
RESERVA ADICIONAL NECESARIA EN EL SADI DEBIDO A LA PRESENCIA DE GENERACIÓN EÓLICA.

Mario Beroqui*
IITREE-FI-UNLP
Argentina

María Beatriz Barbieri
IITREE-FI-UNLP
Argentina

Patricia Liliana Arnera
IITREE-FI-UNLP
Argentina

Roberto D. Molina Mylius
CAMMESA
Argentina

Resumen – Uno de los principales desafíos técnicos para la conexión de generación eólica en gran escala a sistemas interconectados se relaciona con la variabilidad de la velocidad del viento que aumenta los requerimientos de reservas de potencia en el sistema.

El objeto del presente trabajo consiste en realizar estimaciones de la reserva adicional que debe disponerse en el SADI (Sistema Argentino de Interconexión) a partir de la presencia de generación eólica, a fin de preservar la calidad y seguridad del servicio.

Para ello se siguen los lineamientos generales establecidos para la determinación de la reserva necesaria para regulación primaria de frecuencia (RPF) en el SADI, a partir de la caracterización estadística de las variaciones de la demanda.

A partir de los datos estadísticos que caracterizan la variabilidad de la carga del SADI, y datos estadísticos que describen la variabilidad de la potencia eólica, se estiman los parámetros que describen la variabilidad de una carga equivalente que incluye el efecto de las variaciones de la carga propiamente dicha y de la generación eólica.

A los efectos de evaluar la necesidad de reservas para regulación primaria de frecuencia (RPF) o para regulación secundaria de frecuencia (RSF), se discriminan los parámetros estadísticos que caracterizan las variaciones rápidas y las lentas.

Para distintas ubicaciones geográficas y distintos tamaños de las granjas, se evalúan las necesidades resultantes de reserva adicional tanto para la RPF como para la RSF.

Palabras clave: Generación Eólica – Reserva Primaria – Reserva Secundaria

1 INTRODUCCIÓN

La generación eléctrica a partir de energía eólica en la Argentina está comenzando a ser una posibilidad concreta, para un futuro cercano existen numerosos proyectos de conexión de granjas eólicas al sistema interconectado.

Uno de los aspectos a considerar en la conexión de generación eólica a sistemas interconectados está relacionado con la particular variabilidad de la potencia del recurso que aumenta los requerimientos de reserva en el sistema.

En la Fig. 1 se presenta un Parque eólico, cuya potencia nominal es P_{gemx} que entrega a la red una potencia $P_{ge}(t)$. Esta potencia varía de acuerdo a la velocidad del viento, pudiendo alcanzar como máximo P_{gemx} y como mínimo 0, presentando a su vez una potencia media P_{gemed} .

Esta generación “variable”, puede ser representada, como se indica en la Fig. 1 por una generación convencional que entrega una potencia constante $P_g(t) = P_{gemx}$ y una carga convencional cuya demanda resulta $P_c(t) = P_{gemx} - P_{ge}(t)$. La potencia de esta carga tiene una media de $P_{cmed} = P_{gemx} - P_{gemed}$, y sus valores instantáneos varían entre 0 y P_{gemx} .

Al ser convencionales tanto la generación como la carga equivalentes, se le pueden aplicar los mismos criterios que a las del resto del sistema.

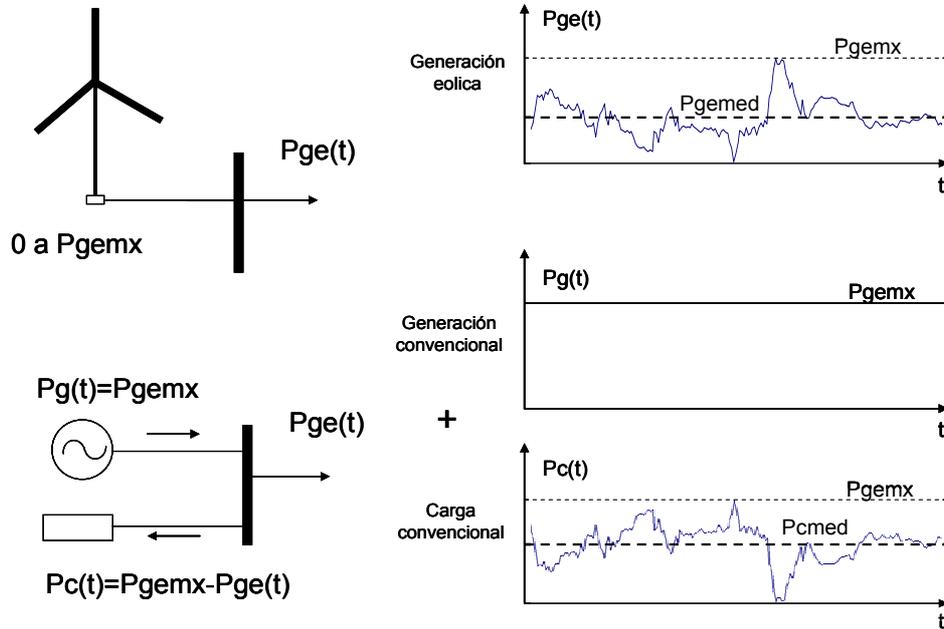


Fig. 1: Generación y carga equivalentes a la generación eólica

Como ejemplo en la Fig. 2a se plantea un sistema sin generación eólica cuya potencia despachada (P_d) y demanda (P_{cmed}) es de 10000 MW con una variabilidad descrita por una desviación estándar de $\sigma_c=230$ MW y cuya generación posee una reserva de 300 MW (R).

Al sistema anterior se le incorpora una generación eólica cuya potencia instalada es de 60 MW, que produce una potencia media de 24 MW y tiene una variabilidad dada por $\sigma_e=29.4$ MW.

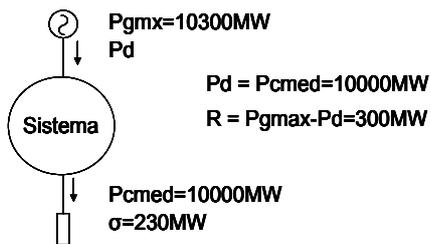


Fig 2a

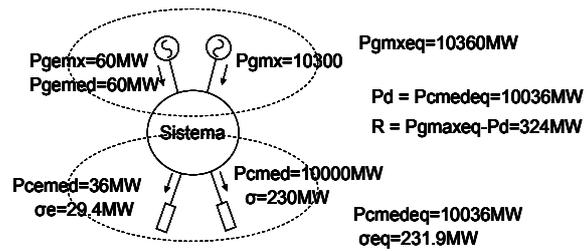


Fig 2b

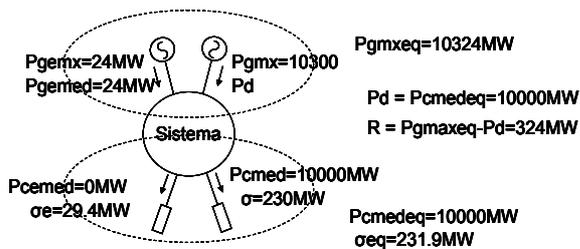


Fig 2c

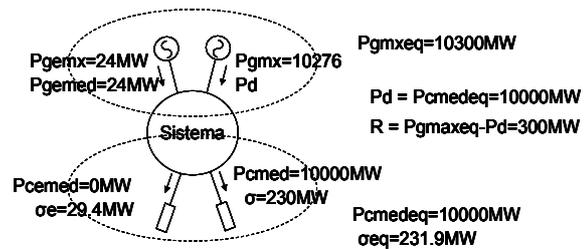


Fig 2d

Fig. 2: Generación y carga equivalentes a la generación eólica

En la Fig. 2b se representa la generación eólica como una generación constante de 60 MW y una carga adicional media de 36 MW, con una variabilidad $\sigma_e = 29.4$ MW. Resultando una generación máxima equivalente de $P_{gmxeq} = 10360$ MW, con una carga equivalente de $P_{cmedeq} = 10036$ MW y variabilidad $\sigma_{eq} = 231.9$ MW, con lo cual la reserva es $R=342$ MW.

Mientras que en la Fig. 2c se representa la misma generación eólica como una generación constante de 24 MW y una demanda de media nula pero de variabilidad σ_e , en este caso se tiene la misma carga media que el sistema de Fig. 2a pero más variable y una mayor reserva (324 MW).

En el sistema de la Fig. 2d se considera la misma demanda de la Fig. 2c, tanto en valor medio como en variabilidad, pero se ha reducido la reserva de potencia, de modo tal que resulte igual a la original de $R = 300$ MW.

Comparando el escenario original (Fig. 2a) con este último (Fig. 2d), puede verse que el efecto de la generación eólica en el sistema, para una misma generación y demanda media total, introduce una mayor variabilidad de la carga equivalente, con $\sigma_{eq}=231.9$ MW en lugar del $\sigma_e=230$ MW del escenario base.

2 CÁLCULO DE RESERVA EN EL SADI

2.1 Reserva primaria y secundaria

Dada la variabilidad de la carga, descrita por su desviación estándar, puede calcularse para un sistema eléctrico la reserva de generación necesaria para alcanzar un nivel mínimo de confiabilidad o calidad de servicio, como lo es la relación entre la Energía No Suministrada y la Energía Suministrada (ENS/ES). En el Apéndice 1 se indican las relaciones entre la desviación estándar (σ) que caracteriza la variabilidad de la carga, la reserva y la ENS.

La regulación primaria de frecuencia debe compensar las variaciones más rápidas del desbalance entre la carga y la generación. Se considera que compensar las variaciones con respecto al promedio horario, es responsabilidad de la regulación primaria y debe dotársela de suficiente reserva para cumplir con ese fin.

Para el cálculo de la reserva primaria se considera que la variación de la carga a compensar corresponde a las variaciones rápidas con respecto al promedio horario, siendo el valor estimado para el SADI [1] de $\sigma_c h = 1.77\% = 177$ MW para un valle de 10000 MW.

La regulación secundaria debe compensar las variaciones más lentas del desbalance entre la carga y la generación despachada, las cuales se reflejan en el valor medio de la frecuencia. Se considera que compensar las variaciones de los promedios de 10 a 15 minutos, es responsabilidad de la regulación secundaria y debe dotársela de suficiente reserva para cumplir con ese fin.

Para el cálculo de la reserva secundaria se considera que la variación de la carga está dada sólo por las variaciones de los promedios de 10 minutos. El valor estimado para el SADI [1] resulta de $\sigma_c t / 10min = 3.42\% = 342$ MW para un valle de 10000 MW.

En la Fig. 3 se presentan dos curvas de la relación ENS/ES en función de la reserva de generación, obtenidas considerando las variabilidades de la demanda antedichas ($\sigma_c h$ y $\sigma_c t / 10min$) y suponiendo que ambas presentan una distribución gaussiana.

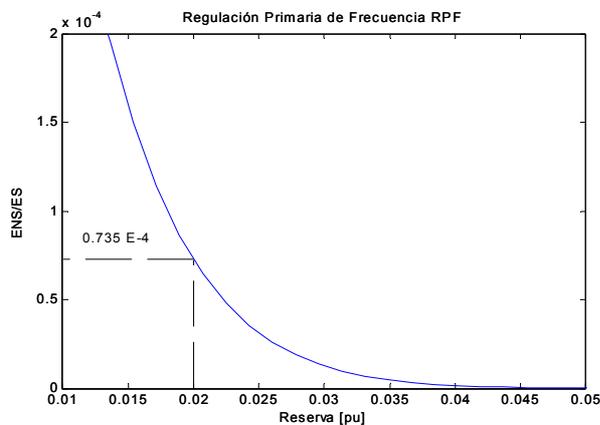
El valor típico considerado en sistemas eléctricos, como aceptable para la relación ENS/ES es de 10^{-4} . Este valor significa que, se estima no abastecer sólo la energía media demandada durante 53 min en un año (8760 hs), debido a apartamientos excesivos del valor de la frecuencia.

Fijado un valor aceptable para la relación ENS/ES y conocida la variabilidad de la carga a través de su desviación estándar σ , es posible determinar la reserva necesaria. La relación ENS/ES resulta alrededor de 10^{-4} , para un 2% de reserva primaria y un 6% de reserva secundaria, estos valores de reserva se aproximan a los normalmente programados en el SADI.

Regulación Primaria de Frecuencia RPF

$$\sigma h = 177 \text{ MW}$$

$$\text{ENS/ES} = 0.734 \cdot 10^{-4}$$

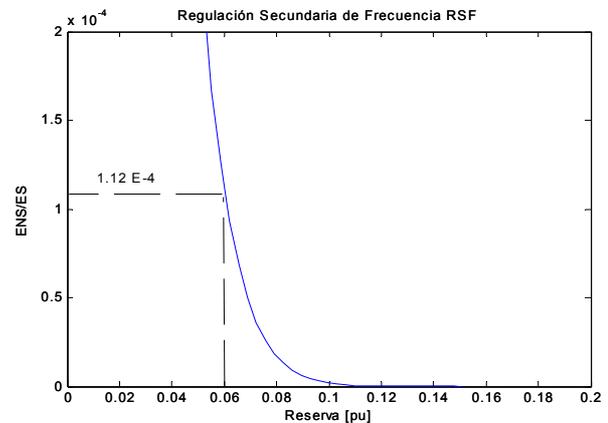


Resulta $r = 2\%$
(200 MW en el valle)

Regulación Secundaria de Frecuencia RSF

$$\sigma t/10\text{min} = 342 \text{ MW}$$

$$\text{ENS/ES} = 1.12 \cdot 10^{-4}$$



Resulta $r = 6\%$
(600 MW en el valle)

Fig. 3: Cálculo de reservas primaria y secundaria en el SADI

2.2 Reserva adicional por generación eólica

Como se indicó anteriormente la presencia de la generación eólica puede interpretarse como un incremento de la variabilidad de la carga. Para el cálculo de las reservas primaria y secundaria necesarias en presencia de generación eólica se considera que las variaciones de la carga y de la generación eólica son independientes entre sí, resultando:

$$\sigma_{\text{eq}} h^2 = \sigma_c h^2 + \sigma_e h^2 \quad (\text{primaria}) \quad \sigma_{\text{eq}} t/10\text{min}^2 = \sigma_c t/10\text{min}^2 + \sigma_e t/10\text{min}^2 \quad (\text{secundaria})$$

Con estos valores de desviaciones equivalentes se calculan las reservas necesarias para mantener la misma relación ENS/ES. A mayor variabilidad de la carga equivalente se requiere mayores valores de reserva, este aumento es la reserva adicional debido a la presencia de generación eólica.

3 EJEMPLO DE CÁLCULO DE LA RESERVA ADICIONAL POR GENERACIÓN EÓLICA

Se considera un posible escenario futuro del SADI considerando 27 proyectos de granjas eólicas de hasta 50 MW cada una, que totalizan una potencia a instalar de 1182 MW y otro proyecto eólico de 200 MW que lleva el total de potencia eólica a instalar a 1382 MW.

Se realizó un análisis de los requerimientos de reservas primaria y secundaria adicionales y la proporción en que cada parque, según su nodo de conexión al SADI, participa de las reservas adicionales necesarias.

3.1 Reserva para regulación primaria

Para las variaciones rápidas de la potencia eólica de cada parque eólico, consistentes en las variaciones respecto de la media horaria, se consideró que son totalmente independientes, es decir no están correlacionadas, para parques eólicos que se encuentren separados más de 10 a 20 km de distancia entre sí [2],[3]. De acuerdo a esto, y en función del nodo de conexión al SADI, las 28 granjas se reagruparon en 15 grupos eólicos equivalentes nodales, para los cuales se consideran sus variaciones rápidas de potencia no correlacionadas.

Para cada grupo eólico equivalente nodal se considera una variación porcentual de las variaciones rápidas de potencia caracterizada por una desviación estándar de $\sigma_e h = 13\%$, tomando como referencia la potencia instalada de cada grupo, este valor fue obtenido como típico de varias mediciones realizadas. Las variaciones rápidas de potencia eólica conjunta de los 15 grupos resulta de $\sigma_e h = 4.12\%$, siendo bastante menor que las variaciones individuales ya que se combinan en forma cuadrática. Expresada en potencia esta desviación estándar resulta $\sigma_e h = 57 \text{ MW}$.

La variación rápida de la carga, considerando un valle de aproximadamente 10000 MW de demanda, se estima en $\sigma_{ch} = 177$ MW. Sin generación eólica, con un 2% de reserva (200 MW), se obtiene una relación ENS/ES del orden de 10^{-4} ($0.735 \cdot 10^{-4}$).

Considerando que las variaciones rápidas de la carga y de la generación eólica no están correlacionadas, se obtiene la variación del conjunto carga más generación eólica, sumándolas en forma cuadrática, resultando $\sigma_{c+e}h = 186$ MW. Con esta desviación estándar, se obtiene la misma relación ENS/ES si la reserva es de 2.23% en lugar del 2% del caso sin generación eólica.

De esta forma la reserva rápida necesaria adicional por la presencia de la generación eólica, para un valle de 10000 MW resulta de 23 MW.

3.2 Reserva para regulación secundaria

Se estima que en la operación diaria se tendrá un muy buen pronóstico del recurso eólico cada seis horas y, en consecuencia, de la generación eólica disponible, por ello las variaciones lentas de la potencia eólica a considerar para la regulación secundaria son las variaciones de los promedios de 10 minutos respecto de la potencia eólica media de 6 horas $\sigma_e 6h/10min$.

Para parques eólicos distanciados más de 100 a 200 km de distancia entre sí ([2],[3]), se consideró que sus variaciones de potencia promedio de 10 minutos son totalmente independientes, es decir no están correlacionadas. De acuerdo a esto las 28 granjas se reagruparon en 7 grupos equivalentes zonales para los cuales se consideran sus variaciones lentas no correlacionadas.

Para cada grupo equivalente zonal se considera una variación porcentual de las variaciones de potencia lentas caracterizada por una desviación estándar de $\sigma_e 6h/10min = 17.7\%$, este valor fue obtenido como típico de varias mediciones realizadas. La variación conjunta de los 7 grupos resulta de $\sigma_e 6h/10min = 8.57\%$, siendo bastante menor que la individual ya que se combinan en forma cuadrática. Expresada en potencia esta desviación estándar resulta $\sigma_e 6h/10min = 118.4$ MW.

La variación lenta de la carga, considerando un valle de aproximadamente 10000 MW de demanda, se estima en $\sigma_{c6h/10min} = 342$ MW. Sin generación eólica, con un 6% de reserva (600 MW), se obtiene una relación ENS/ES del orden de 10^{-4} ($1.12 \cdot 10^{-4}$).

Considerando que las variaciones lentas de la carga y de la generación eólica no están correlacionadas, se obtiene la variación del conjunto carga más generación eólica, sumándolas en forma cuadrática, resultando $\sigma_{c+e}6h/10min = 362$ MW. Con esta desviación estándar, se obtiene la misma relación ENS/ES si la reserva es de 6.54% en lugar del 6% del caso sin generación eólica.

De esta forma la reserva lenta necesaria adicional por la presencia de la generación eólica resulta de 54 MW para un valle de demanda de 10000 MW.

3.3 Reservas adicionales para regulación requeridas por cada granja eólica

Como se indicó anteriormente la reserva adicional para regulación primaria (RPF) resulta de 23 MW. Con respecto a 1382 MW de potencia instalada eólica representa el 1.7 % de la potencia eólica instalada. Por otra parte la reserva adicional para regulación secundaria (RSF) resulta de 54 MW. Con respecto a 1382 MW de potencia instalada eólica representa el 3.9 % de la potencia eólica instalada.

Dado que la contribución a las variaciones de generación eólica se distribuye en forma cuadrática con la potencia instalada de cada uno de los grupos (para los 15 grupos nodales y para los 7 grupos zonales), también su obligación en la constitución de la reserva adicional se debe repartir de esta manera.

Cada grupo eólico nodal es responsable de una proporción de la reserva adicional requerida para compensar las variaciones rápidas de la demanda equivalente eólica. Esta proporción está dada por la relación cuadrática entre las desviaciones estándar de generación eólica de cada grupo nodal y la desviación estándar de las variaciones rápidas de potencia resultante de la operación de los 15 grupos eólicos nodales en conjunto.

Cada grupo eólico zonal es responsable de una proporción de la reserva adicional requerida para compensar las variaciones lentas de la demanda equivalente eólica. Esta proporción está dada por la relación cuadrática entre las desviaciones estándar de generación eólica de cada grupo zonal y la desviación estándar de las variaciones lentas de potencia resultante de la operación de los 7 grupos eólicos zonales en conjunto.

Así para cada grupo nodal y zonal de generaciones eólicas la responsabilidad sobre la reserva adicional será:

$$\text{Reserva grupo [MW]} = \text{Reserva adicional total [MW]} \cdot \left(\frac{\sigma_{ehgrupo} \text{ [MW]} }{\sigma_{ehtotal} \text{ [MW]} } \right)^2$$

$$\text{Reserva grupo [\%]} = 100 \cdot \left(\frac{\text{Reserva grupo [MW]} }{\text{Potencia nominal [MW]} } \right)$$

A cada parque eólico le corresponderá la misma reserva porcentual para RPF que al grupo nodal y la misma reserva porcentual para RSF que al grupo zonal al que pertenece.

El aumento de reserva para regulación primaria (RPF) requerido por los 15 grupos nodales es de 23 MW, que con respecto a los 1382 MW instalados, representa el 1.7 %. Para cada parque eólico, según su nodo de conexión (grupo nodal) y potencia, demandará un aumento de la reserva para RPF que variará entre el 0.25% y 2.75% de su potencia nominal.

De manera similar el aumento de la reserva para regulación secundaria (RSF) requerido por los 7 grupos zonales es de 54 MW, que con respecto a los 1382 MW instalados, representa el 3.9 %. Para cada parque eólico, según la zona en que se instale, demandará un aumento de la reserva para RSF que variará entre el 0.6% y 6.04% de su potencia nominal.

De este modo cada granja según sea su potencia, nodo de conexión a la red (grupo nodal) y ubicación geográfica (grupo zonal), requerirá distintas cantidades adicionales de reserva para regulación primaria y secundaria.

4 CONCLUSIONES

Se describe un método para estimar las necesidades adicionales de reservas primaria y secundaria que impone la presencia de generación eólica en un sistema eléctrico de potencia.

Se utiliza este método para la evaluación de las necesidades adicionales de reservas que impondrá uno de los escenarios factibles de desarrollo del parque de generación eólico del SADI.

Se plantea una forma de determinar la participación de cada granja en el total adicional necesario de cada tipo de reserva.

5 REFERENCIAS

- [1] Arnera P, Beroqui M, Bianchi R, Gaido R., Molina R. “Caracterización de la carga a través de la determinación del coeficiente de sensibilidad con la frecuencia y de las desviaciones estándar de la misma en el Sistema Argentino de Interconexión”, VI Encuentro Regional Latinoamericano de CIGRE (VI ERLAC), Foz do Iguaçu (Brasil), Mayo 1995.
- [2] Thomas Ackermann “Wind Power in Power System”. John Wiley & Sons. 2005.
- [3] Yih-Huei Wan “Wind Power Plant Behaviors: Analisis of Long-Term Wind Power Data”, National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-500-36551 September 2004.

APÉNDICE 1

PROBABILIDAD, ENERGÍA NO SUMINISTRADA Y RESERVA

Una señal ó serie temporal puede caracterizarse por sus parámetros estadísticos, que describen la distribución de probabilidad y la probabilidad acumulada.

Numero total de puntos N = 31

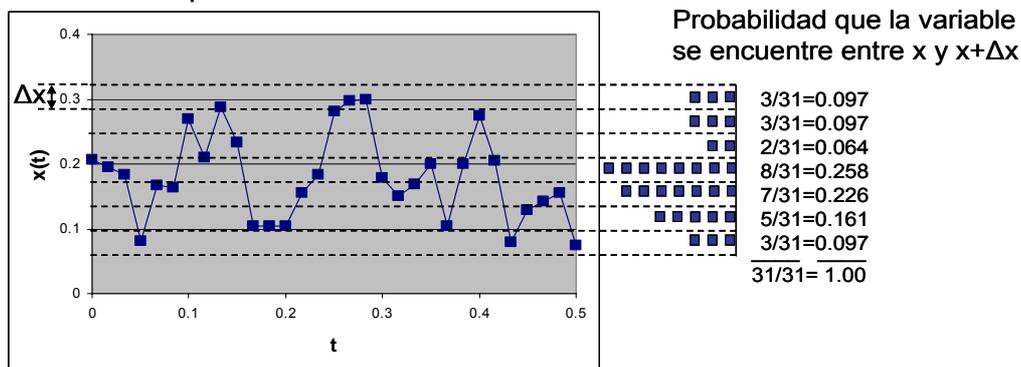


Fig. A-1: Señal o serie temporal

Las características estadísticas se describen por la distribución de probabilidad y la probabilidad acumulada.

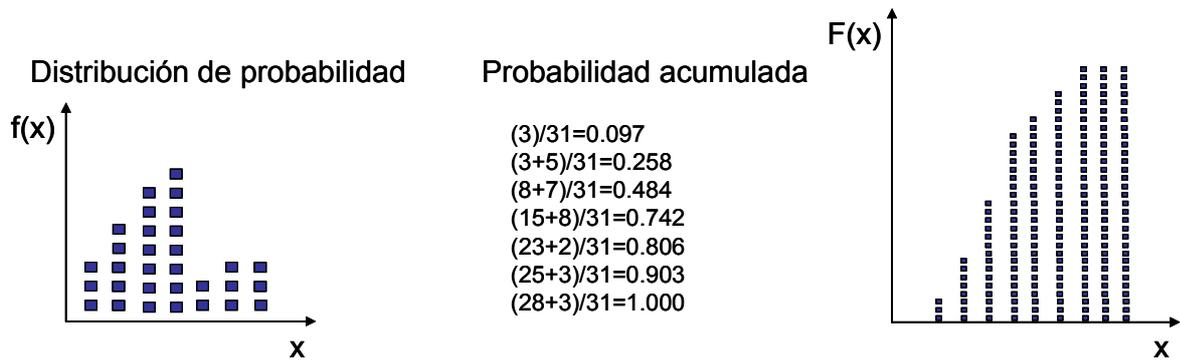


Fig. A-2: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada

Muchos procesos pueden ser caracterizados, como gaussianos. Indicando la media y la desviación estándar, quedan definidas las características estadísticas.

En la distribución gaussiana la probabilidad de que la variable se encuentre entre $X_m + \sigma_x$ y $X_m - \sigma_x$, es de 68.3%, siendo σ_x su desviación estándar.

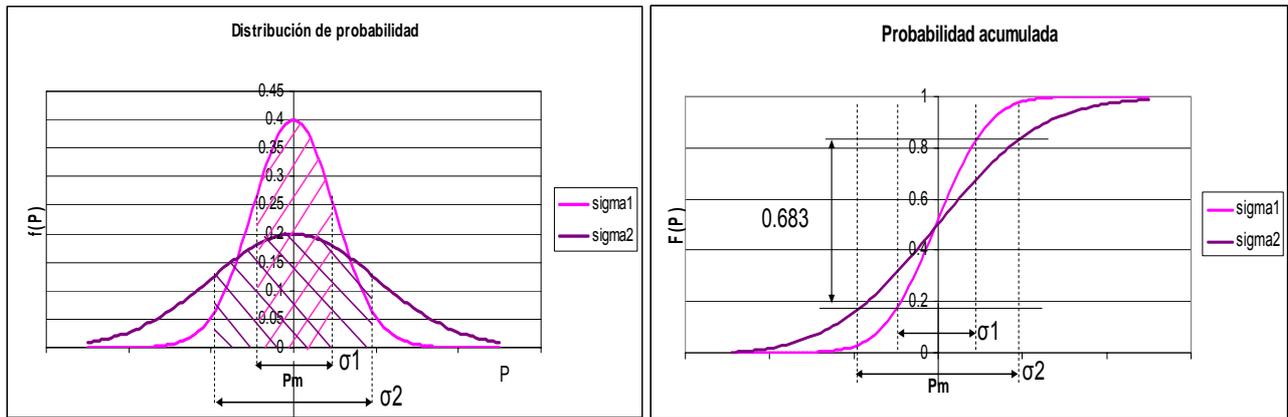


Fig. A-3: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada gaussiana para distintos σ

Si bien hacia el futuro no pueden conocerse los valores que tomará la serie temporal, si puede suponerse que se mantendrán sus características estadísticas. De una serie temporal del pasado pueden obtenerse las características estadísticas válidas para el futuro.

Si consideramos un sistema cuya demanda media es P_m , pero varía como se indica en la Fig. A-4a y pretendemos abastecerla con una generación cuya potencia máxima sea P_x (potencia despachada más potencia de reserva), se tendrá que cada vez que la demanda supere P_x se producirá un deficit de generación que limita la demanda realmente suministrada a la máxima generación posible. El área rayada corresponde a la Energía No Suministrada (ENS)

La ENS se interpreta como el área comprendida entre la curva temporal y el valor máximo de potencia a generar (P_x en la Fig. A-4a). También puede expresarse como el área comprendida entre la curva de probabilidad acumulada para valores de potencia mayores a P_x (Fig A-4c).

Variable potencia consumida

$P(t) > P_x$ durante
 $T_x = T_{x1} + T_{x2} + \dots$

$$F(P_x)_{P > P_x} = T_x / T = 1 - F(P_x)_{P < P_x}$$

$$\text{Energía}_{P > P_x} = \int_{\text{para } t=t_x} (P(t) - P_x) dt$$

$$\text{Energía}_{P > P_x} = T \int_{P_x}^{\infty} (1 - F_{P < P_x}(P)) dP$$

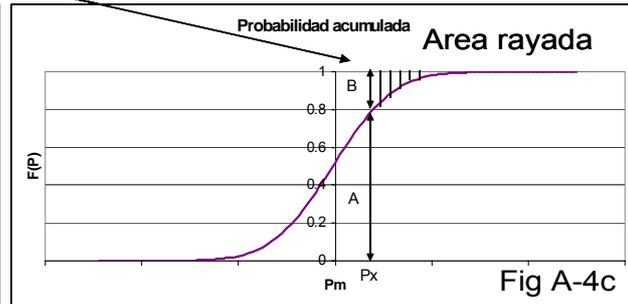
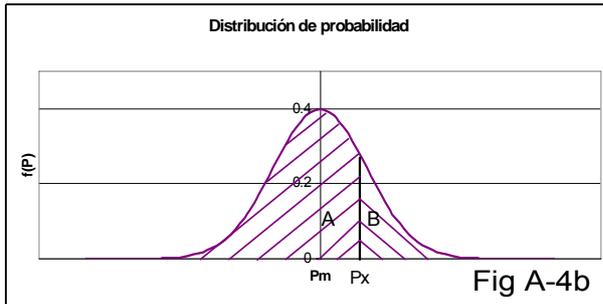
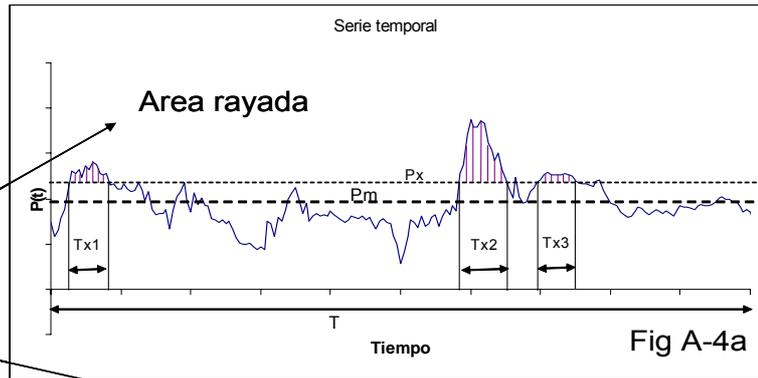


Fig. A-4: Significado temporal y estadístico de la Energía No Suministrada.

La ENS se calcula en un período suficientemente largo, como para que las variaciones de carga queden caracterizadas por las características estadísticas

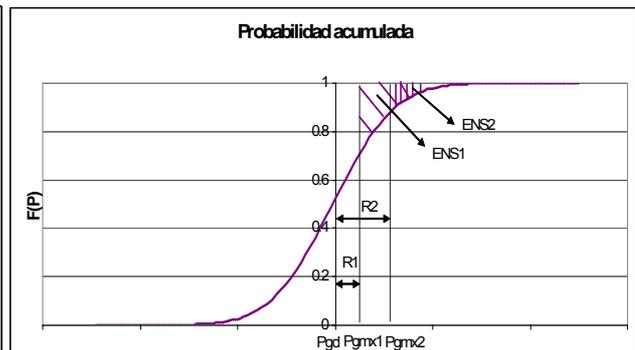
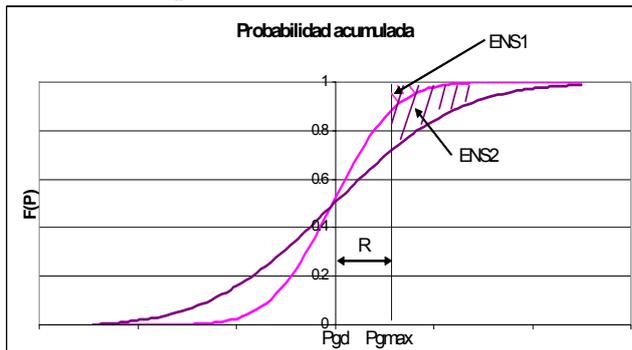


Fig. A-5: Energía No Suministrada (ENS) para distintos σ y distintas reservas.

La ENS será una función de la reserva: a mayor R menor ENS ($R_2 > R_1$) y del sigma de la carga: a menor σ menor ENS ($\sigma_1 < \sigma_2$)

En lugar de usar la ENS se utiliza la relación entre la ENS y la Energía Suministrada en el período (ES).

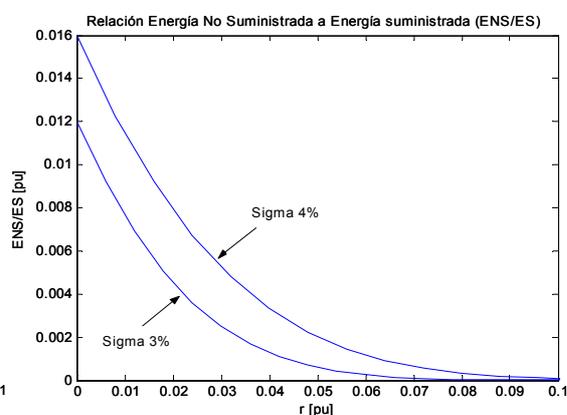
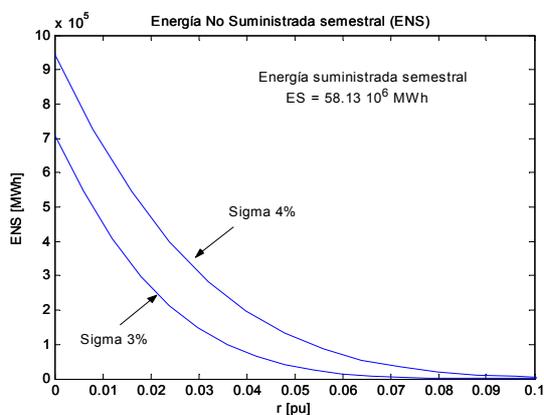


Fig. A-6: Energía No Suministrada (ENS) y relación ENS/ES, en función de la reserva y para distintas desviaciones estándar de la carga.