

Curva de Carga o de Demanda

Es la representación gráfica de cómo varía la demanda o carga eléctrica en el transcurso del tiempo (Fig.1). El intervalo de tiempo elegido para realizar el análisis, puede ser diario, semanal, mensual, anual. La carga no es constante en el período analizado.

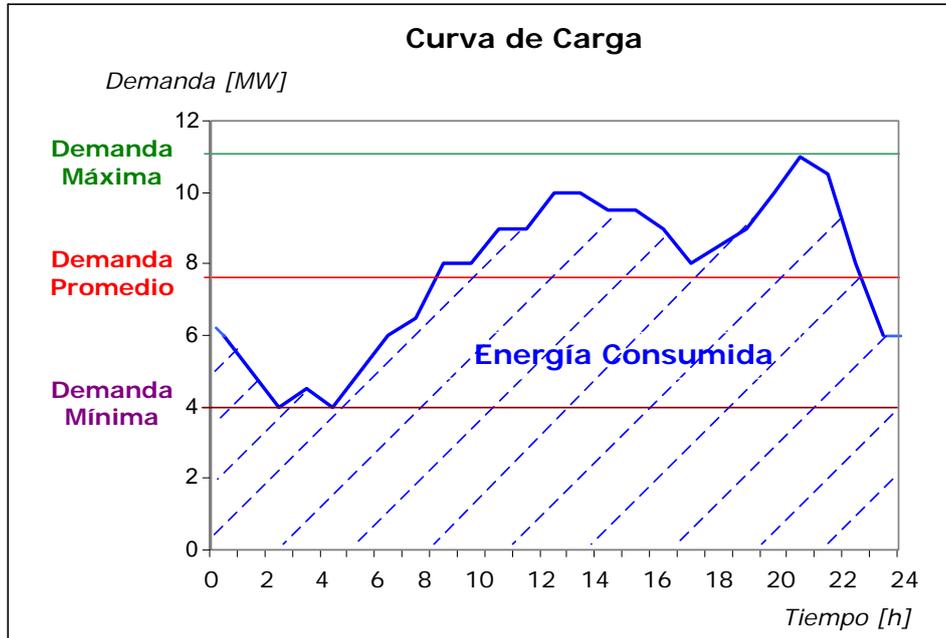


Fig.1. Curva de Carga Diaria

En las abscisas se representa el tiempo y en las ordenadas la potencia eléctrica demandada. El área que está por debajo de la curva formada, es la energía demandada.

La forma de la curva de carga, depende fundamentalmente si es una carga de tipo residencial, comercial, industrial, del día de la semana, de la estación (invierno, verano) y de los factores climáticos (sobre todo de la temperatura).

Analizar los distintos tipos de curvas, para las diferentes condiciones

Se puede ver a continuación (Fig. 2) una curva típica y una de alta carga, correspondientes al invierno y verano 2012 en Argentina.

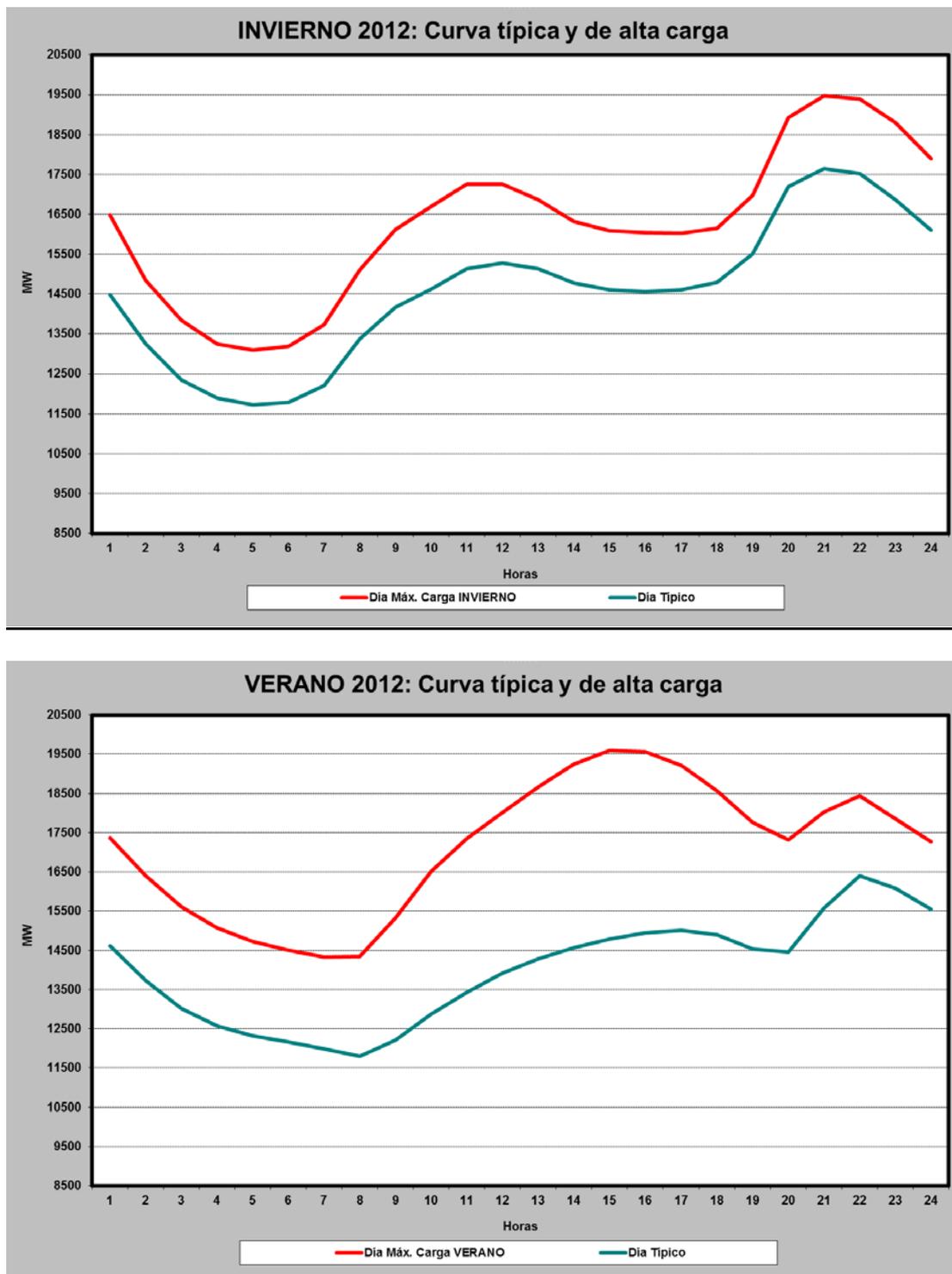


Fig.2.- Curvas de demanda de Argentina

Se observa en Fig. 3 como se modifica la curva de demanda de potencia en invierno, en presencia de un día frío respecto de uno moderado.

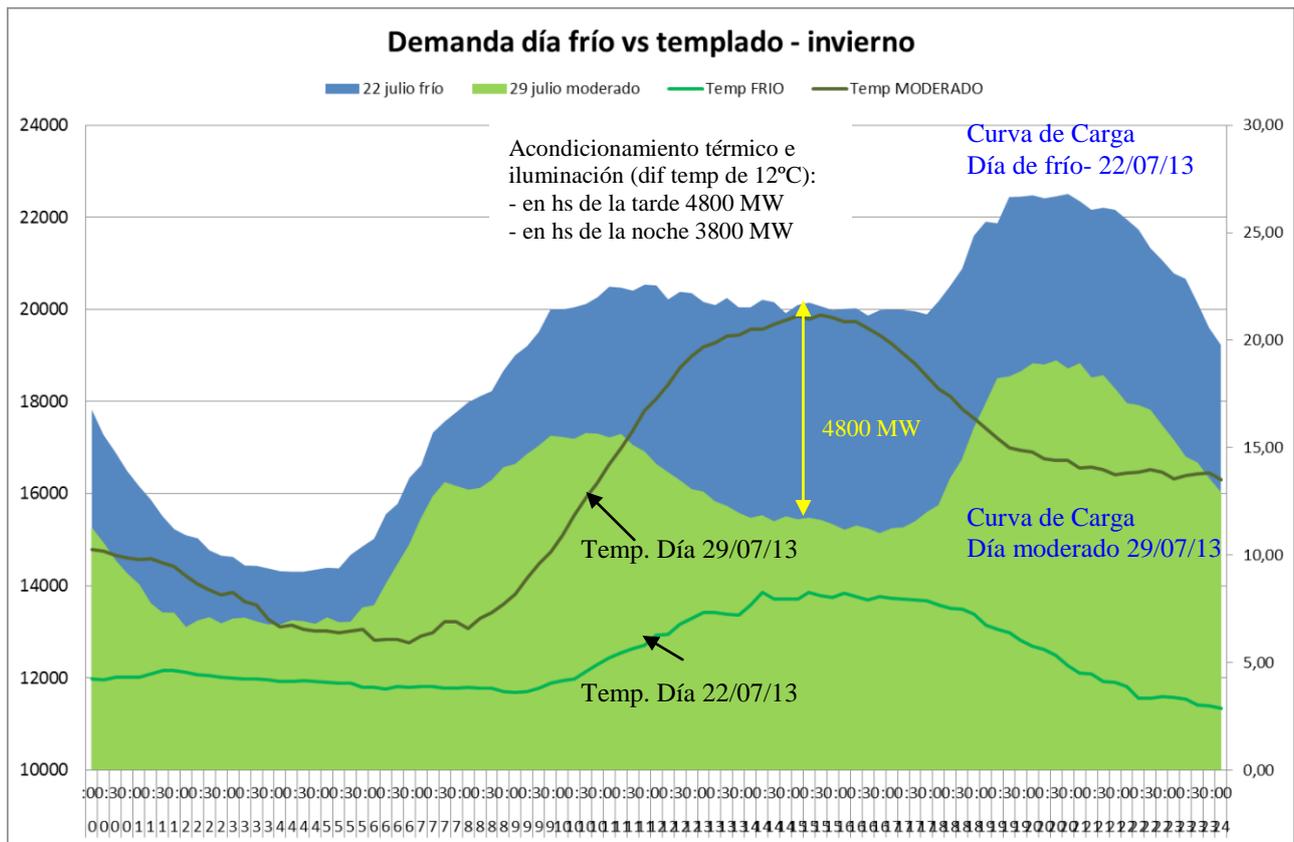


Fig. 3.- Influencia del acondicionador térmico en la demanda de invierno

Se puede obtener una curva de carga por barra del sistema. En la Fig. 4 se observa la demanda P_D de la barra de 132 kV de Rawson y al mismo tiempo la potencia P_G generada por el parque eólico situado en Rawson. El cociente entre P_G y la P_D , dará el coeficiente de penetración.

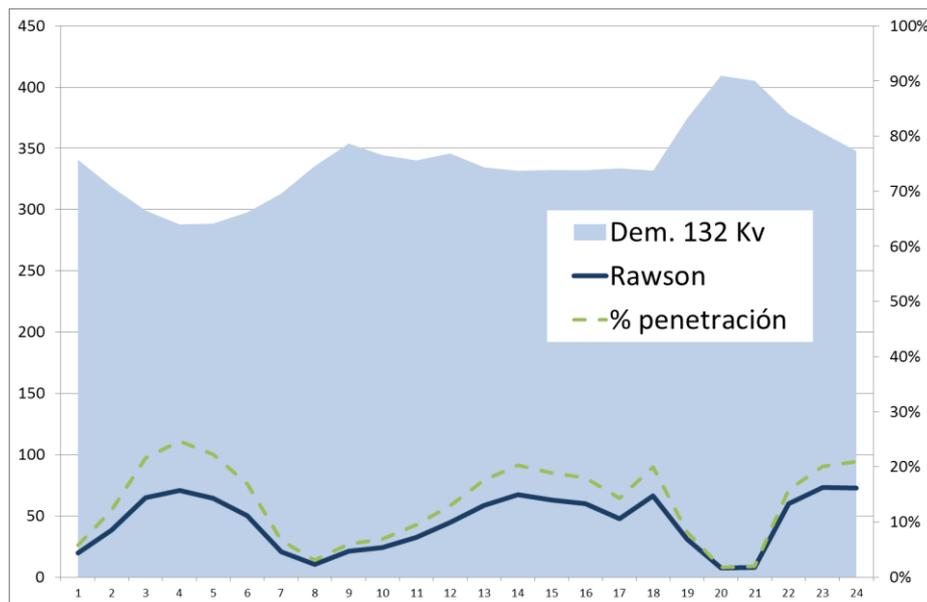


Fig.4.- Curvas de potencia en Rawson

Una curva de demanda típica semanal para el invierno 2012 en Argentina (Fig. 5) muestra las diferencias que existen entre los días hábiles, el sábado y el domingo.

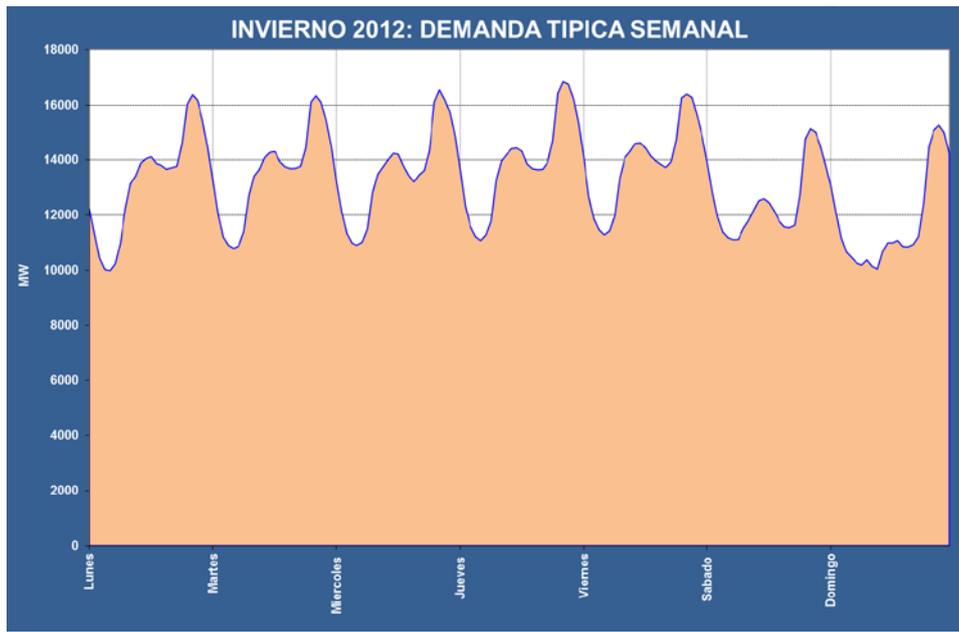


Fig. 5.- Curva de demanda semanal de Argentina

Para programar la generación eléctrica a largo plazo, se usa la curva de demanda anual que es transformada en una curva de carga ordenada (Fig. 6). Esta última se obtiene sumando para cada nivel de potencia demandada el n° de horas en que dicha potencia se ha igualado o superado a lo largo del año. El área que queda debajo de la Curva es la Energía demandada ED_a .

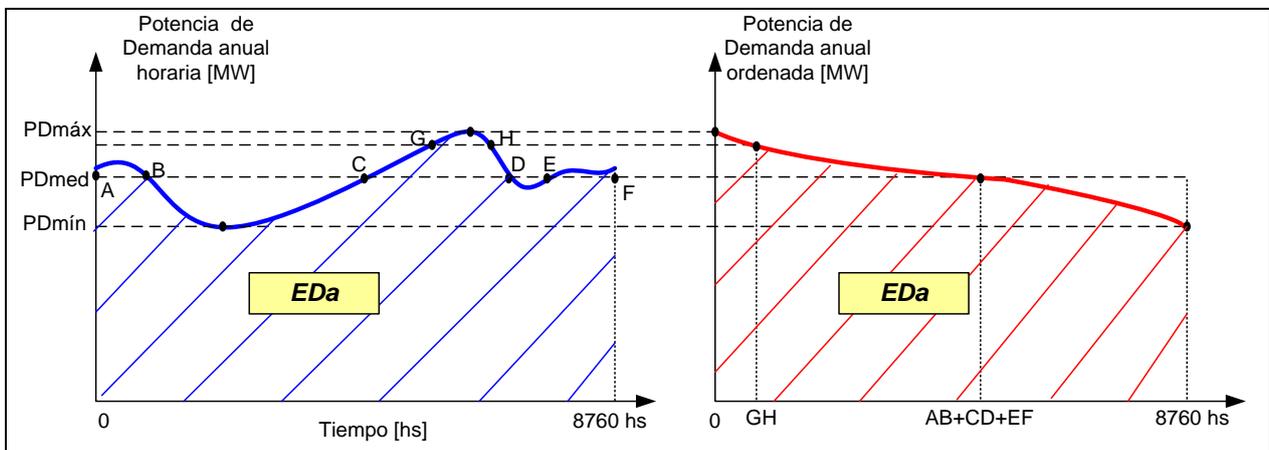


Fig. 6.- Curva de Carga y Carga Ordenada

Si se divide cada punto de la abscisa de la curva ordenada, en el valor 8760, se transforma en una curva función de distribución de probabilidad complementaria (decreciente).

Hacer un ejemplo numérico con una curva de carga de Argentina

Parámetros de la Demanda

Existen ciertos parámetros o índices que pueden definir características relacionadas con la demanda durante el período de tiempo considerado.

1) **La energía demandada** o consumida por la carga en el período de un año EDa [kWh], es equivalente al área debajo de la curva de carga horaria (azul) o curva de carga ordenada (roja).

2) **La potencia demandada promedio anual** $PDmed$ [MW]:

$$PDmed[MW] = \frac{EDa[MWh]}{8760[h]}$$

3) **La demanda máxima** $PDmáx$ [MW], es el pico de la demanda que se alcanza en el período de tiempo analizado.

4) **La demanda mínima** $PDmín$ [MW], es el valle de la demanda que se alcanza en el período de tiempo analizado.

5) **Factor de Carga** $fcar$: Es la relación entre la energía demandada EDa y la energía que demandaría la carga en el período considerado T , si estuviese conectada siempre a su potencia máxima $PDmáx$:

$$fcar = \frac{EDa[MWh]}{PDmáx[MW] \cdot T[h]} \rightarrow fcar = \frac{PDmed[MW] \cdot T[h]}{PDmáx[MW] \cdot T[h]} \rightarrow$$

$$fcar = \frac{PDmed[MW]}{PDmáx[MW]}$$

Ejemplo:

Calcular el $fcar$ correspondiente a una curva de carga anual:

Período de tiempo considerado = 8760 [h]

Demanda Máxima = 15 [MW]

La lectura del medidor eléctrico en el período de 8760 horas (equivalente al área debajo de la curva de carga) resulta:

$EDa = 78840$ [MWh]

Aplicando la definición:

$$fcar = \frac{EDa[kWh]}{PDmáx[kW] \cdot 8760[h]} = \frac{78840}{15 \cdot 8760} \rightarrow fcar = 0.6$$

Parámetros de la Generación

La generación eléctrica G debe ser capaz de cubrir tanto la demanda D , como las pérdidas que se producen en todos los elementos del sistema (Fig. 7). En general se puede escribir como:

$$\sum_{i=1}^{Ng} PG_i = \sum_{k=1}^{nD} PD_k + \text{pérdidas}$$



Fig. 7.- Diagrama Unifilar

Por esta razón la curva de generación está por encima de la curva de demanda (Fig. 8). Si no se toman en cuenta las pérdidas, ambas curvas coinciden.

Del mismo modo que se hizo para encontrar la demanda ordenada, se puede hacer ahora para encontrar la generación ordenada.

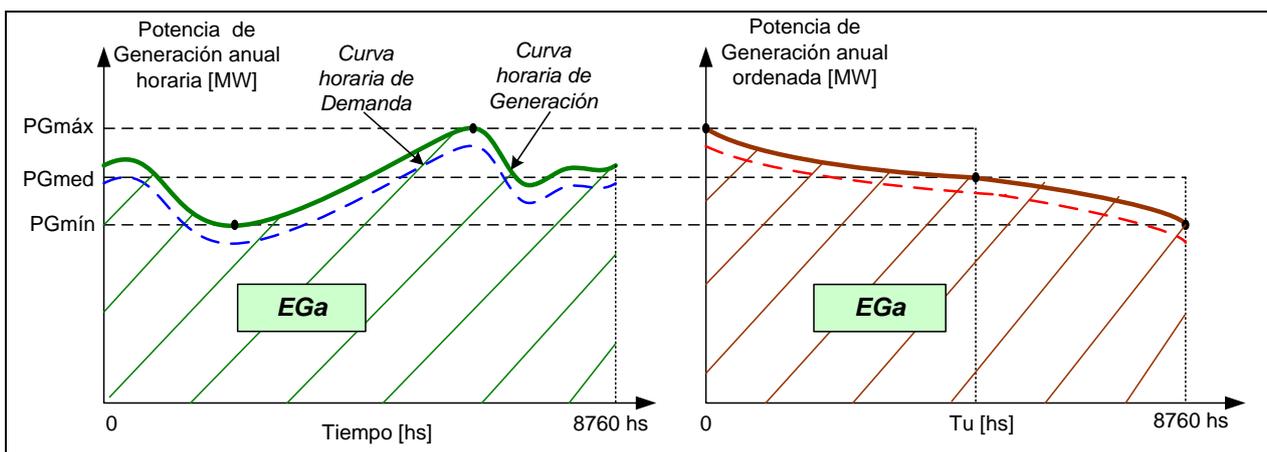


Fig. 8.- Curva de Generación y Generación Ordenada

Existen ciertos parámetros o índices que pueden definir características relacionadas con la generación durante el período de tiempo considerado (generalmente anual).

1) La **energía generada** en el período de un año EGa [MWh], es equivalente al área debajo de la curva de generación horaria (verde) o curva de generación ordenada (marrón).

2) La **potencia generada promedio anual** $PGmed$ [MW]:

$$PGmed[MW] = \frac{EGa[MWh]}{8760[h]}$$

3) La **potencia generada máxima** $PGmáx$ [MW], es el pico de la generación que se alcanza en el período de tiempo analizado.

4) La **potencia generada mínima** $P_{Dmín}$ [MW], es la mínima generación que se alcanza en el período de tiempo analizado.

5) La **Potencia Instalada** P_{inst} [MW], es la suma de las potencias nominales de los grupos generadores que componen el parque de producción.

6) La **potencia nominal** P_{Gn} [MW] del sistema, es la suma total de las potencias de placa de los generadores disponibles.

$$P_{Gn} = \sum_{i=1}^{N_g} P_{Gn_i} \quad \text{donde } N_g = \text{n}^\circ \text{ de generadores que están disponibles}$$

7) La **Potencia Disponible** P_{disp} [MW], es la suma de toda la potencia de los generadores con que se cuenta en un momento determinado para cubrir el consumo.

8) La **Potencia Indisponible** P_{indisp} [MW]

$P_{indisp} = (P_{inst} - P_{disp})$ = potencia de los generadores que se encuentran fuera de servicio por mantenimiento programado (debido a una salida programada), mantenimiento correctivo (debido a una salida por falla o avería) o que no pueden funcionar a potencia nominal por falla parcial.

8) La **Reserva de potencia** $P_{G \text{ reserva}}$ [MW] del sistema:

$$P_{G \text{ reserva}} = P_{disp} - P_{Gmáx}$$

$$P_{G \text{ reserva}} = P_{G \text{ reserva fría}} + P_{G \text{ reserva caliente}}$$

$P_{G \text{ reserva fría}}$ = Reserva de potencia que se encuentra en máquinas que están disponibles pero paradas.

$P_{G \text{ reserva caliente}}$ = Reserva de potencia que se encuentra en máquinas que están funcionando por debajo de su potencia nominal.

Nota: Estudiar documento titulado "Reservas del Sistema Eléctrico"

Despacho horario del parque generador

Se puede observar en la Fig. 7 una curva de generación diaria, los distintos tipos de máquinas que cubren la demanda y la potencia disponible e indisponible.

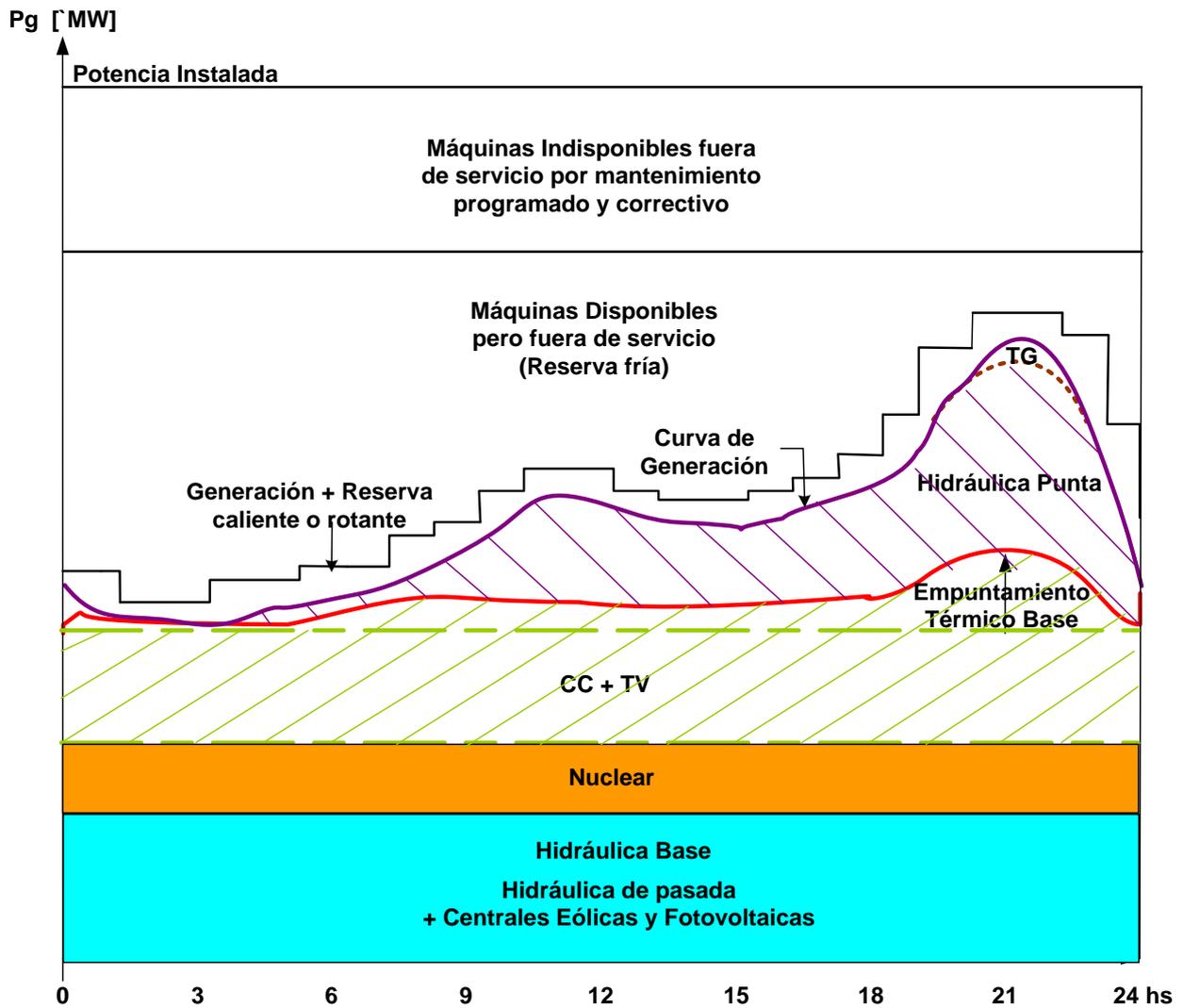


Fig.7.- Despacho horario del parque de generación

El Parque TV y CC debe modular para tomar la punta de la demanda

En las Fig. 9 y 10 se observa la forma que tiene la curva de generación eólica y fotovoltaica en una semana de agosto (centrales de base).

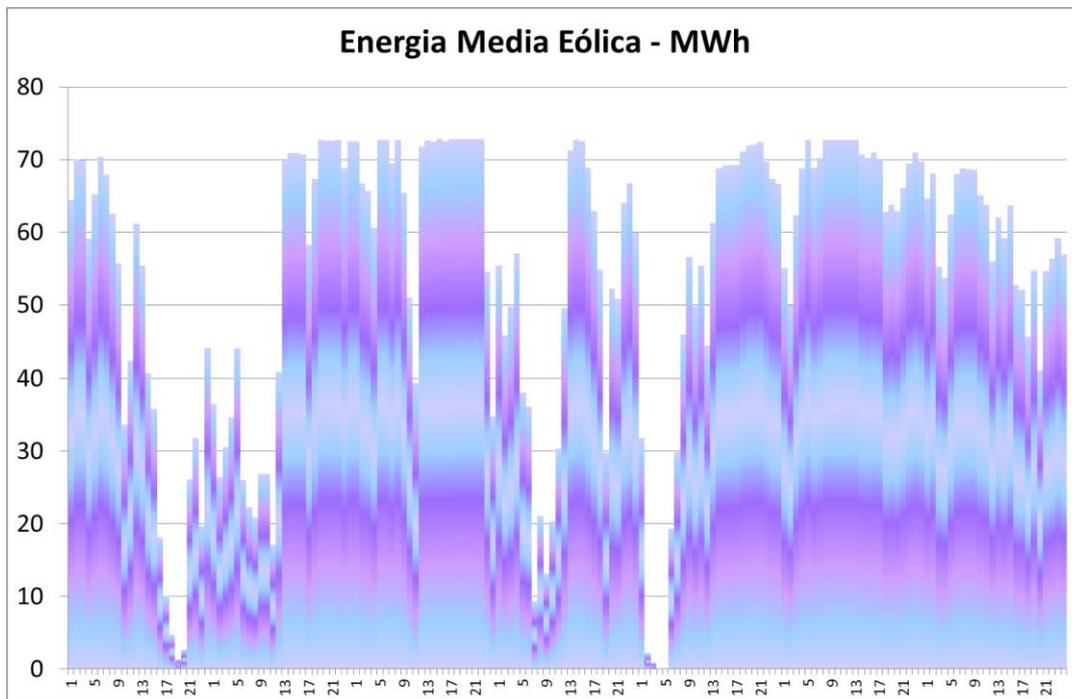


Fig. 9.- Energía media eólica en una semana de agosto

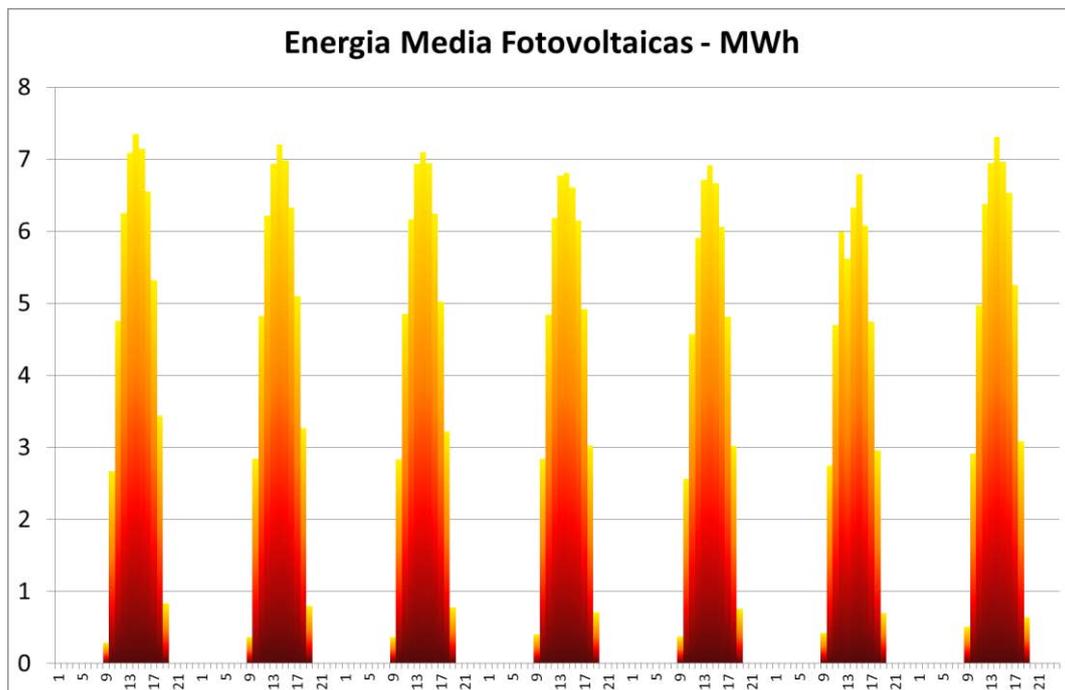


Fig.10.- Energía media fotovoltaica en una semana de agosto

Nota: *El Gobierno apura financiamiento a generadoras para cubrir la demanda eléctrica en el verano*
miércoles, 04 de septiembre de 2013 : <http://elinversoronline.com/>

La última señal de alarma se disparó el 22 de julio de 2013, cuando por la ola polar que aquejó a Buenos Aires, la demanda de disponibilidad de potencia eléctrica trepó hasta los 22552 MW. Ese día las reservas del sistema eran apenas de 150 MW.

Preocupado por la escasez de potencia de cara a cubrir el crecimiento de la demanda en el verano, el Gobierno empezó a financiar -vía Cammesa- a generadores que posean equipos fuera de servicio por cuestiones técnicas. Se apunta, fundamentalmente, a reparar turbinas de vapor. "La indisponibilidad sigue representando un porcentaje elevado del parque termoeléctrico, superior al 25% del parque instalado", explicó un directivo de Cammesa.

No es una cifra menor. La potencia instalada en el país (año 2013) supera los 29000 MW, de los cuales -agregó- alrededor de 5500 MW hoy están parados por roturas o falta de mantenimiento. "Construir una central nueva requiere una inversión de US\$ 1000/kW instalado. En cambio, para recuperar una máquina indisponible es necesario desembolsar entre 150 y 250 dólares, una cuarta parte", precisó otro técnico de Cammesa.

Factor de Capacidad FC

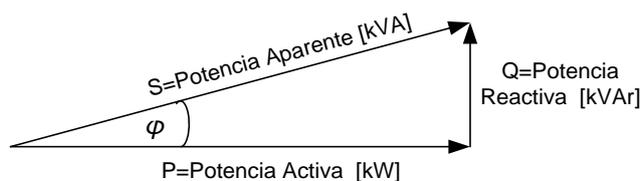
Es un factor también llamado factor de producción o factor de utilización, que se usa para la generación, como lo es el factor de carga *fcar* para la demanda. Es un indicador numérico (adimensional) en general en base anual, que brinda una idea de cuanto se está usando la capacidad de un conjunto de centrales, de una central, o de una máquina de la central (es la medida de su productividad en 8760 hs).

Se lo puede definir usando relaciones de energías o potencias de la central eléctrica.

$$FC = \frac{EGa[MWh]}{PGnom[MW].8760[h]} \rightarrow FC = \frac{PGmed[MW].8760[h]}{PGnom[MW].8760[h]} \rightarrow FC = \frac{PGmed[MW]}{PGnom[MW]}$$

Se recomienda que las instalaciones posean un FC lo más cercano a 1, de esta manera se estará haciendo mejor uso de su capacidad.

*Nota: No confundir el factor de carga *fcar* ni el factor de capacidad FC, con el factor de potencia ($\cos \varphi$), que se define como el coseno del ángulo formado por los vectores eléctricos potencia activa y potencia aparente.*



$$FactorPotencia = \cos \varphi = \frac{P[kW]}{S[kVA]}$$

Las unidades de las potencias se escriben de manera diferente, MVA, MW, MVAr, tan solo para expresar el tipo de potencia del que se está hablando.

Relacionado con el FC se tiene el **tiempo de utilización** TU[h], definido como el tiempo en que el generador debería funcionar a su potencia PGnom de manera continua, para que en esas condiciones la energía producida sea igual a la energía producida anual EGa.

$$TU[h] = \frac{PGmed[MW].8760[h]}{PGnom[MW]} = \frac{EGa[MWh]}{PGnom[MW]} = FC.8760[h]$$

Cuanto mayor es el FC de una central, mayor es su TU.

Ejemplo:

Calcular el FC de un parque eólico:

Período de tiempo considerado = 8760 [h]

$P_{Gnom} = 25$ [MW]

La lectura del medidor eléctrico en el período de 8760 horas (equivalente al área debajo de la curva de generación) arroja el siguiente resultado:

$EGa = 83,22$ [GWh]

Aplicando la definición:

$$FC = \frac{EGa[MWh]}{P_{Gnom}[MW] \cdot 8760[h]} = \frac{83220}{25 \cdot 8760} \rightarrow FC = 0.38$$

El TU resulta:

$$TU = 8760 \times FC \rightarrow TU = 3328 \text{ [h]}$$

Una de las maneras de valorizar el sitio de un parque eólico es usando el FC o TU:

- Un sitio muy bueno $\rightarrow TU \approx 3000$ [h] $\rightarrow FC \approx 0,35$

- Un sitio bueno $\rightarrow TU \approx 2500$ [h] $\rightarrow FC \approx 0,3$

En estos casos el TU depende sobre todo de la disponibilidad del recurso eólico, y no tanto de la disponibilidad del aerogenerador. Lo mismo vale para sistemas fotovoltaicos.