

Generación distribuida Modelado de micro-eólica y solar fotovoltaica.

*Ing. Juan Luján Machiavello.
Sr. Alejandro Pardo,*

Instituto de Ingeniería Eléctrica – FING
Junio 2011
Montevideo – Uruguay

IMPORTANTE: Este trabajo se realizó en el marco del curso Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica (SimSEE) y fue evaluado por el enfoque metodológico, la pericia en la utilización de las herramientas adquiridas en el curso para la resolución del estudio y por la claridad de exposición de los resultados obtenidos. Se quiere dejar expresamente claro que no es relevante a los efectos del curso la veracidad de las hipótesis asumidas por los estudiantes y consecuentemente la exactitud o aplicabilidad de los resultados.

1) Objetivo:

Evaluar el comportamiento del sistema eléctrico por el ingreso de generación distribuida en baja tensión, tanto eólica como solar.

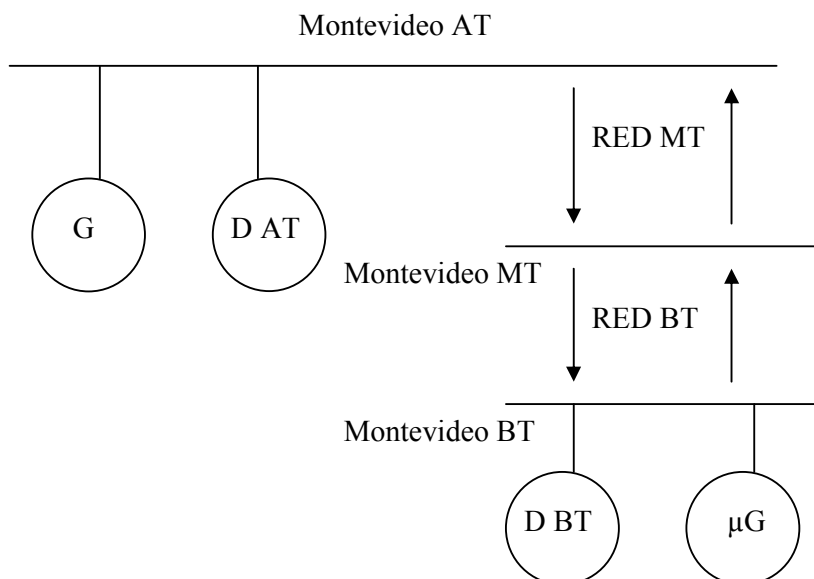
Se modela la generación distribuida creando una sala con una red de algunos nodos y arcos que representen en forma muy resumida la red eléctrica. La generación distribuida se modela como generadores asociados a los nodos, uno para Eólica y otro para Solar PV, con muchas unidades de pequeño porte. Cada parque de generadores se conectan a una fuente de viento o de radiación solar según corresponda.

Se busca calcular el costo de operación del sistema tomando en cuenta el beneficio esperado por la reducción de pérdidas en las redes del sistema eléctrico y el costo de generación en baja tensión de las energías solar y eólica.

2) Modelado del sistema:

2.1) Red:

Se modela la red como un sistema de 3 nodos y dos arcos. Los nodos se llaman Montevideo AT, Montevideo MT y Montevideo BT. Los arcos son RED MT y RED BT.

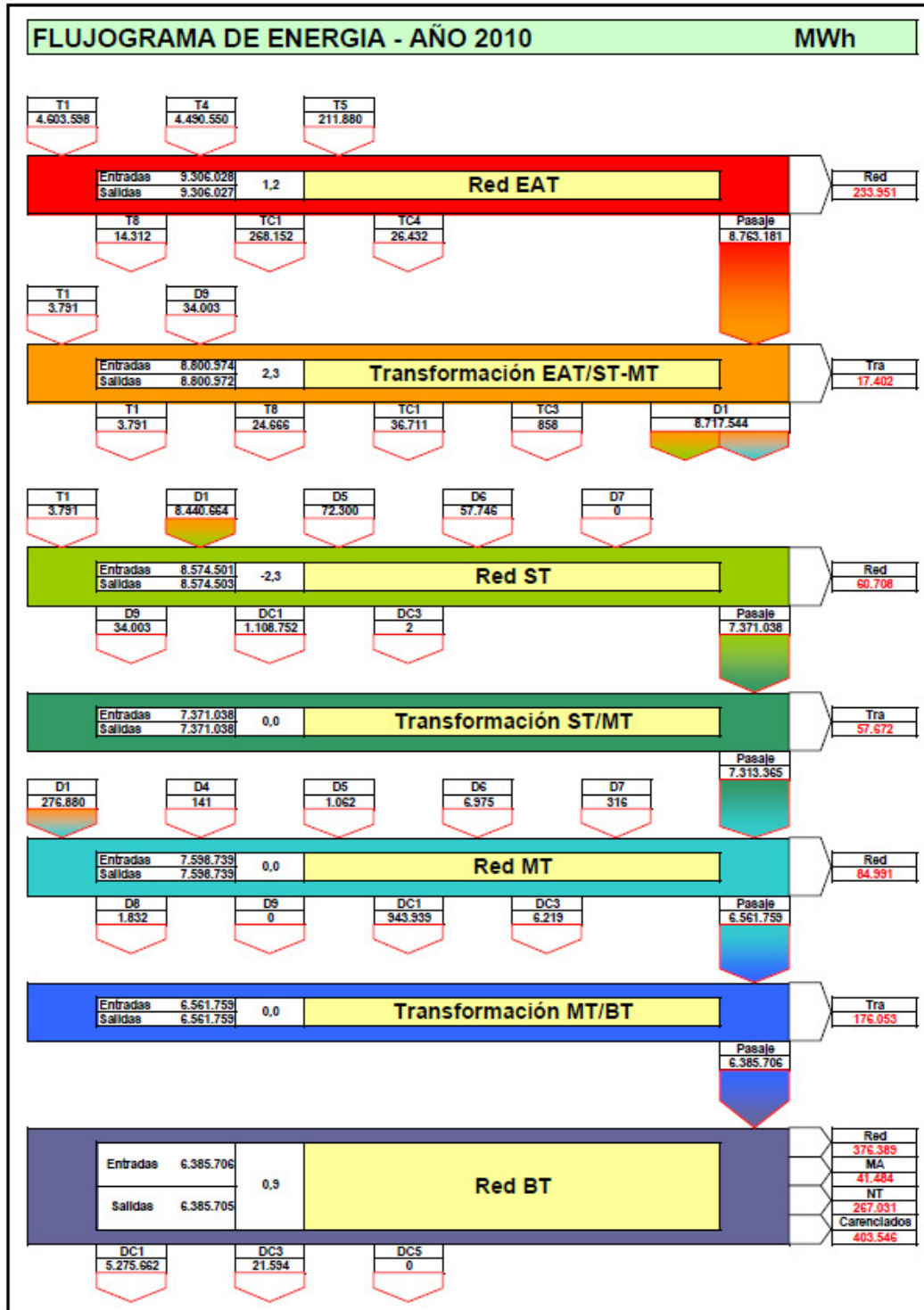


En el nodo Montevideo AT se conectan todos los generadores del sistema y la demanda en AT y MT.

El arco de de MT simula las pérdidas en las redes de ST, redes de MT , transformadores ST/MT y perdidas en transformadores de MT/BT.

Las pérdidas en las redes se obtienen como un porcentaje de la energía que circula por los arcos del sistema.

Estos valores y la proporción de demanda en AT y BT se obtienen a partir del siguiente cuadro:



Los datos anteriores se resumen en la red de subtransmisión a baja tensión en :

	Perdidas	Energía entrada MWh	% perdidas
Redes de Subtransmisión	60.708	8.574.501	0.71%
Transformación ST /MT	57.672	7.371.038	0.78%
Redes de Media Tensión	84.991	7.598.739	1.12%
Transformación MT/BT	176.053	6.561.759	2.68%
Total Perdidas MT	379.424		5.29%
Red de Baja Tensión	376.389	6.382.706	
	41.484		
Total BT	417.873		6.55%

La relación entre la demanda en Baja tensión y de la que no es en BT es la relación de energías $6.382.706 / 8.574.501$, equivalente a 74,43 %.

A los efectos de las simulaciones la demanda esperada para el sistema se divide en 25 % en AT y 75 % en BT

Las pérdidas se reflejan en los arcos del SIMSEE de la siguiente forma:




Editar ficha de "RED BT" Arco

Fecha de inicio (dd/MM/yyyy) ?

Periodica?

Rendimiento[p.u.]	0.9345
Peaje[USD/MWh]	0
Factor de disponibilidad[p.u.]	1
Tiempo de reparación[horas]	3
Potencia máxima[MW]	100000



Editar ficha de "RED MT" Arco	
Fecha de inicio (dd/MM/yyyy)	Auto
<input type="checkbox"/> Periodica?	
Rendimiento[p.u.]	0.9471
Peaje[USD/MWh]	3
Factor de disponibilidad[p.u.]	1
Tiempo de reparación[horas]	1.77
Potencia maxima[MW]	100000
<input type="button" value="Guardar Cambios"/> <input type="button" value="Cancelar"/>	

Las pérdidas se calculan como balance de energías en el nodo saliente del arco.

Los beneficios económicos por reducción de las pérdidas en el sistema se reflejan en la disminución de la Generación en el nodo de alta tensión y por un menor pago de peaje debido a la menor circulación de energía en el arco de MT. Para tomar en cuenta lo último dicho se valoriza los costos por peaje de la energía circulante en transmisión en un precio medio de 3 U\$S /MWh.

2.2) Precio de la microgeneración

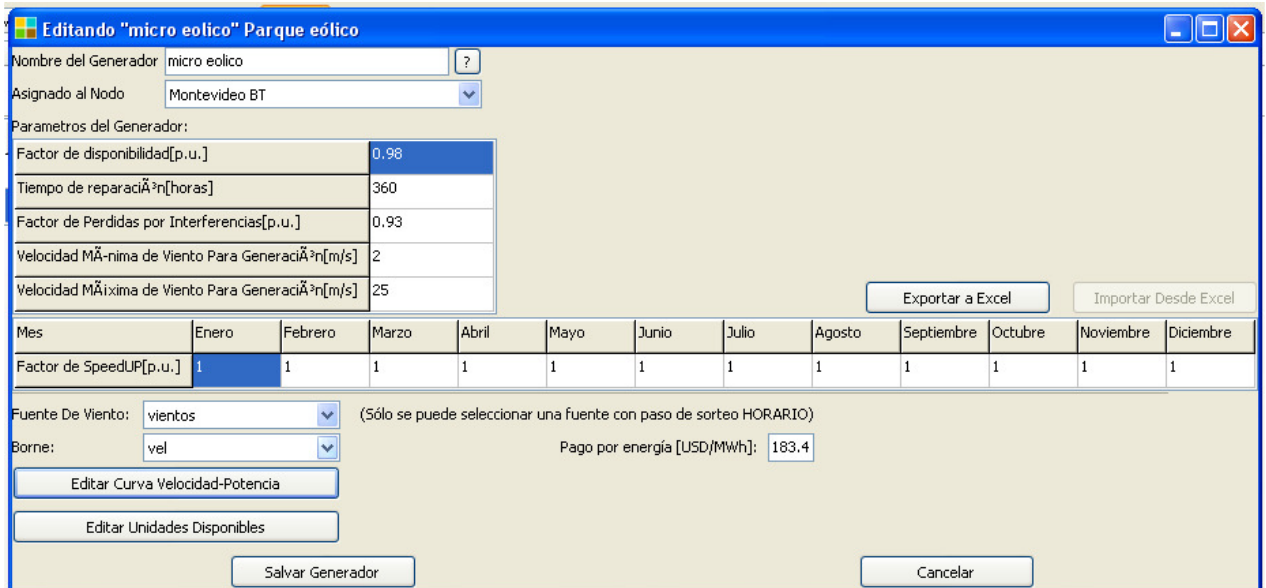
De acuerdo a la reglamentación vigente el pago por la energía inyectada a la red por la generación distribuida en baja tensión es la misma que la tarifa del usuario que genera. A los efectos de obtener un precio medio se toma como base los datos que aparecen en el UTE en cifras del 2009 publicados en la WEB.

Año 2009	Mercado interno	
Categoría Tarifaria	Precio medio de venta (centavos de dólar por kWh)	Energía vendida GWh
General	18.41	660
Residencial	18.76	2728
Grandes consumidores	9.18	2113
Medianos consumidores	14.21	1205
Doble Horario General	18.97	22
Doble Horario Residencial	14.16	231
Alumbrado Público	17.34	230
Zafra estival	12.86	46
autoconsumos		67
Precio Prom Ponderado	14.94	
Tipo de cambio prom anual	22.528	7302

Estimación Precio medio micro - Generación Excluyendo Grandes, medianos y zafrales consumidores	18.34
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------

2.3) Modelado de microgeneración eólica

La micro generación eólica se modela en el SIMSEE como máquinas de generación eólica en la que se ingresa una curva potencia en función de viento adecuada para la microgeneración eólica.



Nombre del Generador: ?

Asignado al Nodo: ▼

Parámetros del Generador:

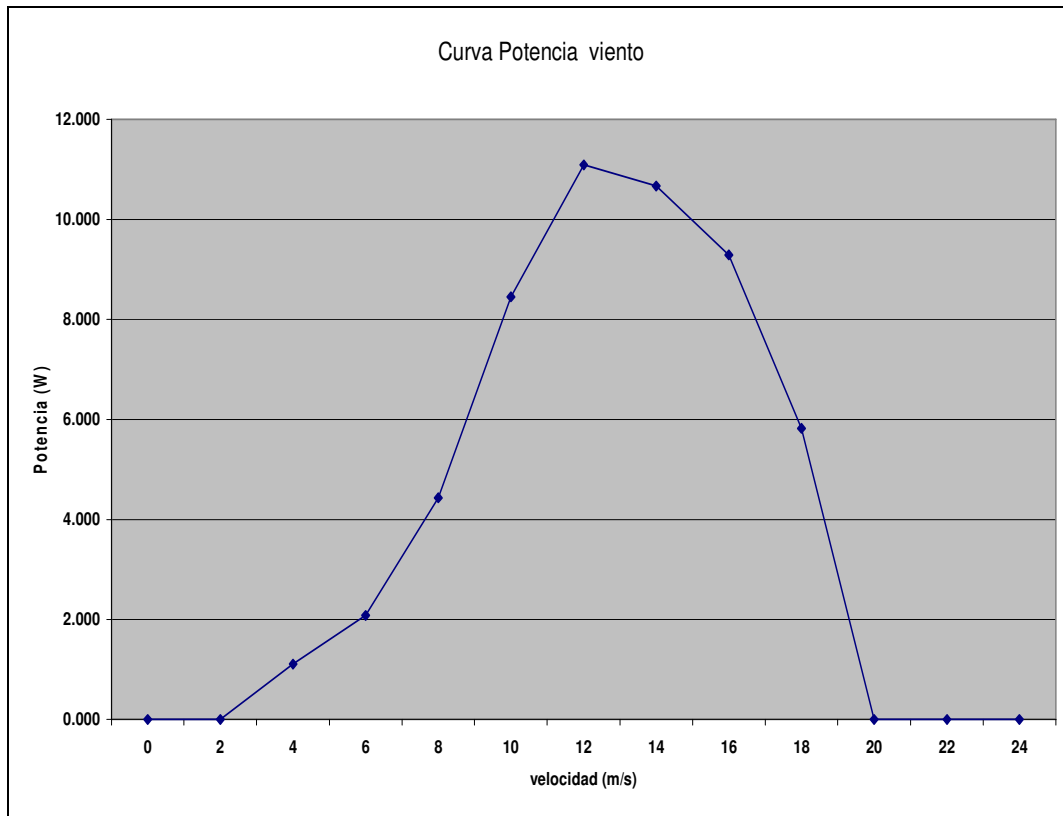
Factor de disponibilidad[p.u.]	0.98
Tiempo de reparación[n[horas]	360
Factor de Perdidas por Interferencias[p.u.]	0.93
Velocidad Mínima de Viento Para Generación[m/s]	2
Velocidad Máxima de Viento Para Generación[m/s]	25

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Factor de SpeedUP[p.u.]	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Fuente De Viento: ▼ (Sólo se puede seleccionar una fuente con paso de sorteo HORARIO)

Borne: ▼ Pago por energ   [USD/MWh]:

La curva potencia viento utilizada responde a un generador de 11 kW :



Fuente de información: Aerogeneradores de potencia inferior a 100 kW, Ciemat, Gobierno de España, ministerio de ciencia e innovación.

La fuente de viento utiliza es veintos _uy con un factor de speed up de 1.

2.4) Modelado de microgeneración solar

La generación de energía solar se modela con el Generador Térmico básico con potencia y costo variable. En este se asigna a cada poste una fuente de potencia sintetizada.

Las fuentes para cada poste se obtuvieron a partir de una planilla Excel que contiene los Wh/kWp-instalado (Paneles inclinados 50° colocados en Tacuarembó, calculado con SimSolar con radiación sintética con CEGH).

El poste 1 es a las 20 horas, el poste 2 es 18, 19 y 21 y 22 horas, el poste 3 es de 7 a las 17 horas y las 23 y 0 horas. El poste 4 es de 1 a 6 horas.

Las potencias asignadas al poste 1 se modela con una fuente constante de valor cero.

Las potencias en los postes restantes se obtienen a partir de una serie de datos de valores medios de potencia por poste.

Ya que el modelo espera recibir una fuente de potencia en MW los datos de la series fueron ingresados en MW

A partir de la aplicación análisis serial se obtiene la fuente aleatoria correspondiente a la generación por poste de potencia solar para 1 kWp expresado en MW.

Análisis Serial - (SimSEE)

Buscar Archivo de Series de Datos

Archivo de Series: C:\simsee\datos_comunes\sintetizadores\series_solar_Mwatos.txt

Orden del Filtro: 1 (Cantidad de pasos de memoria del Filtro Linea) ?

Overlapping: 3 Traslapping: 0 NPuntosPorMiniciclo: 0

Horas entre muestras: 168 Filtrar Valores Menores que: -1111

Formato: 2 : 10

Varianza de lo no explicado: 0.500088545525614

Cálculo de B
 Grand Smith
 Cholesky

Lista de años análogos separados por coma o espacio. Usar sólo los años análogos

1911	1912	1913	1914	1915
1918	1919	1923	1925	1926
1929	1957	1958	1963	1965
1968	1969	1972	1977	1980
1983	1986	1987	1991	1992
1994	2002	2003	2004	2006

Semana de inicio para la ventana análoga: 27

Editar ficha de "paneles_solares" Generador t...

Fecha de inicio (dd/MM/yyyy) Auto ?

Periodica?

Potencias por poste:

Poste	Fuente aleatoria	Borne	
Poste 1	Cero	1	
Poste 2	solar_curso2011_MW	RSP2	
Poste 3	solar_curso2011_MW	RSP3	
Poste 4	solar_curso2011_MW	RSP4	

Costos variables por poste:

Poste			
Poste 1	Cero	1	
Poste 2	Cero	1	
Poste 3	Cero	1	
Poste 4	Cero	1	

Coefficiente de disponibilidad fortuita[p.u.] 0.95

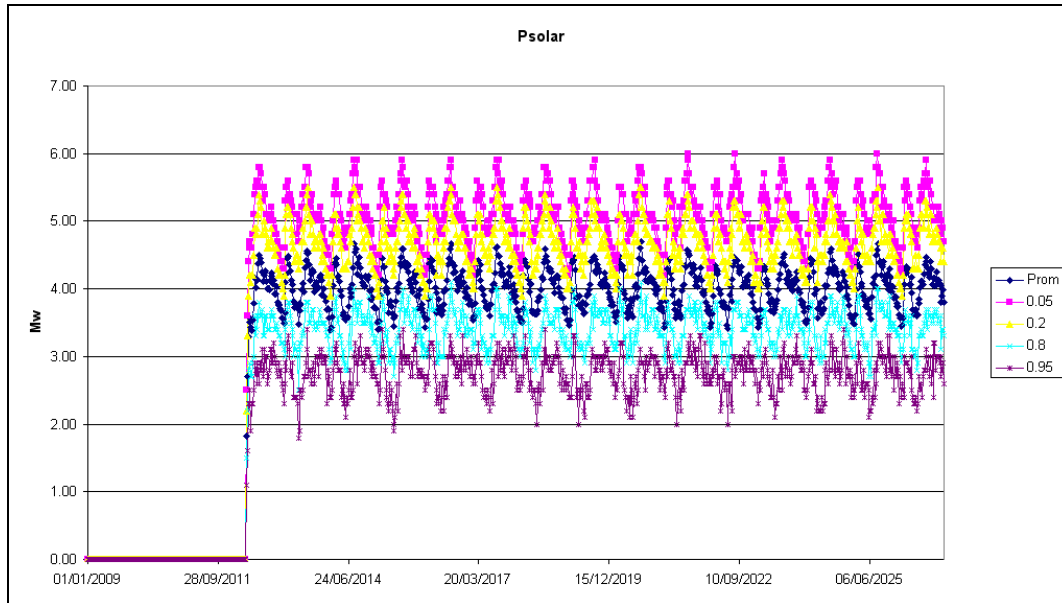
Tiempo de reparaciónⁿ[horas] 360

EMaxPaso[MWh]:

Indice de Precios por Combustible[p.u. del precio]: <Ninguna>

Borne:

A modo de ilustración se muestra la grafica de potencial total solar generada obtenida de una sala de simulación en la que se instala una potencia 12650 Kwp.



El costo variable de la energía solar se valoriza en cero para todos los postes ya que es autodespachable.

3) Comparación valor de venta de la microgeneración con respecto a otras fuentes.

Según lo indicado en el modelo el precio de la microgeneración, solar o eólica, es de 183.4 U\$\$/MWh en valores medio.

Las máquinas que tienen un valor mayor son solamente dos:

1. La tablada : CTR gasoil : con un valor de 199.6 U\$\$ /MWh y una potencia instalada de 200 MW
2. Maldonado : TGAA_GO : con un valor de 263.6 U\$\$ /MWh y una potencia instalada de 15 MW :

Todo el resto del parque de generación en la sala de simulación utilizada tiene valores menores.

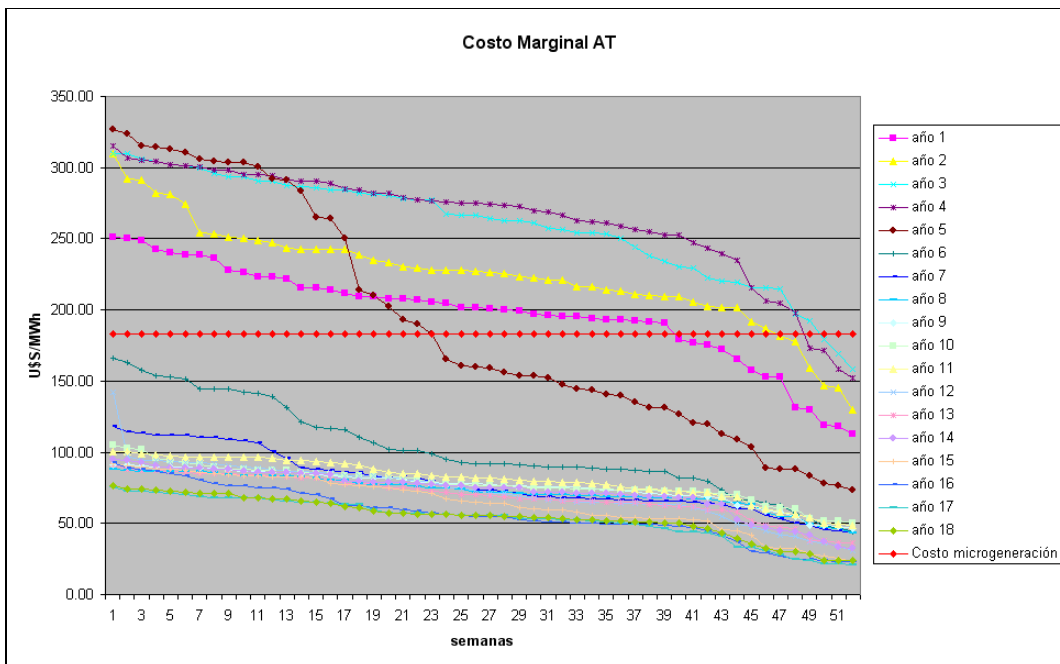
4) Comparación valor de venta de la microgeneración con respecto al valor de falla

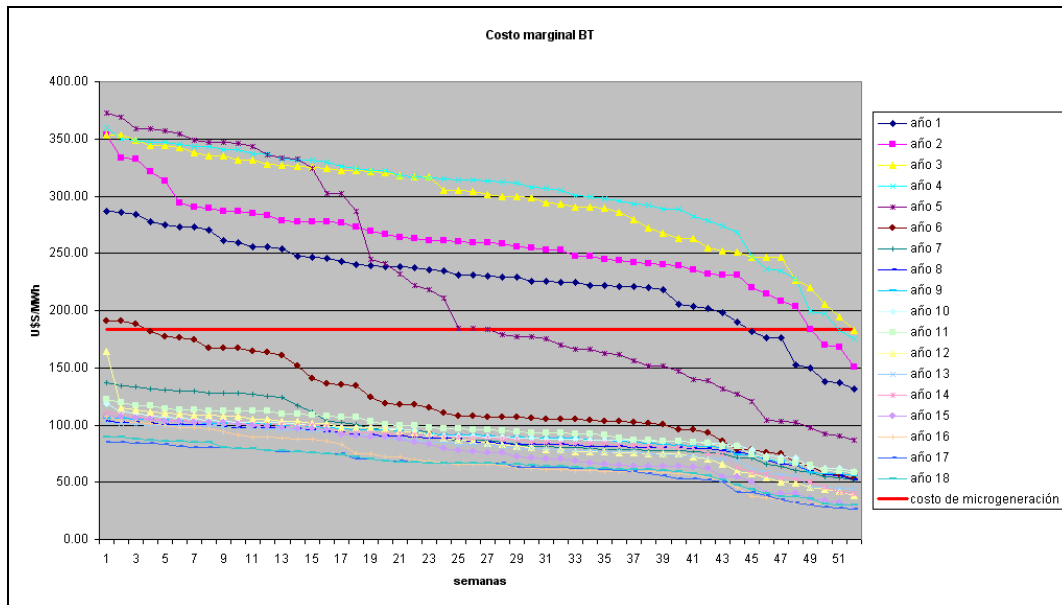
Escalón				
Profundidad[p.u.]	0.05	0.075	0.075	0.8
Costo[USD/MWh]	250	400	1200	2400

Se observa que el costo de las fuentes de microgeneración es siempre menor al primer escalón de falla.

5) Comparación valor de venta de la microgeneración con respecto al costo marginal.

A continuación se muestran las graficas correspondiente al costo marginal en los nodos de Alta tensión y Baja tensión obtenidos de la sala de simulación base sin agregar microgeneración..





La línea roja corresponde al precio dado a la microgeneración. Observando la grafica del costo marginal de la demanda de baja tensión se puede pensar a priori posible la microgeneración solamente para los primeros 5 años y parcialmente en el sexto año.

La importante caída del costo marginal a partir del sexto año se debe a la incorporación de grandes parques de generación eólica

6) Cálculo de costo de operación

La comparación entre los diferentes escenarios de introducción de microgeneración en el sistema se realiza a través del cálculo del costo de operación del sistema a valor presente.

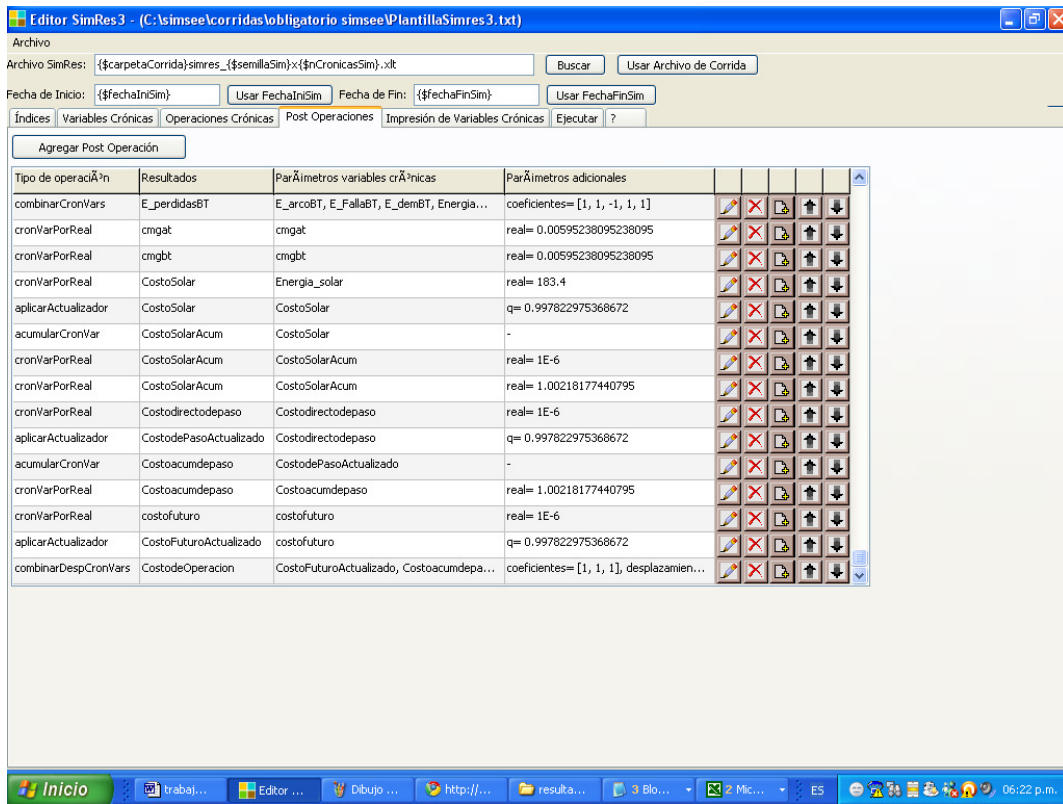
El modelo de generador térmico básico con potencia y costo variable solo permite el cálculo de la remuneración del generador por los costos variables. En el caso de la energía solar el costo variable es cero ya que es autodespachada, por lo que su remuneración se debe calcular por fuera valorizando la energía generada.

Para incluir este costo se calcula la energía solar, se la multiplica por su precio, se actualiza al presente con una tasa anual del 12 % y se suma al costo de operación del resto de las máquinas.

El costo de operación a valor presente resulta de:

$$\text{Costo de operación}(k) = \frac{\text{Costo Futuro}(k)}{(1+\alpha)^k - 1} + \sum_1^{k-1} \frac{\text{Costo directo de paso}(i)}{(1+\alpha)^i - 1} + \sum_1^{k-1} \frac{\text{Costo energía solar}(j)}{(1+\alpha)^j - 1}$$

Se muestra a continuación las post operaciones editadas en SimRes3 para el cálculo de costo de operación.



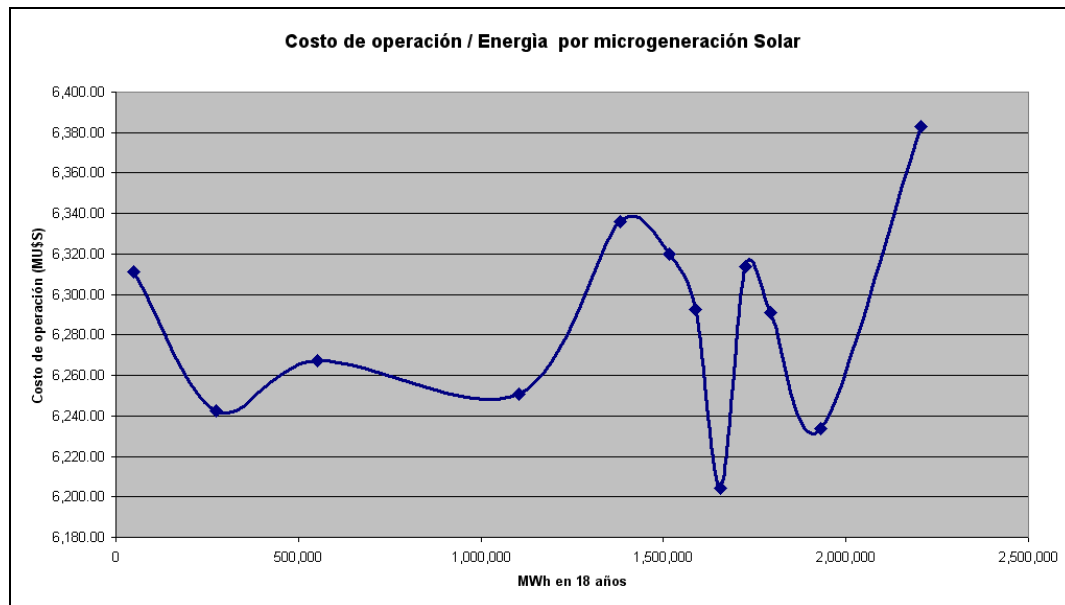
7) Resultados obtenidos:

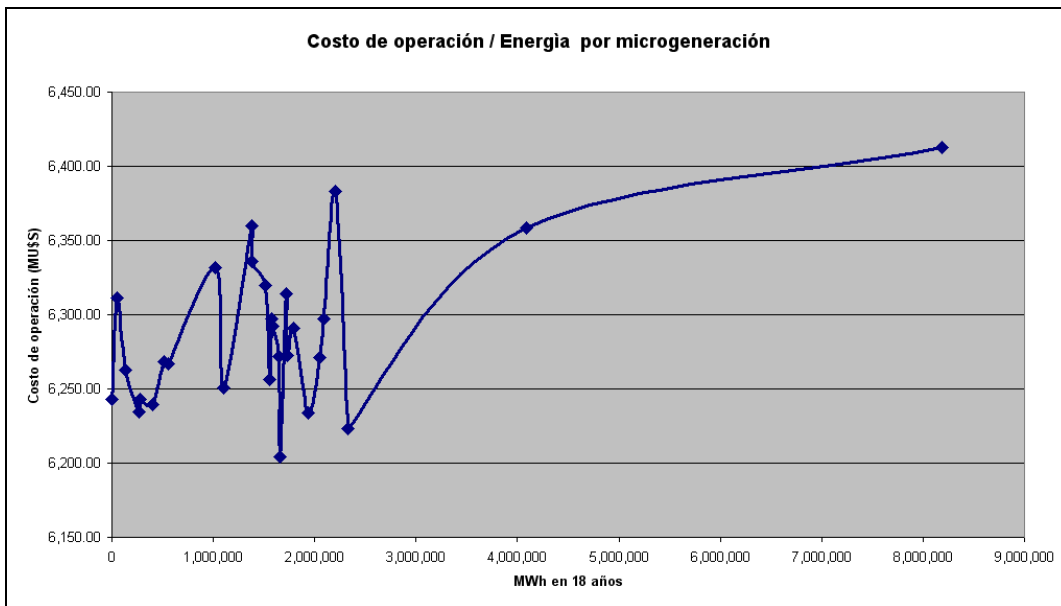
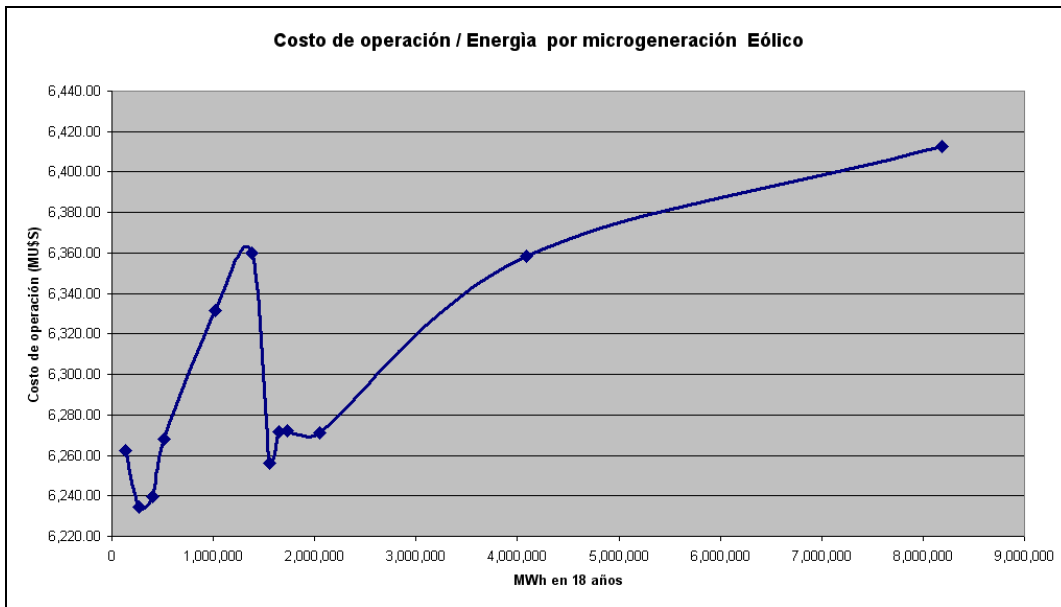
En la siguiente tabla se muestra las distintas simulaciones realizadas. Ordenada por energía entregada a la red.

En la columna simulación se encuentra la cantidad de maquinas instaladas y por tipo. Se recuerda que las máquinas eólicas son de 11 Kw. en la simulación y las solar corresponde a 1 kWp.

Simulación	Potencia instalada KW	Eficiencia	micro Energía media MWh (18 años)	Costo de operación (MU\$S)	Energía perdidas MWh (18 años)	Δ Energía de Perdidas	Energía de falla MWh (18 años)	Δ Energía de Falla	Energía teórica generable
base	0		0	6,242.92	20191520.67		738409.798		
2300 solar	2300	13.87%	49605.815	6,311.34	20182419.29	-0.045%	759025.995	2.79%	357696
300 eolico	3300	25.97%	133285.166	6,262.34	20172260.32	-0.095%	757599.78	2.60%	513216
600 eolico	6600	25.98%	266627.172	6,234.60	20156893.5	-0.171%	741321.462	0.39%	1026432
12650 solar	12650	14.00%	275502.566	6,242.63	20153944.92	-0.186%	754716.116	2.21%	1967328
900 eolico	9900	26.03%	400785.252	6,239.42	20143055.32	-0.240%	703803.807	-4.69%	1539648
1150 eolico	12650	25.98%	511125.797	6,268.19	20126385.15	-0.323%	727748.959	-1.44%	1967328
25300 solar	25300	14.00%	551036.675	6,267.09	20120563.48	-0.351%	729755.453	-1.17%	3934656
2300 eolico	25300	25.95%	1021170.948	6,331.47	20058872.57	-0.657%	739894.918	0.20%	3934656
50600 solar	50600	14.02%	1103501.896	6,250.67	20045794.94	-0.722%	763251.545	3.36%	7869312
3100 eolico	34100	25.99%	1378148.464	6,359.86	20011769.26	-0.890%	742974.722	0.62%	5303232
63250 solar	63250	14.03%	1380305.185	6,335.90	20011795.9	-0.890%	743677.704	0.71%	9836640
69575 solar	69575	14.02%	1517444.404	6,320.04	19996712.33	-0.965%	714926.821	-3.18%	10820304
3500 eolico	38500	25.93%	1552500.992	6,256.22	19990722.48	-0.994%	731410.064	-0.95%	5987520
25300 solar y 2300 eolico	50600	19.99%	1573284.237	6,297.27	19987352.92	-1.011%	735730.597	-0.36%	7869312
72738 solar	72738	14.02%	1586107.061	6,292.49	19987464.45	-1.011%	721738.101	-2.26%	11312213.8
3700 eolico	40700	25.98%	1644319.964	6,271.74	19982540.26	-1.035%	693458.815	-6.09%	6329664
75900 solar	75900	14.02%	1655277.309	6,204.34	19979286.91	-1.051%	711161.269	-3.69%	11803968
79062 solar	79062	14.03%	1724545.508	6,313.97	19968944.74	-1.102%	724769.199	-1.85%	12295722.2
3900 eolico	42900	25.97%	1732898.244	6,272.25	19969595.21	-1.099%	711676.252	-3.62%	6671808
82225 solar	82225	14.03%	1793504.916	6,291.01	19957947.7	-1.157%	746470.865	1.09%	12787632
88550 solar	88550	14.02%	1930841.297	6,233.65	19941464.49	-1.238%	732982.089	-0.74%	13771296
4600 eolico	50600	26.03%	2048404.743	6,271.23	19931116.21	-1.290%	686029.239	-7.09%	7869312
25300 solar y 3450 eolico	63250	21.21%	2086622.16	6,297.15	19923200.42	-1.329%	710535.49	-3.77%	9836640
101200 solar	101200	14.02%	2206058.197	6,383.03	19905507.33	-1.417%	734422.836	-0.54%	15738624
4600 eolica	50600	29.53%	2323823.992	6,222.94	19893222.63	-1.477%	702829.407	-4.82%	7869312
12650 solar y 4600 eolico	63250	23.62%	2323823.992	6,222.94	19893222.63	-1.477%	702829.407	-4.82%	9836640
9200 eolico	101200	25.97%	4087511.078	6,358.56	19667405.56	-2.596%	676487.532	-8.39%	15738624
18400 eolico	202400	26.01%	8186500.952	6,412.67	19140627.68	-5.205%	621043.003	-15.89%	31477248

A continuación se muestra gráficas del Costo de operación en función de la energía entregada al sistema. En una se incluyen solo los casos de generación solar, en otra solo eólico y en la tercera se muestran todas las simulaciones realizadas.





Se observa que en general salvo pocas excepciones el costo de operación se incrementa por la inclusión de microgeneración al sistema.

8) Balance económico para el generador distribuido

De la corrida simulada con 12650 kWp y 4600 máquinas eólicas de 11 kW se obtiene el valor presente de lo facturado en 18 años.

8.1 Caso eólico

Costoacumulado_microeol MU\$SS					
Potencia instalada (kW)	Prom	0.05	0.2	0.8	0.95
50.600	125.22	127.58	126.06	124.16	123.36
1	0.002475	0.002521	0.002491	0.002454	0.002438

Un Generador que instale un kW de energía eólica en el 95% de los casos tendrá un retorno a valor presente de U\$S 2.438.

Se estima en U\$S 12.000 el costo de un generador de 10 kW en origen. Sumando los costos de importación estimados en un 20 %, el costo total por 10 kW es de U\$S 15.000.

El beneficio para el Generador Valor presente de la facturación menos la inversión es positivo. (U\$S 24.380 – U\$S 15.000 = U\$S 7.380).
Se deja constancia en esta comparación no se toma en cuenta los costos de mantenimiento.

8.2 Caso Solar

CostoSolarAcum MU\$SS					
Potencia instalada (kW)	Prom	0.05	0.2	0.8	0.95
12.650	16.87	17.10	17.02	16.70	16.60
1	0.001333	0.001352	0.001346	0.001320	0.001312

Un Generador que instale un kW de energía eólica en el 95% de los casos tendrá un retorno a valor presente de U\$S 1.312.

Se estima en U\$S 2430 el costo de un generador de 1 kW en origen. Sumando los costos de importación estimados en un 20 %, el costo total de 1 kWp es de U\$S 2.916.

El beneficio para el Generador Valor presente de la facturación menos la inversión es negativo (U\$S 1.312 – U\$S 2.916 = U\$S – 1.604)

9) Conclusiones

De las simulaciones realizadas no resulta evidente una mejora para el sistema la inclusión de microgeneración. No existe un rango de energía generada en baja tensión que garantice una reducción efectiva del costo de operación del sistema. Desde el punto de vista del inversor solamente resulta atractivo para la microgeneración eólica.