

Análisis de rentabilidad de la generación de energía eólica de pequeña escala en Uruguay.

13 de diciembre de 2010



RESUMEN EJECUTIVO

Por el Decreto 173/010 del 1º de junio de 2010 el Poder Ejecutivo autorizó la conexión y el intercambio de energía con la red de baja tensión, de generadores de fuente renovable en las instalaciones de los suscriptores.

Si bien la viabilidad técnica ya es un hecho, la posibilidad de que esta actividad se desarrolle en forma amplia y sostenida tiene una estrecha relación con las condiciones económicas de los proyectos.

En las condiciones actuales, los lugares del país en los que la instalación de aerogeneradores puede resultar atractiva económicamente son escasos, y coinciden con los más privilegiados respecto a la disponibilidad del recurso viento.

Para condiciones vigentes, se determina que los resultados de Valor Actual Neto y Tasa Interna de Retorno son sensibles a:

- Establecerse como empresa, principalmente por los beneficios impositivos vigentes.
- Instalar potencias más altas, principalmente por el factor de escala de la inversión inicial.
- Alimentar el autoconsumo, más que inyectar energía a la red.
- Utilizar tarifas planas en lugar de las multihorario.

En el escenario normativo actual del Uruguay (comercial e impositivo) y con las características de la tecnología disponible al momento de la realización de este informe (costo y eficiencia), es reducido el número de suscriptores que encontrarán atractivo desde el punto de vista económico la actividad de microgeneración eólica.

ÍNDICE

<u>1.</u>	<u>Antecedentes</u>	<u>4</u>
<u>2.</u>	<u>Objeto del estudio</u>	<u>4</u>
<u>3.</u>	<u>Elementos del análisis.</u>	<u>5</u>
3.1.	Equipos	5
3.2.	Sitios	6
3.3.	Regímenes tarifarios	7
3.4.	Condiciones comerciales e impositivas	8
3.5.	Otros supuestos	8
<u>4.</u>	<u>Resultados.</u>	<u>10</u>
4.1.	La influencia de los beneficios fiscales	10
4.2.	La rentabilidad mejora con la potencia instalada.	11
4.3.	Relación entre consumo promedio y rentabilidad	12
4.3.1.	Caso persona. Más consumo promedio mejora la rentabilidad	12
4.3.2.	Caso empresas	13
4.4.	La tarifa del consumidor y los resultados de invertir en microgeneración	14
4.4.1.	Caso empresas: Tarifa General Simple vs Tarifa Triple Horario	14
4.4.2.	Caso hogares: Tarifa Residencial Simple vs Tarifa Doble Horario Residencial	15
<u>5.</u>	<u>Conclusión.</u>	<u>15</u>

1. Antecedentes

El Poder Ejecutivo aprobó el Decreto 173/010 del 1º de junio de 2010 autorizando la conexión de generadores de fuente renovable a las instalaciones de los suscriptores conectados a la red de baja tensión, y la inyección de energía a dicha red. El Decreto fija condiciones económicas y contractuales que le dan seguridad al particular de que UTE comprará toda la energía que entregue a la red por un plazo de 10 años, fijando un precio igual al que el cliente debe pagar a UTE para adquirir la energía en ese mismo punto de la red. Este sistema es conocido a nivel internacional como “net metering”.

Este documento es la segunda edición del estudio publicado originalmente el 23 de noviembre de 2010. Fueron detectados algunas inexactitudes en los cálculos, las que fueron corregidas. Por este motivo las gráficas y las tablas fueron reeditadas y publicadas nuevamente. Si bien algunos resultados cuantitativos fueron corregidos, las conclusiones conceptuales se mantienen.

Las correcciones realizadas respecto al anterior documento se detallan en el Anexo IV.

2. Objeto del estudio

Se estudia la rentabilidad de los emprendimientos desde el punto de vista privado, sin abordar los efectos que estos proyectos tienen sobre la economía en su conjunto.

Se analiza el caso específico de la utilización de la energía eólica. No se incluye en este informe el estudio de la utilización de las otras fuentes renovables autorizadas por el Decreto 173/010 (biomasa, minihidráulica y solar fotovoltaica).

El estudio considera exclusivamente las condiciones actuales (tanto tarifarias como impositivas, de plazos, precios, etc.), e incluye diferentes escenarios dentro de éstas. El estudio de la influencia que pudieran tener eventuales cambios de las condiciones vigentes sobre los resultados económicos, es considerado muy valioso, pero no está dentro de los objetivos de este primer análisis.

Se estudia el caso de los equipos comprendidos en el primer párrafo del Decreto 173/010. Desde el punto de vista económico, la consecuencia más importante es que el propietario se asegura no realizar inversiones en la red de distribución.

Los casos analizados son los que la potencia previamente contratada es superior a la instalada en equipos de microgeneración, y por lo tanto no es necesaria la inversión de aumento de potencia contratada en el suministro.

3. Elementos del análisis.

3.1. Equipos.

Los casos a estudiar son todos de tecnología de generadores con eje horizontal. Estos equipos son los utilizados más comúnmente en zonas rurales, y de los que hay más disponibilidad en el mercado local e internacional. Esta restricción obedece a que las series de viento de las que se dispone ubicadas en zonas urbanas no han podido ser chequeadas respecto de su confiabilidad como para ser incluidas en este estudio. La potencia de los equipos simulados está en el rango entre 1 y 10 kW, y se considera una variedad de orígenes, potencias y costos dentro de lo que ofrece el mercado.

Origen y potencia nominal	Costo del sistema (U\$S)	Costo por kW instalado (U\$S)
España 1 kW	9.661	9.661
España 2 kW	12.405	6.203
China 2 kW	14.150	7.075
España 3,8 kW	15.048	3.960
Argentina 4,5 kW	17.500	3.889
España 5 kW	18.110	3.622
Holanda 5 kW	16.971	3.394
Reino Unido 6 kW	23.922	3.987
Holanda 10 kW	31.156	3.116

Tabla 1. Costo del sistema de microgeneración

En el cuadro precedente, y en el siguiente gráfico, pueden observarse las economías de escala a medida que aumenta la potencia de los equipos, disminuyendo el costo por unidad de potencia instalada. Éste será un elemento relevante a la hora de analizar los resultados de rentabilidad.

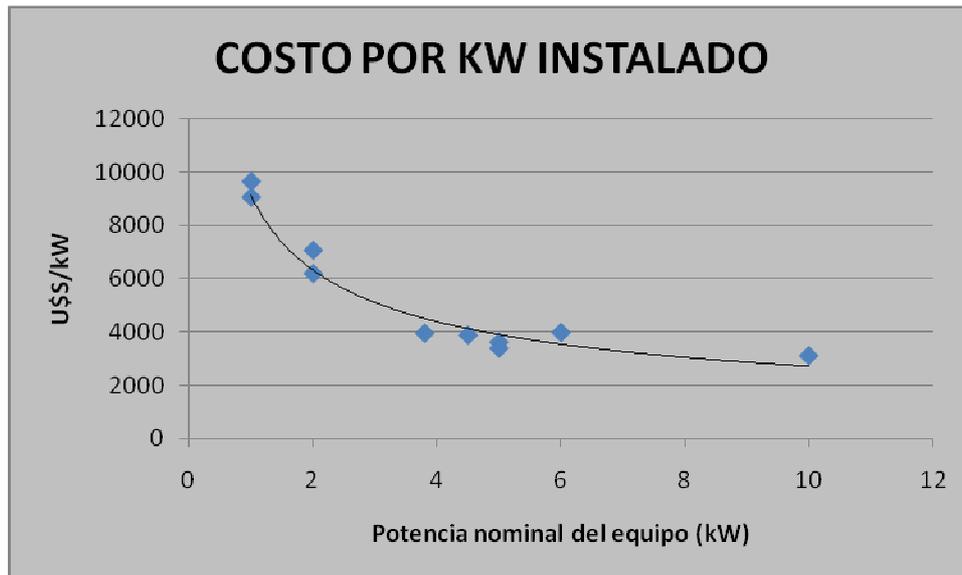


Gráfico 1. Costo por kW instalado

Los costos de los equipos se obtuvieron a partir de cotizaciones de los proveedores, sumándole los costos de importación, de internación en el país y los costos de instalación, incluyendo el costo de conexión a la red de baja tensión.

Se obtuvo, también de los proveedores, la curva de potencia de los equipos, que permite calcular la energía generada por éstos en función de los datos de viento disponibles. [\(Anexo I\)](#)

3.2. Sitios.

Se seleccionaron cuatro sitios del territorio nacional donde se cuenta con mediciones del recurso eólico realizadas por UTE. Las mediciones se hicieron con anemómetros calibrados, y las series cubren períodos de al menos un año, registrando promedios de velocidad del viento en intervalos de diez minutos. Las series originales fueron transformadas para que los datos representen la velocidad del viento a una altura de **18 metros**.

Atendiendo las diferentes características del recurso eólico en el país, y a los aspectos de microlocalización de los puntos de medida disponibles, los sitios seleccionados fueron:

- Bonete, en las cercanías de la represa hidroeléctrica.
- Piedras de Afilar, en la zona de la intersección de rutas 8 y 9.
- Buena Unión, cercano a la ciudad de Rivera.
- Sierra de los Caracoles, en el sitio donde actualmente se ubica el parque eólico “Caracoles I”.



Figura 1. Sitios de medida de viento

Los valores medios de velocidad del viento en los puntos seleccionados son:

Sitio	Período	Media (m/s)
Buena Unión	octubre 2008- setiembre 2009	4,23
Piedras de Afilas	julio 2008-junio 2009	5,07
Bonete	abril 2007-marzo 2008	5,43
Caracoles	abril 2009-marzo 2010	7,45

Tabla 2. Velocidad de viento

3.3. Regímenes tarifarios.

El Decreto 173/010 fija un precio por la energía entregada a la red igual al que el cliente debe pagar a UTE para adquirir la energía en ese mismo punto de la red.

Para el caso de la Tarifa Residencial Simple, el precio establecido para la primera franja de 0 a 100 kWh se sustituye por el correspondiente a la franja inmediata superior. Además, los servicios incluidos en la modalidad Tarifa de Consumo Básico Residencial se rigen en lo que refiere al precio de la energía entregada, por las tarifas de los clientes del tipo Tarifa Residencial Simple.

En la construcción del flujo de fondos del negocio, debe incluirse como ingreso tanto el ahorro de energía que hace la persona/empresa, como el excedente vertido a la red eléctrica. Por lo tanto, el régimen tarifario que el suscriptor tiene como consumidor de energía influye en la rentabilidad del emprendimiento.

Los regímenes tarifarios analizados son:

- Residencial Simple (TRS).
- Doble Horario Residencial (TDHR).
- General Simple (TGS).
- Triple Horario, MC1 (TTH)

3.4. Condiciones comerciales e impositivas

Las condiciones comerciales de la microgeneración, a la fecha de publicación de este informe, determinan que la condición de persona o empresa (siempre que ésta sea contribuyente de IRAE) es relevante en la construcción del flujo de fondos.

Cuando la persona ahorra energía eléctrica, evita pagar el precio del kWh indicado en el pliego tarifario y el IVA correspondiente a esa compra. Por otro lado, al volcar un kWh a la red, genera un ingreso equivalente al precio que indica el pliego, pero debe tributar un 12% de su valor por concepto de IRPF (rentas del capital).

Las empresas contribuyentes de IRAE poseen un conjunto de beneficios en el marco de la Ley Nº 16.906 (Ley de Promoción de Inversiones), reglamentadas en los Decretos 455/007 y 354/009. La principal consecuencia de este marco promocional es que la empresa puede elegir entre dos opciones:

- Decreto 455/007, que le permite descontar de futuros flujos de IRAE un porcentaje del capital invertido.
- Decreto 354/009, que le otorga una exoneración en el IRAE correspondiente a la venta de energía por un período de tiempo que llega hasta el año 2023.

Analizadas las opciones, el régimen propuesto por el Decreto Nº 354/009 es más apropiado para aquellos emprendimientos cuyo principal giro es la actividad promovida. Suponiendo que titular de la inversión posee una actividad principal distinta a la de microgeneración, y que tributa IRAE por un monto que permite descontar en el corto plazo los porcentajes máximos de la inversión definidos en el decreto 455/007, se decide incorporar los beneficios de ese decreto al flujo de fondos de las empresas que inviertan en microgeneración.

3.5. Otros supuestos.

Se consideraron los siguientes elementos al momento de analizar los diferentes casos.

- Los clientes de UTE no cambian su régimen tarifario por el hecho de incorporar generación de energía eólica.

- Las tarifas se consideran constantes en dólares a lo largo de la vida del proyecto.
- Las tarifas Residencial Simple y Doble Horario Residencial corresponden al agente persona, mientras que las tarifas General Simple y Triple Horario son empresas.
- Se estudian los casos de que los suministros donde están instalados los equipos de microgeneración tienen consumos mensuales (en kWh) de: 260, 350, 400, 700, 1000.
- La persona/empresa no modifica sus hábitos de consumo de electricidad. Esto permite obtener el ahorro de consumo a partir de la diferencia entre el consumo sin proyecto y el consumo con proyecto.
- Para estimar la curva de carga diezminutal de cada suscriptor se utilizaron las curvas promedio por perfil de cliente: residencial (TRS y TDHS) y no residencial (TGS y MC1). Las curvas utilizadas fueron provistas por UTE, y se incluyen en el Anexo III.
- El costo de mantenimiento anual de las instalaciones de microgeneración se estima en un 3% de la inversión inicial, salvo en los casos en que el proveedor facilitó información precisa sobre ese rubro.
- La vida útil del proyecto es de 10 años.
- Para el caso de las empresas, la depreciación del equipamiento instalado se supone uniforme y se estima un valor residual del 30% de la inversión inicial. Éste último también es válido para el caso de las personas.
- La tasa de retorno requerida es del 8 %.
- Los beneficios otorgados por el Decreto 455/007 significan la deducción de IRAE, para el caso de las empresas, en los años 1 y 2 del proyecto por un monto total equivalente al 60 % de la inversión inicial.
- La inversión se realiza íntegramente con fondos propios.

El acceso al financiamiento permite superar restricciones de fondos a aquellos proyectos que son rentables, y mejorar la Tasa Interna de Retorno de los fondos aportados por el inversionista. El énfasis de este trabajo está en detectar, mediante el análisis de numerosos casos, los fundamentos económicos de esta actividad. Incorporar aspectos de financiamiento hace más complejo el trabajo, pero no necesariamente más rico. Como se verá a continuación, no se observan suficientes casos de rentabilidad positiva, por lo que incorporar cargos por intereses de deuda provoca que los resultados sean aún peores.

Por lo anterior, se decidió enfocar este estudio en analizar los resultados de rentabilidad desde el punto de vista del proyecto en sí mismo.

4. Resultados.

La combinación de 4 sitios, 9 equipos de microgeneración, 5 consumos promedio y 4 regímenes tarifarios resultó en un total de 720 evaluaciones, es decir 360 evaluaciones de empresas y la misma cifra de personas.

Los resultados se presentan a través de los indicadores Valor Actual Neto (VAN, en dólares americanos) y Tasa Interna de Retorno (TIR).

Del total de evaluaciones, 95 (un 13%) resultaron en un VAN positivo, la mayoría ubicadas en Caracoles.

Incluso en Caracoles, entre los regímenes en los que el titular no es una empresa (y por lo tanto no dispone de las exenciones impositivas de éstas), los casos con VAN positiva son solamente 8, y tienen una potencia de generación mayor a 5 kW, con Tarifa Residencial Simple. Bajo el régimen Tarifa Doble Horario no se encontró ningún resultado positivo.

Los resultados completos de este trabajo pueden consultarse en el [Anexo II](#).

Comparando los resultados obtenidos, es evidente que éstos se encuentran condicionados por:

- el costo de los equipos
- el régimen de vientos
- la disponibilidad de beneficios fiscales

Esto significa un obstáculo para la masificación de la conexión a la red de equipos eólicos de microgeneración.

A continuación se presentan algunas conclusiones de este trabajo, que sirven de guía a aquéllos que desean participar de la actividad de microgeneración. Las afirmaciones que siguen pretenden ser orientativas, y no representan la totalidad de los escenarios posibles. Se utilizaron algunos de los casos estudiados, para que la información de los gráficos sea comprensible.

4.1. La influencia de los beneficios fiscales.

Las ventajas impositivas existentes para las empresas contribuyentes de IRAE que decidan invertir en microgeneración, determinan que los resultados sean mejores que los obtenidos por las familias. Es importante aclarar que en este estudio se supone que la empresa que realiza la inversión tiene un flujo de IRAE anual que le posibilita descontar en dos años la inversión realizada. Una familia que decida formar una empresa para beneficiarse de la Ley N° 16.906, pero donde la actividad principal (o única) de esa empresa es la microgeneración, no contará con el volumen suficiente de aportes anuales por concepto de IRAE para lograr absorber el costo de la inversión. En este escenario es más conveniente optar por los beneficios previstos en el Decreto N° 354, que le permite reducir los aportes de IRAE de la actividad de microgeneración.

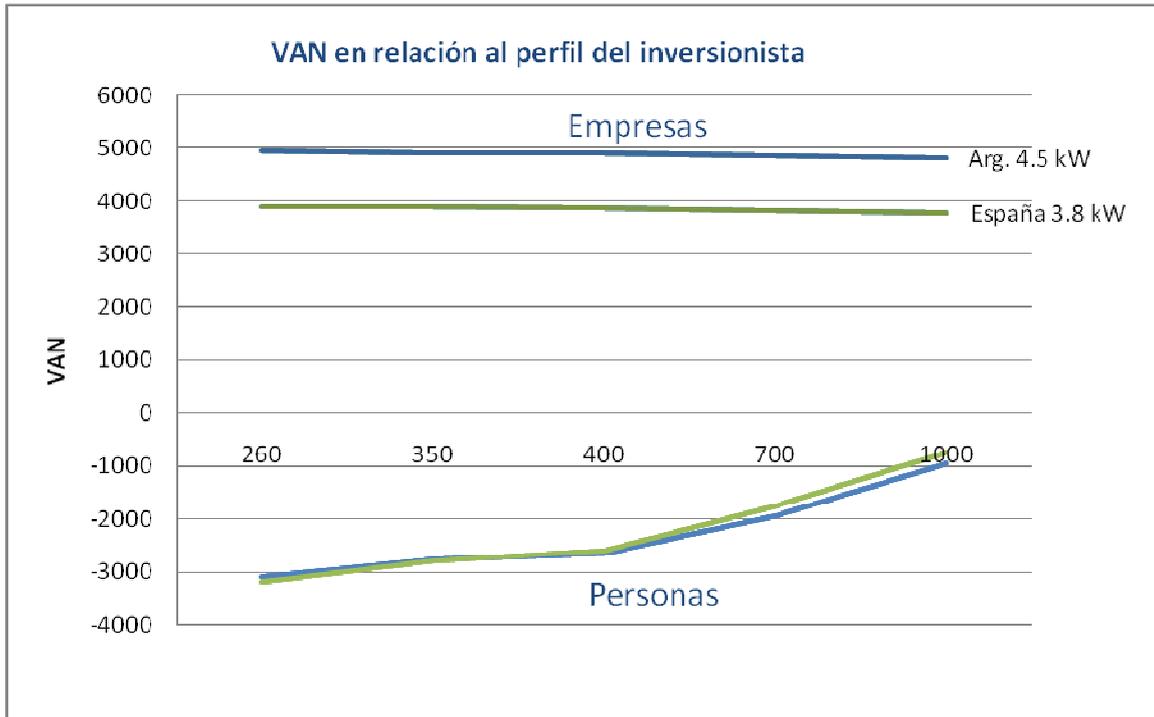


Gráfico 2. VAN en relación al perfil del inversionista

4.2. La rentabilidad mejora con la potencia instalada.

Como puede apreciarse en el Cuadro 1, el costo por kW instalado tiende a reducirse a medida que aumenta la potencia. Esto se traduce (considerando una producción energética más o menos constante por kW instalado) en una inversión menor en relación a la energía generada por el equipo.

Para ejemplificar esto, se presentan los resultados obtenidos en Caracoles para los diferentes equipos, bajo el régimen de Tarifa Residencial Simple.

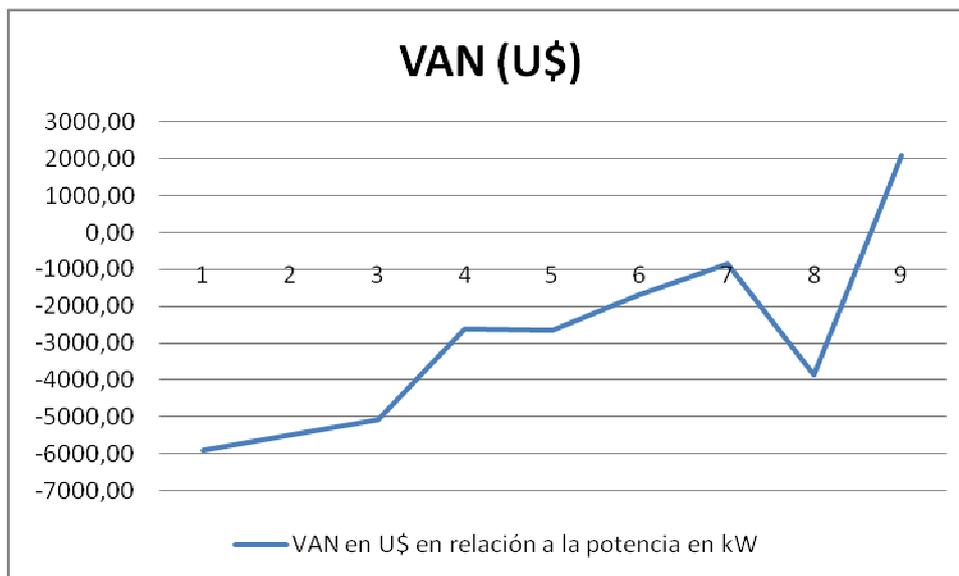


Gráfico 3. VAN en relación a la potencia del equipo

4.3. Relación entre consumo promedio y rentabilidad.

4.3.1. Caso persona. Más consumo promedio mejora la rentabilidad.

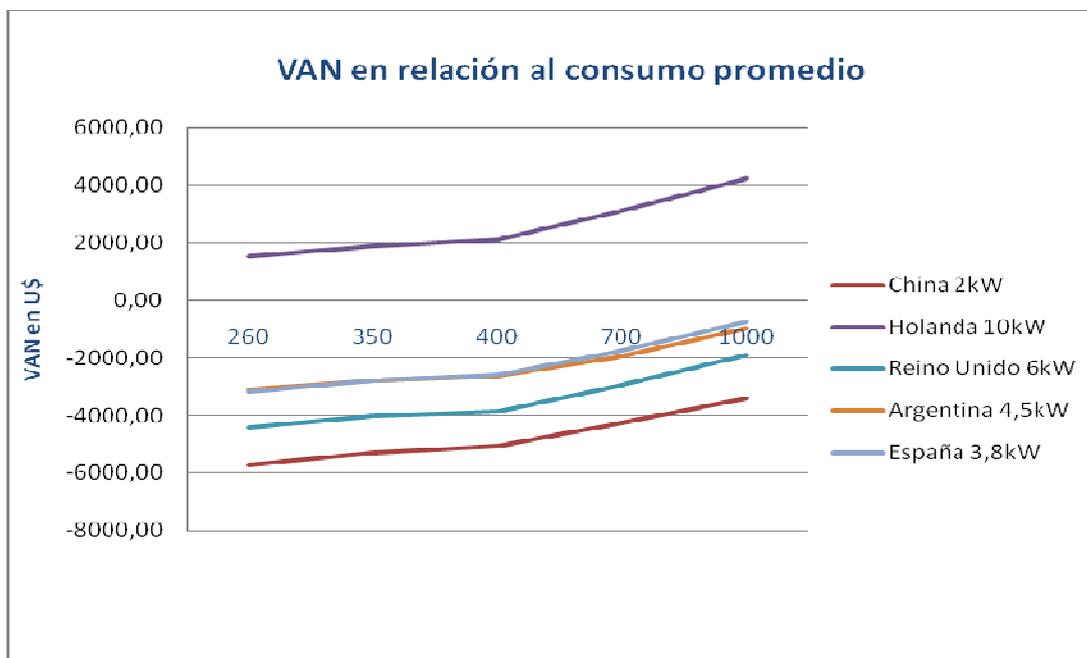


Gráfico 4. VAN en relación al consumo promedio

Se presentan los resultados para algunos de los generadores. La explicación del resultado que se observa en el gráfico responde a dos fenómenos:

- Como fue mencionado antes, cuando las personas ahorran energía eléctrica, no sólo evitan pagar el precio del kWh indicado en el pliego tarifario, sino que además ahorran el IVA correspondiente a esa compra. Por otro lado, al volcar un kWh a la red, genera un ingreso equivalente al precio que indica el pliego, pero debe tributar un 12% de su valor por concepto de IRPF (rentas del capital).
- En el caso de la Tarifa Residencial Simple, para consumos superiores a 600 kWh cada kWh vale casi el doble que aquellos consumidos por debajo de 100 kWh mensuales. Su sustitución por autoabastecimiento impacta sobre el valor actual neto de la inversión.

4.3.2. Caso empresas.

Las empresas agrupadas bajo la Tarifa General Simple muestran un comportamiento inverso respecto al caso de las personas, y a su vez, menor sensibilidad con respecto al consumo promedio mensual.

Esto es razonable, puesto que el ahorro de IVA, beneficioso para las familias, no tiene efectos para el caso de las empresas, y además tanto el ahorro como la venta de energía impactan de la misma forma sobre la renta de la empresa, y por lo tanto, sobre el IRAE tributado.

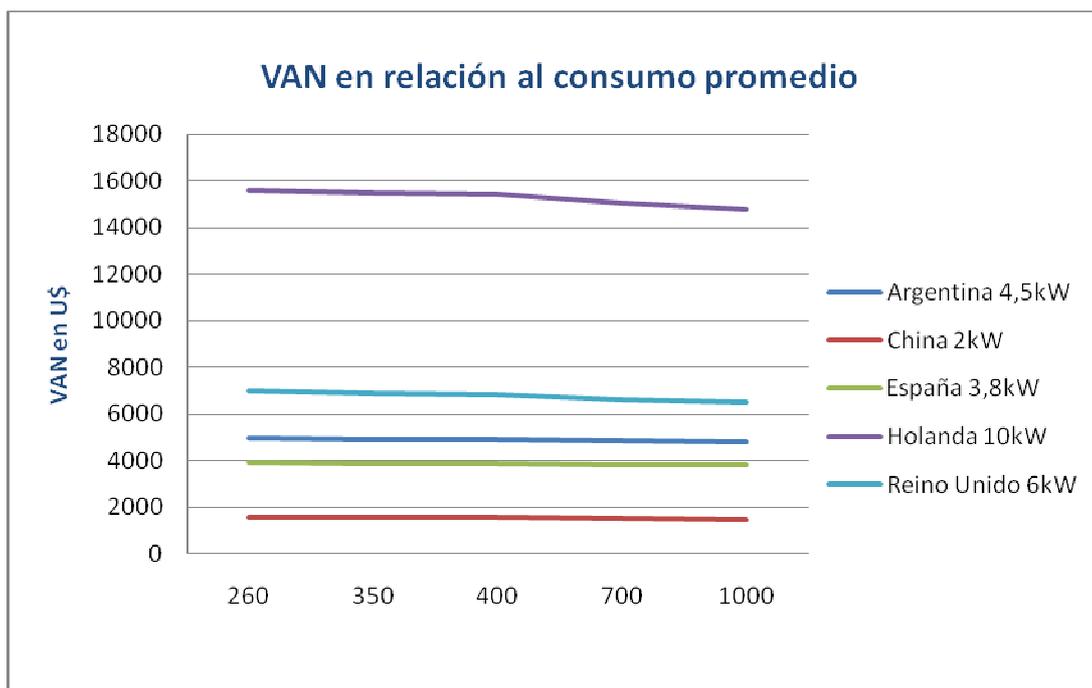


Gráfico 5. VAN en relación al consumo promedio

4.4. La tarifa del consumidor y los resultados de invertir en microgeneración..

En 4.1 se aprecia como la TGS es más conveniente para los resultados de microgeneración que la TRS. Este resultado es consecuencia de que para la primera se supuso que el agente que invierte es una empresa contribuyente de IRAE, mientras que en la última es una persona.

Ahora compararemos cuál es el resultado obtenido por la microgeneración eólica entre tarifas planas y tarifas multihorario.

Para ello construimos un indicador, seleccionando para cada sitio y régimen tarifario los VAN de los distintos equipos y consumos promedio. Así se obtuvieron 45 diferentes valores de VAN para cada par (sitio, tarifa). Luego, a cada uno de ellos se le dividió entre su costo total instalado, promediándose la suma de ellos.¹

4.4.1. Caso empresas: Tarifa General Simple vs Tarifa Triple Horario

A modo de poder comparar las diferentes tarifas, se tomó al par VAN (Caracoles, TGS) como base.

	Caracoles	Bonete	P. de Afilar	Buena Unión
TGS	1,0	-1,5	-2,2	-3,1
TTH	-0,3	-2,3	-2,8	-3,5

Tabla 3. Comparación entre TGS y TTH

Se interpreta del cuadro:

- Los resultados económicos dependen fuertemente del régimen de vientos del sitio: el orden de rentabilidad es decreciente de izquierda a derecha.
- La utilización de la TGS resulta más rentable, que la TTH. Es decir, para mejorar la rentabilidad del proyecto, es conveniente evitar el uso de la tarifa multihorario.

$${}^1 VAN (tarifa_k, sitio_j) = \frac{\sum VAN(i, m) / CostoEquip}{45} o_i$$

- k = TGS, TTH, TRS, TDH.
- j = Caracoles, Piedras de Afilar, Buena Unión, Bonete.
- i = 9 equipos.
- m = Consumos promedio (260, 350, 400, 700, 1000).
- 45 es el número de sumandos de la sumatoria, resultante de multiplicar 9 equipos por 5 consumos promedio.

4.4.2. Caso hogares: Tarifa Residencial Simple vs Tarifa Doble Horario Residencial

Manteniendo como base el par (TGS, Caracoles) los resultados para TRS y TDHR son:

	Caracoles	Bonete	P. de Afilar	Buena Unión
TRS	-2,2	-5,5	-6,5	-7,7
TDHR	-4,4	-6,7	-7,5	-8,3

Tabla 4. Comparación entre TRS y TDHR

Las conclusiones del cuadro son análogas a las de 4.4.1.

5. Conclusión.

Los resultados obtenidos en la evaluación de los diferentes casos demuestran que la actividad de microgeneración eólica es rentable sólo para casos de muy buen acceso al recurso eólico, combinado con beneficios fiscales que reduzcan el peso de la inversión inicial en el flujo.

En el marco normativo vigente, que define las condiciones comerciales e impositivas de esta actividad, la masificación de los sistemas de microgeneración conectadas a la red de baja tensión sólo puede realizarse a través de una drástica reducción en el costo de la inversión inicial.

Los resultados económicos de la microgeneración, además de ser sensibles al recurso eólico y a los beneficios fiscales, están relacionados con el consumo promedio de energía eléctrica del suscriptor-microgenerador, y a la tarifa contratada por éste.

Dado que el costo por kW instalado decrece con la potencia del equipo instalado, la rentabilidad mejora para equipos mayores.