

Complementariedad de las Energías Renovables en Uruguay y valorización de proyectos para el filtrado de su variabilidad.

REPORTE FINAL

REF: INE /ENE/RG-T1886-SN5

Setiembre 2014 - Montevideo - URUGUAY.

Autores: Ruben Chaer, Milena Gurin, Eliana Cornalino, Martín Draper, Rafael Terra, Gonzalo Abal y Rodrigo Alonso.

1. RESUMEN EJECUTIVO.

Este trabajo tiene como principales objetivos analizar las complementariedades de los recursos eólico, solar e hidráulico en su aplicación a la generación de energía eléctrica. Dada la variabilidad inherente de los recursos mencionados, se cuantificó el valor que tendrían proyectos que colaboren su filtrado. Un ejemplo de estos proyectos serían las aplicaciones de Smart Grid para la gestión de la demanda.

Los principales resultados son:

1.1. Mejora en los modelos estocásticos y análisis de complementariedad.

Se identificó un nuevo conjunto de modelos estocásticos de los recursos eólico y solar para la herramienta de simulación/optimización SimSEE. Para ello se utilizaron nuevas series de medidas de dichos recursos. Los modelos sintetizados se usaron para todos los estudios implicados en este trabajo.

Los principales resultados sobre la complementariedad se resumen en las Figs.1 y 2.

La Fig.1 muestra los perfiles de potencia esperada diaria de la eólica, la solar y la demanda. Como se puede apreciar, existe complementariedad entre la eólica, que baja su valor esperado en horas del mediodía, y la solar, que sube el valor esperado en esas horas.

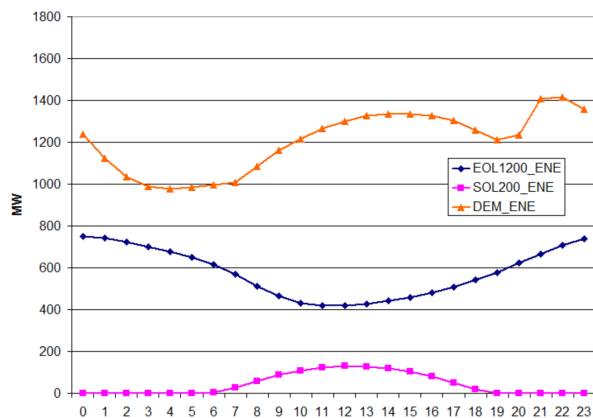


Fig. 2: Complementariedad diaria

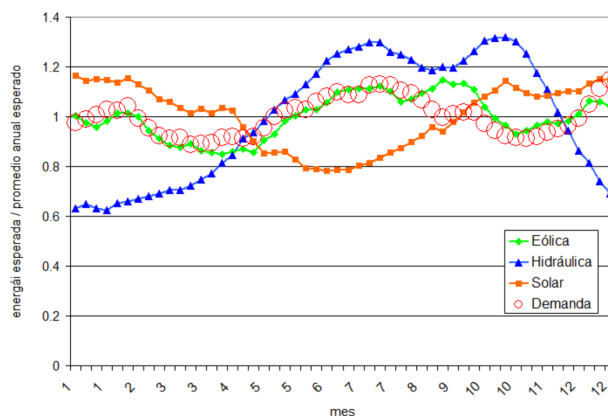


Fig. 1: Complementariedad anual.

La Fig.2 muestra los perfiles anuales en por unidad del valor esperado anual. Se destaca la buena correlación entre la energía eólica y la demanda y la complementariedad entre la solar y la hidráulica. En el verano sube la solar y baja la hidráulica mientras que en invierno se produce lo contrario.

1.2. Plan óptimo (caso base).

Usando los nuevos modelos estocásticos, se realizó una optimización de las inversiones del sistema de generación, considerando como posibles las tecnologías Eólica, Solar, Turbinas aeroderivadas y Ciclos Combinados con Gas Natural. La potencia instalada óptima de cada tecnología se resume en la Fig.3.

El costo considerado para la eólica y la solar fue de 69 USD/MWh y 94 USD/MWh respectivamente. Cabe destacar que, si bien el precio de la eólica es sensiblemente inferior al de la solar, igualmente el plan óptimo incluye solar dada la complementariedad diaria con la eólica y anual con el recurso hidráulico.

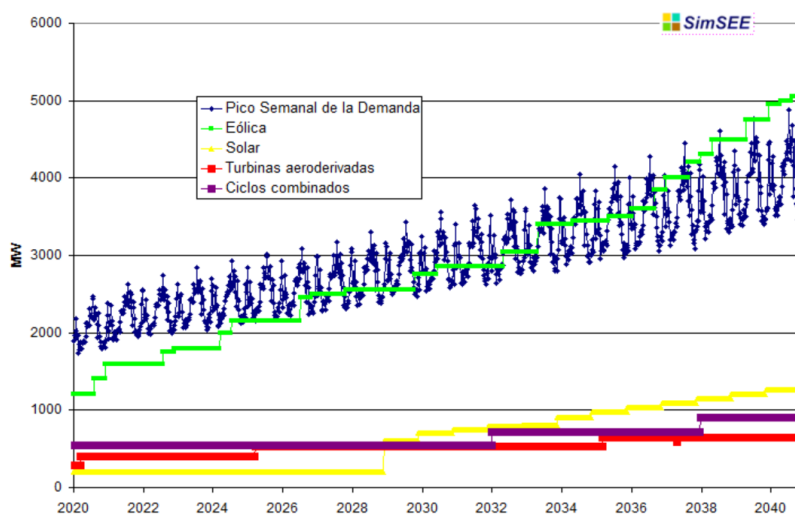


Fig. 3: Plan óptimo de generación.

1.3. Sensibilidad a una disminución en el precio de la energía solar.

Se realizó un análisis de sensibilidad recalculando el plan óptimo, suponiendo que la energía solar baja su costo hasta 69 USD/MWh, quedando entonces equilibrada con la energía eólica. La Fig.4 muestra la comparación entre la expansión en el caso base y en caso de precios iguales.

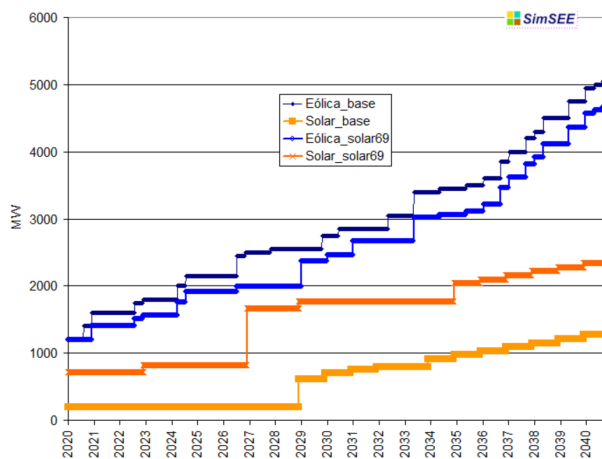


Fig. 4: Planes de expansión Caso Base y Sensibilidad.

Como se puede apreciar, se instala menos eólica y más solar. Dado que el factor de capacidad es de 0.45 para la eólica y de 0.17 para la solar, la potencia de eólica se reduce menos de lo que aumenta la potencia de solar.

1.4. Valorización de proyectos de filtrado.

Se realizaron simulaciones sobre el plan de generación óptimo agregando proyectos con capacidad de "mover" la energía entre las horas del día. Un ejemplo de estos proyectos es la aplicación de Smart Grid a la gestión de los termocalentadores de agua a nivel domiciliario.

La Fig.5 resume el valor en USD/kW instalado que tendría un proyecto de filtrado para tres niveles de potencia instalada.

Se aprecia claramente que el valor decrece rápidamente al pasar de 30 MW a 300 MW en todo el horizonte analizado.

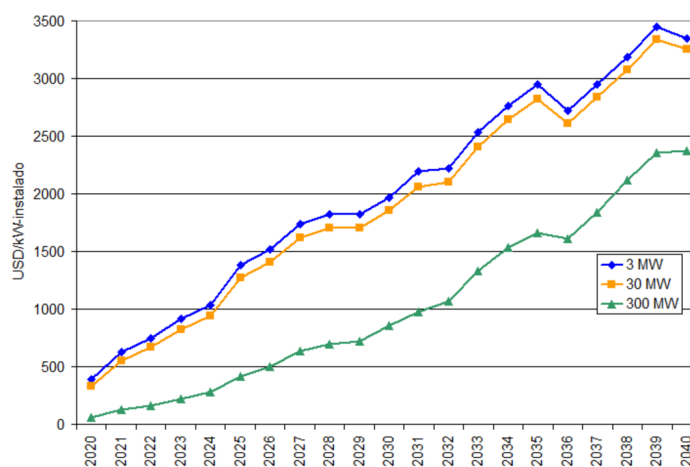


Fig. 5: Valorización de proyectos de filtrado.

2. Introducción.

Este trabajo tiene por objetivos principales a) caracterizar las variabilidades de las Energías Eólica, Solar e Hidráulica en cuanto a su aporte al abastecimiento de la demanda eléctrica y b) evaluar el potencial de generación distribuida y desarrollo de Smart Grids a partir de un escenario con creciente generación eólica y fotovoltaica en el sistema.

El régimen de lluvias de Uruguay hace que el sistema de generación hidroeléctrico presente una variabilidad muy pronunciada de la energía que es posible producir en un año. Con probabilidad cuasi uniforme la energía hidráulica producida en un año puede ser entre el 25% y 100% de los 10000 GWh que representan la demanda de energía eléctrica del año 2012. Uruguay no dispone de capacidad de embalses plurianuales por lo que esa variabilidad en la energía hidráulica se ve directamente reflejada en la necesidad de producir la diferencia con otros recursos.

Se debe comprender entonces desde el inicio que la mayor variabilidad del sistema electro-energético de Uruguay lo impone la generación hidráulica. Con el pasaje del tiempo, en la medida en que la demanda crezca y el sistema de generación hidroeléctrico no (no quedan emplazamientos explotables de dimensión significativa) esa variabilidad se verá diluida en forma porcentual del total de la demanda. Esta variabilidad, por las constantes de tiempos involucradas, (años lluviosos o secos) hace también muy difícil su filtrado por aplicaciones de gestión de la demanda asociadas al uso de redes inteligentes como pueden ser el manejo de los termo-calentadores de agua, la calefacción, aire acondicionado o una futura flota de autos eléctricos. Estos proyectos pueden aportar sin embargo al filtrado de variaciones más rápidas como pueden ser las fluctuaciones de la generación eólica o solar entre las horas del día o las variaciones de la propia demanda.

Tanto la energía eólica como solar tienen una variabilidad de mayor frecuencia por lo tanto más sencilla de filtrar en los términos de lograr utilizar la energía, pero tal vez más exigentes en cuanto a los requerimientos de operación del sistema por la necesidad de disponer de potencia flexible que pueda acompañar dichas variaciones. Esta característica las hace más atractivas en cuanto a las aplicaciones de gestión de la demanda mencionadas en el párrafo anterior.

El trabajo presenta entonces el modelado estocástico de los recursos con énfasis en captar las variabilidades antes mencionadas y sus complementariedades. Con dichos modelos se realizó una

expansión óptima del sistema de generación en base a parques de energía eólica, solar y centrales de generación en base a gas natural en el horizonte 2020 - 2040. Sobre ese horizonte de largo plazo y con el plan de expansión óptimo obtenido sin considerar acciones de gestión de la demanda, se calculó el valor que tendría un proyecto marginal de gestión de la demanda.

3. Moneda, tasa de actualización y consideraciones generales.

Todos los valores de este informe están en dólares estadounidenses de Junio de 2014 salvo se indique expresamente otra cosa.

En todos los casos en que interviene una actualización se utiliza 10% sobre los flujos en dólares de Junio de 2014.

Como proyección de la inflación de dólar cuando corresponda se utiliza un 2% acumulativo anual.

Todas las comparaciones son sobre flujos de moneda en dólares y en ningún caso incluyen ni impuestos ni esquemas de financiamiento ni amortización de préstamos ni pago de intereses. En otras palabras, se trabaja sobre la hipótesis de que los proyectos son comparables por el valor que crean a las economías sin considerar el esquema de financiamiento y/o impositivo al que puedan estar sujetos dado que se entiende que estos esquemas solo pueden causar diferencias circunstanciales no sostenibles en el largo plazo.

4. Calibración de modelos. Modelado de la generación Eólica y Solar. (resultados de la actividad 1)

En trabajos los trabajos [1] y [2] se desarrollan los modelos CEGH correspondientes a la velocidad de viento y a la radiación solar utilizados hasta el inicio del presente trabajo. Para realizar el presente trabajo se volvieron a crear los modelos CEGHs con más información disponible sobre todo en lo que respecta al modelo de radiación solar. Los nuevos modelos se detallan a continuación.

4.1. Modelado de la radiación solar.

A continuación se presenta una descripción del modelo de generador introducido en el SimSEE con el objetivo de representar los generadores solares fotovoltaicos. También se detalla la fuente que utiliza como base para su funcionamiento y como fue construida la misma.

La metodología utilizada se basó en obtener de series horarias de irradiancia de 8 puntos del país, los índices de claridad del cielo (o nubosidad) y en base a ellos identificar un modelo estocástico del tipo CEGH. Este modelo logra captar, al utilizar 8 series distribuidas en el territorio nacional, el efecto del filtrado por distribución geográfica.

El modelo CEGH creado es capaz de sintetizar series horarias de índices de claridad en los mismos 8 puntos usados para su identificación.

El modelo de "generador solar fotovoltaico" creado, debe conectarse a uno de los ocho puntos del modelo CEGH. Con los valores de índices de claridad (del punto elegido) calcula la radiación en plano inclinado correspondiente según los ángulos de instalación y la ubicación geográfica. Los parámetros configurables son: coordenadas geográficas, dimensión de los paneles, características refractarias del suelo y los ángulos de orientación de los paneles. También se incluyen parámetros como potencia máxima, rendimiento complejo, disponibilidad, pago por energía disponible y entregada.

Además de presentar los modelos desarrollados se presentarán los resultados de un caso de test simulado y su comparación con datos reales. Se modeló la planta solar Asahi de 0.5 MW ubicada en Salto, Uruguay. Se simuló un año entero con los resultados muy similares a los medidos con lo cual se considera que el modelo desarrollado es suficiente a los propósitos de los estudios de expansión de la generación.

4.1.1) Cálculo del índice de claridad (k_t) horario y modelo CEGH asociado.

Se utilizó como base el índice de claridad (o nubosidad) debido a que el mismo no conserva las estacionalidades que aparecen en las medidas de radiación solar adicionales a aquellas que se explican por el propio ciclo solar y por la rotación e inclinación de la Tierra.

El cálculo del índice de claridad horario se realizó en base a series de irradiancia diezminutales de los ocho puntos de Uruguay que se detallan en la Tabla 1.

Tabla 1: Sitios de medición

Ubicación	Siglas	Latitud	Longitud	Fecha inicio
Piedras de Afilar	PA	-34.68	-55.58	14/11/2009
Buena Unión	BU	-31.06	-55.60	16/04/2010
Bonete	RB	-32.80	-56.42	17/04/2010
José Ignacio	JL	-34.85	-54.74	24/06/2010
Mc. Meekan	MM	-34.62	-56.72	30/03/2011
Rosendo Mendoza	CR	-34.34	-57.55	04/05/2011
Rocha	RR	-34.09	-53.65	21/07/2011
Valentines	VA	-33.26	-55.10	09/09/2011

Las estaciones de medición de la Tabla 1 se pueden ubicar según sus respectivas siglas el mapa de la Fig.6.

Las medidas están en W/m^2 y la fecha de fin de medición es el 31/10/2013.

Se calculó la irradiancia horaria I_h en kWh/m^2 para cada punto y la irradiancia extraterrestre sobre un plano horizontal I_{0h} para cada hora y cada punto.

La irradiancia extraterrestre horaria sobre plano horizontal se define mediante la ec.1.

$$I_{0h} = I_{cs} F_n (\cos(d) \cos(f) \cos(w) + \sin(d) \sin(f))$$

ec.(1) Irradiancia extraterrestre en plano horizontal.

Donde $I_{cs} = 1.37 kWh/m^2$ es la versión horaria de la constante solar, f es la latitud del observador y d es la declinación solar, dada por la ec.2.

$$d = 0.006918 - 0.399912 \cos(G) + 0.070257 \sin(G) - 0.006758 \cos(2G) + 0.000907 \sin(2G) - 0.002697 \cos(3G) + 0.00148 \sin(3G)$$

ec.(2) Declinación Solar.

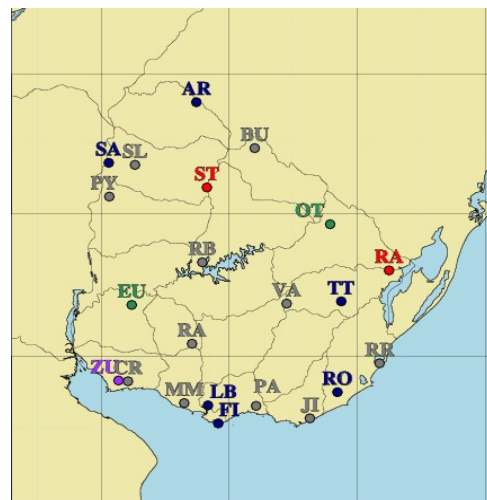


Fig. 6: Ubicación geográfica de los sitios de medición

donde $G=2p(n-1)/365$ y n es el ordinal del día del año.
 F_n es el factor orbital y está dado por la ec.3.

$$F_n=1+0.033 \cos(2pn/365) \quad \text{ec.(3) Factor orbital.}$$

El ángulo horario w , está dado por la ec.4.

$$w=(p/12)(t_{UTC}-12h+(L_0-L_{UTC})/15+E/60) \quad \text{ec.(4) Ángulo horario.}$$

Donde E está definida por la ecuación del tiempo:

$$E=229.18[\text{min}] * \begin{pmatrix} 0.0000075+0.001868 \cos(G)-0.032077 \sin(G) \\ -0.014615 \cos(2G)-0.04089 \sin(2G) \end{pmatrix} \quad \text{ec.(5) Ecuación del tiempo.}$$

t_{UTC} es el tiempo estándar del observador (UTC-3 para Uruguay),
 L_0 es la longitud del meridiano del observador y L_{UTC} la del meridiano central del uso horario relevante (-45° para Uruguay).

A escala horaria, se define el índice de claridad horario según la ec.6.

$$k_t=I_h/I_{0h} \quad \text{ec.(6) Índice de claridad.}$$

Siendo I_h la irradiación horaria sobre plano horizontal e I_{0h} la irradiancia horaria extraterrestre.

El índice de claridad, así definido, es un indicador adimensional con información sobre el estado de la atmósfera y que permite comparar entre sí (hasta cierto punto) diferentes ubicaciones, horas del día o momentos del año. El índice de claridad varía entre cero para condiciones muy nubladas y aproximadamente 0.85 para condiciones muy claras.

Con las series de índice de claridad horaria correspondiente a las series de medidas de las 8 estaciones seleccionadas, se realizó la identificación de un modelo CEGH de índices de claridad horarios para el conjunto de estaciones usando el programa AnalisisSerial (ver [3]).

Para realizar el análisis serial de los índices k_t , se filtró (ignoró) los valores los valores de las series correspondientes a horas en que la irradiancia solar extraterrestre es inferior a 1.5 kWh/m^2 para eliminar así las horas de la noche y las horas de muy baja radiación en las que la definición del k_t resulta muy imprecisa. También se filtraron los valores en que k_t mayores a 0.85 por considerar que los mismos corresponden a errores

en la medición amplificados al hacer el cociente entre la medida e I_{0h} para valores muy pequeños del divisor.

4.1.2) Cálculo de la irradiancia en plano inclinado

Como se mencionó anteriormente se creó un CEGH de índice de claridad horario que representa 8 puntos de medida del territorio. Con esta fuente la idea es obtener la irradiancia horaria sobre un plano inclinado según los parámetros del actor solar fotovoltaico.

A continuación se explican los pasos que se implementaron en el Actor¹.

Para cada paso de tiempo (hora):

- 1) Se calcula la irradiancia solar extraterrestre sobre un plano horizontal.
- 2) Mediante el índice k_t correspondiente (dado por la CEGH) se obtiene la irradiancia global sobre un plano horizontal I_h .
- 3) Luego se estima la componente difusa y directa. La irradiancia global sobre plano horizontal es la suma de las componentes directa y difusa: $I_h = I_{bh} + I_{dh}$.

Para realizar la estimación se define la fracción difusa a nivel horario como: $f_d = I_{dh} / I_h$

La correlación horaria de Erbs relaciona f_d con el índice de claridad horario y está dada por la ec.7.

$$f_d = \begin{cases} 1.0 - 0.09k_t; & \text{si } k_t \leq 0.22 \\ 0.9511 - 0.160k_t + 4.388k_t^2 - 16.638k_t^3 + 12.336k_t^4; & \text{si } 0.22 < k_t < 0.8 \\ 0.165; & \text{si } k_t > 0.80 \end{cases} \quad \text{ec. (7) Correlación de Erbs.}$$

- 4) Se calcula la radiación solar incidente sobre el plano inclinado, la misma está compuesta por :

- Radiación directa I_{bi} : incide sobre la superficie sin sufrir desvíos a lo largo de la línea Tierra-Sol.
- Radiación difusa I_{di} : incide sobre la superficie desde todas las direcciones hemisféricas luego de ser dispersada o reflejada por el entorno. Se distinguen varios tipos :

¹ Por Actor se entiende en la plataforma de simulación SimSEE una instancia de un modelo de generador, demanda o cualquier otra entidad capaz de interactuar con otras intercambiando energía.

- difusa de cielo o proveniente de la bóveda celeste $I_{di,c}$.
- difusa circumsolar $I_{di,cs}$: proviene de la región del cielo adyacente al disco solar, algunos modelos la tratan como radiación directa.
- difusa de horizonte (o brillo de horizonte): la zona del cielo cercana al horizonte puede aparecer más brillante debido a la reflexión del suelo. Es especialmente importante en climas nevados.
- difusa reflejada de superficies cercanas $I_{di,r}$, incluido el suelo, supuestos reflectores difusos isotrópicos.
- La estimación de la radiación sobre plano inclinado I_i es entonces: $I_i = I_{bi} + I_{di}$ donde $I_{di} = I_{di,c} + I_{di,cs} + I_{di,r}$. Cantidades todas que se muestran en forma esquemática en la Fig.7.

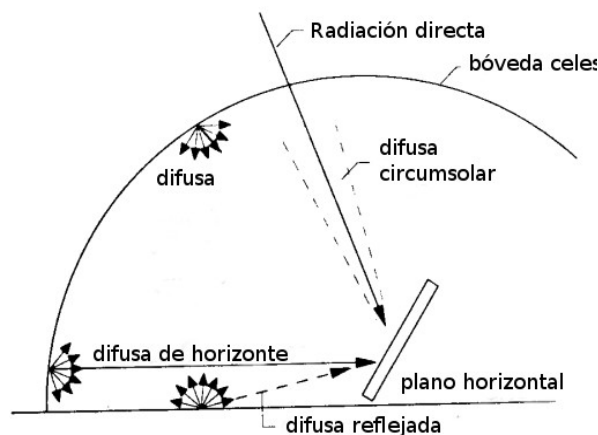


Fig. 7: componentes de la radiación

- 5) Para calcular la radiación directa se utiliza un cálculo geométrico.
- Se calcula la Razón Directa horaria r_b que es el cociente entre la radiación directa sobre la superficie inclinada y la radiación directa sobre plano horizontal I_{bh} .
- Este parámetro depende de la orientación de la superfi-

cie. Para el actor se utilizó el modelo para una superficie de orientación arbitraria.

En este caso se identifican dos ángulos: la inclinación β que forman las superficies de los paneles con el plano horizontal (varía entre 0 y $\frac{\pi}{2}$ rad) y el azimut γ (varía entre $-\pi$ y π rad). Estos ángulos se indican en la Fig.8. El azimut de la superficie de los paneles es la dirección dada por la proyección de la normal (saliente) de la superficie sobre el plano horizontal. Existen en uso diversas convenciones de signos y el valor de referencia para el azimut. Para este caso, se considera $\gamma=0$ cuando la proyección de la normal a la superficie sobre el plano horizontal apunta al Norte celeste, $\gamma<0$ al Este y $\gamma>0$ al Oeste.

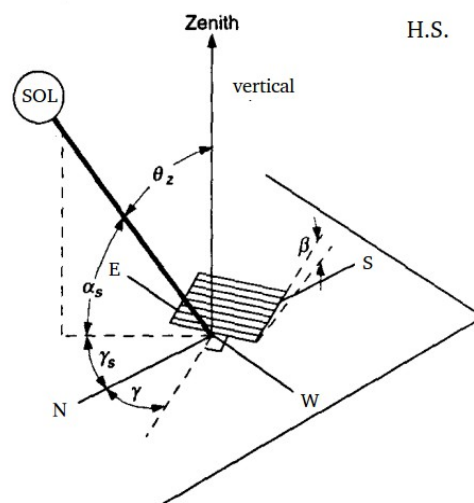


Fig. 8: ángulos

Con estas convenciones de ángulas, la Razón Directa instantánea se calcula como:

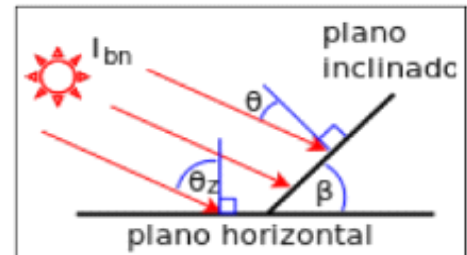
$$r_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z}$$

ec. (8) Razón Directa instantánea.

Donde:

$$\begin{aligned}\cos \theta &= [\sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega] \cos \beta \\ &+ [(\sin \delta \cos \phi - \cos \delta \sin \phi \cos \omega) \cos \gamma + \cos \delta \sin \omega \sin \gamma] \sin \beta \\ \cos \theta_z &= \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega\end{aligned}$$

Para calcular la razón directa horaria, se utiliza el ángulo ω en el punto medio de la hora en ambas expresiones. La Fig.9 muestra un esquema de los ángulos utilizados.



- 6) Para estimar la radiación difusa existen varios modelos.

Fig. 9: Ángulos de incidencia

En este caso se utilizó el modelo Hay y Davies (HD).

Este modelo tiene en cuenta la anisotropía suponiendo que una fracción τ_b (entre cero y uno) de la radiación difusa incidente es circumsolar y la trata como si fuese radiación directa, $I_{di,cs} = r_b \tau_b I_{dh}$. La fracción restante, $1 - \tau_b$, se trata como radiación difusa isotrópica, lo cual lleva a la expresión:

$$I_{di,c} + I_{di,cs} \simeq r_b \tau_b I_{dh} + (1 - \tau_b) I_{dh} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right)$$

Donde r_b es la razón directa horaria ya definida. El índice de anisotropía, τ_b se relaciona con la transmitancia media de la atmósfera y se estima a partir del índice de claridad y de la fracción difusa horaria sobre plano horizontal, por la fórmula: $\tau_b = (1 - f_d) k_t$.

$$I_{d,r} = I_h \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad 7) \text{ La radiación difusa reflejada depende de}$$

la reflexión de las superficies cercanas. En este caso se supuso que la única superficie relevante es el suelo supuesto horizontal, con coeficiente de reflexión típico ρ_g y la radiación difusa reflejada se estima por la fórmula:

$$I_{d,r} = I_h \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right), \text{ donde } I_h \text{ es la irradiación horaria inci-}$$

dente sobre el plano horizontal. La reflectividad del suelo depende de su conformación. En la tabla 2 se indican las reflectividades típicas de varios tipos de superficies.

Tabla 2: Reflectividades típicas

Superficie	ρ_g
nieve fresca	0.75
arena blanca	0.7
paredes claras (pintura clara, reboque o bloques caros, etc.)	0.6
paredes oscuras (ladrillo o pintura oscura)	0.27
pedregullo	0.2
bitumen, asfalto	0.13
pasto verde	0.26
pasto seco	0.2
hojas secas	0.3
cemento armado antiguo	0.22
pintura negra	0.1
plantíos, cultivos maduros	0.26
caminos de tierra	0.04
suelo arcilloso	0.14
superficies de agua (ángulo de incidencia grande)	0.07

4.1.3) Pruebas realizadas

Para evaluar los resultados se realizó una comparación contra un caso real. Para esto se utilizó información de la planta solar de Asahi emplazada en el departamento de Salto, Uruguay. La Fig.10 muestra la ubicación de la planta en el margen uruguayo de la represa binacional de la hidroeléctrica Salto Grande. Los datos reales corresponden a medidas de potencia e irradiancia horaria en el período de marzo de 2013 a febrero de 2014. Los datos de la planta son los que se muestran en la tabla 3



Fig. 10: Ubicación geográfica de Asahi

Tabla 3: Datos planta solar Asahi.

P _{máx} [MW]	0.5
Área [m ²]	2868
Rend. complejo	0.17
Latitud [°]	-31.28
Longitud [°]	-57.92
Inclinación [°]	31.28
Azimut [°]	0
Reflectividad del suelo	0.26 (césped)

Se utilizó para el índice de claridad el borne "Buena Unión" de la CEGH, debido a que es el más cercano a la ubicación geográfica de la planta solar.

Para ver las energías mensuales se realizó una simulación horaria de 100 crónicas de duración un año.

Energías mensuales resultantes se muestran en la Fig.11.

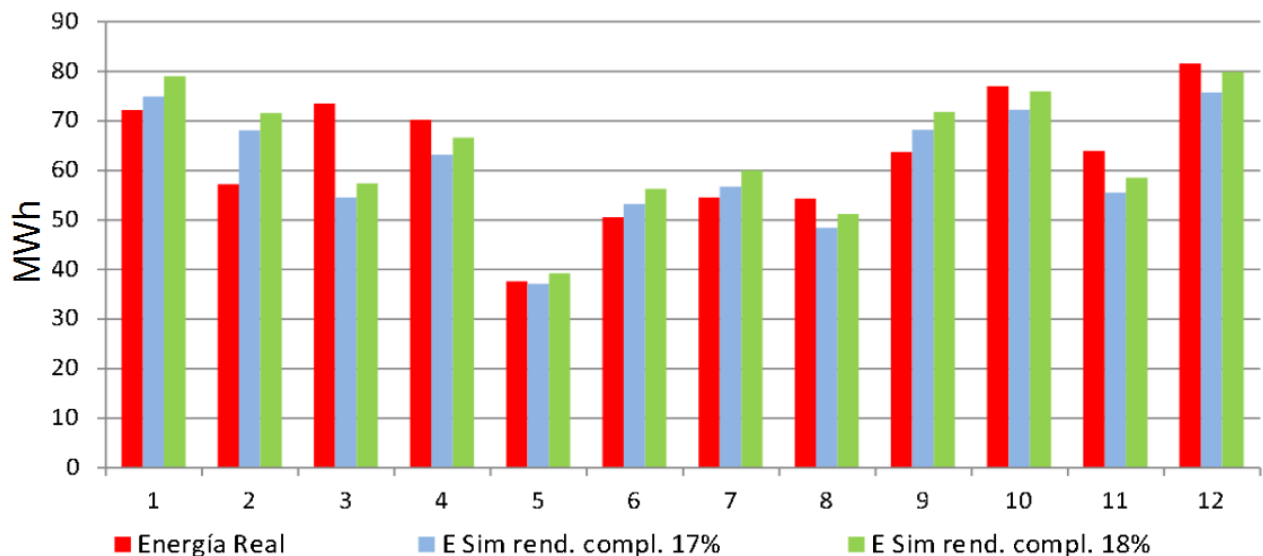


Fig. 11: Comparación energías mensuales Asahi. Mediciones vs. simulación con rendimiento 17 y 18%.

En la tabla 4 se pueden ver los valores obtenidos y los totales anuales. Obs: el generador estuvo indisponible 8 días en mayo y 4 días en agosto.

Para ver los perfiles diarios se realizó una simulación horaria de 1 sola crónica de duración 20 años y se comparó con los perfiles reales (para esta simulación se utilizó un rendimiento complejo de 18%). Los resultados se muestran en las Figs.12 y 13.

Tabla 4: Energías mensuales

MES	Energía Real (MWh)	E Sim rend. compl. 17% (MWh)	E Sim rend. compl. 18% (MWh)	E Sim rend. compl. 19% (MWh)
1	72.0	74.8	78.9	82.6
2	57.1	67.9	71.4	74.6
3	73.3	54.4	57.2	59.8
4	70.1	63.0	66.5	69.6
5	37.4	37.0	39.1	41.1
6	50.4	53.0	56.2	59.2
7	54.4	56.6	59.9	63.1
8	54.2	48.3	51.1	53.6
9	63.6	68.0	71.6	74.9
10	76.8	72.1	75.8	79.2
11	63.7	55.4	58.4	61.1
12	81.4	75.6	79.8	83.6
Total general	755	726	766	802

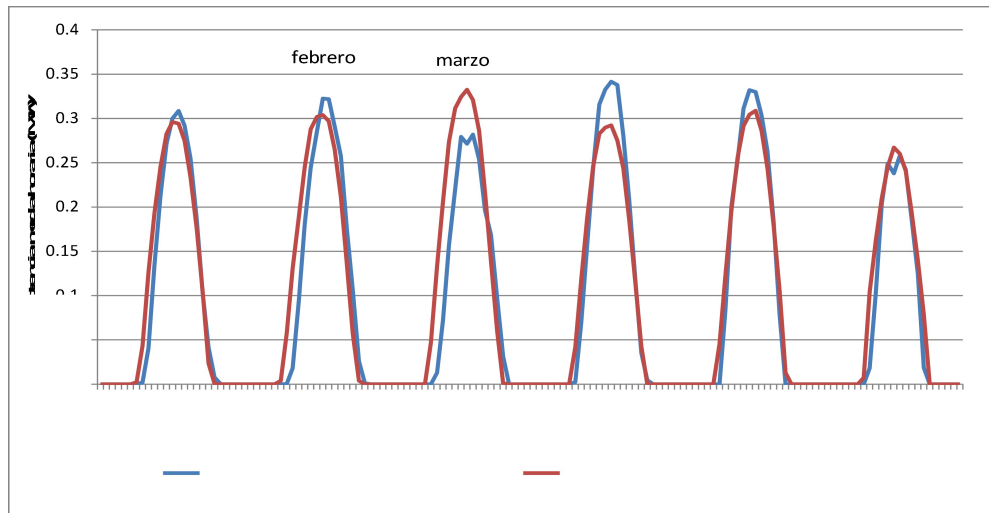


Fig. 12: Perfiles diarios de potencia media para cada mes, de Enero a Julio

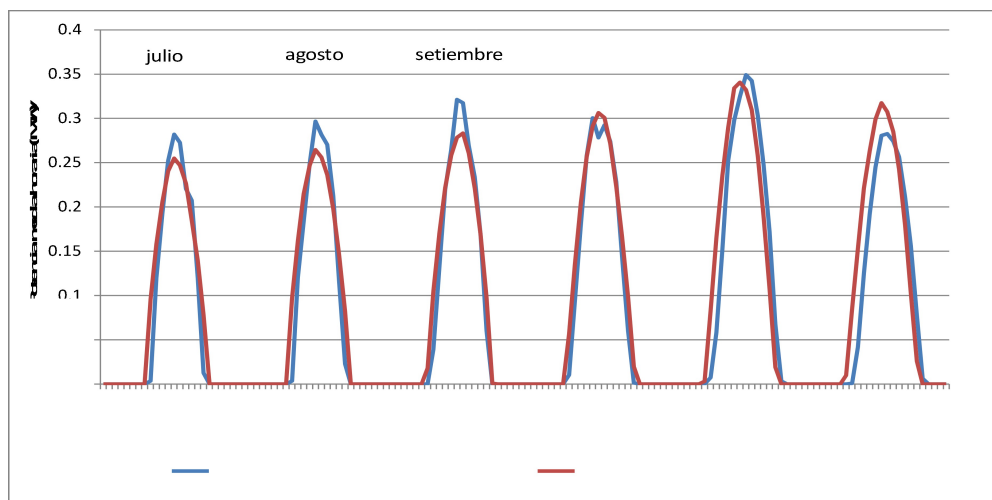


Fig. 13: Perfiles diarios de potencia media para cada mes, de Julio a Diciembre

Finalmente en la Fig.17 se muestra la evolución anual de la irradiancia en plano inclinado real contra la obtenida en la simulación de 1 crónica.

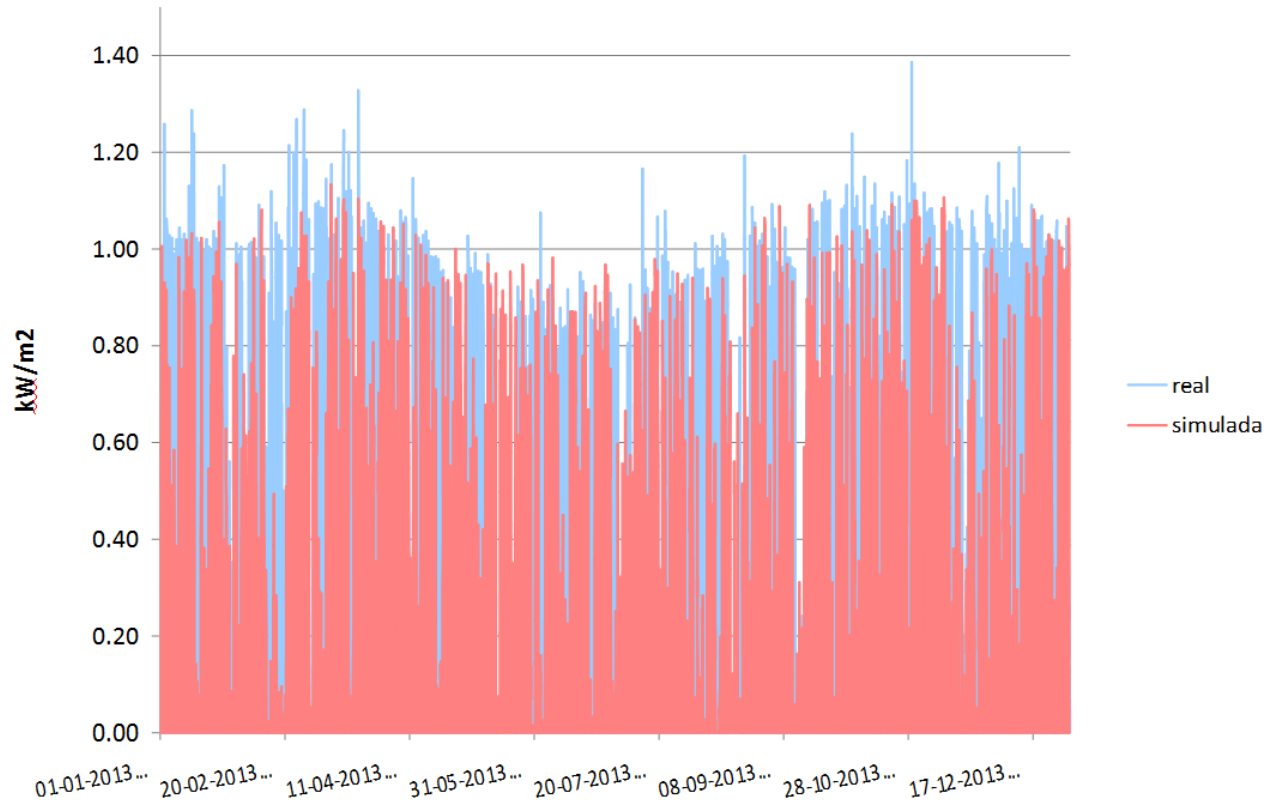


Fig. 14: Irradiancia real vs simulada para una única crónica.

En la Fig.15, se presentan a continuación los promedios diarios reales de irradiancia contra los simulados para este caso.

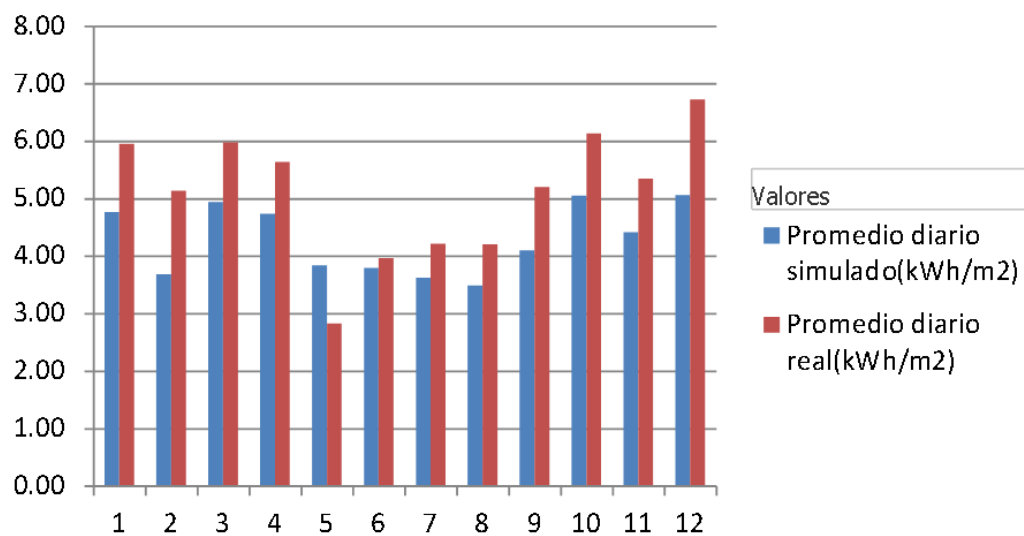


Fig. 15: Promedios diarios de irradiancia. Simulados vs. Medidos.

En la tabla 5 se presenta la misma información en forma numérica.

Tabla 5: Promedios diarios de irradiancia. Simulados vs. Medidos.

mes	Promedio diario simulado(kWh/m2)	Promedio diario real(kWh/m2)
1	4.77	5.95
2	3.68	5.13
3	4.94	5.98
4	4.73	5.64
5	3.84	2.82
6	3.79	3.96
7	3.62	4.21
8	3.48	4.20
9	4.09	5.20
10	5.05	6.13
11	4.41	5.34
12	5.06	6.72
Total general	4.29	5.11

4.1.4) Conclusiones

Las pruebas realizadas contrastando los datos reales con los simulados arrojaron resultados satisfactorios. Hay que tener en cuenta que los datos reales disponibles fueron solo de un año de medidas y esto puede sesgar los resultados. Sería mejor disponer de una serie con un período de medición más largo para realizar la comparación. Se observa que la energía por mes y la energía total anual producidas no están lejanas a las reales y que el rendimiento complejo es un factor muy sensible para el cálculo. Los perfiles diarios se asemejan mucho a los reales y cumplen las estacionalidades anuales, se observa que la potencia de invierno es menor a la de verano. Las irradiancias en plano inclinado no coinciden exactamente y tal vez se vea que es un poco menor a la real ocurrida, pero se debe recordar que la comparación fue de una única crónica contra una real, y que los valores de irradiancias corresponden a valores aleatorios resultantes de un sorteo determinado.

Como conclusión final se puede decir que se logró obtener un primer modelo para los generadores solares fotovoltaicos, y que los resultados obtenidos al comparar con una muestra de datos reales fueron muy similares.

4.1.5) Futuros trabajos

Se debería volver a comparar este modelo con datos reales cuando se dispongan de más años de medición de la central Asahi o de otras centrales que se dispongan.

Otro posible futuro trabajo sería incorporar un modelo de generador solar fotovoltaico que funcione utilizando una serie CEGH de irradiancias solares. A la fecha no se contaba con series de mediciones suficientemente largas como para elaborar una CEGH, pero en el futuro se podría realizarla y adaptar el modelo a este parámetro de entrada.

4.1.6) Creación del CEGH para la serie de potencia global de plantas solares fotovoltaicas en Uruguay.

I. Para obtener una serie CEGH de potencia solar se realizó una simulación horaria de 20 años de manera de obtener una serie de datos bastante larga para poder identificar un modelo CEGH que la represente. Para esto se representaron 200 MW repartidos en 8 parques de 25 MW cada uno correspondientes a cada uno de los sitios utilizados en la CEGH de índices de claridad y representados con los parámetros de la planta solar Asahi.

Con esta serie de potencia de 200 MW totales y de 20 años de datos horarios simulados se sintetizó nuevamente una CEGH usando la aplicación *AnalisisSerial* con los parámetros que se muestran en la Fig.16.

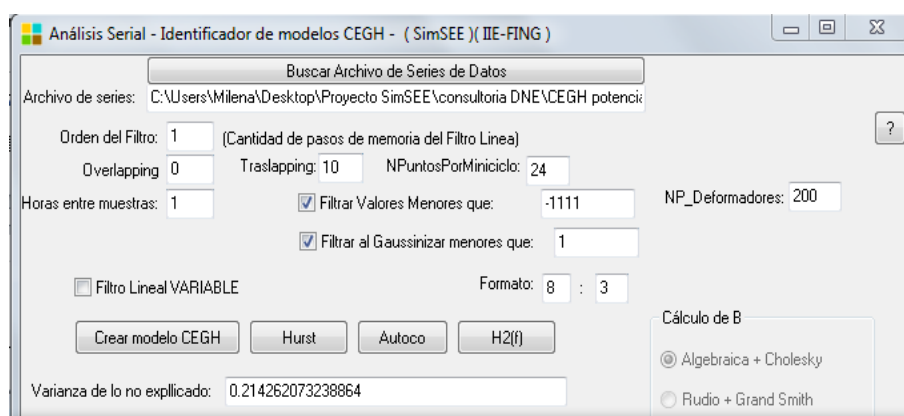


Fig. 16: Seteo del *Análisis Serial* para la generación del CEGH_PSOL_200_050714

Se obtuvo así el archivo CEGH_PSOL_200_050714.txt el cual puede utilizarse para modelar parques solares fotovoltaicos distribuidos dentro del territorio nacional, teniendo en cuenta las hipótesis recogidas en este documento, como por ejemplo, lo más importante, que supone que la potencia se encuentra equidistribuida.



buída en 8 puntos del territorio seleccionados como se detalló anteriormente.

4.2. Modelo CEGH para Eólica.

El modelo estocástico de velocidades de viento disponible en SimSEE y que fue utilizado por la mayoría de los trabajos realizados con esta herramienta hasta el momento se basa en la información de dos años de velocidades horarias en 7 puntos del país. En el presente trabajo se realizó una revisión completa de dicho modelo y como resultado se generó un nuevo CEGH basado en la misma información histórica mejor depurada y con modificaciones de mejora de precisión en la herramienta "AnálisisSerial" utilizada para la identificación de los parámetros de los modelos.

4.2.1) Datos históricos de partida.

La información histórica de datos de viento consideraba dos años de medición en 7 estaciones distribuidas en el territorio. Como primer paso se analizó la pertinencia de mantener los 7 puntos originalmente utilizados. Se decidió eliminar la serie de José Ignacio porque presenta un perfil no ajustado a la realidad por tratarse de una medida de baja altura extrapolada. Actualmente existen nuevos estudios sobre el comportamiento del perfil vertical sobre la costa y nuevas mediciones que podrán contribuir a mejorar el modelo en cuanto a su representación de esta zona del país [4]. De todas maneras, en esta etapa, y considerando que no se prevé al menos hasta el momento, la instalación de parques en la zona costera, se descartó esta medida.

La serie de Pintado se elimina porque presenta problemas en la calidad de datos antes no detectados, que pueden llevar a conclusiones erróneas. Dado que este punto se encuentra muy cercano a Cerro Colorado y el comportamiento de ambos es muy similar, se optó por descartar esta serie en esta etapa y posponer para más adelante un análisis profundo de la serie para validar su calidad.

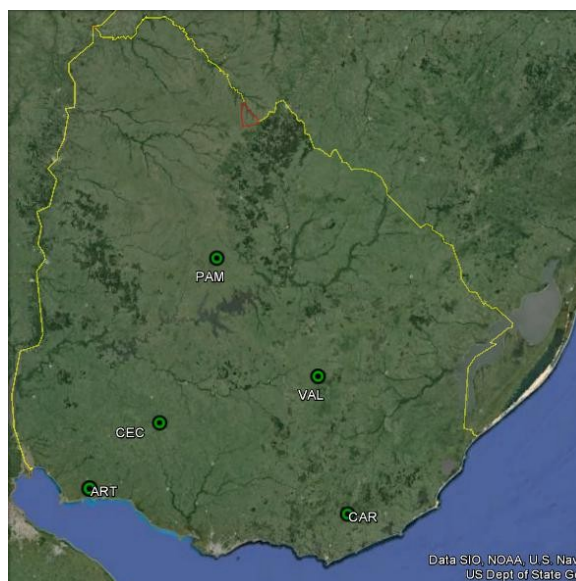


Fig. 17: Ubicación de las cinco estaciones consideradas.

La distribución geográfica de las cinco estaciones utilizadas se muestra en la Fig.17.

Con el programa *AnálisisSerial* con los parámetros según se muestra en la Fig.18, se generó un CEGH partiendo de 10 series temporales, dos por cada estación de viento considerada, una serie por cada componente ortogonal del vector velocidad.

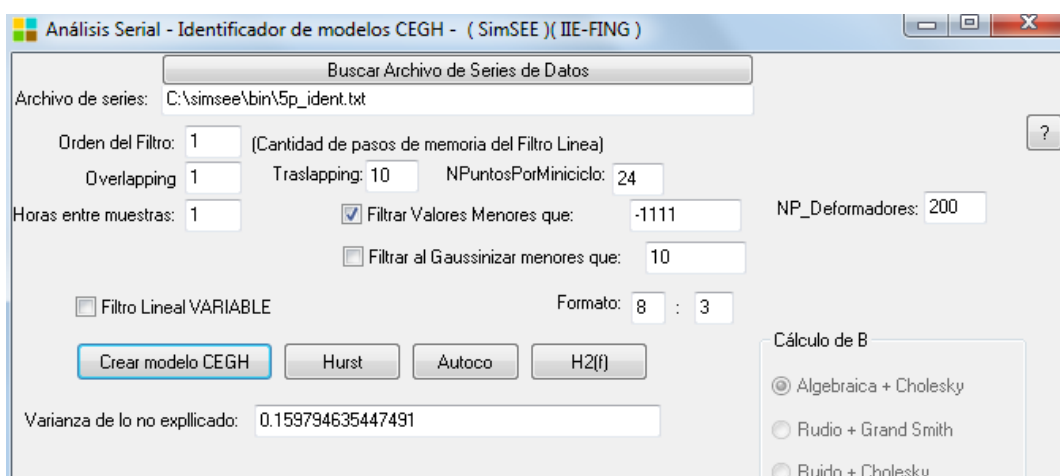


Fig. 18: Configuración de *AnalisisSerial* para síntesis del CEGH eólico.

Con los valores de $Overlapping = 1$ (que determina el número de horas de muestreo alrededor de la hora deseada) y $Traslapping = 10$ (que determina el número de días de muestreo alrededor del día deseado), y dado que las series de datos originales cuentan con dos años de medida, se logra poblar el histograma de cada hora con $2 * (1 + 1 + 1) * (10 + 1 + 10) = 126$ muestras lo cual se considera una cantidad aceptable.

No se incrementó el $Overlapping$ para no afectar el comportamiento diario suavizando las variaciones interhorarias, que, como se puede observar en el gráfico de la Fig.19, son muy significativas durante la salida del sol, y luego de su puesta.

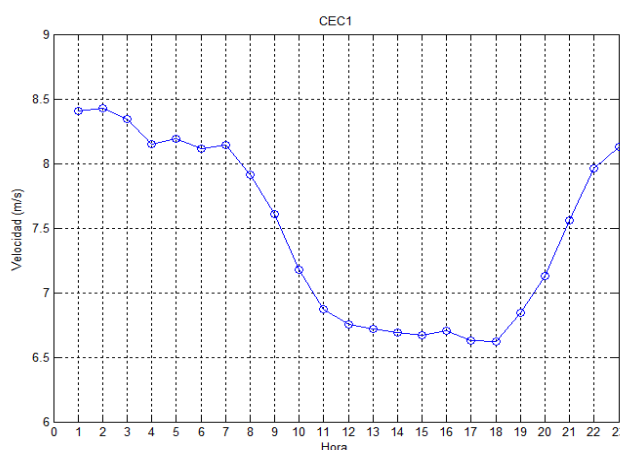


Fig. 19: Andamio horario típico. Ejemplo estación CEC1.

Respecto al Traslapping, al haber sido definido en 10, implica que se representará lo que sucede a una hora del día dada para un día del año dado, con un histograma que ha sido poblado a partir de lo sucedido a esa misma hora en una ventana móvil de 21 días centrado en ese día. Para definir este valor se analizó la evolución estacional del recurso para una serie de datos representativa, de 6 años de duración, observando que no se pierde la representación de la evolución estacional al promediar los valores de velocidad en ventanas de 21 días y que no aparece información nueva respecto de la estacionalidad al promediar en períodos menores. En la Fig.20 se muestra la velocidad media y la desviación estándar correspondiente en ventanas de 10, 15 y 20 días, se observa que incluso promediando en períodos de 20 días se mantiene el ciclo estacional característico del recurso eólico.

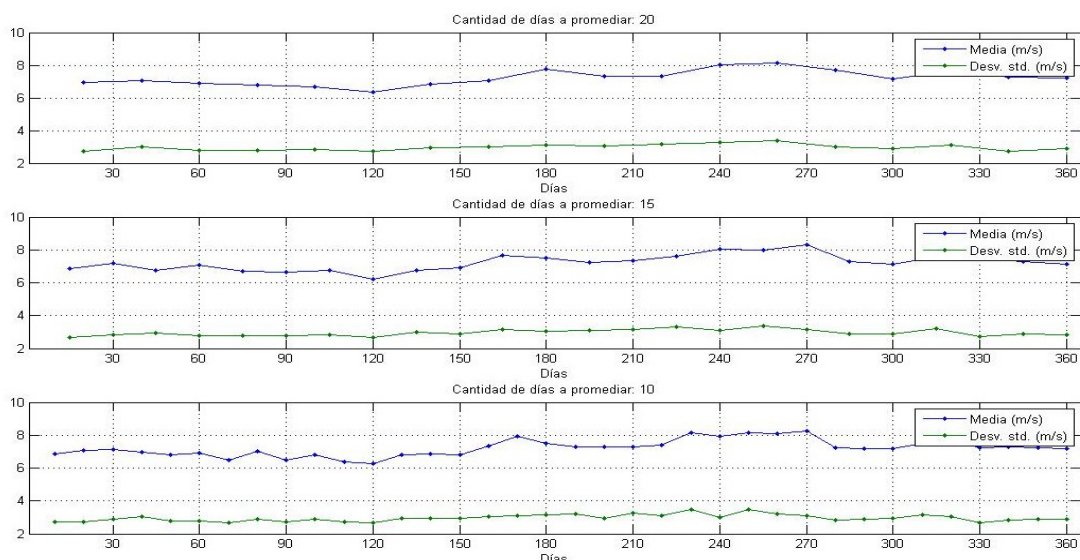


Fig. 20: Velocidad media en períodos de 10, 15 y 20 días, junto a desviación estándar correspondiente de una estación meteorológica con 6 años de datos.

4.2.2) Verificación de los resultados

En el siguiente apartado se comparan los estadísticos más relevantes de las series de viento originales correspondientes a las 5 estaciones seleccionadas y de series de viento sintéticas obtenidas a partir del modelo CEGH identificado de acuerdo a la descripción de la sección anterior.

4.2.2.A) Histograma del módulo de la velocidad

En la Fig.21 se presenta el histograma del módulo de la velocidad para cada una de las 5 estaciones, comparando la serie

original y la serie sintética en cada caso. Cabe recordar que los datos de velocidad de viento originales (módulo y dirección) se transforman en componentes ortogonales de velocidad, v_x y v_y , las cuales son utilizadas como datos de entrada en el procedimiento de generación de las series sintéticas. De esta forma, a pesar de que dicho procedimiento permite obtener el histograma de la serie de entrada, en este caso de ambas componentes, el histograma resultante del módulo de velocidad presenta ciertos desvíos respecto al obtenido con la serie de módulo de velocidad original.

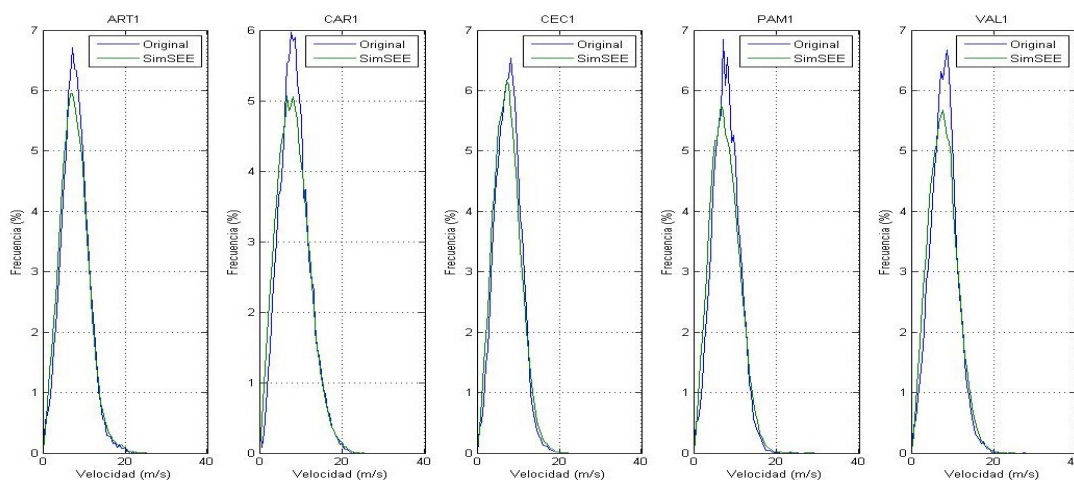


Fig. 21: Histograma del módulo de la velocidad. Comparación de las series originales y las series sintéticas.

Como confirmación de que los histogramas de las componentes de la velocidad se mantienen en el procedimiento de generación de series sintéticas, en la Fig.22 se presentan los histogramas de las componentes de la velocidad en cada una de las 5 estaciones, incluyendo los correspondientes a los datos originales y a los datos sintéticos.

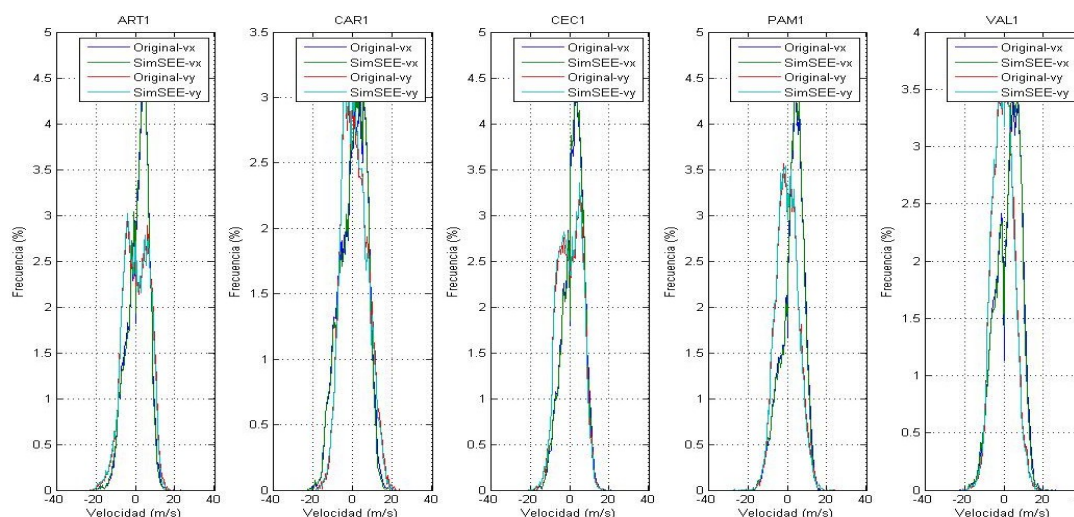


Fig. 22: Histograma de las componentes de la velocidad. Comparación de las series originales y las series sintéticas.

4.2.2.B) Ciclo diario del módulo de la velocidad.

En[5] se han identificado distintas zonas en el territorio nacional teniendo en cuenta el ciclo diario del módulo de la velocidad. Estas zonas han sido confirmadas en [4] al evaluar el perfil vertical de viento en determinadas estaciones meteorológicas presentes en dichas zonas. De esta forma, para que la herramienta represente el recurso eólico característico del país es necesario poder generar las series sintéticas manteniendo el ciclo diario correspondiente. Esta característica tendrá una importancia relevante al simular el sistema eléctrico.

En la Fig.23 se presenta el ciclo diario del módulo de la velocidad, de la serie original y de la serie sintética, para cada una de las 5 estaciones. Se observa cierto desfase en las curvas, obteniendo en las series sintéticas un valor levemente menor que el correspondiente a la serie original. Este desfase no se considera muy significativo teniendo en cuenta que posteriormente se asumirá una potencia asociada a cada punto en la simulación del sistema eléctrico.

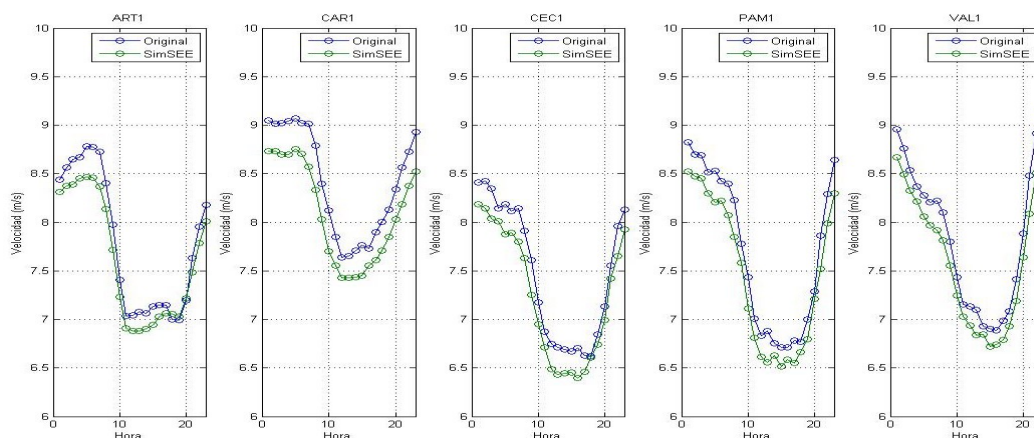


Fig. 23: Ciclo diario del módulo de la velocidad. Comparación de las series originales y las series sintéticas.

4.2.2.C) Histograma de la diferencia horaria del módulo de la velocidad.

La variabilidad del recurso eólico en el corto plazo tiene un efecto importante sobre el sistema eléctrico y su operación. La serie sintética de velocidad de viento debe representar correctamente esta variabilidad para ser usada en simulaciones del sistema eléctrico. En este punto se evalúa la diferencia entre

horas consecutivas del módulo de la velocidad en las 5 estaciones seleccionadas, tanto de la serie original como de la sintética, como una variable representativa de dicha variabilidad.

En la Fig.24 se presenta el histograma de la diferencia horaria del módulo de la velocidad, de la serie original y de la serie sintética, para cada una de las 5 estaciones. Se observa que la serie sintética presenta una mayor variabilidad, con probabilidades mayores para eventos con gran cambio en el módulo de la velocidad en horas consecutivas. Por ejemplo, se tiene para cambios de una hora a la siguiente de 3 m/s, una probabilidad del entorno del 0,25% según las series originales, y del entorno de 0,6% según las series sintéticas, lo cual significa un aumento de esta probabilidad de dos veces y media. Más allá de esta observación, el resultado obtenido es más conservador respecto a las exigencias relativas al sistema eléctrico.

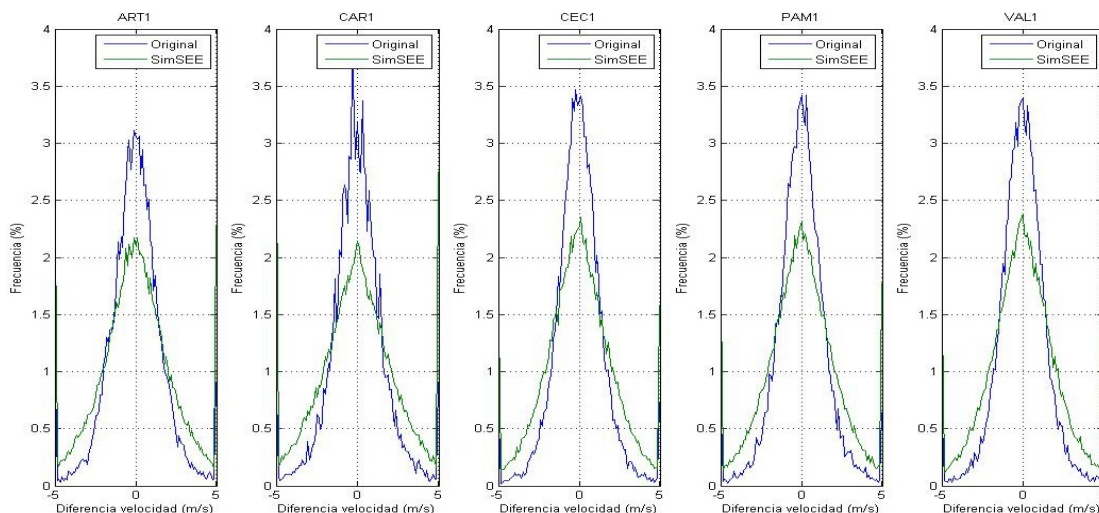


Fig. 24: Histograma de la diferencias entre horas consecutivas del módulo de la velocidad. Comparación de las series originales y las series sintéticas.

El procedimiento de generación de las series sintéticas está definido de tal forma de representar correctamente todo el espectro de la serie original. En la siguiente figura se observa que el espectro del módulo de la velocidad (compuesto por las series v_x y v_y sintetizadas capturando el espectro) también respeta el comportamiento de su espectro original.

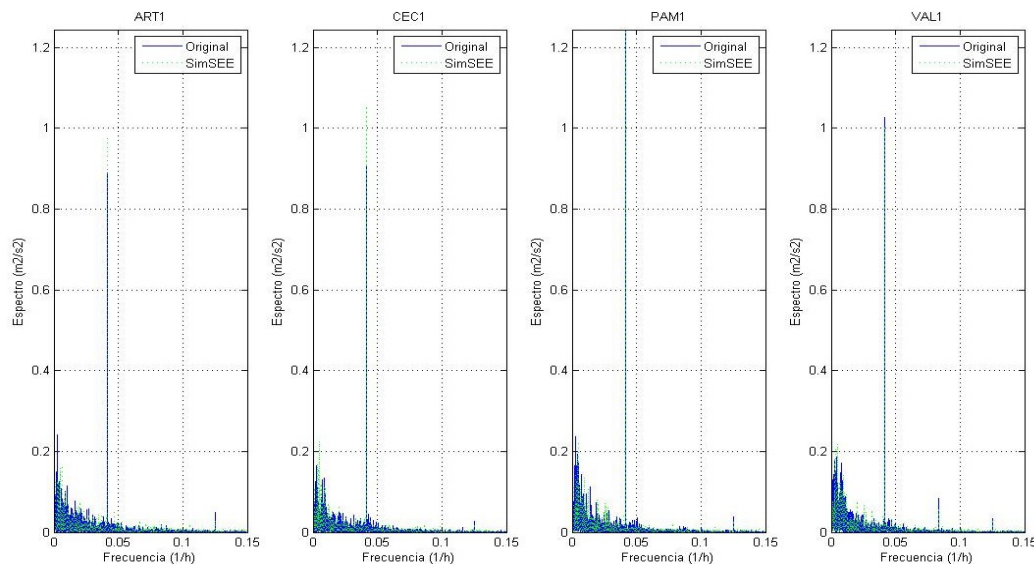


Fig. 25: Espectro del módulo de la velocidad. Comparación de las series originales y las series sintéticas.

El hecho de que las series se sinteticen capturando todo el espectro de frecuencia de la serie implica que el foco no está particularmente en respetar la autocorrelación con desplazamiento de 1 hora, sino en respetar lo mejor posible todas las autocorrelaciones. Esta sería la razón por la cual se observan las diferencias mostradas en los histogramas de diferencias de velocidades entre una hora y la siguiente.

Con el objetivo de mejorar este aspecto de las series sintéticas y dar mayor importancia en la generación de la serie a las autocorrelaciones de las primeras horas, se ensayó una nueva serie sintética generada con los mismos parámetros que la analizada hasta el momento pero cambiando el filtro a 6 lo que implica que para la generación del dato de cada hora, el sintetizador considera una ventana de 6 horas y no solo la hora en cuestión, como en el caso anterior en que se configuró el orden del filtro en 1.

Los resultados no fueron los esperados. Si bien el histograma de las variaciones entre una hora y la siguiente se modificó mínima-

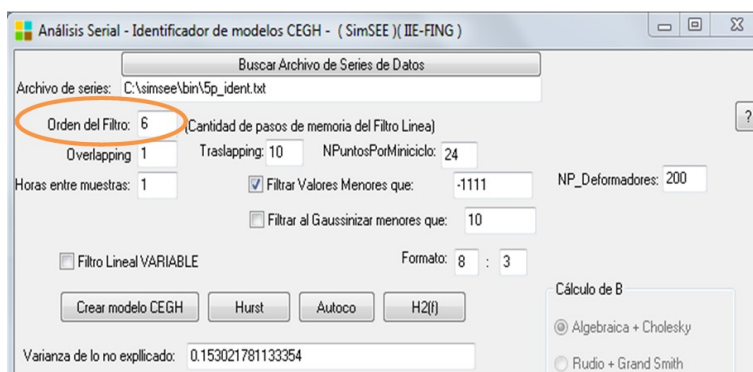


Fig. 26: Configuración del Análisis Serial para la generación del CEGH_5p_2014 con 6 retardos.

mente en el sentido esperado, lo hizo en una medida despreciable en comparación con la diferencia presentada respecto del histograma de la serie original.

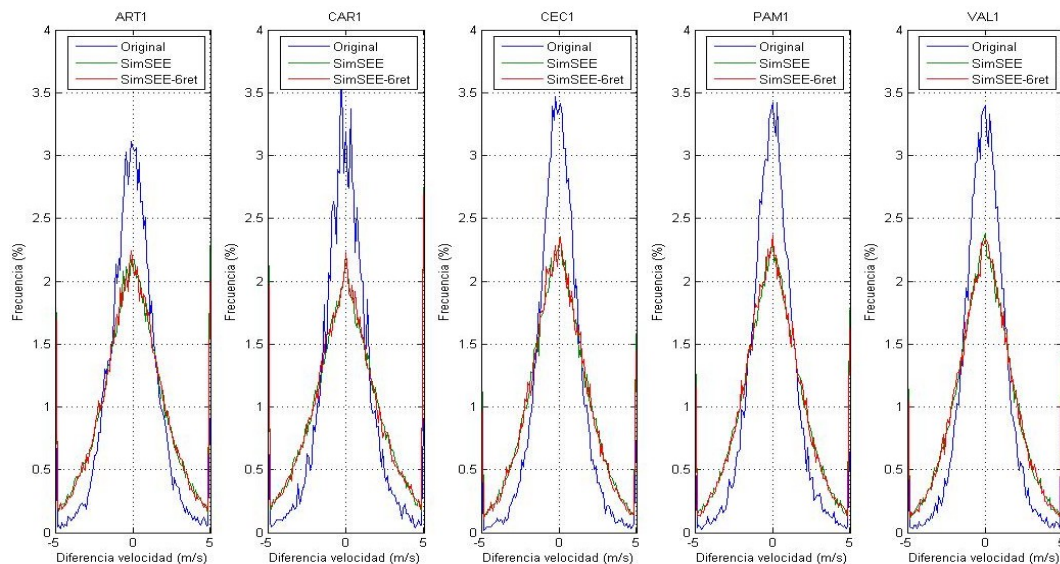


Fig. 27: Histograma de las diferencias entre horas consecutivas del módulo de la velocidad. Comparación de las series originales y las series sintéticas con filtros igual a uno y seis.

4.2.2.D) Rosa de frecuencia

Básicamente el recurso eólico en un emplazamiento se caracteriza a través del módulo y de la dirección de la velocidad del viento. La dirección del viento, junto al módulo de la velocidad, influye en el diseño del layout de un parque eólico, manteniendo una distancia mayor entre aerogeneradores en aquellas direcciones más energéticas respecto a las direcciones menos energéticas, de forma de disminuir las pérdidas por efecto estela. De esta forma, dada una dirección del viento es de esperar cierto nivel de pérdidas por estela en un parque eólico dado.

Respecto a las simulaciones en SimSEE, la dirección del viento en un emplazamiento determinado tiene asociada un factor de corrección del módulo de la velocidad para contemplar las pérdidas por efecto estela correspondientes. Esto se explica en el siguiente apartado.

Por lo tanto, la serie sintética debe tener una rosa de frecuencia lo más similar posible a la serie original para contemplar de mejor forma las pérdidas por efecto estela. En la Fig.28 se presenta la rosa de frecuencia, de la serie original y de la serie sintética, para cada una de las 5 estaciones. Se observa en general un andamio similar, con ciertos desvíos sobre todo en

aquellas estaciones con una dirección más significativa como PAM1 y VAL1.

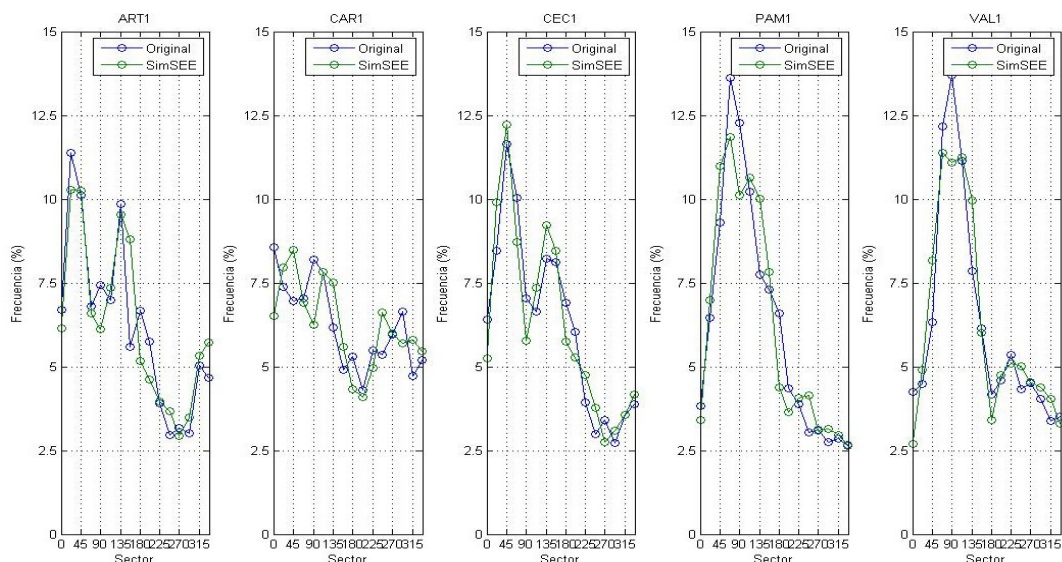


Fig. 28: Rosa de frecuencia. Comparación de las series originales y las series sintéticas.

Las diferencias encontradas en los histogramas de dirección, tendrían el mismo origen que las diferencias encontradas en los histogramas de módulo de velocidad. Dado que ambas series surgen de la composición de dos series que fueron sintetizadas manteniendo sus respectivos histogramas, lo cual no garantiza la conservación del histograma de las series compuestas, sobre todo entorno a puntos particulares del histograma como sería el caso de las direcciones 90° de las series PAM1 y VAL1. Esta dirección, que en dichas estaciones presenta una frecuencia muy alta, coincide con el caso particular de $v_y=0$.

4.2.2.E) Matriz de correlación

Al generar un conjunto de series sintéticas es necesario mantener la correlación entre las mismas, de forma de generar eventos conjuntos con la probabilidad correspondiente. En este

Tabla 6: Covarianzas de las series de datos y series sintéticas.

	ART1	CEC1	PAM1	VAL1
ART1	1	0.61	0.41	0.44
CEC1	0.61	1	0.61	0.62
PAM1	0.41	0.61	1	0.69
VAL1	0.44	0.62	0.69	1

Matriz de correlación series originales

	ART1	CEC1	PAM1	VAL1
ART1	1	0.52	0.35	0.38
CEC1	0.52	1	0.52	0.55
PAM1	0.35	0.52	1	0.62
VAL1	0.38	0.55	0.62	1

Matriz de correlación series sintéticas

punto se presentan la matrices de covarianzas en la tabla 6 obtenidas con las series originales y con las series sintéticas. Cabe

señalar que se consideran solo 4 estaciones, pues la estación CAR1 presenta ciertos huecos por datos inválidos que afectarían este análisis.

Se observa una menor correlación entre las series sintéticas, nuevamente se entiende que esto tiene su origen en la generación de las series a partir de las componentes de la velocidad.

4.3. Modelado de la Generación Eólica

El apartado anterior se refiere a la generación de los datos de viento en diferentes puntos del territorio nacional. A partir de los datos de viento simulados se debe generar la potencia de cada parque eólico.

La curva de potencia de un modelo de aerogenerador determinado relaciona la velocidad a altura de buje con la potencia generada para diferentes densidades del aire. Dado que se requiere simular la potencia generada por un parque eólico no por un aerogenerador aislado y se parte de una serie de viento sintética que representa el recurso eólico del emplazamiento, es necesario realizar cierto ajuste al módulo de la velocidad de forma de contemplar el efecto de agrupar los aerogeneradores (pérdidas por efecto estela).

En los siguientes puntos se presenta con mayor detalle el procedimiento seguido para simular la potencia generada por un parque eólico.

4.3.1) Curva de potencia

Los aerogeneradores que se están instalando hoy en día tienden a tener mayores diámetros cada vez, encontrándose los últimos modelos Clase III (adecuados para la mayor parte de los vientos de nuestro país) en diámetros del entorno de los 115 metros, por ejemplo, los modelos V112, G114 y N 117. Las potencias de cada una de estas máquinas varían entre los 2 y los 3 MW.

Tabla 7: Curvas de potencia utilizadas (densidad estándar).

v	P - N117	P - G114	P - G97
3	25	33	14
4	154	145	94
5	354	337	236
6	643	613	438
7	1038	995	714
8	1525	1471	1084
9	2037	1828	1507
10	2326	1963	1817
11	2400	1994	1951
12	2400	1999	1990
13	2400	2000	1998
14	2400	2000	2000
15	2400	2000	2000
16	2400	2000	2000
17	2400	2000	2000
18	2400	2000	2000
19	2400	2000	2000
20	2400	2000	2000
21	0	2000	2000
22	0	1906	1906
23	0	1681	1681
24	0	1455	1455
25	0	1230	1230

Si bien es habitual que las velocidades medias anuales, y algunos otros parámetros relevantes a la hora de seleccionar la máquina adecuada para un sitio, superen los parámetros de diseño de las turbinas Clase III en la mayoría de los sitios aptos para el desarrollo eólico de nuestro país, se dan en general otras condiciones atenuantes, como por ejemplo, la baja intensidad de turbulencia, que determinan la validez de esta clase de máquinas para casi todo el territorio nacional.

De los lugares hasta ahora seleccionados para desarrollos eólicos, los únicos sitios que escaparían a esta condición son los sitios de topografía compleja como la sierra de Caracoles, la sierra Carapé. Para estos casos las máquinas serán clase II o clase I. Estas máquinas se caracterizan por tener un menor diámetro de rotor, lo que las hace aptas para funcionar en sitios con vientos más exigentes.

Para el primer caso se eligió modelar dos parques con la curva N117 (ART1 y PAM1) y dos parques con la curva G114 (VAL1 y CEC1). El segundo caso, representado únicamente por CAR1 se modeló con la curva G97.

4.3.2) Pérdidas por estela

A partir de la curva de potencia y la velocidad de viento es posible obtener la potencia generada por un aerogenerador aislado. La potencia generada por un parque eólico para una velocidad de viento determinada será menor que la suma de la potencia que generaría cada aerogenerador aislado debido a las pérdidas por efecto estela (cada aerogenerador toma energía del flujo y corriente abajo se genera una zona con menor velocidad y mayor intensidad de turbulencia que afecta a los aerogeneradores siguientes en el sentido del flujo). Cabe señalar que se considera que todas las posiciones de los aerogeneradores presentan la misma velocidad de viento, como si estuvieran aislados, es decir que no hay diferencias en cuanto a rugosidad superficial, topografía, etc. entre las posiciones dentro de un parque eólico.

Como fuera mencionado al inicio de este apartado, para determinar la potencia generada por un parque eólico es necesario aplicar una corrección al módulo de la velocidad del viento, de forma de contemplar que el parque eólico como un todo recibe una velocidad menor debido a la interacción entre los aerogeneradores a los efectos de usar la curva de potencia del modelo de aerogenerador correspondiente. No se aplica una corrección directamente a la potencia pues por ejemplo a velocidades de viento altas, superiores a la nominal, el parque eólico igual podría generar la

potencia total a pesar del efecto estela y por tanto en esta situación no sería aplicable un factor sobre la potencia.

En el diseño del layout de un parque eólico se considera, entre otros factores, las direcciones de viento más energéticas, de forma de mantener una mayor distancia entre aerogeneradores en dichas direcciones. Por ejemplo, es razonable encontrar distancias entre aerogeneradores del orden de 7 a 10 diámetros en las direcciones más energéticas y de 3 a 4 diámetros en las direcciones menos energéticas. De esta forma, se debe considerar para cada sector de dirección un factor de corrección del módulo de la velocidad, según este sea un sector más o menos energético, obteniendo un valor de pérdidas por efecto estela razonable (del orden de 5% a 8% para las pérdidas globales causadas por dicho efecto).

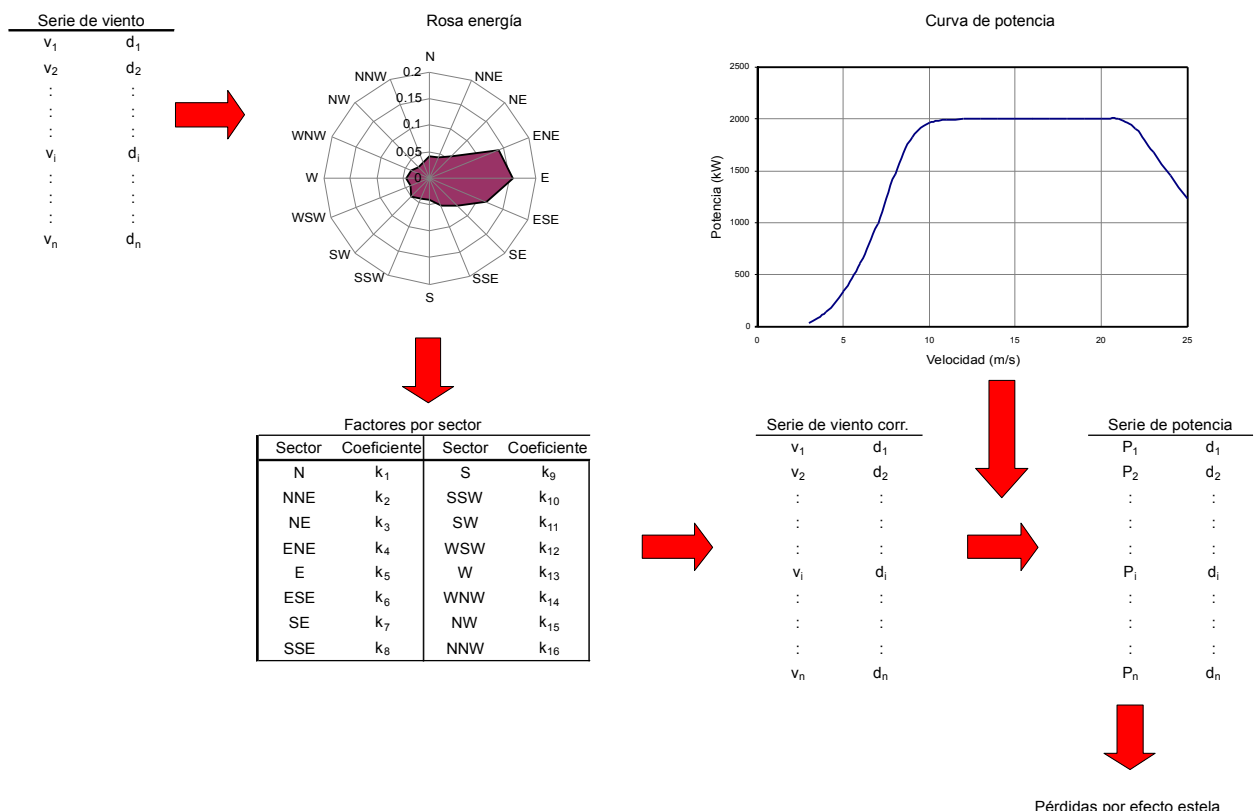


Fig. 29: Esquema del procedimiento de generación de potencia de un parque eólico contemplando el efecto estela.

El procedimiento adoptado para definir los factores de corrección por sector de dirección de cada estación meteorológica consiste en, primero, identificar los sectores más energéticos y menos energéticos a través de la rosa de energía. La rosa de energía representa la proporción de la energía por sector de dirección que generaría un aerogenerador del modelo asociado a ese

emplazamiento (en este trabajo se han considerado 16 sectores de dirección). A partir de la rosa de energía se determinan las direcciones más energéticas y por tanto donde los aerogeneradores estarían más distanciados entre sí y las direcciones menos energéticas, asignando a cada sector un coeficiente de reducción de la velocidad. A partir de estos coeficientes se corrige la serie de velocidad y se calcula la potencia generada por el parque eólico a través de la curva de potencia del modelo de aerogenerador correspondiente y la cantidad de aerogeneradores que componen el parque eólico. Con la serie de potencia generada y la serie de potencia bruta (sin aplicar los coeficientes de corrección del módulo de la velocidad), se determinan las pérdidas por efecto estela por dirección y globales. Estos últimos deben ser del orden mencionado anteriormente, en caso contrario se realiza una nueva iteración definiendo nuevos coeficientes de ajuste. En la Fig.29 se presenta un esquema del procedimiento para obtener la serie de potencia de un parque eólico.

Siguiendo este procedimiento en los 5 emplazamientos seleccionados y utilizando los factores que se presentan en la tabla 8 se obtienen valores de pérdidas por efecto estela dentro del rango especificado.

Tabla 8: Pérdidas por efecto estela. Series originales de velocidad de viento.

Emplazamiento	Pérdidas por efecto estela (%)
ART1	5.25
CAR1	6.66
CEC1	5.35
PAM1	5.03
VAL1	4.43

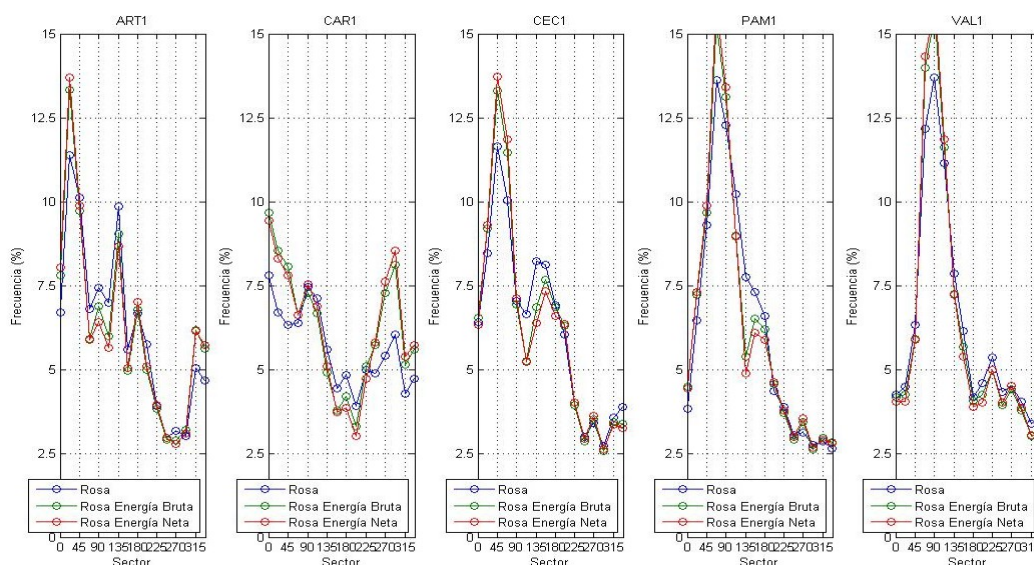


Fig. 30: Rosa de frecuencia, rosa de energía y rosa de energía neta. Series originales de velocidad de viento.

La Fig.30 presenta para los 5 emplazamientos seleccionados y usando las series originales de velocidad de viento, la rosa de frecuencia, la rosa de energía (aerogenerador aislado) y la rosa de energía neta (parque eólico). Se observa que los sectores más energéticos presentan mayor frecuencia en la rosa de energía neta que en la rosa de energía, debido a que en dichos sectores se busca disminuir el efecto estela respecto a los otros sectores, con lo cual proporcionalmente se obtiene más energía. La Fig.31 los factores de corrección por efecto estela a usar según la dirección del viento para cada uno de los cinco emplazamientos.

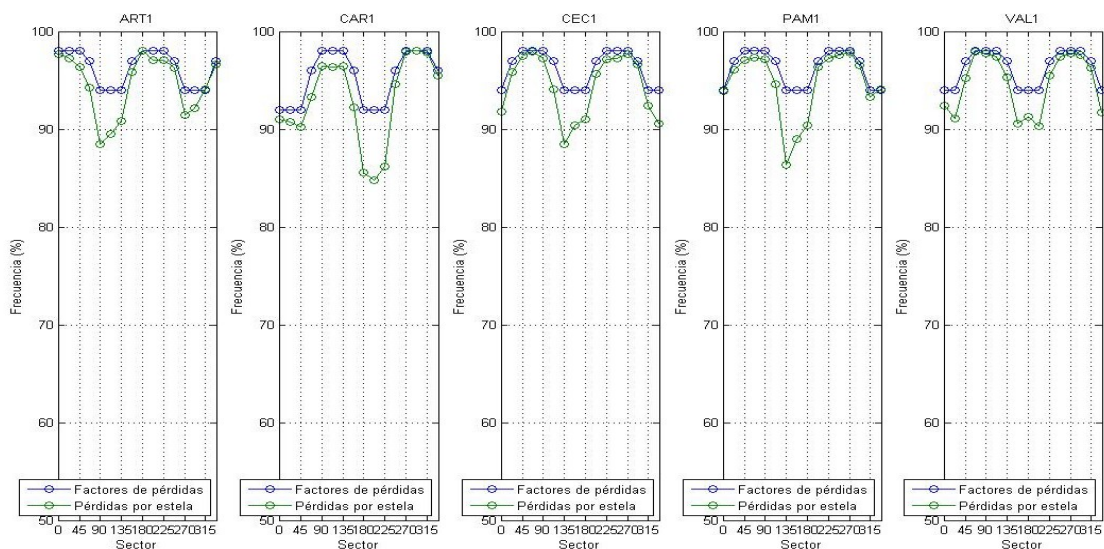


Fig. 31: Factores de corrección del módulo de la velocidad y pérdidas por efecto estela resultantes por sector de dirección. Series originales de velocidad de viento.

4.3.3) Cantidad máquinas.

En cada punto se simularon 120 MW, 50 aerogeneradores de 2.4 MW o 60 aerogeneradores de 2 MW, según sea el caso de curva de potencia utilizada.

La hipótesis sobre las que se definen los factores de pérdidas por dirección definidos en el punto 4.3.2 de este apartado, se asocian a parques de cierta cantidad de máquinas, que podría definirse en un mínimo de 20 o 25 aerogeneradores.

La aplicación de estos factores de alguna manera suavizan el comportamiento de la potencia resultante del parque en comparación con lo que se obtendría de una máquina única sin interferencia con otras máquinas. Es decir, que la potencia resultante de este modelo, podría utilizarse para representar el comportamiento temporal parques de menor o mayor tamaño, convirtiendo proporcio-

nalmente la potencia generada según la potencia instalada supuesta, pero teniendo en cuenta una cota inferior de número de aerogeneradores supuestos, no menor a las 20 unidades.

4.3.4) Indisponibilidades.

El efecto de las indisponibilidades de los aerogeneradores sobre la generación del parque no se ha verificado con datos reales por carecer de datos de parques en operación con números de máquinas del orden de los considerados en este modelo y sus indisponibilidades.

El modelado se realiza configurando en la información ingresada de cada parque un factor de disponibilidad de 97% y un tiempo de reparación de 96 horas. Estos parámetros son aplicados a cada aerogenerador del parque y se supuso que las roturas fortuitas y tiempos medios de reparación actúan en forma independiente en cada aerogenerador.

Fig. 32: Configuración del modelo de parque eólico en el Editor de SimSEE.

Los resultados para dos años de simulación se muestran en la tabla 9.

Tabla 9: Simulación de indisponibilidades.

	ART	CAR	CEC	PAM	VAL	TOTAL
n°Ags	50	60	60	50	60	280
% del tiempo con disponibilidad total	19%	17%	17%	20%	17%	0.1%
% máximo de máquinas indisponibles	14%	13%	12%	16%	13%	9%

Estos números deberán ser contrastados con información de parques reales en operación.

Al momento de escalar la salida de potencia de este modelo para representar parques de potencias menores debe tenerse el mismo cuidado que se mencionó en la sección 4.3.3, respecto a la cantidad de máquinas. Si el parque por ejemplo tuviera sólo dos máquinas, la indisponibilidad de una de ellas implicaría la pér-

didada del 50% de la potencia, sin embargo, si se parte del modelo presentado aquí y luego se escala la potencia no se logra representar este comportamiento.

4.3.5) Verificación de Resultados de generación de parque

En este apartado, al igual que lo realizado para la velocidad de viento, se comparan las principales estadísticas de la serie de potencia de los parques eólicos, obtenidas con el procedimiento descrito anteriormente a partir de las series originales y de las series sintéticas. Cabe señalar que para las series sintéticas se corrigió el efecto de la indisponibilidad, de forma de considerar siempre que el parque eólico está disponible completamente.

4.3.5.A) Histograma de potencia

En la siguiente Fig.33 se presenta el histograma de potencia para cada una de las 5 estaciones, comparando la obtenida a partir de la serie original y de la serie sintética en cada caso.

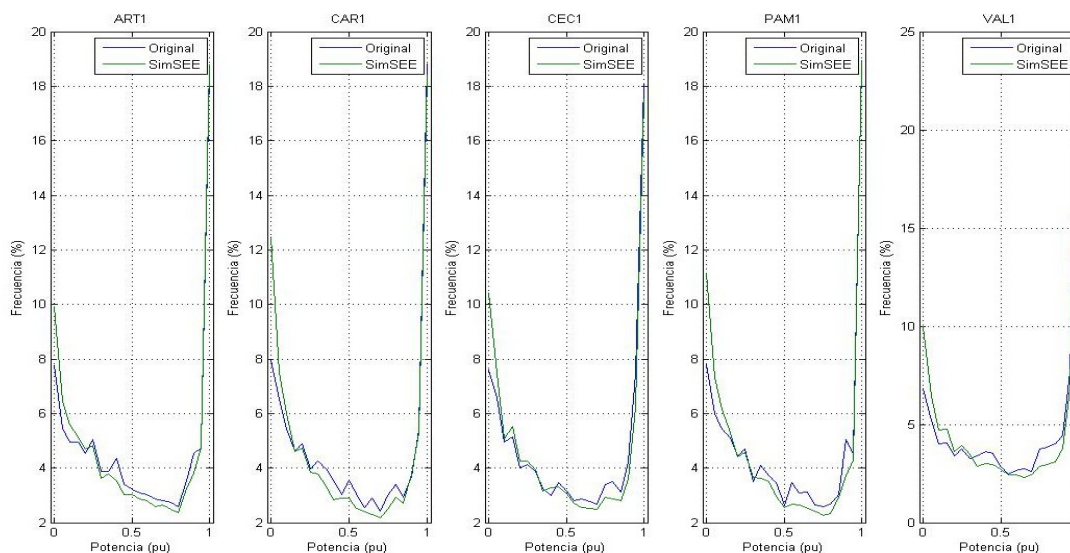


Fig. 33: Histograma de potencia. Comparación de las series originales y las series sintéticas.

Al igual que lo observado para el módulo de la velocidad, se encuentran ciertas diferencias en el histograma de potencia. No obstante, el efecto no es tan claro como en el caso anterior, debido al pasaje a potencia a través de la curva de potencia.

4.3.5.B) Ciclo diario del módulo de la velocidad.

En la Fig.34 se presenta el ciclo diario de la potencia, obtenida a partir de la serie original y de la serie sintética, para cada una de las 5 estaciones. Al igual que lo observado en el módulo de la velocidad, se aprecia cierto desfase en las curvas, obteniendo en las series sintéticas un valor levemente menor que el correspondiente a la serie original. Por lo expuesto anteriormente, este desfase no se considera significativo.

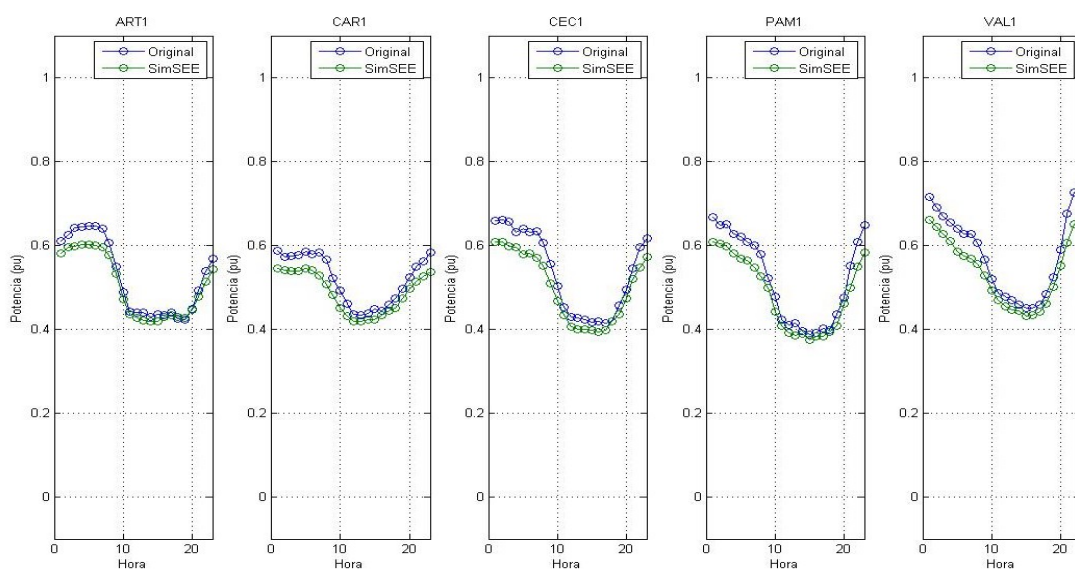


Fig. 34: Ciclo diario de potencia. Comparación de las series originales y las series sintéticas.

4.3.5.C) Histograma de la diferencia horaria de potencia.

En la Fig.35 se presenta el histograma de la diferencia horaria de la potencia, obtenida a partir de la serie original y de la serie sintética, para cada una de las 5 estaciones. Como es de esperar teniendo en cuenta los resultados obtenidos para el módulo de la velocidad, se observa que la serie sintética presenta una mayor variabilidad, con probabilidades mayores para eventos con gran cambio en la potencia en horas consecutivas. Por ejemplo, un cambio de potencia del 50% tiene una probabilidad de aproximadamente 0,1% según las series originales y de 0,2% según las series sintéticas, es decir que la probabilidad de dichos cambios se duplica en el caso de las series sintéticas.

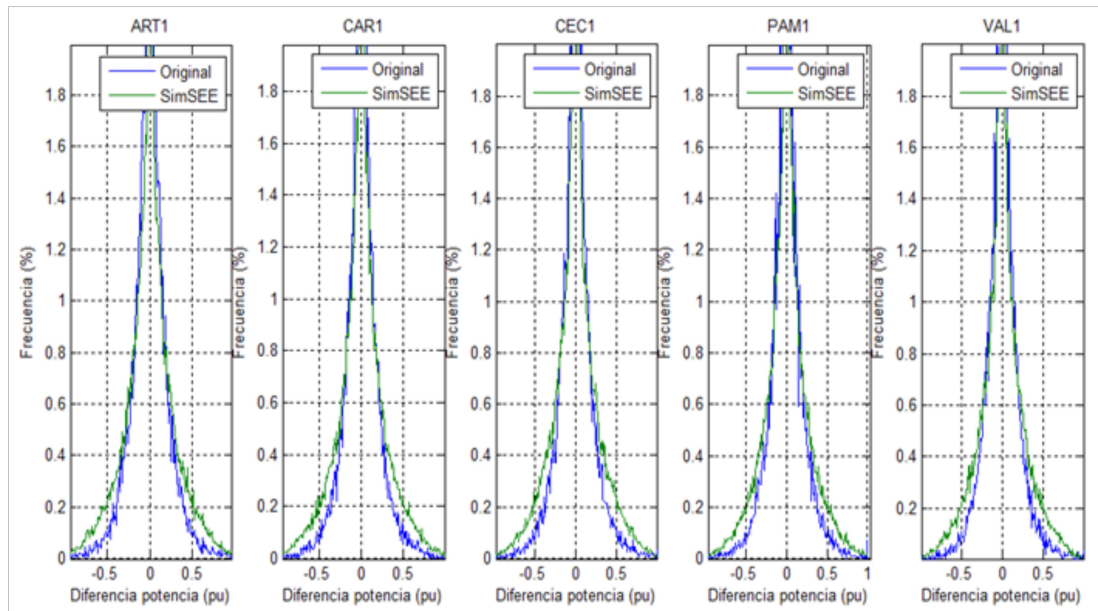


Fig. 35: Histograma de la diferencias entre horas consecutivas de potencia. Comparación de las series originales y las series sintéticas.

Los resultados en cuanto a la variabilidad de la potencia entre una hora y la siguiente, presentan más similitud en la comparación de datos originales y datos sintéticos que para el caso de la velocidad. Esto se debe a que por la forma de la curva de potencia, se filtran gran parte de las variaciones de velocidad, haciendo que el histograma presente, en ambos casos (originales y sintéticos) una concentración mucho mayor en torno a cero.

4.3.6) Creación del CEGH para la serie de potencia global

Se llevó la potencia global simulada a partir de los 5 parques que totalizaban 600 MW, a una potencia de 100 MW por división directa de la serie.

La serie de potencias globales simulada con una duración de 50 años y llevada a una potencia de 100 MW fue analizada con la herramienta *AnálisisSerial* para sintetizar un nuevo modelo CEGH con los parámetros que se muestran en la Fig.36.

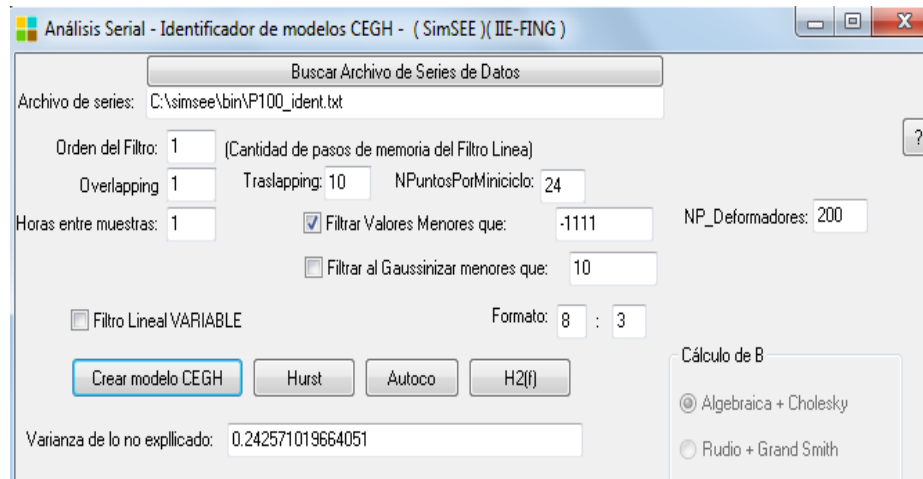


Fig. 36: Configuración del Análisis Serial para la generación del CEGH_P100_2014.

Se obtuvo así el archivo CEGH_P100_2014.txt el cual puede utilizarse para modelar parques eólicos dentro del sistema, teniendo en cuenta las hipótesis recogidas en este documento, como por ejemplo, lo más importante, que supone que la potencia se encuentra equidistribuida en 5 puntos del territorio seleccionados como se detalló anteriormente.

4.4. Análisis de desempeño.

Los períodos de datos procesados que se usan actualmente para identificar los modelos solar y eólico son:

- Solar: 9/setiembre/2011 al 31/octubre/2013
- Eólico: 1º/enero/2009 al 31/diciembre/2010

Dado que los períodos son disjuntos, y hasta tanto no se procesen y se haga control de calidad a un set de datos extendidos, no es posible examinar en esta base de datos la una complementariedad de los recursos (ni su representación en los modelos estocásticos) diferente a aquella que se debe a las estacionalidades impuestas por el ciclo anual y el ciclo diario.

Nos limitamos entonces a continuación a caracterizar separadamente en eólica y solar, el comportamiento estadístico de las series observadas y simuladas en aspectos que entendemos de interés para luego analizar la complementariedad, en la medida que se disponga de series de datos simultáneos.

4.4.1) Eólica.

Como fue dicho, el CEGH para la intensidad del viento en cada dirección tiene definido una función deformadora (lentes) para cada hora del año, relacionando el histograma observado con la distribución $N(0,1)$, con el procedimiento de muestreo mencionado. Se considera entonces que este aspecto está instrumentado en su máxima resolución, por lo que se concentra el análisis en la capacidad del modelado estocástico de reproducir la correlación de las series en las escalas temporales de interés (de multihoraria a semanal).

Un primer aspecto a precisar es que se analizará la complementariedad a nivel de todo el sistema, bajo el supuesto que la capacidad de generación está equidistribuida en el entorno de los 5 puntos en los que se posee información. Es decir que se integrará espacialmente previo a analizar las propiedades de las series observadas y/o simuladas. Los análisis se repiten para las variables en espacio Gaussiano, donde el CEGH garantiza la conservación de la correlación en el paso de tiempo del sistema (en este caso 1 hora) y en espacio real. Surge entonces la pregunta de cómo integrar espacialmente en cada caso. Se procedió del siguiente modo:

- Espacio Gaussiano: Promedio lineal $\bar{g} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n g_i$
- Espacio Real: Promedio cuadrático $\overline{x^2} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i^2$

siendo en este caso $n=10$ y las componentes de la velocidad en cada uno de los 5 puntos de registro.

Se presentan a continuación los correlogramas o funciones de auto-correlación hasta 24 horas para las observaciones y las simulaciones (ambas integradas espacialmente como fue mencionado), en espacio gaussiano y real.

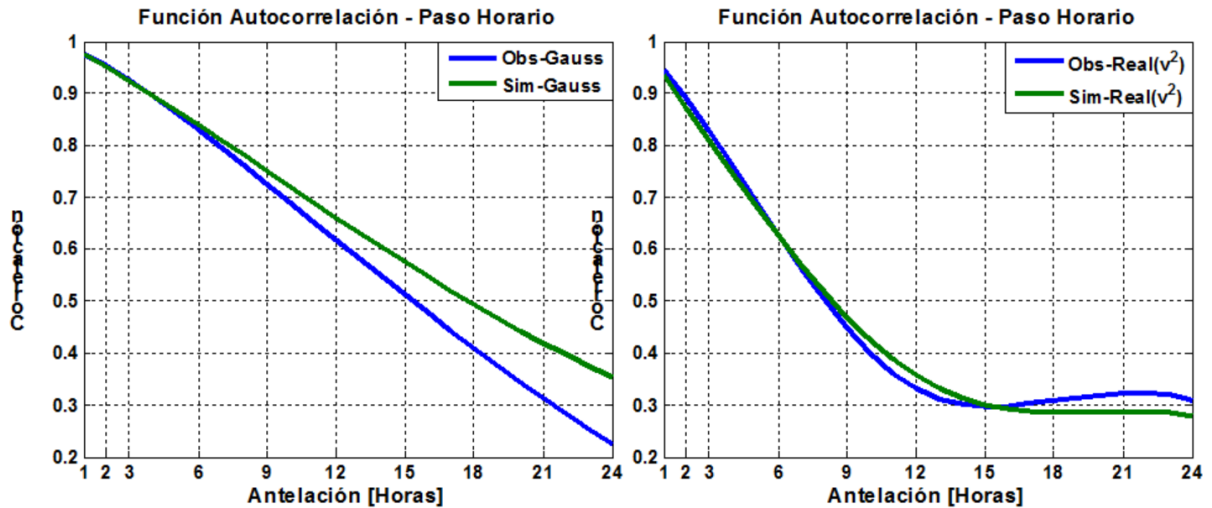


Fig. 37: Correlograma observado (azul) y simulado (verde) de la serie temporal en espacio gaussiano (promedio lineal en los 5 puntos - izquierda) y es espacio real (promedio cuadrático en los 5 puntos - derecha).

Interesa también explorar dependencias más largas para lo cual es conveniente primero promediar en el tiempo las series observadas/simuladas y luego calcular la función de autocorrelación de las series resultantes que tendrán pasos de tiempo mayores a 1 hora. Se trabajó con períodos de promediación de 3, 6, 12 y 24 horas. A continuación se presentan resultados.

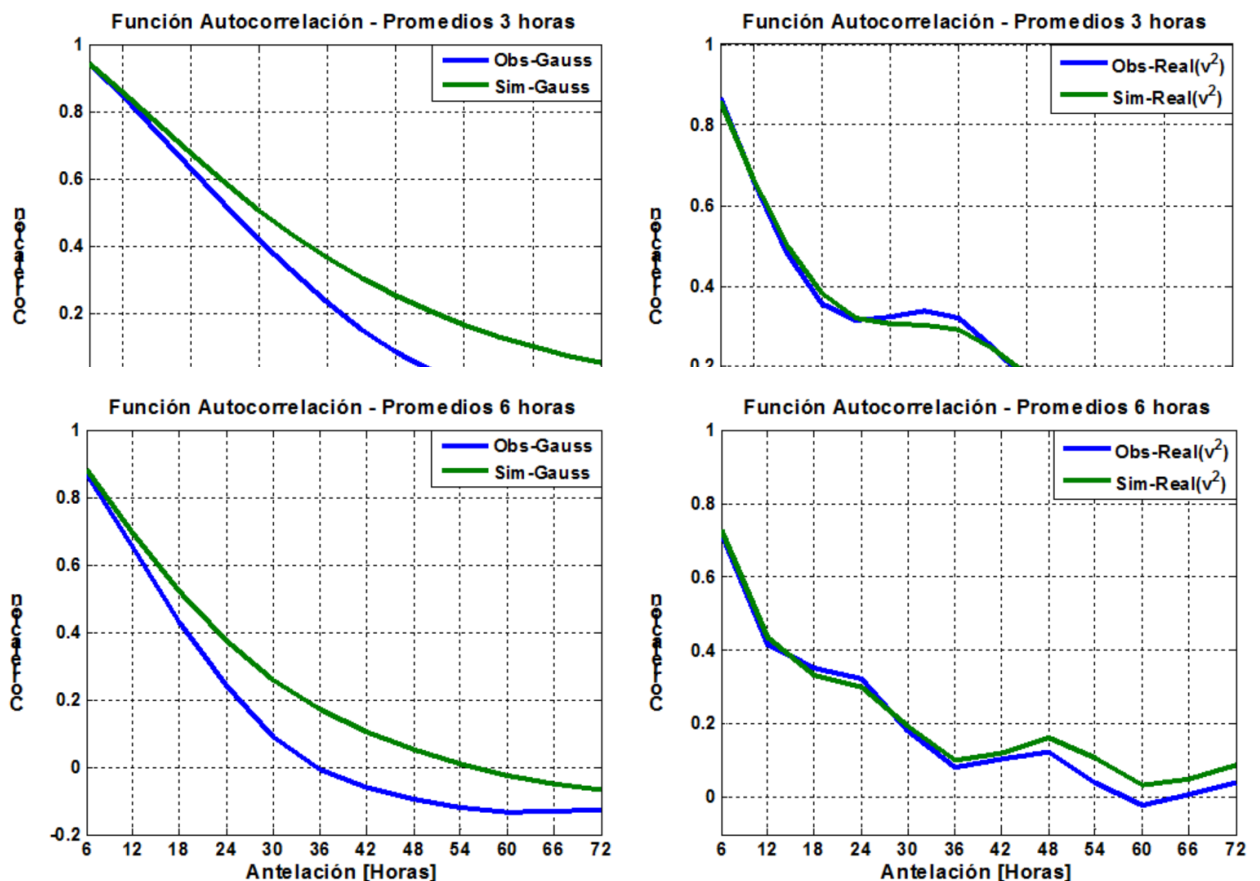


Fig. 39: Correlograma observado (azul) y simulado (verde) de la serie temporal (promedios de 6 horas) en espacio gaussiano (izquierda) y es espacio real (derecha).

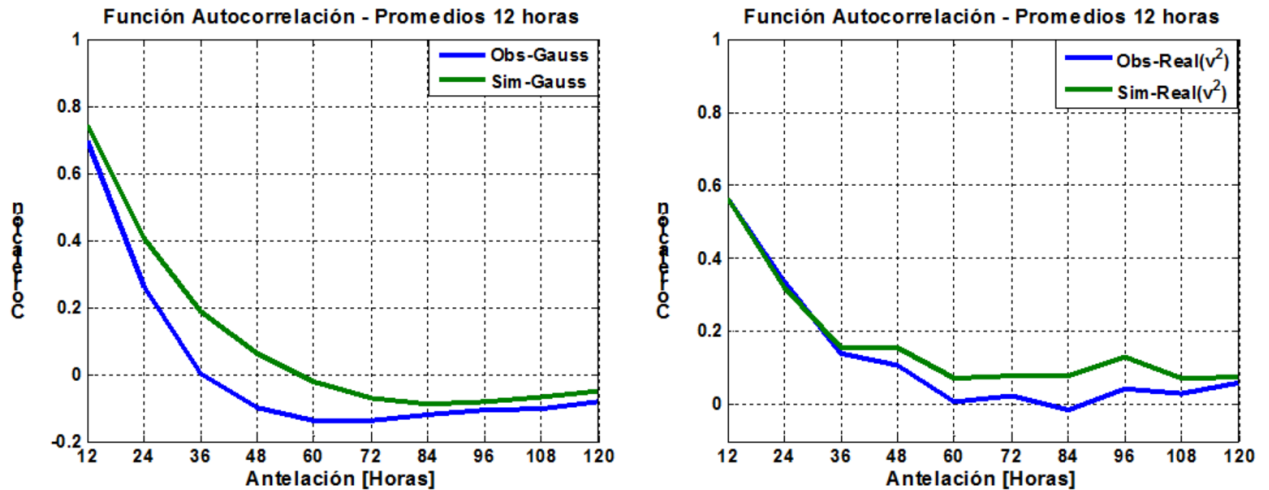


Fig. 40: Correlograma observado (azul) y simulado (verde) de la serie temporal (promedios de 12 horas) en espacio gaussiano (izquierda) y es espacio real (derecha).

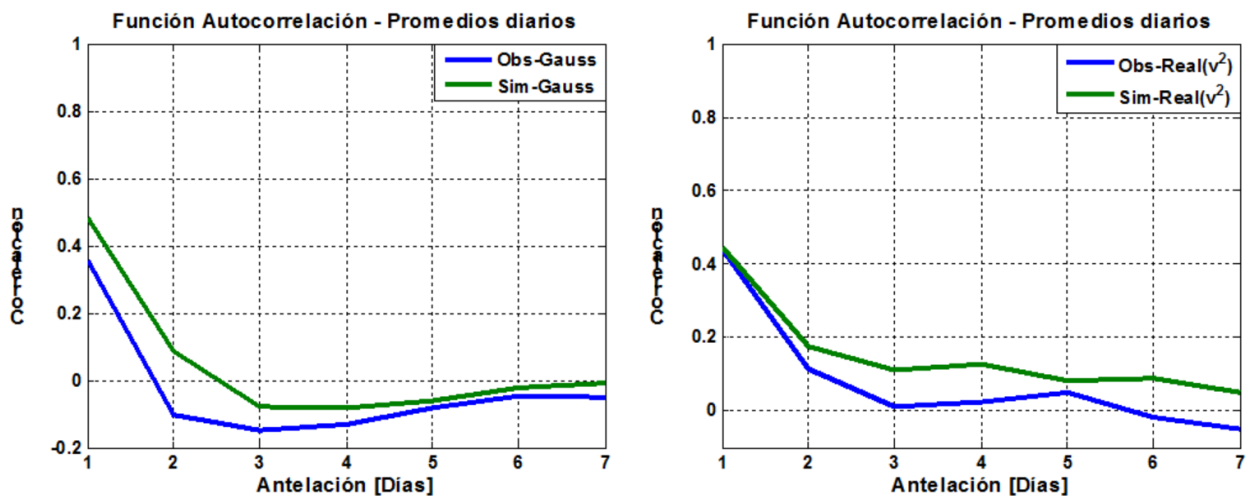


Fig. 41: Correlograma observado (azul) y simulado (verde) de la serie temporal (promedios diarios) en espacio gaussiano (izquierda) y es espacio real (derecha).

De los resultados se puede observar que:

· En el **espacio gaussiano**, las funciones de correlación de las series observadas son monótonamente decreciente, partiendo de 0.97 a 1 hora y alcanzando correlación nula aproximadamente a las 36 horas, independientemente del período de promediación. Este aspecto es esencialmente capturado por las simulaciones, pero en éstas la correlación decae más lentamente (también para todos los períodos de promediación), manteniendo correlaciones de 0.2 a 36

horas donde el error entre las funciones de correlación está cerca del máximo.

En el **espacio real**, las funciones de correlación no son monótonamente decrecientes pues la señal del ciclo diario imprimen una periodicidad de 24 horas. El ajuste de las funciones de correlación de las series simuladas es excelente hasta al menos 48 horas para todos los periodos de promediación.

Se analiza, asimismo, el impacto de aumentar el orden del sistema lineal del CEGH en la capacidad de simular correlaciones más largas que el paso de tiempo de integración. Se implementó entonces versiones del modelo CEGH de órdenes mayores a 1, en particular se muestran los resultados de orden 6.

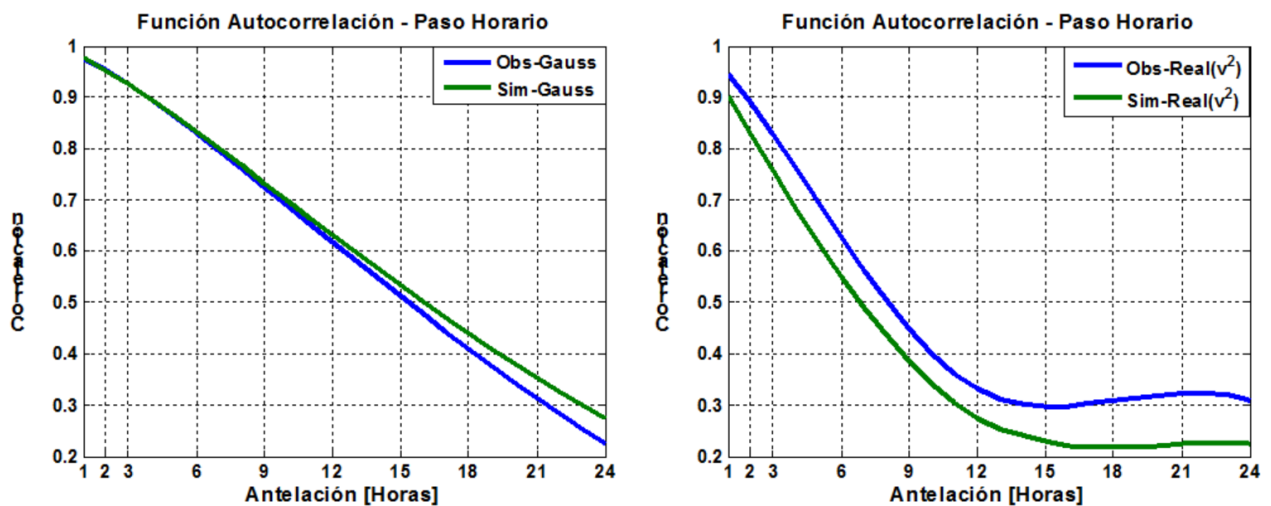


Fig. 42: Correlograma observado (azul) y simulado con CEGH de orden 6 (verde) de la serie temporal en espacio gaussiano (izquierda) y es espacio real (derecha).

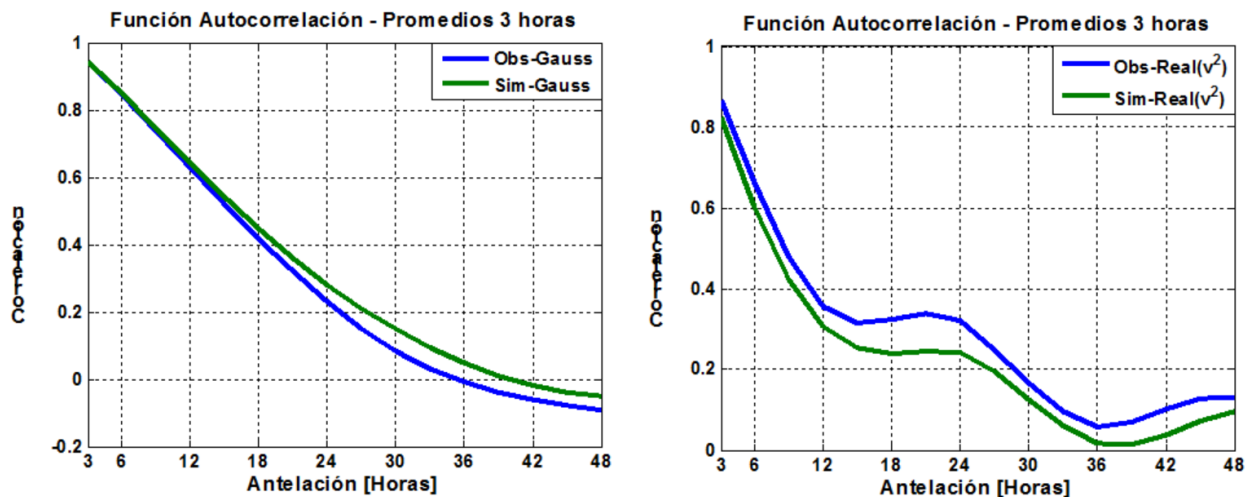


Fig. 43: Correlograma observado (azul) y simulado con CEGH de orden 6 (verde) de la serie temporal (promedios de 3 horas) en espacio gaussiano (izquierda) y es espacio real (derecha).

Se puede observar que:

- En espacio gaussiano se verifica, como indica la teoría, que el aumento del orden del sistema lineal dentro del CEGH mejora el ajuste de la función de correlación significativamente.
- En espacio real surge un sesgo a menor correlación en las series simuladas empeorando el desempeño del CEGH de orden 1.

5. Análisis de complementariedad. (resultados de la actividad 2)

El modelado estocástico de los recursos tiene por objetivo poder representar los mismos en la herramienta de simulación de la operación óptima del sistema utilizada tanto para planificar la expansión de la generación como para la operación diaria del sistema electro-energético. El modelado de los recursos debe captar entonces los aspectos relevantes de los mismos para el propósito tanto de largo como de corto plazo.

Como herramienta para simular la operación óptima del sistema se utilizó la herramienta SimSEE [6]. SimSEE provee para el modelado estocástico un tipo de modelo desarrollado específicamente para SimSEE y llamados "modelos CEGHs" o Modelo de Correlaciones en Espacios Gaussianos con Histogramas". La síntesis de un modelado CEGH a partir de un conjunto de realizaciones (series de medidas de datos) implica encontrar un modelo lineal de correla-

ciones entre las series de datos transformadas a un espacio gaussiano. En ese espacio gaussiano, todas las series son gaussianas y al modelarlas por un sistema lineal de correlaciones se logra captar las funciones de auto-correlación y de correlaciones cruzadas con mayor o menor precisión dependiendo de la cantidad de parámetros (retardos temporales u orden del filtro) que se especifique. Durante las simulaciones, usando el modelo lineal identificado a partir de las series históricas de datos, se sintetizan series en el espacio gaussiano que luego son transformadas al espacio real utilizando un conjunto de transformaciones no lineales (o Deformadores) identificadas conjuntamente con el sistema lineal de correlaciones antes mencionado. Este conjunto de Deformadores aseguran que los histogramas de amplitudes de las señales sintéticas coinciden con los histogramas de amplitudes de las señales usadas para la identificación del modelo. Para un mayor detalle de este modelado ver la referencia [7].

El sistema de generación de energía eléctrica tiene que ser operado de forma de que en todo instante la suma de potencias en cada nodo (barra) del sistema sea nula. La demanda eléctrica tiene un comportamiento con estacionalidades anuales, semanales y diarias con cierto grado de predecibilidad lo que permite programar la operación del sistema e indicar con cierto grado de antelación cuales serán las centrales que tendrán que estar entregando energía en las siguientes horas. El balance de potencia es mantenido compensando las variaciones que tenga la demanda con los recursos de generación.

Las variaciones más rápidas (segundos) son compensadas con el "estatismo" de los generadores que se hayan seleccionado para control de frecuencia del sistema. El mecanismo funciona como si todos los generadores (con sus ejes, turbinas y volantes de inercia) formaran un gran volante de inercia que frente a un desequilibrio de producción se enlentece (bajando la frecuencia de generación) o se acelera (subiendo la potencia de generación). Esta primera compensación del balance de potencias en base a variar la energía cinética de las masas en rotación tiene que ser seguida de una reacción de los controladores de las centrales seleccionadas para responder a la variación que aumentan su producción de forma de volver la frecuencia al valor objetivo. Para que esto sea posible hay que mantener en todo momento en el sistema un "margen de generación" o "reserva rotante" capaz de compensar las variaciones. Esta reserva rotante implica tener que dejar capacidad ociosa en las máquinas seleccionadas para tal fin.

Las variaciones mayores deben ser cubiertas acoplando o desacoplando nuevas centrales al sistema de forma de poder mantener el margen de regulación.

Cada tecnología de generación es más o menos apta para hacer acciones de seguimiento de la demanda (o de regulación de variaciones). Las centrales hidráulicas son las de mejor desempeño para la regulación de frecuencia y para el seguimiento de la demanda en forma flexible. Las centrales térmicas, pueden separarse en dos grupos, las de arranque rápido como los moto-generadores y las turbinas aeroderivadas capaces de estar en operación en tiempos del orden de los 10 minutos, pasando por centrales que involucren ciclos de vapor con tiempo de calentamiento de las calderas que van de 6 a 12 horas (ciclos combinados, centrales de ciclo de vapor con calderas de carbón, reactor nuclear, biomasa, fueloil, basura, etc.).

Por lo anterior, es importante caracterizar la variabilidad de los recursos eólico y solar para modelar adecuadamente los requerimientos de regulación que los mismos agregan al sistema.

En [8] se analizó el requerimiento de reserva rotante que tendrían los primeros 600 MW de energía eólica en Uruguay y se mostró que dicho requerimiento es perfectamente cumplido con la regulación del 50% de la hidroeléctrica Salto Grande.

Así como puede ser importante verificar la factibilidad de manejar variaciones rápidas, también es importante verificar cómo se administran dentro del sistema variaciones de mayores rangos temporales. La demanda tiene un perfil horario típico dentro del día que hay que acompañar con la generación y las energías renovables también tienen sus variaciones que se suman a la de la demanda. Para la administración de las variabilidades son importante las constantes de tiempo de acumulación que tengan los almacenes de energía. Por ejemplo, la inercia rotante del sistema es un almacén de muy corto plazo que sirve solamente para compensar dentro del segundo. Las variaciones de mayor plazo implica o que se desaprovecha energía por no poder colocarla en el sistema o que se dispone de alguna forma de almacenamiento que permite almacenarla para un uso posterior (por ejemplo los embalses de las hidroeléctricas).

La capacidad de usar la energía afluente en un recurso como el hidráulico, el eólico y el solar pasa por su uso en forma instantánea en el momento en que la afluencia se produce o en la capacidad de almacenar la energía para su uso posterior. Es entonces importante tener una medida de cuánto tiempo hay que almacenar para lograr compensar las variaciones de los recursos. En la sección 5.1 se muestran figuras con las permanencia de desvío de los recursos respecto de su valor esperado para diferentes ventanas temporales de almacenamiento.

5.1. Sobre la firmeza y variabilidad de los recursos Eólico y Solar.

Las Figuras 44, 45 y 46 muestran el desvío acumulado de la generación eólica, solar e hidráulica afluente. Las figuras muestran los desvíos de la energía acumulada en por unidad del valor esperado de la energía acumulada. Observar que el eje horizontal de figuras 44, 45 representa meses mientras que en la figura 46 representa años.

Como se puede observar, para que la desviación respecto de la energía esperada sea inferior a 10% con probabilidad 5% se deben acumular por lo menos 1.5 meses para la energía eólica, entre 2 y 2.5 meses para la energía solar y del orden de 16 años para la energía hidráulica.

También se hace notar en la Fig.46 que el desvío de la energía hidráulica afluente tiene un decaimiento más rápido en los primeros 2 años bajando aproximadamente a 30% (el corte de probabilidad de 5%) y a partir de 2 años decae más lentamente.

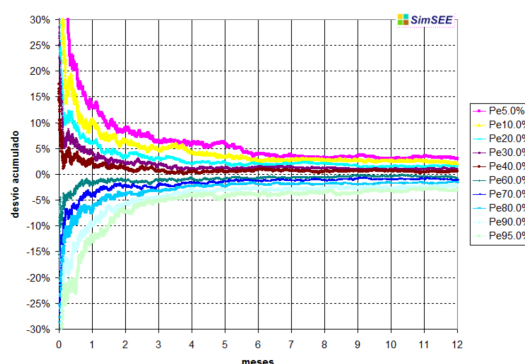


Fig. 44: Desvío de la generación Eólica acumulada para diferentes cortes de probabilidad.

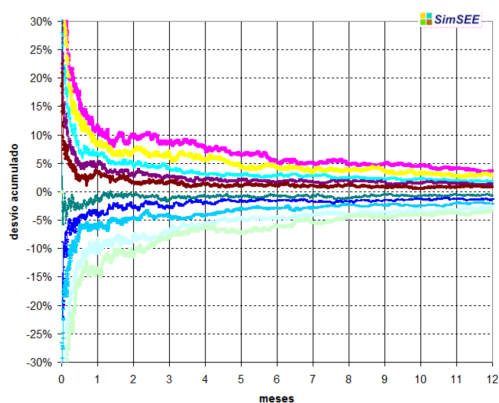


Fig. 45: Desvío de la generación Solar acumulada para diferentes cortes de probabilidad.

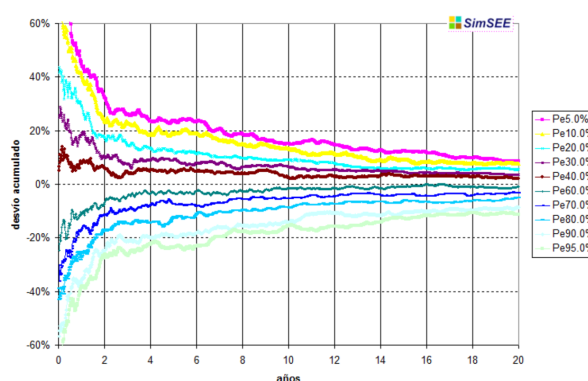


Fig. 46: Desvío acumulado de la energía Hidráulica afluente con diferentes cortes de probabilidad.

5.2. Análisis de la correlación temporal Demanda, Eólica y Solar a escala Diaria.

La correlación más importante desde el punto de vista del sistema de generación es la que tiene que ver con la estacionalidad anual y diaria. La radiación Solar tiene un patrón bien definido relacionado con la inclinación del eje de rotación terrestre que impone las estaciones y con la propia rotación de la tierra que impone el ciclo diario. El comportamiento de la velocidad de viento también presenta un comportamiento con estacionalidad anual y diaria. Estas estacionalidades quedan captadas en el modelado estocástico realizado en SimSEE (modelos CEGH[7]) aunque ambos procesos se modelen por separado.

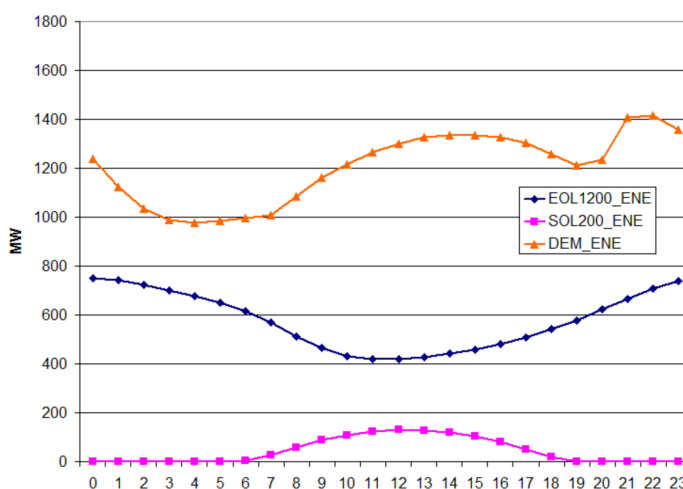


Fig. 47: Perfil diario esperado de potencia para el mes de ENERO.

Las Figs. 47 y 48 muestran los perfiles diarios de potencia esperada para la demanda, la generación de 1200 MW eólicos y de 200 MW de plantas solares. Como se puede apreciar, la energía eólica se reduce en valor esperado en las horas de mayor radiación solar. También hay una correlación deseable entre las horas de bajo consumo (en la madrugada) con la ausencia de energía solar en dichas horas.

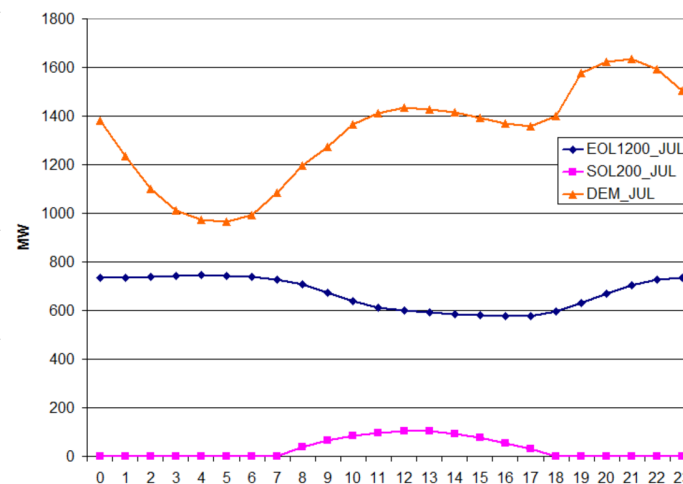


Fig. 48: Perfil diario de potencia esperada para el mes de JULIO.

Las figuras 47 y 48 fueron construidas en base a series históricas de radiación solar, de velocidad de viento y de la demanda eléctrica que no coinciden en la misma ventana histórica temporal y además corresponden a conjuntos de estaciones de medida que no son exactamente las mismas estaciones. Esto es así

pues se dispone de series de medidas de mayor duración para la velocidad de viento que para la radiación solar. Al momento de realizar este trabajo no se disponen de series lo suficientemente largas de ambos recursos en las mismas estaciones de medida como para realizar una síntesis de los modelos estocásticos que tenga representada la correlación instantánea en el mismo punto de ambos recursos. Se estima que esta correlación "no captada" puede tener una relevancia menor dado que los parques (tanto eólicos como fotovoltaicos) están separados geográficamente y por tanto la simultaneidad en el mismo punto geográfico no reviste importancia para el conjunto de la generación. Igualmente, en base a las series de una sola estación en la sección 5.3 se muestran algunos resultados preliminares que podrán profundizarse en un futuro trabajo.

5.3. Velocidad de viento vs. Radiación Solar vs. Temperatura.

En la sección anterior se mostró la correlación horaria en una estación entre la velocidad de viento de un anemómetro colocado a 66 m de altura y de la radiación global recibida por un piranómetro sobre plano horizontal en la misma estación de medida (Buena Unión).

Cabe preguntarse si no existirá una dependencia entre la radiación solar y la velocidad de viento que no queda captada por la correlación temporal antes mencionada.

Para analizar esta posible correlación, se utilizó la serie de medidas de la estación Buena Unión y primero, mediante el modelado CEGH de la serie de Velocidad de Viento, de Radiación solar y temperatura se generó las series gaussianas desestacionalizadas correspondientes a las tres series de medidas.

Tabla 10: Correlaciones de las señales gaussianas.

	Retardo					
	0	1	2	3	4	5
V66_x Rad	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15
V66_x Temp	-0.11	-0.10	-0.09	-0.08	-0.07	-0.06
V66_x V66	1.00	0.92	0.87	0.83	0.81	0.78
Temp_x Rad	0.24	0.26	0.28	0.30	0.32	0.34
Temp_x Temp	1.00	1.00	0.99	0.98	0.98	0.97
Temp_x V66	-0.11	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12
Rad_x Rad	1.00	0.93	0.90	0.88	0.86	0.84
Rad_x Temp	0.24	0.21	0.19	0.17	0.14	0.12
Rad_x V66	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15

En la tabla 10 se muestran las correlaciones entre la Velocidad de viento a 66 m de altura, la radiación global sobre plano horizontal y la temperatura ambiente; de cada señal con sí misma y con las otras dos para diferentes retardos (medidos en pasos de diez minutos).

De la tabla se verifica una correlación negativa -0.15 entre la velocidad de viento y la radiación. Además se puede concluir que la temperatura tiene correlación negativa con la velocidad de viento a 66m de altura y positiva con la radiación solar con coeficientes de -0.17 y de entre 0.22 y 0.15 (dependiendo del retardo) respectivamente.

Observadas estas dependencias estadísticas y sabiendo que la Demanda eléctrica es también dependiente de la temperatura, se estima que sería conveniente un modelado conjunto de la generación en base a energía solar, eólica, su vinculación con la temperatura y por consiguiente con la demanda eléctrica.

El coeficiente de correlación cruzada $V_{66} \times \text{Rad}$ (Velocidad a 66 metros con Radiación global en plano horizontal) es -0.15 lo que indica que, en la estación de medida seleccionada, el viento a 66 m de altura tiene una dependencia de la radiación solar y que la dependencia se refleja por un coeficiente de correlación negativo de -0.15 .

Expresado en palabras, a mayor velocidad de viento a 66 m de altura hay una probabilidad levemente superior a la media de una mayor nubosidad y por lo tanto menor radiación solar recibida sobre el plano horizontal. O a la inversa a mayor radiación solar sobre el plano horizontal a nivel del suelo (menor nubosidad) la velocidad de viento a 66 m de altura tiene tendencia a ser menor a su valor esperado sin conocer el dato de la radiación solar.

Esta correlación observada podría deberse a que los días de mayor radiación solar incidente en el suelo hay un mayor calentamiento del mismo y, por tanto, más intensas corrientes convectivas de mezcla en la capa límite atmosférica lo cual, a su vez, aumenta la fricción percibida en las capas de aire superiores, enlenteciendo entonces el viento a 66m. Esta dependencia podría ser la explicación de los perfiles diarios de las Fig.47 y 48 pero como ya se mencionó, con los datos actuales no es posible realizar una exploración más detallada del modelado.

5.4. Análisis de la correlación temporal Demanda, Eólica y Solar a escala Anual.

En la sección 5.2 se mostró la variabilidad de los recursos eólico, solar e hidráulico, en la sección 5.3 se mostró la correlación a escala diaria de los mismos. En esta sección se muestra la correlación a escala anual. La Fig.49 muestra los valores en por unidad (energía esperada semanal/energía esperada anual) de los tres recursos y de la demanda. En todos los casos se trata de

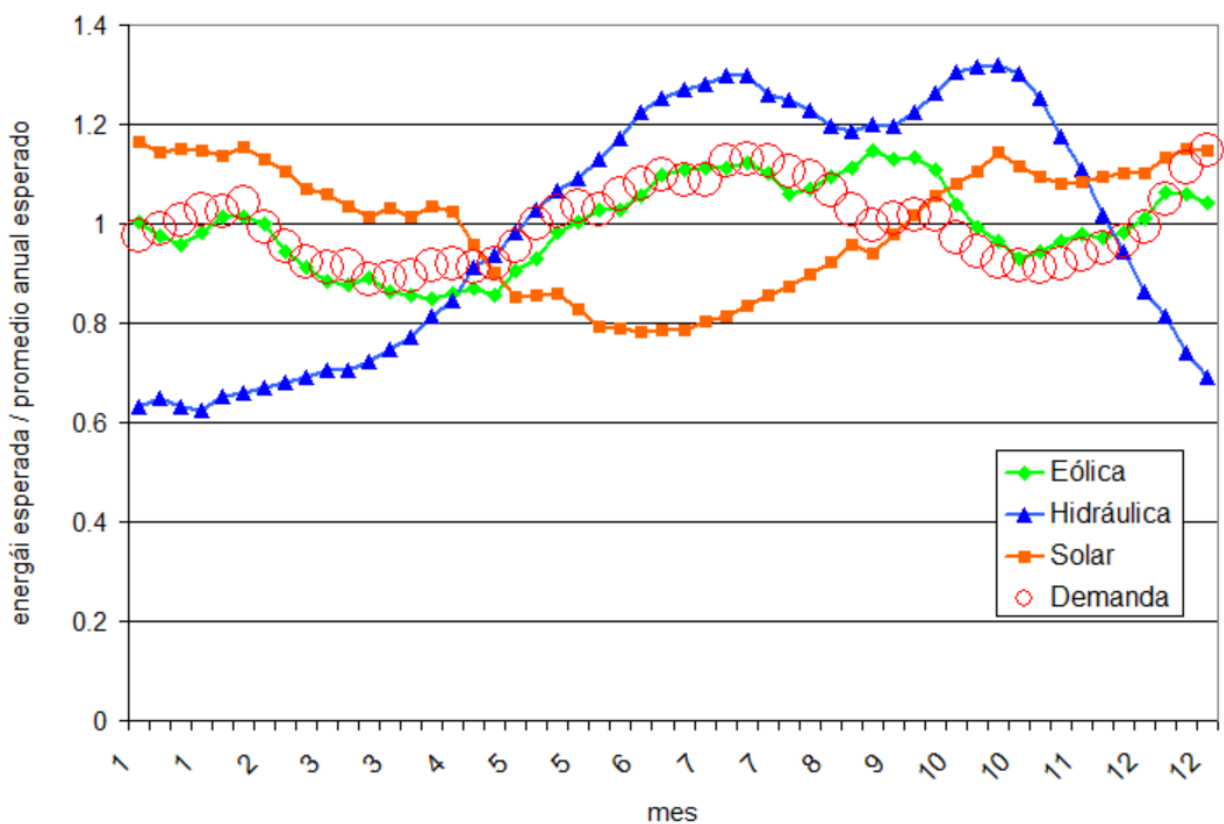


Fig. 49: Estacionalidad anual de los recursos y la demanda.

la energía afluente sin ningún tipo de filtrado (se simuló el sistema eliminando los embalses de las centrales hidroeléctricas).

Para interpretar adecuadamente la Fig.49 y las consecuencias que la incorporación masiva de eólica y solar puede tener en la operación del sistema a escala anual, se debe considerar que al día de hoy, el recurso más importante del sistema es la generación hidráulica. Como se mostró en la sección 5.1 este recurso presenta una aleatoriedad inter anual por lo que la curva del valor esperado de energía de la Fig.49 es un indicativo débil de lo

que realmente sucederá en un mes dado (la dispersión alrededor del valor esperado es importante a escala mensual). La consecuencia de esta aleatoriedad y de que el mayor almacén del sistema (lago de Rincón de Bonete) tiene capacidad para almacenar aproximadamente 136 días hace que la operación típica del sistema sea tratar de dejar el embalse lleno al 15 de noviembre e intentar llevar ese agua para finales de marzo abril por si el principio del invierno es seco poder evitar con generación hidráulica la generación en base a turbinas de gasoil.

Como se puede apreciar hay una coordinación cuasi-perfecta entre la energía eólica (curva verde) y la demanda (círculos rojos). El único desajuste se produce en Agosto-Setiembre. Observar que dicha generación esperada superior, se produce un poco antes que el pico de energía afluente hidráulica de la primavera y cuando comienza a decrecer el requerimiento de la demanda a finales de invierno. Esto agrega entonces energía en la entrada de la primavera aumentando entonces la probabilidad de excesos de energía en esa temporada.

En cuanto a la energía solar (curva naranja) en la Fig.49 se hace notar la buena anti-correlación que tiene con la energía hidráulica. En especial en verano lo cual considerando además la menor volatilidad a escala mensual, significará un alivio para la operación actual del sistema en el que los años de primaveras poco lluviosas seguidos del verano y de otoños pocos lluviosos significan importantes costos de producción de la electricidad. Con respecto a la correlación con la demanda, es evidente que la energía solar no colabora para el abastecimiento de la demanda en la temporada de mayor requerimiento.

5.5. Impacto sobre la definición de las bandadas horarias.

Las bandadas horarias como conjunto de horas del día en que es esperar costos diferentes de la energía normalmente están definidas por la potencia de la Demanda de energía. Las exigencias de la demanda son tanto en la generación para mantener en todo momento el balance de potencias como en la transmisión y distribución dependiendo de la distribución en la red entre los generadores y las demandas. En Uruguay la demanda está concentrada en la región sur, principalmente en Montevideo, mientras que la generación eólica y solar de gran escala se está instalando distribuida por todo el territorio nacional con tendencia.

Desde el punto de vista de la generación, las renovables son recursos variables con costo de generación variable nulo y por tanto son despachadas ante que cualquier otro recurso. Es así que el despacho de los recursos con costo variable de generación no

nulo se realizará de forma de complementar a los de variable nulo para balancear la demanda. De esta forma, la exigencia del sistema sobre la potencia de las centrales despachables (hidráulicas y térmicas) es la Demanda Neta, calculada como la Demanda del sistema menos las renovables. Si miramos las horas del día (o de la semana o del mes, según sea el intervalo de tiempo usado) para clasificarlas en bandas horarias, el resultado será diferente si lo hacemos utilizando la curva de potencia de la Demanda del sistema o si lo hacemos usando la curva de potencia de la Demanda Neta.

La Fig. muestra 168 horas simuladas de una semana del futuro con 1600 MW eólicos operando. La curva azul corresponde a la Demanda del sistema y la naranja a la Demanda Neta resultante de restar de la demanda del sistema la generación eólica.

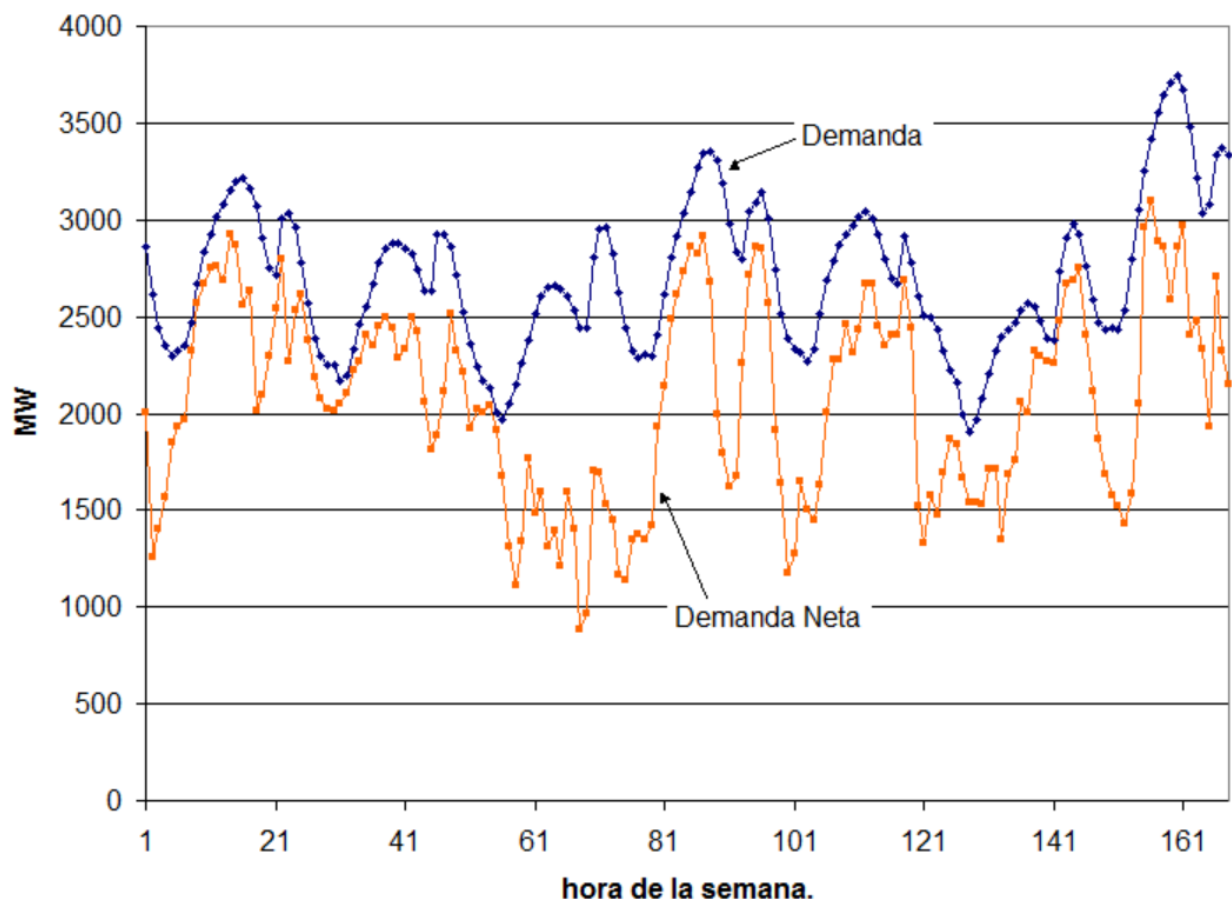


Fig. 50: Simulación de una semana de Demanda y Demanda Neta con alta penetración de renovables en el sistema.

La Fig. 51 la curva conocida como "Monótona de Carga" correspondiente a la Demanda de la Fig.50. La Monótona de Carga es

sencillamente, la serie de potencias de la Demanda de las 168 horas de la semana ordenadas por valor decreciente de la potencia. Esta monótona permite la definición de las potencia de los POSTES de cargas (o bandas horarias) usadas. A modo de ejemplo, en la figura se consideraron 4 POSTES de 5, 30, 91 y 42 para representar cuatro niveles de potencia en la semana de mayor a menor respectivamente.

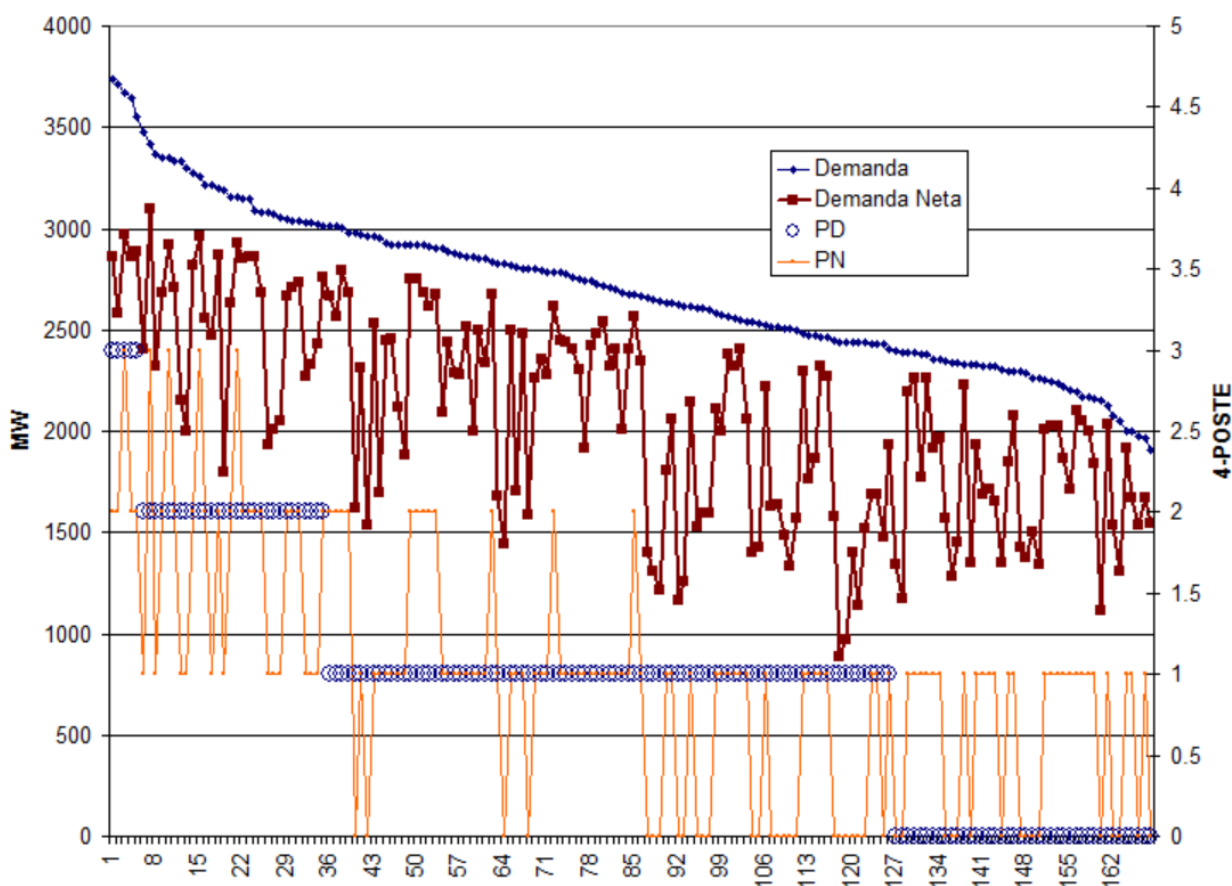


Fig. 51: Monótona de Carga, Demanda Neta y clasificación en POSTES.

La curva marrón corresponde al orden que impone la monótona de carga sobre la Demanda Neta. Como era de esperar, la Demanda Neta no resulta ordenada con el orden de horas impuesto por la monótona de carga de la Demanda del sistema. Las curvas PD y PN muestran la clasificación en POSTES (expresada como 4-Poste para que el gráfico acompañe las potencias) realizada por la Demanda y por la Demanda Neta respectivamente. Si PN y PD coincidieran, no habría error de clasificación de las horas por usar la Demanda o la Demanda Neta.

La Fig. 52 muestra las 168 horas del error de clasificación PD-PN de la misma semana simulada.

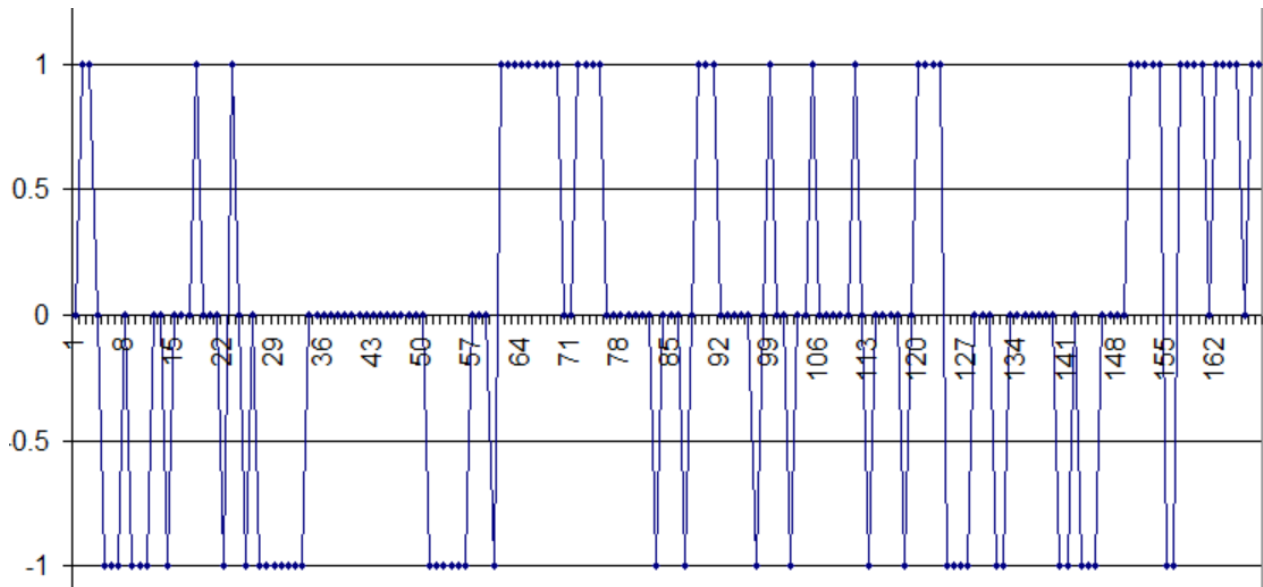


Fig. 52: Simulación 168 horas cronológicas de error de clasificación PD-PN

Como se puede apreciar en la Fig. 52 en error se mantiene en el rango de $[-1, 1]$ y no presenta un patrón definido en cuanto a las horas de la semana.

La Fig. 53 muestra la serie del error de clasificación en postes PD-PD de la Fig.52 pero ordenada en forma creciente y etiquetando el eje de abscisas de 0 100% para facilitar la lectura de las probabilidades de ocurrencia de los errores. Como se puede apreciar, aproximadamente el 25% de las horas se produce un error de -1, 50% de las horas no hay error y 25% de las horas el error es de 1. Esto implica que el 50% de las horas de las semana se estaría cometiendo un error de clasificación de ± 1 si se mantiene una clasificación de las horas de la semana a partir de la monótona de carga de la Demanda del sistema.

Todos estos resultados son sobre una simulación con una penetración de renovables dada a los efectos del análisis por lo cual las probabilidades del gráfico deben tomarse solo como indicativas del nivel de error que se tendría.

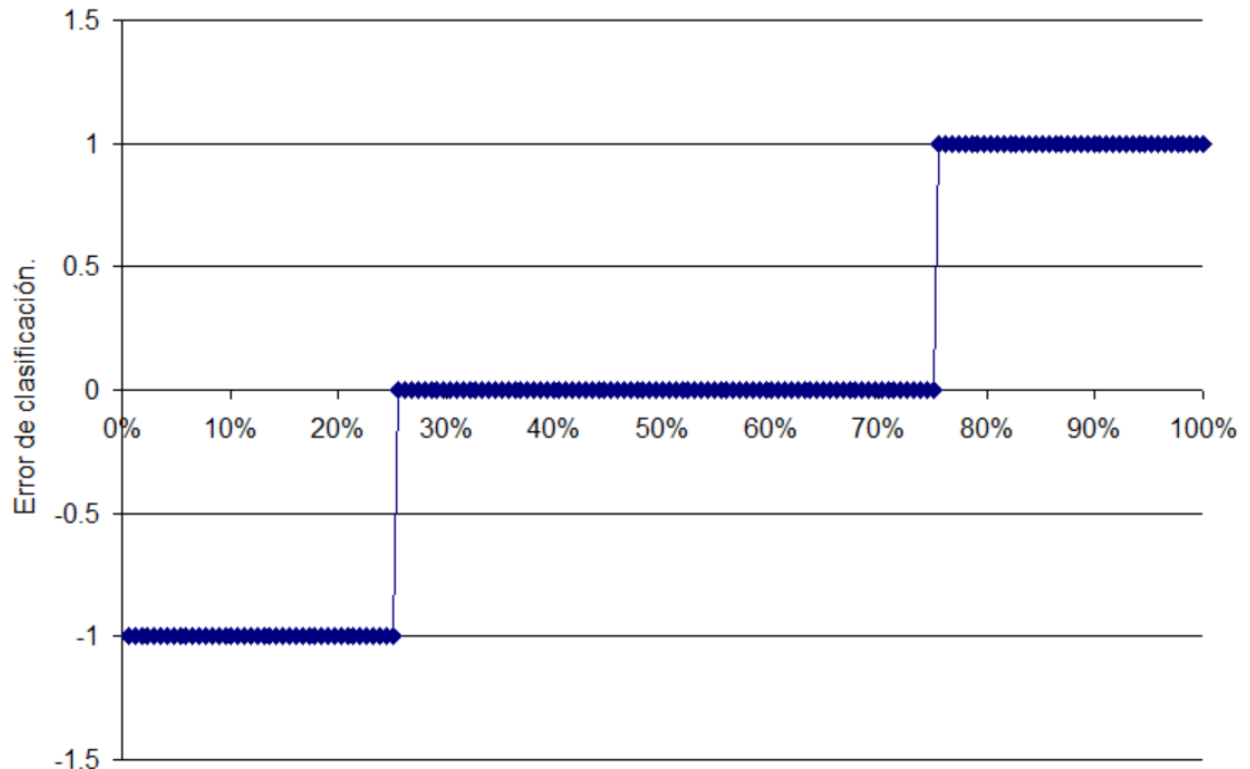


Fig. 53: Distribución de probabilidad del error de clasificación.

La principal consecuencia de esta "reclasificación" de las horas es que se deberá tener especial cuidado en la definición de precios por Bandas Horarias como señal a los consumidores, dado que los límites de dichas bandas se desdibujan a nivel del sistema de generación con la integración de renovables en grandes cantidades.

Por otro lado, cabe destacar que a los efectos de la saturación de la red de transmisión y distribución siguen siendo importantes las bandas horarias definidas por la Demanda del sistema.

Posiblemente las señales de precio deban reflejar que a nivel de generación la disponibilidad de los recursos que impone un régimen horario variable mientras que a nivel de los consumidores sigue habiendo un perfil de consumo que alimentar.

6. Hipótesis de futuro para la planificación de la generación eléctrica en Uruguay – 2020-2040. (resultados de la actividad 3).

El crecimiento constante de la demanda eléctrica impone la necesidad de expandir en forma permanente el sistema de generación para cubrir la demanda.

Los proyectos de generación tienen la característica de ser intensivos en inversión e involucrar plazos de construcción que pueden ir de 1 año para proyectos simples como pueden ser la instalación de Turbinas Aeroderivativas o Plantas solares Fotovoltaicas siempre que estos proyectos no impliquen el desarrollo del sistema de transmisión de 2 a 3 años para proyectos más complejos como puede ser la construcción de una central de biomasa, un parque eólico o una central de ciclo combinado. Los plazos de los proyectos están afectados fuertemente por la obtención de los permisos ambientales tanto del proyecto como de su conexión al sistema eléctrico. Si el proyecto involucra la realización de líneas de transmisión se suma a la complejidad la de la imposición de la servidumbre por los terrenos afectados. Proyectos complejos desde el punto de vista de la obtención de los permisos necesarios para su construcción como pueden ser una central de carbón, una central hidroeléctrica con un embalse grande o una central nuclear pueden llevar bastante más de 5 años entre el planteo del proyecto y su puesta en operación.

Esta característica hace que las decisiones de importantes volúmenes de capital se deban realizar con años de anticipación con el riesgo que ello conlleva en cuanto a que las hipótesis bajo las cuales se toma la decisión seguramente tendrán cambios durante la propia construcción. En este contexto de incertidumbre se considera importante identificar aquellas variables que producen las "fuerzas de cambio" y son las que pueden producir las principales variaciones.

En este capítulo se detallan las hipótesis de futuro utilizadas en la optimización de las inversiones de generación eléctrica de Uruguay en el horizonte 2020-2040.

Las variables principales que mueven el sector son:

- La Demanda Eléctrica.
- El precio de las tecnologías.
- El precio de los combustibles fósiles.
- El grado de integración regional.

6.1. Demanda de electricidad.

El crecimiento histórico de la demanda de electricidad de Uruguay ha sido de un 3.5% acumulativo anual lo que es consistente con las características de un país en vías de desarrollo. Para

el período 2016-2021 se prevé la incorporación de una demanda industrial excepcional estimada en 200 MW medios.

A los efectos de la planificación se supone que sobre la demanda, excluyendo los 200 MW industriales antes mencionados, que se mantiene el crecimiento de 3.5% acumulativo anual. En la Fig.50 se muestra la proyección utilizada.

La optimización del plan de inversiones se realiza equilibrando la oferta con la demanda, por lo cual, el resultado deberá ser interpretado en función del nivel de la demanda futura más que por la fecha de ingreso de inversiones resultante. Dicho en otras palabras, lo constante es la tendencia a mantener el equilibrio entre oferta y demanda por lo cual si la demanda crece a un ritmo menor o mayor al supuesto, las inversiones se verán afectadas retrasando o acelerando su ingreso respectivamente.

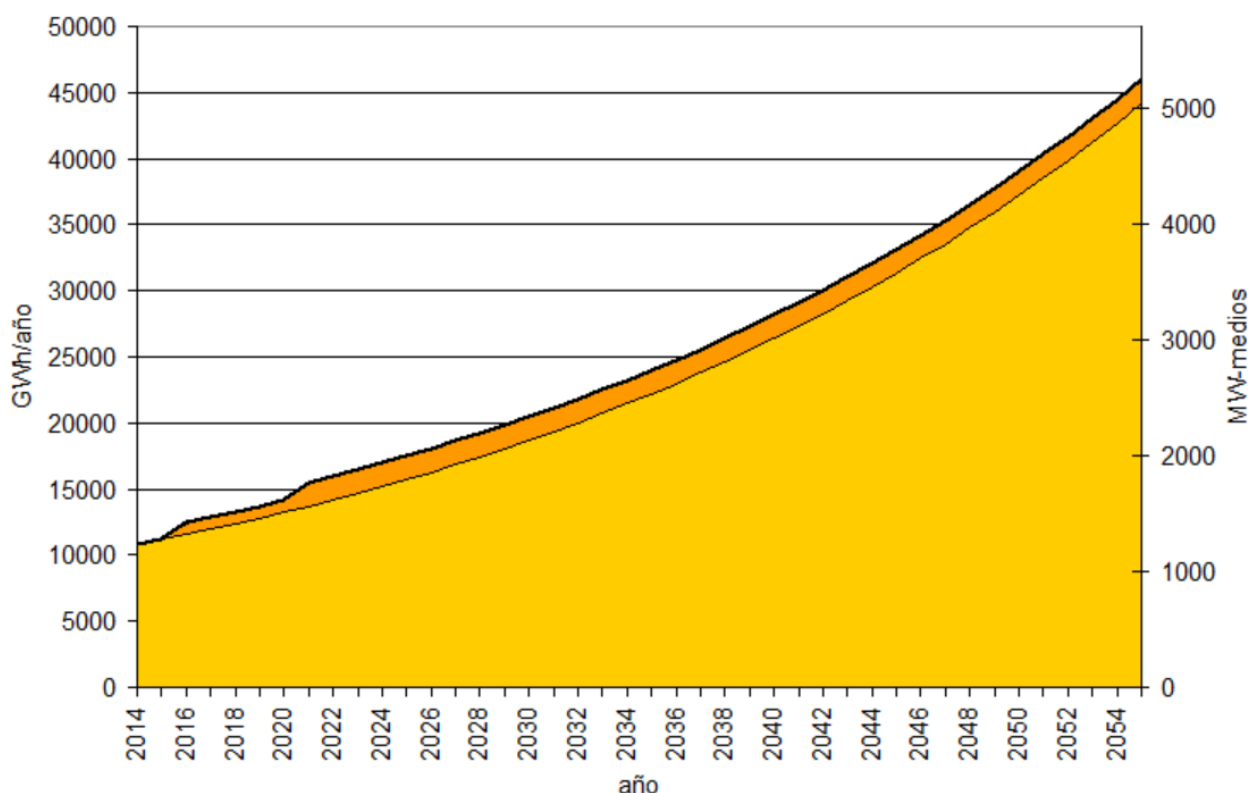


Fig. 54: Proyección de la demanda de electricidad Uruguay 2014-2055.

Como se puede apreciar en la Fig.50 en el horizonte de estudio (2020-2040), la demanda industrial excepcional supuesta es equivalente a dos años de crecimiento de la demanda tradicional del sistema.

6.2. Tecnologías disponibles y tendencias.

Uruguay ya inició un camino hacia una matriz electro-energética diversificada y con una fuerte componente de energías autóctonas. Este camino se seleccionó por ser óptimo desde el punto de vista económico además de ser robusto frente a las variaciones de precios externas (ver [9] y [10]). El camino seleccionado excluye grandes centrales de base (esto es de funcionamiento continuo como podrían ser una central a carbón o una central nuclear). Esta exclusión está basada en el tamaño de Uruguay en el que una gran central en la base implicaría una vulnerabilidad importante frente a la una falla y también a que una gran central de base implicaría la no diversificación de las fuentes de energía y el aumento de la dependencia de un suministro externo al país. Además de estas dos restricciones, los precios de las tecnologías de base como el carbón y la nuclear no resultan competitivos con los precios de la energía eólica dada la capacidad del sistema hidroeléctrico de Uruguay de filtrar la variabilidad de dicho recurso.

También es un dato que Uruguay está en proceso de construcción de una planta regasificadora de GNL que estará operativa por lo menos durante el período de estudio. Esta planta tiene capacidad de producir 10 Mm³/día de Gas Natural (10 millones de metros cúbicos por día). Suponiendo que el consumo no-eléctrico creciera hasta 1 Mm³/día los restantes 9 Mm³/día son suficientes para alimentar 1500 MW de turbinas aeroderivadas de alta eficiencia (pensadas para uso en los picos) o 2000 MW de ciclos combinados con turbinas aeroderivativas para uso en la base.

Las tecnologías candidatas para la expansión son básicamente: Eólica, Solar, Biomasa, Ciclo Combinados a Gas Natural, Turbinas aeroderivativas de Gas Natural.

6.2.1) Energía eólica.

Se supone un costo de expansión en base a esta tecnología de 69 USD/MWh. Esta estimación es resultado de los llamados realizados por UTE en los años 2011-2013 y en base a los cuales se firmaron contratos y se están construyendo del orden de 1200 MW. El precio del conjunto más relevante de contratos es 63.2 USD/MWh referido a noviembre de 2011 y tiene una paramétrica de ajuste de precios que implica que aproximadamente el 40% está en dólares corrientes por lo cual se depreciará según sea la depreciación del dólar. Si se supone una proyección del PPI (Producer Price Index - USA) de 2% anual y que la tasa sobre dólares constantes a los efectos de la comparación de proyectos considerada es 10% el precio equivalente en dólares constantes para los contratos de 20

años sería de 61.5% referidos a noviembre de 2011 y de 65 USD/MWh expresado en dólares de junio de 2014. Esta referencia de precios podría tener variaciones a la baja en la medida en que se continúen con las mejoras tecnológicas, si bien en el caso de la eólica parece haberse llegado a una maduración de la tecnología.

De estos 65 USD/MWh aproximadamente 5 USD/MWh corresponden a los costos incurridos en los proyectos por su conexión a la red existente. Estos costos serán superiores para los proyectos futuros por haber sido ocupada la capacidad disponible. Para representar el costo de expansión de la red se requieren (ver estimación más adelante) de 9 USD/MWh por lo tanto el precio de la energía eólica futura se estima en 69 USD/MWh incluyendo en la misma los costos de expansión del sistema de transporte.

6.2.2) Energía solar fotovoltaica.

Se supone un costo de expansión con esta tecnología de 94 USD/MWh. La tecnología solar fotovoltaica se encuentra en plena mejora de rendimientos y de procesos de fabricación por lo cual es de esperar que los precios continúen bajando en forma relativa al resto de las tecnologías. La mejor estimación al momento de realización de este informe es, para granjas de 50 MW, de 90 USD/MWh resultado de los llamados realizados por UTE durante 2013 y que llevaron a la adjudicación de 196 MW en granjas solares del orden de los 50 MW cada una. El precio de 90 USD/MWh se considera un techo y que continuará mejorando en los siguientes años. De este valor aproximadamente 5 USD/MWh corresponden a costos de conexión a la red existente. Para los parques fotovoltaicos futuros habrá que prever expansión en el sistema de 500 kV y en las estaciones de transformación 500/150 por lo que se estima un costo de expansión del sistema de transporte de 14 USD/MWh. Suponiendo una mejora en los precios de la tecnología que lleve a 80 USD/MWh el costo de generación y 14 USD/MWh para el costo de expansión de la red se llega a un costo de generación de 94 USD/MWh.

A los efectos de la determinación del plan óptimo de inversiones se supondrá un valor de 94 USD/MWh y sobre el plan óptimo se analizará el efecto de suponer que el precio iguala a los 69 USD/MWh de la energía eólica.

6.2.3) Biomasa.

La generación en base a biomasa sub-productos de procesos productivos no tiene posibilidades de expansión en cantidades significativas. Las principales generaciones de este tipo son la de las plantas de procesamiento de celulosa (UPM y Montes del Plata). Estas plantas producen básicamente su electricidad en base a la quema del licor negro subproducto de su proceso industrial y vuelcan excedentes de energía a la red eléctrica. En la actualidad, estas plantas inyectan del orden de 105 MW de excedentes a la red. De instalarse una futura planta es previsible que inyecte del orden de 50 MW de excedentes en cuyo caso se deberá quitar del plan de inversiones la correspondiente energía de otra fuente. Como estas inversiones no son planificables por el sector eléctrico no se ha considerado una fecha para tal evento.

La generación en base a forestación dedicada a la generación eléctrica podría tener andamio en el corto plazo si la misma admite flexibilidad en el despacho a nivel de trasladar la energía de un año para el otro. Esta flexibilidad es necesaria para compensar la variabilidad de la generación Hidráulica. Si no fuese posible rentabilizar las centrales con esa modalidad, las mismas deberán esperar hasta que la demanda crezca lo suficiente como para poder seguir agregando energía despachada en la base. De acuerdo a consultas realizadas en el mercado y a las centrales actualmente en funcionamiento, esta tecnología necesitaría un pago por capacidad instalada de aproximadamente 60 USD/MWh disponible (calculado sobre el 85% de las horas del año para remunerar todos los costos fijos tanto de inversión como de O&M) y un pago por la energía entregada del orden de 60 USD/MWh para centrales del orden de los 40 MW. El costo variable se considerará 35% indexado a al precio del barril de petróleo Brent para reflejar los costos de flete.

El resultado es que a estos valores no habría expansión de biomasa en el horizonte analizado salvo que se considerara para su inserción externalidades como ser: aumento de la soberanía energética, reducción de volatilidad de costos por tratarse de un recurso autóctono, derrame sobre la economía por la cantidad de trabajo creado en relación a la cadena forestal y logística de transporte.

6.2.4) Ciclo combinado.

Actualmente se encuentra en construcción un ciclo combinado de 540 MW que tendrá la capacidad de funcionar tanto con Gas Na-

tural como con Gasoil. El costo de inversión es 1100 USD/kW - instalado. Suponiendo una vida útil de 20 años, un costo fijo de O&M de 2.5 USD/MWh y una tasa de actualización de 10% el pago por disponibilidad que permite cubrir los costos fijos, calculado sobre el 85% de las horas del año es de 18.2 USD/MWh (esto es 18.2 dólares por MW y por hora disponible). El rendimiento de este ciclo combinado se estima en 52% (dadas las temperaturas de Uruguay) tanto para su funcionamiento con gasoil como con gas natural. El costo variable no-combustible se estima en 8 USD/MWh.

Al costo de inversión se adicionan 4.77 USD/MWh para representar el marginal de expansión del sistema de transmisión necesario para conectar la central resultando en un pago por disponibilidad total de $18.2 + 4.77 = 22.97$ USD/MWh.

6.2.5) Turbina de Aeroderivadas de alta eficiencia.

En el 2007 se instalaron en Uruguay 300 MW de turbinas de alta eficiencia en la central Punta del Tigre por lo cual se tiene experiencia de sus costos de operación y mantenimiento. También recientemente se realizaron consultas de precios para arrendamiento con opción a compra de turbinas aeroderivadas que terminaron con la instalación de 300 MW de turbinas de 25 MW en modalidad de arrendamiento. Estas turbinas se retirarán del sistema en la medida en que entre en operación el ciclo combinado actualmente en construcción. De los costos de las centrales en funcionamiento y de las consultas de precios realizadas se puede estimar para la instalación de nuevas turbinas aeroderivadas un costo de inversión de entre 450 y 550 USD/kW-instalado para turbinas de 120 MW con 38% de rendimiento. El costo variable no combustible se estima en 10 USD/MWh y los costos fijos de O&M en 2.5 USD/MWh.

Suponiendo que los costos fijos deben ser recuperados sobre un pago por disponibilidad calculado sobre el 85% de las horas del año la remuneración por disponibilidad sería: 9.7 USD/MWh (esto es nueve con siete dólares por MW y por hora disponible).

Al costo de inversión se adicionan 4.77 USD/MWh para representar el marginal de expansión del sistema de transmisión necesario para conectar la central resultando en un pago por disponibilidad total de $9.7 + 4.77 = 14.47$ USD/MWh

6.2.6) Evolución de precios.

En general, respecto a la **evolución de precios de las tecnologías**, se puede especular que en la medida en que las economías

más fuertes del mundo están en proceso de recuperación de una década de crisis, los precios puedan subir en el mediano plazo por encarecimiento de los créditos y por restricciones en la producción de equipamiento. Pero esta eventual suba en los precios afectará a todas las tecnologías por lo cual se estima que de ocurrir, no tendrá consecuencias importantes sobre los resultados en cuanto a la proporción a incorporar de cada tecnología aunque sí podrá tener sobre el costo final de la energía.

6.3. Gasoil, Fueloil y Gas Natural.

En cuanto a la dependencia de los combustibles fósiles la principal observación es que por el momento Uruguay depende de las importaciones de Petróleo para producción de gasoil en la refinería de ANCAP y de importaciones directas de gasoil y fuel-oil para el abastecimiento de las centrales de generación eléctrica.

La logística disponible para la alimentación de las centrales de generación es suficiente para la producción en forma permanente de aproximadamente 500 MW de generación con turbinas de gasoil y de 300 MW de centrales a fuel-oil.

Respecto del Gas Natural, se puede constatar la creación de un mercado ágil similar al del petróleo gracias a la introducción de GNL (Gas Natural Licuado) que permite el transporte y almacenamiento del gas. El GNL es el Gas Natural licuado por enfriamiento y en este proceso experimenta una reducción de volumen de aproximadamente 610 veces. Es constatable a nivel mundial un consumo creciente de GNL. Especialmente con el movimiento de China e India a disminuir la expansión con carbón y sustituirla en parte por consumo de GNL. También Japón ha aumentado sustancialmente el consumo de GNL a partir del accidente en Fukushima del 11 de marzo de 2011 que ha llevado a ese país a detener muchas de sus centrales nucleares y a revisar su plan de expansión en base a las mismas.

Sobre la evolución de los precios de los combustibles fósiles hay alta incertidumbre. La Fig.51 muestra la proyección según la EIA (2014 Early Release Overview, EIA USA) del barril de petróleo Brent. Las compras de Uruguay tanto de gasoil como fueloil están directamente indexadas al barril de Brent por lo cual la figura es indicativa de la variabilidad de costos de generación con las centrales térmicas.

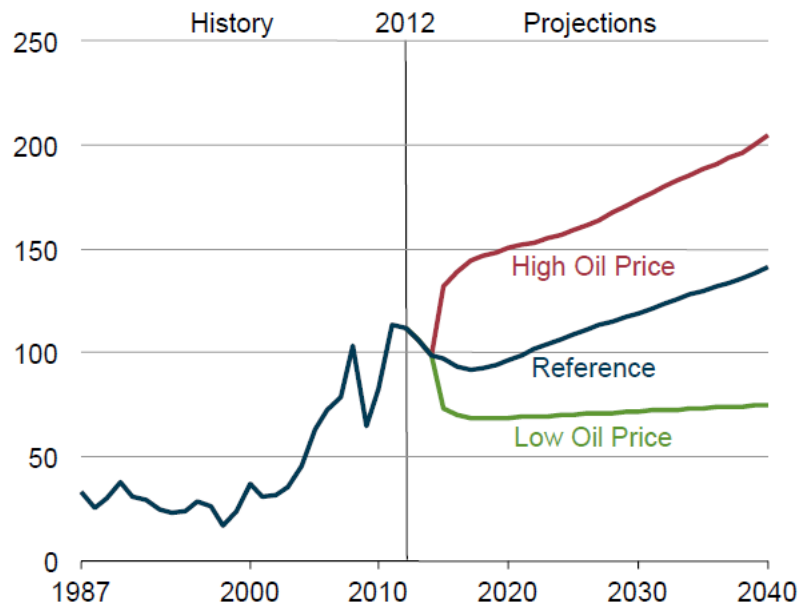


Fig. 55: Proyección del precio del Petróleo Brent (USD/bbl 2012)- (EIA EO2014 Early Release Overview)

El mercado de GNL está avanzando rápidamente hacia un mercado fluido al igual que lo es el mercado del petróleo. En la actualidad se puede dividir ese mercado en tres grandes regiones: El mercado del Pacífico (o asiático) el Mercado de Europa y el Atlántico y Estados Unidos. Frente a la voracidad de GNL de China, India y Japón, el mercado asiático tiene precios sensiblemente superiores al resto. Estos precios son del orden de 20 USD/MMBTU y el índice de precios más utilizado es el JCC (Japan Custom-cleared Crude también conocido como Japanese Crude Cocktail). En los contratos de largo plazo se utilizan variantes de la indexación fijando piso y techo para apartamientos extremos. En el mercado asiático hay un mercado spot incipiente JKM (Japan Korea Marker) al que podrían converger en el futuro los precios de los contratos de la región.

En la región Europea el precio ronda los 10 USD/MMBTU y está determinado por valor del mercado londinense NBP (UK- National Balancing Point). En Estados Unidos de América (USA) el precio es del orden de 4 USD/MMBTU y está dado por el valor del mercado conocido como HH (Henry Hub). La evolución de estos precios se muestra en la Fig.52.

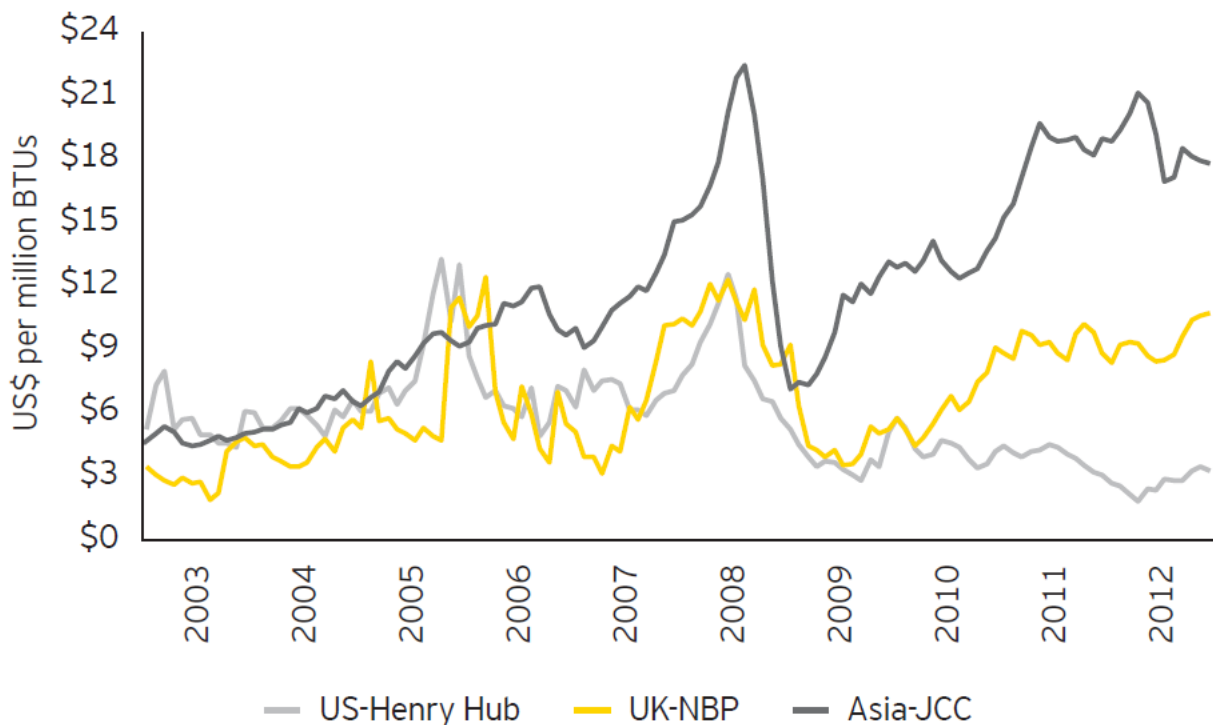


Fig. 56: Evolución del precio promedio mensual del Gas Natural por región. (fuente EIA+Thomson/Reuters)

Como se puede apreciar en la Fig.52 a partir del 2008 se experimenta una divergencia entre los precios de las tres grandes regiones. Las causas de esta divergencia son: el "boom" del Shale Gas en USA, la crisis financiera Europea y la aparición de Japón como gran consumidor luego de la crisis de Fukushima en 2011.

Además del suministro de Gas Natural a partir de la planta regasificadora, Uruguay está conectado por un gasoducto con Argentina lo que podría ser otra fuente de ingreso de Gas Natural al país si la Argentina vuelve a ser excedentaria en la producción de ese energético. Adicionalmente, las tareas de prospección del subsuelo promovidas por ANCAP podrían llevar en el horizonte de estudio a que Uruguay dispusiese de sus propios yacimientos de Gas Natural.

En la actualidad se encuentran en plena negociación UTE y ANCAP con los potenciales proveedores de GNL para la planta regasificadora en proceso de construcción. Este suministro de GNL sustituirá en la mayor parte del tiempo el consumo de fueloil y gasoil por lo que la determinación de su precio y de las fórmulas de indexación son importantes para el período de estudio.

Si se toma como referencia las compras de GNL que han realizado Argentina y Brasil en los últimos dos años se tiene un rango de precios muy amplios que van de 12 a 22 USD/MMBTU en compras Spot. Para el suministro de GNL para la planta regasificadora se está buscando un contrato de largo plazo por lo que es de esperar que se obtengan precios más cercanos a los 12 USD/MMBTU, a costa de agregar inflexibilidades como compromisos del tipo Take Or Pay que implican un costo adicional.

A los efectos de las simulaciones se supondrá que el gas está disponible en Uruguay a partir de mediados de 2015 a un precio para la generación eléctrica de 15 USD/MWh incluyendo costos de logística y regasificación. Este valor se supondrá indexado 100% con la proyección del barril de petróleo Brent.

El barril de petróleo Brent se modelará como un proceso estocástico que imprime la variabilidad histórica del precio con la proyección del escenario de "Referencia" de la Fig.51.

6.4. Integración regional.

6.4.1) Uruguay – Argentina.

Uruguay se encuentra interconectado por el sistema de 500 kV con Argentina con una capacidad de interconexión de 2000 MW compartiendo entre ambos países la central hidroeléctrica bi-nacional Salto Grande. Por compartir dicha central ambos países tienen larga historia de intercambios energéticos tantos de ocasión como de contratos de respaldo. En la actualidad, dadas las inestabilidades económicas recientes, no hay operativos contratos de respaldo entre los países pero sí un acuerdo operativo por el cual las centrales térmicas que no están despachadas para un mercado son puestas a disposición para el otro mercado a su costo variable de generación más un margen exportador (que ha variado entre 30 y 90 USD/MWh según la situación de los países). Asimismo, en los que se refiere a los excedentes hidráulicos turbinables de la hidroeléctrica Salto Grande, por el "Acuerdo de Interconexión" entre ambos países dichos excedentes son vendidos a la mitad del precio spot del país importador. Argentina difícilmente tenga excedentes hidráulicos turbinables en el período considerado. Uruguay en la actualidad, dependiendo de la hidraulicidad puede tener situaciones de vertimientos turbinables que irán siendo cada vez menores en la medida que el sistema hidráulico no crecerá (por estar ya desarrollados todos los emplazamientos relevantes). A los efectos del modelado para la planificación de

inversiones se supondrá que Argentina ofrece hasta 300 MW de centrales térmicas con un costo variable medio de 350 USD/MWh (incluyendo el margen exportador) y que dicho costo variable está indexado 100% con el barril de petróleo. Para representar que dicha potencia está disponible en forma aleatoria y permanece indisponible por períodos del orden del par de meses, se modelará con un factor de disponibilidad fortuito de 0.5 y con un tiempo esperado de reparación (una vez que está indisponible) de 60 días.

En cuanto a la exportación de energía, se supondrá que Argentina compra hasta 300 MW de excedentes a un precio de 15 USD/MWh (estimación de la mitad de su precio spot calculado con disponibilidad de gas natural para todo su parque térmico generador y con el gas a 2 USD/MMBTU usado como referencia para la determinación de ese precio en Argentina).

6.4.2) Uruguay - Brasil

El sistema eléctrico de Uruguay es en 50 Hz mientras que el de Brasil es en 60 Hz. Esta diferencia de frecuencias lleva a la necesidad de instalar Convertidoras de Frecuencias para interconectar los países. En la actualidad, se encuentra operativa desde el año 2001 la convertidora de 70 MW que une los sistemas en las ciudades de Rivera en 150 kV y Livramento en 230 kV de Uruguay y Brasil respectivamente. Adicionalmente, se encuentra construida y está en proceso de puesta en operación una convertidora de 500 MW que interconectará las redes de 500 kV de Uruguay en la zona de Melo con las redes de 230 kV de la región sur de Brasil en la zona de Presidente Medici.

Si bien en los primeros años, el sistema de 230 kV de la región sur de Brasil limita los intercambios al orden de los 300 MW, se está en proceso de licitación de las obras de transmisión necesarias para levantar dichas restricciones y para el horizonte del presente estudio (2020-2040) se puede suponer que entre Uruguay y Brasil habrá 570 MW de capacidad de interconexión.

Los mecanismos por los que se ha intercambiado energía con Brasil hasta el momento por la convertidora de 70 MW no han sido fluidos, pero cada vez que los sistemas se han encontrado en dificultades se han activados intercambios previa acción a nivel ministerial. En la actualidad se está en negociaciones (a nivel ministerial) para llegar a un Acuerdo de Integración que permita un mejor uso de las capacidades de ambos sistemas.

A los efectos de la planificación del sistema de generación de Uruguay se prefiere adoptar la hipótesis de "mercado cerrado" en el sentido de restringir los intercambios para que no se dejen

de hacer inversiones en Uruguay confiando en importaciones abundantes de Brasil y tampoco que se sobre invierta en Uruguay confiando en la posibilidad de vender energía a Brasil. La razón de esta hipótesis es que se trata de una integración en vías de desarrollo. En el futuro, si las reglas de intercambio son claras y la integración energética se considera suficientemente madura, los países podrían bajar el nivel de auto-respaldo confiando en el mejor uso de los recursos integrados.

Los precios en el submercado de la región sur de Brasil están correlacionados con los precios de Uruguay dado que ambas regiones están vinculadas por la hidraulicidad de sus centrales hidroeléctricas. El estudio [11] muestra una estimación de los beneficios de integración y muestra una forma de modelado de los intercambios. El mismo modelado de la referencia es el utilizado en este estudio.

A los efectos de la planificación de inversiones se supondrá que los mercados están separados por un margen exportador de 300 USD/MWh. Luego de obtenido el plan óptimo se realiza una simulación con un margen exportador de 60 USD/MWh a los efectos de mostrar como cambiarían los despachos de las diferentes fuentes en ese escenario.

6.5. Sobre las variaciones de las energías Eólica y Solar integradas en gran escala.

En el inicio del cambio de la matriz energética del Uruguay y para las decisiones de incorporación de grandes cantidades de energía eólica se realizaron análisis caracterizando la variabilidad de la energía eólica y la necesidades que implica para el sistema el filtrado de dicha variabilidad (Ver [8], [12]).

Como resumen relevante al nivel de las consideraciones del presente trabajo se rescata que si no se tienen en cuenta las eventuales restricciones de la red de transporte, la variabilidad de las renovables se ve rápidamente filtrada por la distribución geográfica de las plantas generadoras. Esto lleva a que las variaciones que son relevantes son las que suceden en el orden de horas y no las variaciones más rápidas.

En cuanto a la consideración de las restricciones de red, se desarrolló un módulo de flujo de cargas que se integró al simulador energético (ver [13]). Ese módulo fue utilizado en estudios realizados en 2012 y 2013 para la determinación de los posibles nodos de conexión de los primeros 200 MW de origen fotovoltaico modelando conjuntamente dichos parques con los ya decididos 1200 MW de energía eólica en el sistema. Para el largo plazo,

foco del presente trabajo, el sistema de transporte de Uruguay estará mejorado notablemente por estar en curso la construcción de una línea de 500 kV entre Melo y Tacuarembó y está planificado la construcción de otra línea de Tacuarembó a Salto Grande cerrando así un anillo de 500 kV. Este anillo de 500 kV facilitará la conexión de nuevos proyectos de generación distribuida permitiendo acceder a un sistema de transporte fuerte prácticamente en cualquier parte del país. El mapa de la Fig.53 muestra cómo quedará el sistema de transporte futuro.



Fig. 57: Futuro anillo de 500 kV.

Dada esta planificación del sistema de transporte que facilitará la integración de la generación distribuida, a los efectos de este trabajo no se consideraron restricciones en el sistema de transporte. Los valores considerados para la energía eólica y solar tienen en consideración costos de conexión al futuro sistema de transporte.

En base a costos de referencia de 0.3 MUSD/km de línea de 500 kV con capacidad de transporte de 1000 MW, 0.2 MUSD/km de línea de 150 kV con capacidad de transporte de 250 MW y costo de por estación de 500 kV con transformación a 150 kV de 10 MUSD se

realizó una estimación del costo de expansión de la red para las diferentes tecnologías. Para realizar la estimación se distribuyeron 5000 MW de capacidad instalada y se consideró que la demanda crece con la misma distribución geográfica actual (50% en Montevideo y alrededores) requiriendo para la evacuación de los 5000 MW distribuidos de 1500 km de líneas de 500 kV y 1500 km de líneas de 150 kV resultando los siguientes costos de expansión según la tecnología:

9 USD/MWh generado para energía Eólica.

14 USD/MWh generado para energía Solar.

4.8 USD/MWh puesto a disposición para las Turbinas Aeroderivativas y Ciclos Combinados.

Estas estimaciones corresponden a suponer que del total instalaciones necesarias, el 50% es atribuible al propio crecimiento de la demanda y que sería necesario sea cuál sea la fuente de generación y sobre el 50% restante, que las instalaciones eólicas y nuevas plantas de generación térmica participan de los 1500 km de 500 kV y de los 1500 km de 150 kV. En el caso de los parques fotovoltaicos se supone que participan del sistema de 500 kV pero que solo participan de 200 km de los 1500 km del sistema de 150 kV por ser más sencillo seleccionar la ubicación de los emprendimientos.

Durante este año se están instalando en forma acelerada varios de los emprendimientos que resultaron adjudicados en las diferentes licitaciones realizadas por la empresa UTE en el marco de los decretos promocionales de la DNE. A la fecha hay aproximadamente 350 MW de eólica ya instalados (día a día se van incorporando nuevos molinos). Esto permite ya verificar que efectivamente las variaciones más rápidas que la hora no son significativas a los efectos de la operación del sistema.

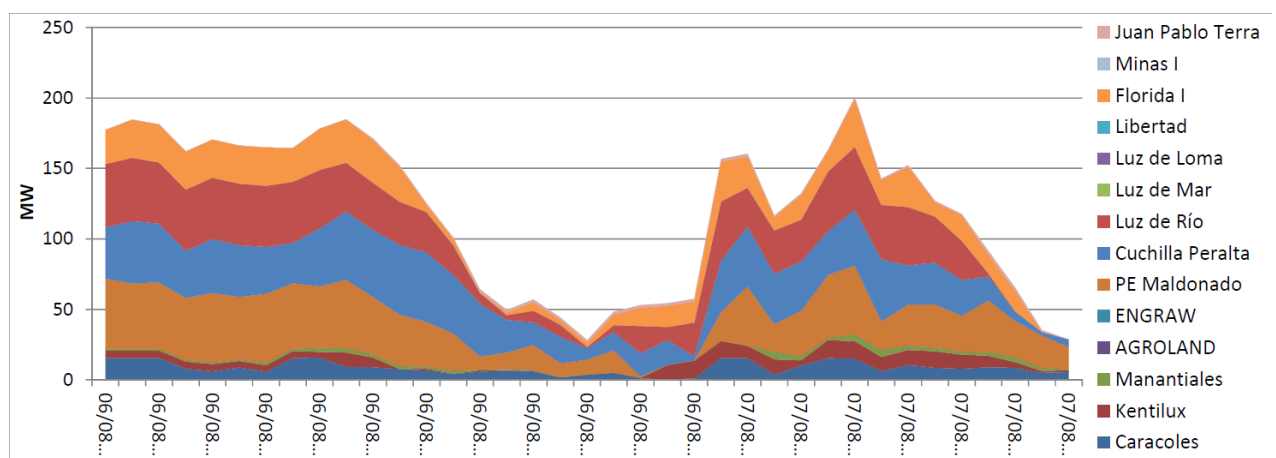


Fig. 58: 36 horas de generación real de 350MW eólicos distribuidos en Uruguay.

La Fig. Error: No se encuentra la fuente de referencia (fuente: Situación Energética 7/8/2014, informe diario emitido por

UTE).permite apreciar, en forma gráfica, la variabilidad horaria del conjunto. También, teniendo en cuenta que en base a las dimensiones del territorio del Uruguay y a la ubicación de los parques, es posible predecir con horas de anticipación cuales serán las variaciones en los diferentes parques eólicos. Esto permite tomar acciones de control al operador del sistema como decidir el encendido/apagado de diferentes máquinas del parque térmico si la reserva hidráulica no fuera suficiente para absorber la variación.

La penetración en gran escala en Uruguay tendrá como principal consecuencia, desde el punto de vista de la operación, una modificación en la "demanda neta" a cubrir. La Fig. Error: No se encuentra la fuente de referencia (fuente: Situación Energética 7/8/2014, informe diario emitido por UTE) muestra como se cubrió la demanda del día 6 de Agosto de 2014.

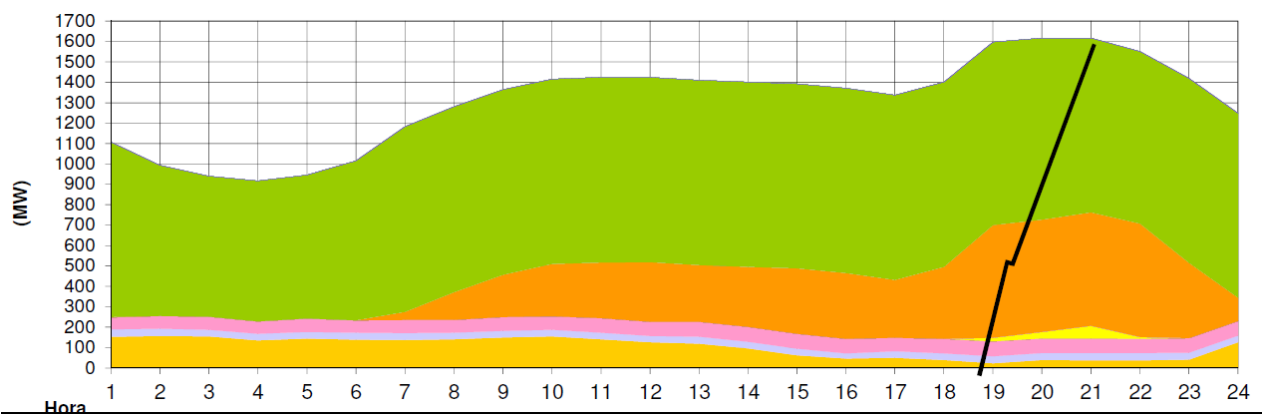


Fig. 59: Generación por fuente Uruguay 6 de Agosto de 2014.

El color naranja claro de más abajo corresponde a la generación del conjunto de parques eólicos. Si se resta de la Demanda del sistema (suma de todas las áreas en la figura) la generación eólica, se tiene la demanda neta. En el caso de la figura, coincide que la generación eólica fue mayor en el Valle (mínimo de la Demanda en las horas de la madrugada) que en el Pico (horas de máximo de la Demanda entre las 19 y las 21h) y por lo tanto la Demanda Neta tiene un aspecto similar a la Demanda del sistema. Pero esta coincidencia puede no darse y en el futuro con más renovables en el sistema se verificará que la Demanda Neta (que es la que hay que cubrir con la generación hidráulica y térmica) podrá tener picos y valles en diferentes horas del día requiriendo una operación con más "movimiento" que la tradicional, pero no un "stress" de control como podría ser el requerido para filtrar variaciones intra-horarias grandes.

La Fig.60 muestra el promedio horario de la potencia generada por el conjunto de granjas eólicas de Uruguay desde abril a

octubre de 2014. Se nota el crecimiento de la generación debido principalmente a que se están incorporando día a día nuevos parques. En la misma curva se muestra el desvío diezminutal calculado como la potencia instantánea menos el promedio horario centrado en dicha muestra. Se puede apreciar que el desvío es inferior a los ± 25 MW con probabilidad alta y que no crece en igual proporción que la generación lo cual es coherente con que al incorporarse nuevos parques se aumenta el filtrado por el efecto de distribución geográfica de la generación.

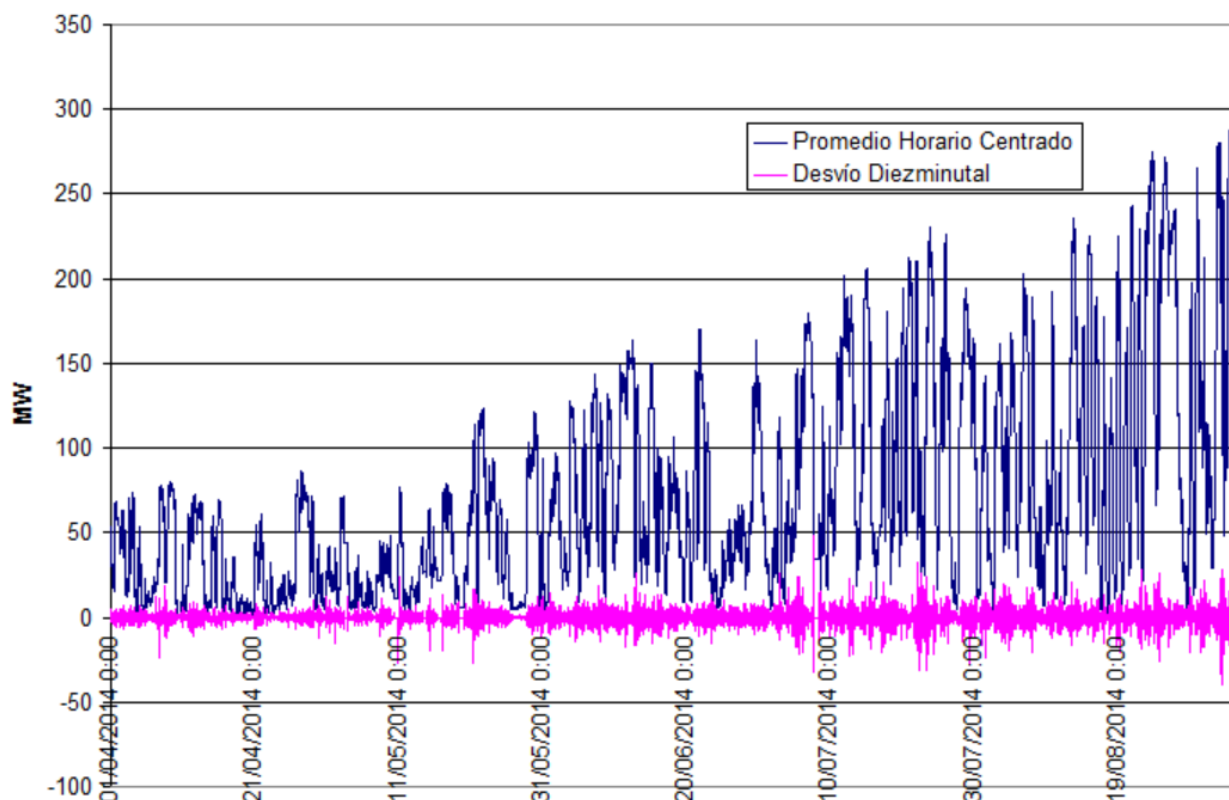


Fig. 60: Producción eólica promedio horario y desvío diezminutal. Uruguay. Abril-Agosto 2014.

7. Generación distribuida, Smart Grid y valorización de acciones de gestión de la demanda. (resultados de la actividad 4).

El término SMART GRID (Red Inteligente) se refiere a una red equipada con técnicas de optimización dinámica que usan medidas en tiempo real para minimizar las pérdidas de la red de transporte y distribución, mantener los niveles de tensión, incrementar la confiabilidad y mejorar el manejo de los activos. La información de operación coleccionada por la Smart Grid (SG) y sus subsistemas le debiera permitir al operador identificar rápidamente la mejor estrategia para enfrentar contingencias que atenten contra el correcto funcionamiento del servicio. La SG no es otra cosa que una herramienta potente que agrega inteligencia sobre la red de potencia. El potencial de la SG depende de desarrollar las capacidades de los operadores para que puedan hacer un uso profundo de dicha herramienta. El grado de automatización en que la propia red responde a los eventos dependerá del grado de avance de la tecnologías aplicadas tanto a la recolección y tratamiento de la información como a la toma de acciones en base a la información disponible.

La herramienta SG está en plena ebullición en todas partes del mundo y no hay una clara definición sobre un estándar para el tipo de tecnología a utilizar en todos los niveles antes mencionados. Estamos en una etapa en que varios fabricantes de equipamiento están intentando imponer sus propias soluciones como la solución estándar.

La SG está de moda y bajo ese nombre se engloban muchos aspectos de lo que es una herramienta de mejor gestión de la red de potencia propiamente y de sus dos extremos (la Generación y la Demanda). Al decir sus dos extremos ya es necesario introducir una relativización del tema y hablar de "extremos lógicos" más que físicos pues con la incorporación masiva de energías renovables, la generación ha comenzado a estar distribuida mezclando así la ubicación física en la red de los consumidores (demandas del sistemas) con la de los generadores.

En esta sección nuestro propósito es mostrar el estado actual de la SG en Uruguay y una posible estrategia de desarrollo con especial consideración de los efectos que pueden adelantarse tendrá la incorporación masiva de energía eólica y solar. Se pre-

senta una valorización de proyectos de gestión de la demanda y de capacidad de filtrado de la generación.

En Uruguay la empresa estatal UTE (Usinas y Trasmisiones Eléctricas) es la responsable del servicio público de electricidad. UTE integra verticalmente las etapas de GENERACIÓN, TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN y COMERCIALIZACIÓN. La GENERACIÓN es una actividad en competencia habiendo otros generadores además de UTE. Por ahora el único Distribuidor y Comercializador es UTE. Además de los Distribuidores existe la figura de Gran Consumidor (o consumidores libres) que podrían comprar directamente la energía a los generadores o en el mercado Spot pero al día de hoy no hay consumidores que hayan optado por esa modalidad y el 100% de la energía es contratada a UTE.

La Generación es una actividad en competencia siendo el principal actor la empresa estatal UTE. En años recientes se han instalado una serie de nuevos generadores privados, la mayoría en contratos de suministro a la empresa UTE (comprando en su rol de distribuidor-comercializador) y algunos otros (o parte de los primeros) que se han instalado como generadores libres vendiendo sus excedentes de energía en el mercado Spot.

La red eléctrica de Uruguay cuenta con un nivel de tecnificación relativamente bueno con monitoreo remoto de todas las estaciones importantes del sistema y la reciente incorporación de un Control Automático de Generación (AGC) que permitirá el control de la generación directamente desde el Despacho Nacional de Cargas (DNC). Asimismo, a todos los nuevos proyectos de generación (parques eólicos) se les está exigiendo la conectividad hasta el DNC y la posibilidad de colaborar en el control de tensión de la subred en la que se conectan en base a consignas establecidas desde el DNC.

A los efectos de clasificar las aplicaciones asociadas a la herramienta Smart Grid, en este documento, se opta por crear dos categorías: Smart Grid Operativo (SGO) y Smart Grid Económico (SGE). Como sus nombres lo indican apuntan a la Operación de la red y a la Economía con que es posible suministrar la energía al consumidor final.

7.1. Smart Grid Operativo (SGO)

Por SGO se entiende, en el contexto de este documento, al conjunto de aplicaciones asociadas al uso de las herramientas SG destinadas a una mejor operación de la red. Por ejemplo medición remota, detección de fallas y respuesta de recuperación automáticas de la propia red para intentar mantener la calidad de servicio. Acciones de reconfiguración automáticas en respuesta a cambios de la generación y/o la demanda tendientes a asegurar la es-

tabilidad y controlabilidad de la red. La red actual ya tiene incorporada una cantidad importante de tecnología con un sistema de protecciones en constante mejora. Es natural que estas tecnologías vayan evolucionando y siendo incorporadas por el operador de la red sin la necesidad de clasificarlas como Smart Grid.

Con la incorporación de generación distribuida en cantidades abundantes comienza a ser necesario aumentar la tecnología dedicada al control y monitoreo de la red. En particular, se hace imperioso imponer consignas de control de la red basada en los pronósticos de generación y demanda de las siguientes horas. A modo de ejemplo, en el Uruguay de 2020 con más de 1500 MW de generación en base a energías renovables y con información de pronósticos de generación y de la demanda (por sus variaciones con la temperatura) para las siguientes 72 horas (en especial las siguientes 6 horas) será necesaria una plataforma que permita programar las estrategias de configuración de las estaciones de transmisión para lograr en todo momento el mejor uso de la red. En este sentido se ha comenzado a avanzar instalando recientemente un AGC (Control Automático de Generación) y se dispone de un plan de incorporación de nueva tecnología para el telecontrol de la mayor parte de las estaciones tanto de transmisión como de distribución.

El SGO involucra entonces esencialmente al DNC (Despacho Nacional de Cargas) en su rol de Operador del Sistema de Generación y del SIN (Sistema Interconectado Nacional) y a la empresa UTE en su rol de operador de las redes de Transmisión y Distribución.

Hay un conjunto de tecnologías crecientes que soportan el SGO como son los sistemas Estimadores de Estado de la red, tecnologías novedosas como los Sincro Fasores y multitud de algoritmos sofisticados para detección de modos de funcionamientos seguros e inseguros en cuanto a la estabilidad de la red eléctrica con detección de configuraciones riesgosas desde el punto de vista de las frecuencias naturales de oscilación y/o la posibilidades de configurar situaciones de colapso de tensión. Todas estas tecnologías/métodos/algoritmos están desde siempre en continuo desarrollo y son incorporadas con menor o mayor velocidad por los operadores de las redes de los diferentes países. El sistema uruguayo no reviste desde el punto de vista de la aplicabilidad de estas herramientas una diferencia esencial respecto de los sistemas eléctricos del resto de los países por lo que no se profundiza en este documento sobre las mismas.

A modo de ejemplo en que los usuarios finales pueden participar del SGO se podría pensar en una aplicación en la que los usuarios ponen a disposición del DNC "carga desconectable" y que

entonces frente a necesidades de desconexión de carga para responder a un evento fueran esas las cargas que primero se desconectarían. Como estos eventos suelen ser de muy baja probabilidad (la red se hace para transportar energía) se hace difícil asignar un valor a la posibilidad de desconexión y por eso se estima difícil el desarrollo de aplicaciones en que los usuarios finales puedan participar del SGO.

7.2. Smart Grid Económico (SGE).

Por SGE se entiende, en el contexto de este documento, al conjunto de aplicaciones que usando la información puesta a disposición por la SG puedan llevar a un uso más económico de todos los activos de generación, transmisión y distribución para lograr una reducción de costos en el suministro de la energía al consumidor final. Estas aplicaciones pueden involucrar a todos los actores del sistema. Obviamente que el DNC puede y debe tomar acciones tendientes a minimizar el costo de producción optimizando el uso de los recursos de generación incluyendo en dicha optimización la consideración de las pérdidas en los subsistemas de transporte y distribución. Pero también pueden participar de las aplicaciones de SGE los usuarios finales. A modo de ejemplo si en base a la instalación de un Controlador Domiciliario Inteligente (CDI) el usuario final puede poner al servicio del sistema la posibilidad de manejar ciertos consumos de su domicilio (por Ej.: el aire acondicionado o el sistema de calefacción o el termocalentador de agua) se podría lograr una economía al administrar esa carga para cubrir las variaciones de las renovables o simplemente para reducir la potencia necesaria en las horas pico de la demanda.

Si bien puede no estar claro a nivel mundial cuál será la tecnología que se impondrá para los CDIs, sí es previsible que estos dispositivos serán de bajo costo y de uso común como son hoy en día los routers de conexión a Internet. Ya hay algunas aplicaciones de este tipo implantadas en forma piloto en algunas ciudades. Lo que se observa es que el impacto de las aplicaciones depende de características locales. A modo de ejemplo, no será lo mismo el efecto del uso de un CDI para manejar la calefacción en un país de inviernos fríos y prolongados (países del noreste de Europa, Rusia o Estados Unidos) que países como Uruguay donde los fríos se limitan a tres meses en el año y no son tan extremos.

En el estado actual del tema en Uruguay es posible identificar aquellos aspectos que debiera tener una plataforma de SGE que permitiera posteriormente imaginar, valorizar e implementar aplicaciones.

Es común en los sistemas de generación hablar de "La Barra de Mercado" como un Nodo Virtual del sistema de generación en el que todos los generadores inyectan y del que todas las demandas extraen la energía. Esta simplificación permite realizar un despacho de los recursos sin consideración de las restricciones impuestas por el sistema de transporte y distribución. En el Uruguay actual, esta simplificación funciona en forma adecuada no habiendo hasta el momento la necesidad de definir varios nodos (o submercados) y utilizar diferenciación del precio por nodo (el reglamento del mercado mayorista prevé la utilización de factores de nodo para determinar precios de nodo pero hasta el momento no ha sido necesario aplicar dicho mecanismo). A nivel de distribución, la sobrecarga de las estaciones y cables de distribución en las horas de Punta (19 a 21 hrs) hace que exista una restricción a considerar. Esta restricción se podría resolver dando una señal que puedan usar los usuarios con sus CDIs y/o solucionar invirtiendo permanentemente en las redes para levantar las restricciones. Seguramente el óptimo es un equilibrio entre ambas soluciones. Entre las tarifas disponibles por UTE a sus clientes hay algunas dedicadas a dar la señal de precios necesaria para que los mismos modifiquen en lo posible sus consumos para liberar capacidad en las horas de punta. Hay dos factores principales a considerar en este tipo de señal de precios en base a la hora y son el costo de generación y el costo de disponibilizar la capacidad de conexión en todo instante.

Con la incorporación de la generación de eólica y solar a nivel de las barras de generación (una sola o varias si es necesario) aparece la necesidad de cubrir una Demanda Neta formada restando de la demanda de los consumidores finales (en las respectivas barras una vez agregadas las pérdidas) las potencias de las plantas de generación eólica y solar (una vez reducidas por las pérdidas) en las respectivas barras de generación. Esta Demanda Neta (curva naranja en la Fig.61 no tiene ya el aspecto de la demana del sistema (curva azul en la Fig.61) dado que la variabilidad de las ERNC reduce el impacto

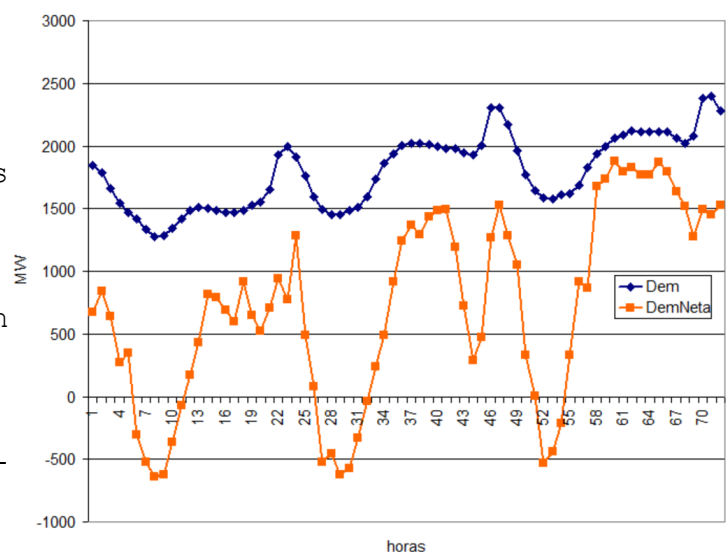


Fig. 61: Demanda y demanda neta. Simulación primeras 72 horas de 2027.

de la Demanda de los usuarios. La Fig..61 muestra una simulación de los primeros 3 días de la Demanda y de la Demanda Neta horaria de una crónica de simulación seleccionada al azar del año 2027.

7.3. Acciones de la estatal UTE dirigidas a las Redes Inteligentes.

La empresa UTE es la única Transmisora y Distribuidora de energía eléctrica en Uruguay y la principal generadora.

Para iniciar acciones en el terreno de las Redes Inteligentes, UTE realizó una convocatoria en agosto de 2011 para la contratación de un consultoría con el objeto: *"contratación de servicios de consultoría para el análisis de la situación actual, la elaboración del Plan Director Smart Grid y la confección de un Plan de Proyecto Piloto"*. El pliego de condiciones del referido llamado puede bajarse de la página de UTE.

La empresa Siemens resultó la adjudicataria de dicha convocatoria y ya se tienen los resultados de dicha consultoría. Por la orientación de la convocatoria, los principales resultados apuntan al SGO (Ver sección 7.1) y se plantea un proyecto de 3 años de duración con incorporación de tecnología que implica la inversión del orden de 300 MUSD.

Cabe preguntarse si con la dinámica de cambios tecnológicos en los que todavía no hay un estándar establecido a nivel mundial es conveniente o no el inicio de un proyecto de 3 años de duración con inversión importante en tecnología que puede resultar obsoleta antes de finalizar el proyecto. Por otro lado la misma velocidad de los cambios hace que la parte del SGE que permitirá optimizar con gestión de la demanda parte de la variabilidad de las renovables no pueda esperar 3 años. Por esta razón, la empresa se encuentra en análisis de las estrategias para poder avanzar en ambos frentes a la mayor velocidad posible. Principalmente poder implementar acciones del tiempo SGE en forma rápida y en paralelo comenzar las inversión masiva en tecnología necesarias para la SGO.

Dos características de Uruguay a tener en cuenta al momento de plantear proyectos de Smart Grid son: 1) El invierno es de corta duración (3 meses) y las temperaturas varían mucho de año lo que hace que las aplicaciones más comunes en países de inviernos muy fríos y prolongados tengan poco impacto económico en nuestro país y 2) El 60% de los hogares de Uruguay cuentan con conexión a Internet de banda ancha y la estatal ANTEL continúan instalando fibra óptica con el propósito de llegar en meses a todo el país. Esto hace que la red de datos esté muy desarrollada

siendo una opción para el desarrollo del SGE a diferencia de otros países donde las empresas eléctricas deben comenzar por resolver el SGO para poder implantar el SGE.

7.4. La Red, Los Generadores y Los Consumidores.

La Fig.62 muestra lo que será Uruguay a finales de 2015 con los proyectos de generación que ya están encaminados. Eso muestra

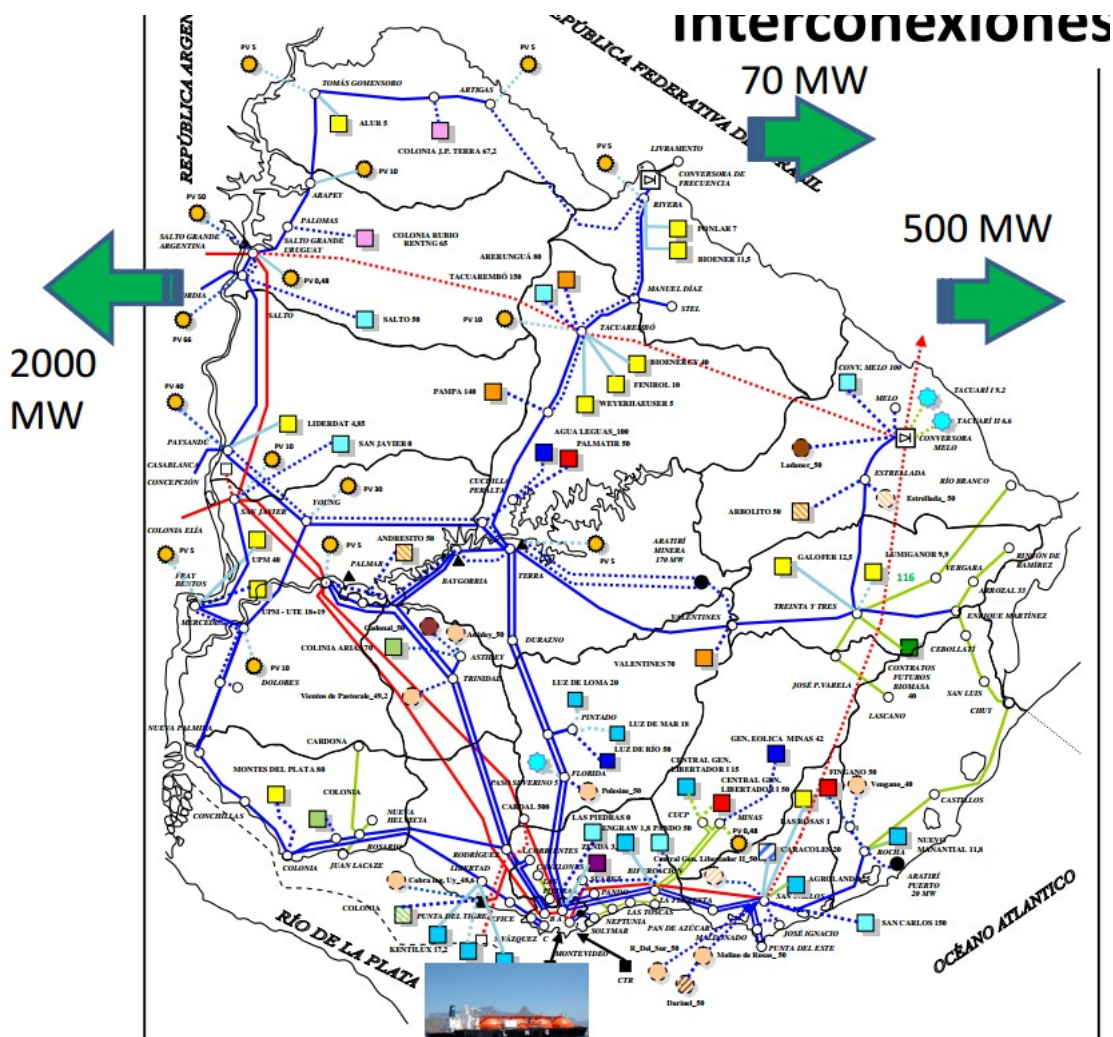


Fig. 62: Generación distribuida.

que los generadores estarán realmente distribuidos. Si bien eso es cierto, cabe diferenciar entre los generadores de gran porte ($\geq 5\text{MW}$) de lo que puede ser la micro-generación. La micro-generación se podrá desarrollar en base a la instalación de paneles solares fotovoltaicos a nivel domiciliario y/o de pequeñas industrias. Esta micro-generación a los efectos del sistema se visualiza como una pequeña variación en la curva de demanda, pero no

se visualiza que realmente pueda ser un volumen importante de energía el producido por ese sector pues los costos de instalación y de operación y mantenimiento de las instalaciones distribuidas no son competitivos con las instalaciones de mayor porte. Podría ser diferente el caso si dicha micro-generación pudiera suministrar energía en las horas de mayor demanda por el efecto de reducir la necesidad de invertir en redes de transmisión y principalmente de distribución para cubrir el pico de la demanda. Este efecto de reducir el pico podría ser el caso de los autos eléctricos con tecnología V2G (Vehicle to Grid) que fueran usados entonces para cargar las baterías en las horas de la madrugada y que devolvieran parte de la energía en las horas de mayor demanda. El mismo efecto podrían tener "almacenes de energía" a nivel domiciliario.

Desde el punto de vista de los consumidores, la curva típica de consumo de Uruguay es la que se muestra (curva azul) en la Fig.61. Esta curva ha venido cambiando recientemente con la incorporación masiva de equipos de aires acondicionados mostrando un crecimiento de la demanda en horas del medio día especialmente en verano por el uso de dichos equipos para combatir el calor a nivel domiciliario. Este aumento de la demanda en esas horas tiene una correlación positiva con la radiación solar por lo cual hay una complementariedad directa entre los consumos de los equipos de aire acondicionado para refrigeración y la producción energía en base a paneles fotovoltaicos. Pero como por mucho tiempo el pico de la demanda seguirá siendo en el horario en que las personas están en sus hogares y necesitan de iluminación, calefacción y entretenimiento (entre las 19 y las 21 horas de Uruguay) la necesidad de la capacidad de red de transmisión y especialmente a nivel de distribución seguirá estando determinada por la demanda en esas horas.

7.5. Modelo simplificado para fijación de señales de precio que permitan el desarrollo de aplicaciones de gestión de demanda distribuida.

La expansión prevista del sistema de generación de Uruguay supone que los recursos seguirán estando apartados de los centros poblados y que la energía deberá seguir siendo transportada desde varios puntos del país hacia las grandes ciudades (principalmente Montevideo). Esto impone que se pueda seguir pensando en un sistema con la Generación conectada al sistema de transmisión que a su vez la conecta mediante la red de distribución con la demanda.

Por el sistema de Distribución debe pasar la Demanda. Por lo

tanto la red debe estar diseñada para suministrar el pico de potencia. Toda demanda que pueda ser movida del pico hacia otro horario mejora el factor de uso de la red y por lo tanto reduce su costo por unidad de energía.

Como modelo para implementar un control distribuido de la Demanda, se debería implementar una señal de precio horaria que llegue hasta el consumidor de forma que pueda ser utilizada por los Controladores Domiciliarios Inteligentes de acuerdo a las preferencias de usos programados por los propios usuarios. Una señal de precios a nivel domiciliario estará compuesta por una componente de energía que bien podría ser el costo marginal en la barra de generación más una componente de capacidad de transmisión que podría representar el costo de congestión de la red de transmisión y distribución. No es sencillo definir dicho modelo de precios especialmente en lo que se refiere a modelar adecuadamente los costos de congestión en la red de distribución por lo que es pensable que un primer avance hacia un control distribuido de la demanda pase por un modelo de precios simplificado que integre los costos marginales de generación con factores de nodos a nivel a lo sumo de media tensión. Este modelo en conjunto con las tecnologías Smart Grid, permitirían la implementación de variedad de "usos inteligentes" que colaborarían en forma distribuida en la optimización del sistema. Uruguay dispone de conectividad a Internet en la mayoría de los hogares con plan de llegar al 100% a finales de 2014. Asimismo la red eléctrica llega prácticamente al 100% de los habitantes (quedan menos de 1000 familias en el medio rural al que no ha llegado la red eléctrica por encontrarse aisladas y alejadas de la red actual). Lo único que estaría faltando para habilitar el desarrollo de aplicaciones distribuidas de gestión de demanda es definir un modelo de señales de precios en tiempo real y distribuir los mismos en por Internet para que los hogares puedan recibir la señal y definir un protocolo para dicha información compatible con algún tipo de Controlador Domiciliario Inteligente que deberá incluir conectividad o formar parte de un medidor de energía que cumpla con los requerimientos técnicos y de auditabilidad definidos por UTE.

7.6. Valorización de proyectos de Filtrado Diario.

La expansión con energía eólica y solar está limitada a la capacidad del sistema de filtrar las variaciones de estos recursos. En el sistema desde el principio hay 1500 MW hidráulicos instalados y del orden 1000 MW térmicos entre ciclo combinado y turbinas de gas lo que permite el control de potencia de por lo

menos 2000 MW de renovables sin contar con las interconexiones internacionales. Pasado ese valor, será necesario instalar o bien nuevas centrales térmicas o nuevos recursos que permitan el filtrado de las variabilidades.

Estos recursos de filtrado pueden ser acciones de gestión de la demanda asociadas a las posibilidades que ofrece la incorporación de nuevas tecnologías que facilitan el flujo de información en toda la cadena de producción de electricidad hasta el consumidor final. A modo de ejemplo, podría usarse un manejo inteligente de los termo-calentadores de agua (representan más del 30% del consumo consumo domiciliario), el manejo de la futura demanda de una flota de autos eléctricos. Otra posibilidad es la instalación de equipamiento específico de filtrado como podría ser una central de acumulación y bombeo o bancos de baterías con capacidad de cargarse en las horas de menor precio y devolver la energía en las horas de mayor precio.

De las Figs. 47 y 48 es posible visualizar que al aumentar la penetración de energías eólica y solar tendrá como consecuencia que en las horas de las madrugadas puedan existir excedentes de energía no colocable en el sistema Uruguayo. Esta apreciación se refuerza con la simulación de 72 horas mostrada en la Fig.61. La planificación óptima de las inversiones se realizó teniendo en cuenta dicha situación y el plan de inversiones propuesto tiene en cuenta que dichos excedentes serán pagados por el sistema aunque eventualmente no puedan ser colocados en el mismo. Ejemplo de esta situación ya se verificó en febrero y marzo de este año (2014) en los que Uruguay estuvo exportando excedentes a la República Argentina y en situaciones de vertimientos en las represas e igualmente toda la energía producida por los parques eólicos fue ingresada al sistema y remunerada de acuerdo a los respectivos contratos. Es así que cualquier proyecto que permita "mover la energía" en el día o en la semana tiene el valor de lograr valorizar esos excedentes y/o permitir una mayor incorporación de renovables.

Como primera aproximación a la valorización de la capacidad de filtrado, se consideró sobre el plan óptimo el agregado de una capacidad de almacenamiento y generación marginal con capacidad de almacenar 24 horas.

7.6.1) Resultados.

Sobre el Plan Óptimo de expansión de la generación presentado en la sección 8 se realizaron simulaciones agregando al sistema un proyecto de "filtrado diario" de 3, 30 y 300 MW de poten-

cia instalada. Básicamente el sistema simulado está constituido por un almacén de energía capaz de retirar energía del mercado en las horas en que la misma es barata y entregarla nuevamente en las horas caras. Este proyecto podría ser un banco de baterías, una central de bombeo o un proyecto de gestión de la demanda. Se supuso que el proyecto tiene un rendimiento de 0.81 (0.9 de carga y 0.9 de descarga si se tratase de un banco de baterías).

Se simularon 3 niveles de potencia 3, 30 y 300 MW siendo los resultados los que se resumen en la Fig.63

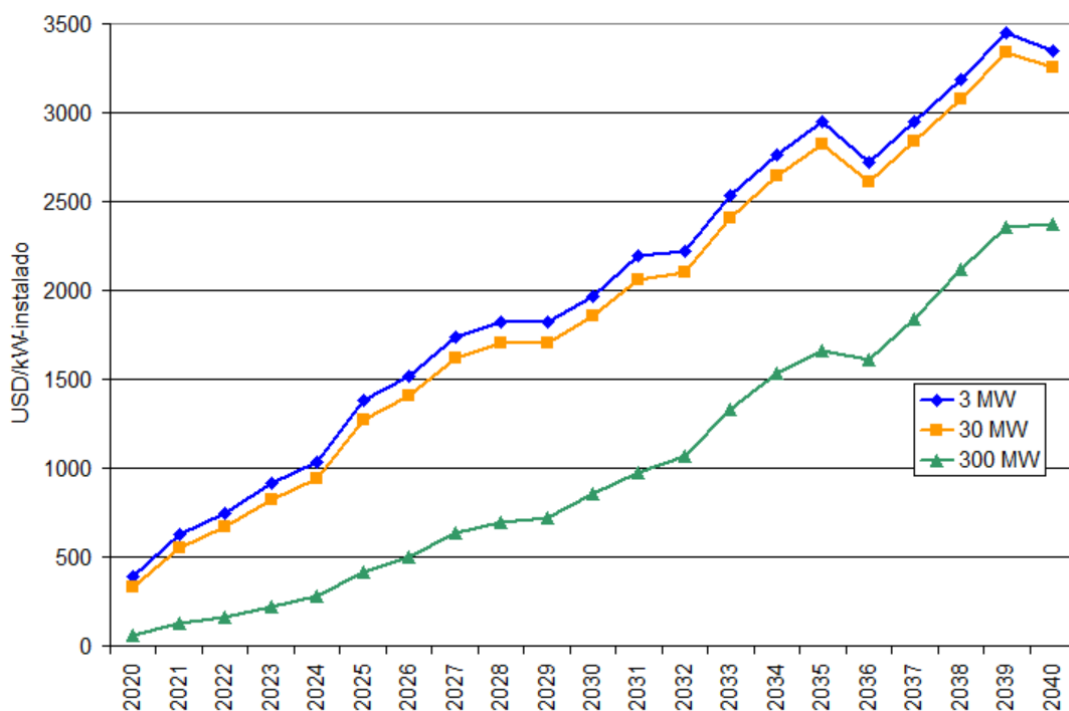


Fig. 63: Valor de la capacidad de filtrado diaria en barras de generación.

Los valores están en USD/kW-instalado y muestran una clara saturación de los beneficios por unidad al aumentar el tamaño del proyecto. A estos beneficios habría que adicionar los posibles beneficios por economía en la red de transmisión y/o distribución que podría traer asociado el proyecto dependiendo de cuál sea su ubicación. A modo de ejemplo, una proyecto de gestión de los termo-calentadores domiciliarios proyecta en ahorro de toda la red mientras que un banco de baterías instalado al pie de un parque fotovoltaico en la punta de una línea de transmisión tendrá una economía solamente en esa línea de transporte y no a nivel de distribución.



La Fig.63 muestra a partir de que año es considerable la instalación de un proyecto de filtrado diario según su costo de instalación y O&M (por 20 años) actualizados al 10% a la fecha de instalación.

8. Plan óptimo de expansión de la generación considerando la complementariedad de los recursos. (resultados de la actividad 5)

Para la optimización del plan de inversiones se utilizó la herramienta OddFace (ver capítulo VI de [14]). Esta herramienta es una versión mejorada de la utilizada en 2010 (ver [15]) por los autores para el mismo propósito. La optimización llevó 15 días en el equipo HPC (equipo de Computación de Alto Desempeño por sus siglas en Inglés) utilizando en promedio 120 nodos de cálculo durante 15.

El conjunto de hipótesis utilizadas se detallan en la sección 6. La expansión óptima resultante es la que se resume en la Fig.64.

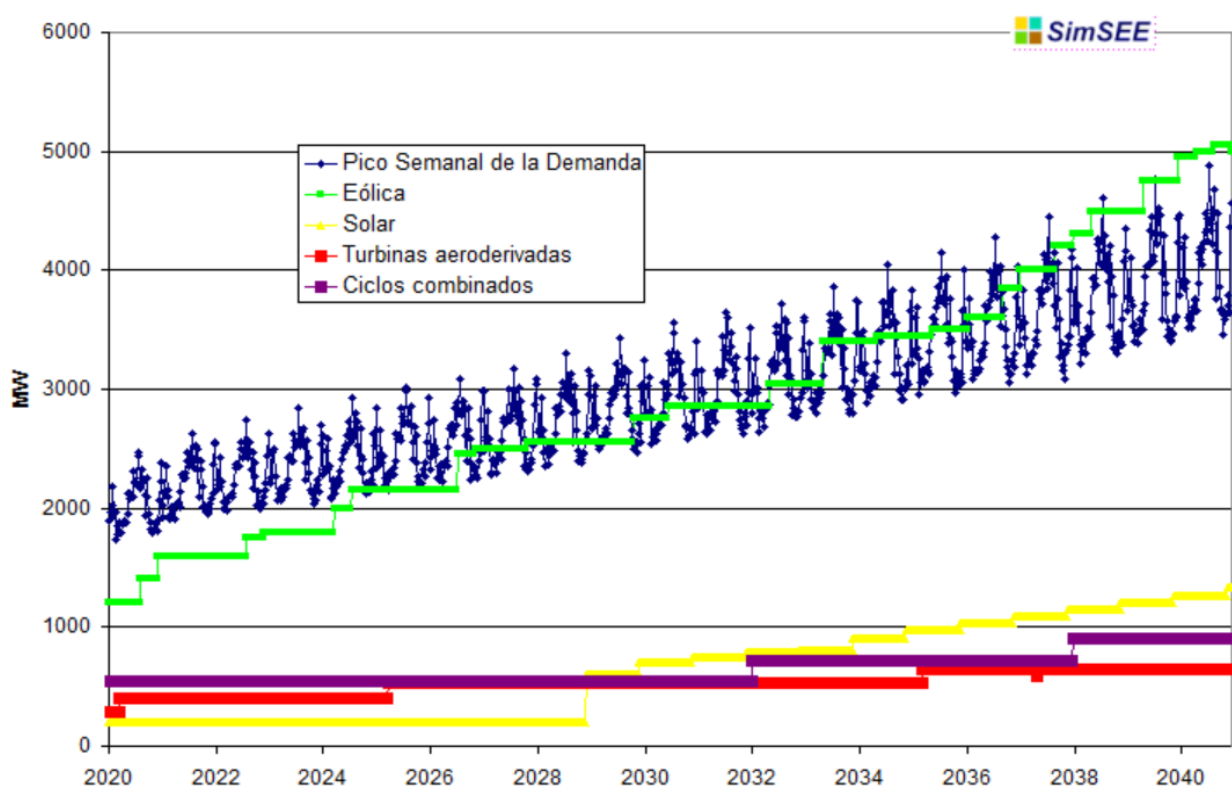


Fig. 64: Plan óptimo Uruguay 2020-2040MW instalados por tecnología

Como se puede apreciar, la potencia eólica instalada supera el valor del pico de potencia de la demanda. Esto es así porque al ser la eólica el recurso más barato, el optimizador encuentra

conveniente instalar eólica aunque pueda llegar a desaprovechar parte de su producción (con esto se tendrá vertimiento eólico) dado que el margen entre el valor de la energía eólica y el variable de la central térmica más barata (ciclo combinado con gas natural) permite tener estos excedentes con ganancia económica.

Como se puede apreciar, la energía solar comienza con los 200 MW actualmente en construcción y no tiene nuevas incorporaciones hasta el año 2029 en que pasa a ser conveniente su instalación. Se instala energía solar, a pesar de ser más cara que la eólica, por la complementariedad que tienen los recursos.

También se aprecia que luego del ciclo combinado actualmente en construcción no se justificaría un nuevo ciclo hasta el año 2032 en que se instala uno de 180 MW y luego en el 2038 donde se instala un segundo módulo de 180 MW. En el horizonte analizado se instalarían 360 MW de turbinas aero-derivadas en base a Gas Natural adicionales a los 288 MW ya instalados en Punta del Tigre.

8.1. Sensibilidad al precio de la energías Solar.

Se re-optimizó el plan de expansión bajando el precio de la energía solar fotovoltaica de los 94 USD/MWh usados en el caso base a 69 USD/MWh equiparando así su valor con el de la eólica. La Fig.65 muestra la capacidad instalada por año en el caso "base" y en el caso "solar69" correspondiente a la sensibilidad analizada.

Como era de esperar se incrementa la instalación de plantas solares y disminuye la de energía eólica.

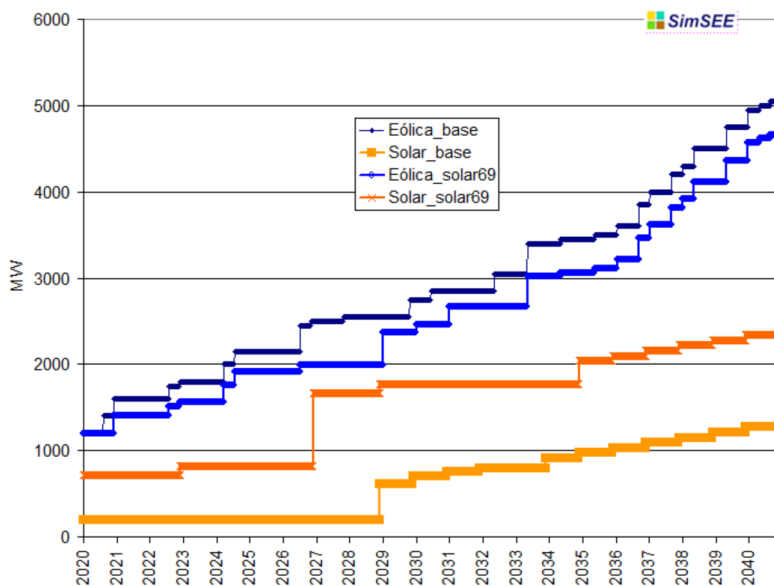


Fig. 65: Instalación de Eólica y Solar en el caso Base y en el caso Solar69

9. Conclusiones generales y recomendaciones.

Conclusiones sobre la complementariedad de los recursos.

De los estudios realizados sobre la complementariedad de los recursos se destaca la buena correlación en los perfiles anuales entre el recurso eólico y la Demanda de energía del sistema (ver Fig.49). Esta buena correlación sumada a que la eólica es la tecnología de menor costo por MWh generado, explica que la expansión óptima del sistema de generación tenga a esta tecnología como protagonista principal (ver Fig.64).

El recurso solar y el recurso hidráulico muestran una complementariedad a escala anual. El recurso solar es mayor en verano que en invierno y ocurre lo contrario con el recurso hidráulico. (ver Fig.49).

En los perfiles horarios (ver Figs. 47 y 48) es destacable la reducción de la velocidad del viento en las horas de mayor radiación solar recibida a nivel del suelo.

La correlación negativa entre la solar y la hidráulica en escala anual y entre la solar y la eólica a escala diaria, explica que en el plan óptimo de inversiones se incorpore energía solar a pesar de ser de un costo mayor que la eólica.

Conclusiones sobre la valorización de proyectos de filtrados de variabilidad.

La Fig.63 muestra el valor que tendrían para el sistema de generación proyectos de filtrado de variabilidad de 3, 30 y 300 MW con capacidad de mover la energía en las horas del día. Como se puede apreciar la misma Fig.63, el valor es creciente con los años. Esto muestra que, al continuar la expansión de la generación con eólica y solar, crece el valor que tendrían estos proyectos de filtrado en la medida en que el sistema hidráulico actual no es suficiente para realizar dicho filtrado. Los valores obtenidos saturan rápidamente con la potencia instalada de filtrado. Para llegar a justificar proyectos de 1000 USD/kW instalado se deberá esperar hasta el año 2024 para proyectos de 30 MW o menos y hasta el 2031 para proyectos de 300 MW o más.

Recomendaciones referentes a la integración de las energías eólica y solar.

Dado que la incorporación de las energías eólica y solar continuarán y que se ha mostrado que existen correlaciones que tienen impacto sobre la determinación de las cantidades óptimas a instalar, se recomienda profundizar en el modelado de dichos recursos. Por ejemplo, agregando al análisis la Sensación Térmica, la temperatura y la Demanda.

Este modelo estocástico será vital en la determinación de las posibilidades de implementar acciones de gestión de demanda con señales de precio.

Recomendación respecto a la implantación de proyectos de Smart Grid.

Se identifica que la incorporación de tecnología a la red eléctrica con el propósito de mejorar la capacidad de la red en cuanto a su operación y/o protección, es un proceso continuo y que llevará del orden de 3 años de implantación. Se recomienda comenzar con acciones de Smart Grid asociados a la gestión de la demanda en forma independiente de lo anterior, implementando un sistema de señales de precios en Internet que sean directamente accesibles desde Controladores y Medidores Domiciliarios Inteligentes que, conectados a la red de datos existente, puedan dar la funcionalidad lógica necesaria sin necesidad de esperar por una implantación masiva de tecnología específica.

10. Referencias.

- [1] Eliana Cornalino, Ruben Chaer, Oscar Ferreño, Mejoras del modelado del recurso eólico de Uruguay en la plataforma SimSEE, Montevideo, Uruguay. - 2010, Encuentro de Potencia, Instrumentación y Medidas, EPIM,
<http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2010/CCF10/CCF10.pdf>
- [2] Gonzalo Casaravilla, Ruben Chaer, Pablo Alfaro, Modelo de Series de Tiempo de Radiación Solar para Simulador de Instalaciones Fotovoltaicas, Montevideo, Uruguay - Oct.2008, Encuentro de Potencia, Instrumentación y Medidas, EPIM,
<http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2008/CCA08/CCA08.pdf>
- [3] Ruben Chaer, Manual de Usuario de AnalisisSerial, 2014, Instituto de Ingeniería Eléctrica - FING - UDELAR, http://iie.fing.edu.uy/simsee/biblioteca/SimSEE_mu5_Analisisserial.pdf
- [4] Eliana Cornalino y Martin Draper, Análisis del Perfil Vertical de Viento en Uruguay, Setiembre de 2013, SIBER III. Montevideo,
- [5] Eliana Cornailno y Martin Draper, Planning the distribution of wind farms in Uruguay in order to optimize the operability of large amounts of wind power, Copenhagen, Abril de 2012, EWEC 2012,
- [6] Gonzalo Casaravilla, Ruben Chaer, Pablo Alfaro, SimSEE : Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica, 2008, Proyecto PDT 47/12.vTechnical Report 7, Universidad de la República (Uruguay). Facultad de Ingeniería. Instituto de Ingeniería Eléctrica,
<http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2008/CCA08a/CCA08a.pdf>
- [7] Ruben Chaer, Fundamentos de modelo CEGH de procesos estocásticos multivariados, 2013, SimSEE - Reporte técnico / IIE-FING-UDELAR., http://iie.fing.edu.uy/simsee/biblioteca/CEGH_Fundamentos.pdf
- [8] Eliana Cornalino, Daniel Larrosa, Ruben Chaer., Requerimiento de reserva rotante de los primeros 600 MW eólicos a integrar al Sistema Eléctrico del Uruguay, 2011, Revista de la Asociación de Ingenieros del Uruguay, Number 63, page 8--10,
- [9] Ruben Chaer, Gonzalo Casaravilla, Optimización genética aplicada a la planificación de inversiones de generación eléctrica, 2010, Encuentro de Potencia, Instrumentación y Medidas, EPIM 10. Montevideo, Uruguay,
<http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2010/CC10/CC10.pdf>
- [10] Eliana Cornalino, Ruben Chaer, Gonzalo Casaravilla, Planificación de las inversiones de generación en Uruguay. Costo, Riesgo

- y Soberanía, 2013, Proceedings of the 4th ELAEE, April 8-9, 2013 - Montevideo - Uruguay,
http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2013/CCC13/ELAEE2013p381_CORNALINO_CASARAVILLA_CHAER_PlanifSoberania.pdf
- [11] Hermes Chipp, Marcelo Prais, Alberto Sergio Kligerman, Maria Helena Teles de Azevedo, Luiz Augusto Lattari Barretto, Gonzalo Casaravilla, Ruben Chaer, Jorge Cabrera, Ana Casulo, Estabelecimento das condições para determinação dos benefícios da integração elétrica entre o Brasil e o Uruguai, 2012, Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, XII SEPOPE. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, page SP094, <http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2012/CPKABCCCC12/CPKABCCCC12.pdf>
- [12] Cornalino E., Coppes, E., Chaer R., Modeling and simulation of the electricity generation system of Uruguay in 2015 with high penetration of wind power, 2012, Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA), 2012 Sixth IEEE/PES. Digital Object Identifier: 10.1109/TDC-LA.2012.6319143, <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6319143>
- [13] Ruben Chaer, Enzo Coppes, M. Forets, A. Rondoni, R. Escuder, Implementación de módulo de flujo de cargas a la plataforma SimSEE y su aplicación al análisis de restricciones de operación del sistema uruguayo con alta penetración de energía eólica, 2013 - Montevideo - Uruguay, Proceedings of the 4th ELAEE, April 8-9,
- [14] Chaer et al., Mejoras al la Plataforma SimSEE, 2013, Proyecto AII-FSE2009-18,
http://iie.fing.edu.uy/simsee/biblioteca/anii_fse_2009_18/memoria_fse_2009_18_MejorasSimSEE.pdf
- [15] Ruben Chaer, Gonzalo Casaravilla, Optimización genética aplicada a la planificación de inversiones de generación eléctrica, Montevideo, Uruguay. - 2010, Encuentro de Potencia, Instrumentación y Medidas, EPIM,
<http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2010/CC10/CC10.pdf>

11. Bibliografía auxiliar a este trabajo.

[MSUv1] G. Abal, M. D'Angelo, J. Cataldo, A. Gutierrez, Memoria Técnica del Mapa Solar del Uruguay, Publicación de UCUR/UDELAR 2010. Disponible en <http://les.edu.uy>; Mapa Solar del Uruguay, G. Abal, M. D' Angelo, J. Cataldo, A. Gutierrez; Anales de la IV Conferencia Latinoamericana de Energía Solar (ISES), Cusco, Perú, 1-5 November 2010. disponible en <http://ursolar.org/wpcontent/uploads/2013/03/MSU-ISES-Cusco.pdf>

[Ab10] Estimación de la irradiación solar diaria promedio en Uruguay, G. Abal, M. D'Angelo, J. Cataldo, A. Gutierrez; Anales del 8o Encuentro de especialistas en Energía, Potencia, Instrumentación y Medidas (EPIM 2010), Montevideo, Uruguay, 26?27 November 2010.

[AS11] Global solar irradiation assesment in Uruguay using Tarpley?s model and GOES satellite images. R. Alonso Suárez, R. Siri, G. Abal, P. Musé; Proceedings of ISES Solar World Congress 2011. Vol. Resource Assessment, pag. 162 - 173, 2011. Disponible en línea en http://ursolar.org/wpcontent/uploads/2012/10/2011_SWC_tarpley.pdf

[SE12] Brightness-dependent Tarpley model for global solar radiation estimation using GOES satellite images: application to Uruguay. R. Alonso Suárez, G. Abal, R. Siri, P. Musé. Solar Energy 86, pag. 3205?3215, 2012. Disponible en <http://ursolar.org/wp-content/uploads/2012/10/trp-SE2012.pdf>

[AMT1] Año Meteorológico Típico para Energía Solar: Región Sudoeste del Uruguay. R. Alonso Suárez, M. D'Angelo, G. Abal. Anales del Encuentro Nacional de Energías Renovables (ENER), Centro de Conveniones del LATU, Montevideo,



Noviembre 2012. Disponible en http://ursolar.org/wpcontent/uploads/2012/10/AMT1_ZU_trabajo_ENER.pdf

[AS12] Distribución Espacial y Temporal de la Irradiación Solar en el Uruguay; R. Alonso Suárez, M. D'Angelo, G. Abal Proceedings del IV Congreso Brasileiro de Energia Solar y la V Conferencia Latino-Americana de ISES, San Pablo 2012. Disponible en http://ursolar.org/wpcontent/uploads/2012/10/2012_ISESCBES_distribucion_espacial_y_temporal.pdf

[AS13] Satellite-derived solar irradiation map for Uruguay, R. Alonso Suárez , G. Abal, P. Musé, R. Siri; Trabajo presentado en el ISES Solar World Congress, 3-7 Noviembre 2013, Cancún, Méjico; aceptado en Energy Procedia, Elsevier (2014).

[Cataldo_2009], Convenio Programa de Energía eólica. Convenio MIEM-UdeLaR. <http://www.energiaeolica.gub.uy/index.php?page=mapa-eolico-de-uruguay>

12. ANEXO- INFORMACION GENERAL UTE agosto 2011.

En este anexo es copia del capítulo "INFORMACION GENERAL DE UTE" del pliego de condiciones particulares de la licitación abreviada realiad por UTE en agosto de 2011.

El texto completo del pliego está disponible en el sitio web de UTE en la dirección:

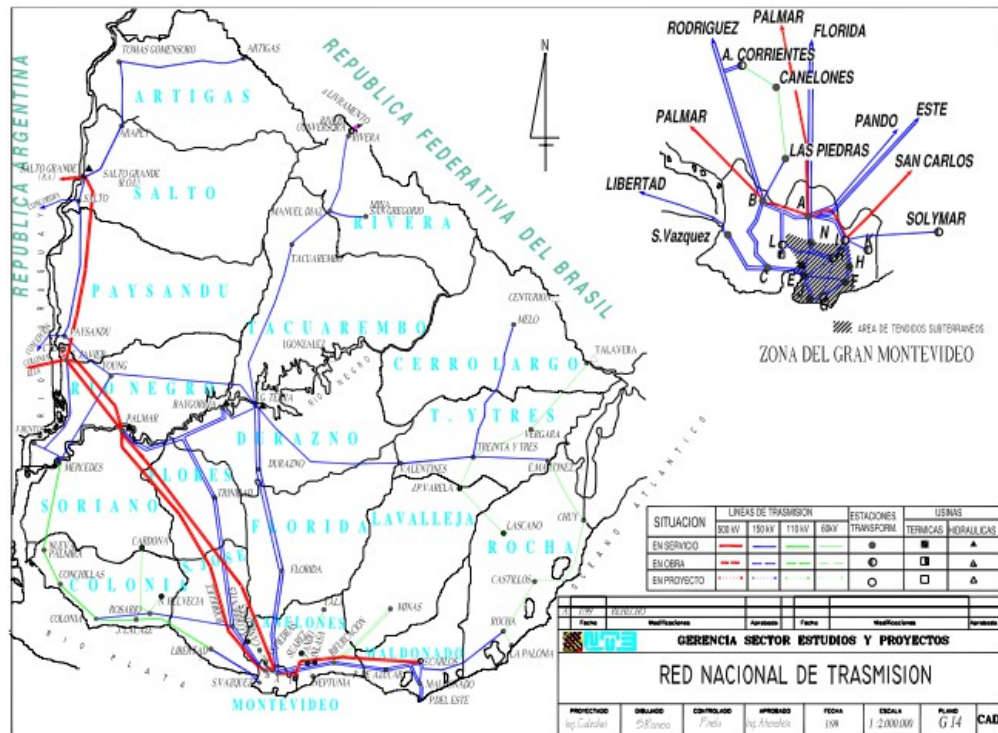
http://www.ute.com.uy/compras/asp_compras/SmartGrid/Parte%20I%20Smart%20Grid.docx

1.1 Mapa político

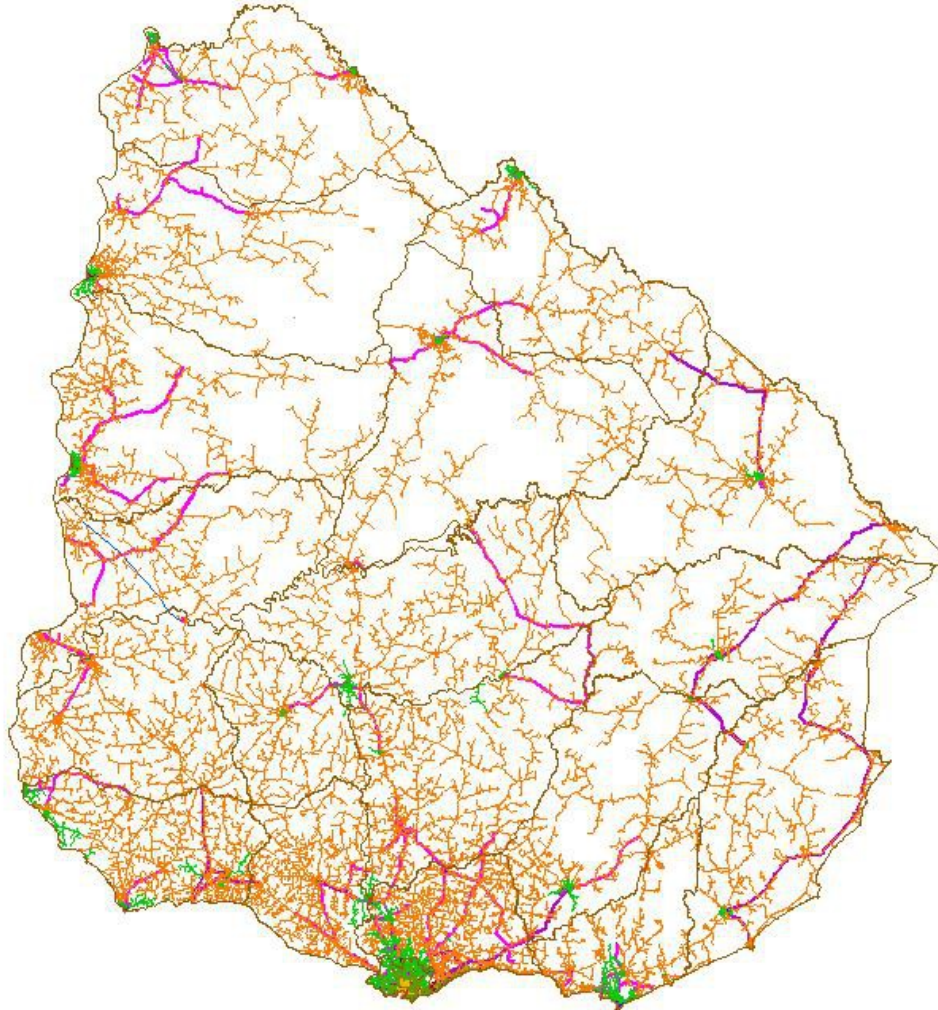
El Uruguay se extiende sobre 176.000 km². Tiene costas sobre el Río de la Plata y el Océano Atlántico y fronteras con Argentina y Brasil. Su población es de 3.400.000 habitantes y es eminentemente urbana. El País está dividido en 19 Departamentos, incluyendo el de Montevideo, cuya ciudad es además la capital del País con más de un millón de habitantes.



1.2 Mapa de la red eléctrica de Trasmisión



1.3 Mapa de la red eléctrica en 60, 30, 15 y 6 kV.



Mapa
con
las

principales zonas de generación eléctrica y localización de las principales cargas (cualitativa). Los principales centros de consumo se infieren del mapa anterior.

1.4 Análisis de la generación por combustible en un año específico con indicación de la tendencia esperada (tabulación)

Generación por combustible - Año 2010			
		% 2010	Tendencia
Convencional fósil	Oil	10	→
	Gas Natural		↖
	Carbón		?
	Biomasa no renovable		?
Nuclear	Nuclear		?
Renovables	Hydro	84	→
	Eólico	1	↖
	Biomasa	5	↖

La hidrología hace variar fuertemente los porcentajes de generación por combustible. En año de hidrología normal el porcentaje de origen térmico no pasa de 10% (incluyendo las importaciones). Se espera en el corto plazo la introducción de energía eólica y biomasa en mayores proporciones que las actuales (previsión de 500 MW sobre una demanda pico de 1600MW). En la tabla se han considerado las importaciones como si fueran de origen térmico (peor caso).

1.5 Listado y características de los actores principales de sistema eléctrico:

1.5.1 Generación: según geografía, capacidad y combustible

a. Centrales hidráulicas:

- UTE
 - Terra 152 MW sobre Río Negro
 - Baygorria 108 MW sobre Río Negro
 - Constitución 333 MW sobre Río Negro
- Comisión Técnico Mixta de Salto Grande
 - Salto Grande 50 % de 1890 MW sobre Río Uruguay

b. Centrales Térmicas:

- UTE
 - Batlle quinta 80 MW (Vapor, Fuel oil)
 - Batlle sexta 125 MW (Vapor, Fuel oil)

- Batlle motores 80 MW (Motores, Fuel oil)
- Punta del Tigre 4x106 MW (Turbinas Gasoil)
- Tablada 2x100 MW (Turbinas Gasoil)
- AA 20 MW (Turbina Gasoil)
- Grupos Diesel 2 MW (Gasoil)

o Privados

- Weyerhaeuser Productos 12 MW (Biomasa)
- Fenirol 10 MW (Bio-
masa)
- Las Rosas 1,2 MW (Bio-
gás)
- Zenda 3,2 MW
(Gas natural)
- Bioener 12 MW (Bio-
masa)
- UPM 30 MW
(Biomasa)
- Galofer 14 MW (Bio-
masa)
- Liderdat 5 MW
(Biomasa)
- Alur 10MW
(Biomasa)

c. Eólico

o UTE

- Sierra de los Caracoles 20 MW
- Parque Vacaciones 0,15 MW

o Privados

- Agroland 0,25 MW
- Nuevo Manantial 1 9 MW
- Nuevo Manantial 2 4 MW
- Kentilux 10 MW

1.5.2 Trasmisión: geografía, niveles de voltaje, longitud de las líneas, potencia instalada, subestaciones;

a. Líneas

- o 60 kV 97 km
- o 150 kV 3556 km
- o 230 kV 11 km
- o 500 kV 771 km

b. Estaciones

- o 60 kV, 1 estación con una potencia total de 30 MVA.

- o 150 kV, 49 estaciones con una potencia total de 2900 MVA
- o 230 kV, 1 estación convertidora de frecuencia 50/60Hz con Brasil de 70 MW.
- o 500 kV, 6 estaciones con una potencia total de 1800 MVA.

c. Gestión de la Red

La red de Trasmisión se supervisa y opera a través de un Centro de Control Principal (Despacho Nacional de Carga) ubicado en Montevideo y 5Centros de Atención Zonal (CAZ) ubicados en Montevideo, Salto, Maldonado, San José y Treinta y Tres. Todos estos centros se encuentran comunicados vía ICCP. Desde el DNC se coordina el despacho de generación y se maniobra básicamente la red de 500 kV y anillo de 150 kV en Montevideo, el resto de la red es operado desde los CAZ. Desde DNC se dispone de una supervisión global de la red tanto a nivel de generación como de transmisión.

1.5.3 Distribución: geografía, nivel de voltaje, clientes, longitud de las líneas (aéreas y subterráneas), gestión del network;

a. Líneas

- o 60 y 30 kV 4100 km (Montevideo 518 km e Interior 3582 km)
- o 15 y 6 kV 42441 km (Montevideo 2139 km e Interior 40302 km)
- o 230 y 400 V 24935 km (Montevideo 6609 km e Interior 18326 km)

b. Estaciones y subestaciones

- o Estaciones MT/MT 279 estaciones
- o Centros de transformación MT/BT 41439 subestaciones

c. Gestión de la Red

Todos los estudios de Distribución son objeto de estudios de factibilidad según la metodología de Costo - Beneficio, estudio de impacto ambiental y de Seguridad.

La red se opera centralmente a través de 5 Centros de Maniobra de Distribución (CMD) regionales.

Las llamadas de los clientes se reciben en un único call-center a nivel nacional (TELEGESTIONES).

Existe un Sistema Integrado de Operación (SIO) que da soporte al proceso "Resolución de Incidencias de la Red de Distribución".

El 75% de los Clientes se alimentan de estaciones de Media Tensión telecontroladas.

Todas las intervenciones en la Red de Baja Tensión son originadas por las llamadas de los Clientes mientras el 25% de las intervenciones en Media Tensión se originan por este mecanismo.

No se han utilizado aún medidores capaces de detectar y transmitir la ausencia de tensión a nivel del Cliente.

1.5.4 Usuarios: número, consumo y perfiles de carga por cada uno de los sectores residencial, comercial, industrial y otros:

Energía Vendida AÑO 2010	Canti- dad GWh	%	Clientes
Grandes consumidores	2.205	29%	430
Medianos consumidores	1.305	17%	12.050
Residenciales	3.090	41%	1.181.643
General *	710	9%	102.075
Varios	299	4%	10.648
Total	7.609	100%	1.306.846

	Energía Vendida		Clientes	
	GWh	%	Cantidad	%
Montevideo	3.450	45%	517	40%
Interior	4.159	55%	790	60%
Total	7.609	100%	1.307	100%

* General: usuarios comerciales mayoritariamente

1.5.5 Reguladores e instituciones.

- a. URSEA,
- b. ADME
- c. MIEM

Por información adicional ver "Memoria anual 2008" y "UTE en cifras 2008" en las siguientes direcciones:

http://www.ute.com.uy/info_institucional/memoria/Memoria_2008.pdf

http://www.ute.com.uy/info_institucional/docs/UTEenCifras_2008_Web.pdf

1.5.6 Objetivos de la Política Energética

La empresa eléctrica ha definido en su visión (Finalidad de UTE SIGLO XXI): "Trabajar para que el servicio eléctrico, en un marco de sustentabilidad económica, social y ambiental, pueda llegar a todos los hoga-

res y actividades del País, en forma confiable, con un nivel de calidad que satisfaga a nuestra Sociedad y al menor precio posible...”.

1.5.7 Acceso a la Electricidad

La electrificación actual es mayor al 98%. Existe un Plan de Electrificación Rural con el fin de asegurar un 100% de electrificación en el 2015.

1.5.8 Tendencia de la cantidad y duración de las interrupciones de suministros en los últimos 10 años.

La cantidad y duración de las interrupciones del suministro de energía eléctrica han seguido una tendencia decreciente en los 10 últimos años. Según la encuesta anual de la CIER sobre satisfacción del cliente indica una percepción de muy buena calidad del servicio (90% satisfecho o muy satisfecho).

1.5.9 Disponibilidad del sistema y evolución de los indicadores.

El SAIDI² y SAIFI han tenido una tendencia decreciente desde que se ha iniciado su medición (año 1992). En el 2010 el SAIDI nivel País (incluyendo la Red de BT) fue de 10h y el SAIFI 5,2. Ambos indicadores están calculados respecto al cliente. Existe un Reglamento de Calidad de Servicio que prevé penalizaciones por no cumplimiento de las metas allí planteadas,

1.6 Nivel de modernidad de la red.

1.6.1 Transmisión

Existe un conjunto de proyectos que actualmente están en desarrollo:

2

Las fórmulas son las siguientes: $SAIDI = T_c = \sum t_i \cdot c_i / C_{Tot} \cdot Y$

$SAIFI = F_c = \sum c_i / C_{tot}$

$i = 1, n$
 $i = 1, n$

Donde:

t_i es el tiempo de la interrupción i

c_i es la cantidad de clientes afectados por la interrupción i

C_{tot} es la cantidad total de los clientes del universo considerado

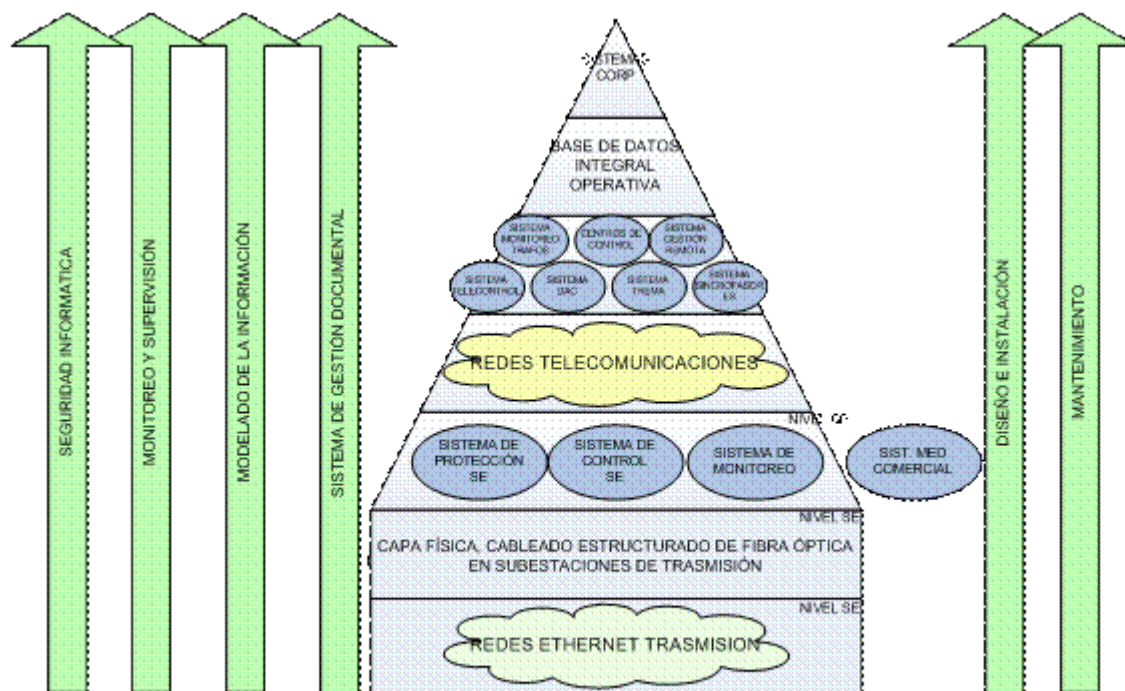
n es la cantidad de interrupciones ocurridas, durante el periodo de tiempo considerado, en la zona bajo estudio.

- Proyecto "Sistema DAC-DAF" (en ejecución) Implica la renovación del sistema de interdisparo actual, implantando un sistema inteligente y flexible que sea capaz de contemplar las futuras ampliaciones en la red.
- Proyecto "Almacenamiento de la información operativa generada en una base de datos integral" cuyo objetivo es integrar la información generada en planta por los diferentes sistemas existentes y a instalar.
- Proyecto de instalación de sistema de sincrofasores (adjudicado y próximo a instalarse).
- Desarrollo de las redes Ethernet a nivel de SE de Trasmisión. (cableado estructurado de fibra, switches, firewalls, etc.).
- Proyecto de implantación de un sistema de sincronización horaria para toda la red de Trasmisión (en ejecución).

Complementariamente existe un conjunto de sistemas operativos en la actualidad que por su fuerte contenido tecnológico, están sometidos a una modernización continua. Entre estos se pueden mencionar:

- Sistema de control y protección en SE. Existen diferentes grados de modernización. Desde el año 2009 se ha definido el uso de la norma IEC 61850 para la comunicación entre dispositivos inteligentes.
- Sistema de telecontrol. Las subestaciones de trasmisión se encuentran telecontroladas.
- Sistema Trema a través del cual es posible recopilar los registros de eventos generados a nivel de las subestaciones de la red eléctrica, detección de ubicación de los cortocircuitos, etc.
- Sistema de gestión remota de dispositivos de protección y control a través del cual es posible gestionar centralizadamente los dispositivos inteligentes instalados en las diferentes subestaciones en todo el territorio del país para lo cual la empresa cuenta con una infraestructura de comunicación WLAN que alcanza el 100% de las subestaciones de trasmisión.

En la actualidad se está trabajando en la creación de un ámbito para la coordinación de toda esta temática con la finalidad de fortalecer y alinear estas actividades. Se introduce entonces el concepto de Red de Servicio como una red auxiliar a la red de equipos de potencia que dan soporte a la red eléctrica y permite la gestión alineada de todos los proyectos y sistemas anteriores.



Dada su importancia, el Área Trasmisión está en proceso de formulación de este proyecto macro dentro del cual se visualizan funciones transversales que cruzan a todos los proyectos y actividades antes mencionadas, necesarias para una correcta gestión integral como ser:

- Sistema de gestión documental.
- Modelado de la información.
- Monitoreo y supervisión de la red de servicio.
- Seguridad informática

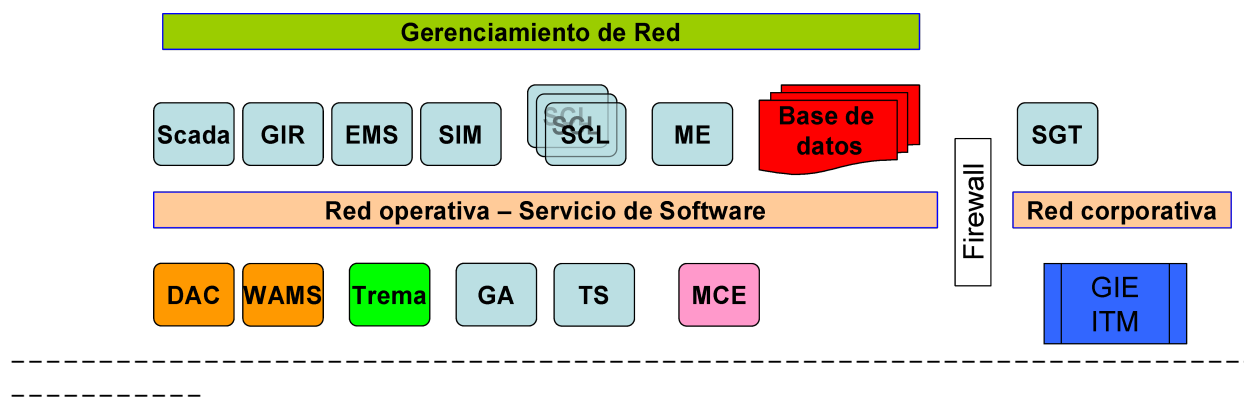
Dentro de este marco se plantea como estrategia para la gestión integral de la información la utilización de protocolos de comunicación común, que permitan el intercambio entre las distintas aplicaciones y distintas empresas si fuera necesario.

Es así que, a raíz de análisis realizados a nivel del Área, se tomó la definición de utilizar las normas CIM (Common Information-Model) como base de la smartgrid para el modelado del negocio del sistema eléctrico (modelos adoptados por la IEC en las normas 61970 y 61968) y la norma IEC 61850.

De esta forma se pretende entonces proveer a la empresa de un vocabulario común usado para definir:

- Interfaces para la integración de servicios y aplicaciones.

- Estructuras de datos internas a las aplicaciones.
- Esquemas para las bases de datos.
- Estructuras de mensajes para el intercambio de información entre aplicaciones.



1.6.2 Distribución

La red eléctrica de Distribución está diseñada según las normas internacionales vigentes. Los procesos de ingeniería de diseño y control de calidad de materiales están certificados según la norma ISO9000:2008.

a. Instalaciones Telecontroladas

- o 5 Centros de Control con sistemas SCADA.
- o 240 Estaciones MT/MT
- o 340 Centros MT/BT y puntos de maniobra de redes MT.
- o 8 Estaciones AT/MT fronteras con Transmisión.

b. Se está desarrollando un Plan para:

- o Completar el Telecontrol del 100% de todas las estaciones de MT/MT.
- o Telecontrolar en 4 años 1000 puntos intermedios de maniobras de la Red.
- o Telecontrolar 60 detectores de pasos de falla en líneas aéreas de MT.

c. Automatización

Se ha iniciado la instalación de 3 sistemas de auto reconfiguración automática de la Red (selfhealing).

d. Regulación automática de tensión:

Se ha iniciado la instalación de 2 sistemas de regulación remota y regulación automática local de la tensión, mediante reguladores en carga de transformadores MT/MT utilizando RTUs inteligentes.

Se utilizan conceptos similares a los descriptos para estos sistemas en transmisión.

1.7 Investigación y Desarrollo

La empresa eléctrica UTE promueve y realiza Investigación y Desarrollo sobre ciertos aspectos vinculados a su actividad en conjunto con la industria privada y la Universidad (ejemplos: desarrollo de sistemas SCADA y unidades terminales remotas - RTUs).

1.8 Introducción de fuentes de energía renovables.

"En los planes de mediano plazo se prevé la introducción de hasta 300 MW eólicos y 200MW de biomasa. Estos volúmenes aparejarán algunas limitantes a nivel de la arquitectura de las Redes de Transmisión y Distribución ya que no se están tomando en cuenta en el estudio de contingencia N-1.

1.9 Políticas para la gestión de la carga.

En los 10 últimos años se han promovido: Tarifas multihorario, electrodomésticos eficientes. Plan de sustitución de lámparas por las de bajo consumo.

1.10 Involucramiento de los clientes en la respuesta a la demanda.

Se da una señal de precio a través de la Tarifa multihorario. Se incentiva el uso de "timers" para desconectar electrodomésticos en horas punta y se promueven electrodomésticos eficientes (bomba de calor) o de acumulación de calor.

1.11 Impacto de la micro generación en las redes

Desde el 1 de junio de 2010, existe un Decreto del Poder Ejecutivo que habilita la instalación de micro generación en la red de baja tensión. No se permite la generación en isla. El kWh se paga al mismo costo de la tarifa que tiene el cliente que incorporó micro-generación.

Ya está elaborada la reglamentación respectiva, así como la normativa específica a cumplir, establecida por UTE. Los GD existentes cumplen requisitos definidos por UTE.

1.12 Uso de Medición a Distancia y Medidores Inteligentes.

Actualmente la medición a distancia (o telemedición) en el Uruguay y en UTE en particular, está focalizada en los clientes más importantes, que si bien, en un número reducido (aprox. unos 400 clientes), representan el 30 % de la energía facturada. Asimismo se utiliza en estaciones y radiales, a efectos de realizar el balance de

energía de la red de UTE y de Distribución, y también en determinadas subestaciones como apoyo en la identificación de zonas de alto nivel de pérdidas de energía. También se ha implementado en lugares de muy difícil acceso, básicamente para reducir los costos de lectura del medidor.

Se utiliza la telemedición para recoger diariamente en un Centro Recolector la energía horaria generada por los generadores privados que se han incorporado al Sistema Nacional, y pasar esta información a la Administración del Mercado Eléctrico (ADME).

La difusión de los contadores electrónicos se ha generalizado. Actualmente la empresa compra únicamente medidores electrónicos, para todas las tarifas, pero aún coexisten medidores electromecánicos (fundamentalmente los monofásicos).

1.13 Telecomunicaciones

La empresa eléctrica cuenta con una infraestructura propia de más 1500 km de fibra óptica que cubre el sur y el centro del País (la zona más poblada) e incluye algunos tendidos aislados en capitales departamentales. Esta estructura soporta un sistema TDM y una red IP. Esta red se extiende mediante enlaces de radio y para los puntos que están fuera de esta cobertura se utilizan servicios contratados a la empresa telefónica.

La red IP está separada lógicamente en dos redes:

Red Operativa, con calidad de servicio, para transportar datos de telecontrol, telemedida, voz, video, gestión de dispositivos

Red Corporativa, con priorización de aplicaciones, para los sistemas informáticos corporativos de la empresa

Los enlaces de radio para telecontrol de Distribución utilizan la banda de 900 MHz, modulación de espectro expandido con FH (FrequencyHopping) y el ancho de banda es de 1 Mbps.

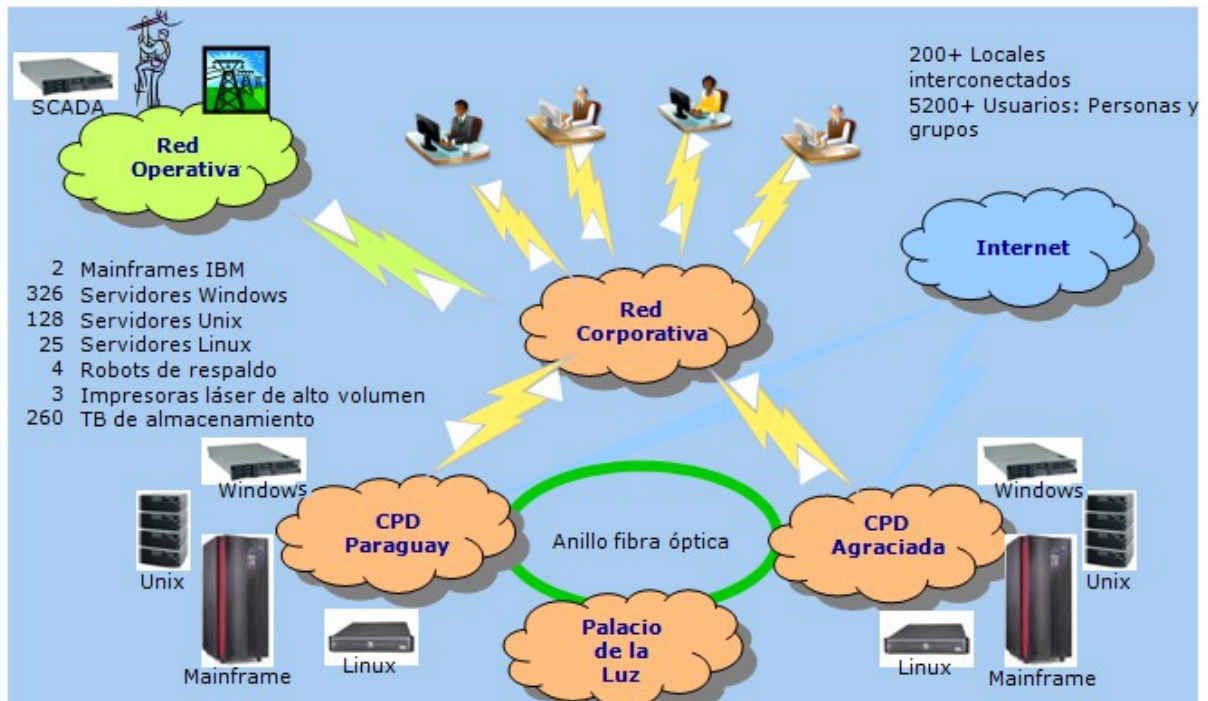
Adicionalmente las estaciones de Trasmisión se interconectan mediante enlaces de onda portadora sobre las líneas de alta tensión, los que se utilizan, al igual que la red TDM, principalmente para transmitir teleprotecciones y ofrecer una segunda vía al telecontrol.

Otro soporte muy utilizado es el basado en la red de telefonía celular (GPRS/3G). Por este medio se conectan más de un millar de dispositivos, entre telecontrol y telemedida.

Se está trabajando en la implementación de MPLS para separar los servicios de los diferentes clientes internos y en una Red Industrial independiente que sea capaz de transportar los protocolos IEEE 1588v2 y IEC 61850 entre las estaciones interconectadas por fibra óptica.

1.14 Tecnología de Información y Aplicaciones

En cuanto a las tecnologías de Información, UTE cuenta con una red corporativa que integra 5200 puestos de trabajo distribuidos en todo el país.



A través de ella están accesibles, según su criticidad con disponibilidad 7x24, aplicaciones de apoyo a los procesos operativos y de toma de decisiones de UTE. Facilitan la gestión de todos los procesos de la empresa: gestión de recursos económicos, materiales y de las personas, de generación, de la transmisión, distribución y comerciales.

La principal característica de las aplicaciones es la integración. La información se registra lo más cerca del lugar donde se genera y repercute en todas las aplicaciones que corresponda (unicidad del dato).

Las aplicaciones corporativas que apoyan la gestión de los procesos operativos se integran en tiempo real con los SCADAs dispuestos en la red eléctrica.

1.15 Necesidades y oportunidades identificadas para introducir las smartgrids en las redes de Distribución.

En el corto plazo las necesidades identificadas son:

1.15.1 En Distribución

a. Calidad de Servicio

Posibles mejoras que introducen el uso de Smart Grids.

b. Generación Distribuida: Redes MT y BT

Generación en isla, automatismos, tele protecciones.

c. Pérdidas Técnicas

Lograr disminuir las pérdidas técnicas.

d. Telecomunicaciones

Conocer las tendencias mundiales para invertir en ellas.

e. Gestión de la Demanda

Posible implementación de soluciones que regulen la demanda.

f. Energía Eólica

Almacén virtual de energía, gestión de la demanda en tiempo real
acumulación de energía.

1.15.2 En Transmisión:

- a. Modelado de la información de planta.
Desarrollo del modelado de datos según las normas CIM (CommonInformationModel) como base para el modelado del negocio del sistema eléctrico (modelos adoptados por la IEC en las normas 61970 y 61968) y la norma IEC 61850
- b. Generación Distribuida: Redes AT.
Generación en isla, automatismos, teleprotección.
- c. Desarrollo de una base de datos integral. Información generada en planta (información operativa).
- d. Desarrollo de un sistema playback para el análisis de perturbaciones en la red.
- e. Desarrollo de un sistema integral de monitoreo de la red de servicio.
- f. Sincrofasores.
- g. Implantación de un sistema de sincronización horaria único para el sistema eléctrico interconectado.

1.15.3 En Comercial

- a. Pérdidas NO Técnicas
Continuar disminuyendo las pérdidas no técnicas de energía mediante detección y/o prevención. Poder disponer de mayor información a través de balances de energía que indiquen y permitan controlar la evolución de las pérdidas de energía a nivel de subestaciones. Tener alarmas ante intento de manipulación del medidor, etc.
- b. Cortes y Reconexiones a Distancia. Mejora de la lectura.
Lograr disminuir costos en cortes y reconexiones y mejorar tiempo de respuesta. Disminuir anomalías de lectura, evitando reclamaciones por lecturas erróneas, disminuir lecturas estimadas.
- c. Tarifas que estimulen consumo eficiente y disminuyan la morosidad
Lograr bajar la morosidad, las órdenes de corte por impago y eventual "salida del sistema" del cliente con problemas de pago.
Lograr estimular el consumo eficiente de energía mediante tarifas dinámicas.
- d. Conocimiento de la curva de carga del cliente y gestión de la demanda

Tener información de la naturaleza del consumo del cliente para asesorarlo e incluso evitar inspecciones en sitio reduciendo así gastos operativos.
Permitir acuerdos particulares que habiliten una gestión de su demanda.