

Estimación del beneficio económico de consumidores de energía eléctrica que instalen generación eólica en sus propios predios en el marco de los decretos 158/012 y 433/012

Mayo 2013

Ec. Andrés Osta

DNE - MIEM

1. Objetivo del informe

Estimar un marco de conveniencia económica de la aplicación de los decretos 158/012 y 433/012 para consumidores de energía eléctrica que instalen generación eólica en su propio predio.

2. Unidad de análisis

Se analiza la conveniencia económica de los consumidores de las categorías tarifarias GC2, GC3, GC4 y GC5, a través de la estimación de la tasa interna de retorno (TIR) de proyectos de inversión asociados a distintos casos representativos de consumo de energía eléctrica de las mencionadas categorías.

Cada caso de análisis se define por el comportamiento de consumo de energía eléctrica, el cual está definido por el consumo en los 12 meses de un año móvil, con una estructura de consumo mensual subdividida por tramo horario.

3. Hipótesis del análisis

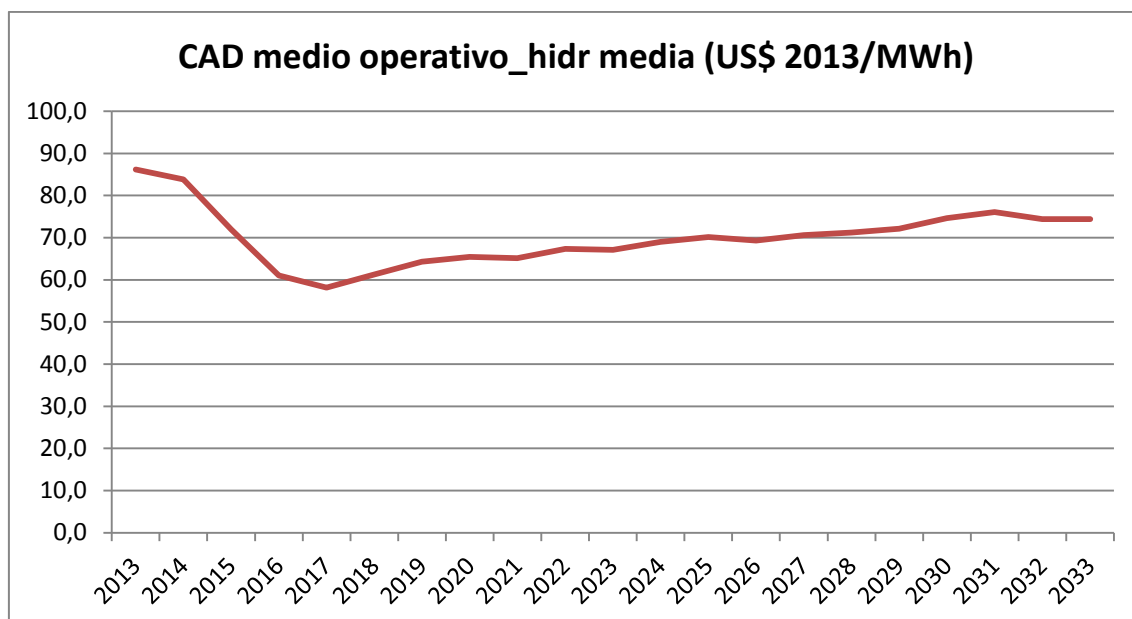
- Moneda de referencia: dólar estadounidense
- Tipo de cambio utilizado: 1 US\$ = \$ 19,82
- Se supone que el tipo de cambio nominal se mantiene constante
- Tasa de inflación internacional anual = 2,78 %
- El consumidor instala la generación eólica dentro del predio de su emprendimiento
- Potencia del aerogenerador de referencia = 1,8 MW
- Factor de planta mensual = 35 %
- El costo de inversión del parque eólico se asume que adopta los siguientes valores, según la cantidad de aerogeneradores instalados por la existencia de economías de escala:

N° aerogeneradores	Costo inversión (US\$ 2013 / kW)
1	2.400
2	2.352
3	2.328
4	2.304
5	2.280

- Conceptos amortizables de la inversión = 84 %
- Vida útil del proyecto = 20 años
- Se asume que el valor residual de los activos al final de la vida útil del proyecto es nulo
- El costo de O&M anual del parque eólico se asume que adopta los siguientes valores, según la cantidad de aerogeneradores instalados por la existencia de economías de escala:

N° aerogeneradores	Costo O&M anual por aerogenerador (US\$ 2013)
1	65.000
2	60.000
3	55.000
4	53.000
5	52.000

- Se supone que el costo de O&M se mantiene en dólares constantes durante la vida útil del proyecto
- Estructura del capital: 30 % fondos propios – 70 % endeudamiento
- Tasa de interés nominal anual en dólares = 6 %
- Plazo de amortización del préstamo = 15 años con un año de gracia
- Se consideran los beneficios fiscales estipulados en el decreto N° 354/009
- Se consideran los beneficios fiscales del decreto N° 2/12 en relación con el IVA de la inversión y el Impuesto al Patrimonio
- Se asume que la evolución del costo de abastecimiento de la demanda (CAD) medio operativo, sin incluir costos fijos de inversión de UTE en generación, en un escenario de hidraulicidad media en los próximos 20 años es la siguiente:



Fuente: elaboración del Área de Energía Eléctrica de la DNE. Ver marco de hipótesis en el Anexo 1.

- Se supone que el proyecto se inicia el 01/01/2014
- Se supone que la instalación de un parque eólico con una potencia mayor a 10 MW, debido a las autorizaciones ambientales que requiere, implica una entrada en operación 6 meses posterior al 01/01/2014
- Se supone que el precio medio de la energía del pliego tarifario de UTE de cada categoría tarifaria evoluciona en términos porcentuales igual que la evolución del CAD medio operativo en hidráulicidad media
- Se supone que se mantiene la actual estructura de cargos de energía por tramo horario
- Se considera en el precio de venta de excedentes hasta marzo de 2015 el premio de US\$/MWh 110 de julio de 2011 actualizado a dólares de 2013
- Precio de venta de excedentes se mantiene en dólares constantes a partir de los valores de 2013
- Se supone que la incorporación de los excedentes de energía eléctrica al sistema no modifican los costos medios del mismo
- No se consideran potenciales beneficios para el consumidor de generar energía eléctrica con fuente eólica diferentes a los relacionados con el consumo de energía eléctrica y con la venta de excedentes a UTE
- No se consideran los efectos vinculados con la energía reactiva
- El período base del consumo de energía eléctrica considerado es el año móvil junio 2011 – mayo 2012
- Se asignan los valores del año base a los del año 2012

- Se asume que debido a que la normativa plantea un cambio en la facturación del cargo por potencia, desde la máxima potencia medida hacia la potencia contratada, los consumidores ajustan la potencia contratada a la máxima potencia consumida en cada tramo horario en el año, de forma de no pagar cargos por potencia excedentaria y cumpliendo con las condiciones estipuladas por UTE al respecto
- Evolución del consumo de energía eléctrica y de contratación de potencia en los próximos 20 años

Período	Tasa de crecimiento promedio acumulativa anual (%)
2013 - 2017	3
2018 - 2022	2,5
2023 - 2027	2
2028 - 2033	1,5

4. Variables relevante del análisis

Beneficio consumidor = Costo consumo UTE sin decreto – Costo consumo UTE con decreto + Ingresos por venta de excedentes – Costo de generación de energía eléctrica por la instalación del parque eólico

Esta ecuación se puede expresar de la siguiente forma:

Beneficio = Consumo energía generada * (precio medio energía pliego UTE – costo generación) + Consumo energía UTE * (precio medio energía pliego UTE – CAD medio * factor de pérdidas técnicas) + Excedentes * (precio venta excedente – costo generación) – Costo de Transición

Costo de Transición = Costo de Transición unitario * (1,3 * Potencia contratada en punta + 1 * Potencia contratada en llano + 0,45 * Potencia contratada en valle)

Costo de Transición unitario en US\$/kW = $730 * (1/(1,3+1+0,45)) * FU \text{ cat tar} * ((pr \text{ med plg prom cat tar} / TC) - CAD \text{ medio} * FP)$

FU cat tar: factor de utilización representativo de la categoría tarifaria

pr med plg prom cat tar: precio medio de la energía del pliego tarifario de UTE promedio de la categoría tarifaria

TC: tipo de cambio nominal

CAD: costo de abastecimiento de la demanda operativo sin costos de inversión de UTE en generación en un escenario de hidraulicidad media

FP: factor de pérdidas técnicas del nivel de tensión

5. Valores relevantes para el análisis

- Cargo de energía según pliego tarifario vigente

Descripción del cargo	Unidad	Valor GC2	Valor GC3	Valor GC4	Valor GC5
Energía punta	\$/kWh	5,724	4,928	4,626	3,830
Energía llano	\$/kWh	2,226	2,215	2,215	2,210
Energía valle	\$/kWh	1,220	1,210	1,210	1,206

- Cargo de energía y Cargo de Transición unitario del precio de la energía demandada al sistema vigente

Descripción del cargo	Unidad	Valor GC2	Valor GC3	Valor GC4	Valor GC5
Energía	\$/kWh	1,772	1,728	1,728	1,708
CT unitario	\$/kW	96,6	100,5	98,6	83,4

- Precio de venta de excedentes ajustado a valores de 2013 sin considerar el factor de pérdidas técnicas

Descripción	Unidad	Valor
Venta excedente a UTE sin premio	US\$/MWh	67,4
Venta excedente a UTE con premio	US\$/MWh	110,8

- Factor de pérdidas técnicas

Descripción	Valor GC2	Valor GC3	Valor GC4	Valor GC5
Factor de pérdidas técnicas	1,038	1,012	1,012	1

- Valores representativos de cada categoría tarifaria de variables asociadas al consumo energético requeridas para el cálculo del cargo de transición unitario

Descripción	Valor GC2	Valor GC3	Valor GC4	Valor GC5
Factor de utilización	52 %	60 %	69 %	74 %
Ponderación de la energía consumida en punta	15 %	16 %	15 %	14 %
Ponderación de la energía consumida en llano	58 %	56 %	55 %	55 %
Ponderación de la energía consumida en valle	27 %	28 %	30 %	31 %

El factor de utilización presentado en la tabla corresponde al cálculo de la relación entre el total de la energía eléctrica consumida por los consumidores de cada categoría en relación con las potencias facturadas de los mismos.

- Variación porcentual anual estimada del precio medio de la energía del pliego tarifario de UTE y del Cargo de Transición unitario, de cada categoría tarifaria

Año	Variación porcentual anual
2014	-3%
2015	-14%
2016	-15%
2017	-5%
2018	5%
2019	5%
2020	2%
2021	0%
2022	3%
2023	0%
2024	3%
2025	2%
2026	-1%
2027	2%
2028	1%
2029	1%
2030	3%
2031	2%
2032	-2%
2033	0%

6. Metodología del análisis

En primera instancia, se analizó la conveniencia económica de instalar un parque eólico con una potencia mayor a los 10 MW, considerando el costo de pérdida de 6 meses de percibir el premio por entrar más tarde, con respecto a un parque con una potencia ligeramente inferior. Este análisis arrojó el resultado de que la tasa interna de retorno es inferior para un parque mayor a los 10 MW con respecto a un parque de potencia menor. En este sentido, se consideró como potencia máxima en el análisis siguiente 9 MW, o sea 5 aerogeneradores de 1,8 MW, pues se adoptó como aerogenerador de referencia uno de potencia unitaria igual a 1,8 MW. En este marco, el rango de instalación de aerogeneradores es entre un aerogenerador y 5 aerogeneradores, lo que en términos de potencia instalada corresponde al intervalo: 1,8 MW - 9 MW.

En una segunda instancia, se calculó para cada consumidor de las categorías tarifarias analizadas, la tasa interna de retorno en un escenario de 9 MW de potencia instalada. En este contexto, se estudió la correlación del indicador de rentabilidad estimado con diferentes variables asociadas al comportamiento del consumo de energía eléctrica de los individuos analizados. El mismo dio como resultado que las variables con una alta correlación positiva con respecto a la tasa interna de retorno son el factor de utilización anual¹ y el precio medio de largo plazo de la energía demandada al sistema². El horizonte de tiempo del precio se refiere a que el mismo se asocia con el precio promedio de los valores proyectados en el período 2014 – 2033 no descontados, período de vida útil del proyecto, con el objetivo de reflejar la evolución asumida del mismo.

Para las categorías tarifarias GC2 y GC3, en la medida en que en la primera están incluidos 247 consumidores y en la segunda 102, se definieron dos casos de referencia, uno correspondiente al promedio de los consumidores con condiciones más favorables y otro correspondiente al promedio de los consumidores con condiciones menos favorables. El objetivo es estimar un intervalo de rentabilidad que dé señales de conveniencia para los distintos tipos de consumidores.

El criterio de división de ambos casos, se definió en base a los valores promedio dentro de cada categoría tarifaria de las variables factor de utilización anual y precio medio de largo plazo de la energía consumida del sistema. Las condiciones más favorables corresponden a aquellos consumidores con valores de las mencionadas variables superiores al promedio, mientras que las menos favorables corresponden a la situación opuesta.

¹ Energía consumida anual / Potencia máxima medida promedio en el año. El denominador del cociente se calculó considerando la potencia máxima medida promedio anual en cada tramo horario y luego cada una de ellas multiplicada por el número de horas en el año correspondiente a cada tramo horario.

² Este precio es el promedio de los cargos de energía de cada tramo horario del pliego tarifario de UTE ponderados por el peso del consumo de la energía en cada tramo horario del consumidor.

Para las categorías tarifarias GC4 y GC5, en la medida que en la primera hay 5 consumidores y en la segunda 4, se analizó la situación particular de cada uno de ellos, dado que además de ser pocos consumidores, su comportamiento es muy diferente, con lo cual en estas condiciones realizar el promedio no resulta adecuado. En el caso de estas dos categorías tarifarias, por una razón de confidencialidad de la información, se explicitarán los valores de las variables factor de utilización anual y precio medio de la energía demandada al sistema de largo plazo que corresponden a los casos potencialmente viables, pero no los datos de consumo de energía y potencia asociados.

En todos los casos definidos, se calculó en primer lugar la tasa interna de retorno para diferentes situaciones de potencia instalada del parque, con un rango posible entre 1,8 MW y 9 MW, definiendo la situación óptima.

Finalmente, a los efectos de analizar potenciales ventajas provocadas por la asociación entre consumidores en la compra de equipamiento, se realizó un estudio de sensibilidad con respecto a la variable costo de inversión. Se analizaron dos casos alternativos, uno caracterizado por una reducción del 5 % en el costo de inversión del escenario óptimo hallado, y otro en el cual el costo de inversión baja un 10 % con respecto al mismo.

7. Resultados finales del análisis

Cabe aclarar que la tasa interna de retorno (TIR) explicitada en esta sección está expresada como una tasa nominal anual en dólares después de impuestos.

Asimismo, es preciso mencionar que el factor de utilización promedio calculado en esta sección para cada categoría tarifaria que se usa para separar casos de conveniencia es el promedio de los factores de utilización individuales, y no el factor de utilización promedio de la categoría hallado a los efectos del cálculo del CT unitario, el cual refiere a la relación entre la energía consumida total sobre la potencia máxima total de los consumidores de una categoría. Como el objetivo en este caso es estimar señales de conveniencia para potenciales beneficiarios, se considera adecuado en este caso considerar el factor de utilización mencionado.

FU = factor de utilización anual

Precio medio l_p = precio medio de largo plazo de la energía demandada al sistema

7.1 Consumidores de la categoría GC2

- Promedio de casos más favorables: FU > 52,9 % y Precio medio l_p > US\$/MWh 101,2

Potencia instalada: 9.000 kW

Consumo anual en año base = 3.503.607 kWh

Potencias contratadas en el año base:

Potencia mensual contratada en punta = 665 kW

Potencia mensual contratada en llano = 681 kW

Potencia mensual contratada en valle = 681 kW

Costo de inversión (US\$/kW)	TIR (%)
2.280	11
2.166	12,5
2.052	14,2

- Promedio de casos menos favorables: FU < 52,9 % y Precio medio Ip < US\$/MWh 101,2

Potencia instalada: 9.000 kW

Consumo anual en año base = 2.162.952 kWh

Potencias contratadas en el año base:

Potencia mensual contratada en punta = 545 kW

Potencia mensual contratada en llano = 727 kW

Potencia mensual contratada en valle = 727 kW

Costo de inversión (US\$/kW)	TIR (%)
2.280	9,3
2.166	10,7
2.052	12,4

7.2 Consumidores de la categoría GC3

- Promedio de casos más favorables: FU > 52,6 % y Precio medio Ip > US\$/MWh 95,7

Potencia instalada: 9.000 kW

Consumo anual en año base = 15.163.585 kWh

Potencias contratadas en el año base:

Potencia mensual contratada en punta = 2.680 kW

Potencia mensual contratada en llano = 2.785 kW

Potencia mensual contratada en valle = 2.785 kW

Costo de inversión (US\$/kW)	TIR (%)
2.280	9,4
2.166	10,7
2.052	12,2

- Promedio de casos menos favorables: FU < 52,6 % y Precio medio l_p < US\$/MWh 95,7

Potencia instalada: 9.000 kW

Consumo anual en año base = 4.095.568 kWh

Potencias contratadas en el año base:

Potencia mensual contratada en punta = 1.238 kW

Potencia mensual contratada en llano = 1.439 kW

Potencia mensual contratada en valle = 1.439 kW

Costo de inversión (US\$/kW)	TIR (%)
2.280	6,5
2.166	7,8
2.052	9,2

7.3 Consumidores de la categoría GC4

En esta categoría tarifaria se identifica un caso con potenciales condiciones de viabilidad económica a partir de niveles del costo de inversión similares al caso medio de los analizados.

Los valores de las variables relevantes del análisis asociados con este caso son los siguientes: FU = 75,1 %, Precio medio l_p = US\$/MWh 92,59 y Potencia instalada: 1.800 kW

Costo de inversión (US\$/kW)	TIR (%)
2.400	9,3
2.280	10,6
2.160	11,9

7.4 Consumidores de la categoría GC5

En esta categoría, se identificaron tres casos con tasas internas de retorno positivas, las cuales asimismo, presentan valores muy elevados con respecto a los casos explicitados anteriormente.

Los valores de las variables factor de utilización anual y precio medio de la energía demandada al sistema de largo plazo de los tres casos son los siguientes, ordenados por conveniencia económica, con una potencia instalada del parque eólico de 1.800 kW.

- FU = 98,8 % y Precio medio l_p = US\$/MWh 88,4
- FU = 95,8 % y Precio medio l_p = US\$/MWh 87,7
- FU = 88,6 % y Precio medio l_p = US\$/MWh 88,3

Los valores de la tasa interna de retorno para diferentes escenarios de costo de inversión del parque, para el caso de menor rentabilidad del proyecto son los siguientes:

Costo de inversión (US\$/kW)	TIR (%)
2.400	20,4
2.280	22,3
2.160	24,4

8. Observaciones finales

Se identifican los siguientes factores como críticos en la conveniencia económica de adhesión a la propuesta estudiada por parte de los consumidores analizados:

- Factor de planta del predio
- Costo de inversión del parque eólico
- Factor de utilización en el consumo
- Precio medio de la energía consumida del sistema
- Rentabilidad de proyectos alternativos de la empresa
- Percepción de riesgos del negocio

Anexo 1: Marco de hipótesis de la estimación de la evolución del CAD medio operativo de UTE

Definición: es el costo de abastecimiento de la demanda medio operativo de UTE, sin incluir los costos de inversión en generación de UTE.

- Escenario de hidraulicidad media
- Se trabaja en dólares constantes
- Precio del petróleo Brent = US\$/bl. 110
- Precio del gas natural en boca de la central de generación = US\$/MMBTU 15
- Se supone que el gas natural está disponible en abril de 2015
- Se asume que la incorporación de la central de ciclo combinado de Punta del Tigre se da de la siguiente forma:

Fecha	Potencia incorporada al sistema
Julio 2014	1° turbina de 170 MW
Noviembre 2014	2° turbina de 170 MW
Marzo 2016	Se dispone de 500 MW

- La central de ciclo combinado está modelada considerando mínimo técnico en el cálculo del costo variable de generación
- Se supone que la central térmica SALA B sale de servicio en el 2015 y que las centrales Batlle 5° y 6° lo hacen en el 2020.
- Se asume en servicio Montes del Plata en el 2013
- Se supone que en mayo de 2014 entran en operación centrales de generación en base a biomasa por 40 MW de potencia instalada
- Precio de compra de energía de fuente eólica de largo plazo = US\$/MWh 80
- Se asume el siguiente proceso de incorporación de centrales de generación de fuente eólica al sistema:

Fecha	Potencia instalada acumulada
Junio 2014	250 MW
Enero 2015	450 MW
Junio 2015	700 MW
Enero 2016	900 MW

Junio 2016	1.200 MW
Junio 2018	1.400 MW

Se asume incorporación eólica adicional en el período siguiente en la medida que lo requiera el programa de optimización del sistema para abastecer la demanda.