados para obtener la autorización de conexión del GDR a la red. Dichos procedimientos se encuentran sistematizados a partir de formularios electrónicos.

Bajo la reglamentación de la ley al según la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), para el 2021 se alcanzó un total de 34,4 MW instalados de GDR.

7.3.4 Ecuador - ARCERNNR-001/2021 y ARCERNNR-002/2021

El directorio de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR) estableció, en 2021, las disposiciones para el proceso de habilitación, conexión, instalación y operación de sistemas de generación distribuida basadas en fuentes de energía renovable para el autoabastecimiento de consumidores regulados a través de la ARCERNNR-001/2021; y para empresas habilitadas para realizar la actividad de generación a través de la ARCERNNR-002/2021.

Tabla 7.8 Regulación No. ARCERNNR 001/2021	
“Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica”	
<p>Objetivo: Establecer las disposiciones para el proceso de habilitación, conexión, instalación y operación de sistemas de generación distribuida basadas en fuentes de energía renovable para el autoabastecimiento de consumidores regulados.</p> <p>Aplicable para: Consumidores regulados que instalen y operen sistemas de generación distribuida para su autoabastecimiento, sincronizadas a la red de distribución y para las Empresas Eléctricas Distribuidoras.</p>	
BASE NORMATIVA	
<p>Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE)</p> <p>Regula la participación de los sectores público y privado, en actividades relacionadas con el servicio público de</p>	<p>Art.26: Señala que la electricidad producida con recursos renovables de energía contará con condiciones preferentes establecidas mediante regulación expedida por la ARCONEL.</p>

energía eléctrica, así como también la promoción y ejecución de planes y proyectos con fuentes de energías renovables, y el establecimiento de mecanismos de eficiencia energética.			
REGLAMENTO GENERAL DE LA LOSPEE		Art. 3: Define a la Generación Distribuida como pequeñas centrales de generación instaladas cerca del consumo y conectadas a la red de la distribuidora.	
		Art. 24: establece que los usuarios finales, previa calificación, podrán instalar sistemas de generación a partir de Energía Renovable No Convencional - ERNC para su autoabastecimiento, y podrán vender eventuales excedentes a la Distribuidora correspondiente, observando las condiciones técnicas y comerciales que se establezcan en la normativa que para el efecto emita la ARCERNR.	
TIPO	MODALIDADES	POTENCIA	CARACTERISTICAS
SGDA (Sistemas de Generación Distribuida para Autoabastecimiento)	<p>Las instalaciones del SGDA y la demanda del consumidor ubicadas en un mismo inmueble o predio.</p> <p>Las instalaciones del SGDA y la demanda del consumidor ubicadas en diferentes inmuebles o predios, pero conectadas a través de la red de distribución</p>	Pnom < 1MW	<p>Asociado a un número de suministro.</p> <p>Dimensionamiento para consumo anual de energía.</p> <p>Con o sin almacenamiento de energía.</p> <p>Se conecta a las redes de distribución.</p> <p>Aprovecha fuentes de energía renovable</p>

Tabla 7.9 Regulación No. ARCERNNR 002/2021	
“Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación”	
<p>Objetivo: Establecer las condiciones técnicas y comerciales a cumplirse con respecto al desarrollo y operación de centrales de generación distribuida, de propiedad de empresas que sean habilitadas por el Ministerio Rector para ejecutar la actividad de generación.</p> <p>Aplicable para: empresas que instalen, operen y administren centrales de generación distribuida en el país; Distribuidoras a cuyas redes se conectan dichas centrales; y, el CENACE.</p>	
BASE NORMATIVA	
<p>Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE)</p> <p>Regula la participación de los sectores público y privado, en actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica, así como también la promoción y ejecución de planes y proyectos con fuentes de energías renovables, y el establecimiento de mecanismos de eficiencia energética.</p>	<p>Art. 12: Establece como atribuciones del MERNNR el otorgar y extinguir títulos habilitantes para el ejercicio de las actividades del sector eléctrico.</p>
	<p>Art. 26: Señala que la electricidad producida con recursos renovables de energía contará con condiciones preferentes establecidas mediante regulación expedida por el ARCONEL.</p>
	<p>Art. 3: Define a la Generación Distribuida como pequeñas centrales de generación instaladas cerca del consumo y conectadas a la red de la distribuidora.</p>
	<p>Art. 15: Establece que las distribuidoras dentro sus planes de expansión podrán identificar proyectos de generación distribuida que permitan mejorar las</p>

REGLAMENTO GENERAL DE LA LOSPEE		condiciones de confiabilidad y calidad del suministro eléctrico.	
TIPO	ALTERNATIVAS DE PARTICIPACION	POTENCIA	CARACTERISTICAS
GD (Generación Distribuida)	1-Proyectos PME (Demanda Regulada). 2-Proyectos para Grandes Consumidores. 3-Proyectos No PME \geq 1MW (Demanda Regulada). 4-Proyectos No PME $<$ 1MW (Demanda Regulada). PME (Plan Maestro de Electricidad).	100 kW $<$ Pnom $<$ 10 MW	No Autogeneradores, No grupos de emergencia. Operadas por empresas habilitadas por el MERNNR. Conexión $<$ 138kV en Sistemas de Distribución. Se conecta cerca del consumo.

Dicha regulación es aplicable para los sistemas de generación distribuida, sincronizadas a la red de distribución y con una potencia nominal menor a 1 MW para consumidores regulados, y entre 100 kW y 10 MW para empresas habilitadas.

La potencia nominal de un sistema de GDR es determinada sobre la base de un estudio técnico de carga y demanda de energía, con el fin de cubrir la demanda de energía anual del consumidor. Se indica que la producción anual de energía de la GDR, deberá ser igual o menor que la demanda de energía anual del UG.

Para la conexión del GDR a la red de distribución, se recomienda realizar las pruebas y requisitos técnicos tomando como referencia la norma IEEE Std. 1547 en lo que sea aplicable.

En cuanto al balance de energía, medición y facturación, el ORD mediante el sistema de medición adecuado, determina el balance de energía neto mensual, entre la energía consumida desde la red de distribución y la energía inyectada por el GDR. Si la energía neta es menor que cero, el ORD factura al consumidor por concepto de energía consumida con valor cero. Si es mayor que cero, se verifica que no haya saldos a favor del UG por periodos anteriores, en caso contrario se le factura el saldo de energía restante aplicando la tarifa correspondiente del pliego tarifario del servicio público de energía eléctrica.

A partir del inicio de la operación del GDR, cada 24 meses el saldo de energía a favor del UG se lleva a cero, sin que el ORD otorgue una compensación económica por dicha energía. El UG cancela mensualmente el cargo de comercialización, sobre la base de lo establecido en el pliego tarifario vigente.

La factura mensual que emita la Distribuidora deberá adjuntar una tabla en la que consten las energías demandadas e inyectadas por el mes, y el saldo de energía a favor del UG por periodos anteriores.

7.3.5 Uruguay

La planificación energética en Uruguay la realiza la Dirección Nacional de Energía, la cual depende del Ministerio de Industria, Energía y Minería. Su rol es el de proponer, elaborar y coordinar las políticas, planes y normas para el desarrollo y funcionamiento del sector energético en el país, junto con contemplar las distintas fuentes de suministro, producción, transmisión y distribución de energía, asegurando la utilización eficiente de los recursos energéticos y velar por el acceso universal.

La generación distribuida (GD) corresponde a generación proveniente de auto productores y generadores conectados a las líneas de media tensión y cuya capacidad de **generación no supere los 5MW**. La frecuencia nominal del Sistema interconectado Nacional (SIN) es de 50hz.

La previsión de las energías renovables variables es realizada por la Administración del Mercado Eléctrico del Uruguay (ADME) con el fin de determinar la producción esperada de las ERV, estos pronósticos se realizan a corto plazo (24 horas/semanal).

Para el integrar el **acoplamiento sectorial** en los ejercicios de planificación existen planes donde se investigan los usos que se pueden dar a los excedentes de la **energía renovable** variable (por ejemplo, producción, generación de calor, vehículos eléctricos y consumo de hidrógeno). La Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) está comenzando a instalar medidores inteligentes a sus usuarios, con el fin de tener disponible información sobre su consumo en intervalos de 15 minutos.

La figura del **comercializador** tal y como está prevista en la reglamentación es quien, como resultado de Acuerdos de Comercialización, **compra o vende** para uno o más agentes. La penetración de ER en el sistema eléctrico uruguayo es bastante alta en comparación con el resto de los países de Acuerdo de Libre Comercio (ALC). Esto gracias a las subastas/licitaciones que UTE ha realizado a partir de exhortos del Poder Ejecutivo para la contratación de determinados niveles de potencia de energía eólica en primera instancia y luego también a partir de energía fotovoltaica. La **capacidad máxima** admitida en esas ofertas fue de **50 MW para los proyectos eólicos**.

A partir de 2013 Uruguay llevó a cabo procesos no competitivos de contratación de energía renovable basados en tarifas fijas (“feed-in tariff”) con el objeto de acelerar el proceso de integración de ER.

Se ha establecido que los usuarios que obtengan el derecho de instalar una **central solar fotovoltaica o eólica de entre 500kW y 5MW** en las licitaciones establecidas por UTE, tienen derecho a un “premio sobre el precio de la energía que se entregue” (o **prima de inyección**) hasta una fecha especificada en el pliego, por concepto de entrada en operación temprana. La cantidad del premio a remunerar también se indica en cada pliego. Desde la última licitación, realizada **en 2013, ya no se otorgan premios** sobre el precio de entrega por operación temprana.

La **medición neta** es establecida como mecanismo de incentivo de generación distribuida basada en fuentes de generación renovable en el Decreto No 173/010, vigente desde el 2010.

Tabla 7.10 Decreto N° 173/010

Decreto 173/010 Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica.

Se autoriza a los suscriptores conectados a la red de distribución de baja tensión a instalar generación de origen renovable eólica, solar, biomasa o minihidráulica.

	<p>III) La Sección III del Decreto N° 277/002 no se contempla de forma explícita la Generación conectada a la Red de Baja Tensión;</p> <p>IV) que la generación de energía de fuentes renovables contribuye a mitigar las emisiones de gases asociados tanto al impacto ambiental en general como a gases de efecto invernadero.</p>						
Artículo 1	<p>Se autoriza a los suscriptores conectados a la red de distribución de baja tensión a instalar generación de origen renovable eólica, solar, biomasa o minihidráulica. La corriente máxima de régimen generada en baja tensión por los equipos instalados no deberá superar los 16 amperios, con excepción de los suministros monofásicos en redes con la configuración de retorno por tierra (MRT), en los que la corriente máxima de régimen será 25 amperios. Asimismo, la potencia pico del equipamiento de generación instalado deberá ser menor o igual a la potencia contratada por el suscriptor.</p> <p>Los suscriptores interesados en superar los máximos establecidos ($I_n \leq 16A$, o 25A para MRT) precedentemente deberán recabar en forma previa la conformidad expresa de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE). Para este último caso, el MIEM estableció, mediante su resolución N° 1896/10, que la máxima potencia autorizada de la IMG será la siguiente:</p> <table border="1" data-bbox="604 1037 1205 1264"> <thead> <tr> <th>Tensión nominal (V)</th> <th>Potencia máxima autorizada de IMG (kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>230 trifásico</td> <td>100</td> </tr> <tr> <td>400 trifásico</td> <td>150</td> </tr> </tbody> </table>	Tensión nominal (V)	Potencia máxima autorizada de IMG (kW)	230 trifásico	100	400 trifásico	150
Tensión nominal (V)	Potencia máxima autorizada de IMG (kW)						
230 trifásico	100						
400 trifásico	150						
Artículo 2	<p>El suscriptor comprendido en el Artículo 1° del presente Decreto (en adelante microgenerador) podrá intercambiar energía en forma bidireccional con la red de Distribución. Encomiéndose a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) la compra de toda la energía que aquél entregare a la red, según las condiciones establecidas en los artículos 4° y 5° del presente Decreto, por un periodo de 10 años a partir de la puesta en servicio de las instalaciones de microgeneración.</p>						
Artículo 3	<p>Para estar habilitado a realizar el intercambio energético propuesto en el decreto, es necesario firmar, previamente, un Convenio de Conexión con UTE y cumplir con las condiciones generales determinadas por el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM).</p>						

Artículo 4	La energía entregada a la red de baja tensión por el microgenerador se remunerará al mismo precio del cargo por energía vigente en el Pliego Tarifario de UTE, de acuerdo a la tarifa contratada por aquél como suscriptor de UTE, con las excepciones descriptas en el artículo 5º.
Artículo 5	Para el caso de la Tarifa Residencial Simple, el precio establecido para la primera franja de 0 a 100 kWh se sustituirá por el correspondiente a la franja inmediata superior. Aquellos servicios incluidos en la modalidad Tarifa de Consumo Básico Residencial se regirán bajo el criterio de los clientes del tipo Tarifa Residencial Simple.
Artículo 6	El microgenerador no pagará cargos por el uso de las redes eléctricas.
Artículo 7	Todo el equipamiento comprendido en las instalaciones interiores que sea necesario para la conexión a la red de baja tensión y el eventual acondicionamiento del gabinete para alojar los nuevos equipos de medida será a cargo de cada microgenerador.
Artículo 8	Los costos vinculados a la instalación del medidor adecuado a esta modalidad de intercambio de energía darán lugar al cobro de una tasa de conexión que UTE propondrá para su aprobación al Poder Ejecutivo.
Artículo 9	El microgenerador se autodespachará, considerándose su costo variable igual a cero. Su vinculación con el sistema y el mercado eléctrico se realizará a través del distribuidor, rigiéndose por el régimen particular establecido en el presente decreto y otros actos jurídicos accesorios.
Artículo 10	En un plazo máximo de dos meses a partir de la publicación del presente decreto, la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) deberá definir los requisitos para la medición de la energía intercambiada.
Artículo 11	Los costos de energía asociados a esta forma de contratación se incluirán en el cálculo de las tarifas de UTE.

7.3.6 España

No existe consenso, a nivel mundial ni europeo, sobre qué es exactamente la Generación Distribuida (GD), puesto que son múltiples los factores que afectan a su definición: tecnologías empleadas, límite de potencia, conexión a red, etc.

El DPCA (Distribution Power Coalition of América) la define como, cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución. Por otro lado, la Agencia Internacional de la Energía (IEA, International Energy Agency) considera como GD, únicamente, la que se conecta a la red de distribución en baja tensión y la asocia a tecnologías como los motores, mini- y microturbinas, pilas de combustible y energía solar fotovoltaica. Su definición se basa

en la generación de energía cerca del punto de consumo, pero no implica el uso de una tecnología en particular.

El Departamento de Energía (DOE) de Estados Unidos establece unos límites que van desde 1 kW hasta decenas de MW. En España, el Régimen Especial contempla un límite máximo de potencia de 50 MW. EscoVale Consultancy, prestigiosa consultoría del Reino Unido, amplía el rango de potencias hasta 100 MW, limitando a 10 MW la potencia máxima para instalaciones basadas en fuentes de energía renovable.

- Microgeneración: Inferior a 5 kW.
- Minigeneración: Entre 5 kW y 5 MW.
- Generación media: Entre 5 MW y 50 MW.
- Generación a gran escala: Superior a 50 MW.

Real Decreto 244/2019

Publicado el 5 de abril de 2019, el real decreto/ley regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica en España. El nuevo decreto reforma el artículo 9 de la Ley 24/2013, persiguiendo como objetivo impulsar que el autoconsumo se realice con GDR, estableciendo que la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos, se encuentra libre de todo tipo de cargos y peajes.

El real decreto 244/2019 introduce las siguientes modificaciones, respecto de la ley 24/2013:

- Redefine el autoconsumo como el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación próximas a las de consumo y asociadas a las mismas. Permite así que comunidades enteras generen su propia energía a partir de GDR.
- Redefine a dos las modalidades de autoconsumo: a) sin excedentes, que en ningún momento puede suministrar energía a la red, y b) con excedentes, que sí puede suministrar energía a las redes de distribución y transporte.
- Se exime a las instalaciones de GDR para autoconsumo sin excedentes de la necesidad de obtención de permisos de acceso y conexión de las instalaciones de generación.
- La modalidad de autoconsumo con excedentes se divide, a su vez, en dos: *i)* acogida a compensación: para los casos en los que voluntariamente el UG opta por acogerse a un mecanismo de compensación de excedentes, observando que la fuente de energía primaria sea de origen renovable, que la potencia total de la GDR asociada no sea superior a 100 kW y que se haya suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo; y *ii)* no acogida a compensación: para los casos que no cumplan con alguno de los requisitos para pertenecer a la modalidad con excedentes acogida a compensación o que voluntariamente optan por no acogerse a dicha modalidad.
- En el caso de autoconsumo con excedentes, las instalaciones con potencia inferior a 15 kW, están exentas de obtener permisos de acceso y conexión, y la compensación de excedentes se realiza empleando el balance neto (compensación simplificada).
- En el caso de autoconsumo con excedentes, las instalaciones con potencia superior a 15 kW, la compensación de la energía suministrada a la red se determina a través de un precio negociado entre el UG y la comercializadora.

- Se reglamenta un registro simplificado de autoconsumo, a los fines estadísticos para poder evaluar si se logra la implantación deseada, analizar los impactos en el sistema y calcular los efectos de una generación renovable en los planes integrados de energía y clima.
- También se derogan artículos del Real Decreto 900/2015, que obstaculizan la expansión del autoconsumo, principalmente en cuanto a las configuraciones de medición, las limitaciones del máximo de potencia de generación instalada hasta la potencia contratada, o los relativos al pago de cargos por la energía autoconsumida.

7.3.7 Cuba

7.3.7.1 Generación distribuida

La generación distribuida es aquella generación que se conecta a la red de distribución eléctrica y que se caracteriza por encontrarse instalada en puntos cercanos al consumo (conectada directamente a las redes del distribuidor o a las instalaciones del cliente). Este modelo de generación eléctrica se caracteriza por ser a mediana o pequeña escala y proporcionar electricidad en puntos más próximos al consumidor o a la red de distribución.

Tabla 7.11 Rangos de Potencia para Generación Distribuida en Cuba

SECTOR		POTENCIA
Autoconsumo	Domestico	1 kW a 100 kW
	Industrial	100 kW a 1000 kW
Venta	Producción	1000 kW a más

Se pueden considerar como pequeños aerogeneradores (PAG) aquellos cuya potencia no rebasa los 100 kW. Los medianos aerogeneradores serían aquellos en los que la potencia se encuentra en el rango de 100 kW hasta 1000 kW. A estas máquinas se les conoce también como turbinas eólicas (TE) por su similitud con otras máquinas en rotación que “extraen” energía de un fluido como las turbinas de gas, las hidráulicas y las de vapor. La pequeña y mediana eólica está más bien dirigida al sector doméstico e industrial, también denominado sector del autoconsumo. La de gran escala se enfoca hacia la producción y venta de la electricidad en parques eólicos.

La pequeña y mediana eólica está más bien dirigida al sector doméstico e industrial, también denominado sector del autoconsumo. La de gran escala se enfoca hacia la producción y venta de la electricidad en parques eólicos. Los sistemas empleados como fuentes de energía distribuida son plantas de generación de energía a pequeña escala (normalmente entre el rango de 3 kW a 10 MW) usadas para proporcionar una alternativa o una ayuda a las tradicionales centrales de generación eléctricas.

7.3.7.2 Medición neta (tarifas)

Con el Decreto Ley No. 345, el Gobierno cubano quiere fomentar el desarrollo de las fuentes renovables y el uso eficiente de la energía. Las nuevas reglas permitirán, entre otras cosas la venta del excedente de energía al sistema eléctrico nacional.

Medición Neta de Energía (Net Metering) - El cliente consume y genera energía en un mismo contrato de suministro. Esta energía se resta a tu consumo. Existe un intercambio mediante un medidor bidireccional.

Tabla 7.12 Aerogeneradores instalados

USUARIOS AGRICOLAS	USUARIOS EN INDUSTRIA NACIONAL	PROYECTOS
<ul style="list-style-type: none"> • Pequeños aerogeneradores – 90 instalados • Molinos de viento – 9343 instalados 	<ul style="list-style-type: none"> • Con respecto a los molinos de viento, existen dos fábricas en su producción (IMECA y EMBA). >20 mil molinos de viento. • GESIME tiene la gama de fabricación de grandes y pequeños aerogeneradores (hasta 10 kW) 	<ul style="list-style-type: none"> • Dos parques eólicos (Herradura 1 y 2, provincia Las Tunas). Potencia total de 101 MW. • Tercer parque eólico en Rio Seco con 50 MW.

El empleo en Cuba de la pequeña y mediana eólica es casi nulo y las políticas energéticas están dirigidas fundamentalmente a los parques eólicos, aunque existen muchos molinos a viento instalados, fundamentalmente para el suministro de agua a los animales vacunos. En Cuba, donde los índices de cobertura eléctrica alcanzan casi el 100%, la energía distribuida con fuentes renovables se presenta como alternativa para sistemas descentralizados y de autoconsumo, en el ámbito rural y urbano.

Están instalados 4 parques eólicos experimentales con una potencia total de 11,8 MW. De ellos, los instalados en el norte de Holguín (9,6 MW), han alcanzado un factor de capacidad anual superior al 27 %

Tabla 7.13 Energía Eólica instalada en Cuba

Provincias	Parques	Núm. máquinas	Potencia cada Máquina kW	Potencia Parque MW
Holguín	Gibara 1	6	850	5.1
	Gibara 2	6	750	4.5
C. de Ávila	Turiguanó	2	250	0.5
Isla de la J.	Canarreos	6	275	1.65
		20		11.8

7.3.8 Panamá

Actualmente, los rangos de potencias según el tamaño de las GD se agrupan de la siguiente forma:

- Microgeneración: Inferior a 5 kW.
- Minigeneración: Entre 5 kW y 5 MW.
- Generación media: Entre 5 MW y 50 MW.
- Generación a gran escala: Superior a 50 MW.

La Secretaría Nacional de Energía de Panamá publicó la versión preliminar de la Estrategia Nacional de Generación Distribuida (ENGED). Se trata de un esfuerzo gestado a partir de mesas multidisciplinarias entre el sector público y privado, con apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo.

Según información de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) a junio del 2021 en el país existían 1,172 instalaciones de GD (autoconsumo) en Panamá, representando una capacidad instalada de 46.63 MW. Pero, según advierte el documento presentado el viernes 24 de septiembre 2021, el potencial es enorme.

En términos de la capacidad instalada para autoconsumo, estos escenarios presentan la instalación de 950 y 1700 MW, indica la versión preliminar de la ENGED. Si bien el tamaño promedio de las instalaciones de GD es de 38 kW, a nivel nacional aproximadamente el 38% de las instalaciones existentes son de menos de 5 kW y el 76% de menos de 25 kW de capacidad instalada, lo que muestra una gran concentración en instalaciones de baja capacidad instalada. El 84% de las instalaciones son de pequeño tamaño (inferiores a 10 kW), pero representan sólo un 6% de la potencia instalada total. Las 126 instalaciones de más de 100 kW representan el 78% de la potencia instalada.

7.3.8.1 Tarifas

Panamá no es el primer país en instaurar esquemas tarifarios para los usuarios finales que desean hacer uso de energías renovables. Entre los múltiples esquemas que están en ejecución hoy en día destacan aquellos en donde se subsidia mediante reducción de impuestos u otros, la tecnología renovable. De igual forma, están los esquemas en donde los proveedores pagan a quienes generen su propia energía, entre ellos:

- **Feed-In Tariffs (FIT):** El cual es un programa donde se le paga a las clientes por generar su propia energía de fuentes renovables. Este programa otorga pagos a los usuarios por toda la energía generada incluso si ésta no se inyecta a la red. Cabe señalar que por la energía inyectada se le otorgan al cliente pagos bonus por la energía exportada o inyectada a la red y una reducción en la factura por usar la energía producida. Para obtener los valores de energía se hace uso de un medidor que permite medir los valores de energía importada y exportada a la red y se usa otro medidor para obtener los valores de energía generada. Los feed-in tariffs son pagadas por los proveedores de energía y al registrarse se escoge que proveedor se quiere usar. Sin embargo, esto ocasiona que los proveedores aumenten sus costos de energía y por ende las personas que no instalan sistemas de energía renovable pagan por los que si lo hacen. Si el cliente se suscribe a la misma compañía que le suplente la energía entonces esta puede hacer un **net-metering** y dejar saldo o cobrar dependiendo de lo que se haya usado o producido durante el mes. Este programa tiene una duración de 25 años para energía solar.

Este programa, dependiendo del país donde este implementado, suele obtener su presupuesto de un cargo que se le hace a nivel nacional a los consumidores eléctricos, un cargo para el incentivo de las energías de fuentes renovables el cual se aplica en la cuenta de electricidad.

- **Pago Premium:** Este esquema consta de pagos realizados desde los proveedores a los dueños de generadores de energía renovable incluyendo residencias y pequeños negocios, por toda la energía generada. Estos pagos se hacen a un precio conocido como “tasa premium” para generadores con capacidades menores a 10 kWh, y a un 80% de la tasa premium si el generador se encuentra entre capacidades de 10 kWh y 30 kWh. Sin embargo, para sufragar el pago premium el resto de los consumidores pagan cargos ligeramente superiores por kWh de electricidad. Este esquema suele estar asociado con el Feed-in Tariff dependiendo del país.
- **Certificados verdes:** son una comodidad intercambiable que certifica que cierta electricidad fue generada usando fuentes de energía renovables. Los mismos representan la generación de un 1 MWh de electricidad e incluyen información como: tipo de energía, lugar, nombre del proyecto entre otras. Es una forma de conocer de donde proviene la energía generada y son la moneda de las energías renovables.
- **Premium Tariff:** Este esquema consta en ofrecerle al cliente un incentivo por generar energía renovable, en donde se le compra la energía generada al precio del mercado más un bono el cual es el premium tariff. Este valor depende del país y de la tecnología y está regulado ya que existen precios máximos por kWh.
- **Quota System:** Es un sistema en donde la compañía que suplente la energía o distribuidora se ve obligada, por medio de reglamentaciones, a probar que cierta cantidad de la energía entregada proviene de fuentes renovables. Por lo que ciertos clientes tienen la necesidad de producir un porcentaje de energía por medios renovables.
- **Net-Metering o Neteo:** Es uno de los esquemas más utilizados actualmente y es el que se encuentra implementado en Panamá. El mismo consiste en la implementación de un medidor bidireccional, el cual además de leer la energía consumida de la red, es capaz de restar la energía inyectada a la red de la lectura por lo que al final de mes se obtiene un valor neto de energía consumida el cual puede ser mayor que el mes anterior, lo que implica consumo de energía de la red, o menor si el cliente inyectó o exportó energía a la red. Si el medidor obtiene una lectura menor que el mes anterior al final del mes la compañía distribuidora le otorga un crédito al cliente con el valor de la energía inyectada a la red en kWh el cual puede ser utilizado en la factura del siguiente mes o hasta que un plazo de 12 meses, dependiendo del país. Esto quiere decir que al cliente se le descuenta de la siguiente factura la cantidad de energía que inyectó el mes anterior.
- **Net-Billing:** Es un esquema diferente al net-metering o neteo, ya que en vez que la energía inyectada a la red quede de crédito durante los siguientes meses, la energía inyectada a la red tiene un valor que se encuentra por debajo del valor del mercado en que vende la distribuidora y así se le cobra al cliente el cargo fijo de la energía más la energía usada de la red cobrada al precio regular o menos la energía entregada a la red a un precio por kWh por debajo del precio que vende la distribuidora.

Lo siguiente es el esquema tarifario normal sin el uso de energías renovables.

Hogares: El precio es 0.154 USD por kWh.

Negocio: El precio es 0.169 USD por kWh.

8 tipos de tarifas eléctricas en Panamá:

- BTS: tarifa para conexiones en menos de 600 V (Baja Tensión BT).
- BTD: tarifa de BT para demandas superiores a 15 kW.
- BTH: tarifa de BT con discriminación horaria.
- MTD: tarifas para conexiones de más de 600 V y menores de 115 kV (Media Tensión MT).
- MTH: tarifa de media tensión por bloques horarios.

7.3.8.2 Capacidad instalada

La capacidad de energía instalada en Panamá aumentó de manera constante durante la última década. A partir de 2020, el país tenía 4116 MW de capacidad instalada, dependiendo de una combinación de combustibles fósiles (44,2 %), energía hidroeléctrica (43,9 %), eólica (6,6 %) y solar (5,2 %).

Al 2021, el 94% de los panameños tenía acceso a electricidad confiable; sin embargo, en áreas principalmente indígenas, las tasas promedio de acceso son drásticamente diferentes; en los hogares de la Comarca Ngöbe-Buglé con electricidad confiable se reduce a aproximadamente el 4%.

Tabla 7.14 Generación actual en Panamá

RECURSO	TECNOLOGÍA	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	POTENCIA FIRME (MW)
Hidroeléctricas	Hidroeléctrica de Pasada	1160.35	631.36
	Hidroeléctrica de Embalse	560.00	449.61
Termoeléctricas	Motor de Media Velocidad	630.75	612.30
	Motor de Baja Velocidad	81.61	76.94
	Turbina de Gas	227.00	223.52
	Turbina de Vapor	216.15	153.85
Eólico	Autogeneradores de Eje Horizontal	270.00	0.00
Solar	Solar Fotovoltaica	69.01	0.00
Σ		3215	2147.58

Referencia: Información de Agentes de Panamá – mayo 2017

Tabla 7.15 Aerogeneradores instalados en Panamá

LICENCIAS DEFINITIVAS	PROYECTOS ETAPA DE DISEÑO	LICENCIAS PROVISIONALES
El proyecto de 110MW Toabre es el más avanzado, con 66MW iniciales que debieran entrar en funcionamiento este año.	<ul style="list-style-type: none"> ● Antón (105MW) ● Viento Sur (150MW) ● Escudero (116MW) ● Portobelo Etapa 2 (17,3MW) ● Nuevo Chagres Fase 2 (segunda fase, 51,75MW). 	<ul style="list-style-type: none"> ● Central Eólica Cocle (190MW) ● Tramontana (160MW) ● La Patrona (80MW) ● Caimitillo (0,68MW).

7.3.9 Puerto Rico

Generación distribuida, se refiere a la generación de energía que alimenta la red de distribución desde una instalación de una fuente de energía cercana al lugar en el que será consumida.

Puerto Rico se ha comprometido a satisfacer sus necesidades de electricidad con energía 100% renovable para 2050, además de alcanzar metas intermedias del 40% para 2025, 60% para 2040, la eliminación gradual de la generación a carbón para 2028 y una mejora del 30% en la eficiencia energética para 2040, según lo establecido en la Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico (Ley 17). Haciendo alusión al capítulo IV, en los incisos 21) y 29). El Artículo 2.3 Cartera de Energía Renovable, inciso a), b), c), d) y e).

7.3.9.1 Tarifas y entes involucrados

A la inversión en sistemas de energía solar o eólica es establecido un programa que le requiera a la Autoridad de Energía Eléctrica (AEE) la interconexión y medición neta (net metering) con aquellos clientes que instalen equipos solares eléctricos, molinos de viento u otra fuente de energía renovable. Se señalan tres razones para establecer dichos programas en estas jurisdicciones. Primero, los clientes reciben al instante un beneficio económico por la electricidad producida al consumir esta energía o, eventualmente, recibir un crédito o pago por el exceso retroalimentado a la compañía de electricidad. Segundo, la medición neta reduce los costos para el cliente al eliminar la necesidad de un segundo contador. Tercero, la medición neta provee un mecanismo sencillo, barato y de fácil administración para estimular el uso de equipo solar eléctrico y molino de viento que, a su vez, benefician el ambiente y la economía en general. La medición neta es un incentivo esencial para la inversión en equipos que generan electricidad usando fuentes renovables de energía. La misma se logra mediante la interconexión del sistema de transmisión y distribución de la AEE y el sistema de energía solar o eólica instalado por el cliente. La medición neta permite a los clientes utilizar la electricidad generada por equipos solares eléctricos, molinos de viento, u otra fuente de energía renovable para compensar el consumo de electricidad provisto por la AEE, mediante un solo contador que mide el flujo de electricidad en dirección contraria cuando genera electricidad en exceso de su demanda.

El beneficio provisto en esta Ley está disponible para clientes residenciales y comerciales que instalen equipos cuya capacidad generatriz no sea mayor de 25 kW y 1 MW, respectivamente.

Tabla 7.16 Rangos de potencia en Puerto Rico

MODELOS	POTENCIAS	DESCRIPCION
Small Generator Interconnection Procedures (SGIP) y Small Generator Interconnection Agreement (SGIA)	De 500 kW a 1 MW	Se podrá conectar a la red, siempre y cuando las características técnicas del GD a interconectarse y las condiciones existentes de la red lo permitan.

Los sistemas de generación renovable que se inscriban en el registro de renovables de la Ley 82-2010 y que no sobrepasen la capacidad de generación de 25 kW se interconectarán automáticamente a la red de transmisión y distribución y operaran tan pronto un perito electricista certifique el cumplimiento con los requisitos técnicos. No se necesita la presentación de una solicitud de interconexión para que la medición neta se active.

La medición neta de estos sistemas de generación se reflejará en la factura mensual del abonado no más tarde de 30 días de la notificación de instalación de GD. Si el alimentador sobrepasa la capacidad de 25 kW por parte del GD no impedirá su instalación.

Tabla 7.17 Aerogeneradores instalados en Puerto Rico

NOMBRE – ZONA	POTENCIA (kW)	CANTIDAD
Bacardi	500	2
Fort Buchanan – Bayamón Municipio	275	1
Fort Buchanan – Ceiba Municipio	275	1
Fort Buchanan – Guaynabo Municipio	275	1
Punta Lima	23400	13
Santa Isabela	75900	33
Santa Isabela	25300	11

7.3.10 Bolivia

Bolivia aguarda que su crecimiento anual de generación distribuida sea de 5 MW y, a mediano plazo, superar la barrera de los 40 MW, es decir, tener una potencia instalada de dicha tecnología veinte veces mayor a la actual (poco más de 2 MW).

La apertura a la Generación Distribuida en Bolivia comenzó con la promulgación del Decreto Supremo N° 4477 el 24 de marzo de 2021. Este Decreto define la Generación Distribuida como la “generación de energía eléctrica que se caracteriza por ser un sistema de generación descentralizado e instalado en el lugar de consumo, de pequeña a mediana escala, con fuentes renovables, conectadas a la Red de Distribución a fin de inyectar sus excedentes de generación”.

Se promulgó el Decreto Supremo N° 4477 con los objetivos de establecer las condiciones, normar la actividad de la GD y determinar la retribución de la energía inyectada a la red eléctrica por los generadores distribuidos. Desde 2014 se encuentra implementada la reglamentación que le permitió incrementar la potencia instalada renovable y 200 MW, principalmente con energía solar y eólica. Pocos meses después de la promulgación del DS 4477 se reglamentó la Generación Distribuida a través de cinco Resoluciones Administrativas emitidas por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

Tabla 7.18 Resoluciones en Bolivia

RESOLUCION	OBJETIVO
AETN No.343/2021 2 de julio de 2021	Establece el procedimiento para la determinación de la Retribución por la Energía Inyectada a la Red de Distribución en la actividad de Generación Distribuida.
AETN No.344/2021 2 de julio de 2021	Fija los requisitos, plazos y el procedimiento para el registro e incorporación de los Generadores Distribuidos a la Red de Distribución.
AETN No.345/2021 2 de julio de 2021	Define los requisitos para la inscripción de empresas especializadas dedicadas a la elaboración de proyectos e instalación de infraestructura de Generación Distribuida en el registro de empresas instaladoras del ente regulador.
AETN No.346/2021 2 de julio de 2021	Establece la forma y los plazos para la recolección y remisión de información de los Generadores Distribuidos por parte del Distribuidor.
AETN No.415/2021 2 de julio de 2021	Aprueba los aranceles para el Trámite de Inscripción de Empresas dedicadas a la Elaboración de Proyectos de instalación de Generación Distribuida.

El ente regulador del sector eléctrico es la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN). El sector eléctrico en Bolivia tiene dos sistemas: 1) El Sistema Interconectado Nacional (SIN) que es la red principal que comprende a las centrales generadoras, a los sistemas de transmisión y a las redes de distribución que proveen de energía eléctrica en el eje troncal y la mayoría de departamentos del país, 2) Los Sistemas Aislados (SA) que, por temas de distancia, geográficos y costo beneficio no están conectados al SIN.

La norma establece además que un Generador Distribuido no puede instalar un sistema de generación eléctrica que genere más electricidad que la que consume en promedio normalmente. Por ejemplo, un usuario con un consumo promedio mensual de 200 kWh, no puede instalar un sistema fotovoltaico que

genere una cantidad igual o mayor a los 200 kWh. En otras palabras, en Bolivia la Generación Distribuida está diseñada para que el usuario ahorre en el consumo de electricidad proveniente de la red y no para que inyecte más energía de la que consume y desarrolle una fuente suplementaria de ingresos económicos.

El DS 4477 clasifica la potencia instalada para la Generación Distribuida en Nanogeneración, Microgeneración y Minigeneración, con los siguientes rangos expresados en kW:

7.19 Rangos de Nanogeneración, Microgeneración y Minigeneración en Bolivia

NANOGENERACION	MICROGENERACION	MINIGENERACION
Menor o igual a 10 kW	Mayor a 10 kW y menor igual a 50 kW	Mayor a 50 kW y menor igual a 350 kW

La Resolución 344/2021, determina que los Consumidores Regulados Solicitantes, podrán acceder a un sistema de Generación Distribuida considerando el nivel de demanda y de tensión de la categoría tarifaria a la que pertenecen. La estructura tarifaria actual clasifica a un Consumidor Regulado en: pequeña demanda (PD), mediana demanda (MD) y gran demanda (GD). Cada uno de estos consumidores tiene un nivel de tensión al que está conectado su suministro y que puede ser: en baja tensión (BT) o en media tensión (MT).

Los consumidores de PD pueden acceder a Nanogeneración; los consumidores de MD a nanogeneración o microgeneración, y los consumidores de gran demanda GD a nanogeneración, microgeneración o minigeneración.

Tabla 7.20 NIVEL DE DEMANDA DE CATEGORIA DEL CONSUMIDOR REGULADO

NIVEL DE DEMANDA DE CATEGORIA DEL CONSUMIDOR REGULADO	NIVEL DE TENSION	NANOGENERACION (<=10 kW)	MICROGENERACION (>=10 kW y <=50 kW)	MINIGENERACION (>=50 kW y <=350 kW)
PD	BT,MT	SI,SI	NO,NO	NO,NO
MD	BT,MT	SI,SI	SI,SI	NO,NO
GR	BT,MT	SI,SI	SI,SI	SI,NO

7.21 Aerogeneradores instalados – Centrales eólicas-Bolivia

UBICACIÓN	POTENCIA
Warnes	14.4 MW
San Julian	39.6 MW
El Dorad0	54 MW

7.3.11 México

El país sumó 480 MW durante todo el año 2021 y ya superó los 2 GW operativos bajo este segmento que la administración actual asegura que no se modificará con la reforma eléctrica. En el segundo semestre del 2021 se incorporaron 234.15 MW en 27,548 contratos, lo que finalmente permitió que sea récord en materia de potencia instalada en el país, ya que en total añadió 480.147 MW en 59,408.

Las solicitudes de interconexión atendidas de 2007 a 2016, previo a las interconexiones dispuestas bajo la Resolución RES/142/2017, publicada el 7 de marzo de 2017 en el Diario Oficial de la Federación, se contemplan en los Contratos de Interconexión de Pequeña y Mediana Escala (CIPyME).

7.3.11.1 Generación distribuida – Marco Regulatorio

La generación distribuida está definida y regulada por la Ley de la Industria Eléctrica y el Manual de interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW. Ley de la Industria Eléctrica - Fuentes de energía y procesos de generación de electricidad cuyas emisiones o residuos, no rebasen los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias. Artículo 3, fracción XXII

La Generación Distribuida se define como la generación de energía eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga.

La GD incluye aquella que se realiza por un generador exento, es decir, el propietario de una o más centrales eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW que no requieren permiso para generar energía eléctrica.

Tabla 7.22 Rangos de potencia para eólicas en México

CLASE O TIPO DE GENERACION	POTENCIA (kW)
Micro	1 Watts a 5 kW
Pequeña	5 kW a 5 MW
Mediana	5 MW a 50 MW
Macro	50 MW a 300 MW

La GD puede ser localizada en las instalaciones de los Centros de Carga o fuera de éstos. La ley del Impuesto Sobre la Renta permite una depreciación acelerada (100% en el primer año) de las inversiones en maquinaria y equipos utilizados para la generación de energía renovable. Incluyen los activos fijos, gastos y cargos diferidos. Se exige un mínimo de 5 años de operación.

Tabla 7.23 Mercado eléctrico

GENERACION	CONTROL OPERATIVO	COMERCIALIZACION	CONSUMO
Regido principalmente por la CFE, particulares y PEMEX. Todas las	Transacciones a corto plazo dentro de un mercado spot y	Por parte de CFE (Suministro Servicios Básico) y Suministros de Servicios Calificados.	<ul style="list-style-type: none"> Usuario de suministro básico

fuentes de generación.	subastas en los contratos a largo plazo. Regido por la CENACE.		(Suministro Regulado). <ul style="list-style-type: none"> • Usuario de suministro calificado (Suministro No Regulado).
------------------------	--	--	--

7.3.11.2 Esquema de Generación Distribuida

Se cuenta con 3 modelos de contratos de contraprestación de la energía las redes Generales de Distribución, en el primer caso se cuenta con el 1280 MW de generación (98.2%), el segundo caso representa el 20.56 MW de energía generada (1.57%) y por último un 2.45 MW (0.19%):

- **Medición Neta de Energía (Net Metering)** - El cliente consume y genera energía en un mismo contrato de suministro. Esta energía se resta a tu consumo. Existe un intercambio mediante un medidor bidireccional. En caso de agotarse el crédito a favor, se cobra al PML promedio de 12 meses.
- **Facturación Neta (Net Billing)** - La energía consumida que CFE entrega al cliente es independiente de la energía que el cliente genera y vende a CFE; es decir, no se resta a tu consumo. El intercambio de energía se da por medio de un medidor común.
- **Venta total de Energía** - El cliente vende a CFE toda la energía generada. No existe un contrato de suministro del cliente con CFE.

7.3.11.3 Precio Marginal Local (PML)

Se define como el precio de la energía en un nodo determinado en el SEN para un periodo definido, a partir del precio marginal de energía en un NodoP en el Modelo Comercial del Mercado, calculado por el CENACE.

El PML es el resultado de 3 componentes:

1. Componente de Energía Marginal, que representa el costo marginal de energía en el nodo de referencia del Sistema Interconectado correspondiente y;
2. Componente de Congestión Marginal que representa el costo marginal de congestión en cada NodoP y;
3. Componente de Pérdidas Marginales, que representa el costo marginal de pérdidas en cada NodoP.

7.3.11.4 Subsidio

El subsidio funciona como una transferencia de recursos que otorga el gobierno federal a la CFE para cubrir ciertos costos de generación de electricidad. Con ello se evita que se eleven de manera abrupta las tarifas para los cerca de 40 millones de usuarios domésticos y otros usuarios agrícolas.

7.3.11.5 Parques eólicos (Gran escala)

Actualmente en México 31% de la energía proviene de fuentes renovables. Si bien la mayoría de esta energía proviene de las hidroeléctricas, hay una fuente renovable que ha tomado gran fuerza en los últimos años. Estamos hablando de la energía eólica, la cual paso de generar el .1% de la energía total del país en 2010 a producir el 7.2% en 2020. La siguiente tabla muestra los proyectos más grandes del país.

Tabla 7.24 Parques eólicos instalados en México

PARQUE EOLICO	POTENCIA	DESCRIPCION
Parque Eólico Reynosa, ubicado en el ejido Charco Escondido, Tamaulipas.	424 MW	Cuenta con 123 turbinas que evitara la emisión de 739mil TON de CO2 al año. Abastecerá a más de 1 millón de hogares. Inversión de 600 millones dólares.
Eólica del Sur, ubicado en Istmo de Tehuantepec, Oaxaca.	369 MW	Cuenta con 132 turbinas eólicas. Se estima una producción de 1100 GWh evitando la emisión de 450mil TON de CO2. Brinda energía a empresas Grupo Femsa, Cuauhtémoc Moctezuma y Heineken México.
Sureste II y III, ubicado en Istmo de Tehuantepec, Oaxaca.	585 MW – 285 MW por sureste II y 300 MW por sureste III	Cuenta con 390 aerogeneradores. Se estima una producción de 2000 GWh.
Ventika, ubicado en General de Bravo, N.L.	120 MW	Está compuesto por 2 parques llamados Ventika y Ventika II. Cuenta con 84 aerogeneradores. Este evitara producción de 600mil TON de CO2. Con una inversión de 650 millones de dólares.
Gunaa Sicaru, ubicada en Istmo de Tehuantepec, Oaxaca.	250 MW	Evitará una emisión de 520 mil TON de CO2.

México llegará a una capacidad instalada de 7,800 megawatts eólicos al cierre del 2021, lo que implicará un incremento anual de 9%, con un aumento máximo de 700 megawatts que entrarán en operación a lo largo del año. Sin embargo, esto será todo el incremento esperado a lo largo de la presente

administración, dadas las condiciones de incertidumbre jurídica, como un total de 400 amparos en proceso contra la reforma a la Ley de la Industria Eléctrica, y falta de robustez en la red de transmisión nacional

7.3.12 República Dominicana

República Dominicana cuenta con más de 5000 MW de capacidad proveniente de centrales que despachan al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana. De acuerdo con cifras del Organismo Coordinador del SENI, las energías renovables representan hoy un poco más del 25%, siendo que el 12.27% corresponde a tecnología hidráulica con 623 MW de potencia, mientras que la eólica acumula 370 MW (7.29%), 345 MW la solar (6.8%) y 30 MW la biomasa (0.59%).

7.3.12.1 Rangos de potencia

El Reglamento de Generación Distribuida, se establece diferentes parámetros para la interconexión de estos sistemas hacia la red. Con respecto a las potencias son:

- La Capacidad Agregada de todos los Sistemas de Generación Renovables conectados a un mismo alimentador, incluyendo el Sistema de Generación propuesto, no deberá exceder el quince por ciento (15%) de la Demanda Máxima anual de dicho alimentador;
- La capacidad del sistema deberá ser inferior a 25kW (equipo monofásico) o inferior a 200kW (equipo trifásico).

7.3.12.2 Medición neta (tarifas)

Según el Reglamento de Medición Neta, la medición neta es posible para: clientes residenciales con sistemas de energía renovable de hasta 25 kW o clientes comerciales/industriales (o clientes agrícolas, instituciones educativas o hospitales médicos) con sistemas de energía renovable de hasta 1 MW. La empresa distribuidora instalará un dispositivo de medición bidireccional. El cliente pagará la diferencia entre dicho dispositivo y el dispositivo estándar.

Las características requeridas del dispositivo de medición se enumeran e incluyen que debe ser capaz de comunicarse a través del sistema de medición remoto del Distribuidor.

Cuando el cliente consume más de lo que produce, paga: energía neta, cuota fija mensual, cuota de demanda (demanda máxima, demanda máxima en horas punta, demanda máxima fuera de horas punta).

En caso de que el cliente produzca más de lo que consume: aún pagara el cargo de demanda (basado en la potencia máxima de exportación) así como el cargo fijo, y recibirá un crédito por el exceso de energía entregada a la red, que será considerado en la próxima factura. Si en diciembre aún queda un crédito, la empresa distribuidora pagará el 75% del crédito antes del 31 de enero. El otro 25% se utilizará en el programa de eficiencia y reducción de pérdidas de la compañía de distribución.

Tabla 7.25 Actualización de decretos para incentivos del recursos eólico en República Dominicana

Decretos anteriores	Decretos actuales
<ul style="list-style-type: none"> • 2007. Se decretó la Ley No. 57-07 Sobre el Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales, donde se hace 	<ul style="list-style-type: none"> • En su actualización del 2020 de la NDC*, entre las medidas de mitigación del sector energético dominicano define para el año 2030 la

<p>una exención tributaria al importe de equipos y accesorios para la producción de energía a partir de fuentes renovables.</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 2012. Se crea el Reglamento Interconexión Generación Distribuida y el Reglamento Medición neta, con los que se establecen los requisitos para sistemas de generación interconectados a las redes de distribución y para acceder al programa de medición neta respectivamente. 	<p>instalación de 479 MWp solar, 477 MW eólicos y 93 MWp de generación de energía a pequeña escala de biomasa y residuos.</p> <ul style="list-style-type: none"> ● La Comisión Nacional de Energía, en su borrador del Plan Energético Nacional publicado en el 2021 prevé en su escenario más ambicioso la entrada de 1.458 MW de generación solar fotovoltaica y 530 de tecnología eólica al año 2030.
---	---

* Las contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC por sus siglas en inglés), también conocidas como contribuciones nacionalmente determinadas, son el compromiso voluntario de los países firmante del Acuerdo de París, por ende, el instrumento base para la consecución de sus objetivos a largo plazo. Las contribuciones nacionalmente determinadas indican los esfuerzos de cada país para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y sus medidas de incremento de resiliencia a los efectos adversos del cambio climático. Esto hace de la NDC una herramienta clave para medir “qué está haciendo cada país” en materia de cambio climático.

Tabla 7.26 Parques eólicos instalados en República Dominicana

PARQUE EOLICO	POTENCIA	DESCRIPCION	POTENCIA PROYECTADA
Proyecto Eólico Candelón	50 MW	Empresa: Los Cuatro Vientos Resolución: CNE-CD-0004-2011	-----
Proyecto Eólico Los Granadillos	50 MW	Empresa: Grupo Eólico Dominicano. Resolución: CNE-0004-2007	-----
Proyecto Eólico Larimar II	48.3 MW	Empresa: EGEHAINA, Inversión de 113 millones dólares. Esta en operación desde 2018. Resolución: CNE-CD-0002-2018	117.5 GWh

Parque Eólico Guanillo	50 MW	Empresa: Parques Eólicos del Caribe (PECASA), Inversión de 92.7 millones dólares. Esta en operación desde 2019. Resolución: CNE-CD-0060-2009	35.2 GWh
Parque Eólico La Isabela	50 MW	Empresa: Dominicana Renovables. Esta en operación desde 2012. Resolución: CNE-CD-0010-2012	-----
Parque Eólico Quilvio Cabrera	8.30 MW	Empresa: Consorcio Energético Punta Cana-Macao (CEPM). Esta en operación desde 2011. Resolución: CNE-CD-0010-2011.	117.4 GWh
Parque Eólico Puerto Plata-Imbert	115 MW	Empresa: Jasper Caribbean Windpower, Inversión de 100.8 millones dólares. Esta en operación. Resolución: CNE-CD-0006-2011/CNE-AD-0010-2014.	-----
Parque Eólico Los Cocos	52 MW	Empresa: Empresa Generadora de Electricidad de Haina (EGEHAINA), Inversión de 100 millones dólares. Esta en operación desde 2012. Resolución: CNE-CD-0005-2011	1063.8 GWh
Parque Eólico Los Guzmancitos (POSEIDON)	48.3 MW	Empresa: Poseidón energías Renovables, Inversión de 170 millones dólares. Esta en operación desde 2020. Resolución: CNE-CD-0005-2007	-----

Parque Eólico Agua Clara	50 MW	Empresa: IC Power DR Operations, Inversión de 90 millones dólares. Esta en operación desde 2019. Resolución: CNE-CD-0003-2017.	68.8 GWh
Parque Eólico Larimar	50 MW	Empresa: EGEHAINA, Inversión de 120 millones dólares. Esta en operación desde 2016. Resolución: CNE-CD-0001-2016.	640.4 GWh
Parque Eólico MataFongo	34 MW	Empresa: Grupo Eólico Dominicano, Inversión de 66.1 millones dólares. Esta en operación desde 2019. Resolución: CNE-CD-001-2005	21.9 GWh

*Aporte de energía eléctrica al SENI en el periodo Septiembre 2011-Julio 2019.

7.3.13 Portugal

El Gobierno de Portugal ha aprobado hace escasas semanas el “Decreto-Lei 15/2022, de 14 de janeiro”, mediante el que se establece la organización y el funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional y se transponen la Directiva (UE) 2019/944, sobre normas comunes del mercado interior de la electricidad, y la Directiva (UE) 2018/2001, sobre el fomento de las energías renovables.

La mencionada norma portuguesa reconoce en su preámbulo que, con la nueva ordenación legal, se pretende garantizar la transición del clásico sistema centralizado a un modelo descentralizado basado en la producción local de electricidad, así como refundir en un único texto las disposiciones legales en la materia que, hasta la fecha, se encontraban dispersas. Dos propósitos, sin duda, cargados de acierto.

Modelos de micro generación

Régimen antes del 2014:

- MICRO – Micro Generación
- MINI – Minigeneración

Régimen después de 2014:

- UPAC – Unidad de Generación para Autoconsumo

- UPAC MCP – UPAC con Únicamente Comunicación Previa
- UPP – Unidad de Pequeña Generación

Tabla 7.27 UPAC y UPP en Portugal

<p>UPAC (>1.5 kW)</p> <p>Son unidades para autoconsumo. La energía producida es consumida por el usuario. El excedente producido será vendido a la red.</p> <ul style="list-style-type: none"> ● UPAC con potencia entre 200W a 1,5kW hará falta una comunicación previa; ● UPAC con potencia entre 1,5 kW y 1MW hará falta un registro previo al sistema de energía y un certificado de exploración de la instalación; ● UPAC con potencia instalada mayor de 1MW deberemos de pedir una licencia de producción de energía más una exploración de la instalación 	<p>Energía para auto consumo valorizada por el ahorro en la factura eléctrica del consumidor/productor (inversión pagada en 4 años). Se valorizada la energía del excedente inyectado en la red eléctrica. (inversión pagada en 12 años).</p> <p>Este modelo cuenta con dos medidores (Contador UPAC y Contador bidireccional).</p>
<p>UPP (>250 kW)</p>	<p>Toda la energía producida es inyectada a la red.</p>

7.4 Conclusiones

En este capítulo se presentaron las diferentes normativas respecto a regulación para la conexión e interconexión de pequeños generadores, así como, incentivos para la explotación y el uso del recurso eólico. Se observa como en Iberoamérica, sólo Brasil se posiciona en el lugar número 20 entre los países que han implementado y normalizado el uso de energía eólica. En lo que respecta a microeólica, el país que más inventivos ha generado por utilizar dicho recurso es México. Destaca también Panamá con los incentivos tarifarios que benefician directamente al consumidor.

Se concluye además que la mayoría de la normatividad encontrada, lo que está establecido es para generación de potencia nominal igual a 100 kW. Y la normatividad de varios países no se define un valor o rango, parámetro o definición específica. Algunas normas no van en concordancia con el avance de la tecnología y no reflejan los problemas o situaciones técnicas que pueden presentar en el sistema eléctrico de potencia. Finalmente, se clarificó el panorama en cuánto a la normatividad en los diferentes países de Iberoamérica, incluyendo el análisis de las normatividades de países desarrollados que son usadas como referencia.

REFERENCIAS

- [1] "IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces," *IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)*. pp. 1–138, 2018.
- [2] "IEEE Standard for Withstand Capability of Relay Systems to Radiated Electromagnetic Interference from Transceivers," *IEEE Std C37.90.2-2004 (Revision of IEEE Std C37.90.2-1995)*. pp. 1–17, 2004.
- [3] IEC, "IEC 61000-4-3:2020; Electromagnetic Compatibility (EMC)—Part 4-3: Testing and Measurement Techniques—Radiated, RadioFrequency, Electromagnetic Field Immunity Test," 2020.
- [4] "IEEE Recommended Practice on Characterization of Surges in Low-Voltage (1000 V and less) AC Power Circuits," *IEEE Std C62.41.2-2002*. pp. 1–52, 2003.
- [5] "IEEE Standard for Surge Withstand Capability (SWC) Tests for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus," *IEEE Std C37.90.1-2012 (Revision of IEEE Std C37.90.1-2002)*. pp. 1–53, 2012.
- [6] "IEEE Recommended Practice on Surge Testing for Equipment Connected to Low-Voltage (1000 V and less) AC Power Circuits," *IEEE Std C62.45-2002 (Revision of IEEE Std C62.45-1992)*. pp. 1–96, 2003.
- [7] IEC, "IEC 61000-4-5:2005; Electromagnetic Compatibility (EMC)—Part 4-5: Testing and Measurement Techniques—Surge Immunity Test," SANS 61000-4-5: 2005, Edition, 2005.
- [8] IEC, "IEC TR 61000-5-2:1997; Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 5: Installation and mitigation guidelines – Section 2: Earthing and cabling," *HV EHV power Syst.*, 1997.
- [9] "IEEE Recommended Practice for the Analysis of Fluctuating Installations on Power Systems," *IEEE Std 1453-2015 (Revision of IEEE Std 1453-2011)*. pp. 1–74, 2015.
- [10] "IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems," *IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992)*. pp. 1–29, 2014.
- [11] "IEEE Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems--Part I: Introduction," *IEEE Std C62.92.1-2016 (Revision of IEEE Std C62.92.1-2000)*. pp. 1–38, 2017.
- [12] IEC, "IEC 61400-2:2006; Wind turbines—Part 2. Design requirements for small wind turbines." International Electrotechnical Commission (IEC) Geneva, Switzerland, 2006.
- [13] ISO, "ISO 2394:1998 - General principles on reliability for structures," *Zurich ISO*, 1998.
- [14] CISPR, "CISPR 16-2-1:2014; Specification for radio disturbance and immunity measuring apparatus and methods - Part 2-1: Methods of measurement of disturbances and immunity - Conducted disturbance measurements," 2014.
- [15] IEC, "CISPR 16-2-3:2016; Specification for radio disturbance and immunity measuring apparatus and methods - Part 2-3: Methods of measurement of disturbances and immunity - Radiated disturbance measurements," 2016.
- [16] AEA, "AEA 92559-1; Redes eléctricas inteligentes. Guía de conceptos, beneficios y desafíos para su implementación.," 2013.
- [17] AEA, "AEA 92559-3; Redes Eléctricas Inteligentes. Parte 3: Sistemas de Generación de Energía mediante Fuentes Renovables, conectadas a la Red de Distribución de Baja Tensión.," 2019.
- [18] IRAM, "IRAM 210013-21; Inversores para la conexión a la red de distribución - Requisitos generales," 2016.
- [19] Ente Nacional Regulador de la Electricidad de Argentina, "Resolución ENRE 0099/1997. Boletín Oficial n° 28.583," 1997. [Online]. Available: [https://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/\(\\$IDWeb\)/DD8E99DFD8B64CC98625644C005D3A1E](https://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/($IDWeb)/DD8E99DFD8B64CC98625644C005D3A1E).
- [20] IEC, "IEC 61000-4-15:2020; Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-15: Testing and measurement techniques - Flickermeter - Functional and design specifications," 2010.
- [21] IRAM, "IRAM 2491-3-2; Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 3 - Límites. Sección 2 - Límites para las emisiones de corriente armónica (equipos con corriente de entrada menor o igual a 16 A por fase)." 2009.
- [22] RAM, "IRAM 2491-3-4; Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 3-4 - Límites - Límite de emisión de corrientes armónicas en sistemas de suministro de energía de baja tensión para equipos con corriente nominal mayor de 16 A.," 2014.
- [23] AEA, "AEA 90364-7-771; Reglamentación para la ejecución de instalaciones eléctricas en inmuebles – Viviendas, oficinas y locales (unitarios).," 2006.
- [24] Ministerio de Minas y Energía de Colombia, "Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE -

- Revisión y Actualización No Vigente,” 2021. [Online]. Available: https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/23965915/310118_borrador_proy_RETIE_productos.pdf/.
- [25] [“IEEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Energy Resources with Electric Power Systems and Associated Interfaces,” *IEEE Std 1547-1-2020*. 2020.
- [26] NTC, “NTC 2050:1998; Código Eléctrico Colombiano NTC 2050 Segunda Actualización - PB 009,” 1998.
- [27] Ministerio de Minas y Energía de Colombia, “Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE,” 2013. [Online]. Available: <https://www.minenergia.gov.co/retie>.
- [28] ANSI, “C2-2017 - 2017 National Electrical Safety Code(R) (NESC(R)),” *2017 National Electrical Safety Code(R) (NESC(R))*. pp. 1–405, 2016.
- [29] “IEEE Standard for Qualifying Permanent Connections Used in Substation Grounding,” *IEEE Std 837-2014 (Revision of IEEE Std 837-2002)*. pp. 1–59, 2014.
- [30] NTC, “NTC 2206:2001; Equipo de Protección y Puesta a Tierra,” 2001.
- [31] NFPA, *NFPA 70, National Electrical Code (NEC)*. National Fire Protection Assoc, 2020.
- [32] UNE, “UNE 217002:2020; Inversores para conexión a la red de distribución. Ensayos de los requisitos de inyección de corriente continua a la red, generación de sobretensiones y sistema de detección de funcionamiento en isla,” 2020.
- [33] ITC, “ITC-BT-40; Instalaciones generadoras de Baja Tensión.,” 2014.
- [34] UNE, “UNE-EN 62116:2014; Procedimiento de ensayo para las medidas de prevención de formación de islas en la red para los inversores fotovoltaicos conectados a la red de las compañías eléctricas.,” 2014.

Integración y análisis de pequeñas turbinas eólicas en entornos urbanos

Se terminó de editar el 10 de enero de 2023, en la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica de la Universidad Autónoma de Nuevo León, ubicado en Av. Universidad S/N, Ciudad universitaria, San Nicolás de los Garza, Nuevo León, México. C.P. 66055. La edición estuvo al cuidado de los autores.



EDITORES



GINA MARÍA IDÁRRAGA OSPINA

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN (UANL)
Profesora Investigadora. Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica (FIME)
México
gina.idarragasp@uanl.edu.mx

ANDRÉS ROMERO QUETE

UNIVERSIDAD NACIONAL DE San Juan (UNSJ)
Profesor Investigador. IEE UNSJ-CONICET
Argentina
aromero@iee-unsjconicet.org



Coordinador de La Red

Jesus Riquelme Santos

UNIVERSIDAD DE SEVILLA (US)

Catedrático de Universidad. Director del Departamento de Ingeniería Eléctrica.
Director del Master de Sistemas de Energía Eléctrica.

España
jsantos@us.es

Red Microeolo

718RT0564



<https://www.cyted.org/es/micro-eolo>

La red establece un espacio formal para fomentar el desarrollo y la investigación en generación de electricidad a pequeña escala, empleando el recurso eólico, renovable y gratuito.

Formula un proyecto de investigación consorciado para producir herramientas t analíticas, procedimientos de ensayo, software, modelos eléctricos, entre otros, que permitan simular y estudiar los impactos de la generación micro-eólica en Iberoamérica.