

Generación Eólica en Chile: Análisis del Entorno y Perspectivas de Desarrollo

Jorge Moreno, Sebastian Mocarquer y Hugh Rudnick
 Systep Ingeniería y Diseños
 Don Carlos 2939, Santiago, Chile
 Fono: 56-2-2320501 – Email: systep@systep.cl

Resumen— Las recientes modificaciones legales al mercado de generación eléctrica en Chile, introducidas mediante las leyes N° 19.940 y N° 20.018, intentan incentivar el desarrollo de proyectos de generación de energía a partir de fuentes renovables no convencionales. Se presenta el análisis de la inserción de sistemas de generación eólica en Chile. Se evalúa financieramente un proyecto de 8,5 MW emplazado en una localidad cuya velocidad promedio del viento es de 8,0 m/s. Se concluye que para que en la actualidad los medios de generación eólica compitan abiertamente con los sistemas convencionales de generación se requieren ubicaciones con velocidad de viento excepcionales. Sin embargo, la necesidad de una mayor diversidad en la matriz de generación, junto a la tendencia al alza de los precios de energía en el mediano plazo, la rápida evolución de la tecnología y las favorables condiciones existentes para la generación eólica en el país; hacen que la incorporación de esta tecnología sea altamente atractiva en el futuro.

Palabras clave—Energía eólica, evaluación económica, barreras de entrada, energía renovable, energía no convencional.

I. INTRODUCCIÓN

Chile fue pionero en Latinoamérica y a nivel mundial en liberalizar el sector eléctrico, al introducir libre competencia en el segmento de generación. De igual forma, fue pionero en eliminar la integración vertical de los tres segmentos tradicionales del sector: generación, transmisión y distribución. El sector es regulado desde 1982 a través de la Ley General de Servicios Eléctricos, la cual define en esencia a los segmentos de transmisión y distribución como actividades monopólicas e introduce la libre competencia en el segmento generación. Este proceso de liberación y desregulación del sector fue aparejado por una privatización de las anteriores empresas eléctricas estatales. La influencia estatal en el sector se limita hoy principalmente a funciones de regulación, fiscalización, de planificación indicativa y a la fijación de las tarifas eléctricas para clientes regulados. Objetivos como la diversificación de la matriz energética y la sustentabilidad en el sector han conformado un rol secundario al objetivo principal del Estado. El desarrollo del segmento generación se ha dado en un marco de una neutralidad tecnológica en cuanto a las tecnologías y combustibles empleados, debiendo todos los tipos de energías competir con similares condiciones de calidad y precio.

Actualmente, Chile se encuentra en un proceso de revisión de la política de neutralidad en el que se desenvuelven las energías renovables no convencionales (ERNC) respecto de

las fuentes tradicionales, con el objetivo de identificar y eliminar las barreras no económicas presentes.

Chile ha sufrido en los últimos años dos crisis de abastecimiento de los insumos principales de generación eléctrica. La primera acontecida en los años 1997 a 1999 producto de una sequía extrema y prolongada, la que implicó una drástica disminución en la capacidad de generación hidroeléctrica. El segundo episodio se encuentra en pleno desarrollo desde el año 2004 y corresponde a la imposición de restricciones por el Gobierno argentino a las exportaciones de gas natural a Chile. Estas restricciones, que continuaron durante el 2005, afectan de manera grave al suministro requerido en Chile, país que importa desde Argentina la totalidad del gas natural utilizado en generación mediante plantas de ciclo combinado.

Finalmente, dado el escenario anterior, Chile enfrenta el desafío de cómo diversificar su matriz energética, a manera de mejorar la sustentabilidad y seguridad del suministro eléctrico, ya sea con recursos propios o importados de amplia disposición. Para estos efectos, se formuló recientemente un proyecto de cambios legales que introduce una modificación sustancial del modelo tarifario a consumidores regulados. El objeto de este trabajo es presentar un análisis del entorno nacional respecto a las oportunidades de generación mediante Sistemas de Generación Eólica (SGE). Se analizan las barreras de entrada existentes a la incorporación de estas nuevas tecnologías de generación; se exponen los principales aspectos legales, ambientales y económicos relacionados con los SGE. Finalmente se expone una evaluación económica para el emplazamiento de una central de 8,5 MW junto a un análisis de sensibilidad de las principales variables involucradas.

II. DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO CHILENO

Actualmente, las empresas de generación, transmisión y distribución, se distribuyen geográficamente en el territorio nacional en cuatro sistemas eléctricos, los cuales de norte a sur son: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), Sistema Interconectado Central (SIC), Sistema de Aysén y finalmente el Sistema de Magallanes; siendo el SING y el SIC los más importantes ya que en conjunto tienen el 99% de la potencia instalada del país [1].

Producto de las características de la matriz energética de cada sistema eléctrico, la evolución de los precios de la energía responde a diferentes componentes. En el SIC, el sistema de

precios para la energía se basa en una operación a mínimo costo de un sistema hidrotérmico con un embalse con capacidad de regulación interanual. El SING en cambio es un sistema térmico en donde se utiliza predominantemente gas natural, carbón y diesel.

El precio spot, o costo marginal de corto plazo, representa el costo instantáneo incurrido por el sistema eléctrico para satisfacer una unidad adicional de consumo (1 MWh), el cual puede corresponder al costo variable de la central térmica más cara que se encuentra operando con capacidad disponible o al costo asociado a la generación de un embalse (valor del agua). Este precio es calculado por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) en base a una operación a mínimo costo y sensible a las variaciones en la demanda, así como a las disponibilidades de los insumos de generación.

La forma de abastecer la demanda en forma eficiente es según los costos de operación de las unidades generadoras. Si bien los costos de operación de las unidades hidráulicas son bastante menores que los de unidades térmicas, en un sistema hidrotérmico como es el caso del SIC, el agua es relevante a efecto de determinar la operación del sistema ya que ésta condiciona el despacho futuro del parque generador.

A fin de ilustrar la relación que existe entre el mix de generación hidrotérmica en el SIC y el costo marginal del sistema, se presenta en la Fig. 1 la estadística de dichos parámetros desde enero de 1995 a agosto de 2005 [2].

Se puede apreciar como en los años 1997 y 1999 existe un elevado costo marginal del sistema, en relación a los otros años, producto de un mayor nivel de generación térmica. Dicho aumento de la generación térmica se debió principalmente a una sequía extrema y prolongada en dichos años, la que implicó una drástica disminución en la capacidad de generación hidroeléctrica.

Se puede apreciar también que a partir del año 2004 existe un nuevo incremento en el costo marginal del sistema, llegando a niveles por sobre los 160 US\$/MWh en abril de 2005. Dicho incremento se debe a las restricciones de gas natural desde Argentina, que afecta al suministro de centrales de ciclo combinado y que llega a niveles por sobre el 50% en varios períodos del año.

III. SITUACIÓN DE LAS ENRC EN CHILE

Actualmente, las ENRC tienen una participación marginal en el sector eléctrico chileno; representando menos de un 1% de la capacidad instalada [1].

Respecto a la energía eólica, la experiencia más importante corresponde a la central Alto Baguales, emplazada en el Sistema de Aysén, con una capacidad instalada de 1,98 MW. Las turbinas utilizadas son de 660 kW con generadores situados a una altura de 40 metros sobre el nivel del suelo. La producción de energía anual del parque alcanzó los 6,5 [GWh] durante el año 2002 con un factor de planta del 39% [3].

Se espera que los altos de precios de la energía eléctrica en los dos sistemas interconectados (SIC y SING) y la ausencia de recursos energéticos nacionales de tipo fósil, se constituyan en oportunidades atractivas para las energías renovables no convencionales en Chile, que en países desarrollados sólo han podido desarrollarse a través de importantes subsidios a la oferta.

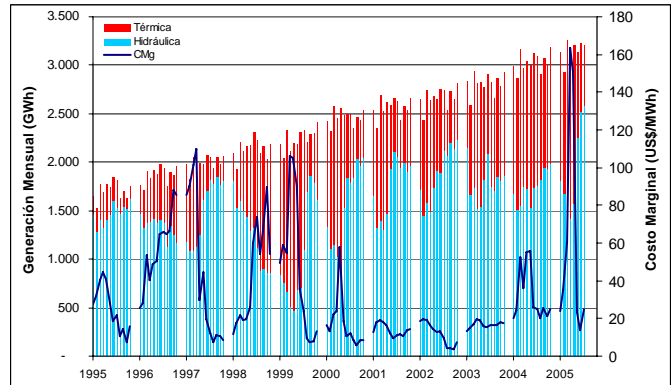


Fig. 1. Relación entre generación hidrotérmica y costos marginales (a US\$ de cada mes) en el SIC

La Comisión Nacional de Energía (CNE) ha iniciado una política de mejora en las condiciones de utilización de ENRC en el país, la cual pretende asegurar que existan similares condiciones para el desarrollo de este tipo de energías con respecto de las fuentes tradicionales, con el objetivo de contribuir al desarrollo de inversiones.

En esta línea, las modificaciones legales al mercado de generación eléctrica, introducidas mediante las leyes N° 19.940 y N° 20.018, intentan incentivar el desarrollo de proyectos de generación de energía a partir de fuentes renovables no convencionales, tales como la eólica, solar, mareomotriz, geotermia, biomasa, entre otras, permitiendo a distintos actores tanto nacionales como extranjeros ingresar a este nuevo mercado [4].

IV. CARACTERIZACIÓN DEL PROBLEMA

A. Barreras

En torno a las ENRC, se encuentran varias barreras para la introducción de este tipo de tecnologías de generación en Chile.

Barreras comunes a todas las ENRC

La barrera más importante ante la introducción de las ENRC es de tipo económica, puesto que las energías renovables resultan frecuentemente menos competitivas que otras energías convencionales. Esta barrera es enfrentada también por inversiones en algunas fuentes de energía convencionales, sin embargo, en el caso de las ENRC son acrecentadas por la existencia de numerosas barreras no económicas. Esta barrera restringe las oportunidades de desarrollo a condiciones en que, sin incentivos específicos o subsidios, se presenten señales de precios altos y de un nivel adecuado que permitan rentabilizar inversiones en ENRC, en un contexto competitivo del segmento generación.

Otra barrera de índole económica financiera común a todas las ENRC, está relacionada a la disponibilidad de capital y financiamiento. Como la banca presente en Chile no está ofreciendo créditos bajo la modalidad de Project Finance, para un financiamiento de proyectos de ENRC se requieren garantías personales o de la empresa más allá de los posibles flujos de caja del proyecto. Con la excepción de grandes generadoras y distribuidoras es difícil que inversionistas en

ERNC puedan entregar tales garantías o avales, constituyendo lo anterior una barrera fundamental para el financiamiento de la etapa pre-operativa de las inversiones en dichos sistemas.

Barreras específicas a energía eólica

La primera barrera no económica que se interpone es la inexperiencia en la integración de SGE a las redes y al mercado eléctrico, con una probable resistencia por parte de los operadores de los sistemas y de los propietarios de las redes frente a la incorporación de proyectos relacionados con ésta tecnología. Esto es particularmente cierto para centrales de menor escala, que se interconecten en sistemas de distribución o subtransmisión, donde su impacto sea predominantemente local.

En el ámbito netamente técnico, pero que incide fuertemente en la evaluación de este tipo de proyectos, se percibe un riesgo asociado a la innovación tecnológica, producto de la condición de inexperiencia tecnológica en SGE en Chile, que se podrá superar una vez obtenidas las primeras experiencias en el país. Además, persisten las dificultades relativas al modelo de negocios, especialmente en el contexto de la Ley N° 19.940, y a su desconocimiento por parte de los inversionistas.

Al no existir experiencias concretas de SGE a gran escala en Chile, el riesgo asociado a la innovación tecnológica en estos proyectos aumenta; exigiéndoles, para compensar los posibles mayores riesgos asociados, un nivel de rentabilidad mayor a la del mercado. De esta manera, a pesar de que pueden existir proyectos renovables con nivel de rentabilidad equivalente a las formas tradicionales de generación, probablemente su implementación será más difícil por las razones indicadas.

Otra barrera no económica, pero que constituye sin duda un freno a la entrada de nuevos inversionistas, es la inexistencia de información detallada respecto del potencial y localización de los recursos renovables, producto de la inexperiencia tecnológica en SGE. Lo anterior, fuera de impedir valorar el potencial de la energía eólica, implica que los primeros inversionistas en estos proyectos tendrán que asumir un mayor costo exploratorio.

En esta materia, la CNE ha desarrollado un proyecto de mejoramiento del conocimiento del recurso eólico en Chile [5], sin embargo, en este mismo estudio se concluye que los datos presentados no son muy representativos y en ningún caso pueden ser utilizados para decidir inversiones en esta materia. Actualmente existe un proyecto Fondef cuyo objetivo es medir, modelar y publicar las características del recurso eólico en Chile con el fin de incentivar las inversiones en proyectos de aerogeneración de electricidad [6].

Por último, las barreras mencionadas implican evidentemente numerosas dificultades en el acceso al financiamiento, debido a mayores exigencias crediticias para proyectos relacionados con SGE, a pesar de existir un fuerte y estable mercado crediticio en Chile.

B. Impacto en la Red Eléctrica

Desde el punto de vista operacional, el generador eólico puede afectar la calidad de servicio en la red eléctrica. Muchas veces el término calidad de servicio no es bien definido, pero se refiere básicamente a la cantidad de reactivos, nivel de voltaje,

flickers, armónicos y regulación de frecuencia. La preocupación se ha concentrado en el potencial impacto que producen los generadores eólicos en la calidad de servicio de los sistemas eléctricos; no encontrando, en la práctica, que las perturbaciones introducidas sean significativas, incluso en sistemas eléctricos en donde la energía eólica tiene una alta presencia [7]-[8].

C. Aspectos Legales

La Ley 19.940, o Ley Corta I, modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, incorporando perfecciones al marco regulatorio de acceso a los mercados de generación eléctrica conectada a la red para pequeñas centrales de generación, ámbito en el cual preferentemente se desenvuelven las energías no convencionales y los proyectos de cogeneración. Las disposiciones están destinadas principalmente a asegurar el derecho de cualquier propietario de medios de generación de vender su energía en el mercado spot al costo marginal instantáneo y sus excedentes de potencia al precio de nudo de potencia. Además, se establecen condiciones para dar mayor estabilidad y seguridad en la remuneración de la energía de las pequeñas centrales de generación, en particular para aquellas cuyo aporte de excedente de potencia al sistema eléctrico no supere los 9 MW, además de la excepción del pago total o parcial de peajes por el uso del sistema de transmisión troncal, dependiendo del tamaño del generador, aplicándose también esta última excepción en menor medida para generadores de tamaño menor a 20 MW [9].

La Ley 20.018, o Ley Corta II, modificó la Ley General de Servicios Eléctricos a fin de permitir la participación de las energías renovables no convencionales en las licitaciones reguladas de suministro y asegurar un nivel de precios competitivos y no discriminatorios, permitiendo el derecho a suministrar a los concesionarios de distribución hasta el 5% del total de demanda destinada a clientes regulados [9].

Finalmente, con la publicación del Reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación, se establece una clasificación según tamaño de la unidad de generación y el punto de conexión a la red. De esta forma, es posible encontrar:

Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD): Son todos aquellos medios de generación con excedentes de potencia menores o iguales a 9 MW, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución.

Pequeños Medios de Generación (PMG): Correspondientes a los medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrable al sistema son menores o iguales a 9 MW conectados a instalaciones pertenecientes a un sistema troncal, de subtransmisión o adicional.

Medios de Generación No Convencionales (MGNC): Medios de generación cuya fuente sea no convencional y sus excedentes de potencia suministrada al sistema son inferiores a 20 MW.

Respecto de los PMGD, el Reglamento establece que las obras adicionales que sean necesarias para permitir la inyección de los excedentes de potencia deberán ser ejecutadas por las

empresas distribuidoras correspondientes y sus costos serán de cargo de los propietarios de los PMGD.

Para el cálculo de estos costos se deben considerar tanto los costos adicionales en las zonas adyacentes a los puntos de inyección, como los ahorros de costos en el resto de la red de distribución.

Además, se obliga a las empresas distribuidoras a entregar a los interesados en desarrollar proyectos de generación distribuida toda la información técnica de sus instalaciones para el adecuado diseño y evaluación de la conexión de los PMGD, en los plazos y términos establecidos para ello. Del mismo modo, los interesados deberán entregar la información técnica que les sea solicitada por la respectiva empresa distribuidora. Para tal efecto, se dispone que en la Norma Técnica de Conexión y Operación se indiquen los formatos estándares tanto de solicitud como de entrega de información, de modo de facilitar la entrega íntegra y oportuna de ésta. Además, se establecen, los procedimientos, metodologías y requisitos técnicos para la conexión y operación de los PMGD.

En relación al régimen de operación, los PMGD operarán con autodespacho, es decir, el propietario u operador del respectivo PMGD será el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar a la red de distribución en la cual está conectado. Se considerará que los PMGD no disponen de capacidad de regulación de sus excedentes.

Los propietarios u operadores de un PMG cuya fuente sea no convencional, podrán optar a operar con autodespacho. Sin perjuicio de lo anterior, el propietario u operador de cualquier PMG podrá solicitar a la Dirección de Operación del CDEC correspondiente, de manera fundada, una operación con autodespacho.

Para efectos de la programación de la operación global del sistema eléctrico así como de la determinación de las correspondientes transferencias entre generadores, el propietario u operador de un PMGD o PMG deberá coordinar dicha operación con el CDEC respectivo. Para ello, deberá solicitar a la Dirección de Operación del CDEC que corresponda, la inclusión en el respectivo balance de inyecciones y retiros. En caso de tratarse de PMGD, se plantea que la operación debe ser coordinada también con la empresa distribuidora.

Para la determinación del balance de inyecciones y retiros señalado, se obliga al propietario u operador del PMGD incluido en dicho balance a informar al CDEC, en la forma y oportunidad que éste disponga, su inyección horaria en el punto de conexión.

Se establece además que el propietario u operador de un PMGD o PMG incluido en los balances de inyecciones y retiros podrá optar a vender su energía al sistema a costo marginal instantáneo o a un régimen de precio estabilizado, opción que debe ser comunicada al CDEC respectivo a lo menos 6 meses antes de la entrada en operación del PMGD. El periodo mínimo de permanencia en cada régimen es de 4 años y la opción de cambio de régimen debe ser comunicada al CDEC con una antelación mínima de 12 meses.

El precio estabilizado al que podrán optar los PMGD y PMG corresponde a los precio de nudo de energía que sean fijados

mediante la dictación del decreto tarifario a que se refiere el artículo 103° de la Ley.

Finalmente, respecto a la facturación de los PMGD se establece que los propietarios de dichos medios de generación deberán contar con los equipos de medida y facturación suficientes que permitan registrar las lecturas de energía y potencia suministradas al sistema.

D. Aspectos Medioambientales

Las centrales eólicas poseen grandes ventajas desde la perspectiva medio ambiental que tienen que ser consideradas durante el proceso de evaluación.

El beneficio principal es el desplazamiento de generación con centrales que utilizan combustibles fósiles, pues la generación eólica está libre de emisiones de gases. Si se considera el desplazamiento de generación por una central a carbón, la generación eólica estaría mitigando, por cada MWh producido, la emisión de 0,9 toneladas de CO₂ [10]-[11].

Sin embargo, si no se toman precauciones, la instalación de estos sistemas de generación podrían producir una serie de impactos medioambientales los que, sin duda, son considerablemente menores a los producidos por otros sistemas de generación, pero no por ello menos importantes. El impacto generado estará determinado principalmente por el número de unidades instaladas y el tamaño de cada una de ellas.

Respecto al impacto visual, se puede concluir que este es un tema eminentemente subjetivo, ya que para algunas personas un parque eólico sugiere un sentimiento positivo de progreso hacia el uso de energías limpias. Asimismo, el nivel de ruido emitido es similar al de cualquier otra instalación industrial de potencia similar.

Un aspecto importante de evaluar, sobre todo cuando estos sistemas son construidos próximos a zonas habitadas, es el efecto sombra, el cual es conocido como el efecto estroboscópico de la sombra producida por las aspas cuando el sol se ubica detrás de ellas.

E. Económico - Comercial

La inversión en proyectos de generación eólica está predominantemente establecida por los costos de la turbina (aspas, generador, góndola, torre y transporte). La Tabla 1 muestra la estructura de costos promedio para proyectos que consideran turbinas de mediano tamaño (850 kW a 1.500 kW) que se han llevado a cabo en Reino Unido, España, Alemania y Dinamarca durante los años 2001 y 2002 [12]. Se observa que los costos relacionados con la turbina representan cerca del 80% del proyecto, pudiendo existir variaciones significativas (rango desde 74% a 82%).

Otros costos importantes están relacionados con la conexión a la red eléctrica y la construcción de las fundaciones de las máquinas.

Respecto al costo por kW instalado, es posible encontrar variaciones significativas entre un país y otro [12]. Para el caso de Chile, los costos de SGE podrían ser; dependiendo de la potencia, tecnología y número de las unidades a instalar; entre 1.100 y 1.500 Dólares por kW.

	Distribución de costos totales [%]	Distribución de otros costos [%]
Turbina ¹	74 - 82	-
Fundaciones	1 - 6	20 - 25
Instalaciones Eléctricas	1 - 9	10 - 15
Conexión a la Red	2 - 9	35 - 45
Consultoría	1 - 3	5 - 10
Terreno	1 - 3	5 - 10
Costos Financieros	1 - 5	5 - 10
Construcción de Accesos	1 - 5	5 - 10

Tabla 1. Estructura de costos para proyectos de generación eólica (850 kW – 1.500 kW). Fuente: EWEA.

Además de los costos de inversión, se deben estimar los costos de operación y mantenimiento. Para ello, es necesario determinar los requerimientos de personal, los costos por seguros, los contratos de mantención, pago de servidumbres, pago de créditos bancarios, costos misceláneos y los cargos por peajes de transmisión, según corresponda. En relación al pago de peajes por uso del sistema troncal de transmisión, este se paga a prorrata de los excesos sobre 9.000 kW dividido por 11.000 kW. Otros peajes de transmisión dependerán de la ubicación del proyecto.

Basado en las experiencias existentes en Alemania, España, Reino Unido y Dinamarca, los costos de operación y mantenimiento son estimados entre US\$ 0,014 y US\$ 0,018 por kWh [12]. La Fig. 6 muestra como se distribuyeron en promedio los costos de operación y mantenimiento durante el periodo 1997 – 2001 en Alemania. En Chile, la distribución porcentual de la estructura de costos debiera ser similar; se podría esperar una leve baja en los costos de administración y servicios debido al menor costo de la mano de obra.

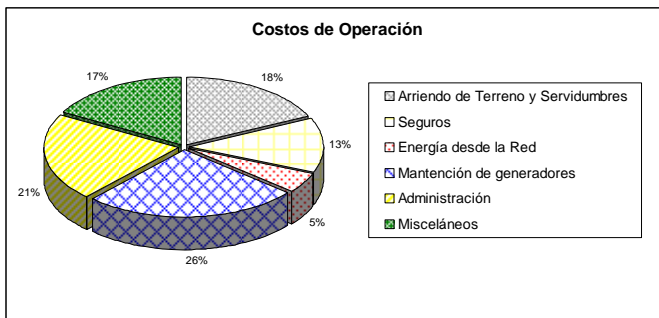


Fig. 6. Distribución de los costos de operación y mantenimiento de centrales eólicas. Fuente: Dewi.

En caso de pequeños medios de generación conectados directamente a las redes de distribución, se debería intentar negociar un premio por estar presente en horas de punta a la hora de demanda máxima del sistema eléctrico donde se inserta la empresa distribuidora, si ello implica una menor contratación de potencia a sus respectivos suministradores de parte de esta última.

En relación a los distintos modelos de negocios, el promotor de proyectos de generación mediante ERNC debe definir

varias interrogantes fundamentales, entre ellas: ¿A quién vender la energía?, ¿A qué precio? y ¿Cuáles son los riesgos asociados a los distintos modelos de negocios?

Actualmente la legislación chilena permite seis modelos de negocio que deberán ser estudiados cuidadosamente por el inversionista:

Venta de la energía y potencia al CDEC. El generador puede participar de los intercambios de energía entre generadores. El precio de la energía puede corresponder al costo marginal instantáneo o a un precio estabilizado (precio de nudo) y el precio de potencia el precio nudo de potencia.

Venta de la energía y potencia a una empresa distribuidora (EEDD) sin necesidad de participar en la licitación, ya que las energías renovables no convencionales tienen derecho a vender su energía a los concesionarios de distribución al precio promedio de contrato, siempre y cuando esta generación no supere el 5% de la demanda de clientes regulados de la distribuidora, como lo estipula la Ley 20.018. La potencia será remunerada al precio de nudo de potencia.

Venta de la energía y potencia a una EEDD vía licitación de contratos, es decir, al adjudicarse mediante licitación el suministro a una empresa distribuidora, en cuyo caso el precio de la energía es el estipulado en el contrato y el precio de la potencia corresponde al precio de nudo vigente al momento de la licitación, conforme a lo restablecido en la Ley 20.018.

Venta de la energía y potencia a una empresa generadora en un contrato de largo plazo, a precio libre a convenir tanto para la energía como para la potencia.

Venta de la energía y potencia a un cliente libre en un contrato de largo plazo a precio libre a convenir para la energía y la potencia. Esto dependerá que efectivamente en un caso particular, exista un cliente libre en las proximidades de emplazamiento del proyecto de ERNC.

Probablemente, difícilmente los sistemas de generación eólica podrán tener contratos bilaterales de largo plazo debido a su naturaleza intermitente. El objeto de los contratos bilaterales es reducir el riesgo, asegurando la compra – venta de una cantidad dada de potencia a un precio fijo por un determinado tiempo. Debido a que las centrales eólicas no pueden garantizar venta de energía en cualquier instancia, los compradores tendrán escasos incentivos a firmar contratos con generadores eólicos. De esta forma, los modelos de negocios que se ajustan de mejor forma a la naturaleza de estos sistemas de generación son los que involucran transacciones de energía con el CDEC o la empresa distribuidora.

En esta línea, la venta de energía a la empresa distribuidora a precio de licitación o al CDEC a precio estabilizado aparecen ser las mejores alternativas, ya que asegura una estabilidad de ingresos en el largo plazo.

¹ Incluye los costos de la turbina, generador, torre y transporte.

V. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN EÓLICA EN CHILE

A. Costo de la Energía Eólica

El costo total por MWh generado (costo unitario) es calculado descontando y anualizando el pago de los costos de inversión y operación y mantenimiento durante todo el periodo de estudio, dividido por la energía anual generada. De esta forma, el costo unitario de generación es calculado como un costo promedio durante la vida útil de la turbina.

Con esta metodología se determina el nivel de remuneración necesario, de energía y potencia (precio monómico), para cubrir los costos de desarrollo de unidades de generación eólica; el que puede ser fácilmente comparado con el costo de desarrollo de otras tecnologías, como por ejemplo, generación en base a carbón.

Para el análisis se han utilizado los siguientes supuestos:

- Los cálculos se han ajustado al estudio de unidades de generación del orden de 850 a 1.500 kW.
- Se ha considerado un costo de inversión de 1.250 US\$/kW. Sin embargo, los resultados se han sensibilizado en un rango de 1.000 a 1.400 US\$/kW.
- Se asumió un costo de operación y mantenimiento promedio para toda la vida útil del sistema equivalente a US\$ 0,014 por kWh generado.
- El periodo de operación de los generadores es de 20 años.
- Se ha asumido, para el caso base, una tasa de descuento de 10% anual. Los resultados fueron sensibilizados en el rango de 5,0% a 12,5%.
- El análisis ha sido simplificado y no se han considerado pago de peajes de transmisión, impuestos, depreciación ni premios por riesgo.

En la Fig. 7 se ilustran los resultados obtenidos tras el cálculo del costo por MWh generado de SGE ante distintos regímenes de viento. Los resultados han sido sensibilizados con respecto al capital de inversión y a la tasa de descuento. Se compara con el costo de desarrollo de unidades a carbón, equivalente a 57,29 mills/kWh².

Se observa que, para el caso de regímenes de viento cercanos a 7,5 m/s, el costo de la energía generada por medios eólicos es del orden de 64,4 US\$/MWh³. Para obtener un costo de desarrollo similar a sistemas de generación a carbón, las turbinas deberían ser emplazadas en localidades cuya velocidad media del viento sea levemente superior a 8 m/s; lo que implica un factor de planta cercano al 37%.

Sin embargo, a pesar que para velocidades cercanas a 8 m/s el costo de desarrollo de SGE podría ser similar al de unidades a carbón, no es posible concluir que dichas condiciones rentabilizarán las inversiones en SGE en Chile. Muy por el contrario, debido a que en el mercado eléctrico chileno se remunera en forma separada la energía y potencia, la generación de 1 MWh es valorizada dependiendo del instante en que se genere; razón por la cual los ingresos para un

generador eólico no serán comparables con los de una central a carbón.

Una manera de ejemplificar la situación expuesta se presenta en la Fig. 8, en donde se expone el costo anualizado de inversión, operación y mantenimiento de un SGE⁴ frente a distintos regímenes de viento. Se presenta además el ingreso anual esperado de energía y potencia⁵. Para el caso de una velocidad media de 8 m/s, a pesar que el mercado remunera según el costo de desarrollo de la unidad eólica (precio monómico equivalente a 58,66 US\$/MWh), los ingresos percibidos no logran cubrir los costos.

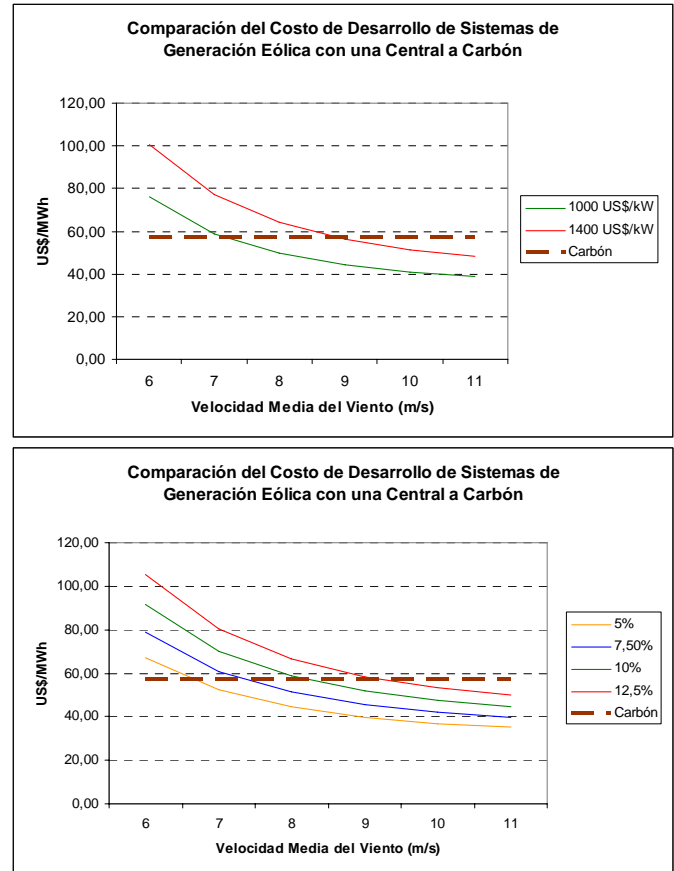


Fig. 7. Costo por MWh de sistemas de generación eólica en función del régimen de viento. Sensibilización respecto al capital de inversión (arriba) y respecto a la tasa de descuento (abajo).

B. Ingresos por Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL)

Es importante señalar que los flujos obtenidos gracias al MDL, permiten en algunos casos convertir un proyecto que no es rentable en uno que si lo es; de modo que su evaluación resulta importante.

El aporte que recibe un proyecto gracias a los MDL, esta dado por la cantidad de dióxido de carbono equivalente (CO_{2eq}) que es capaz de desplazar. El CO_{2eq} representa el símil en CO_2 de cualquier otro gas de efecto invernadero.

² Considerando que en el largo plazo una alternativa de expansión del sistema serán unidades de carbón; utilizando un precio promedio de combustible de 64,65 US\$/Ton que representa el promedio entre mayo de 2004 y abril de 2005.

³ Se consideró un costo de inversión de 1.250 US\$/kW y una tasa de descuento anual de 10%.

⁴ Costo de inversión 1.250 US\$/kW, costo de operación y mantenimiento 0,014 US\$/kWh y tasa de descuento 10% anual.

⁵ Se consideró un precio de energía de 47 US\$/MWh y un precio de potencia de 6.500 US\$/kW/mes. Además, se reconoció una potencia de suficiencia para el generador equivalente al 40% de su potencia promedio de operación.

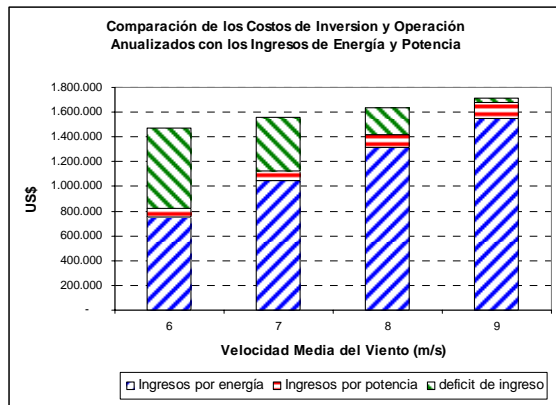


Fig. 8. Comparación de Costos Anualizados con Ingresos.

El precio es el equivalente al valor económico de una tonelada transada de reducción de emisiones de $\text{CO}_{2\text{eq}}$. Esto corresponde a un valor que puede ser negociado antes de la certificación de esta reducción, donde el proponente de proyecto asegura la venta, pero a menor precio, o después de la certificación de esta reducción de emisiones, donde el proponente del proyecto corre con los riesgos y costos de toda la tramitación, pero obtiene el mejor precio. Para este último, se refiere al valor de la unidad de reducción de emisión certificada (CER). Actualmente los precios reducción de emisiones de proyectos MDL se negocian entre las 5 a 11 US\$/ton $\text{CO}_{2\text{eq}}$ aproximadamente [12].

La evaluación de un proyecto de ERNC, debe considerar los posibles flujos positivos producto de un MDL, tomando en cuenta además, que existen costos asociados a la tramitación y obtención del mismo. Dado que las reducciones tranzadas deben ser adicionales, es decir, deben ser extras con respecto a las inversiones que ocurren diariamente en los países en vías de desarrollo, el proceso de demostrar esta adicionalidad puede durar aproximadamente un año, con un costo que se estima entre 75.000 y 100.000 dólares.

Suponiendo que el proceso de demostración de adicionalidad es llevado a cabo sin inconvenientes, se tiene además que calcular y certificar la cantidad de CO_2 que es desplazado con el nuevo proyecto. Para realizar el cálculo requerido, la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático⁶, a través de su Panel Metodológico, tiene aprobadas una serie de metodologías, siendo la más utilizada la “Metodología Consolidada para fuentes de energía renovables conectadas a redes de energía eléctrica”, que posee diversos mecanismos para el cálculo.

VI. EVALUACIÓN DE UN PROYECTO DE PARQUE EÓLICO

Para completar el análisis, se presenta la evaluación de un proyecto de generación eólica emplazado en el mercado chileno que contempla los siguientes aspectos:

- Instalación de diez generadores de 850 kW y todos los equipos necesarios para su operación.
- Construcción y remodelación de líneas de transmisión por un precio equivalente a la construcción de una nueva línea de 10 Km. de longitud.

- Habilitación de vías de acceso en un tramo de 5 Km.

Los supuestos utilizados para la evaluación son los siguientes:

- El viento se ha caracterizado, a una altura de 55 metros o altura del rotor, según una función de distribución de Weibull de media igual a 8,0 m/s y factor de forma igual a 2.
- Se ha considerado un costo de inversión equivalente a 1.250 US\$/kW. La distribución de los costos de muestra en la Fig. 9.
- Se ha asumido un costo de operación y mantenimiento promedio de 0,014 US\$/kWh durante el horizonte de estudio.
- Se asumió un precio de 8 US\$/CER para ingresos por MDL.

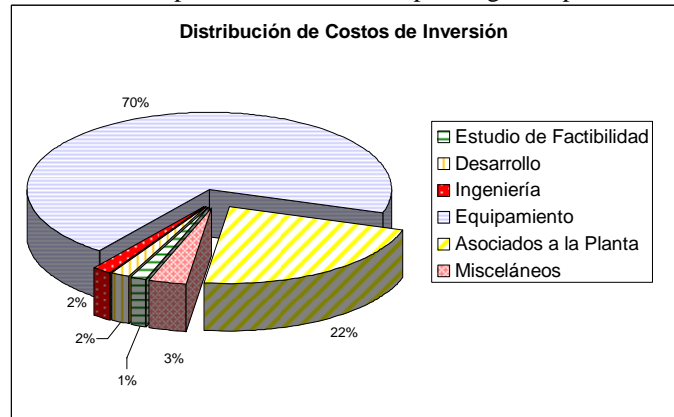


Fig. 9. Distribución de los costos de inversión.

Basados en los nuevos esquemas de tarificación se ha realizado una proyección de precios de energía durante el horizonte de estudio. Se asume que el precio de la energía en el largo plazo estará dado por el costo de desarrollo de una unidad a carbón, bajo el supuesto que el sistema buscará su expansión mediante esta tecnología (Fig. 10).

Para efectos de este análisis se asume que el generador venderá su energía a precio básico de energía. Respecto a los ingresos por potencia, se ha considerado un precio de 6.571 US\$/MW/mes [13].

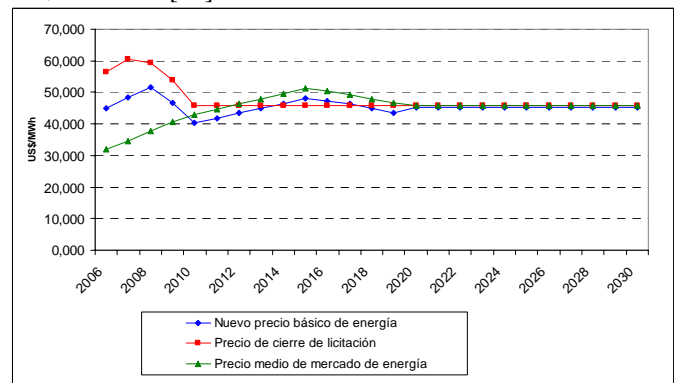


Fig. 10. Proyección de precios de energía para el horizonte de estudio.

Respecto al concepto de potencia de suficiencia, es importante señalar que éste, debido a su naturaleza intermitente, ha sido difícil de establecer para el caso de SGE. Sin embargo, puede ser demostrado que en sistemas eléctricos con penetraciones bajas de plantas eólicas, éstas tienen un valor de capacidad equivalente a su salida promedio que, dependiendo de las circunstancias, está usualmente entre un tercio y la mitad de la

⁶ UNFCCC: United Nations Framework Convention on Climate Change

capacidad tasada [3]. Para el caso del proyecto evaluado, se ha considerado una potencia de suficiencia equivalente a 2.610 kW equivalente al 30% de la potencia instalada.

A. Supuestos Económicos

Los proyectos eléctricos convencionales generalmente son evaluados con una tasa de descuento equivalente al 10% anual. Los bienes se depreciarán a 20 años. Respecto a los impuestos, según lo que estipula el Artículo 20 de la Ley de Impuesto a la Renta se aplicará el equivalente al 17% sobre la base de las utilidades percibidas o devengadas.

La evaluación del proyecto contempla un periodo de 2 años para la realización de estudios de factibilidad, ingeniería, licitación de contratos y construcción. Para la operación del sistema se han considerado 20 años. A raíz de esto, el horizonte de estudio del proyecto equivale a 22 años.

Finalmente, en relación al valor residual de las instalaciones, se ha considerado que al cabo de los 20 años de operación, éstas serán valorizadas en un equivalente a 15% de la inversión inicial en equipos. Éste monto ha sido obtenido de la valorización del equivalente al último flujo de caja por un periodo de 10 años.

B. Resultados de la Evaluación

La metodología empleada se basa en la determinación del Valor Actualizado Neto (VAN), el cual, para el proyecto analizado es de US\$ -1.207.000. La Tasa Interna de Retorno (TIR) del proyecto es equivalente a un 8,21%.

Se realizó un análisis de sensibilidad modificando porcentualmente las principales variables involucradas: costo de operación y mantenimiento, costo de inversión, ingresos por bonos de carbono, tasa de descuento, precios de compra-venta de energía y potencia y velocidad media del viento a la altura del rotor. Los resultados obtenidos se ilustran en la Fig. 11.

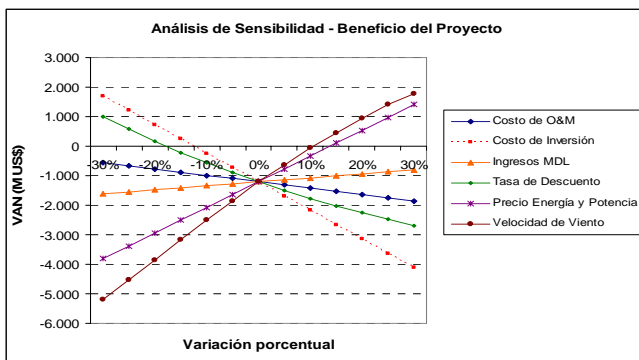


Fig. 11. Resultados de la evaluación económica de un proyecto de generación eólica.

Las conclusiones son las siguientes:

Sensibilidad por Inversión: El costo de inversión es el parámetro que afecta de mayor manera el VAN del proyecto. Los proyectos de generación con ERNC generalmente son intensivos en capital de inversión lo que hace difícil su rentabilización sin mecanismos de subvención.

En el mediano plazo se estima que, difícilmente, los costos de inversión puedan variar significativamente. En el caso de los

costos de transporte, montaje, obras civiles e instalaciones eléctricas, la sensibilidad tiende a ser pequeña; por lo cual, para obtener variaciones significativas en la etapa de inversión, se debe reducir el costo del generador, que representa alrededor del 70% del total de inversión. Respecto a este último, la tendencia internacional indica que, durante los últimos años, el costo por kW de los generadores eólicos ha aumentado levemente, principalmente debido a la incorporación de nuevas tecnologías, el aumento de tamaño de los sistemas y la alta demanda existente [14]. Sin embargo, si se analiza el índice de costo por área de barrido de las unidades, se observa una disminución del orden de 3% anual durante los últimos 10 años [12].

Sensibilidad por Tasa de Descuento: El proyecto base ha sido evaluado con una tasa de descuento igual a 10%. Una disminución de 30% en la tasa de descuento produciría un cambio de 180% en el VAN del proyecto; logrando rentabilizar la inversión.

Sensibilidad por Velocidad del Viento: Importante es recordar que la energía disponible en el viento es proporcional al cubo de su velocidad. Respecto al comportamiento del generador eólico, la potencia extraíble del viento sigue la relación mencionada entre dos límites preestablecidos (la velocidad de arranque y velocidad nominal del generador). Es por esta razón que la elección del sitio y la correcta caracterización del recurso eólico es sin duda el factor más importante en este tipo de proyectos.

Sensibilidad por Precio de Energía: Respecto al proyecto base evaluado, se concluye que el precio de la energía es un factor relevante ya que una variación del orden del 10% en el precio de la energía produce un cambio cercano al 70% en el VAN.

Finalmente, en la Fig. 11 se ilustra un análisis de sensibilidad del VAN y la TIR del proyecto respecto al número de unidades generadoras a instalar. Se concluye que a medida que aumenta el tamaño del proyecto (número de generadores), se obtiene que la TIR se estabiliza en valores cercanos al 8,8%. Respecto al VAN, la instalación de un número mayor de unidades no produce un mayor beneficio.

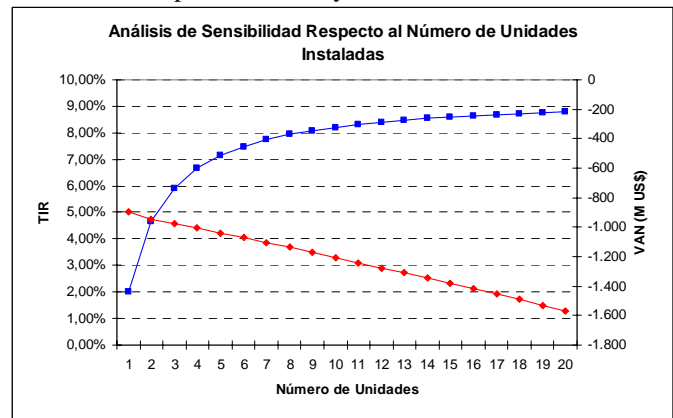


Fig. 12. Análisis de sensibilidad respecto al número de unidades a instalar.

VII. DESAFÍOS

Dentro del estudio de energías renovables como medios de generación se ha presentado una serie de desafíos para la incorporación de la generación que pueden estar presentes en los mercados eléctricos y son necesarios de abordar.

A. Estabilidad de precios.

Con el riesgo asociado en financiar proyectos de generación en ausencia de un nivel de precios garantizado en el largo plazo difícilmente se podrán encontrar inversionistas dispuestos a invertir. En este sentido los cambios regulatorios introducidos con las leyes N° 19.940 y N° 20.018, en particular la obligación a las empresas distribuidoras de licitar contratos de largo plazo para asegurar el suministro de sus clientes regulados ayudarán en gran medida a que se materialicen nuevos proyectos, abriendo la posibilidad que inversionistas opten por medios de generación no convencionales.

B. Costos de conexión a la red de distribución.

En el caso de pequeños medios de generación conectados a las redes de distribución; para efectos del cálculo de los costos de obras requeridas en los sistemas de distribución, se consideran los costos adicionales en las zonas adyacentes a los puntos de inyección, como los ahorros de costos en el resto de la red de distribución. Aunque lo anterior parece ser conceptualmente correcto, en la práctica puede seguir constituyendo una barrera de entrada para la inserción de medios de generación en las redes de distribución.

La metodología para la determinación de los costos de refuerzos de la red de distribución esta basada, según se puede interpretar de la regulación, en un análisis caso a caso. El número de generadores distribuidos que se interconecten a la red puede ser inicialmente no muy grande. Sin embargo, a medida que se desarrollen tecnologías en otros medios de generación se espera que la generación distribuida crezca rápidamente. Por lo tanto, el determinar los costos de conexión de cada generador distribuido puede ser una tarea extensa y costosa para la empresa distribuidora, lo que será traspasado a los generadores distribuidos, convirtiéndose en una barrera de entrada.

Un segundo efecto de determinar los costos de conexión mediante un análisis caso a caso, es la posibilidad de discriminación entre un proyecto de generación y otro. Más aún, es necesario establecer una metodología uniforme para todos los casos, la cual pueda ser reproducible a un bajo costo. El riesgo que la distribuidora genere barreras de entrada es alto, puesto que aún no se especifican herramientas suficientes para superar las asimetrías de información existentes.

C. Reglamento de potencia de suficiencia.

Conforme con el concepto de suficiencia, la potencia de suficiencia aparece como un complemento a la remuneración percibida por energía, para ayudar a financiar la inversión de las centrales. Esta posición, apunta a la suficiencia del sistema, ya que intenta crear un parque generador capaz de abastecer la máxima demanda con una cierta probabilidad. Según este planteamiento, la potencia de suficiencia es considerada como un atributo de las plantas generadoras para

aportar a la seguridad del sistema, ante cualquier eventualidad. Según esta capacidad particular de cada planta se debe remunerar la potencia.

La normativa vigente en Chile no presenta una clara definición de la aplicación del pago por capacidad a energías que no estén dentro del tipo de las convencionales, como son la hidráulica y la térmica. La CNE está realizando un estudio de reglamento para legislar sobre el pago por capacidad. En este reglamento se debieran establecer mejoras considerables en la claridad del pago por esta materia.

D. Mecanismos de Apoyo

En países desarrollados la incorporación de sistemas de generación con ERNC y en especial de la energía eólica ha estado fuertemente ligada a distintos medios de incentivos y subvención; incluso en países en donde el sector eléctrico es competitivo, las autoridades han encontrado razones suficientes como para desarrollar mecanismos de apoyo que sean compatibles con el desarrollo de mercados competitivos. Uno de los casos más conocidos se encuentra en el Reino Unido, con su política de Obligación a Combustibles no Fósiles (NFFO⁷) que reserva una porción del mercado eléctrico para ser provisto con medios de ERNC. La NFFO obliga el establecimiento de contratos de abastecimiento de largo plazo basado en subastas; de esta forma se mantienen los principios del mercado y al mismo tiempo se protege a los medios de generación no convencionales de una competencia abierta con los medios convencionales de generación. Importante es recalcar que la NFFO paga a los generadores renovables el premio entre el precio de sus contratos y el precio en el mercado abierto, cargando el costo a todos los consumidores [15].

VIII. CONCLUSIONES

La CNE ha iniciado una política de mejora en las condiciones de utilización de energías renovables no convencionales en el país, la cual pretende asegurar que existan similares condiciones para su desarrollo con respecto de las fuentes tradicionales.

Se espera que las recientes modificaciones legales al mercado de generación eléctrica, introducidas mediante las leyes N° 19.940 y N° 20.018, incentiven el desarrollo de proyectos de generación de energía a partir de fuentes renovables no convencionales; permitiendo a distintos actores tanto nacionales como extranjeros ingresar a este nuevo mercado.

Se cree que la actual coyuntura del mercado eléctrico nacional se transformará en importantes oportunidades de negocio en esta área. Sin embargo, la gran inversión inicial involucrada y el riesgo asociado constituyen una importante barrera de entrada.

Actualmente, el inversionista puede optar por distintos modelos de negocios, el estudio y la elección del mercado al que se venderá la energía no es una tarea simple; ya que influenciará el nivel de precios, su variabilidad y el riesgo asociado al proyecto.

Una ventaja de los SGE es que son relativamente pequeños y modulares, permitiendo al inversionista la inversión y

⁷ NFFO: Non Fossil Fuel Obligation.

aumento de la capacidad instalada en etapas; reduciendo el riesgo.

Tras la realización de un estudio financiero a la instalación de un parque de 8,5 MW, se ha determinado que los parámetros más importantes que afectan al proyecto son la velocidad del viento, los costos de inversión, el precio de venta de energía y la tasa de descuento. Se piensa que difícilmente los costos de inversión pueden disminuir de manera significativa en el corto plazo.

Al evaluar la instalación del parque eólico, considerando un costo de inversión de US\$ 1.250 por kW y un costo de operación de US\$ 0,014 por kWh, se obtuvo un valor actualizado neto de US\$ -1.207.000 y una tasa interna de retorno de 8,21%.

A pesar de su rápido crecimiento a nivel mundial, en general los SGE aún no están en condiciones de competir con sistemas convencionales de generación, particularmente ante escenarios de precios de combustibles alternativos relativamente bajos y la dificultad y el riesgo asociado en financiar proyectos de generación en ausencia de un nivel de precios garantizado en el largo plazo. En este sentido los cambios regulatorios introducidos con las leyes N° 19.940 y N° 20.018, en particular la obligación a las empresas distribuidoras de licitar contratos de largo plazo para asegurar el suministro de sus clientes regulados, abren una puerta a la incorporación de medios de generación no convencionales en el país; especialmente en el periodo 2007-2010.

Finalmente, para hacer posible la incorporación a gran escala de estos nuevos medios de generación en el largo plazo, se deben incorporar dos condiciones. Primero, el mercado debe moverse hacia una política de reflejo de los beneficios que produce la incorporación de fuentes de generación mediante ERNC, y en particular la energía eólica, que actualmente no son considerados, incluyendo el valor de tener medios de generación que conviven de mejor manera con el medio ambiente. Segundo, se debe esperar una maduración de la tecnología de modo de obtener precios más económicos.

IX. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Comisión Nacional de Energía – CNE (www.cne.cl)
- [2] CDEC – SIC. Estadísticas de Operación (www.cdec-sic.cl).
- [3] Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile, Área de Energía. *Simulación Preliminar de Desempeño Operacional y Comercial de Centrales de Generación Eléctrica Geotérmicas y Eólicas*. Elaborado para la CNE. 2003.
- [4] S. Mocarquer, H. Rudnick. *Recursos Renovables como Generación Distribuida en los Sistemas Eléctricos*. Taller de Energías Renovables, U. Concepción. 2005.
- [5] Fundación para la Transferencia Tecnológica. *Mejoría del Conocimiento del Recurso Eólico en el Norte y Centro del País*. Elaborado para la Comisión Nacional de Energía (CNE). Diciembre, 2003.
- [6] Proyecto Fondef N° D01I1165: *Caracterización y Aprovechamiento Integral de la Energía del Viento en Chile*. En desarrollo por la Universidad de Magallanes.
- [7] Thomas Ackermann. *Wind Power in Power Systems*, 1st edition (2001). John Wiley & Sons.

- [8] Jauch, C.; Matevosyan, J.; Ackermann, T.; Bolik, S., International comparison of requirements for connection of wind turbines to power systems. *Wind Energy* (2005) 8 , 295-306.
- [9] Ley General de Servicios Eléctricos – DFL N° 1.
- [10] Jørgen Bugge, Sven Coger. High Efficiency Coal-Fired Power Plants Development and Perspectives. In Proceedings of Energy Technologies for Post Kyoto Target in the Medium Term. Risø International Energy Conference. 19-21 may 2003.
- [11] European Wind Energy Association. *Wind Energy – The Facts Project*. Volume 4 (Environment).
- [12] Poul Erik Morthorst. *Re-Xpansion Project: Economics of Wind Power*. Risø National Laboratory.
- [13] Comisión Nacional de Energía. Informe técnico de fijación de precios de nudo en el Sistema Interconectado Central. Octubre de 2005.
- [14] A. D. Hansen, F. Iov, F. Blaabjerg, L. H. Hansen. *Review of Contemporary Wind Turbine Concepts and their Market Penetration*. *Wind Engineering* Volume 28, No. 3, pp. 247 – 263, 2004.
- [15] Mitchell, C. *The Renewables NFFO*. *Energy Policy*, 23, No. 12, 1995.

BIOGRAFÍAS

Jorge Moreno obtuvo el grado de ingeniero eléctrico y M. Sc. en la Pontificia Universidad Católica de Chile. Ha trabajado en investigación y desarrollo de sistemas de control y optimización del consumo de energía en vehículos eléctricos. Realizó una pasantía en el centro de Sciences des Processus Industriels et Naturels (SPIN) de la Ecole Nationale Supérieure des Mines en Saint Etienne, Francia. Actualmente se desempeña como ingeniero de estudios en Systep Ingeniería y Diseños. Entre sus áreas de interés destaca el estudio de sistemas de generación mediante energía renovable no convencional.

E-mail: jmoreno@systep.cl

Sebastian Mocarquer obtuvo el grado de ingeniero civil eléctrico en la Pontificia Universidad Católica de Chile. Actualmente se desempeña como gerente de desarrollo de Systep Ingeniería y Diseños. Ha participado en de diversos estudios tarifarios en Chile y ha realizado consultoría a diversas empresas eléctricas, reguladores y bancos de inversión tanto en Chile como el extranjero.

E-mail: smocarquer@systep.cl

Hugh Rudnick, IEEE Fellow, es profesor titular del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Obtuvo el grado de ingeniero civil electricista en la Universidad de Chile; y posteriormente, los grados de M. Sc. y Ph. D. en la Universidad de Manchester, Reino Unido. Sus áreas de interés abarcan la operación económica, planificación y regulación de sistemas eléctricos. El Dr. Rudnick ha realizado consultorías a distintas empresas y reguladores en América Latina, Naciones Unidas y el Banco Mundial. Es Director de Systep Ingeniería y Diseños.

E-mail: h.rudnick@ieee.org

