



Energías Renovables derivadas del aprovechamiento de aguas, vientos y biomasa

EDITORES

Miguel A. Laborde & Roberto J. J. Williams

PUBLICADO POR



ANCEFN

Academia Nacional de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales

Energías Renovables Derivadas del Aprovechamiento de Aguas, Vientos y Biomasa



EDITORES

Miguel A. Laborde & Roberto J.J. Williams



PUBLICADO POR

Academia Nacional de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales [ANCEFN]

SERIE: PUBLICACIONES CIENTIFICAS N° 9 (2016)

Laborde, Miguel Angel

Energías renovables derivadas del aprovechamiento de aguas, vientos y biomasa / Miguel Angel Laborde ; Roberto J. J. Williams. - 1a ed adaptada. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires : ANCEFN - Academia Nacional de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales, 2016.

Libro digital, PDF - (Publicaciones científicas ; 9)

Archivo Digital: descarga y online
ISBN 978-987-46104-2-3

1. Energía. I. Williams, Roberto J. J. II. Título
CDD 333.79

Fecha de catalogación: 15/06/2016

Esta publicación es propiedad de la Academia Nacional de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales

ISBN: 978-987-46104-2-3

Primera edición, Buenos Aires,

Copyright © by Academia Nacional de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales

Toda la correspondencia referida a esta publicación debe dirigirse a:

All enquires regarding this publication should be addressed to:

Academia Nacional de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales

Av. Alvear 1711, 4° piso, (1014) Buenos Aires.

E-mail: biblio@ancefn.org.ar

Sitio web: www.ancefn.org.ar

Queda hecho el depósito previsto por la Ley 11.723

Todos los derechos reservados. Ninguna parte de esta obra puede ser reproducida o transmitida en cualquier forma o por cualquier medio electrónico o mecánico, incluyendo fotocopiado, grabación o cualquier otro sistema de archivo y recuperación de información, sin el previo permiso por escrito de la Academia.

INDICE

PREFACIO	1
ESTUDIO PARA LA UTILIZACIÓN DE LAS MAREAS PATAGÓNICAS. PATAGONIA, ARGENTINA, 1923.....	2
CAPITULO 1	
M.A. Laborde & R.J.J. Williams: El consumo energético y las energías renovables...	3
CAPITULO 2	
R.A. Lopardo: Energía hidroeléctrica, desarrollo y ambiente.....	11
CAPITULO 3	
W. Dragan, C. Tudesco, N. Tomazin, G. Seiseddos, M. Veneziano, Ana J. Lifschitz & F. Galia: Energías marinas.....	23
CAPITULO 4	
H. Mattio & F. Foieri: Energía eólica: Aspectos generales y lineamientos para el desarrollo de proyectos.....	35
CAPITULO 5	
A.L. Cukierman: Generación de bioenergía mediante procesos termoquímicos de conversión de biomasa.....	56

PREFACIO

La producción de energía a partir de fuentes renovables ha adquirido una importancia extraordinaria a nivel mundial debido al fenómeno de cambio climático producido por el empleo de combustibles fósiles (carbón, gas natural y derivados del petróleo). En la Argentina, a través de las leyes 26190 (2006) y 27191 (2015), el incremento en el uso de energías renovables es considerado como una cuestión de máxima prioridad, habiéndose establecido una meta de empleo de 20 % de estas energías en la generación de energía eléctrica, al 31 de diciembre de 2025. Además, se ha generado un Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) y se han establecido beneficios impositivos y mecanismos de compra de la energía eléctrica generada para asegurar la rentabilidad de las inversiones.

En este contexto, la Sección Ingeniería de la Academia Nacional de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales (ANCEFN) ha convocado a un conjunto de expertos nacionales para describir, en un nivel de divulgación, las energías renovables derivadas del aprovechamiento de aguas, vientos y biomasa. Los enfoques han sido dejados totalmente abiertos de modo que la forma y el contenido de cada capítulo son de exclusiva responsabilidad de sus autores.

El texto contiene un capítulo introductorio sobre el consumo energético a nivel mundial y su incidencia sobre las emisiones de dióxido de carbono de los países de mayor nivel de consumo. Se indica la participación de energías renovables en el consumo total y algunas de las líneas prioritarias de I+D en distintos tipos de energías renovables en Argentina. Los capítulos siguientes tratan sobre el aprovechamiento de aguas (energía hidroeléctrica, energías marinas), vientos (energía eólica) y biomasa.

Se expresa un especial reconocimiento a los autores convocados por su predisposición a colaborar con este libro y por la calidad de sus contribuciones.

ESTUDIO PARA LA UTILIZACIÓN DE LAS MAREAS PATAGÓNICAS. PATAGONIA, ARGENTINA, 1923.



El Académico Titular Nicolás Besio Moreno (izquierda) y colaboradores en el campamento instalado para llevar a cabo el estudio sobre la posible utilización de las mareas patagónicas como fuente de energía. Este proyecto fue presentado por la Academia Nacional de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales al Poder Ejecutivo Nacional que, por decreto del 7 de diciembre de 1923, dictó un decreto firmado por el Presidente de la Nación Marcelo T. de Alvear, creando para dicho propósito una Comisión Nacional Honoraria bajo el patrocinio de la mencionada entidad. Todos los resultados de esta Comisión, junto con el trabajo "Inventario de fuerzas hidráulicas de la República Argentina", fueron publicados por la Academia bajo el título "Utilización de las mareas de la costa patagónica" (Tomos I y II, 1928).

EL CONSUMO ENERGÉTICO Y LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Miguel A. Laborde, Roberto J. J. Williams**

^a Instituto de Tecnologías del Hidrógeno y Energía Sostenible (ITHES, UBA-CONICET),
Pabellón de Industrias, Ciudad Universitaria UBA, 1428 CABA

^b Instituto de Investigaciones en Ciencia y Tecnología de Materiales (INTEMA, UNMDP-
CONICET), Av. J. B. Justo 4302, 7600 Mar del Plata
miguel@di.fcen.uba.ar; williams@fi.mdp.edu.ar

Resumen

Se presenta un panorama global del consumo energético a nivel mundial y su incidencia sobre las emisiones de dióxido de carbono de los países de mayor nivel de consumo. Se indica la participación de energías renovables en el consumo total y las perspectivas de desarrollo de distintos tipos de energías renovables en Argentina.

Palabras clave: consumo energético; emisiones de dióxido de carbono; energías renovables.

Abstract

Energy consumption and renewable energies. The world energy consumption and carbon dioxide emissions of countries with the highest consumption levels are analyzed. The fraction of renewable energies in the total energy consumption is indicated and the perspective of developing different types of renewable energies in Argentina is discussed.

Keywords: energy consumption; carbon dioxide emissions; renewable energies.

INTRODUCCIÓN

El mundo necesita una mayor generación de energía junto con una distribución más equitativa entre su población, para sostener el desarrollo y aumentar la calidad de vida. El problema es que un 81 % de la energía mundial consumida en la actualidad proviene de fuentes no renovables. El paulatino agotamiento de estas fuentes sumado a las mayores dificultades y costos de producción, plantea un problema mayúsculo para las próximas décadas. A esto se le suma la emisión de dióxido de carbono que conlleva el empleo de combustibles fósiles. Esto tiene un efecto directo sobre el calentamiento global con sus consecuencias catastróficas, largamente publicitadas.

Países que concentran la mayor cantidad de habitantes, como China e India, se encuentran en una etapa de desarrollo acelerado por lo que aumentan significativamente su producción de energía, mayoritariamente a partir de combustibles fósiles. Consecuentemente, la contribución de estos países al calentamiento global es cada vez más importante. Está claro que el aumento de la producción de energía a partir de fuentes renovables puede constituir un paliativo para esta situación. Sin embargo, estas energías solo contribuyen con una pequeña fracción al total requerido. Datos del Banco Mundial (data.worldbank.org) indican que durante el período 2005-2012, la producción de energía a partir de petróleo, carbón y gas natural se mantuvo constante en un valor de aproximadamente 81 % del total (81.3 % en 2012). En 2012, el 5.2 % de la energía producida provino de combustibles renovables y desechos y solo el 13.5 % provino de

fuentes no ligadas a la emisión de dióxido de carbono (hidroeléctrica, nuclear, eólica, solar, geotérmica, etc.). Estas últimas energías se agrupan bajo el término de energías limpias (respecto a la contaminación por dióxido de carbono). En Argentina, el consumo de energía derivada de combustibles fósiles es del orden del 90 %, otro 4 % proviene de biocombustibles y un 6 % de energías limpias (datos de 2011). Existe un potencial significativo para aumentar el aporte de energías limpias, a partir de los actuales proyectos en el campo de la energía nuclear y la energía hidroeléctrica, y contribuciones adicionales de otras energías como la eólica, la solar y la proveniente de corrientes marinas.

1. Países de mayor consumo energético

En la Tabla 1 se indica el consumo anual de energía de los 12 países de mayor consumo en el mundo. Los datos corresponden al año 2012 y fueron extraídos de información pública de la US Energy Information Administration (EIA) (www.eia.gov). Al final de la tabla se indica el consumo de Argentina a efectos comparativos.

TABLA I

Consumo de energía en el año 2012 en quadrillones de BTU, por país, en orden decreciente. Se indica también la situación de Argentina, fuera de orden

Orden	País	Consumo
1	China	105.88
2	USA	95.06
3	Rusia	31.52
4	India	23.92
5	Japón	20.31
6	Alemania	13.47
7	Canadá	13.35
8	Brasil	12.10
9	Corea del Sur	11.52
10	Francia	10.69
11	Irán	9.65
12	Arabia Saudita	9.31
	Argentina	3.67

Los altos consumos de energía representan una combinación de niveles altos de población y de grado de desarrollo de cada país. China es el principal consumidor de energía en el mundo y la India alcanza el 4º lugar. La comparación resulta más ilustrativa cuando estos mismos países se ordenan en base al consumo energético per cápita tal como se esquematiza en la Tabla 2 (datos de 2012 y de la misma fuente que los de la Tabla 1).

TABLA II

Consumo de energía per cápita en el año 2012 en quadrillones de BTU/millón de habitantes, por país, en orden decreciente. Se indica también la situación de Argentina, fuera de orden

Orden	País	Consumo per cápita
1	Canadá	0.393
2	Arabia Saudita	0.358
3	USA	0.305
4	Corea del Sur	0.235
5	Rusia	0.220
6	Alemania	0.166
7	Francia	0.165
8	Japón	0.160
9	Irán	0.124
10	China	0.079
11	Brasil	0.061
12	India	0.020
	Argentina	0.087

Los primeros lugares lo ocupan Canadá, Arabia Saudita y USA, seguidos por un conjunto de países de alto grado de desarrollo. Es probable que el alto consumo de los tres primeros países sea consecuencia de una sobreutilización de la energía que disponen en gran cantidad. Obviamente, otros factores deben ser considerados tales como la distribución interna del consumo energético y la incidencia del clima en algunos países. En cualquier caso resulta relevante que China, Brasil e India aparezcan en las tres últimas posiciones. En una primera aproximación, se puede inferir que un país desarrollado con razonable distribución interna de la energía consumida, supone consumos energéticos per cápita en el orden de 0.16 en las unidades de la tabla. La proyección sobre los países en vías de desarrollo acelerado es, entonces, la necesidad de duplicar el consumo de energía en China, triplicarlo en Brasil y multiplicarlo por 8 en la India (a población constante). En el caso particular de China e India esto representaría un aumento muy significativo de los niveles necesarios de producción de energía a nivel mundial. Los esfuerzos de China por proveerse de combustibles fósiles de varias regiones del mundo, es elocuente a este respecto. En esta misma línea de análisis, el desarrollo de la Argentina requeriría duplicar el consumo actual de energía a población constante.

2. Emisiones de dióxido de carbono

Analicemos ahora como contribuye el consumo energético de estos países a las emisiones de dióxido de carbono que contribuyen al calentamiento global. Esta información se indica en la Tabla 3 preparada a partir de datos públicos del Banco Mundial (data.worldbank.org).

TABLA III

Emisiones de dióxido de carbono en millones de toneladas métricas por año, promediados durante el período 2010-2014, que surgen del consumo de combustibles fósiles y de la manufactura de cemento, por país, en orden decreciente. Se indica también la situación de Argentina, fuera de orden

Orden	País	Emisión de CO2
1	China	9020
2	USA	5306
3	India	2074
4	Rusia	1808
5	Japón	1188
6	Alemania	729
7	Corea del Sur	589
8	Irán	587
9	Arabia Saudita	520
10	Canadá	485
11	Brasil	439
12	Francia	339
	Argentina	190

Observamos que China y USA son los grandes emisores de dióxido de carbono, con el agravante de que China registra un continuo aumento del consumo energético, que creció de 86 a 106 cuadrillones de BTU durante el período comprendido entre 2009 y 2012.

Es interesante analizar la calidad de la energía consumida por este conjunto de países en términos de las emisiones de dióxido de carbono por unidad de energía consumida. La Tabla 4 muestra estos valores.

Los valores de la Tabla 4 dependen de la matriz de consumo energético de cada país. Brasil, Canadá y Francia consumen una gran fracción de energías limpias (en términos de emisiones de dióxido de carbono) y registran los valores más bajos de la Tabla 4. Brasil ha logrado esto con el uso de energía hidroeléctrica y el programa de bioetanol, Canadá con su alta producción de energía hidroeléctrica y Francia con su producción de energía nuclear. El conjunto de países ubicados en las posiciones 3 a 9 en la Tabla, así como Argentina, originan valores propios de un alto consumo de gas natural y petróleo. India y China consumen una gran fracción de energía sucia, básicamente por la importante contribución del carbón en su matriz energética.

Es evidente que los responsables del efecto invernadero producido por las emisiones de dióxido de carbono son las grandes potencias industriales y emergentes (Tabla 3), mientras que el aporte de nuestro país es insignificante en términos comparativos, y está más relacionado con las emisiones de metano que con las de dióxido de carbono. Sin embargo cuando se comparan las emisiones de dióxido de carbono por unidad de energía consumida, los valores correspondientes a

nuestro país son relevantes (Tabla 4). Estos valores están mostrando claramente que las energías alternativas en la Argentina contribuyen muy poco a la matriz energética (Secretaría de Energía. Balance energético nacional 2013). No obstante, su empleo, particularmente en aplicaciones móviles, contribuiría notablemente a reducir la contaminación en las grandes ciudades, lo cual redundaría en una mejor calidad de vida. Más allá de los altibajos históricos del precio del petróleo y del descubrimiento de grandes reservas de shale oil y shale gas en Vaca Muerta, el empleo de las energías alternativas contribuiría también a reducir el déficit de la balanza energética.

Tabla IV

Emisiones de dióxido de carbono en millones de toneladas métricas por cuadrillón de BTU consumidos, por país, en orden decreciente. Se indica también la situación de Argentina, fuera de orden.

Orden	País	Emisión de CO2 / Consumo Energético
1	India	86.7
2	China	85.2
3	Irán	60.8
4	Japón	58.5
5	Rusia	57.4
6	Arabia Saudita	55.9
7	USA	55.8
8	Alemania	54.1
9	Corea del Sur	51.1
10	Brasil	36.3
11	Canadá	36.3
12	Francia	31.7
	Argentina	51.8

3. Desarrollo de energías renovables en Argentina

El desarrollo de energías renovables en Argentina ha tenido un gran impulso en los últimos años. La ley 26190/06 (reglamentada en 2009), modificada por la ley 27191/15 (reglamentada en 2016), estimula el desarrollo de fuentes renovables de energía, considerada como una cuestión de prioridad máxima para el país tanto por la diversificación de la matriz energética como por su aporte a la mitigación del cambio climático. Para 2016 se asignaron 12.000 millones de \$ del Tesoro Nacional al Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER).

Se estimularán inversiones para la construcción de centrales eléctricas basadas en diferentes tipos de energías renovables, incluyendo plantas de energía hidroeléctrica de hasta 50 MW. Los emprendimientos son privados y el estado otorga beneficios fiscales y garantiza la compra de la energía generada por un período de 15 años de modo de asegurar la rentabilidad de la inversión. Como objetivo a mediano plazo se fijó que el 20 % del consumo de energía eléctrica nacional al 31/12/25, debe ser provisto por fuentes de energías renovables. Además, existe un

marco regulatorio para el empleo de biocombustibles que deben incorporar los cortes de naftas y de gasoil (ley 26093/06 reglamentada en 2007).

El país cuenta con un gran potencial para el desarrollo de diversas energías renovables (hidráulica, eólica, solar, marina, geotérmica, entre otras), así como en la generación de energía a partir de diversos biocombustibles, biogás y biomasa.

El estado financia un significativo conjunto de actividades de investigación y desarrollo en el campo de las energías renovables, a través de planes estratégicos definidos por: a) Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva (MINCyT), b) Secretaría de Energía, c) YPF-TECNOLOGIA (Y-TEC): asociación entre YPF (51%) y el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET, 49%), d) Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) y un numeroso conjunto de instituciones públicas y privadas. A continuación se resumen algunas de estas líneas de acción.

3.1. Las energías renovables en el ámbito del MINCyT

El Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva ha puesto en marcha el plan nacional 2020. En sector de energías renovables, se identificaron las siguientes áreas estratégicas: aprovechamiento de la energía solar, bioenergía y generación distribuida de electricidad.

3.1.1. Energía solar

El uso de energía solar para el calentamiento de fluidos se ha clasificado en los siguientes rangos térmicos: baja (60 - 100 ° C), medio (100-150 ° C) y altas (150-350 ° C). La disponibilidad de los líquidos calentados en los rangos bajos o medios permitiría la sustitución de gas natural en los sectores comerciales y zonas residenciales. Los proyectos específicos que se están llevando a cabo son:

- Diseño e implementación de un sistema de evaluación argentino de la radiación solar, con estaciones en todo el país, interconectadas en tiempo real.
- Desarrollo y construcción de un prototipo de planta termoeléctrica (tecnología Dish-Stirling) conectado a la red del Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Este proyecto se realiza en el parque solar termoeléctrico de Intihuasi, provincia de Catamarca.
- Interconexión de Sistemas Fotovoltaicos a la Red Eléctrica en Ambientes Urbanos. Este proyecto tiene como objetivo introducir en el país tecnologías asociadas a la interconexión, en áreas urbanas y periurbanas, entre la red eléctrica y sistemas solares fotovoltaicos distribuidos, contemplando cuestiones técnicas, económicas, legales, y regulatorias. Esto se realizará a través de instalación de sistemas fotovoltaicos tanto en viviendas como edificios públicos, así como en los organismos de ciencia y tecnología para el análisis, ensayo y calificación de los diseños y componentes del sistema.
- Red Renovable con Almacenaje 24h/día: Este proyecto está localizado en el extremo noroeste de la provincia de Jujuy, y se propone generar energía eléctrica para sistemas aislados de un modo totalmente amigable con el medio ambiente y aumentando, a la vez, la cantidad actual de almacenaje, de unas pocas horas al día a 24 horas diarias. Esta red reemplazará a los acumuladores eléctricos de electrolito plomo y a otros sistemas que actualmente contienen materiales peligrosos para la salud de las personas y del ambiente, por un sistema energético limpio y renovable de acumulación de agua a través de bombeo solar, conjugando energía solar y eólica.

3.1.2. Nuevas fuentes de bioenergía

El objetivo en esta área es, principalmente, desarrollar procesos para la producción de biocombustibles de 2ª generación y en particular para biogás, empleando cultivos inútiles para la alimentación humana como así también subproductos industriales o residuos. Los proyectos específicos que están siendo llevados a cabo son:

- Puesta en marcha de una planta generadora de electricidad y calor a partir de biomasa, seguida de una etapa de purificación para el biogás resultante del proceso, y el desarrollo de una planta de potencia de 10 MW a partir de biomasa forestal ("salicáceas").
- Puesta en marcha de una planta de cogeneración de energía eléctrica y térmica de 5,5 MW a partir de biomasa forestal en la localidad de Puerto Esperanza que permitirá reemplazar la generación eléctrica convencional del sistema, dependiente de combustibles fósiles.
- Instalación de una planta de biodiesel multipropósito capaz de generar productos de alto valor añadido que utilizan al girasol como materia prima.
- Producción comercial de bioetanol y bioelectricidad a partir de sorgo azucarado en Tucumán, cultivo energético complementario de la caña de azúcar. El proyecto está dedicado al aprovechamiento de una variedad de sorgo con un alto contenido de azúcar en su tallo y cuyo cultivo no se superpone con el de la caña de azúcar ya que se cosecha antes y empleando la misma maquinaria.
- Planta Piloto para la producción de bioetanol de sorgo en Polo Productivo y Académico del Sur de Córdoba. El objetivo general del proyecto será mejorar la producción de bioetanol, tanto a escala de laboratorio como a escala piloto, a partir de sorgo. Para ello se buscará optimizar el tamaño de partícula del sorgo con el fin de mejorar el rendimiento del proceso global de obtención de bioetanol y el desarrollo de una plataforma tecnológica para la inmovilización de catalizadores biológicos en geles porosos para su utilización en biorreactores. Además, se aplicarán tecnologías innovadoras para la obtención de bioetanol anhidro y se promoverán investigaciones complementarias para la reutilización de subproductos.
- Generación de energía eléctrica mediante el uso de la biomasa "cáscara de maní": el proyecto está basado en el uso de la cascara de maní proveniente del proceso de descascarado y posterior selección, la cual será quemada en una caldera de vapor de agua de recuperación para producir vapor de agua a alta presión, el cual es conducido a una turbina de vapor para la generación de energía eléctrica.

3.1.3 Generación distribuida de electricidad

- Desarrollo de redes inteligentes para la transmisión y distribución de electricidad a partir de fuentes renovables y su interconexión con la red; este proyecto también se propone mejorar la eficiencia de las redes eléctricas existentes. Las Redes Inteligentes son sistemas bi-direccionales que integran tecnologías de telecomunicaciones y sistemas de suministro de electricidad, aplicando la tecnología de la información para hacer más visible y controlable tanto la propia red convencional como nuevos elementos de la red, especialmente la respuesta a la demanda y a pequeños sistemas de generación y almacenamiento. Se pretende lograr la implementación de equipamientos, dispositivos y software para el manejo, control y análisis inteligente de las redes de transmisión y distribución existentes en forma eficiente, y la interconexión de generadores de electricidad con fuentes renovables de energía.

3.2. Las energías renovables en el ámbito del Ministerio de Energía

El Poder Legislativo ha sancionado leyes para promover el uso de biocombustibles (N° 26.093) y del hidrógeno (N° 26123). En ambos casos el Ministerio de Energía (ME) actúa como la autoridad de aplicación. Mientras el biodiesel ya está en el mercado, el hidrógeno como combustible no lo está aún. El ME ha publicado el Plan Nacional del Hidrógeno (PNH), estructurado en torno al Fondo de Promoción del Hidrógeno (FONHIDRO). El PNH propone programas de I + D que deberían permitir insertar al hidrógeno en el mercado (incluyendo pilas de combustible PEM y SOF), en un plazo de 20 años. La industria argentina tiene una amplia experiencia en el uso del hidrógeno como materia prima para la petroquímica (amoníaco y metanol), así como para las industrias del petróleo, acero y vidrio. El sistema científico cuenta con una base de unos 200 investigadores y estudiantes de doctorado que se han capacitado en la temática del hidrógeno en todos sus aspectos (producción, purificación, almacenamiento, transporte y aplicaciones), los cuales han participado en red desde el 2009 al 2013 en el marco de un Programa Estratégico financiado por MINCYT. Resta que se apruebe el decreto reglamentario para que este Plan pueda ponerse en marcha.

3.3. Las energías renovables en el ámbito de Y-TEC

Esta empresa ha creado un Departamento de Energía Renovable que está implementando los siguientes proyectos:

Almacenamiento de energía eléctrica en pequeña escala (kW) a través del desarrollo de baterías de litio, incluyendo la purificación de las sales de litio, de gran disponibilidad en Argentina, y la extracción de litio.

Almacenamiento de energía eléctrica en gran escala (MW) a través del desarrollo de baterías de flujo de energía. Estos son baterías recargables en la que el electrolito fluye a través de una celda electroquímica y convierte la energía química en electricidad.

Producción de hidrógeno a partir de agua usando: a) pulsos eléctricos modulados, b) fotocatalizadores y energía solar.

Otros proyectos involucran el uso de la energía geotérmica y de la energía oceánica.

3.4. Las energías renovables en el ámbito de CNEA

Si bien la actividad fundamental de esta institución está centrada en la energía nuclear, se trabaja distintas áreas de las energías renovables tales como el desarrollo de paneles fotovoltaicos, pilas de combustible PEM y en el almacenamiento y purificación de hidrógeno, entre otros proyectos.

ENERGÍA HIDROELÉCTRICA, DESARROLLO Y AMBIENTE

Raúl A. Lopardo

Instituto Nacional del Agua
rlopardo@ina.gob.ar

Resumen

La energía hidroeléctrica es la energía limpia y renovable más utilizada para reemplazar a los combustibles fósiles, aún para la generación de grandes potencias, y es considerada la energía primaria más eficiente para la producción de electricidad. Sin embargo, en nuestro país durante las últimas dos décadas diversos motivos la han alejado sistemáticamente como alternativa válida para la generación de energía eléctrica, mitigando el consumo de las reservas limitadas de combustibles fósiles. En el pasado se consideraba que los servicios de hidroelectricidad, irrigación, suministro de agua, y control de inundaciones, eran suficientes para justificar las importantes inversiones que se necesitan para la construcción de presas. Sin embargo, opositores a estas obras señalan hoy sus impactos adversos, como la carga del endeudamiento, los sobrecostos, el desplazamiento de personas, la destrucción de ecosistemas y recursos pesqueros, la inequitativa distribución de costos y beneficios y hasta el incremento de la corrupción. En el presente texto se intenta revalorizar la importancia de un adecuado plan de fortalecimiento hidroeléctrico, capaz de contribuir al bienestar nacional, siempre que se inscriban las obras dentro del criterio universalmente aceptado de desarrollo sustentable, asignando costos a sus impactos, asegurando las medidas de mitigación y control y difundiendo adecuadamente, en tiempo y forma, los alcances, beneficios y eventuales problemas de cada proyecto.

Palabras clave: desarrollo, ambiente, hidroelectricidad, presas

Abstract

Hydroelectric energy, development and environment. Hydropower is the most widely used source of clean and renewable energy that can replace fossil fuels, even for large power generation. It is the most efficient way for the production of primary electrical energy. However, in our country, during the last two decades the development of hydroelectric energy was postponed as an alternative source to mitigate the limited reserves of fossil fuels. In the past, it was considered that the services of hydropower, irrigation, water supply and flood control, were sufficient to justify the significant investments that were necessary for the construction of dams. However, opponents of these works underline today its adverse impacts, such as debt burden, cost overruns, displacement of people, destruction of ecosystems and fisheries resources, inequitable distribution of costs and benefits as well as a potential source of corruption. In this chapter, the importance of increasing hydroelectric energy generation to contribute to national welfare is re-assessed. The necessary conditions are the respect of universally accepted criteria for sustainable development, the assignment of costs to their impacts and the implementation of policies of control and mitigation. The scope, benefits and potential problems of every new hydroelectric project must be clearly stated and openly communicated.

Keywords: development, environment, hydroelectricity, dams

INTRODUCCIÓN

El uso de fuentes renovables de energía ha sido ya ampliamente reconocido como la alternativa más viable para solucionar los problemas asociados a la combustión térmica convencional, tales como la ineficiencia operacional, el agotamiento de reservas limitadas y el aumento de la contaminación ambiental. A pesar de que la hidroelectricidad es el medio más eficiente de producir y almacenar energía limpia y renovable para generación de las grandes potencias necesarias para la producción de electricidad, diversos motivos la han alejado sistemáticamente de su consideración como alternativa válida. Corresponde señalar que el 25% de la energía primaria se utiliza para generar electricidad y el 75% restante como combustible. Asimismo, de las energías renovables, que representan un 20% del consumo mundial de electricidad, el 90% son de origen hidráulico.

En la actualidad, la mayor parte de la energía que se consume mundialmente proviene de la combustión térmica de combustibles fósiles (petróleo, carbón, gas natural). La República Argentina no es una excepción, pues consume anualmente 60 millones de toneladas de combustibles fósiles, principalmente en el transporte vehicular y para la producción de electricidad en usinas térmicas.

La producción de energía eléctrica mediante combustión térmica convencional de combustibles fósiles presenta serias desventajas, ya que es un método indirecto e ineficiente que implica una etapa intermedia de conversión de calor en trabajo mecánico con un límite de eficiencia intrínseca impuesto por el ciclo de Carnot. En los motores de combustión interna, la eficiencia práctica es del 15% al 20%, desperdiciándose más del 80 % de la energía química contenida del combustible. De ese modo se desaprovechan las limitadas reservas de combustibles fósiles, que han tardado millones de años en formarse. Además, como productos de la combustión se arrojan al ambiente principalmente agua y dióxido de carbono, que contribuye al calentamiento global, y otros contaminantes que dañan la salud, tales como monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno, óxidos de azufre, hidrocarburos no saturados y material particulado. Se producen también otros compuestos que contribuyen a provocar desequilibrios ecológicos, tales como lluvias ácidas, reducción de la capa de ozono y formación de "smog".

Para resolver estos problemas se han desarrollado sistemas de aprovechamiento integral de fuentes primarias de energía limpias y renovables que puedan sustituir a los combustibles fósiles, tales como la energía solar, la energía eólica, la energía hidráulica, la energía geotérmica, la energía mareomotriz y la energía de las olas. Sin dejar de considerar la necesidad de hacer todos los esfuerzos para elevar la producción de todas las energías mencionadas, está claro que en la generación masiva de electricidad sólo puede competir en forma adecuada la hidroeléctrica, y en el uso como combustible esa competencia parece estar destinada al hidrógeno, por sus cualidades de almacenador y transportador de energía [1].

Los países centrales, incluyendo los de más alta calidad de vida y atención del ambiente como Canadá, han aprovechado sus recursos hídricos para la generación de energía eléctrica hasta prácticamente el máximo. Europa ya casi no tiene sitios razonables para la construcción de presas, pero está estudiando la forma de elevar su rendimiento aumentando sus alturas y optimizando el manejo de los embalses.

1. La energía del agua y el impacto de las presas

Desde la antigüedad más remota, la cultura y el desarrollo integral de los pueblos estuvieron indisolublemente atados a las obras que permitían la utilización del agua para

beneficio de la sociedad. Egipto y Asia Menor son fieles reflejo de esas afirmaciones, llegando a materializar presas de derivación, control y preservación de grandes cursos fluviales. De construirse hoy, muy probablemente estas obras estarían expuestas a severas críticas de los medios masivos de comunicación y ciertas organizaciones no gubernamentales.

Ya en el Antiguo Testamento (texto hebreo, Dos Reyes, 20,20) se puede leer la historia de Ezequías que construyó el embalse y el acueducto y trajo el agua a la ciudad, haciendo mención a las grandes obras para Jerusalén durante el mandato del rey Ezequías, de 725 a 697 años antes de Cristo [2]. Es posible decir que desde que el hombre ha comenzado su evolución y desarrollo social, la energía del agua, su control y aprovechamiento, han estado ligados indisolublemente a su destino.

Las obras hidráulicas no son sólo indispensables para el desarrollo, sino también para el mantenimiento de la calidad de vida del ser humano, por lo que no es coherente negarse a materializarlas, sino que es necesario hacer el máximo esfuerzo para que sus aspectos adversos sean en lo posible eliminados o disminuidos a grados aceptables y así evitar deformaciones significativas para el ambiente. Las presas intentan satisfacer demandas de desarrollo económico y social, tales como generación eléctrica, irrigación, control de inundaciones y suministro de agua, además de otros beneficios menos relevantes. Antes se consideraba que estos servicios eran suficientes para justificar las importantes inversiones que se realizaban para la construcción de presas, y a menudo se citaban también otros beneficios, como el impacto de la prosperidad económica en una región, debido a las nuevas cosechas múltiples, la electrificación rural, el efecto turístico de los embalses y la expansión de infraestructuras físicas y sociales como carreteras y escuelas. Los beneficios se consideraban evidentes, y cuando se los comparaba con los costos de construcción y operación, en términos económicos y financieros, parecían justificar que las presas eran la alternativa más competitiva.

La relación costo-beneficio se convirtió en una preocupación pública, debido a la creciente exposición pública de resultados y consecuencias de algunas obras. La oposición comenzó a crecer, invocando los impactos de las presas sobre la gente, las cuencas y los ecosistemas, así como por sus resultados económicos, convirtiendo el debate en una cuestión global.

Con el trasfondo de estos conflictos y presiones, un equipo de la Comisión Mundial de Represas comenzó su trabajo en mayo de 1998, concluyendo que el "fin" que debe alcanzar cualquier proyecto de desarrollo es mejorar de un modo sustentable el bienestar humano, es decir, producir un avance significativo en el desarrollo, sobre una base que sea viable económicamente, equitativa socialmente y ambientalmente sustentable. Por lo tanto, si la construcción de una gran presa es el mejor modo de alcanzar este objetivo, merecería ser apoyada [3].

A pesar de ese contexto de críticas, los países centrales, incluyendo los de más alta calidad de vida y atención del ambiente, han aprovechado sus recursos hídricos para la generación de energía eléctrica hasta prácticamente el máximo disponible. En Europa ya casi no se encuentran sitios razonables para la construcción de presas, pero están estudiando la forma de elevar su rendimiento aumentando sus alturas, optimizando el manejo de los embalses y adaptando sus obras ante efectos de cambios climáticos. Noruega, que también cuenta con enormes reservas de petróleo, consume combustibles fósiles apenas para el 2,6% de su matriz energética eléctrica, y las plantas hidroeléctricas generan el 91,1% de la misma. En Canadá, sus grandes cursos de agua permiten la generación del 57% de la energía. En Suecia, casi la mitad de la producción de energía se basa en centrales hidroeléctricas, y un 15% en otras fuentes renovables. En nuestra región, Brasil en el año 2006 presentaba un 82,9% de energía eléctrica de

fuentes hidroeléctricas y 3,2% de otras fuentes renovables, mientras Argentina, para la misma fecha, utilizaba 59% de energía térmica y 33% de hidroeléctrica.

Por otra parte, es necesario hacer el máximo esfuerzo para que los impactos adversos de las presas y embalses sean en lo posible eliminados o disminuidos a grados aceptables y así evitar deformaciones significativas para el ambiente. Los opositores a la construcción de presas señalan los impactos adversos como la carga del endeudamiento, la pérdida de bosques nativos, el desplazamiento de personas, la destrucción de ecosistemas y recursos pesqueros y la inequitativa distribución de costos y beneficios. Parece estar de moda sugerir medidas que invitan hasta el reemplazo y desmantelamiento de aprovechamientos hidroeléctricos, lo que es particularmente útil a los intereses de los grandes grupos económicos vinculados a la energía de combustibles fósiles, indudablemente más contaminante y de más alto costo por kWh.

La demonización indiscriminada de la energía hidroeléctrica llega a sorprendentes generalizaciones, que debido a su incoherencia, hacen imposible un debate racional. Por ejemplo, se adjudica a los embalses un impacto negativo por la pérdida de bosques. En el caso de la Argentina, la suma de hectáreas de bosques nativos que pueden haberse sumergido en todos los embalses del país es absolutamente irrelevante en comparación con la deforestación de esas especies por la tala indiscriminada durante más de un siglo y por el avance de la soja en los últimos años. Respecto de la pérdida de la biodiversidad acuática y de los recursos pesqueros, es interesante observar que nada se dice numéricamente de este efecto en relación con la acción depredadora de la pesca masiva de especies como la merluza, el calamar y la eliminación de especies no comerciales que ingresan a las artes de pesca. La cuantificación es uno de los aspectos más relevantes que poco aparecen en las discusiones sobre impactos ambientales.

Es interesante señalar que es usual utilizar para el análisis de impactos los proyectos ejecutados con anterioridad a la década del setenta, cuando las obras de infraestructura se materializaban sin contemplar la totalidad de los aspectos ambientales y sociales asociados. En la actualidad, la definición de una presa involucra necesariamente cumplir con los preceptos del desarrollo sustentable, considerando especialmente la disciplina ambiental, asignando costos a los impactos y proponiendo las medidas de mitigación adecuadas.

Las centrales térmicas de generación eléctrica resultan para América del Norte las mayores responsables de la contaminación tóxica del aire, alcanzando en el año 2001 prácticamente la mitad de todas las emisiones atmosféricas industriales, según un informe de la Comisión para la Cooperación Ambiental [4]. El informe analiza los datos presentados a los gobiernos de Canadá y los Estados Unidos tomando el muestreo de 21.254 plantas que monitorean sus emisiones de productos químicos, incluidos cancerígenos y neurotóxicos en aire, suelo y agua. Se expresa que cuarenta y seis de los cincuenta mayores contaminadores de América del Norte fueron durante ese año las centrales eléctricas de combustible fósil, que en su conjunto generaron 340.000 toneladas de emisiones tóxicas. Ácidos y óxido ácidos son productos químicos comunes emitidos por la quema de carbón y petróleo. Esas centrales son también responsables del 64% de todas las emisiones al aire de mercurio [4].

La energía hidráulica se explota por medio de una tecnología experimentada y conocida, con un rendimiento inigualable, que permite no privar de materias primas a las futuras generaciones y no agobiarlas con contaminantes o residuos. Para muchos países en vías de desarrollo, la energía hidráulica es el único recurso energético natural que disponen. Como se expresara previamente, las centrales hidroeléctricas producen más de dos millones de GWh al año, lo cual representa el 20% de la producción mundial de electricidad y aproximadamente el 7% de la producción mundial de energía. Aun contando con las hipótesis más pesimistas, el potencial

de energía hidráulica explotable en el mundo es seis veces superior. Además, a menudo la hidroelectricidad financia otros aprovechamientos que son beneficiosos también para la sociedad. Si se toma en consideración la situación energética actual de la Argentina, se asume un moderado optimismo en cuanto a crecimiento pero, por otra parte, se observa su extrema debilidad ante factores que no gobierna el país. En este contexto, parece poco razonable no considerar, al menos como alternativa de estudio y con todas las mitigaciones de impacto posibles, la utilización de energía hidroeléctrica.

2. El contradictorio caso de la presa de Asuán

El proyecto de la gran presa de Asuán, finalizado en 1964 en su primera fase, fue condenado por los medios de comunicación populares y las publicaciones de carácter semi-científico, alegando muchas razones, tales como la pérdida de pesca en el Mediterráneo, la expansión de la esquistosomiasis (enfermedad parasitaria transmitida por caracoles acuáticos y ligada a los sistemas de riego), la salinización de las tierras que serían irrigadas, la erosión de las orillas y lecho del Nilo aguas abajo de la presa, la reducción de la fertilidad en todo el valle del Nilo debida a la ausencia de los depósitos de limo y la erosión costera del Delta del Nilo, en su salida al Mediterráneo.

Debe considerarse sin embargo que hubo una destacada planificación de rescate histórico y cultural, con el aporte de la comunidad internacional, especialmente de UNESCO. Al inundarse el valle de Abu Simbel, fue necesario trasladar piedra por piedra los dos inmensos templos rupestres de Ramsés II, que se estaban deteriorando significativamente. Sin embargo, quedaron abiertas las duras críticas ecológicas antes señaladas.

En el año 1993, tras aproximadamente treinta años de funcionamiento de la obra, resultó posible hacer una evaluación de los efectos ambientales y sociales a cargo del Dr. Mahmoud Abu-Zeid [5], presidente del Centro de Investigaciones Hídricas de Egipto y reconocido investigador en la especialidad. Allí se expone que la presa permite almacenar el doble del caudal medio anual del Nilo, es decir que el hombre hoy controla casi totalmente su régimen, lo que salvó a Egipto de los estragos de las crecidas de 1964, 1975 y 1988 (que hubieran producido muertes y calamidades sin su presencia) y de los efectos posiblemente catastróficos de nueve años de sequía a partir de 1979. El citado experto no alcanza a imaginar cómo hubiera podido sobrevivir su país durante ese período sin la presa, con una población de 58 millones de habitantes y elevada tasa de crecimiento. Entre los impactos positivos de la presa cita a esa fecha el incremento de su superficie irrigada en unas 500.000 hectáreas y la producción del 30% de la energía eléctrica total del país. Prestando atención a las observaciones negativas que se planteaban sobre la obra, Abu-Zeid informa que mediante adecuados sistemas de drenaje se ha disminuido la salinización prevista sobre casi dos millones de hectáreas y la productividad de la agricultura ha mejorado en al menos 15%, a pesar de la retención de limos. El citado investigador destaca que la pesca en el Mediterráneo oriental efectivamente decayó de 22.600 toneladas en 1966 a 10.300 toneladas en 1972, con la influencia de la presa. Sin embargo, para 1993 la suma de la pesca en el embalse más la del Mediterráneo oriental casi duplicaba la cifra anterior a la construcción de Asuán. Los análisis previos estimaban que en 25 años debían alcanzarse descensos del orden de 3 metros por erosión en el lecho del Nilo aguas abajo de la obra, pero las mediciones de treinta años después indicaron que el descenso es inferior a 25 centímetros. Es interesante destacar que la tasa de esquistosomiasis ha venido disminuyendo en la zona, pasando del 48% en 1955 (sin obra) al 5% en el año 2000 [5].

El impacto negativo efectivamente comprobado ha sido la erosión costera del Delta del Nilo, que en realidad comenzó en 1898, con la construcción de la primera presa baja en Asuán [6]. En realidad, la presencia de esa antigua presa de Asuán ya había roto el equilibrio sedimentológico, aunque la gran obra lo incrementó y el mar Mediterráneo entonces ha avanzado sobre el Delta, a un promedio de 2,5 metros por año, haciendo desaparecer terrenos sumamente aptos para la agricultura y ganadería. Es evidente que el "Plan General de Protección Costera" cuya finalidad fue adoptar las medidas adecuadas para evitar o minimizar este impacto negativo, debió haber sido previsto con suficiente anterioridad. A pesar de este último aspecto, los aportes de Asuán al desarrollo general de Egipto merecen según este artículo de UNESCO [5], una mayor consideración de la opinión internacional. Es interesante destacar que Asit K. Biswas, Presidente del Centro de Gestión del Agua del Tercer Mundo, con sede en México, que fuera "Senior Advisor" del Director Ejecutivo de UNEP (Programa de las Naciones Unidas sobre el Ambiente) por diecinueve años, formuló idénticas conclusiones sobre el tema [6].

3. Algunas reflexiones sobre la presa de Tres Gargantas

China posee una superficie de 9.600.000 Km², que la ubica en el tercer país del planeta en ese aspecto. Sin embargo lidera en el mundo en cuanto a su población, ya que cuenta en la actualidad con 1.374 millones de habitantes. Ante esa situación demográfica, la demanda de agua (según estimaciones del Banco Mundial) crecerá en un 60% cada diez años. Entre los problemas fundamentales de China en relación con el agua cabe mencionar los siguientes [7]: la baja capacidad de respuesta ante posibles desastres de origen hídrico, pues el 70% de las ciudades y el 50% de los mayores terraplenes de protección no alcanzan las normas nacionales de control de inundaciones; b) la irregular distribución espacial y temporal de los recursos hídricos (el sur por exceso y el norte por defecto).

En relación con este último aspecto, China tiene profundas diferencias regionales que condicionan su capacidad de dar respuesta. Por ejemplo, en la provincia de Heibei (corazón de la planicie norte de China) el acuífero desciende a razón de 3 metros por año, con valores del doble alrededor de algunas ciudades. La demanda a los tres grandes ríos de la región (Hai, Amarillo y Huai) es excesiva y no escurren en la estación seca. Particularmente, el río Huanghe o Amarillo, de 5.464 Km de longitud, llega sin agua a la desembocadura el 50% del año [8]. Por otra parte, el río Yangtze, de 6.175 Km de longitud, resulta indispensable no sólo para el desarrollo del centro de China sino para la supervivencia de sus habitantes. Tal vez pocos conozcan que una ciudad poco renombrada como Chongqing, a orillas del río Yangtze, es la más habitada de China con más de 30 millones de habitantes.

Es sobre esta corriente de agua que se ha construido la famosa presa de las Tres Gargantas (Three Gorges Dam), de 183 metros de altura y un caudal de diseño de 102.500 m³/s (algo así como 8% mayor que el caudal de diseño del Paraná en la presa de Yacyretá). Es el proyecto de retención de agua más grande del mundo, equivalente a dos veces Itaipú (Brasil-Paraguay) y tiene por objetivos fundamentales el control de inundaciones, la generación hidroeléctrica (18,2 millones de kilowatts cuando esté finalizada) y el desarrollo de la navegación a través de esclusa. La construcción de la presa comenzó el año 1994 y concluyó en el año 2009. Su embalse cubre 17.000 hectáreas de tierras de laboreo y ha sido necesario reubicar más de un millón de personas (equivalente al 4% de los habitantes de la ciudad de Chongqing, una de las ciudades próximas). También se han alterado los extensos bosques de la región.

No sería correcto dar opinión sobre los posibles impactos positivos y negativos de una obra de tal envergadura para quien sólo ha tomado algunos modestos conocimientos de los

aspectos vinculados con factores de hidráulica estructural y escasamente ha leído las opiniones controvertidas sobre temas ambientales. Esas opiniones parecen en todos los casos lamentablemente influidas por dos visiones muy discutibles: la de los "beneficiarios" en las inversiones de infraestructura, que minimizan la importancia de los aspectos ambientales y la de los fundamentalistas ultra ecologistas, que olvidan por su interés mediático [9] y el aporte de sus "sponsors", que el ambiente incluye el medio social (que tiene relación con la calidad de vida del ser humano). En ambos casos no se dan valores ciertos para cuantificar los parámetros que intervienen o se omiten cifras inconvenientes a las conclusiones que se pensaron de antemano [10].

Por ello, se propone que al tocar el tema de Tres Gargantas se analice la magnitud del proyecto en relación con la magnitud de país y de los problemas a resolver y con la necesidad de desarrollo de un pueblo con una cultura milenaria. Tres Gargantas es un "mega proyecto" situado en un "mega entorno" muy especial.

Si no se conoce China, si no se entiende lo que significa un elevadísimo porcentaje de población rural con severas restricciones económicas a la espera de participar en el desarrollo del país, aspecto que se hace notable en Shanghai, Beijing, Guilin o Guangzhou, si alguien que vive la vida de Occidente puede explicar la razón por la que las autoridades no quieren continuar las excavaciones en Xi'an para llegar a la tumba del primer emperador de la dinastía Qin, que fue construida hace 2200 años, protegida por los ocho mil guerreros de terracota..., no resulta fácil discutir "impactos". Aunque indudablemente queden grandes dudas sobre la capacidad de la ingeniería china de incluir aspectos ambientales en el diseño de una gran presa cuando el poder político y el medio social la reclaman [10].

La Corporación de las Tres Gargantas informó que los 98,8 millones de MWh producidos el año 2014, que superan en 10 millones la energía producida por la presa de Itaipú, equivalen a ahorrar 49 millones de toneladas de carbón, que sigue siendo la principal fuente de energía en China, y evitar la emisión al ambiente de 100 millones de toneladas de dióxido de carbono (CO₂).

4. Medidas de mitigación para presas de embalse

A efectos presentar un panorama diferente respecto de la posibilidad de generar energía hidroeléctrica con el mínimo posible de impactos adversos, se pasará revista a conceptos vertidos por una entidad internacional [11], que el autor comparte.

La consideración de los problemas ligados al medio ambiente natural y social deberá aparecer claramente desde el principio de los estudios del anteproyecto de una presa y en el curso de todas las fases de definición y de realización del proyecto, como así también durante todo el período de explotación de la obra. Además, debido a que los recursos son cada vez más limitados o de difícil acceso, se deberá prestar mayor atención a la gestión de la demanda del agua para el riego y la industria, por medio de una reducción de pérdidas en las redes de distribución, el tratamiento y reciclado de las aguas residuales y la toma de medidas para economizar el agua y la energía.

Del mismo modo, desde el planteamiento del anteproyecto de una presa deben estudiarse diferentes soluciones alternativas que puedan, eventualmente, responder a los mismos objetivos, en condiciones más aceptables a corto o largo plazo, en lo que se refiere al medio ambiente natural y social. Es de destacar que muchos ingenieros se han distinguido por su

concientización y responsabilidad respetuosa con el medio ambiente y por ello muchas presas y sus embalses, armonizan de manera excelente con su entorno ambiental. A pesar de ello, con el enorme incremento de conocimientos con que se cuenta en la actualidad, entre los que se encuentran las ciencias del ambiente, se hace necesario conformar todo un equipo de especialistas para reunir y poner en práctica sus conocimientos a la hora de proyectar cualquier tipo de aprovechamiento hidráulico. Esto hace inexorablemente necesaria la complementación de los ingenieros con los especialistas de otras numerosas disciplinas [12].

Los proyectos deberán ser evaluados, siempre y sin excepción, según los últimos conocimientos y los criterios modernos de protección ambiental. Los medios para reducir todo tipo de impacto negativo deberán ser estudiados, evaluados y puestos en práctica cuidadosamente. Entre estos medios se pueden citar: soluciones alternativas, modificación del proyecto según las necesidades específicas y acciones correctoras, así como el monitoreo de la efectividad de las medidas de mitigación planteadas. Además, deberá prestarse una atención especial a los efectos sobre la biodiversidad o sobre el hábitat de las especies raras o amenazadas.

La decisión de efectuar inversiones importantes y necesarias para la realización de una presa, se deberá basar en un análisis económico de un realismo indiscutible, sobre todo para grandes proyectos en países en vías de desarrollo, que podrían inmovilizar durante varios años gran parte de sus recursos financieros. Es necesario rechazar cualquier tentación de sobreestimar los beneficios y de subestimar los costos. Además, con este fin hay que tener en cuenta los impactos ambientales naturales y sociales.

Las ventajas secundarias, aunque no generen beneficios que contribuyan a la rentabilidad financiera del proyecto, deberían ser tomadas en cuenta para la evaluación de cada proyecto, así como también en los estudios comparativos de alternativas. En estos estudios comparativos, se destacarán las ventajas de la generación de hidroelectricidad sobre la producción térmica, en lo que respecta al medio ambiente.

Por otra parte, el desplazamiento de poblaciones debe ser tratado con un cuidado especial, con sentido de la organización y con sensibilidad política. El plan propuesto deberá estar basado en estudios sociales completos y la organización del programa deberá ser perfecta con el fin de lograr su puesta en práctica. Para estas poblaciones su reinstalación debe significar de manera ineludible una mejora en su nivel de vida, puesto que los afectados directamente por el proyecto deben ser los primeros beneficiarios. Se deberá prestar especial atención a los grupos étnicos vulnerables, que en general podrán beneficiarse y no perjudicarse con las obras hidroeléctricas.

Aunque no exista el problema de relocalización, el impacto provocado en la población local por un proyecto puede ser a veces importante tanto durante las obras como después de la terminación de las mismas. Estos proyectos deberán ser estudiados, realizados y explotados con el pleno consentimiento de la población afectada. Por esta razón, la organización que se ocupe del proceso de elaboración del proyecto debería llegar a un acuerdo, desde los primeros estudios preliminares, con los grupos afectados por el mismo.

Deberá efectuarse una auditoría completa tras la construcción para determinar el nivel de cumplimiento de los objetivos del proyecto en el aspecto ambiental. Desde la puesta en servicio del proyecto se deberá proceder, con intervalos regulares, a una evaluación de sus impactos por comparación con la situación existente antes del comienzo de las obras.

En este contexto, es importante el desarrollo de la investigación ecológica y social en las presas y embalses que llevan muchos años en servicio. Si se procediera a recopilar, procesar, evaluar y publicar, en un cuadro de investigaciones minuciosamente dirigidas, el gran bagaje de conocimientos resultantes de nuestra larga experiencia en la explotación de tantas presas y embalses, errores e insuficiencias podrían ser descartados, las polémicas continuas sobre el impacto de proyectos de presas se podrían prevenir y los problemas correspondientes podrían ser aclarados y resueltos más fácilmente. Además, de los resultados de estos programas, se extraerían las bases de una estrategia de colaboración intensa con los expertos ambientales [13].

5. Aspectos vinculados a obras locales

En la República Argentina, en el período 1992-2013 la demanda de energía anual se incrementó a un ritmo de 4,26 %, por lo que se triplicó la generación térmica convencional y sólo se duplicó la hidroeléctrica. Específicamente, para el año 2013 la contribución térmica tuvo un aporte del 63,91%, la hidráulica del 31,07% y la nuclear de 4,42%, a pesar de que se poseen recursos hidráulicos importantes no aprovechados a la fecha [14]. Si bien se han construido algunas obras en el período señalado, la contribución más importante en ese período ha sido motivada por la elevación de la cota del embalse de Yacyretá, para llevarla a su condición de proyecto.

Aumentar la cota de operación normal de un embalse importante no implica mayores inundaciones ni impactos, con excepción del mayor riesgo ante una crecida del río, que podría no tener los resguardos originales. Si se asegura un sistema de alerta eficaz y seguro y se garantizan las medidas de mitigación para los otros eventuales problemas que podrían aparecer, se tendría la misma seguridad y un incremento de energía anual muy considerable. En el caso de la presa de Yacyretá, el incremento del nivel de embalse efectuado llevó a la obra a su estado de diseño original, para la que las turbinas fueron diseñadas y las obras de descarga fueron verificadas. Ese aumento de nivel fue importante, debiéndose recordar que un incremento del salto entre el embalse y aguas abajo es directamente proporcional a la energía generada. Sin embargo, hubo una marcada oposición con fuerte respaldo pseudocientífico, que creía haber demostrado la presencia de las filtraciones desde el embalse de la presa hacia la laguna Iberá. Ello fue descartado por especialistas provenientes de organismos científicos serios de la Argentina y quedó naturalmente verificado por la realidad, ya que afortunadamente el embalse fue llevado a su cota final. Queda claro que en este caso no se ha tratado de una sobreelevación del embalse, pues todos los estudios técnicos, económicos y ambientales desarrollados en el pasado se refirieron a esa cota final. La mala información, los intereses de sectores locales y el fundamentalismo ecologista tuvieron activa participación en haber demorado la culminación de esta obra.

Es menester confesar que gran parte de las obras hidráulicas argentinas, muy especialmente las de mediano y menor porte, vinculadas a control de crecidas y derivación para riego, fueron construidas con anterioridad o durante el desarrollo de las teorías hidrológicas modernas que permiten evaluar con cierto grado de certeza una adecuada "crecida de diseño". Simultáneamente, el diseño hidráulico de esas estructuras fue efectuado con las mejores técnicas disponibles en su momento, sobre la base de una "hidráulica de los valores medios", superada desde la década del setenta a partir de la introducción de técnicas para una "hidráulica de los valores instantáneos", especialmente relevante para el caso de los aliviaderos de crecidas. El Instituto Nacional del Agua ha desarrollado técnicas modernas que actualmente se utilizan en diversas partes del mundo para el estudio en modelos físicos de aliviaderos [15]. En virtud de lo expuesto, se considera oportuno proponer una adecuada y progresiva revisión de las condiciones de diseño hidrológico e hidráulico de los aliviaderos argentinos. A efectos de lograr un enfoque

más amplio y una mayor atención de las autoridades podría sumarse a esta propuesta la influencia eventual de los procesos debidos al cambio climático global.

El riesgo en las grandes obras está en general adecuadamente analizado, pero en las obras menores, cuya destrucción puede resultar también catastrófica para vidas humanas y economías regionales, resulta prácticamente desconocido. A ellas no apuntan en general las instituciones no gubernamentales, pues no tienen prensa masiva.

6. La difusión de los proyectos de ingeniería

Uno de los problemas que enfrenta hoy la Ingeniería en general y la hidráulica en particular, y no es en modo alguno de menor relevancia, es el que corresponde a la adecuada difusión de sus logros en relación con los requerimientos de la sociedad. El Ingeniero ha sido y es sistemáticamente observado con precaución por parte de los medios masivos de información, que lo consideran como una suerte de mercenario dependiente de un cliente todopoderoso que atenta contra el resto de la población. Su voz y su opinión son permanentemente puestas en tela de juicio por profesionales de otras disciplinas, los propios periodistas y, muy a menudo, cantautores, cuentistas, pilotos de turismo carretera o representantes ambientalistas de fundaciones de financiamiento desconocido [16].

Gran parte del problema es insoluble: hacer es mucho más difícil que no hacer. Estar en contra de una obra es infinitamente más sencillo que proyectarla y construirla. Pero, debe también reconocerse que existe una falla del ingeniero en su capacidad de difundir a los medios en tiempo y forma los alcances, beneficios y eventuales problemas de sus proyectos. Esta condición de comunicación permanente debe ser una línea indispensable de la Ingeniería que no puede esperar más tiempo.

También es necesario que los especialistas se involucren para evitar la confusión entre un proyecto del Estado y una acción de Gobierno. Una opinión de una agencia estatal debería ser considerada (por lo menos a priori) como imparcial a los efectos de la sociedad, que hoy considera más serio o independiente un juicio vertido por grupos que en algunos casos merecen ese respeto, pero en otros no cuentan con condiciones técnicas ni independencia de criterio para expresarse.

El mayor de los esfuerzos debe estar centrado en revertir esta debilitada imagen de la energía hidroeléctrica. Con posiciones duras, con escasa explicación que sea entendible por los actores sociales que intervienen en cada proyecto, con actitudes corporativas, difícilmente se pueda arribar a buen puerto. Ello no implica que haya que dejar de exponer concretamente y muy severamente las conclusiones de los cálculos y las opiniones técnicas, sino que además habrá que buscar la metodología adecuada para hacerlas accesibles y creíbles para la sociedad, en una difícil confrontación con entidades representantes del fundamentalismo ecológico.

7. Conclusiones

La crisis energética requiere de acciones inmediatas y de planificación a mediano y largo plazo. Sin embargo por los motivos expuestos en el texto, se ha degradado progresivamente la imagen de la energía hidroeléctrica, que de todos modos es en la actualidad la única renovable y no contaminante de carácter masivo. Esa acción negativa contra las presas tiene particular

influencia sobre América Latina, India y China. Esta última está en una etapa de gran desarrollo de obras hidroeléctricas, sin las cuales no puede garantizar la vida de gran parte de su población.

Resulta obvio que no pueden construirse obras de gran porte sin que se afecte en alguna medida no sólo el medio natural sino también el medio social. En tal sentido, está claro que el desplazamiento de poblaciones debe ser tratado con un cuidado especial, con sentido de la organización y con sensibilidad política. La planificación de las obras debe basarse en estudios sociales completos. Para estas poblaciones, su reinstalación debe significar de manera ineludible una mejora en su nivel de vida, puesto que los afectados directamente por el proyecto deben ser los primeros beneficiarios. En tal sentido, se deberá prestar especial atención a los grupos étnicos vulnerables.

La Argentina debe rápidamente dar cumplimiento al Programa Hidroeléctrico Nacional oportunamente trazado por el Estado, que requiere en su primera prioridad importantes inversiones para la construcción de presas sobre el río Santa Cruz (Kirchner y Cepernik), sobre el río Neuquén (Chihuido I), sobre el río Grande de Mendoza (Portezuelo del Viento) y sobre el río Tunuyán (complejo Los Blancos), entre otros. Estos emprendimientos deben complementarse con los proyectos de presas de carácter internacional que deben encararse con el acuerdo de países limítrofes. Este es el caso de las proyectadas sobre el río Uruguay (Garabí y Panambí) en conjunto con Brasil. Además, se debe replantear el futuro de Corpus, sobre el río Paraná, en conjunto con Paraguay. En todos estos casos será necesario tanto su verificación y optimización hidráulica como así también el análisis de impacto ambiental.

Para crecer y aspirar al bienestar socioeconómico, hay que optimizar el uso de nuestros recursos con el mejor aprovechamiento de nuestras fuentes energéticas sin planteos fundamentalistas que nos lleven, sin desearlo, a una suerte de “subdesarrollo sustentable”. Desde el Estado Nacional se ha comenzado a transitar el camino de la viabilidad de la materialización de esta política de crecimiento, pero la tarea recién comienza y presenta lógicas dificultades. Con un ataque irracional a la construcción de obras hidroeléctricas, lo que de por sí es dificultoso, se tornará imposible.

Referencias bibliográficas

- [1] R.A. Dubois, R.P.J. Perazzo & W.E. Triaca (Eds.), *Hidrógeno y la energía del futuro*, Academia Nacional de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales y Academia Nacional de Ingeniería, Buenos Aires, Argentina, 2004.
- [2] Centro de Estudios Históricos de Obras Públicas y Urbanismo, *El agua en el mundo antiguo*, en *Obras Hidráulicas en América Colonial*, Madrid, España, Tabapress, 1993.
- [3] World Commission on Dams, *Dams and development. A new framework for decision-making*, The Report of the World Commission on Dams, Londres, 2000.
- [4] International Water and Sanitation Centre, *Norte América: centrales eléctricas son la principal fuente de contaminación atmosférica*, IRC/WSSCC, Noticias, 2004.
- [5] M. Abu-Zeid, Una evaluación de la presa de Asuán, en *Todos, Cuadernos de Educación Ambiental*, UNESCO, N° 4, 1993.
- [6] A.K. Biswas, *Aswan Dam revisited. The benefits of a much-maligned dam*, D-C Development and Cooperation, Frankfurt, Alemania, 6, 2000, pp 25-27.
- [7] Erming Zhu, *"The main progress in the hydraulic research in China"*, Chairperson Presentation, XXIX IAHR Congress, Beijing, China, 2001.
- [8] L. Brown, *Worsening water shortages threaten China's food security*, Eco-Economy Update 2201-1, Copyright Earth Policy Institute, 2001.

- [9] G. Sorman, *Las organizaciones ecologistas ¿son morales?*, Diario La Nación, Buenos Aires, 1 de julio, 2001, Opinión, pág. 19.
- [10] R.A. Lopardo, *Una reflexión polémica sobre la construcción de la presa de Tres Gargantas*, Revista Ambiente, Boletín N° 19, La Plata, Argentina, revista ambiente.com.ar/destacados/des_3. Htm, 2003.
- [11] International Committee on Large Dams, *Declaración sobre las presas y el medio ambiente*", ICOLD, 1997.
- [12] R.A. Lopardo & F. Bombardelli, On the interdisciplinary formation for the water environment engineering, en *The Learning Society and the Water-Environment*, A. Van der Beken, M. Mihailescu, P. Hubert & J. Bogardi (Eds.), European Commission, UNESCO, París, 1999, pp158-162.
- [13] R.A. Lopardo, Environmental impact of hydraulic structures: a controversial vision, en *Advances in Hydroscience and Engineering*, Volume VII, M.S. Altinakar, S.S. Wang, K.P. Holz & M. Kawahara (Eds.), Brisbane, Australia, 2004, pp. 186.
- [14] G.V. Malinow & C. Goyenechea, *Las presas y el desarrollo. Fundamentos para un debate necesario*, Cámara Argentina de Consultoras de Ingeniería, Buenos Aires, 2015.
- [15] R.A. Lopardo: Stilling basin pressure fluctuations, en *Model-Prototype Correlation of Hydraulic Structures*, P. Burghi (Ed.), Colorado Springs, USA, 1988, pág. 56-73.
- [16] R.A. Lopardo, *"El impacto ambiental de las obras hidráulicas y el fundamentalismo ecologista"*, Memorias del XX Congreso Latinoamericano de Hidráulica, IAHR, La Habana, Cuba, 2002.

ENERGIAS MARINAS

Walter Dragani^{1,2}, Carlos Tedesco³, Nicolás Tomazin⁴, Gustavo Seisdedos⁵, Marcelo Veneziano⁶, Ana J. Lifschitz⁷ & Francisco Galia⁷

¹ Servicio de Hidrografía Naval – Ministerio de Defensa- ²CONICET / Universidad Buenos Aires; ³Universidad Nacional La Plata; ⁴Instituto Nacional del Agua; ⁵Yacimientos Petrolíferos Fiscales - YTEC; ⁶ Universidad Nacional Mar del Plata; ⁷Universidad Tecnológica Nacional
Coordinador del grupo: Lic. Francisco Galia: forocostero@gmail.com; fgalia@rec.utn.edu.ar

Resumen

Recorriendo el extenso litoral marítimo argentino y considerando las características propias asociadas con fenómenos naturales y diversas singularidades geográficas, se puede definir un escenario potencial para el aprovechamiento energético sustentado tanto en las energías de mareas como en las corrientes asociadas a ellas, la undimotriz (basada en las energías de las olas), la mareogeotérmica, la eólica offshore y la biomasa a base de algas marinas. En este capítulo se aborda el aprovechamiento de las mareas y las corrientes de mareas (energía mareomotriz), y el recurso energético derivado de la acción del oleaje. Se presenta una breve explicación de ambos fenómenos desde un punto de vista físico: fuerza generadora, propagación y decaimiento. A su vez, se presenta una evaluación (valores medidos in situ) del potencial energético, tanto de mareas (altura del nivel del mar y velocidades de corrientes de mareas) como de olas (altura, periodo y dirección del oleaje) sobre el extenso litoral marítimo argentino. Se evalúan y proponen posibles zonas de interés energético basadas en el análisis anterior y sus posibilidades de desarrollo. Finalmente, se presenta un análisis de mercado y de costos de estos dos recursos energéticos renovables.

Palabras claves: recursos energéticos renovables, fenómenos de mareas y oleaje, mar argentino.

Abstract

Marine Energies. Moving along the extended coasts of the Argentine sea and considering both natural phenomena and geographical singularities enables the definition of a potential scenario to use the energy of waves and tides, the offshore geothermal and eolic energies and the energy generated by biomass such as marine algae. This chapter is restricted to the analysis of the energy of tides and their associated currents and that produced by waves. A physical explanation of the driving force, propagation and decay of both phenomena is provided. An evaluation of the energetic potential of tides and waves over the extended Argentine coasts is performed and convenient sites for the employment of this type of marine energies are proposed. Finally, a brief analysis of markets and costs of these energies is presented.

Keywords: renewable energy resources, tides and waves phenomena, Argentine sea.

1. Análisis de los recursos de mareas y olas

1.1. Corrientes de mareas

Las corrientes en el mar pueden ser producidas por el viento (deriva), por gradientes de densidad (termohalina), por las olas ("longshore currents") o por la marea. Esta última está asociada fundamentalmente a la atracción gravitatoria y, por tener una significativa dependencia con las posiciones relativas del Sol y la Luna, es de carácter determinística, o sea, altamente predecible. Por lo tanto, desde el punto de vista de cualquier emprendimiento relacionado con el aprovechamiento energético, las corrientes de marea son las que revisten el mayor interés justamente por su regularidad.

En términos generales las corrientes de marea en las regiones costeras fluyen prácticamente paralelas a la costa y, en consecuencia, la elipse de corrientes durante un ciclo completo de marea tiende a estar representada por un simple segmento. Esto es debido a un fenómeno conocido como rectificación topográfica. A medida que la distancia a la costa aumenta, la rectificación topográfica se hace menos evidente y las corrientes de marea durante su ciclo construyen el clásico patrón elíptico, siendo éste menos excéntrico a medida que la distancia a la costa aumenta.

En el litoral argentino se verifican diariamente dos situaciones de flujo (corrientes con rumbo predominante en la dirección de propagación de la onda de marea) y dos de reflujos (corrientes predominantemente opuestas a la anterior, pero con intensidad parecida - simetría). Entre ambas condiciones (la de flujo y la de reflujos) se observa un período que va desde unos minutos hasta una hora de duración conocido como estoa durante el cual las corrientes son mínimas o prácticamente nulas. Un poco antes de las estoas, las corrientes de marea se debilitan gradualmente en intensidad, para luego comenzar a intensificarse progresivamente hasta alcanzar intensidades máximas con un cambio de rumbo de aproximadamente 180°. Consecuentemente, la corriente de marea presenta una variabilidad temporal cíclica que consiste en la intensificación de la velocidad desde la estoa hasta un valor máximo, el posterior debilitamiento hasta la próxima estoa, el cambio de sentido, un aumento hasta el subsiguiente máximo y, finalmente, una disminución hasta la siguiente estoa. En este sentido, el concepto de corriente de marea media debe ser definido sobre el módulo ya que si se computa sobre el vector corriente arrojaría casi siempre un valor prácticamente nulo. En consecuencia, cualquier dispositivo que se proyecte para el aprovechamiento energético debe considerar la característica bi-direccional de la corriente de marea, a diferencia de las turbinas emplazadas en represas hídricas que funcionan de manera unidireccional. Por otro lado, para que las corrientes de marea sean aprovechables desde el punto de vista energético deben superar 1 m/s durante un gran porcentaje de su ciclo. Debe destacarse que durante un ciclo mensual de marea se verifica situaciones de amplitudes máximas, con máximas intensidades de corrientes (sicigias) y de amplitudes mínimas con intensidades más bajas (cuadratura).

Existen diversas maneras de medir las corrientes en el mar. Hoy en día se utilizan dispositivos basados en sistemas acústicos Doppler o en sistemas electromagnéticos. Aunque estos equipos se venden comercialmente desde hace muchos años nuestro país padece un enorme déficit en el relevamiento de esta variable. Hoy por hoy esta debilidad trata de suplirse con la modelación numérica pero la misma, para que sea confiable, debe ser validada contra mediciones de campo u observaciones *in situ* las cuales, vale enfatizar, son muy escasas. Las mediciones con correntómetros suelen ser altamente confiables pero son de carácter local o puntual. En cambio, los modelos hidrodinámicos pueden cubrir toda la región

de interés pero, si no están estrictamente validados, solo dan un valor cualitativo de las intensidades de las corrientes. En consecuencia, en la práctica debe lidiarse entre observaciones y resultados de modelos. Pero, ante la posibilidad de emprender alguna obra de ingeniería o de aprovechamiento energético, la necesidad de mediciones con instrumental específico es mandatoria.

En las bases de datos del Servicio de Hidrografía Naval (SHN - Ministerio de Defensa) se cuentan con registros de corrientes que datan desde la década del 60-70 hasta la actualidad. Muchos de ellos fueron obtenidos por el propio SHN y otros tantos cedidos por terceros (empresas, petroleras, etc.). A continuación se presenta un análisis sintético de las corrientes a lo largo del litoral argentino, entre la costa y la isobata de 15/20 m, basado fundamentalmente en información de campo disponible en el SHN.

En la zona de Punta Rasa (extremo SW del límite del RDP Exterior) las intensidades de las corrientes de marea pueden alcanzar los 0.40-0.60 m/s. Sin embargo, en la costa atlántica bonaerense, entre Punta Rasa y Monte Hermoso, las corrientes de marea son en general un poco menos intensas (aproximadamente, 0.30 m/s) a excepción de la zona de Punta Médanos donde la presencia de bancos de arena producen la intensificación de la corriente entre estos y la costa. En la zona del estuario/ría de Bahía Blanca las características geográficas del mismo (estrechamiento y baja profundidad) hacen que las corrientes se intensifiquen en su interior pudiendo superar 1 m/s. En la zona costera comprendida entre el estuario de Bahía Blanca y la desembocadura del río Negro no se dispone de mediciones, excepto en las inmediaciones de San Blas, donde la corriente puede superar 1 m/s.

En la desembocadura del río Negro la corriente máxima puede alcanzar 1 m/s. La corriente de marea también puede superar 1 m/s en el centro de la boca del golfo San Matías pero las intensidades se reducen considerablemente hacia su interior, siendo de aproximadamente 0.80 m/s en la zona de Puerto San Antonio y 0.50 m/s en Las Grutas y en Punta Colorada. Las corrientes son muy intensas en la boca del golfo San José pudiendo alcanzar en sicigias casi los 2 m/s. En el interior del golfo San José las corrientes se reducen considerablemente no superando los 0.30 m/s. En el sector oriental de la península Valdés no se dispone de información de corrientes pero dada la relevancia de la zona de escarceos cercana a Punta Norte, donde existen notables bancos y canales paralelos a la costa, se puede inferir que las corrientes de marea costeras podrían ser muy intensas.

Las corrientes en la boca del golfo Nuevo pueden alcanzar 0.80 m/s en condiciones de sicigias, pero las mismas se reducen drásticamente hacia el interior del golfo no superando los 0.20/0.30 m/s. En el sector costero que se extiende entre Punta Ninfas (extremo S de la boca del golfo Nuevo) y Cabo Dos Bahías (extremo N del golfo San Jorge) el SHN no dispone de observaciones de corrientes.

Las corrientes en el golfo San Jorge son relativamente débiles con intensidades máximas en sicigias de 0.20 m/s en Bahía Bustamante, 0.30 m/s en proximidades de Faro Aristizabal, 0.20 m/s en la zona de Bahía Solano, 0.30 m/s en proximidades de Puerto Comodoro Rivadavia y 0.20 m/s en la zona costera de Caleta Olivia y Caleta Paula. En el sector S de la boca del golfo, en proximidades de Faro cabo Blanco, las corrientes son mucho más intensas pudiendo alcanzar en sicigias intensidades de hasta 1.30 m/s.

A lo largo de la costa santacruceña las corrientes son significativamente más intensas que en el resto del litoral atlántico, en sintonía con las mayores amplitudes de la marea. Al S de Puerto Deseado, en Punta Desengaño, la corriente puede alcanzar 0.7 m/s.

Según algunas mediciones cortas y antiguas la corriente en las proximidades de la desembocadura del río Santa Cruz, en plataforma continental cerca de la costa, podría superar los 2.5 m/s, en condiciones de sicigias. Más hacia el S, en la zona exterior a la boca de río Gallegos la corriente es un poco más tenue, alcanzando en sicigias valores que no superan 1.5 m/s. Por razones hidrodinámicas en el interior de las rías/estuarios patagónicos santacruceños (Deseado, San Julián, Santa Cruz, Gallegos) las corrientes se encauzan y, en zonas particulares de estrechamientos las intensidades alcanzadas en sicigias, pueden superar ampliamente las de la plataforma continental interior. Los antecedentes disponibles indican que en los cuatro sitios mencionados las corrientes de marea máximas superan holgadamente 1.50 m/s. En la zona de Punta Quilla la información disponible indica que la corriente puede alcanzar 3.50 m/s, pero este valor debería ser corroborado con mediciones de campo con instrumental adecuado.

En la región costera de la isla de Tierra del Fuego las corrientes de marea también son relativamente intensas. En proximidades de cabo Espíritu Santo y de cabo Nombre las intensidades en sicigias pueden alcanzar 1 m/s. Frente a bahía San Sebastián las corrientes son ligeramente más débiles, con intensidades máximas que pueden alcanzar 0.80 m/s y, en la zona exterior a río Grande, las intensidades pueden alcanzar 0.90 m/s. En el canal Beagle las amplitudes de marea son más bajas que en la plataforma nor-fueguina y eso se ve reflejado en las corrientes de marea. En paso Chico las corrientes son inferiores a 0.30 m/s y en paso Mackinlay no superan 0.50 m/s. En el estrecho de Le Maire los registros históricos indican que las corrientes pueden llegar a 1.80 m/s.

1.2. Olas

Las olas son ondas de gravedad externas generadas por el viento, que se propagan en la superficie del agua, con períodos comprendidos entre 1 s y 30 s y alturas que van desde unos pocos cm hasta varias decenas de metros. Si bien desde el punto de vista estadístico y espectral existe una veintena de parámetros para caracterizarlas, los parámetros básicos y clásicos para definir al oleaje son la altura significativa (H_s : promedio del tercio más alto de las alturas instantáneas de un registro de 20 minutos), el período del pico espectral (T_p : período en el que se concentra la energía espectral) y la dirección predominante (D : expresada en grados, desde donde vienen propagándose las olas. A diferencia de las corrientes de marea (determinísticas) las olas son consideradas como un fenómeno estocástico. Por lo tanto, para caracterizar el clima de olas en una zona costera determinada debería disponerse de varios años de registros *in situ* o de simulaciones numéricas. Dicha descripción debería ser materializada con histogramas bidireccionales H_s - T_p mensuales, estacionales y climatológicos destacando además la estadística de calmas, la cual se define como el estado de mar caracterizado por H_s inferior a un valor umbral estipulado (por ejemplo, 0.10 m, 0.30 m, etc.) dependiendo de lo que se esté estudiando específicamente. Existen al menos una decena de dispositivos para la generación de energía undimotriz. El dispositivo ideal para una zona dada dependerá fundamentalmente de clima de olas y de las condiciones ambientales (geológicas, geográficas, etc.) del sitio en cuestión.

Para obtener información sobre el oleaje costero se debe recurrir preferentemente a observaciones de campo, las cuales son costosas y demandan mucho tiempo y esfuerzo, pero permiten obtener la mejor descripción del clima de olas. También es factible utilizar resultados de modelos globales de olas o bases de datos altimétricos satelitales. Estos datos poseen cobertura global, una resolución espacio-temporal aceptable pero no arrojan resultados confiables en zonas costeras cercanas al continente. Por lo tanto,

para propagar los parámetros de olas desde aguas profundas a costeras deben implementarse modelos regionales de alta resolución que permitan evaluar la transformación del oleaje debido a los procesos de bajío, refracción y pérdidas por fricción de fondo. Al presente tan solo se dispone de resultados regionales de olas correspondientes a la plataforma continental bonaerense y fueguina.

Para el caso de la energía undimotriz (y mucho de lo que sigue podría extenderse a la energía de corrientes) se deben tener en cuenta algunas consideraciones básicas y elementales, las cuales se enumeran a continuación. (1) Debe conocerse el nivel de energía mínimo necesario para la explotación (nivel base), esto surge de un clima de olas local construido para la región de interés. (2) La ocurrencia de tormentas muy severas (destructivas) no deberían ser muy frecuentes, ya que podría poner en peligro la vida útil y el funcionamiento de los dispositivos generadores y sus anclajes. (3) Es deseable y conveniente que en las cercanías de los dispositivos se concentren los potenciales usuarios de la energía, haya técnicos capacitados para el mantenimiento de los dispositivos y se disponga de repuestos y de infraestructura básica para acceder a los generadores ubicados *off-shore*. (4) Los proyectos y emprendimientos no deben impactar negativamente sobre el ambiente marino, costero o terrestre (se debe evitar cualquier tipo de contaminación). No se pueden instalar en reservas naturales. (5) Las estructuras asociadas a los dispositivos no deben afectar (o, en todo caso, afectar mínimamente) a la navegación civil, comercial o militar (no deben interferir los canales de navegación, radas o zonas de maniobra de buques). (6) No deben haber lapsos prolongados con niveles energéticos por debajo del mínimo (si se refiere a la energía undimotriz no deben haber largos períodos de “calmas”).

En la costa bonaerense la cobertura de mediciones de olas es de baja densidad, heterogénea y no simultánea. A continuación se presenta un breve resumen de las observaciones realizadas. En la boca del Río de la Plata (1995 - 2009) la empresa Hidrovía SA (Jan de Nul) midió el oleaje con un equipo direccional Waverider. En la playa de Mar de Ajó, durante la década de 1980 (aproximadamente) el SHN sostuvo observaciones costeras con el método LEO realizando dos observaciones diarias. En la zona de Punta Médanos, entre 1980 y 1984 el SHN mantuvo Dos olígrafos Waverider en la isobata de 10 m. Al igual que en Mar de Ajó, en Pinamar, entre 1989 y 2013 el SHN sostuvo observaciones costeras con método LEO. En Mar del Plata - Club de Pescadores - desde el 2013 al presente el SHN mantiene observaciones de las olas tomadas desde el muelle de pescadores. En Puerto Quequén se dispuso un olígrafo Interocean System modelo S4ADW, a unos 400 m de distancia de la escollera S, profundidad 13 m, en 2005. El mismo es gestionado por el Consorcio del Puerto. En Faro Claromecó, al igual que en Pinamar y en Mar de Ajó, se mide desde 2013 los parámetros de las olas desde la playa empleando el método LEO. Finalmente, en la Torre Mareográfica (Km. 60 del canal principal de acceso a Bahía Blanca) el Consorcio de Gestión del Puerto de Bahía Blanca mide olas (no direccionales) desde el 2001 al presente.

Como se describió precedentemente, en la región costera bonaerense no se dispone de una cobertura ideal en lo que respecta a mediciones directas de olas. Sin embargo, las observaciones directas disponibles han sido utilizadas para validar modelos regionales de los cuales se puede obtener información cuantitativa para toda la plataforma bonaerense, zona costera y Río de la Plata Exterior. Sobre la base de estos estudios, en términos generales, se observa que en la zona costera del Partido de la Costa (entre Punta Rasa y Punta Médanos) Hs media está comprendida entre 0.70 y 0.90 m, entre Punta Médanos y Cabo Corrientes entre 0.80 y 1.00 m y, entre cabo Corrientes y Puerto Quequén entre 1.00 y 1.20 m. En condiciones extremadamente energéticas, durante tormentas severas, las alturas de olas en la zona costera pueden aumentar significativamente respecto

de los valores medios indicados precedentemente. Por ejemplo, algunas observaciones directas, obtenidas con un ológrafo anclado en la boca del Río de la Plata, revelan alturas significativas de hasta 4.50 m y, en la localidad costera de Pinamar se reportaron alturas superiores a 3 m. De un estudio numérico realizado para la zona costera comprendida entre Bahía Blanca y Quequén se obtuvo que la Hs media (máxima) anual aumenta hacia el E, desde 0.40 m (1.16 m) en cercanías del estuario de Bahía Blanca hasta valores que no superan 1.50 m (9 m) en inmediaciones del Puerto Quequén.

Con respecto al aprovechamiento energético de las olas puede concluirse que la potencia media anual en la costa bonaerense sería inferior a 25 kW/m, sin embargo, cabe destacar que en Punta Médanos, Mar del Plata y Quequén durante condiciones de tormenta la potencia por unidad de ancho de cresta puede superar holgadamente los 30 kW/m. No obstante, debe resaltarse que estos períodos altamente energéticos son transitorios pudiendo pasar semanas sin registrarse oleaje costero de porte (superior a 2-3 m).

Si bien en la región costera bonaerense la densidad de observaciones de olas es baja, heterogénea y no simultánea, en el litoral costero patagónico, entre la desembocadura de río Negro y el estrecho de Magallanes el panorama es bastante más desalentador. Según los registros disponibles en el SHN solo se cuentan con observaciones visuales de olas en Playa Unión, al S de golfo Nuevo, y en Caleta Paula, en el golfo San Jorge al S de Caleta Olivia, obtenidas con un instrumento Interocean S4A entre 1994 y 2000, aproximadamente. Esta información es insuficiente para validar simulaciones numéricas costeras y, por lo tanto, no se dispone de registros de modelos de olas regionales convenientemente validados para la zona costera en las plataformas continentales de las provincias de Río Negro, Chubut o Santa Cruz. Por lo tanto no se dispone de datos fehacientes que permitan valorar el potencial energético de las olas en esta vasta zona del litoral argentino. Esto último no quita que existan localidades costeras puntuales que posean un potencial energético adecuado pero, al presente, no se poseen registros ni investigaciones específicas que permitan corroborar la existencia de tales localidades.

En la plataforma fueguina se dispone de datos de olas *off-shore* (no costeros) suministrados por empresas relacionadas con la exploración y explotación del petróleo. De un estudio numérico apoyado en observaciones de campo se concluyó que en la plataforma continental fueguina la Hs aumenta gradualmente de W a E, con valores que van desde alrededor de 1 m cerca de la costa hasta aproximadamente 3 m hacia el centro de la plataforma continental. Asimismo, los resultados obtenidos muestran una muy escasa variabilidad estacional, con una tendencia a alturas levemente mayores en primavera. La variabilidad mensual es también baja. El estudio realizado sobre la variabilidad de los campos anuales de alturas, períodos y direcciones revela que las principales variaciones se aprecian en los campos de direcciones, que si bien son predominantes del SW-WSW, algunos años muestran predominio neto del W, del WSW o del SW. Sobre la base de este estudio se concluye que la mayor disponibilidad de potencia (más de 60 kW/m) se encuentra "offshore", a más de 100 km de distancia de la costa. Por el contrario, cerca de la costa, la potencia teórica es inferior a 20 kW/m. Se puede apreciar que la potencia se distribuye bastante regularmente a lo largo de todo el año. Desde el punto de vista del aprovechamiento energético, los dispositivos más convenientes de generación de energía eléctrica a partir de las olas serían aquellos diseñados para ser proyectados lejos de la costa. Pero, por otro lado, estos tienen la desventaja del consecuente costo adicional que significaría el transporte de energía hacia el continente. Considerando la baja densidad poblacional de la costa fueguina (en la isla de Tierra del Fuego existen tan solo dos ciudades: Río Grande, sobre la margen izquierda del río que le da nombre, y Ushuaia, emplazada al oeste del Canal Beagle) y la

relativamente baja cantidad de energía de olas aprovechable cerca de la costa, esta fuente energética parecería ser tan sólo un recurso secundario capaz de abastecer un pequeño porcentaje de las necesidades de la región.

2. Propuesta de posibles zonas de interés energético

Sobre la base de lo expresado precedentemente se sugieren las regiones que se presupone podrían ser de posible aprovechamiento energético de corrientes de marea y de olas. Desde ya se resalta que estas conclusiones son preliminares y que en caso de encarar emprendimientos de explotación de energías se requiere de antemano un estudio oceanográfico completo que incluya no solo el potencial energético aprovechable sino que también el consecuente impacto ambiental que provoquen los dispositivos, anclajes y tendidos de cables.

2.1. Corrientes de marea

Según el relevamiento de datos históricos presentado para el litoral atlántico argentino, la región costera patagónica comprendida entre el S del golfo San Jorge (cabo Blanco) y el N de bahía San Sebastián parecería tener las mayores intensidades de corriente. Por otro lado, en el interior de las rías/estuarios santacruceños (Deseado, San Julián, Santa Cruz, Gallegos) se dan las mayores intensidades de corriente de marea las cuales superan holgadamente 1.5 m/s.

2.2. Olas

En el caso de las olas, la situación es menos clara que para las corrientes debido a la carencia de datos de campo. No obstante, basado en la información disponible y en la interpretación de resultados de modelo numéricos, parecería, a priori, que la costa bonaerense comprendida entre Mar del Plata y Quequén ofrecería el mayor potencial energético aprovechable. Sin embargo, se destaca que la mayor porción del litoral atlántico argentino está aún sin explorar en la que concierne al relevamiento de las olas.

3. Costos de las tecnologías de aprovechamiento de energías marinas

Este análisis se centra en las tecnologías de olas y de corrientes y en la potencia de la onda de marea. Hay empresas líderes desarrolladoras de tecnología que han logrado direccionar sus productos hacia la comercialización, con instalaciones centradas en áreas muy concentradas, como las aguas de Escocia, Australia y Corea del Sur.

3.1. Costos de las tecnologías de aprovechamiento energético de mareas

La mayor parte de la capacidad energética de las mareas existente en el mundo se vincula a las plantas de represas de mareas, que son efectivamente pequeñas represas construidas para confinar la energía producto de la diferencia de niveles de aguas. Este tipo de plantas no deberían tomarse como base en el mercado de suministro de energía debido a los costos altos de la obra de ingeniería civil, muy diferentes a los de las represas normales,

así como por las preocupaciones del alto impacto ambiental. Las plantas de corriente de marea suelen consistir en turbinas de eje horizontal o vertical que están total o parcialmente sumergidas y fijadas al fondo del mar. A nivel mundial las instalaciones de plantas de marea están sobre los 5 GW.

Las estimaciones de costos son muy variables y la falta de implementación a escala comercial hace que sea difícil evaluar con precisión los costos reales tanto de la instalación a gran escala como de la operación. Las cifras iniciales estiman que el nivel de costo de capital en USD / MW puede llegar a oscilar entre USD 6.5m / MW a más de USD 16m / MW (ver Tabla 1).

3.2. Costos de la tecnología de aprovechamiento energético de olas

Las tecnologías undimotriz puede variar más ampliamente que las tecnologías de aprovechamiento de mareas y tienen un nivel de desarrollo significativamente menor. Los desarrollos de tecnologías de mareas a nivel mundial superan los 5 GW comparado con los desarrollos para el aprovechamiento de olas que están debajo de los 2 GW. Es poco probable que a escala comercial se generen proyectos de gran potencia en el corto plazo.

Los dispositivos de olas pueden estar completamente sumergidos, parcialmente sumergido e incluso en la costa sobre el nivel del mar. Estos pueden encontrarse anclados y fijos o a flote, y no son similares entre ellos. Las principales sub-clases de tecnología incluyen convertidores de olas oscilantes, atenuadores, amortiguadores y las columnas de agua oscilantes.

Desde hace tiempo, los investigadores han sostenido la idea de que la energía procedente de las olas del mar podía funcionar como fuente de energía renovable. Sin embargo, son muchos los desafíos que han obstaculizado el desarrollo tecnológico de dispositivos adecuados en este campo.

En relación con las tecnologías de olas, los proyectos de energía de las mareas se encuentran más avanzados en términos de desarrollo. Además, el campo de las tecnologías subyacentes es bastante más estrecho.

3.3. Potencial de reducción de costos

Hoy en el mundo existen muchas tecnologías que utilizan las energías marinas para la generación de electricidad. Sin embargo es de tener en cuenta que el costo de producción no es competitivo frente a otras tecnologías más conocidas. Por ejemplo, el costo actual, tanto de olas como de mareas, oscila entre 2 a 4 veces más que la generación hidroeléctrica.

Se estima que aquellas tecnologías de energías renovables, como la marina, que ha alcanzado la etapa de escala comercial, pueden disminuir considerablemente sus costos de inversión. Esta reducción es atribuible al desarrollo de nuevas implementaciones tecnológicas, producto de un constante desarrollo de investigación e innovación, asumiendo el concepto “aprender haciendo”.

Según lo expresa la IEA (Agencia Internacional de Energía) en su informe del año 2009, tanto la energía undimotriz como la mareomotriz son relativamente costosas en comparación con el resto de las energías (convencionales y renovables). Pero en una visión más optimista expresa que a mediano plazo los costos de inversión y generación disminuirán significativamente, pudiendo competir con los costos de otras energías renovables.

En la Tabla 1 se puede observar la comparación de costos de inversión y de operación y mantenimiento de las Energías Marinas, con un valor dólar del año 2005.

Tecnología de Energía Marina	Costos de Inversión (USD ₂₀₀₅ /kW)	Costos de O&M anuales (USD ₂₀₀₅ /kW)	Factor de Planta (%)	Vida útil (años)
Undimotriz	6,200-16,100	180	25-40	20
Mareomotriz	5,400-14,300	140	26-40	20

TABLA 1: resumen de costos básicos disponibles y parámetros de rendimiento para subtipos de tecnologías de energías marinas (IPCC, 2011)

Para cumplir con el objetivo de reducción de costos, es muy importante desarrollar dispositivos confiables y eficientes, que en esa búsqueda puedan cumplir con todas las etapas de madurez tecnológica (TRL) y alcanzar el último nivel que es el de la prueba efectiva y de demostración en el mar.

Las curvas en la Fig. 1, indican los costos de las tecnologías, tanto de olas como de mareas, producto de la evolución de las mejoras de avances “paso a paso” y bajo el concepto, ya mencionado, “aprender haciendo”.

Para un desarrollo eficaz, el sector marino necesita abordar nuevos conceptos como también mejoras con respecto a diseños existentes. En la práctica esto significa considerar un cuidadoso equilibrio entre las medidas de fomento a las tecnologías y la demanda de mercado. Según el informe de Carbon Trust (2011), se han sugerido tasas de aprendizaje a largo plazo para tecnologías de olas y mareas de aproximadamente 10%. Los desarrollos actuales consisten en equipos individuales a escala prototipo; cuando éstos puedan alcanzar una mayor escala de producción, los costos de sus partes componentes podrían reducirse considerablemente.

3.4. Impactos económicos y sociales

La industria energética marina posee una gran repercusión potencial tanto económica como social. Los aspectos más relevantes son los suministros de productos, partes, repuestos, piezas e insumos generales, y la provisión de servicios, tales como el arriendo de buques, servicios e infraestructuras portuarias, alojamiento y transporte del personal, con la consecuente creación de puestos de trabajo.

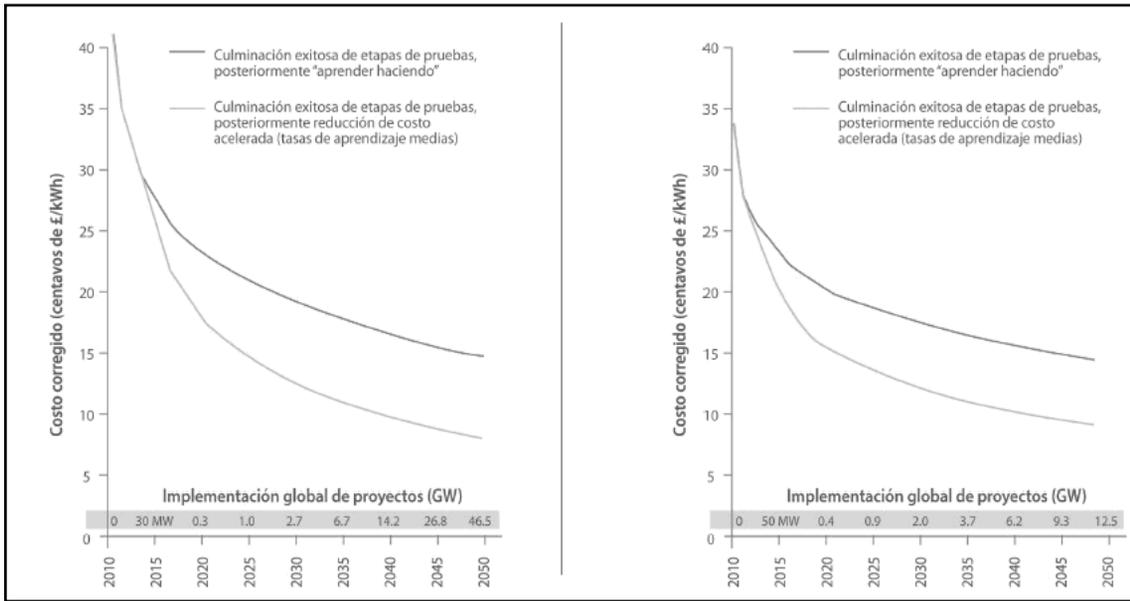


Fig. 1: curva de reducción de costos proyectada para los sectores de energías mareomotriz (izquierda) y undimotriz (derecha) bajo un escenario normal y un escenario de costos acelerado a través de la innovación. (Carbon Trust, 2011).

3.5. Beneficios para inversores

El Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva dispone de líneas de financiamiento para el desarrollo de proyectos en energías renovables. Asimismo, diversas instituciones del sistema de ciencia y tecnología realizan I+D en esta materia.

Los inversores pueden beneficiarse de diversos incentivos fiscales, como el reintegro anticipado del Impuesto al Valor Agregado (IVA), la amortización acelerada de los bienes de capital e infraestructura en el Impuesto a las Ganancias y la exención del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta, del Impuesto sobre los Combustibles Líquidos y el Gas Natural y de la Tasa de Infraestructura Hídrica.

3.6. Mecanismos de apoyo tarifario

Sin el apoyo gubernamental las tecnologías marinas no son competitivas en términos de costos de energía. En el caso de las Energías Marinas se puede actuar regulando el precio de venta de la electricidad generada, por medio de la introducción de una ayuda fiscal o financiera por kW de capacidad instalada (CAPEX), o a través de la fijación total o parcial de las tarifas a percibir por cada kWh generado e incorporado a la red. En estos dos casos, el mercado regula la cantidad de potencia a instalar.

Esta intervención regulatoria puede establecer legalmente el nivel de potencia o generación a alcanzar, donde el mercado es el que fija el precio.

Otros tipos de apoyo directo son:

Subastas: los promotores son invitados a enviar ofertas por una cantidad limitada de potencia o energía en un periodo dado. Las compañías que oferten el suministro al menor coste ganan contratos a largo plazo para llevarlo a cabo, generalmente a lo largo de un periodo de 15-20 años.

Subsidios a la inversión: Algunos países conceden ayudas por un porcentaje del coste de la inversión en algunas tecnologías, lo que reduce el coste del capital.

Incentivos Fiscales: Se usan diferentes opciones para fomentar la generación de fuentes renovables con instrumentos fiscales, por ejemplo la aplicación de un IVA reducido, exenciones de impuestos de los dividendos generados por estas inversiones, amortizaciones aceleradas, etc.

Al margen de las estrategias anteriormente descritas, hay otras que pueden tener un impacto indirecto en la producción de energía a partir de fuentes renovables. Las más importantes son:

- Ecotasas a la electricidad producida con fuente no renovables
- Políticas de CO₂ como tasas o derechos de emisión
- Reducciones de las subvenciones a la energía nuclear o de origen fósil

Referencias bibliográficas

- M.R. Chingotto, *Los recursos naturales, marítimos y fluviales de la República Argentina*, Ed. Dunken, Buenos Aires, 2003.
- A. Piola, E. Palma, Mareas (SIHN–UNS-IADO-CONICET), en *Atlas de Sensibilidad Ambiental de La Costa y del Mar Argentino*, 1ª Edición, 2004.
- A. Piola, *Olas* (SIHN – CONICET), en *Atlas de Sensibilidad Ambiental de La Costa y del Mar Argentino*, 1ª Edición, 2004.
- R.C. Vetter, *Oceanografía: la última frontera*, El Ateneo, Buenos Aires, 1976.
- J.R. Moore, *Oceanografía*, Selecciones de Scientific American.
- J.H. Steele, S.A. Thorpe & K.K. Turekian (Eds), *Encyclopedia of Ocean Sciences*, 2nd Edition, Elsevier, 2009.
- A. Khaligh & O. Oner, *Energy Harvesting*, CRC Press, 2009.
- P. Dehlinger, *Marine Gravity*, Elsevier, 1978.
- R.H. Charlier & C.W. Finke, *Ocean Energy: Tide and Tidal Power*, Springer, Berlin, 2009.
- J. Cruz, *Ocean Wave Energy: Current Status and Future Perspectives*, Springer, Berlin, 2008.
- P.H. LeBlond & L.A. Mysak, *Waves in the Ocean*, Elsevier, 1978.
- Derrotero Argentino Parte II*, SHN, Buenos Aires, 2004.
- Derrotero Argentino Parte III*, SHN, Buenos Aires, 2005.
- J. Brooke, *Wave energy conversion*, Elsevier Ocean Engineering Book Series, Elsevier, Oxford, volume 6, UK, 2003.
- E.J.D. Campos, J.A. Lorenzetti, M.R. Stevenson, J.L. Stech & R.B. Souza, *An. Acad. Bras. Sci.* 68 (Suppl. 1), 49 (1996).
- L. Cavaleri & P. Malanotte-Rizzoli, *J. Geophys. Res.* 86 (C11, 10) 961 (1981).
- W. Dragani, C. Simionato, M. Nuñez & M. Engel, *Estudio de la disipación de la energía por fricción de fondo en la plataforma continental argentina y Río de la Plata utilizando un modelo de circulación 3-D forzado con marea*, Comunicación presentada en la 21a Reunión Científica de Geofísica y Geodesia (AAGG), Rosario, 2002.

- W. Dragani, E. Garavento, C. Simionato, M. Núñez, P. Martín & M.I. Campos, *Wave Simulation in the Outer Río de la Plata Estuary: an evaluation of Swan Model*. *Journal of Waterway, Port, Coastal and Ocean Engineering* (2008).
- W. Dragani, P. Martín, M.I. Campos & C. Simionato, *Are wind wave heights increasing in south-eastern South American continental shelf between 32S and 40S*, *Continental Shelf Research*, doi:10.1016, (2010).
- O.A. Frumento, *El clima de las Provincias Patagónicas*, Centro Nacional Patagónico (CONICET), comunicación personal, 2003.
- N.W. Lanfredi, J. Pousa, C.A. Mazio & W. Dragani, *Wave-Power Potencial along the Coast of the Province of Buenos Aires, Argentina*, *Energy* 17, N° 11 (1992).
- M. McCormick, *Ocean Engineering Wave Mechanics*, Wiley, NY, 1973.
- J.L. Pousa, W. Dragani, C. A. Mazio, N.W. Lanfredi, *La energía oceánica en el Atlántico Sudoccidental. Posibilidades e impacto ambiental*. *Revista de Ciencias del Mar Thalassas* 11, 59 (1995).
- T.W. Thorpe, *A brief review of wave energy*, UK Department of Trade and Industry (1999).

ENERGÍA EÓLICA: ASPECTOS GENERALES Y LINEAMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS

Héctor Mattio, Federico Foieri

Gerencia de Energías Renovables, ENARSA
hmattio@gmail.com

Resumen

El viento, una de las fuentes de energía más antiguas que ha utilizado el hombre posee numerosas características y cualidades, que hacen de su estudio y de su aprovechamiento con fines energéticos, una ciencia en sí misma. Los avances en la teoría de fluidos y la aerodinámica, así como el progreso tecnológico en el estudio del clima han permitido no sólo caracterizar con altísima precisión el comportamiento del viento sino además optimizar su aprovechamiento como fuente de energía (navegación, molinos, etc.). El propósito de este trabajo es presentar algunos de los aspectos que hacen al estudio del viento, a nivel global y local; brindarle al lector, los lineamientos generales que se deben seguir en el desarrollo de un parque eólico y presentar las variables cuantitativas que intervienen en el diseño del mismo.

Palabras clave: Energía, Viento, Aerogenerador, Diseño, Producción de Energía

Abstract

Wind Energy: General Aspects and Guidelines for Project Developments. Wind is one of the oldest energy sources used by men, has many features and qualities that makes its study and utilization for energy purposes a science in itself. Advances in the theory of fluids and aerodynamics and technological progress in climate studies have enabled not only to characterize with precision the behavior of the wind but also to optimize its use as an energy source (navigation, windmills, etc.). The purpose of this paper is to present some of the aspects that involve the study of wind, globally and locally, and to provide the reader with the general guidelines to be followed in the development of a wind farm and to obtain the quantitative variables involved in its design.

Keywords: Energy, Wind, Wind Turbine, Design, Energy Production

INTRODUCCIÓN

El viento es un fenómeno global. Es decir, en cada lugar del mundo se pone de manifiesto el movimiento del aire en mayor o menor medida. Sin embargo, este fenómeno global

presenta en cada lugar características propias que hacen de su estudio una especialidad en sí mismo.

Producto del calentamiento desigual que provoca la radiación solar sobre el planeta y de efectos propios de la dinámica de la atmósfera, el viento varía a lo largo del año y en cada latitud. Es por eso que el viento sopla más fuerte y más a menudo en algunas partes que en otras, fuerte durante algunos meses del año, más fuerte durante unas pocas horas del día, y a veces no sopla nada. La complejidad del tema aumenta cuando consideramos también la dirección del viento. La velocidad de una pequeña parcela de aire puede representarse en forma vectorial en 3 dimensiones, siendo las componentes de la velocidad paralelas a la superficie terrestre las más relevantes. Pero no debemos reducir la atención sobre la componente vertical si es que queremos realizar un estudio completo de las características del viento.

El estudio del viento con el objetivo de producir energía eléctrica a través de un aerogenerador es conocido como “Valoración del Recurso Eólico”. Por tal motivo en lo que sigue de este artículo se buscará dar un detalle de los aspectos que caracterizan el viento y de cómo estos mismos aspectos se toman en cuenta en el diseño de un parque eólico. Para ello, comenzaremos explicando brevemente la fenomenología del viento, planetario y local; continuaremos definiendo los distintos tipos de aerogeneradores, y sus principales características; y por último indicaremos en detalle los procedimientos y procesos que deben llevarse a cabo en el diseño de un parque eólico.

1. Viento planetario y viento local

El viento planetario o general es el que se origina con el movimiento de grandes masas de aire debido a la diferencia de presión que se establece entre las distintas latitudes como resultado del calentamiento desigual de la superficie por el sol. Los vientos generales son aquellos que se mueven en la parte superior de la atmósfera, mientras que los vientos locales se encuentran más cerca de la superficie de la tierra, por lo que se ven afectados en mayor proporción por los aspectos superficiales. Comparando con otras fuentes principales de energía como la hidroeléctrica, carbón o gas, el viento de superficie es un recurso variable en el tiempo y en el espacio. Las variaciones espaciales dependen fundamentalmente de las condiciones geográficas locales. Sin embargo, en cualquier localización dada, las variaciones de la velocidad del viento en el tiempo están divididas en cuatro clases: interanual, anual, diurna y a corto plazo.

En meteorología, usualmente se requieren datos de hasta 30 años de extensión para poder determinar los valores del clima a largo plazo y de un mínimo de 5 años de datos de viento para determinar el valor promedio anual de velocidad de viento en una localización dada. Al incorporar más y más datos de mediciones, las características del sitio se hacen más evidentes y los datos incrementan la fiabilidad de las predicciones. A modo de ejemplo, 20 años de registro continuos para determinado sitio muestran que la velocidad media anual del viento varía entre $\pm 18\%$ del promedio a largo plazo, mientras que para 30 de esos años la variación fue entre $\pm 10\%$ del promedio a largo plazo.

La potencia generada por una turbina eólica será proporcional al cubo de la velocidad del viento que incide sobre la misma. De esta forma, una variación en la velocidad media del viento afectará en mayor medida al promedio anual de la potencia de salida o energía anual de salida (kWh/año).

La velocidad media anual del viento es uno de los factores más importantes a considerar cuando se compara la conveniencia de un sitio en una región, o cuando se está seleccionando una región prometedora para su aprovechamiento energético. La velocidad media anual del viento en Argentina puede ser tan baja como 1 m/s hasta tan alta como 12 m/s o más en un nivel de 10 metros de altura. Para los propósitos de la energía eólica, hoy un sitio con 6 m/s es deseable; sin embargo de 7 m/s en adelante es más atractivo. La variación anual de la velocidad de viento suele exhibir tendencias estacionales muy claras, aunque la forma particular de dichas tendencias dependerá del sitio en observación.

Las variaciones diurnas o diarias de la velocidad del viento se generan por la diferencia de temperatura que existe entre distintas regiones de la superficie terrestre. La variación diurna de la velocidad del viento más frecuente es el incremento de la velocidad del viento durante la mañana, y luego un decaimiento gradual desde la noche hasta el amanecer. Para establecer las características de las variaciones diurnas alcanza con un sólo año de mediciones, ya que los rasgos más puros del ciclo diurno quedan evidenciados.

Por último, las variaciones de corto plazo, son aquellas variaciones de la velocidad que se dan en un rango típico de 10 minutos y 3 segundos. En el primer caso, se toma el promedio de la velocidad del viento en 10 minutos en base a un dato por cada segundo transcurrido, lo que equivale decir un promedio *diezminutal*. Dicho valor es utilizado para estimar el rendimiento de un aerogenerador en términos de entrega de energía. En el segundo caso, las variaciones a corto plazo de la velocidad del viento en un intervalo de 3 segundos dan ráfagas pico y datos de turbulencia. La turbulencia en el viento se estudia principalmente para estimar el desgaste de las turbinas eólicas, especialmente en las palas.

Una ráfaga es un evento discreto dentro de la turbulencia, que posee 4 atributos: amplitud, duración, variación máxima de la ráfaga y lapso de tiempo, generalmente llamada estructura de la ráfaga. La estructura de la ráfaga influye en la conducta de la turbina eólica ya que con sus características uno puede estimar la fuerza estructural necesaria para una turbina eólica y a través de su estudio, se puede calcular la supervivencia de un elemento (como la pala) o de toda la estructura. Las cargas extremas son analizadas determinando la respuesta de un elemento para la ráfaga más grande que es probable que ocurra en su vida útil.

2. Energía eólica

La cantidad de energía por unidad de tiempo (potencia), que contiene una sección de viento de área A que se desplaza a una velocidad v se puede expresar como P_e [1-4]:

$$P_e = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

donde ρ es la densidad del aire. Por razones físicas [1], la potencia *extraíble* o *aprovechable* por el rotor de una máquina alcanza su valor máximo cuando la velocidad del aire, tras su paso por el rotor, se reduce con respecto a la velocidad del viento incidente v_1 a $v_2 = \frac{1}{3}v_1$. La potencia máxima aprovechable P_a puede escribirse según la siguiente ecuación:

$$P_a = \frac{16}{27} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3$$

Si consideramos una densidad atmosférica de $\rho = 1,15 \text{ kgm}^{-3}$, obtenemos que para un círculo de diámetro D :

$$P_a = 0,268 \cdot D^2 \cdot v_1^3$$

Debemos tener en cuenta que esta última ecuación es válida bajo ciertas condiciones (fluido incompresible, no rotacional y sin fricción) y para aerogeneradores que utilizan el principio de sustentación aerodinámica en su movimiento. En la práctica, el aprovechamiento energético que se obtiene es menor que el máximo teórico y ronda el 40%.

Para poder comparar entre los distintos tipos de aerogeneradores, se suelen determinar las siguientes variables características:

Coefficiente de Potencia C_p se define como el cociente entre la potencia mecánica *efectivamente* captada por el rotor P_R y la potencia eólica:

$$C_p = \frac{P_R}{1/2 \cdot \rho_a \cdot A \cdot v^3}$$

que simplemente representa la eficiencia del rotor; no refleja las pérdidas causadas por el sistema de engranajes, rodamientos, cables y el generador.

Coefficiente de Torque o Arrastre C_Q se define como el cociente entre el torque Q producido por el viento sobre el rotor y al torque de referencia que se determina de la siguiente manera:

$$C_Q = \frac{Q}{1/2 \cdot \rho_a \cdot v^2 \cdot A \cdot R}$$

donde $1/2\rho_a v^2$ es la presión dinámica, A el área del rotor y R su radio.

Por último, definimos el Coefficiente de velocidad de punta de pala λ como el cociente entre la velocidad tangencial de la punta de la pala (de hecho sólo posee velocidad tangencial) y la velocidad del viento incidente sobre el rotor:

$$\lambda = \frac{R}{v} \omega$$

¹ El límite de Betz es el análogo al límite que se establece en Termodinámica mediante el ciclo de Carnot, en el que se demuestra que no es posible extraer toda la energía disponible de una fuente térmica y que debe “entregarse” una fracción de ella a otra fuente más fría.

donde ω es la velocidad angular del rotor. En base a estas definiciones, podemos establecer la siguiente relación entre los parámetros C_p , C_Q y λ :

$$C_p = \lambda \cdot C_Q$$

y en base a estos parámetros podemos realizar una comparación entre los distintos tipos de aerogeneradores.

3. Aspectos característicos de aerogeneradores

3.1 Aerogeneradores de eje horizontal y de eje vertical

Existen fundamentalmente dos tipos de aerogeneradores: de eje horizontal (AEH) y de eje vertical (AEV). Los AEV son superiores a los AEH en el sentido en que pueden aprovechar la energía del viento independientemente de la dirección del mismo y que no necesitan de un sistema para orientar sus palas. Ahora bien, la desventaja fundamental de los mismos, es que rara vez utilizan el efecto de sustentación aerodinámica en su funcionamiento (con la excepción del rotor tipo Darrieus) sino que en general utilizan el principio de resistencia.

La Fig. 1 muestra la comparación entre los distintos tipos de aerogeneradores, siempre con la misma superficie estructural en contacto con el viento ($3,2\text{ m}^2$) a una velocidad $v = 5,6\text{ ms}^{-1}$.

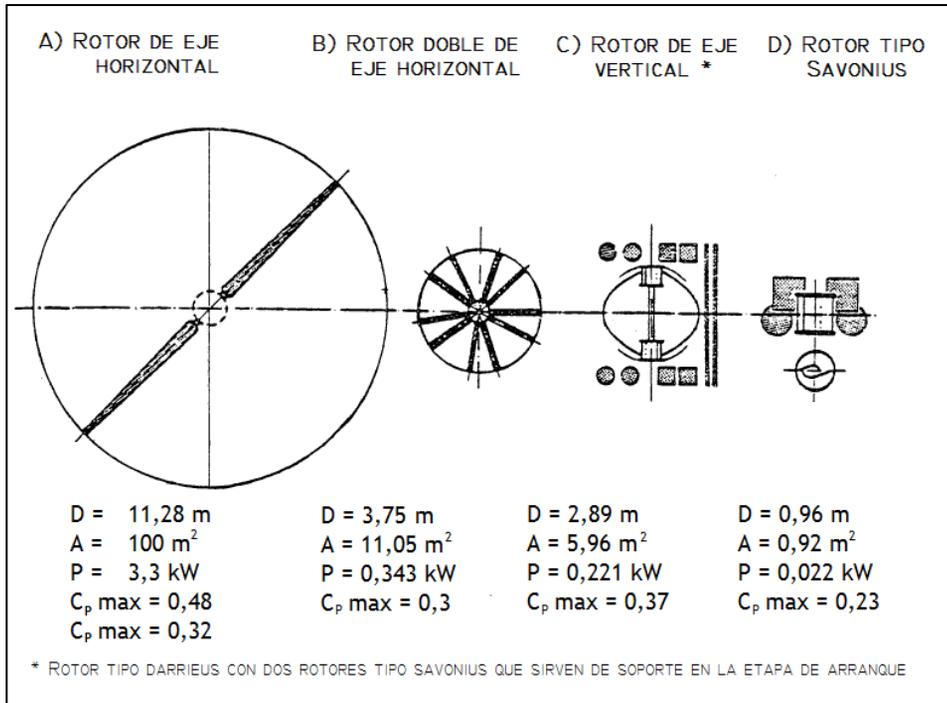


Fig. 1. Comparación entre varios aerogeneradores con la misma superficie estructural en contacto con el viento ($3,2\text{ m}^2$) y una velocidad de viento de $5,6\text{ ms}^{-1}$. Extraído de [5]

Resulta obvio que si consideramos un AEV cuyo rotor tenga la misma área que un AEH de dos palas, él primero cubrirá un área considerablemente inferior en su barrido y por lo tanto será significativamente menos eficiente. Los aparentemente simples AEV requieren una cantidad sustancialmente mayor de material para generar la misma energía que otro AEH equivalente. Además, es importante destacar que la aerodinámica del aerogenerador Darrieus no ha sido, aún hoy en día, completamente comprendida.

En la Tabla 1 se exhiben los valores de C_p para su comparación entre un AEH y un AEV (en este caso, es un aerogenerador tipo Darrieus asistido con un sistema tipo Savonius para el arranque) que poseen la misma área de rotor.

Tabla I. Comparación de potencia entregada por una AEH y un AEV (tipo Darrieus) que poseen la misma área de rotor $A = 100 \text{ m}^2$ [6].

Tipo	$v \text{ (m} \cdot \text{s}^{-1}\text{)}$	C_p	Potencia de salida (kW)
AEV	5,0	0,2	1,5
AEH	5,0	0,42	3,1
	3,9	0,44	1,5

Debe destacarse que el rotor tipo Darrieus generalmente posee dificultades de arranque y de operación autónoma hasta que la velocidad del viento alcanza valores cercanos a 5 m/s .

El aprovechamiento de las bajas velocidades de viento (que son bastante más frecuentes que las altas velocidades) es significativo, por ejemplo, para el bombeo de agua. En ese caso, el rotor tipo Savonius es óptimo, ya que entrega un elevado torque en el arranque y comienza a funcionar con velocidades de viento bajas (entre $1,5$ y 2 m/s).

Los valores C_p , C_Q y λ , discutidos anteriormente, son altamente interdependientes y usualmente se utilizan en gráficos para caracterizar a los distintos tipos de aerogeneradores (Ver Fig. 2). Dichos gráficos muestran la potencia generada a la salida del rotor y el comportamiento del torque para el rango de operación completo. Valores elevados de C_p se encuentran en un pequeño rango dentro de las velocidades altas de operación.

3.2 Comparación entre equipos de altas y bajas velocidades

Los distintos aerogeneradores que funcionan en regímenes de bajas y altas velocidades se diferencian, estimativamente por un coeficiente de velocidad de punta de pala de $\lambda = 2$. Los equipos diseñados para altas velocidades poseen, en general, un C_p máximo superior al

de los equipos de bajas velocidades. Este hecho, resulta particularmente evidente cuando comparamos dos aerogeneradores que entregan la misma energía con la misma velocidad de viento, pero con distinta superficie de contacto con el viento o distinto número de palas (2 a 16 palas) (Ver Fig. 2).

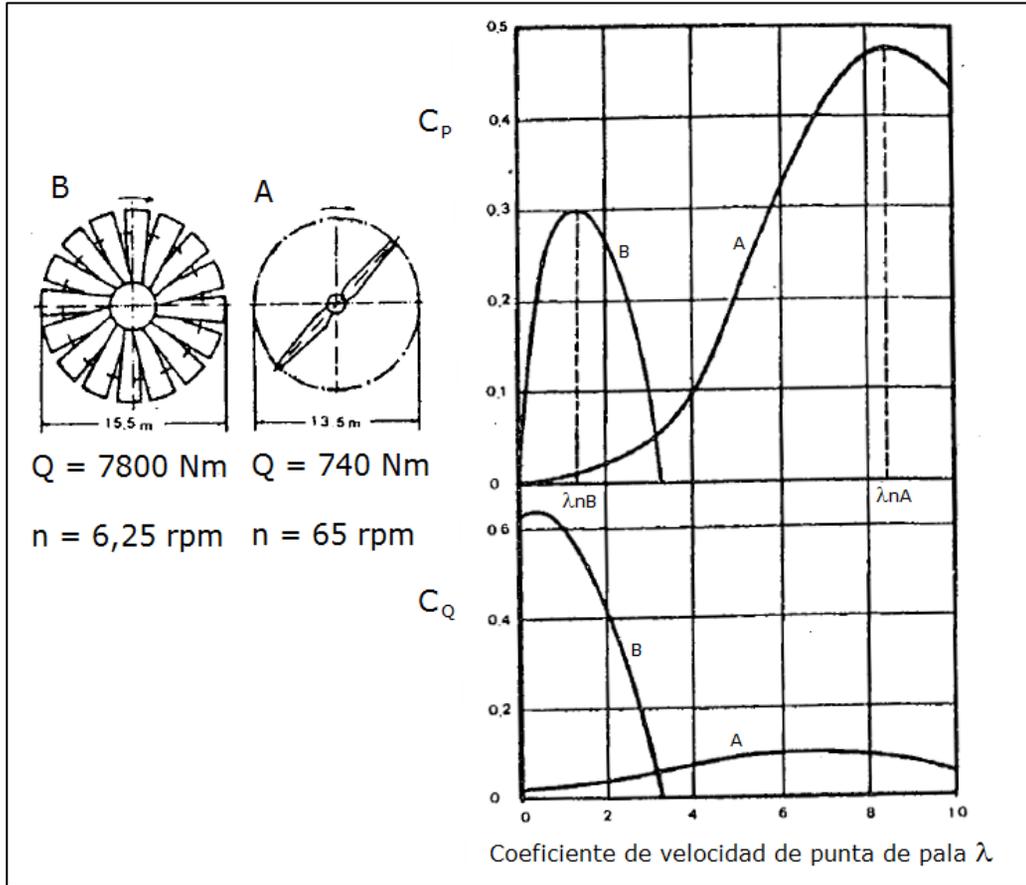


Fig. 2. Aerogeneradores de alta (A) y baja (B) velocidad que tienen la misma potencia de salida ($P = 5 \text{ kW}$) y con la misma velocidad de viento ($v = 5 \text{ ms}^{-1}$). Extraído de [7].

Debemos recordar, sin embargo, que el hecho que los aerogeneradores de alta velocidad posean un C_p máximo más elevado que el de los propios de baja velocidad, reside en el hecho de un mejor aprovechamiento aerodinámico. O dicho de otra forma, se basa en el excelente perfilado de sus palas, mientras que los equipos de bajas velocidades suelen tener un diseño aerodinámicamente inferior en la mayoría de los casos.

Los equipos de bajas velocidades suelen tener una mejor eficiencia al momento del arranque que los de altas velocidades. El rotor multipala desarrolla un muy alto torque de arranque (Fig. 2) y puede incluso funcionar con velocidades bajas de viento. El pobre despliegue que poseen los aerogeneradores de alta velocidad se debe al perfilado de las palas, las cuales son muy finas en sus extremos y presentan un elevado ángulo de ataque con el viento en el momento del arranque.

Para resumir, cada caso en el que se quiera hacer uso de la energía eólica, debe analizarse puntualmente a efectos de decidir si el equipo a utilizar requiere un elevado torque combinado con una baja velocidad de rotación (por ejemplo para una bomba de pistón), o una alta velocidad de rotación con un torque pequeño (por ejemplo un generador de inducción o una bomba centrífuga).

En la Fig. 3 se muestra un intento por comparar los distintos tipos de aerogeneradores a través de sus respectivos valores de C_p , C_Q y su comportamiento con el coeficiente de punta de pala λ . Estas curvas representan rangos de valores que son en realidad bastante amplios y existen pocas mediciones confiables que respalden las estimaciones. De todas formas, la Fig. 3 permite realizar una clasificación de cada aerogenerador e indica para qué propósito puede ser apropiado en términos del torque y la potencia demandada.

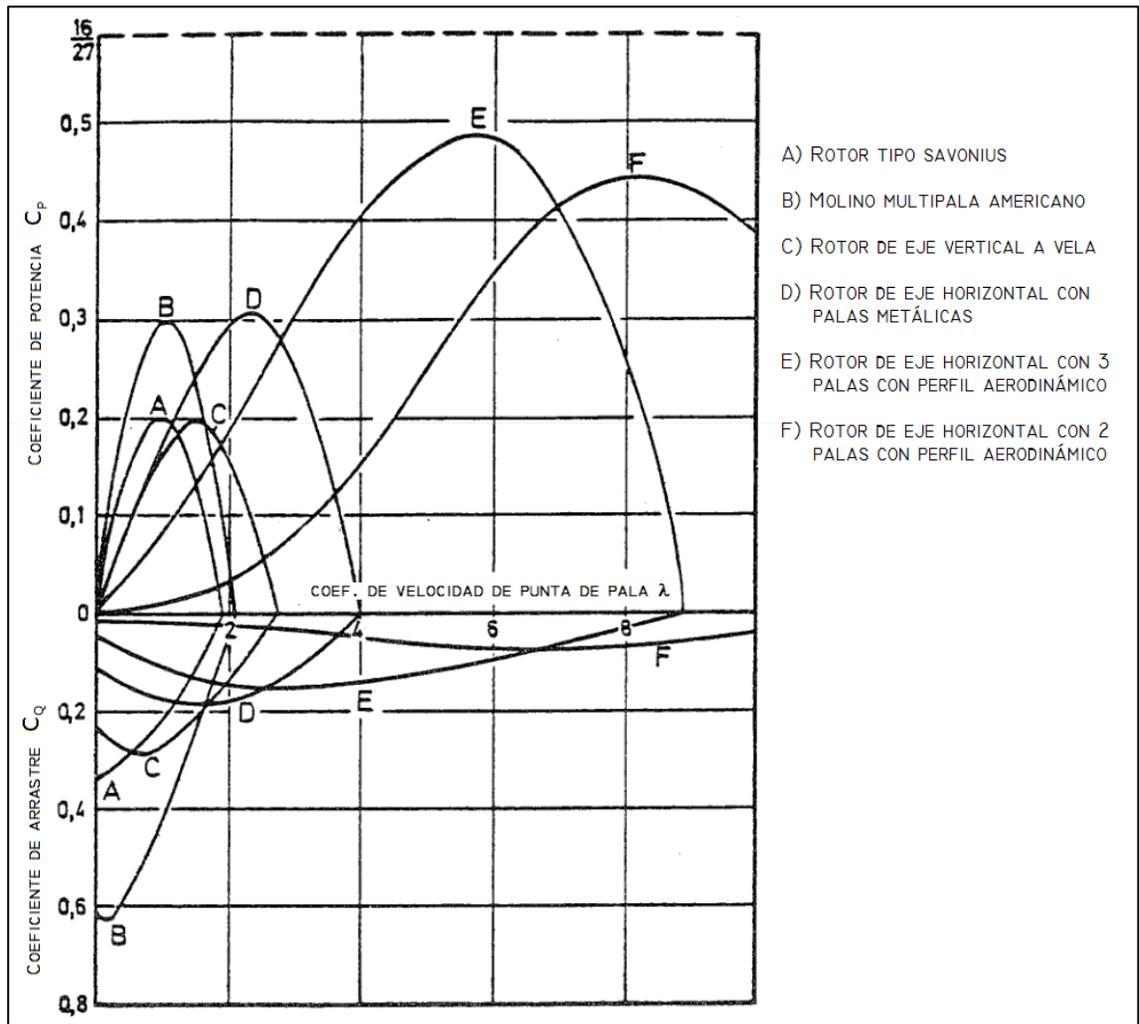


Fig. 3. Comparación entre distintos tipos de aerogeneradores.

4. Diseño y estimación de la producción en parques eólicos

4.1 Factores claves

El desarrollo de un parque eólico requiere de la evaluación del recurso y del diseño del mismo. Ambas tareas tienen muchos aspectos en común y deben conducir a la elección del aerogenerador más adecuado, a la posición de los mismos dentro del parque y por último a la evaluación de la producción energética.

Estas tareas son esenciales para la posterior evaluación económica, realización de los contratos de suministro de los aerogeneradores y la obtención del financiamiento.

4.2 Diseño del parque eólico

El diseño de un parque eólico implica tanto la elección del aerogenerador más adecuado, como la mejor ubicación de los mismos dentro del parque.

Para tal fin los aerogeneradores se clasifican en función de unas categorías de acuerdo a las condiciones ambientales que surgen de las Normas IEC 61400-1 [8], las cuales toman como referencia a la velocidad media anual del viento, turbulencia y la denominada velocidad extrema (V_{ref}).

Deben evaluarse las condiciones ambientales del emplazamiento a la altura del rotor y determinar la clase y subclase de aerogenerador de tal forma que se garantice una vida útil de 20 años.

Una disposición inadecuada de los aerogeneradores dentro del parque eólico puede conducir a una:

- Incorrecta evaluación de la subclase
- Menor disponibilidad
- Más averías
- Mayores pérdidas de los aerogeneradores debido al efecto estela

Dentro de los parámetros de diseño del parque eólico se deben analizar diferentes parámetros en la determinación de las cargas sobre el aerogenerador que producen fatiga del mismo.

Los parámetros ambientales con mayor influencia son:

- Turbulencia del viento.
- Velocidad media anual
- Distribución del viento. (Factor de forma [K] de Weibull).

Los parámetros con menor influencia, a tener en cuenta son:

- Velocidad vertical del viento (inclinación del flujo)
- Perfil vertical del viento (cortante de viento denominada cizalladura o windshear).

Las influencias normales en los esfuerzos de la turbina que implican rotura de las mismas son:

- Funcionamiento normal con ráfagas extremas
- Situaciones de fallos extremos
- Máquina parada y viento extremo (V_{ref})

Las primeras dos dependen del diseño de la turbina y muy poco del emplazamiento del parque eólico.

Otras influencias menores son:

- Velocidad del viento
- Turbulencia del viento de referencia
- Densidad del aire
- Ángulo de inclinación del flujo de viento

Tomando en cuenta la velocidad media del viento, la turbulencia y la velocidad de referencia las normas internacionales IEC 61400-1 tercera edición se clasifican las turbinas eólicas según la Tabla 2.

Otras condiciones normales en el diseño del parque que se deben tener en cuenta:

- Inclinación del flujo del viento debe ser menor a 10°
- Distribución de velocidades
- Variación vertical del viento (tomando en cuenta la ley de potencia la cortante de viento (windshear) α debe ser menor a 0.2
- Otras condiciones ambientales a tener en cuenta son: formación de hielo, temperaturas extremas, sismicidad, y en la red los huecos de tensión.

Tabla II. Parámetros básicos para determinar la clase de turbinas eólica

Clase de turbinas	I	II	III	S
V_{ref} [m/s]	50	42.5	37.5	Valores fuera de rango
Velocidad media anual [m/s]	10	8.5	7.5	y especificado por el diseñador
A [I_{ref} (%)]	0.16			del aerogenerador
B [I_{ref} (%)]	0.14			
C [I_{ref} (%)]	0.12			

Según IEC 61400-1. Edición tercera año 2005

4.2.1 Procesos

La Fig. 4 muestra el proceso a seguir para llegar al diseño de un parque eólico.

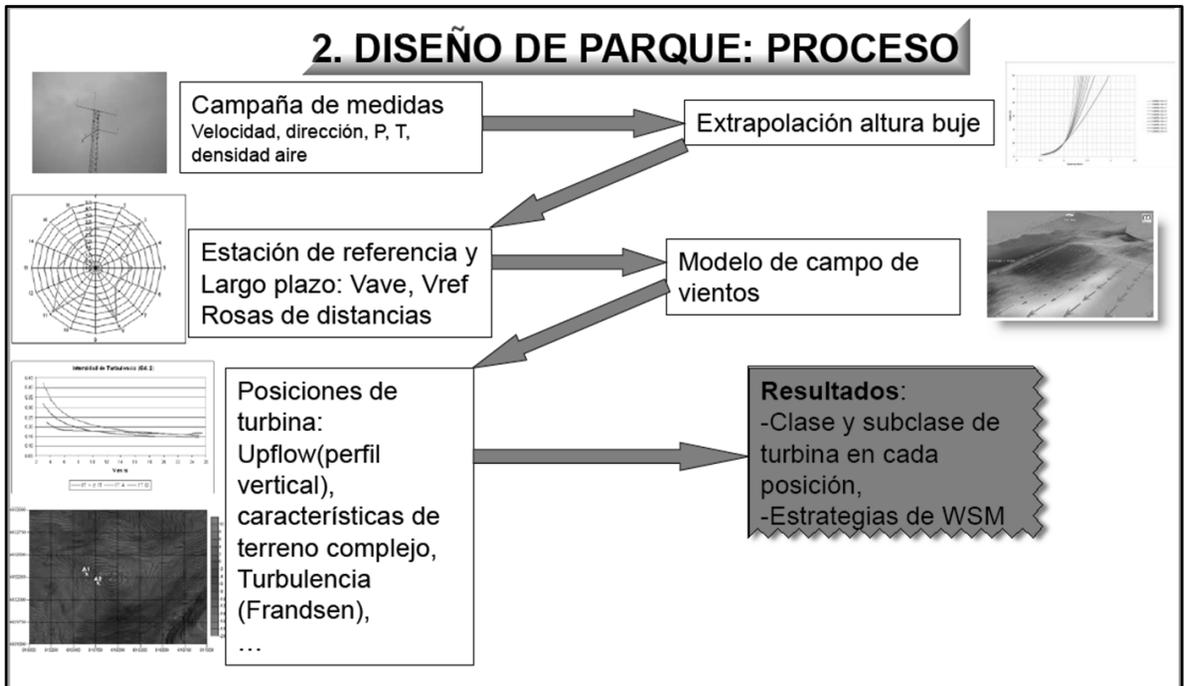


Fig 4. Síntesis esquemática de los procesos realizados en el diseño de un parque eólico.

4.2.2 Evaluación de las condiciones ambientales

En un emplazamiento es necesario evaluar las condiciones específicas:

- Pendiente del terreno (nos indica cuan compleja es la orográfica)
- Condiciones de viento:
 - ✓ V_{ref} (extremo de la media de 10 minutos en 50 años)
 - ✓ Densidad de probabilidad entre la velocidad de arranque (V_{in}) de la turbina y la velocidad de parada de la misma (V_{out})
 - ✓ Desviación de la turbulencia entre V_{in} y V_{out}
 - ✓ Inclinación del flujo de viento
 - ✓ Perfil vertical del viento
 - ✓ Densidad del aire
- Estela de aerogeneradores vecinos
- Otras condiciones (rayos, hielo, salinidad, etc)
- Sismicidad
- Condiciones de la red
- Condiciones de suelo

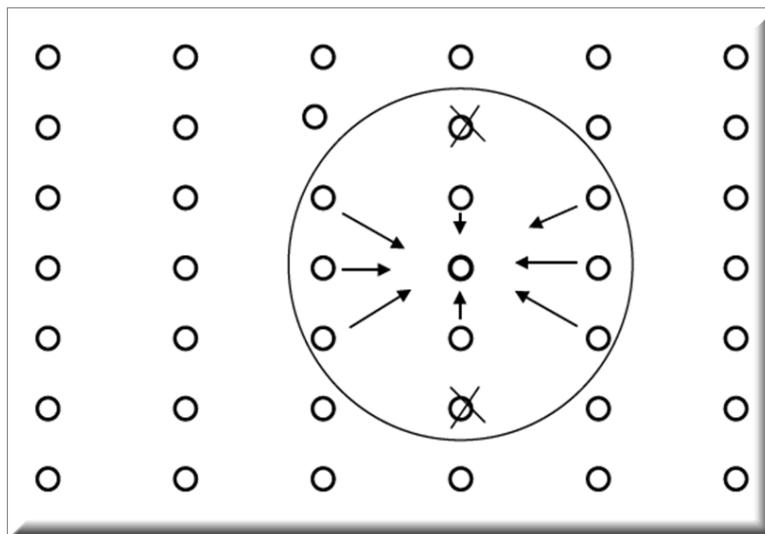


Fig. 5. Turbulencia ambiental sufrida por un aerogenerador dentro de un parque eólico.

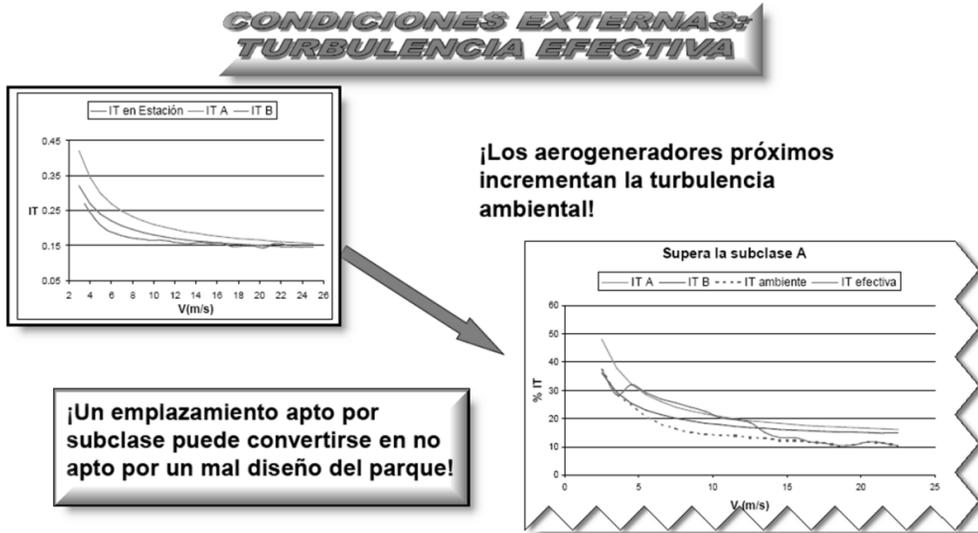


Fig. 6. La turbulencia de un sitio puntual, sin presencia de aerogeneradores, puede ser muy distinta a la que se obtiene con el parque ya instalado.

Dentro de las condiciones extremas se debe tener en cuenta la turbulencia efectiva que es la producida por los aerogeneradores dentro del parque eólico. La Fig. 5 muestra la turbulencia ambiental sufrida por un aerogenerador dentro de un parque eólico y la Fig. 6 ilustra el incremento de la turbulencia ambiental en función de los aerogeneradores próximos.

4.2.3 Resultado del análisis

El resultado del análisis determina:

- La clase y subclase del aerogenerador requerido en cada posición
- Modelo de turbina adecuado en el mercado
- Elección de los criterios técnico económicos
- Definición de la posición de cada aerogenerador dentro del parque
- Evaluación del parque (site assessment)

Los riesgos del diseño del parque eólico implican:

- Incorrecta evaluación de las condiciones ambientales que involucran:
 - ✓ Velocidad del viento en cada posición del aerogenerador dentro del parque eólico
 - ✓ Velocidad extrema del viento V_{ref}

✓ Nivel de turbulencia

➤ Aerogenerador de clase y subclase no idónea

La inadecuada posición de los aerogeneradores puede conducir a:

➤ Incorrecta evaluación de la subclase

➤ Menor disponibilidad

➤ Más averías

➤ Mayores pérdidas por estela

4.3. Evaluación del recurso eólico

El buen diseño del parque eólico depende de una excelente medición del recurso.

El objetivo de la evaluación del recurso eólico es evaluar el rendimiento a largo plazo de la instalación eólica y las incertidumbres del resultado.

Las etapas a seguir son:

➤ Campaña de medición

➤ Evaluación del recurso eólico

➤ Cálculo de incertidumbres.

En la Fig. 7 se muestran los pasos a seguir en la estimación de la producción de un parque eólico.



Fig. 7. Síntesis esquemática de los procesos a realizarse en la estimación de la generación de energía de un parque eólico.

Para realizar la estimación de producción de un parque eólico los requisitos necesarios son:

- Mínimo de un año de mediciones de viento, de calidad, con toma de datos cada segundo y grabados con la media de 10 minutos con su desvío estándar y sus valores máximos y mínimos
- Tomar mediciones por lo menos a dos niveles de altura de velocidad y dirección del viento, la más alta de ser posible a la altura del rotor de la turbina o al menos a 2/3 de la misma
- Tomar mediciones de temperatura a dos niveles (2 metros sobre el nivel del suelo y a la altura del rotor)
- Realizar la ubicación de los sensores de acuerdo a las normas IEC 61400-1 y a las Normas Argentinas de Medición del Recurso [9]
- Si el terreno es complejo se deberá utilizar más de una torre de medición, dependiendo de la complejidad del sitio y del tamaño del parque eólico
- Obtener datos a largo plazo de estaciones meteorológicas cercanas o de re-análisis, para poder extender la serie de datos del sitio a una serie de por lo menos 10 años utilizando modelos de correlación y predicción (MCP)
- Tener la orografía del terreno en digital
- Realizar el mapa de rugosidad del terreno en digital
- Utilizar un modelo de campo de viento adecuado
- Tener datos del aerogenerador a estudiar (curva de potencia y de coeficiente axial de la turbina)

4.3.1. Pasos a seguir en la estimación de la producción del parque eólico

- Definir el período de referencia para utilizar el modelo MCP
- Evaluar la densidad del aire del sitio a la altura del rotor

Se determina a partir de las mediciones en el sitio de temperatura y presión.

También se puede determinar a partir de datos históricos de estaciones meteorológicas cercanas.

Se aplican las correcciones de presión mediante el modelo hidrostático y de temperatura en función de la diabática.

- Con estos datos utilizar un modelo de flujo de viento

Los modelos más utilizados son: WAsP, OpenWind, WindFarm, Windfarmer, WindPro; ideales para terrenos nos complejos.

En terrenos complejos se recomienda utilizar los modelos de fluido dinámico como el Meteodyn, WindSim y WAsP11, WindPro con modelos CDF.

- Calcular la producción del parque eólico en bruto, tomando en cuenta solo las pérdidas del parque por efecto de la estela

Los modelos antes mencionados utilizan distintos modelos de cálculo de estela con el que determinan la producción del parque tomando en cuenta las pérdidas por efecto estela entre aerogeneradores.

- Evaluar las pérdidas producidas dentro y fuera del parque
- Evaluar la producción neta en el período de toma de información
- Evaluar la producción del parque a largo plazo
- Estimar la eficiencia del parque eólico. Dicho valor se calcula tomando en cuenta la producción de la turbina como si estuviera sola sobre la producción con la turbina dentro del parque con pérdidas por efecto estela y turbulencia añadida.
- Estimar las incertidumbres

Hemos hablado de las pérdidas producidas en el parque por efecto estela y por ende a fin de comprender mejor veamos el siguiente ejemplo de cómo afecta la ubicación de un aerogenerador sobre otro.

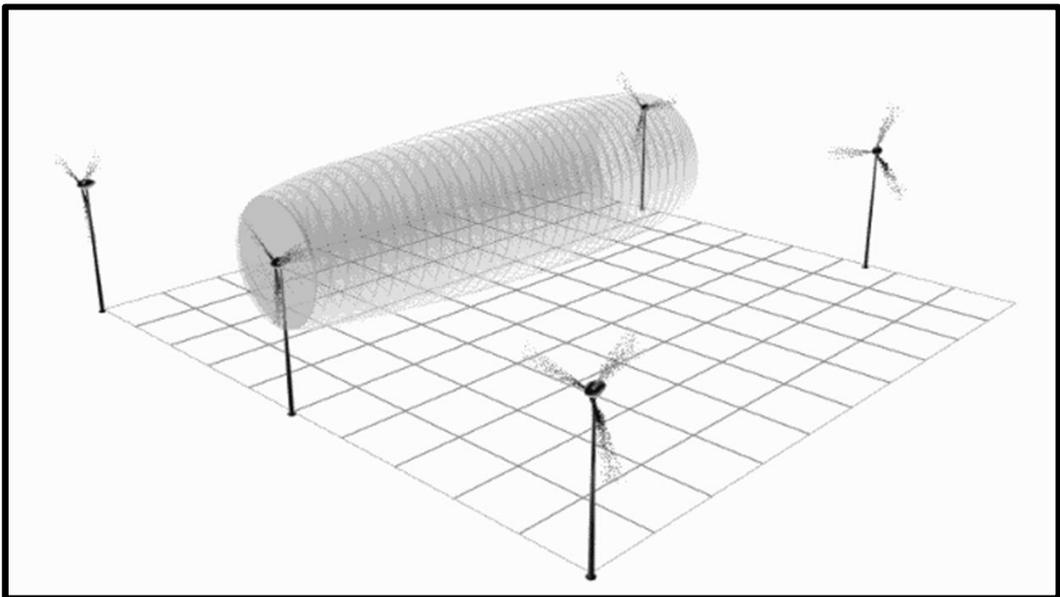


Fig. 8. Modelado del flujo de aire perturbado luego de atravesar la sección del rotor de un aerogenerador.

Observando la Fig. 8, se puede indicar que el rotor, al absorber la energía cinética proveniente del movimiento de la masa de aire, reduce la velocidad del viento inmediatamente al pasar por él. Esta velocidad se recupera gradualmente luego de la mezcla con la masa de aire libre. La fuerza de sustentación en las palas del rotor da como resultado una estela helicoidal de los vórtices que también se pierde gradualmente.

Luego de una distancia, el drenaje prácticamente recupera la velocidad inicial y es en ese lugar donde debería ir instalada la próxima turbina. En la práctica, esta distancia varía con la velocidad del viento, las condiciones de operación de las turbinas, la rugosidad del terreno, las condiciones de estabilidad térmica vertical de la atmósfera. Las ecuaciones más usuales para determinar la distancia óptima entre turbinas, o sea la distancia donde la interferencia sea mínima o nula, se desarrollan de acuerdo a la conservación de momento a lo largo de la estela aerodinámica producida por el rotor, que se obtienen a partir de la relación de drenaje libre (u/u_0) de la estela, a una distancia axial (x) del rotor.

$$u = u_0 \left[1 - \left(1 - \sqrt{1 - C_t} \right) \left(\frac{D}{D + 2\beta x} \right)^2 \right]$$

$$\beta \approx \frac{1}{2 \ln \left(\frac{h}{z_0} \right)} \quad C_t = \frac{2 F_t}{\rho A u_0^2}$$

Donde:

β = constante de decaimiento de estela

h = altura centro rotor

C_t = coeficiente aerodinámico de tracción de la turbina

F_t = fuerza axial (tracción) sobre el rotor

La Fig. 9 muestra el modelo descrito anteriormente, comparando la recuperación del viento después de pasar por el rotor de una turbina eólica, en diferentes tipos de terreno.

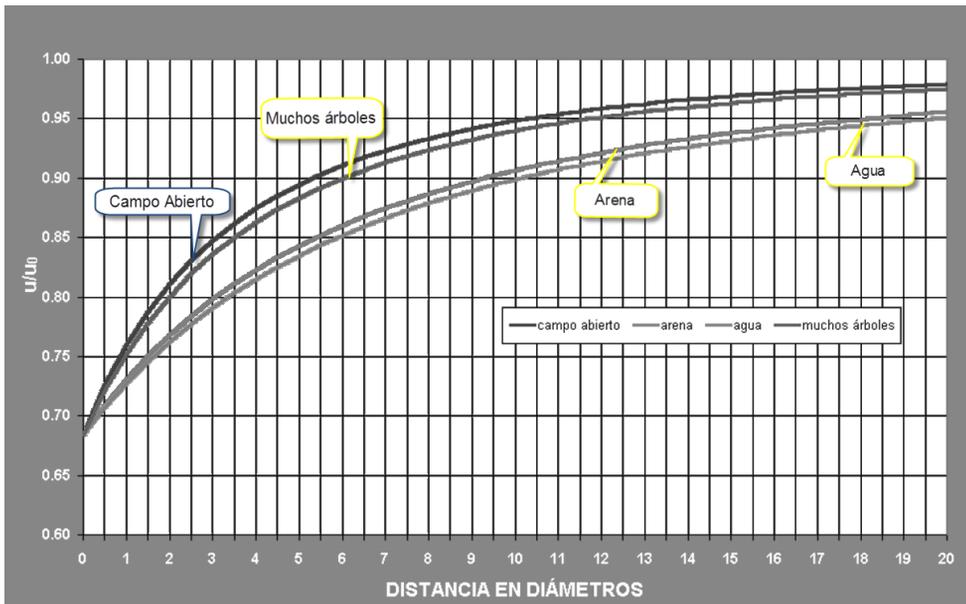


Fig. 9. Comparación entre la velocidad del viento libre u_0 (antes de incidir sobre el rotor de un aerogenerador) y luego de atravesar al mismo u .

Por tal motivo se recomienda diseñar el parque de tal forma que la distancia entre turbinas en la dirección predominante del viento sea igual o mayor a siete diámetros (ideal diez diámetros) y de no menos de cuatro diámetros en la dirección perpendicular a la predominante.

Cuando hablamos de pérdidas las mismas son debidas a:

- Disponibilidad técnica del aerogenerador. Se define como el tiempo en que el aerogenerador está en condiciones de operar haya o no viento.

La disponibilidad técnica del aerogenerador es de 97% para turbinas Clase II y III y de 95% para aerogeneradores Clase I

- Mantenimiento preventivo y correctivo (incluido en la pérdidas por disponibilidad técnica)
- Pérdidas eléctricas
- Red, hielo, histéresis de vientos altos, altas temperaturas

A continuación se presenta en la Fig. 10 la influencia de la temperatura en la curva de potencia del aerogenerador.

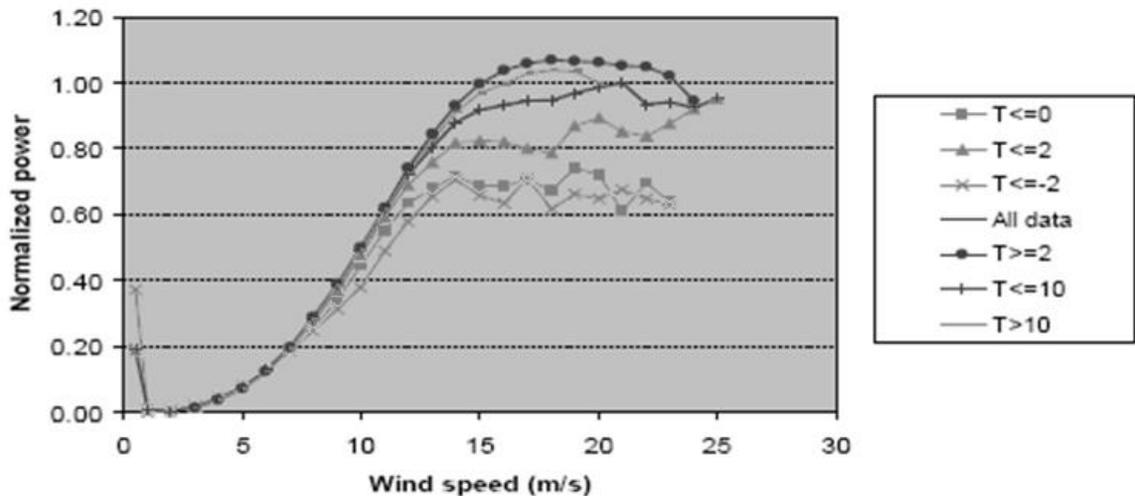


Fig.10. Curva de potencia de un aerogenerador para distintos rangos de temperatura ambiente.

En la Fig. 11 se presenta la influencia en el perfil vertical del coeficiente de cortante de viento y por ende en la producción del aerogenerador AEP

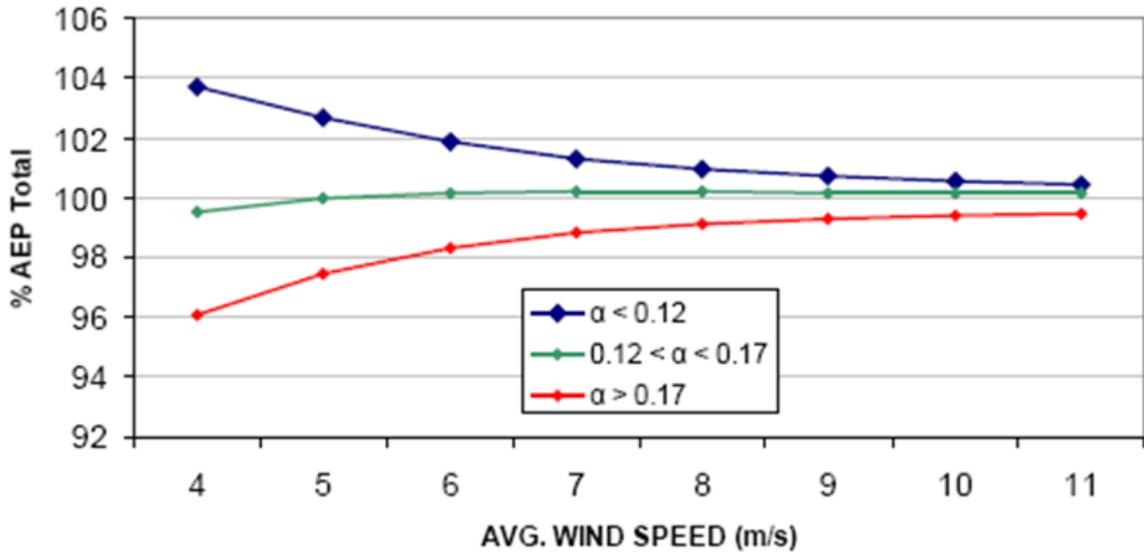


Fig. 11. Aumento (o disminución) provocado por el perfil de velocidades verticales de viento en la generación de un rotor de eje horizontal.

4.3.2. Determinación de la producción de un parque eólico en función de las pérdidas e incertidumbres

Con el fin de establecer la producción neta de un parque eólico, se deben determinar las incertidumbres en el cálculo estimado de producción.

La incertidumbre se define como la imperfección en el conocimiento sobre el estado o los procesos de la naturaleza y depende del grado de información, precisión y dispersión de la medida de multitud de variables que entran en juego en el estudio de la energía eólica.

Puede tener varios tipos de origen, desde errores cuantificables en los datos hasta terminología definida de forma ambigua o previsiones inciertas. La incertidumbre puede, por lo tanto, ser representada por medidas cuantitativas (por ejemplo, un rango de valores calculados según distintos modelos) o por afirmaciones cualitativas (por ejemplo, al reflejar el juicio de un grupo de expertos):

Las fuentes de incertidumbre más importantes en la Energía Eólica son:

- ✓ Medición de las variables meteorológicas implicadas. Viento, presión, temperatura, etc.
- ✓ Variabilidad a corto, medio y largo plazo de la propia medida. Existen periodos cortos (diarios, mensuales, anuales), periodos medios (lustros, incluso décadas) y periodos largos (> 20 años, incluso siglos) más o menos ventosos.
- ✓ Suponer modelos de aproximación matemática a la realidad, tanto para el cálculo de la producción como de ciertas pérdidas de esta (estelas, eléctricas, etc.).

- ✓ Otras muchas variables que entran en juego como disponibilidad futura de aerogeneradores, estabilidad de la red, máquinas eléctricas imperfectas, hielo, lluvia, etc.

Además de las incertidumbres individuales que interfieren entre ellas y que deben ser consideradas en total como el valor medio cuadrático (RMS), se deben considerar otras reducciones debidas a pérdidas técnicas. Estas pérdidas se deben al tiempo que el aerogenerador esté indisponible por fallas o por mantenimiento programado, a pérdidas eléctricas y pérdidas de conversión de energía cinética a energía eléctrica. Cada una de estas pérdidas individuales están basadas en distintos efectos técnicos y físicos y son independientes unas de otras. Simplemente se suman a la reducción total de la producción calculada de la energía. Las pérdidas técnicas se descuentan de la producción neta estimada del parque eólico.

Para estimar la producción del parque eólico, se deberá considerar la probabilidad de excedencia, que se define como la probabilidad de que la producción de un parque exceda la energía bruta calculada en cierto porcentaje. Es decir, si la probabilidad de exceder la energía bruta calculada en cierta cantidad es del 50%, a esto se lo denomina P50.

Para el financiamiento de proyectos eólicos, la probabilidad de excedencia a considerar debería exceder el 50%. Típicamente, los inversores requieren un valor de P75 o P90, lo que significa que la producción de energía calculada será excedida con una probabilidad del 75% o del 90% respectivamente.

La energía para el cálculo de la probabilidad de excedencia se computa de la siguiente manera:

$$E_{estimada} = E_{calculada} - E_{pérdidas\text{técnicas}} = (E_{bruta} - E_{pérdidas\text{técnicas}}) - E_{incertidumbre}$$

$$E_{incertidumbre} = \varepsilon \cdot f(p) E_{calculada}$$

Siendo:

ε = incertidumbre calculada

$f(p)$ = factor de descuento por seguridad (Tabla 3)

Tabla III. Probabilidad de excedencia

Probabilidad de excedencia	Factor $f(p)$ para deducción de seguridad y desviación estándar
50%	0.00
55%	0.13
60%	0.25
65%	0.39
70%	0.52
75%	0.67
80%	0.84
85%	1.04
90%	1.28

Referencias bibliográficas

- [1] A. Betz, *Wind-Energie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen*, Vandenhoeck & Ruprecht, Göttingen, 1926.
- [2] W.A.M. Jansen & P.T. Smulders, *Rotor Design for Horizontal Axis Windmills*, Publ. SWD 77 1, Lab. Of Fluid Dynamics and Heat Transfer, Dept. of Physics, Univ. of Technology, Eindhoven, Netherlands, 1977.
- [3] M.A. Memarzadeh & T.H. Barton, *The Wind, a Low Grade Energy Source*. ASME publication, 77-WA/Ener-4, 1977.
- [4] W. Huxley, *Apsidal Mechanics of Wind Rotors*, Deutsches Institut für Entwicklungspolitik (DIE), Berlin, 6/1982.
- [5] H. Dörner, *Windenergiewandlung: Anlagen mit horizontaler Achse*. Energie vom Wind, Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V., Tagungsbericht, 6/1977.
- [6] American Wind Energy Association, *Wind Energy Siting Handbook*, AWEA, Washington, DC, 2008.
- [7] P. Kettner, *Die Energie des Windes und ihre technische Ausnutzung*. Band X, Enzyklopädie: Epoche Atom und Automation, Genf, 1960.
- [8] Norma IEC 61400-1, *Wind Turbines: Design requirements*, 2005.
- [9] H. Mattio, F. Foieri & J.P. Zagorodny, *Norma Argentina de Ensayo de Curva de Potencia de un Aerogenerador*, 2014.

GENERACION DE BIOENERGIA MEDIANTE PROCESOS TERMOQUIMICOS DE CONVERSION DE BIOMASA

Ana Lea Cukierman

PINMATE- Programa de Investigación y Desarrollo de Fuentes Alternativas de Materias Primas y Energía -
Depto de Industrias, Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, y Cátedra de Tecnología Farmacéutica II -
Depto de Tecnología Farmacéutica, Facultad de Farmacia y Bioquímica
Universidad de Buenos Aires
Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET)
E-mail: analea@di.fcen.uba.ar

Resumen

La generación de energía a partir de biomasa constituye una alternativa renovable con gran potencial para satisfacer, en forma sostenible, la creciente demanda energética, que incluye la provisión de calefacción, electricidad, combustibles para transporte y calor de proceso en instalaciones industriales. Simultáneamente, ésta contribuye a mitigar la contaminación del medio ambiente y el cambio climático que resultan de las emisiones de gases de efecto invernadero, derivadas del empleo de combustibles fósiles. En esta dirección, se examinan las principales rutas tecnológicas directas para la generación de bioenergía o de transportadores de energía, enfatizando en aquella basada en procesos termoquímicos de conversión de biomasa lignocelulósica. Se revisan, en primer término, las fuentes disponibles y las principales características fisicoquímicas de la biomasa lignocelulósica que son relevantes a fin de evaluar su potencial aprovechamiento como materia prima en los procesos de conversión y en la selección de éstos. Se abordan brevemente, luego, los procesos bioquímicos más empleados para la conversión de biomasa, fermentación y digestión anaeróbica. Por último, se examina la conversión de biomasa mediante la ruta termoquímica, que involucra a los procesos de combustión, pirólisis, gasificación y licuefacción. Para cada uno de estos procesos, se consideran aspectos fundamentales, algunos lineamientos generales concernientes a su aplicación, como así también innovaciones en desarrollo tendientes a su optimización.

Palabras clave: Biomasa lignocelulósica; Bioenergía; Pirólisis; Combustión; Gasificación

Abstract

Bioenergy generation through thermochemical conversion processes of biomass. Energy generation from biomass constitutes a renewable alternative with great potential to meet in a sustainable way growing energy demand, which includes supply of electricity, domestic heat, fuels for transport, and process heat for industrial facilities. It also contributes to mitigate environmental pollution and climate change arising from greenhouse gas emissions because of fossil fuels utilization. In this direction, main direct

technological routes for generation of bioenergy or energy carriers are examined, emphasizing that based on thermochemical processes for conversion of lignocellulosic biomass. First, available sources and principal physicochemical characteristics of lignocellulosic biomass are revised. They are important in order to evaluate biomass potentialities as raw material in conversion processes and for the proper selection of the latter. Then, the biochemical processes more used for biomass conversion, namely fermentation and anaerobic digestion, are briefly presented. Finally, biomass conversion through thermochemical processes, involving combustion, pyrolysis, gasification, and liquefaction, is examined. For each of these processes, basic aspects, some general guidelines concerning their application, as well as innovations under development attempting to their optimization, are considered.

Keywords: Lignocellulosic biomass; Bioenergy; Pyrolysis; Combustion; Gasification

INTRODUCCIÓN

El paulatino agotamiento de los combustibles fósiles y la creciente contaminación del medio ambiente ocasionada por las emisiones de gases de efecto invernadero, como consecuencia de su empleo, han conducido a la búsqueda de energías alternativas renovables. Entre ellas, la generación de energía a partir de biomasa –bioenergía– ha recibido especial atención, debido a las ventajas comparativas que presenta la biomasa respecto a los combustibles fósiles, principalmente, carácter renovable, neutralidad en relación a la generación de CO₂ y ausencia o un contenido reducido de constituyentes, tales como azufre, metales pesados, con potencialidad de generar emisiones contaminantes del medio ambiente [1]. La bioenergía se considera actualmente la energía renovable con mayor potencial para cubrir las necesidades energéticas de la sociedad tanto para economías en desarrollo como desarrolladas. La contribución actual de energías renovables a la matriz energética global es de alrededor del 13%, con un aporte del 10% (~ 50 EJ) correspondiente a la generación de energía a partir de biomasa (Fig. 1) [2]. Algunas estimaciones prevén un potencial técnico superior a 1500 EJ para la bioenergía en 2050 [1]. En este escenario, se presenta, a continuación, un panorama de distintas alternativas para la conversión de biomasa en bioenergía, enfatizando en aquellas basadas en procesos termoquímicos empleando biomasa lignocelulósica. Se incluye una breve revisión de las fuentes y las características de la biomasa.

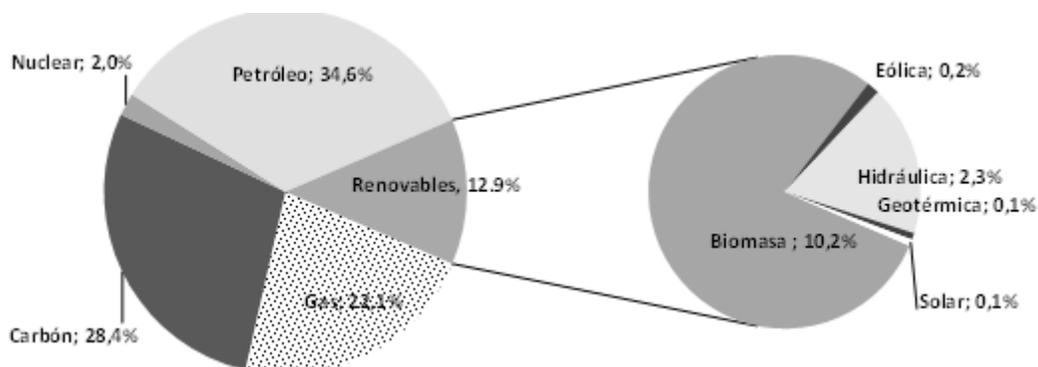


Fig. 1. Consumo mundial de energía por fuente y participación de la bioenergía

en la matriz de energías renovables. Adaptado de [2].

1. Biomasa

1.1. Tipos de biomasa

Biomasa es el término genérico que comprende toda materia orgánica de origen biológico, no fosilizada y de carácter renovable o recurrente. La biomasa es básicamente una fuente de almacenamiento de energía solar acumulada inicialmente por las plantas durante el proceso de fotosíntesis. En general, se refiere a plantas y a otros materiales derivados de éstas, aunque el término se ha extendido e incluye también a otros residuos, industriales, urbanos, biodegradables. En función del contenido de humedad, que es relevante en relación a la selección de la ruta a adoptar para la conversión de biomasa, ésta se clasifica en húmeda, cuando el contenido de humedad es del 60% o superior, y seca, cuando la humedad presente es inferior a este límite. Dependiendo de su origen, los recursos biomásicos se suelen clasificar en: cultivos energéticos, residuos agrícolas y agro-industriales, residuos forestales y foresto-industriales, y otros residuos [1, 3].

Los cultivos energéticos son cultivos densamente plantados, con el propósito específico de emplearlos para generar energía. Se caracterizan por su corta rotación y alto rendimiento. En general, este tipo de cultivos es de bajo costo y requiere escaso mantenimiento. Los cultivos energéticos comprenden algunas especies leñosas de rápido crecimiento y fácil propagación, como así también herbáceas. Las primeras incluyen especies tales como sauce, álamo, eucalipto, algunas variedades de pino, e híbridos de éstas, entre otras. Los cultivos herbáceos son perennes, se cosechan en forma anual y requieren de dos a tres años para alcanzar productividad completa [4-5]. Ejemplos representativos de éstos son: *Miscanthus giganteus*, un pasto que suscita especial interés por su alto rendimiento en biomasa, *Panicum virgatum* (switchgrass o pasto varilla) una especie herbácea de rápido crecimiento y adaptable a condiciones climatológicas variadas y *Arundo donax*, conocida como giant reed o caña brava, otra planta que crece rápidamente y se encuentra distribuida extensamente en todo el mundo por su tolerancia a una amplia variedad de condiciones ecológicas. Debido a que estas especies pueden crecer en terrenos que no son aptos para cultivos con fines alimenticios, se evita la competencia de las plantaciones energéticas por el suelo, que ha suscitado controversias. Otros cultivos que se plantan intensivamente para la producción de biocombustibles son la caña de azúcar y el maíz, para producir etanol, y la colza, para obtener biodiesel.

Los residuos agrícolas comprenden partes no aprovechables de las plantas cultivadas con fines alimenticios y/o industriales, tales como rastrojos, despuntes, hojas y tallos. Algunos ejemplos son pajas de cereales, rastrojos de maíz, tallos de algodón, despuntes y hojas de caña de azúcar. Una parte de estos residuos se suelen reincorporar al suelo para favorecer su conservación, protegiendo al mismo de la erosión y manteniendo un nivel adecuado de las condiciones de fertilidad. Es conveniente realizar un análisis previo sobre la factibilidad técnico-económica de recolección de este tipo de residuos, considerando que la recolección puede involucrar zonas muy extensas y que debido a su baja densidad se requieren movilizar grandes volúmenes, factores que complican y encarecen su manejo. Asimismo, los residuos agro-industriales son aquellos que resultan de los procesos de industrialización de productos

agropecuarios. Un ejemplo característico es el bagazo que queda como residuo del procesamiento industrial de la caña de azúcar (*Saccharum officinarum*), después de la extracción del jugo azucarado para la fabricación del azúcar. Las cáscaras de frutos secos remanentes de su industrialización y las de cítricos derivadas de la producción de jugos, los bagazos de aceituna, uva y girasol, que resultan de la fabricación de aceites comestibles, los carozos de frutas generados como residuo en la elaboración de mermeladas y conservas, constituyen, entre muchos otros, ejemplos de residuos agro-industriales [6-9]. Estos también incluyen a los efluentes líquidos generados en los ingenios, frigoríficos, industrias lácteas, que se caracterizan por altas DBO/DQO, que pueden emplearse para producir biogás [10]. Otros residuos son los pecuarios derivados de explotaciones ganaderas, que a veces se consideran conjuntamente con los agrícolas y comprenden las deyecciones del ganado bovino, equino, ovino, porcino y de las aves de corral. Debido a las dificultades asociadas a su recolección, que generalmente involucra zonas extendidas, su empleo resulta conveniente en el caso de cría intensiva o *feedlots*.

Los residuos forestales resultan de la explotación de los bosques, principalmente para obtener madera para aserrado o producción de papel. Estos incluyen desechos de cosecha y raleo, ramas, follaje, despuntes, tocones, raíces, y también especies no aptas para aserrado o pulpa, que se destinan a la producción de leña. Los residuos foresto-industriales son aquellos derivados del procesamiento industrial de la madera, generados en grandes cantidades en forma de cortezas, aserrín y virutas en aserraderos, carpinterías, industrias del mueble, fábricas de tableros [1, 5, 10]. Asimismo, en los últimos años, se han intensificado los estudios sobre la factibilidad de emplear madera de especies invasivas como biomasa [11].

Además, la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos representa otra fuente de biomasa que es objeto de creciente atención. Estos residuos resultan de las actividades antropogénicas desarrolladas en los núcleos urbanos y sus alrededores e incluyen una proporción importante de materiales orgánicos distintos, tales como papel, cartón, maderas de demolición, textiles, desechos alimenticios, algunos plásticos biodegradables. Este tipo de residuos, convenientemente tratados, constituye una fuente interesante de biomasa para su transformación en bioenergía. Por otra parte, las algas, principalmente las microalgas, han recibido creciente atención en los últimos años, como biomasa, a fin de obtener biocombustibles, denominados de 3ra generación, por presentar ventajas comparativas en relación a la biomasa de fuentes convencionales. Las microalgas tienen una capacidad superior de producir energía por hectárea, estimada en ~30 a 100 veces mayor que los cultivos terrestres. Los biocombustibles derivados de microalgas se consideran promisorios como plataformas energéticas sostenibles y complementarias para contribuir a la matriz de energías renovables en el futuro [12].

En relación a nuestro país y según estimaciones de WISDOM-Argentina reportadas en 2009 [13], el consumo relevado de biomasa con fines energéticos fue de 7,9 millones de toneladas (2.380 ktep/año), de las cuales 2,1 millones de toneladas correspondieron al sector residencial, 3,9 millones de toneladas se debieron al sector comercial y 1,9 millones de toneladas se utilizaron en el sector industrial. La provincia con mayor consumo fue la de Buenos Aires, seguida de Misiones, Santa Fe, Córdoba, Chaco, Corrientes y Santiago del Estero. El estudio presume que el consumo total real de biomasa para energía en el país es de alrededor de 5.000 ktep/año. Por otra parte, la productividad leñosa anual sustentable del país -según la variante de

productividad media- se estima en 193 millones de toneladas, de las cuales 143 millones de toneladas (42.900 ktep/año) son accesibles y están potencialmente disponibles para usos energéticos. A estos recursos se le suman 2,7 millones de toneladas de biomasa leñosa proveniente de los subproductos de los aserraderos y de las plantaciones frutales, y cerca de 2,3 millones de toneladas de otros subproductos biomásicos derivados de las agroindustrias, alcanzando un total de recursos potencialmente disponibles de 148 millones de toneladas, de los cuales 124 millones de toneladas (37.200 ktep/año) proceden de fuentes potencialmente comerciales [13].

1.2. Características de la biomasa lignocelulósica

El conocimiento de las propiedades de la biomasa es importante a fin de evaluar su potencial aprovechamiento como materia prima en los procesos de conversión y en la elección de éstos. Asimismo, cabe señalar que la mayor parte de los métodos de determinación de las propiedades de la biomasa se diseñaron originalmente para caracterizar al carbón mineral y se desarrollaron luego para su aplicación a biomasa [6]

La conversión eficiente de biomasa lignocelulósica en productos de utilidad, bioenergía, biocombustibles, productos químicos, requiere de la descomposición de la estructura de la pared celular de la planta de la cual deriva. La pared celular secundaria de la planta está compuesta por microfibrillas de celulosa (~40-50%) embebidas en una matriz compleja compuesta principalmente por hemicelulosa (~25-35%) y lignina (~15-20%), conformando los tres principales constituyentes biopoliméricos de la biomasa. Los componentes no-celulósicos son responsables de las fuerzas cohesivas de la pared celular y de conferirle soporte estructural a la planta [3, 14].

Con respecto a la celulosa, ésta es un polímero lineal de unidades de D-glucosa unidas a través de uniones β 1-4 glicosídicas (C-O-C). Cada par de estas moléculas (celobiosa) es la unidad de repetición que forma la cadena de la celulosa (Fig. 2), de fórmula empírica $(C_6H_{10}O_5)_n$ y n, el grado de polimerización.

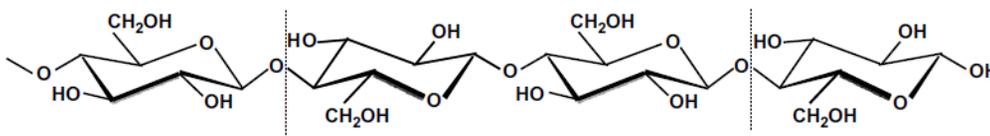


Fig. 2. Estructura química de la celulosa [3]

La celulosa constituye aproximadamente el 50% de la pared celular de la planta y sólo varía en el grado de polimerización entre distintas especies de biomasa. Tiende a formar puentes de hidrógeno intra- e intermoleculares entre grupos $-OH$ dentro de la misma cadena de celulosa y de cadenas vecinas, conduciendo a arreglos paralelos y a una estructura de elevado peso molecular. Haces de cadenas lineales forman una microfibrilla que se orienta en la estructura de la pared celular. La mayor proporción de puentes de hidrógeno ocasiona un

aumento de las regiones cristalinas en la pared celular, interrumpidas por zonas amorfas. La celulosa es extremadamente insoluble en agua, aunque es soluble en ácidos [15].

A diferencia de la celulosa, las hemicelulosas son heteropolímeros de diferentes unidades de monosacáridos, con variaciones considerables en cuanto a composición y estructura entre diferentes biomasa. Los monómeros que componen las hemicelulosas incluyen, principalmente, azúcares de pentosa (5 C), L-arabinosa, D-xilosa, y de hexosa (6 C), D-glucosa, D-manosa, D-galactosa, conjuntamente con sustituyentes de ácidos urónicos, tales como los ácidos 4-O-metilglucurónico, D-glucurónico y D-galactourónico. El número y la proporción de diferentes monómeros presentes en las hemicelulosas (grado de heteropolimerización) varían entre especies y conducen a distintas propiedades. La heteropolimerización disminuye la formación de zonas cristalinas, favoreciendo la solubilidad de las hemicelulosas. Esta también aumenta por la presencia de ramificaciones, que disminuyen la formación de uniones hidrógeno intermoleculares, y por el menor grado de polimerización de las hemicelulosas respecto a la celulosa. Las hemicelulosas son solubles en soluciones acuosas débilmente alcalinas e inclusive en agua. Por consiguiente, la hidrólisis de hemicelulosa a sus monómeros constituyentes es relativamente más fácil respecto a la celulosa. El xilano es el tipo de hemicelulosa más abundante en biomasa tales como madera duras, pastos y pajas. Está constituido por unidades de D-xilosa ($C_5H_{10}O_5$), presenta cadenas cortas y peso molecular del orden de 30.000 (Fig. 3). En cambio, el glucomanano, constituido por D-glucosa y D-manosa en una relación 30:70, es la principal hemicelulosa de las maderas blandas [3].

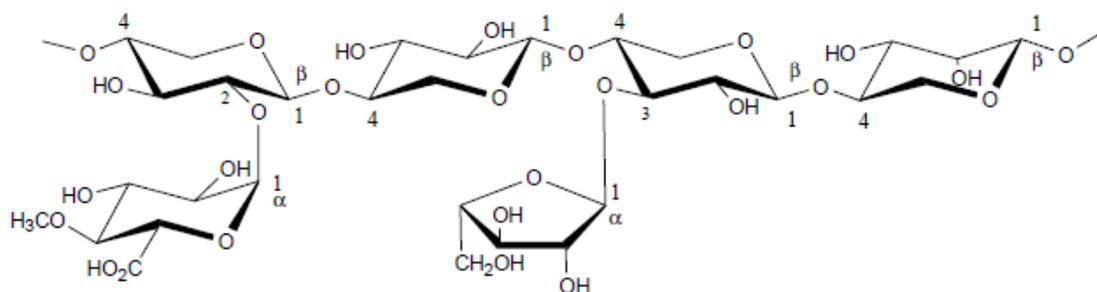


Fig. 3. Estructura del xilano [3]

Por otra parte, la lignina es un polímero tridimensional complejo formado por unidades fenólicas sustituidas y altamente ramificadas. Estas le confieren características hidrofóbicas y la estructura tridimensional le proporciona rigidez a la pared celular. La lignina es el agente de adhesión de las fibras de celulosa, uniéndose a ésta por uniones éter [3, 15]. El contenido de lignina varía según el tipo de biomasa. En general, las maderas duras presentan un menor contenido de lignina que las maderas blandas [16]. La lignina es extremadamente insoluble, inclusive en ácido sulfúrico, y está constituida por tres tipos de unidades fenilpropano – alcohol p-cumarílico, alcohol coniferílico y alcohol sinapílico (Fig. 4) – que se combinan mediante uniones éter y C-C formando el polímero [17].

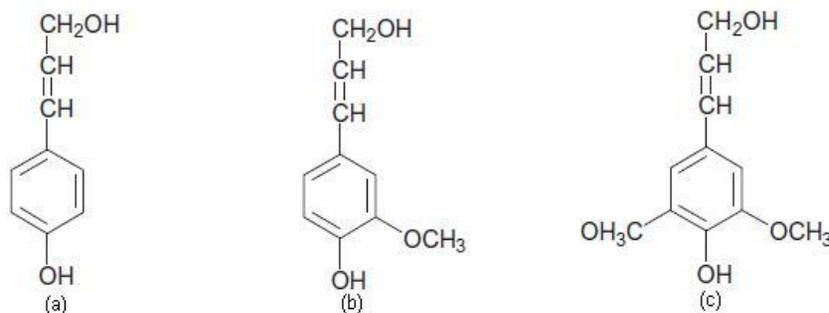


Fig. 4. Unidades estructurales de la lignina: (a) Alcohol p-cumarílico; (b) Alcohol coniferílico; (c) Alcohol sinapílico [3].

El contenido relativo de las unidades fenilpropano depende del origen de la lignina. Por ejemplo, la lignina de las maderas blandas está prácticamente compuesta por alcohol coniferílico, mientras que la de las maderas duras presenta distintas proporciones de alcohol coniferílico y alcohol sinapílico [18]. La determinación del peso molecular de la lignina es compleja, debido a que su origen y los métodos empleados para aislarla modifican la proporción de las unidades constituyentes [19-20]. A modo de síntesis, en la Fig. 5 se ilustra la disposición e interconexión de los tres principales biopolímeros constituyentes de la pared celular en una matriz de biomasa lignocelulósica [21].

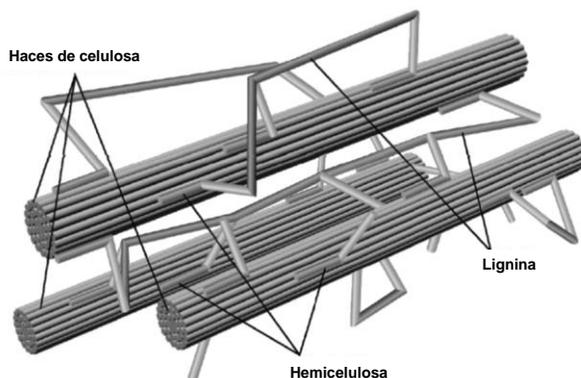


Fig. 5. Arreglo de celulosa, hemicelulosa y lignina en una matriz de biomasa. Adaptado de [21].

Otros constituyentes de la biomasa son lípidos y terpenos solubles en éter, distintos tipos de compuestos fenólicos, carbohidratos y proteínas solubles en benceno, alcohol o agua, denominados genéricamente extractivos, que tienen importantes efectos sobre las propiedades y el comportamiento de la biomasa. El tipo y el contenido de extractivos presentes en la biomasa dependen de cada especie en particular, del ciclo estacional y de las condiciones de crecimiento como así también de las distintas partes de la planta. En general, las hojas y la corteza de los árboles contienen más extractivos y menos componentes de las paredes celulares que la madera [22].

La biomasa también contiene minerales en base a cloruros, sulfatos, carbonatos, nitratos, fosfatos, entre otros. Una característica es la presencia de altas concentraciones de metales alcalinos y alcalino-térreos, tales como Na, K, Ca, Mg [22-23]. Estos tienden a favorecer la formación de escorias, el ensuciamiento, aglomeración, deposición y corrosión en los sistemas de conversión termoquímica a alta temperatura, resultando en un problema adicional para la operación segura de los mismos [24-25].

Debido a la naturaleza heterogénea y a la variabilidad de la biomasa, aun para una misma especie, que resulta de la influencia de factores tales como el grado de maduración, la ubicación geográfica, las condiciones del suelo, entre otros, la biomasa se describe, generalmente, en términos del contenido de los biopolímeros constituyentes mayoritarios y de los resultados obtenidos mediante los análisis próximo y elemental [6, 26]. Los contenidos de celulosa, hemicelulosa y lignina se determinan según los procedimientos establecidos por las normas TAPPI (Technical Association of the Pulp and Paper Industry). El análisis próximo se aplica para caracterizar la biomasa en términos de su contenido de humedad, volátiles, cenizas y carbono fijo (por diferencia) de acuerdo a procedimientos ASTM. El análisis elemental o último determina la composición elemental de la biomasa, usualmente C, H, N, S y O (por diferencia). También se determina el contenido de metales aplicando distintas técnicas de análisis a las cenizas [23]. Los resultados del análisis próximo usualmente se expresan en base seca, mientras que los correspondientes al análisis elemental, en base seca y libre de cenizas.

Asimismo, otras propiedades de interés que se reportan habitualmente para la biomasa son la densidad bulk y los poderes caloríficos superior (HHV) e inferior (LHV) que se determinan mediante procedimientos estándares. También existen correlaciones que permiten estimar el poder calorífico de la biomasa en términos de su composición elemental. En la Tabla 1 se presentan algunos resultados representativos propios de los análisis próximo y elemental para distintas biomazas como así también de los correspondientes al HHV.

Tabla I. Análisis próximo, elemental y poder calorífico superior (HHV) e distintos tipos de biomazas lignocelulósicas

	Cañas de <i>Arundo donax</i>	Bagazo caña de azúcar	Aserrín de álamo	Cáscaras de avellanas
<i>Análisis próximo (%)^a</i>				
Volátiles	71.3	84.2	71.4	68.9
Cenizas	4.6	3.1	0.5	1.1
Carbono fijo ^c	24.1	12.7	28.1	30.0
<i>Análisis elemental (%)^b</i>				
Carbono	49.3	48.2	48.3	50.9
Hidrógeno	6.0	6.2	5.8	5.9
Nitrógeno	0.3	0.8	0.1	0.4
Oxígeno ^c	44.4	44.8	45.8	42.8
HHV (MJ kg ⁻¹)	18.4	18.3	18.1	19.9

^a en base seca; ^b en base seca y libre de cenizas; ^c calculado por diferencia

El HHV de las biomazas se correlaciona en forma satisfactoria con la relación O/C. El HHV disminuye al incrementarse la relación O/C. Asimismo, cuando la relación H/C aumenta, el poder calorífico inferior se reduce. En el diagrama de van Krevelen de la Fig. 6, se compara la biomasa con otros combustibles sólidos, turba y carbones minerales de distinto rango. En éste se representa la relación atómica H/C vs O/C, en base seca y libre de cenizas, y se ilustran las regiones que caracterizan a los diferentes tipos de combustibles. En algunas regiones, se incluyen ejemplos con valores representativos.

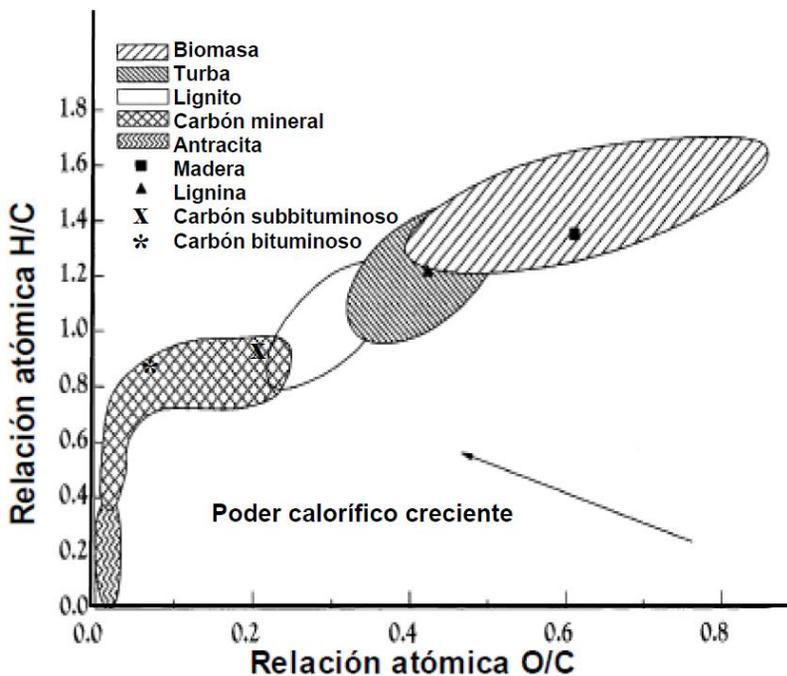


Fig. 6. Diagrama de van Krevelen para distintos combustibles sólidos. Adaptado de [26].

La biomasa, que se caracteriza por altas relaciones de H/C y O/C, posee bajos valores de HHV. La relación atómica de un combustible disminuye a medida que su edad geológica aumenta; por consiguiente, el combustible más fosilizado tiene un contenido energético más alto. Así, la antracita, cuya formación geológica data de miles de años, posee las menores relaciones H/C y O/C y, en consecuencia, valores muy altos de HHV [26].

2. Procesos de conversión de biomasa

Las dos principales rutas directas para la conversión de biomasa en bioenergía o en transportadores de energía involucran procesos termoquímicos o bioquímicos/biológicos, que conjuntamente con los productos que resultan de cada uno de ellos se muestran en la Fig. 7. En líneas generales, los procesos termoquímicos permiten alcanzar mayores eficiencias que los

bioquímicos debido a que requieren menores tiempos de reacción y presentan una capacidad superior para degradar la mayoría de los compuestos orgánicos que constituyen la biomasa. Además, los materiales que poseen lignina son difíciles de descomponer en forma completa mediante aproximaciones bioquímicas, mientras que pueden degradarse por vía termoquímica [27].

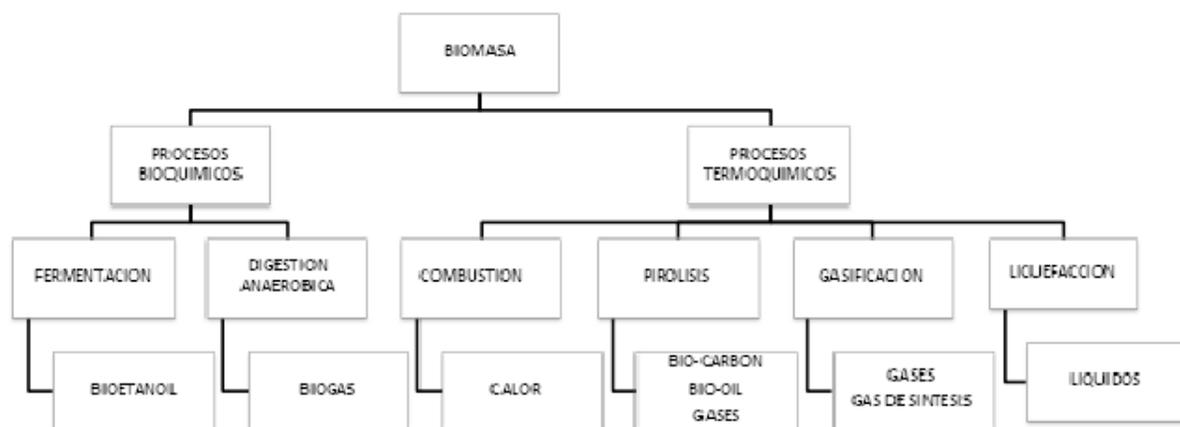


Fig. 7. Procesos bioquímicos y termoquímicos de conversión de biomasa

Los procesos termoquímicos y bioquímicos pueden convertir, potencialmente, 1 ton de biomasa seca (~ 20 GJ/t) en alrededor de 6.5 GJ/t de transportador de energía, en forma de biocombustibles, con una eficiencia global de conversión de biomasa a biocombustible de alrededor del 35%. Aunque esta eficiencia es relativamente baja, puede incrementarse cuando el excedente de calor, potencia u otros productos con valor agregado se incluyen en el sistema para mejorar la economía de costos de toda la instalación [3].

Una tercera ruta, que sólo comprende cambios físicos, consiste en la densificación de la biomasa. Una de las principales limitaciones de la biomasa para aplicaciones energéticas es su baja densidad bulk, con valores típicos en el rango de 80-100 kg m⁻³ para pajas agrícolas y pastos, y de 150-200 kg m⁻³ para chips de madera. Las bajas densidades de la biomasa generalmente dificultan su almacenamiento, transporte y empleo. Asimismo, éstas complican la aplicación de algunas tecnologías como por ejemplo la basada en la co-combustión de biomasa con carbón mineral debido a que las diferencias de densidad causan dificultades en la alimentación del combustible a la caldera y reducen las eficiencias de quemado. La densificación es una opción promisoriosa para superar estas limitaciones. En la densificación, la biomasa se comprime mecánicamente, y su densidad se incrementa en alrededor de 10 veces. Las formas más comunes de procesamiento de la biomasa para su aplicación como combustible sólido son pelletizado y briquetado. Estas se basan en la compactación de la biomasa a alta presión, también denominadas tecnologías libres de aglutinantes, y se llevan usualmente a cabo mediante prensas a tornillo o a pistón. El empleo de pellets de biomasa está cada vez más difundido y su comercialización a nivel global, particularmente para uso doméstico, requiere cumplir estándares estrictos [28-29].

Por otra parte, un proceso químico relativamente sencillo y de difundida aplicación para la producción de biodiesel a gran escala es la transesterificación de aceites vegetales extraídos de semillas de oleaginosas, colza, soja, girasol, y grasas animales, empleando alcoholes de cadena corta, como metanol o etanol. El biodiesel obtenido a partir de las semillas se clasifica en la categoría de biocombustibles de 1ra generación ya que se produce a partir de cultivos alimenticios [30]. La transesterificación convencional involucra catalizadores básicos homogéneos (NaOH, KOH) y temperaturas suaves (50 – 60°C); en su transcurso, se reduce la viscosidad del aceite o grasa de partida, obteniéndose una mezcla de ésteres alquílicos, glicerina, glicéridos sin reaccionar y el catalizador. El proceso está influenciado por la relación molar de glicéridos a alcohol, el catalizador empleado, la temperatura y el tiempo de reacción, los ácidos grasos libres y el contenido de agua de los aceites o grasas. A fin de incrementar la eficiencia, se han propuesto modificaciones al proceso convencional que involucran el empleo de catalizadores básicos heterogéneos como también protocolos enzimáticos. Asimismo, los aceites extraídos de microalgas han recibido creciente atención en los últimos años como fuente potencial de biomasa para la producción de biodiesel, aunque el empleo de éstos ha generado algunas controversias respecto a que podrían resultar menos económicos en comparación con las fuentes convencionales [12].

Otro proceso termoquímico que se considera usualmente como un pre-tratamiento térmico es la torrefacción. Este se lleva a cabo en ausencia de O₂, a presión atmosférica y temperaturas de 200-300 °C, y se aplica con el fin de mejorar las propiedades de la biomasa lignocelulósica para su posterior conversión mediante procesos tales como combustión y gasificación. En la torrefacción, se produce la remoción parcial de oxígeno de la biomasa, por liberación de humedad y volátiles, obteniéndose, como producto, la biomasa con una menor relación O/C respecto a la original, que conduce a incrementar su poder calorífico. La biomasa resultante de la torrefacción presenta un carácter más hidrofóbico y una mayor densidad energética, que favorece su preservación durante el almacenamiento y permite reducir los costos de transporte, respectivamente, entre otras ventajas [31].

2.1. Procesos bioquímicos

Los procesos bioquímicos más empleados para la conversión de biomasa son la fermentación y la digestión anaeróbica. La fermentación se aplica comercialmente en gran escala para producir bio-etanol [32]. Este ha recibido especial atención debido a que puede incorporarse en sistemas pre-existentes y sustituir parcialmente a los combustibles fósiles usados en transporte. En el proceso de fermentación alcohólica, los hidratos de carbono simples son transformados en etanol y CO₂ por acción de microorganismos unicelulares, tales como levaduras, en ausencia de O₂. La producción industrial de etanol se basa en la fermentación de sacarosa, proveniente de cultivos de azúcar (caña de azúcar, remolacha azucarera) y melazas, y de glucosa a partir de cultivos ricos en almidón, tales como el maíz y el trigo. La glucosa a partir de almidón se obtiene mediante hidrólisis enzimática. El bio-etanol de 1ra generación producido en plantas que se alimentan a partir de cultivos de maíz o caña de azúcar no es sustentable en varias regiones del mundo, en las que no es posible emplear el suelo con fines energéticos. En consecuencia, la producción de bioetanol de 2da generación en base a celulosa obtenida a partir de biomasa lignocelulósica, como por ejemplo los residuos agrícolas, representa una aproximación más

promisoria. Sin embargo, la conversión de biomasa lignocelulósica es más compleja debido a la presencia de moléculas de polisacáridos de cadena más larga y requiere de una etapa previa de hidrólisis ácida o enzimática para que los azúcares resultantes puedan convertirse en etanol, que continúa siendo investigada [33-34]. Otro aspecto importante para producir etanol en forma sustentable a partir de biomasa lignocelulósica es la utilización de los subproductos generados en el proceso de conversión en productos con valor agregado. Esto puede lograrse aplicando el concepto de bio-refinería que incluye la producción integral de combustibles, calor, electricidad, entre otros productos [35]. Algunas aplicaciones convencionales de los subproductos incluyen el empleo del residuo sólido que resulta de la fermentación como alimento para ganado y, en el caso de la caña de azúcar, el uso del bagazo como combustible para calderas, o para su subsiguiente gasificación.

Por otra parte, la digestión anaeróbica es un proceso de conversión de materia orgánica en un gas (biogas), que consiste principalmente en una mezcla de CH_4 , CO_2 y pequeñas cantidades de otros gases tales como H_2S , cuyo contenido energético es de alrededor del 20 al 40% del valor del poder calorífico inferior de la biomasa empleada. La digestión anaeróbica es una tecnología comercialmente probada y de extendido empleo para tratar residuos orgánicos con altos contenidos de humedad (> 80-90 %). Su aplicación ha resultado efectiva empleando residuos agrícolas y también para el tratamiento de aguas residuales municipales e industriales. El proceso tiene lugar en 3 etapas. En la primera, se produce la hidrólisis de la biomasa en la que las bacterias convierten los biopolímeros constituyentes de la misma en azúcares solubles. En la segunda etapa, las bacterias acidogénicas y acetogénicas convierten estos azúcares y los aminoácidos presentes en CO_2 , H_2 , NH_3 y ácidos orgánicos. En la tercera etapa, las bacterias metanogénicas transforman los productos de la acidogénesis y la acetogénesis en CH_4 [36]. El biogás puede usarse directamente en motores de ignición y turbinas de gas y someterse a tratamientos ulteriores para mejorar su calidad, removiendo el CO_2 . El residuo sólido que resulta de este proceso puede emplearse como bio-fertilizante orgánico para favorecer la retención de nutrientes en suelos agrícolas.

2.2. Procesos termoquímicos

2.2.1. Combustión

La combustión es la tecnología más importante y madura disponible en la actualidad para la conversión de biomasa. Consiste en la oxidación completa de biomasa en aire, produciendo gases calientes a temperaturas de ~750-1400 °C. El proceso utiliza directamente la biomasa para convertir la energía almacenada en la misma en energía térmica, que puede usarse con fines domésticos, para cocción y calefacción, e industrialmente para suministrar calor o vapor de proceso. Asimismo, puede transformarse en energía mecánica o eléctrica mediante distintos equipos. Por ejemplo, es posible generar electricidad a partir del calor producido por la combustión directa de biomasa en una caldera mediante una turbina de vapor que comanda un ciclo de potencia [32]. Las unidades combinadas de calor y potencia son altamente recomendables pues permiten proveer calor y electricidad con un alto grado de eficiencia de conversión de la biomasa [37].

La combustión de biomasa es un proceso complejo que involucra reacciones consecutivas heterogéneas y homogéneas. Las principales etapas del proceso son: secado, devolatilización, gasificación, combustión del residuo sólido enriquecido en carbono que resulta de la devolatilización (bio-char, char o biocarbón) y oxidación en fase gaseosa. El tiempo para cada etapa depende del tamaño y de las propiedades de la biomasa, la temperatura y otras condiciones de combustión. El principal parámetro de la combustión es la relación de aire en exceso que describe la relación entre la cantidad de aire localmente disponible y la cantidad estequiométrica de aire de combustión [38].

Si bien es posible emplear cualquier tipo de biomasa en la combustión, en la práctica, el proceso sólo es viable para biomásas cuyos contenidos de humedad no excedan el 60%, a menos que sean previamente secadas. Para biomásas con altos contenidos de humedad, los procesos bioquímicos resultan más adecuados para su conversión. Algunos constituyentes de la biomasa, además de C, H, O, son indeseables ya que están asociados a la formación de especies contaminantes, depósitos, cenizas, y corrosión de los equipos de combustión. En general, la madera constituye la biomasa más favorable para la combustión, debido a su bajo contenido de cenizas y N. En cambio, la combustión de biomasa herbácea, como paja, *Miscanthus*, pasto varilla, con mayores contenidos de N, S, K, Cl, incrementa las emisiones de NO_x y partículas, favorece la formación de cenizas y puede ocasionar problemas de corrosión y depósitos. Mientras que el empleo de madera se considera adecuado para calefacción doméstica y para plantas de gran escala, la biomasa herbácea se utiliza principalmente en plantas de envergadura [27, 32].

Los sistemas empleados en la combustión de biomasa se centran en reactores de lecho fijo, lecho fluidizado y por flujo de arrastre, en orden creciente de velocidad de entrada del gas al reactor. Una mayor velocidad del gas intensifica el mezclado del sólido, incrementando la velocidad de transferencia de calor y la eficiencia de combustión. Por consiguiente, es esperable que los reactores por flujo de arrastre presenten la mejor performance entre los tres tipos de combustores, aunque, por su simplicidad, los sistemas de lecho fijo han sido los más empleados para la combustión de biomasa [38]. En comparación con estos últimos, los lechos fluidizados alcanzan mayor eficiencia de combustión y resultan más adecuados para operaciones a gran escala. Además de biomasa, en los sistemas fluidizados se emplean materiales no-combustibles, tales como arena, dolomita o caliza, que actúan como medio de transferencia de calor. También en el caso de emplear caliza y alguna biomasa con contenido de S o mezclas de biomasa y carbón mineral, la caliza permite la captura *in-situ* de SO₂. La temperatura típica de operación de los lechos fluidizados es de 700 – 1000 °C, menor a la empleada en los lechos fijos. La fluidización del lecho tiene lugar por el ingreso del flujo de aire por la zona inferior del reactor; dependiendo de éste, los sistemas se dividen en lecho fluidizado burbujeante o circulante. Debido a la alta intensidad de mezclado generada por flujos de aire más elevados, los últimos son más eficientes, permiten alcanzar altas velocidades de transferencia de calor y de reacción con unidades relativamente compactas como también emplear combustibles con diferentes características, tamaño, forma, y contenidos de humedad y cenizas, entre otras ventajas [27, 32].

Por otra parte, la co-combustión de biomasa y carbón mineral es una opción atractiva y de creciente interés, pues permite alcanzar una mayor eficiencia de conversión y contribuye a disminuir la contaminación del medio ambiente que resulta del empleo exclusivo del carbón. La

co-combustión reduce las emisiones de CO₂ y otros gases tóxicos, SO_x, NO_x. La reducción de emisiones de S se atribuye no sólo a su menor contenido en la biomasa, sino además a su retención por los compuestos alcalinos/ alcalino-térreos presentes en ésta. La disminución de NO_x en la co-combustión se asigna al mayor contenido de humedad de la biomasa, respecto al carbón, que reduce la temperatura de combustión, resultando en menores emisiones de NO_x [39-40].

La escala de las plantas de combustión abarca desde plantas domésticas para calefacción, hasta instalaciones industriales de 100-300 MW. La eficiencia neta de conversión de la bioenergía almacenada en la biomasa que se alcanza en las plantas de combustión es del 20 al 40%. Las mayores eficiencias se obtienen en sistemas de más de 100 MW o cuando se lleva a cabo el co-procesamiento de la biomasa con carbón mineral. Por su relativo bajo costo y alta confiabilidad, el riesgo de inversión es mínimo, alcanzándose un costo competitivo cuando se dispone de un residuo lignocelulósico generado en el propio establecimiento, por ejemplo, aserraderos o ingenios azucareros [41].

En algunos países, la combustión convencional de biomasa continúa jugando un rol importante en la vida diaria ya que constituye la principal fuente de energía disponible para cocción y calefacción. A pesar de su difundido empleo, las tecnologías de combustión continúan recibiendo atención, a fin de preservar su competitividad con respecto a otras alternativas. Al respecto, algunos aspectos considerados incluyen el tratamiento de los gases generados por posibles sustancias tóxicas, la generación de CO₂ que produce efecto invernadero y la disposición de las cenizas.

2.2.2. Pirólisis

La pirólisis es un proceso de degradación térmica de la biomasa en una atmósfera exenta o con un suministro muy restringido de O₂. Este proceso conduce a tres tipos de productos, líquidos de alta densidad energética (bio-oils), gases combustibles y sólidos enriquecidos en carbono (char / bio-char), que pueden utilizarse directamente o someterse a procesamientos ulteriores, para obtener productos de mayor utilidad o valor agregado. La pirólisis es también la primera etapa en los procesos de combustión y gasificación, previa a la oxidación total o parcial de los productos primarios [42].

Un proceso típico de pirólisis de biomasa lignocelulósica tiene lugar mediante una secuencia compleja de transformaciones. En la Fig. 8 se ilustran algunos termogramas dinámicos obtenidos para la pirólisis de biomazas lignocelulósicas representativas, un residuo agroindustrial, aserrín de una especie de madera dura, aserrín y corteza de una especie de rápido crecimiento [43].

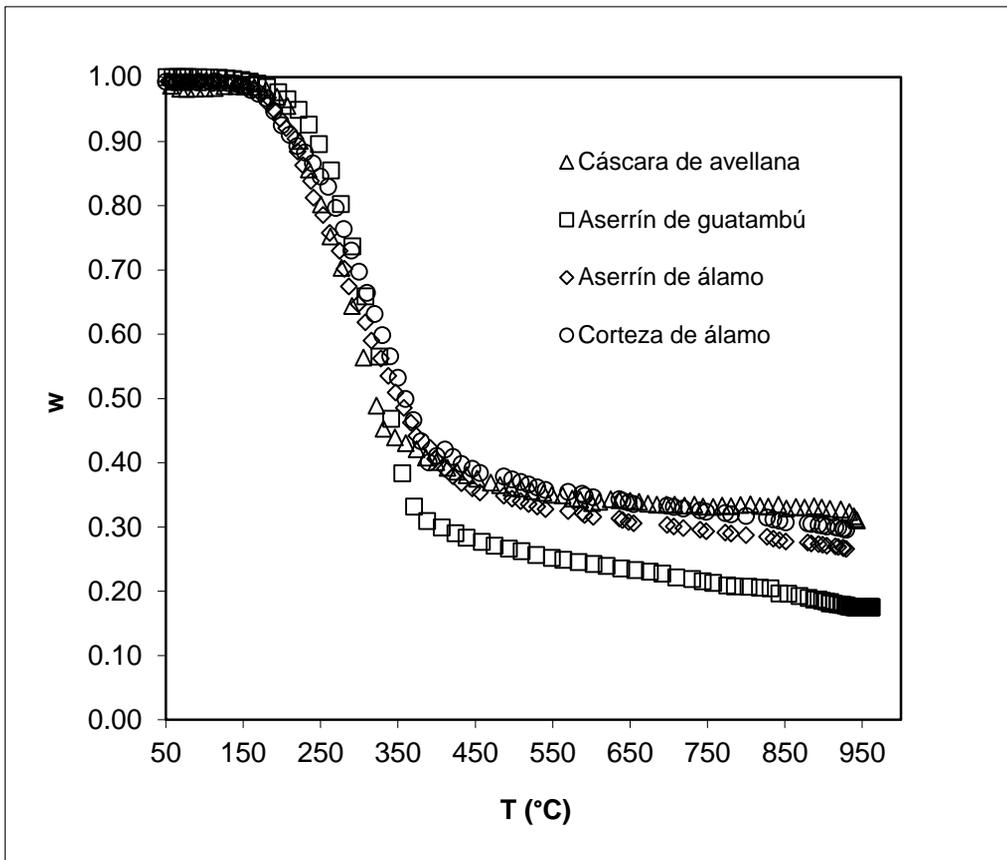


Fig. 8. Variación de la fracción másica instantánea con la temperatura para la pirólisis de distintas biomásas lignocelulósicas [43]

Las curvas termogravimétricas de la Fig. 8 muestran la variación de la fracción másica instantánea (w), definida como la relación de las masas instantánea e inicial del sólido, con la temperatura (T). En éstas pueden distinguirse tres etapas principales. Una primera etapa con una leve pérdida de masa tiene lugar entre 120 °C y 200 °C, atribuible a ciertos reordenamientos internos, tales como la ruptura de uniones, la aparición de radicales libres y la formación de grupos carbonilo, con liberación de pequeñas cantidades de agua, monóxido y dióxido de carbono. En la segunda etapa, entre ~200 – 400 °C se produciría la degradación de los biopolímeros de menor estabilidad térmica, celulosa y hemicelulosa, cuyas estructuras de polisacáridos resultan relativamente fáciles de romper a temperaturas bajas, y una leve degradación de la lignina, debida a la escisión de grupos laterales; esta etapa se caracteriza por una importante pérdida de masa. Al incrementar la temperatura, los componentes más refractarios, principalmente la lignina que es más resistente a la degradación térmica debido a su estructura aromática entrecruzada, comienza a descomponerse, liberando volátiles y tornándose progresivamente prevaeciente [20]. El sólido residual (char) que se forma durante la transformación primaria, en el rango de 200 – 400 °C, experimentaría una aromatización lenta que ocurre a temperaturas mayores a 400 °C. Los minerales presentes en este tipo de materiales

pueden también afectar el comportamiento pirolítico de los mismos, ejerciendo efectos catalíticos [5, 43].

El rendimiento y las propiedades de los tres tipos de productos de pirólisis, sólidos, líquidos o gaseosos, dependen de la biomasa y de las condiciones de proceso empleadas. Las temperaturas relativamente bajas, las velocidades de calentamiento lentas y los tiempos de residencia prolongados de los vapores favorecen la formación de los productos sólidos. En cambio, la conversión de la biomasa en gases se incrementa a altas temperaturas y tiempos de residencia prolongados, mientras que se recomiendan temperaturas moderadas, altas velocidades de calentamiento y tiempos de residencia cortos de los vapores para favorecer la producción de líquidos [41-42, 44-45]. En la Fig. 9 se ejemplifica el efecto de la temperatura del proceso sobre los rendimientos de los tres tipos de productos, en base seca, que resultan del proceso de pirólisis a alta velocidad de calentamiento – pirólisis rápida – de biomasa generada en el proceso de industrialización de la yerba mate. Los resultados muestran que la temperatura afecta en forma pronunciada la distribución de productos, especialmente a temperaturas superiores a 500 °C [46].

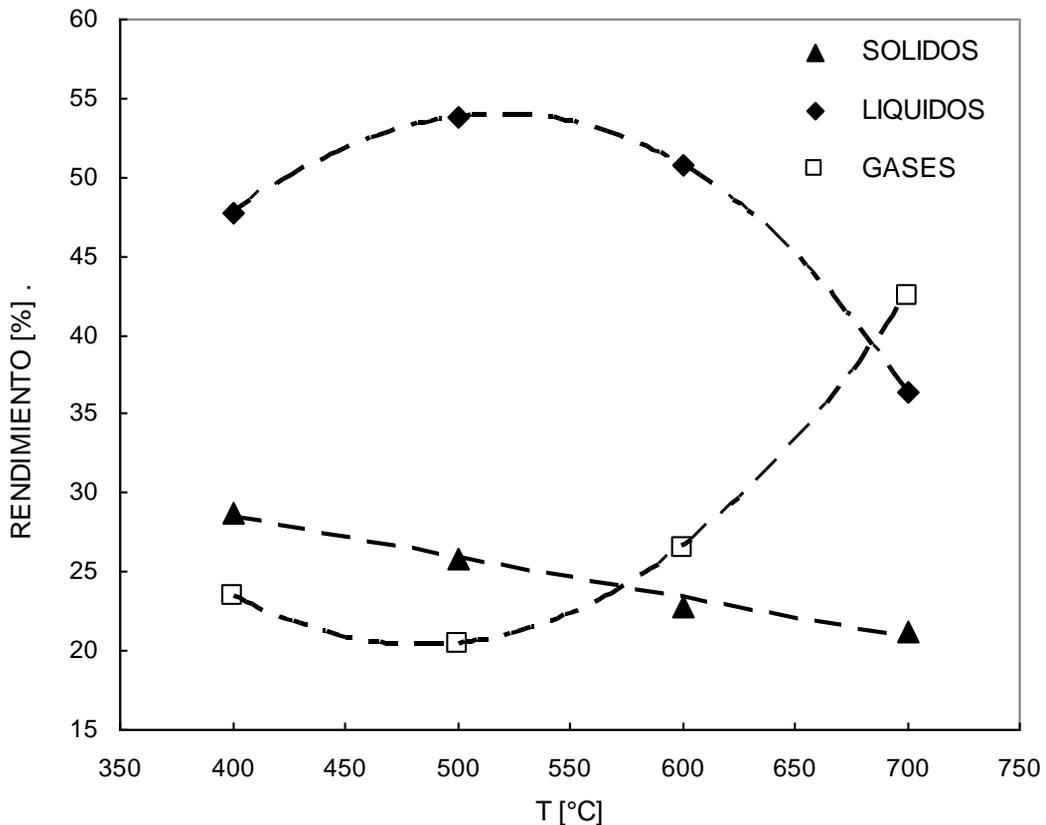


Fig. 9. Efecto de la temperatura sobre el rendimiento de los tres tipos de productos generados en la pirólisis rápida de una biomasa agroindustrial [46].

Como puede apreciarse en la Fig. 9, el incremento de la temperatura promueve la formación de gases y la reducción de la fracción de sólido, aunque su efecto sobre esta última es menos pronunciado. El máximo rendimiento de los productos gaseosos se alcanza a la temperatura más alta, mientras que la formación de char es mínima a esa temperatura. Estas tendencias pueden deberse a la competencia entre las reacciones de devolatilización que conducen a la generación de gases, que se favorecen progresivamente con el incremento de la temperatura, y las reacciones que inducen la formación del char. El mayor rendimiento del char se atribuye a la deshidratación, decarboxilación lenta, depolimerización y a la recombinación de los productos de degradación que tienen lugar a temperaturas relativamente bajas. En cambio, a temperaturas más altas, se produciría el clivaje de las macromoléculas y la subsiguiente degradación a volátiles de bajo peso molecular. Por otra parte, el rendimiento del bio-oil alcanza un máximo a una temperatura de alrededor de 500 °C. El máximo rendimiento de los bio-oils se debería a la competencia entre la formación primaria de volátiles, que predominaría a temperaturas relativamente bajas, y la degradación secundaria de los vapores condensables, favorecida a temperaturas más altas. Por consiguiente, el aumento en el rendimiento de los gases a temperaturas superiores a 500 °C resultaría de las contribuciones de la degradación del bio-char y de las reacciones secundarias de los vapores condensables. La marcada disminución en el rendimiento del bio-oil acompañada por el pronunciado aumento de la fracción gaseosa a 700 °C sugiere que las reacciones secundarias resultan predominantes [46]. Los resultados de la Fig. 9 son similares para distintas biomásas, alcanzando los bio-oils rendimientos máximos generalmente entre 480 – 520 °C [27, 41].

Los bio-oils resultan de especial interés por su potencialidad como biocombustibles, la posibilidad de utilizarlos en sistemas de ciclo combinado de generación de electricidad, facilidad de almacenaje y/o transporte a bio-refinerías para su conversión. Los bio-oils consisten en una fase acuosa que contiene varios compuestos orgánicos oxigenados de bajo peso molecular y una fase no-acuosa (tar) que incluye una variedad de compuestos orgánicos aromáticos insolubles de alto peso molecular. La presencia de agua en los bio-oils resulta de la humedad que contiene la biomasa y como producto de reacción. Generalmente, la composición elemental de los bio-oils se aproxima a la de la biomasa empleada como materia prima. En comparación con un fuel-oil pesado convencional, los bio-oils presentan mayores contenidos de agua (15-30 % en peso) y de oxígeno (35-40 % en peso), y menores valores de pH (< 3) y HHV (16-19 MJ/kg). Varios bio-oils han probado que pueden emplearse en forma satisfactoria en turbinas y calderas. Además, los bio-oils pueden usarse como materia prima para la producción de productos químicos o someterse a procesamientos ulteriores para obtener bio-combustibles de mejor calidad.

Algunos factores para alcanzar máximos rendimientos de los bio-oils incluyen emplear un tamaño pequeño de partícula (< 1mm) y una alta velocidad de calentamiento (> 200 °C s⁻¹), controlar cuidadosamente la temperatura, en el rango de 450-550 °C, minimizar el tiempo de residencia de los vapores calientes (< 4 s, con valores típicos de 2 s) y llevar a cabo el enfriamiento rápido de los vapores. Si bien los bio-oils presentan las ventajas de los combustibles líquidos, sus elevados contenidos de agua y oxígeno elemental ocasionan inconvenientes para su empleo directo [41-42, 45]. Antecedentes recientes [47] indican que la pirólisis de biomásas previamente demineralizadas con soluciones ácidas y la co-pirólisis de biomasa y algunos

biopolímeros, como por ejemplo almidón, conducirían a incrementar el rendimiento de los bio-oils y a reducir su contenido de agua, con implicancias adicionales positivas sobre aspectos tecnológicos y medioambientales.

Además del bio-oil, el proceso de pirólisis de biomasa genera una mezcla de gases de bajo ($4 - 8 \text{ MJ/m}^3$) o mediano poder calorífico ($15 - 22 \text{ MJ/m}^3$), compuesta principalmente por CO , CO_2 , CH_4 e H_2 . También, se detectan pequeñas cantidades de oxígeno, que resultan fundamentalmente de la desorción de aire adsorbido en la biomasa, y trazas de hidrocarburos, tales como etileno y acetileno. La generación de H_2 se favorece a las temperaturas más altas ($700-1000 \text{ }^\circ\text{C}$). Las reacciones que se consideran principalmente responsables de convertir CH_4 , otros vapores de hidrocarburos ($\text{C}_2\text{-C}_5$), y compuestos aromáticos simples en H_2 son el reformado por vapor de agua y la reacción de desplazamiento del gas de agua. El reformado convierte los hidrocarburos en CO e H_2 ; el CO reacciona luego con H_2O para formar H_2 y CO_2 mediante la reacción de desplazamiento del gas de agua [32, 48].

En relación al producto sólido de la pirólisis de biomasa (biochar), éste ha sido tradicionalmente empleado como biocombustible. El biochar se caracteriza por su naturaleza aromática, alto contenido de carbono, y presencia de grupos funcionales tales como carbonilos y carboxilos. El aumento de la temperatura de pirólisis promueve el incremento de C del biochar y por consiguiente su poder calorífico, favoreciendo su aplicación como biocombustible. Asimismo, el incremento de la temperatura favorece el desarrollo de porosidad en el biochar, como consecuencia de la mayor liberación de volátiles, y su potencial empleo como adsorbente [5-6, 43]. La posterior activación del biochar intensifica el desarrollo de poros y las funcionalidades superficiales, permitiendo la obtención de carbones activados. En años recientes, otras aplicaciones del biochar que han sido intensamente investigadas conciernen a su posible empleo como remediador de suelos y agente de captura de carbono [8, 11, 43, 49].

El proceso de pirólisis se lleva a cabo a presión atmosférica o bajo vacío y requiere el suministro de calor. Los diseños de los reactores incluyen el ingreso de pequeñas cantidades de aire para obtener el calor de proceso requerido a partir de la combustión parcial de parte de los productos, en general, del char o de los gases. Puede utilizarse también algún combustible externo. Los reactores más empleados para llevar a cabo el proceso de pirólisis rápida, a fin de maximizar el rendimiento de los bio-oils, son los lechos fluidizados, burbujeantes y circulantes, por flujo de arrastre, ablativo, de cono rotante, y de vacío. Cuanto mayor es la movilidad del lecho, desde el reactor ablativo al de flujo por arrastre en secuencia creciente, la densidad bulk del sólido decrece y los mecanismos de transferencia de calor varían desde conducción predominante a convección [27, 32]. Una descripción detallada de estos reactores puede encontrarse en [41]. En la Fig. 10, se ilustra una instalación de pirólisis para la producción de bio-oils centrada en un reactor de lecho fluidizado.

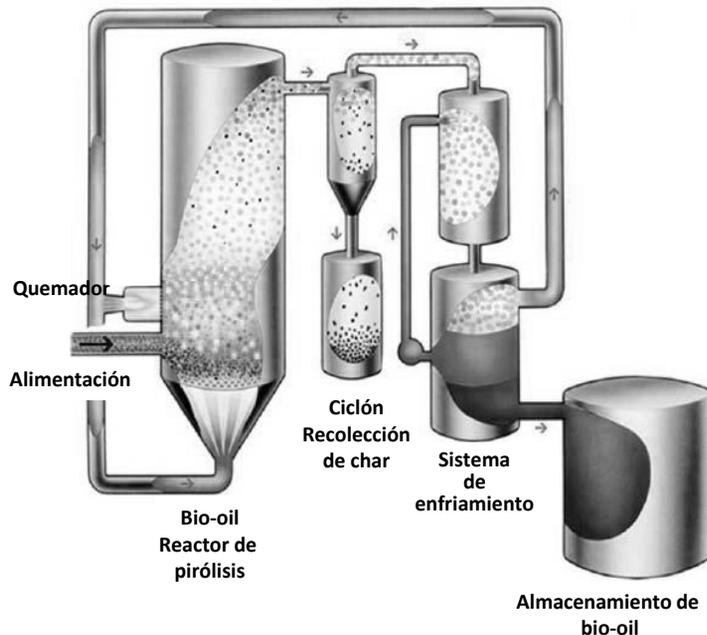


Fig. 10. Principales componentes de una instalación de pirólisis para la producción de bio-oil.
Adaptado de [50].

2.2.3. Gasificación

La gasificación es un proceso termoquímico versátil por el cual la biomasa se convierte en una mezcla de gases combustibles (H_2 , CO , CO_2 , CH_4) a temperaturas en el rango de 800-1000 °C, mediante suministro parcial de O_2 (típicamente 35% de la demanda del O_2 requerido para combustión completa) o de otros agentes oxidantes, tales como vapor de agua y CO_2 . En comparación con la combustión, cuyo fin es la generación de calor, el propósito de la gasificación es obtener productos gaseosos que pueden quemarse directamente o almacenarse para otras aplicaciones. Asimismo, la gasificación se considera más amigable desde el punto de vista del medio ambiente debido a que se liberan menos emisiones de gases contaminantes a la atmósfera [16].

El proceso de gasificación de biomasa tiene lugar en varias etapas, que incluyen el secado de la alimentación, reacciones primarias de pirólisis y secundarias de gasificación. Como se señaló previamente, durante la pirólisis, la biomasa se descompone en gases, líquidos y un sólido enriquecido en carbono (char), que luego experimentan reacciones de reducción y craqueo generando las mezclas gaseosas (CO , H_2 , CO_2). Las proporciones de los gases en la mezcla resultante de la gasificación y su calidad dependen, además del método y de las condiciones de operación, del agente gasificante empleado, aire, oxígeno o vapor, con distintos rangos de poderes caloríficos asociados, bajos (4–6 MJ/Nm^3), medios (12–18 MJ/Nm^3) y altos (40 MJ/Nm^3), respectivamente. El gas de bajo poder calorífico se emplea directamente en combustión o como combustible de motores y turbinas, mientras que los gases con valores medios o altos pueden

emplearse como materia prima (gas de síntesis) para su subsiguiente conversión en productos químicos, tales como metanol e hidrógeno [27, 51].

Los reactores que se emplean en el proceso de gasificación de biomasa son similares a los descritos con anterioridad para combustión y también a los utilizados cuando se emplea carbón mineral; éstos incluyen unidades de lecho fijo, lecho fluidizado y de flujo por arrastre. Los gasificadores de lecho fijo, que pueden operar en co- o contracorriente o con flujo cruzado, producen generalmente gases de bajo poder calorífico y son adecuados para aplicaciones térmicas de escala pequeña o mediana. En los mismos, es difícil alcanzar temperaturas de reacción uniformes. Los reactores de lecho fluidizado son muy empleados para llevar a cabo el proceso y, como se mencionó para combustión, se pueden distinguir los gasificadores fluidizados burbujeantes, circulantes o de flujo por arrastre. En los primeros, el aire se inyecta por la parte inferior mediante un distribuidor; por encima de éste, el lecho en movimiento se mezcla con la alimentación de biomasa. La temperatura del lecho se mantiene a 700-900 °C. La biomasa se piroliza y craquea al contactarse con el material caliente que conforma el lecho. En los gasificadores fluidizados circulantes, el material caliente es transportado entre el reactor y un separador ciclónico. Durante esta circulación, los materiales calientes y el char retornan al reactor, mientras que las cenizas son separadas y removidas del sistema. La principal ventaja de la gasificación en lecho fluidizado en comparación con la de lecho fijo es la distribución uniforme de temperatura en todo el reactor. Además, los gasificadores de lecho fluidizado pueden diseñarse convenientemente para instalaciones de mediana o gran escala. En los gasificadores de flujo por arrastre, la biomasa y el aire se mueven en co-corriente y las reacciones tienen lugar en una nube densa de partículas muy finas a altas presiones (entre 20 -70 atm) y temperaturas (> 1000 °C). Este tipo de gasificador tiene un elevado rendimiento pero debido a las altas temperaturas y presiones de operación, requiere del enfriamiento con gas antes de su empleo. Esto puede reducir la eficiencia térmica global del sistema si el calor recuperado en el enfriamiento no es re-utilizado [16, 27, 52].

A fin de suministrar el calor requerido, se introducen cantidades variables de O₂ o aire en las instalaciones de gasificación, produciéndose la combustión parcial de algunas de las especies generadas en la pirólisis. Sólo una parte de la biomasa, un 30% como máximo, se usa para suministrar calor al proceso. Por otra parte, si bien en la gasificación se maximiza el rendimiento a productos gaseosos, se producen también una fracción sólida, constituida en gran parte por el contenido original de cenizas de la biomasa y una pequeña cantidad de carbono no convertido, y una fracción residual de líquidos condensables (tars); los tars constituyen un importante problema operacional en la mayoría de las instalaciones por su tendencia a condensar en válvulas y cañerías, y limitan el empleo de los gases generados en turbinas de gas y celdas de combustible. Resulta, por consiguiente, importante minimizar la generación de los tars mediante medidas primarias, tales como la selección cuidadosa de las condiciones de operación y/o el empleo de catalizadores, o secundarias, que involucran el craqueo térmico o catalítico de los alquitranes en fase gas, o sistemas eficientes de recolección de condensados [52].

Actualmente, la gasificación de biomasa a escala comercial está destinada, principalmente, a la producción de gases combustibles, que requieren de una limpieza intensiva [53]. Las plantas de mayor escala procesan hasta algunas toneladas por hora de biomasa. Los

gases pueden usarse localmente o distribuirse mediante redes, destinándose a calor para procesos industriales, secado, calefacción urbana, entre algunas aplicaciones

La generación de electricidad es otro campo relevante de aplicación de la gasificación de biomasa. Una alternativa interesante es la gasificación integrada en ciclo combinado, en el que las turbinas de gas convierten el combustible gaseoso en electricidad, con una alta eficiencia global de conversión. Una ventaja es que el gas se limpia antes de quemarse en la turbina y, por consiguiente, los equipos de limpieza son más compactos y menos costosos y se reducen también los volúmenes de gas a limpiar. La integración de la gasificación y la recuperación del calor por combustión aseguran una alta eficiencia de conversión. Se alcanzan valores netos de 40 - 50 %, en base al poder calorífico inferior del gas de entrada, para una planta con una capacidad de producción de 30-60 MW de energía eléctrica [16]. En la Fig. 11, se presenta un diagrama de flujo de una planta de generación de energía eléctrica mediante gasificación de biomasa.

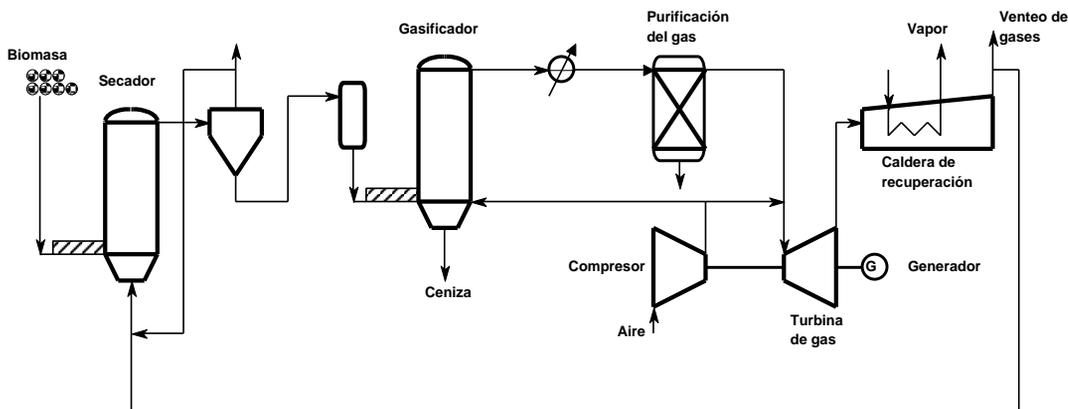


Fig. 11. Diagrama de flujo simplificado de un proceso de gasificación de biomasa para generación de electricidad. Adaptado de [16].

Otra aplicación de interés es la obtención de H_2 y/o de gas de síntesis ($CO + H_2$). El H_2 resultante del proceso de gasificación puede separarse con una pureza muy alta mediante adsorción por oscilación de presión. Para obtener el gas de síntesis, es necesario eliminar fracciones de hidrocarburos presentes en los productos de gasificación, por ejemplo mediante reformado catalítico con vapor. Este puede usarse para la síntesis de metanol o para operar celdas de combustible [16, 51-52].

Algunas innovaciones recientes y tendientes a incrementar la eficiencia del proceso de gasificación de biomasa exploran la aplicación de plasma y de agua en condiciones supercríticas [27]. La gasificación por plasma descompone la biomasa en H_2 , CO , CO_2 en un ambiente restringido en O_2 y temperaturas extremadamente altas. Un arco de plasma puede calentar una corriente de biomasa a temperaturas de $3.000\text{ }^\circ\text{C}$ o superiores (hasta $15.000\text{ }^\circ\text{C}$) y permitir la gasificación completa de ésta en pocos milisegundos, sin que se produzcan reacciones

intermedias. Si bien la gasificación por plasma se ha empleado principalmente para el tratamiento de residuos peligrosos, está recibiendo creciente atención por su potencial para la producción de gas de síntesis a partir de biomasa. Esto se debe al alto rendimiento de H_2 y CO , muy bajo rendimiento de tar y a su versatilidad, ya que permite el procesamiento de cualquier tipo de biomasa, independientemente de su contenido de humedad y tamaño de partícula, además de tratarse de un proceso limpio con mínimo impacto ambiental. Por otra parte, el agua supercrítica se considera un agente ideal para la gasificación de biomasa, fundamentalmente por su capacidad para solubilizar los compuestos orgánicos y alta reactividad. En la gasificación de biomasa con agua supercrítica, se modificarían los mecanismos de formación del tar – los mecanismos iónicos serían reemplazados por otros de radicales libres – conduciendo a su minimización. En comparación con el proceso convencional, la gasificación con agua supercrítica es más eficiente y permite alcanzar un mayor rendimiento de H_2 con menor formación de tars. Los antecedentes en el tema son aun limitados y los estudios se han llevado a cabo empleando algunos compuestos modelo. Otras investigaciones han abordado el estudio del proceso de gasificación de biomasa con agua supercrítica en presencia de algunos catalizadores (Ru/TiO_2 , Ru/C , Pd/C , $nano-CeO_2$, carbón activado, KOH) con el propósito de incrementar la eficiencia de gasificación y el rendimiento de H_2 , especialmente a bajas temperaturas de reacción [16, 27]. Este proceso se considera promisorio para generar H_2 a partir de biomásas, en particular de aquellas con altos contenidos de humedad.

2.2.4. Licuefacción

La licuefacción directa es un proceso termoquímico de conversión de biomasa en combustibles líquidos, que tiene lugar a temperaturas relativamente bajas (250-375 °C) y alta presión (5-20 MPa). En la licuefacción, la biomasa se rompe en fragmentos de pequeñas moléculas en presencia de agua o de otro solvente adecuado. Los fragmentos, que son inestables y reactivos, pueden re-polimerizarse en compuestos similares a los que constituyen el crudo de petróleo, con distintos rangos de pesos moleculares. Si bien la licuefacción directa tiene cierta similitud con el proceso de pirólisis en relación a los productos líquidos, las condiciones de operación son diferentes, ya que la licuefacción requiere menores temperaturas pero presiones considerablemente más altas que la pirólisis (5-20 MPa vs 0.1-0.5 MPa). Otra diferencia respecto al proceso de pirólisis radica en que la licuefacción no requiere una etapa de secado de la biomasa, aunque el empleo de catalizadores es crucial [32].

En líneas generales, la tecnología de licuefacción es más compleja que la basada en pirólisis debido a los reactores y sistemas de alimentación de biomasa requeridos. La biomasa lignocelulósica es muy empleada para la producción de bio-oils mediante licuefacción. Al inicio de la licuefacción, la biomasa se despolimeriza y descompone en unidades monoméricas. Estas pueden re-polimerizarse o condensarse, formando productos sólidos indeseables (char). Generalmente, se incorpora un solvente, metanol, acetona, fenol, dioxano o etilenglicol, entre otros, para reducir las reacciones de condensación que afectan adversamente al proceso. El rendimiento de la licuefacción de biomasa se correlaciona positivamente con la constante dieléctrica del solvente. Además, se emplean catalizadores, ácidos o álcalis, para disminuir la temperatura de reacción requerida, aumentar la velocidad de reacción y mejorar el rendimiento

de los productos deseados. Los catalizadores alcalinos (carbonato de potasio) favorecen el rendimiento de las fracciones pesadas, mientras que los ácidos (ácido sulfónico, ácido sulfúrico) si bien permiten reducir la temperatura y el tiempo requerido para la licuefacción de biomasa lignocelulósica, pueden conducir a incrementar la cantidad de residuo insoluble (char) [27, 32]. El producto de la licuefacción, biocrudo, es similar al crudo de petróleo. Este puede someterse a distintos procesamientos para obtener diferentes productos en el rango de destilación del petróleo [54].

Conclusiones

La biomasa constituye una de las fuentes de energía renovable más prometedoras para satisfacer la creciente demanda energética y contribuir a resolver las problemáticas medioambientales vinculadas al empleo de combustibles fósiles. Entre los procesos termoquímicos, la combustión de biomasa o la co-combustión de ésta con carbón mineral, permite generar calor y electricidad. Los procesos de pirólisis, gasificación y licuefacción resultan de interés para la conversión de biomasa lignocelulósica en biocombustibles, sólidos (biochar), líquidos (bio-oils) y gaseosos, para su utilización directa y/o como intermediarios de otros productos y aplicaciones. En particular, se destaca el proceso de pirólisis rápida por su potencialidad para obtener biocombustibles líquidos (bio-oils) y por la similitud de éstos con los combustibles líquidos convencionales. El conocimiento de los procesos de conversión de biomasa como así también de las principales características de ésta es fundamental a fin de poder desarrollar plataformas tecnológicas confiables, eco-sustentables y competitivas que favorezcan la sustitución de los combustibles fósiles y para su integración en bio-refinerías.

Referencias bibliográficas

- [1] K. Ullah, V.K. Sharma, S. Dhingra, G. Braccio, M. Ahmad & S. Sofia, *Renew. Sust. Energ. Rev.* 51, 682 (2015).
- [2] IEA Bioenergy 2013, Environmental Sustainability of Biomass. www.ieabioenergy.com
- [3] S.K. Maity, *Renew. Sust. Energ. Rev.* 43, 1427 (2015).
- [4] M.C. Basso & A.L. Cukierman, *Ind. Eng. Chem. Res.* 44, 2091 (2005).
- [5] J.D. González, M.R. Kim, E.L. Buonomo, P.R. Bonelli & A.L. Cukierman, *Energ. Source. Part A* 30, 809 (2008).
- [6] P.R. Bonelli, P.A. Della Rocca, E.G. Cerrella & A.L. Cukierman, *Bioresource Technol.* 76, 15 (2001).
- [7] P.R. Bonelli, E.L. Buonomo & A.L. Cukierman, *Energ. Source. Part A* 29, 731 (2007).
- [8] M.E. Fernandez, G.V. Nunell, P.R. Bonelli & A.L. Cukierman, *Ind. Crop. Prod.* 62, 437 (2014).
- [9] M.E. Fernandez, B. Ledesma, S. Román, P.R. Bonelli & A.L. Cukierman, *Bioresource Technol.* 183, 221 (2015).
- [10] Energías Renovables 2008 - Energía Biomasa, Secretaría de Energía, Argentina.
- [11] G.V. Nunell, M.E. Fernández, P.R. Bonelli & A.L. Cukierman, *Biomass Bioenerg.* 44, 87 (2012).

- [12] A. Raheem, W.A.K.G. Wan Azlin, Y.H.T. Yap, M.K. Danquah & R. Harun, *Renew. Sust. Energ. Rev.* 49, 990 (2015).
- [13] WISDOM, FAO Departamento Forestal Dendroenergía, *Análisis del Balance de Energía Derivada de Biomasa en Argentina*, 2009.
- [14] R.L. Silveira, S.R. Stoyanov, S. Gusarov, M.S. Skaf & A. Kovalenko, *J. Am. Chem. Soc.* 135, 19048 (2013).
- [15] J.C.F. Walker, *Primary wood processing*, Chapman & Hall, London, 1993.
- [16] P. Basu, *Biomass gasification and pyrolysis*, Elsevier Inc, Oxford, 2010.
- [17] C.M. Welker, V.K. Balasubramanian, C. Petti, K.M. Rai, S. DeBolt & V. Mendu, *Energies* 8, 7654 (2015).
- [18] M. Zhang, F.L.P. Resende, A. Moutsoglou & D.E. Raynie, *J. Anal. Appl. Pyrolysis* 98, 65 (2012).
- [19] M. Betancur, P.R. Bonelli, J. Velásquez & A.L. Cukierman, *Bioresource Technol.* 100, 1130 (2009).
- [20] P.R. Bonelli & A.L. Cukierman, Pyrolysis Characteristics of Different Kinds of Lignins, en *Lignin: Properties and Applications in Biotechnology and Bioenergy*, R.J. Paterson (Edit.), Nova Science Publishers Inc., New York, 2012, Chapter 11, pp. 355-380.
- [21] J.S. Tumuluru, C.T. Wright, K.L. Kenny & J.R. Hess, INL/EXT-10-18420, <http://www.inl.gov> (2010).
- [22] S.V. Vassilev, D. Baxter, L.K. Andersen & C.G. Vassileva, *Fuel* 89, 913 (2010).
- [23] S.V. Vassilev, D. Baxter, L.K. Andersen & C.G. Vassileva, *Fuel* 105, 40 (2013).
- [24] F. Xiang & J. Li, *Bioresource Technol.* 104, 769 (2012).
- [25] L. Jiang, S. Hu, L. Sun, S. Su, K. Xu, L. He & J. Xiang, *Bioresource Technol.* 146, 254 (2013).
- [26] P. Mc Kendry, *Bioresource Technol.* 83, 37 (2002).
- [27] L. Zhang, Ch. Xu & P. Champagne, *Energ. Convers. Manage.* 51, 969 (2010).
- [28] I. Obernberger & G. Thek, *The Pellet Handbook. The Production and Thermal Utilisation of Pellets*, Earthscan, London, 2010.
- [29] N.C. Crawford, A.E. Ray, N.A. Yancey & N. Nagle, *Fuel Proc. Technol.* 140, 46 (2015).
- [30] B.S Harish, M.J. Ramaiah & K.B. Uppuluri, *Renew. Sust. Energ. Rev.* 51, 533 (2015).
- [31] M.J.C. van der Stelt, H. Gerhauser, J.H.A. Kiel & K.J. Ptasinski, *Biomass Bioenerg.* 35, 3748 (2011).
- [32] P. McKendry, *Bioresource Technol.* 83, 47 (2002).
- [33] M. Hashem & S.M.I. Darwish, *Biomass Bioenerg.* 34, 953 (2010).
- [34] V. Menon & M. Rao, *Progr. Energ. Combust. Sci.* 38, 522 (2012).
- [35] M. Kuglarz, M. Alvarado-Morales, D. Karakashev & I. Angelidaki, *Bioresource Technol.* 200, 639 (2016).
- [36] S. Nartker, M. Ammerman, J. Aurandt, M. Stogsdil, O. Hayden & C. Antle, *Waste Manage.* 34, 2567 (2014).
- [37] A.L. Cukierman, P.R. Bonelli & L. Gurevich Messina. Tecnologías para la Cogeneración de Calor y Electricidad para Pequeñas y Medianas Industrias, *Informe para el Proyecto de Evaluación de Necesidades Tecnológicas para la Mitigación y Adaptación al Cambio Climático en Argentina*, PNUMA, ONU – UNEP Risøe Centre, Dinamarca – MINCYT, Argentina, 2012.
- [38] T. Nussbaumer, *Energ. Fuel.* 17, 1510 (2003).
- [39] A. Demirbas, *Energy Convers. Manage.* 44, 1465 (2003).

- [40] S. De & M. Assadi, *Biomass Bioenerg.* 33, 283 (2009).
- [41] A.V. Bridgwater, *Biomass Bioenerg.* 38, 68 (2012).
- [42] T. Kan, V. Strezov, T.J. Evans, *Renew. Sust. Energ. Rev.* 57, 1126 (2016).
- [43] A.L. Cukierman & P.R. Bonelli, Potentialities of Biochars from Different Biomasses for Climate Change Abatement by Carbon Capture and Soil Amelioration, en *Advances in Environmental Research*, J.A. Daniels (Edit.), Nova Science Publishers Inc., New York, 2015, Chapter 4, pp. 57-80.
- [44] S. Yaman, *Energy Convers. Manage.* 45, 651 (2004).
- [45] H.B. Goyal, D. Seal & R.C. Saxena, *Renew. Sust. Energ. Rev.* 12, 504 (2008).
- [46] P.R. Bonelli & A.L. Cukierman, Valorization of Wastes from Industrial Processing of an Agricultural Product via Thermochemical Conversion Processes, en *Agricultural Wastes: Characteristics, Types and Management*, C.N. Foster (Edit.), Nova Science Publishers Inc., New York, 2015, Chapter 7, pp 141-167.
- [47] L.I. Gurevich Messina, P.R. Bonelli & A.L. Cukierman, *J. Anal. Appl. Pyrolysis* 113, 508 (2015).
- [48] H. Yang, R. Yan, H. Chen, D.H. Lee & C. Zheng, *Fuel* 86, 1781–1788 (2007).
- [49] K. Qian, A. Kumar, H. Zhang, D. Bellmer & R. Huhnke, *Renew. Sust. Energ. Rev.* 42, 1055 (2015).
- [50] Dynamotive Energy Systems. www.dynamotive.com
- [51] P. McKendry, *Bioresource Technol.* 83, 55 (2002).
- [52] V. Kirubakaran, V. Sivaramakrishnan, R. Nalini, T. Sekar, M. Premalatha & P. Subramanian, *Renew. Sust. Energ. Rev.* 13, 179 (2009).
- [53] N. Abdoulmoumine, S. Adhikari, A. Kulkarni & S. Chattanathan, *Appl. Energ.* 155, 294 (2015).
- [54] D.C.Elliott, P. Biller, A.B. Ross, A.J. Schmidt, & S.B. Jones, *Bioresource Technol.* 178, 147 (2014).



Energías Renovables derivadas del aprovechamiento de aguas, vientos y biomasa

ISBN 978-987-46104-2-3



9 789874 610423



ANCEFN

Academia Nacional de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales