

Planificación de la generación. Garantía de suministro.

Julio Usaola
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Universidad Carlos III de Madrid
e-mail: jusaola@ing.uc3m.es

Última revisión: 5 de enero de 2021

Índice

Objetivos del tema	2
1. Introducción.	2
2. Monótona de demanda térmica.	3
3. Costes de generación.	4
3.1. El coste nivelado de la electricidad (<i>Levelized Cost of Energy, LCOE</i>)	4
3.2. Costes medios de capacidad.	6
4. Equilibrio económico de un sistema eléctrico	6
5. Planteamiento del problema de optimización de la planificación de la generación.	10
6. La garantía de suministro. Mecanismos de capacidad.	11
7. Transición entre puntos de equilibrio económico.	12



Objetivos del tema

En este tema se introduce un método sencillo para determinar cuál sería el parque de generación óptimo en un sistema eléctrico dado. Aunque en los mercados eléctricos no hay planificación obligatoria y los estudios que pueden hacer las autoridades regulatorias o los organismos gubernamentales son orientativos, el conocimiento de los principios de la planificación permite entender los fundamentos de los mercados eléctricos y la necesidad de diseñarlos adecuadamente para que se retribuyan correctamente las inversiones realizadas. Este tema está vinculado a la seguridad de suministro a medio plazo, puesto que si en un mercado no existen los incentivos adecuados para que se produzcan las inversiones en generación necesarias, se puede llegar a una situación de desabastecimiento, que es difícil de corregir a corto plazo, por el tiempo necesario para la construcción de nuevas instalaciones. La planificación, aunque solo sea orientativa, también es necesaria para estimar el coste de una política energética, como la de sustitución de la producción mediante energías fósiles por energías renovables.

Los objetivos de este capítulo son los siguientes:

- Conocer el método de planificación de costes medios de capacidad.
- Aplicar este método a sistemas reales, teniendo en cuenta las simplificaciones y limitaciones del método.
- Conocer las ventajas e inconvenientes de los procedimientos que garantizan la recuperación de costes por parte de la generación.
- Conocer el mecanismo de pago por capacidad y los mecanismos alternativos destinados a garantizar el suministro a medio plazo.
- Determinar la influencia que la irrupción de una nueva tecnología de generación puede producir sobre un sistema eléctrico en equilibrio económico.

1. Introducción.

La planificación de la generación es una actividad que da como resultado el parque de generación de coste óptimo que se ajusta a las necesidades de los consumidores, lo que se puede expresar en términos económicos como el punto en el que, a largo plazo, el coste marginal de producción de electricidad coincide con la utilidad marginal de los consumidores. Por tanto, indica qué decisiones se deben tomar en cuanto a potencia instalada, tecnología de generación, momento en el que deben construirse las plantas y emplazamiento de las mismas teniendo en cuenta los intereses de los consumidores. Esta última decisión requiere la planificación conjunta de la red eléctrica y del parque de generación, que es un problema de mayor complejidad que no se va a tratar aquí. Los costes de las plantas de generación incluyen tanto los costes de inversión como los costes de generación. Ambos deben ser pagados por los consumidores de acuerdo con sus necesidades y preferencias.

En los sistemas centralizados la planificación la realiza el gobierno o una entidad designada por este y los costes son transferidos a los consumidores a través de una tarifa regulada. Por el contrario, en los mercados eléctricos liberalizados, las decisiones de inversión se dejan en manos de los agentes del mercado, por lo que no existe una planificación obligatoria que determine el parque de generación futuro.

Sin embargo, las técnicas de planificación también se emplean en mercados liberalizados. En condiciones ideales, el mercado tendería a la misma solución que un sistema centralizado, por lo que la solución del problema de planificación de la generación puede proporcionar indicaciones útiles para el futuro. Por otra parte, los gobiernos establecen objetivos medioambientales ¹ cuyo coste es necesario estimar, para lo que se necesitan métodos de planificación.

La planificación de la generación está vinculada al problema de la garantía de suministro de electricidad. Un parque de generación inadecuado puede conducir a un coste excesivo de la electricidad, o a una

¹Estos objetivos no serían, en principio, necesarios, si los costes de la electricidad incluyeran las externalidades de su producción, particularmente el coste de la contaminación y de la emisión de gases de efecto invernadero. La estimación del coste de las externalidades, sin embargo, no es sencilla y su inclusión en el coste tendría también consecuencias.

falta de suministro. El problema es complejo puesto que la electricidad es considerada un bien esencial, las inversiones en generación son cuantiosas y el plazo de recuperación de las mismas es largo. Además, se trata de un sector con grandes economías de escala que favorece la concentración empresarial y el poder de mercado. En estas condiciones se puede afirmar que es necesario una regulación adecuada que procure garantizar el suministro a un coste mínimo.

En este apartado se van a desarrollar ambos temas de forma simplificada, pues requieren un tratamiento conjunto. El método de planificación que se describirá en este capítulo es el de los costes medios de capacidad (*screening curves*), que permite obtener el parque térmico óptimo de generación para un consumo dado. En primer lugar se describirá la forma de modelar el consumo y se definirán los costes medios de capacidad. Adicionalmente se define el coste nivelado de la electricidad, que es útil para comparar costes de distintas plantas y tecnologías. A continuación se plantean las condiciones del método de cálculo del parque de generación óptimo y se explica el problema de forma intuitiva y como un problema de optimización. Seguidamente se describen las líneas generales de los mecanismos de garantía de suministro en los mercados de electricidad. Por último se estudian los efectos que sobre un sistema en equilibrio tiene la inclusión de las energías renovables.

2. Monótona de demanda térmica.

La curva monótona de demanda o curva carga-duración se forma ordenando los consumos horarios (o con cualquier otro intervalo) de mayor a menor, lo que da lugar a una curva descendente. Para poder calcular el parque de generación térmica óptimo tal como se describirá en el apartado siguiente, hay que considerar no el consumo total del sistema, sino la parte de este consumo suministrado por la generación térmica. Por tanto, se debe descontar la participación de las tecnologías que no entran en el proceso de optimización y en particular las energías renovables. Estas comprenden, entre otras, la energía hidráulica y las energías no gestionables, como la generación eólica o fotovoltaica. A partir de la resta de estas magnitudes se forma la monótona de demanda térmica ordenando los valores resultantes de mayor a menor. Puesto que lo que se quiere obtener es la solución de un problema de planificación, se deberá trabajar con estimaciones del consumo, de la producción eólica y fotovoltaica y con la gestión del agua. En general se consideran diferentes hipótesis de hidraulicidad: año seco, medio o húmedo y de generación de renovables no gestionables

En la Figura 1, correspondiente a un sistema en el que coexisten generación térmica, hidráulica y eólica, se muestran las curvas de las monótonas de demanda, de consumo menos producción eólica, de consumo menos generación eólica, y la monótona de demanda térmica.

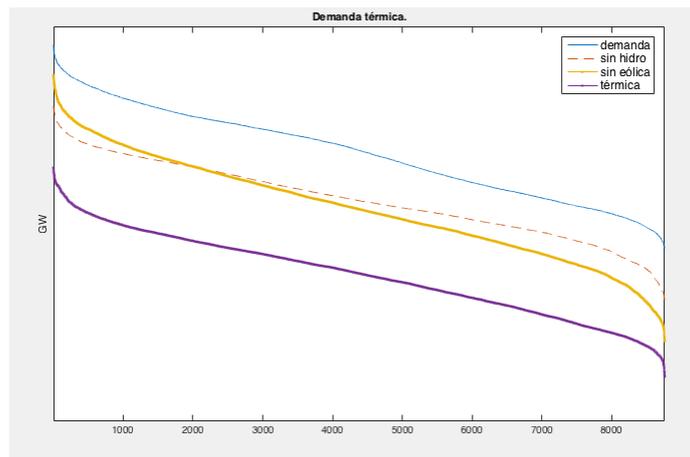


Figura 1: Curvas duración carga de la demanda y de la demanda térmica.

En esta figura se puede comparar la diferencia que en este caso se ha producido entre los efectos de la generación hidráulica y de la generación eólica sobre la monótona de demanda. El descuento de la

generación hidráulica es mayor en las horas de mayor demanda (punta) que en las de menor demanda (valle), en tanto que la generación eólica produce más en las horas de valle que en las de punta. El comportamiento de la generación hidráulica se corresponde con una gestión del agua, y por eso tiene a producir más en las horas punta, en tanto que la generación eólica produce cuando hay recurso disponible, que en este caso es mayor en las horas valle del sistema.

3. Costes de generación.

En este apartado se describen las formas de considerar los costes de generación. Para la planificación se utilizarán los costes medios de capacidad

3.1. El coste nivelado de la electricidad (*Levelized Cost of Energy, LCOE*)

Una forma de comparar los costes de diferentes formas de generación es el **Coste nivelado de la electricidad** producida o *LCOE* (*Levelized Cost of Energy*), que utiliza, entre otros organismos, la Agencia Internacional de la Energía².

El *LCOE* se define como el precio de la electricidad que igualaría los costes medios de la electricidad producida por la planta a lo largo de su vida útil, o bien como el valor actual neto del coste unitario de la electricidad durante la vida útil de una planta generadora. Se incluyen los costes de inversión anualizados y los costes de operación y mantenimiento, tanto fijos como variables. También se incluyen los costes de CO₂. Se supone que la tasa de descuento³ es constante a lo largo de la vida útil de la planta, y se excluyen riesgos de capital y tecnológicos. Por tanto, no es un indicador preciso del coste de una tecnología, pero es muy útil para comparar entre ellas. En el cálculo del *LCOE* se tienen en cuenta los costes fijos de la planta, incluyendo los costes de inversión, desmantelamiento y la parte de operación y mantenimiento que no depende del uso de la planta. Los costes variables, en el método de la Agencia Internacional de la Energía incluyen los costes de combustible, de CO₂ y los de operación y mantenimiento que dependen del uso.

Los años de vida útil que considera la Agencia Internacional de la Energía para el cálculo del *LCOE* son:

- Centrales eólicas y solares: 25 años.
- Centrales de gas de ciclo combinado: 30 años.
- Centrales de carbón: 40 años.
- Centrales nucleares: 60 años.
- Centrales hidroeléctricas: 80 años.

La fórmula que se emplea para el cálculo del *LCOE* proviene de la igualación de ingresos y gastos en la ecuación (1)

$$LCOE = \frac{\sum_t^n [(Inv_t + Des_t + O\&M_t + Comb_t + CO2_t)(1+r)^t]}{E \sum_t^n (1+r)^t} \quad (1)$$

donde

E es la energía producida anualmente, supuesta constante durante la vida de la planta (MWh).

r es la tasa de descuento (p.u.).

n es el número de años de vida de la planta.

Inv_t son los costes de inversión en el año t (R).

²A partir de ahora se utilizará *LCOE* cuando se aluda al coste nivelado de la electricidad

³Véase el capítulo 2

Des_t son los costes de desmantelamiento y tratamiento de residuos en el año t (R).

$O\&M_t$ son los costes de operación y mantenimiento en el año t (R).

$CO2_t$ son los costes de CO_2 en el año t (R).

Alternativamente, la Comisión Europea calcula el $LCOE$ de la forma siguiente:

$$LCOE = \frac{CI(1 + idc)}{8760 \cdot FC} \left(\frac{r}{1 - \frac{1}{(1+r)^n}} \right) + \frac{O\&M_F}{8760 \cdot \alpha} + O\&M_V + Comb + CO2 + CTS \quad (2)$$

donde los términos son:

FC es el factor de capacidad, que mide la utilización de la potencia instalada en la planta, de valor:

$$FC = \frac{\text{Energía producida en MWh}}{\text{Potencia instalada en MW} \cdot 8760}$$

r es la tasa de descuento (p.u.).

idc es el interés durante el período de construcción de la planta.

CI son los costes de inversión en R/MW (*overnight costs*).

$O\&M_F$ son los costes fijos anualizados de operación y mantenimiento (R/MW).

$O\&M_V$ son los costes variables anualizados de operación y mantenimiento (R/MWh).

$Comb$ son los costes de combustible anualizados (R/MWh).

$CO2$ son los costes anualizados de CO_2 en el año t (R/MWh).

CTS son los costes de transporte y almacenamiento de CO_2 en las plantas que lo realizan (R/MWh).

La expresión del interés viene dada por:

$$idc = \sum_{k=1}^{TC} W_k (1+r)^{TC-(k-1)} - 1 \quad (3)$$

donde:

TC es el tiempo de construcción.

W_k es la parte de la inversión realizada en el año k .

Se puede verificar que la fórmula (2) es análoga a la empleada en capítulos anteriores para definir los costes fijos horarios, si no se considera la financiación durante la construcción, ni costes de operación y mantenimiento o de carbono. Se repite aquí la fórmula por comodidad. CFI significa *Costes Fijos de Inversión*.

$$CFI = \frac{1}{8760} \cdot \frac{r \cdot CI}{1 - \left(\frac{1}{1+r}\right)^n} \quad (\text{R/MWh}) \quad (4)$$

donde los costes de inversión CI están en R/MW, r es la tasa de descuento y n el número de años de vida útil de la planta.

A partir de estos términos se definen los costes fijos CF y costes variables CV como:

$$CF = CFI + \frac{O\&M_F}{8760} \quad (\text{R/MWh}) \quad ; \quad CV = O\&M_V + Comb + CO2 + CTS \quad (\text{R/MWh}) \quad (5)$$

A partir de estas definiciones se puede escribir:

$$LCOE = \frac{CF \cdot 8760 P_{inst} + CV \cdot E}{E} = \frac{CF \cdot 8760 \cdot P_{inst}}{8760 \cdot P_{inst} \cdot \alpha} + CV = \frac{CF}{\alpha} + CV \quad (\text{R/MWh}) \quad (6)$$

El $LCOE$ es tanto mayor cuanto menos se utiliza la planta, es decir, que cuanto menor sea la utilización de la planta, mayor tendrá que ser el precio de venta de la energía para cubrir los costes de inversión y de operación.

3.2. Costes medios de capacidad.

Los costes de las tecnologías pueden cuantificarse mediante las **curvas de costes medios de capacidad** (*screening curves* en inglés), que reflejan el coste medio de usar la capacidad de una central. Su expresión matemática viene dada en la fórmula (7).

$$CMC = CF + \alpha CV \text{ (R/MWh)} \quad (7)$$

en la que los términos se han definido ya.

Hay que señalar que los costes variables de combustible se representan de forma muy simplificada, pues, como se ha visto en capítulos anteriores, estos dependen de la potencia que está suministrando la planta. Sin embargo, esta definición es la que se emplea en los estudios de planificación.

De entre las centrales con costes fijos y variables, y en particular las centrales térmicas no renovables, aquellas centrales con elevados costes fijos tienen unos costes variables más bajos, y al revés: las centrales con costes fijos más bajos tienen unos mayores costes variables. Si existiera una tecnología con bajos costes fijos y variables, sería la única utilizada. Si se considera, en un ejemplo simplificado, que hay dos tipos de tecnologías de generación, punta (centrales con altos costes variables y bajos costes fijos) y base (centrales con bajos costes variables y altos costes fijos), los costes medios de capacidad de ambas pueden representarse en función de su factor de utilización α como se muestra en la Figura 2. El factor de utilización es el número de horas que una central o tecnología está produciendo energía. Cuando la planta produce a plena potencia durante todo el tiempo que está conectada, el factor de utilización coincide con el factor de capacidad.

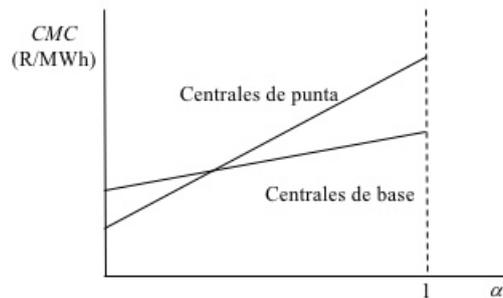


Figura 2: Curvas de costes medios de capacidad de diferentes centrales.

4. Equilibrio económico de un sistema eléctrico

En este apartado se van a obtener las condiciones de equilibrio económico a largo plazo de un sistema eléctrico abastecido exclusivamente con generación térmica. En el estado de equilibrio, un sistema eléctrico tiene la capacidad instalada óptima, que se utiliza de la manera más eficiente posible para una demanda dada, de acuerdo con los costes de generación de cada tecnología y se equilibran los ingresos y los costes de los generadores. Para realizar este estudio se considerarán las siguientes hipótesis simplificadoras:

- La demanda de un sistema se mantiene constante y no depende del precio.
- Los precios de los combustibles también son constantes.
- Se determina el parque de generación sin tener en cuenta el parque existente. El modelo es estático.
- No se consideran cambios tecnológicos ni irrupción de tecnologías nuevas.
- No se consideran tiempos de construcción de las centrales.

- Las centrales son perfectamente fiables.
- Se consideran condiciones de competencia perfecta y no hay poder de mercado.

Este estado de equilibrio se puede considerar, pues, como una situación de referencia.

En la Figura 3 se representa la forma de obtener el parque óptimo de generación, así como el precio que tendría la energía para los distintos valores de consumo del sistema. En un mercado eléctrico en condiciones de competencia perfecta los precios de la energía se determinan a partir de la intersección entre las curvas de oferta de compra y de venta de energía. Si se considera la demanda como independiente del precio, este es el coste variable de la tecnología con costes variables más altos que genera en un momento dado. La figura tiene tres partes: la superior muestra los costes medios de capacidad, la intermedia la monótona de demanda y la inferior los precios que se producen en el sistema. En los ejes de abscisas se representa el factor de utilización α .

Las tecnologías consideradas son centrales de base, con bajos costes fijos y altos costes variables, y centrales de punta, con bajos costes fijos y altos costes variables. Se ha incluido también lo que se ha denominado **demanda interrumpible**. Esta está representada mediante una recta cuya pendiente indica lo que habría que pagar a la demanda interrumpida (el *Value of Lost Load* o *VOLL*). Este valor es muy alto, puesto que la compensación a los consumidores interrumpidos debe ser elevada debido a la inelasticidad de la demanda eléctrica a corto plazo. Por esta razón la pendiente de la recta es muy grande, pero los costes fijos son nulos: no es necesario invertir para reducir el consumo. Por tanto, la demanda interrumpible, a la que se ha asignado un coste variable VC_L , define el pico de potencia no suministrada por el sistema, así como el precio de la energía en esos momentos en el que el coste variable de la demanda fija el precio.

Las tres curvas de costes medios de capacidad se cortan en dos puntos α_L y α_P , que son valores de factores de utilización. Para factores de utilización inferiores a α_L , es la demanda interrumpible la que tiene unos costes medios de capacidad más bajos. Entre α_L y α_P es la generación punta la de más bajos costes de capacidad, y para factores de utilización superiores a α_P lo es la generación base. Esto significa que la demanda interrumpible solo actuaría óptimamente durante una fracción α_L de horas anuales, y que la tecnología solo produciría energía durante una fracción α_P de las horas del año. La tecnología base produciría energía durante todo el tiempo.

Los puntos de intersección de las curvas se pueden obtener tal como se muestra a continuación. Sean las curvas de costes medios de capacidad de la demanda interrumpible, las centrales de punta y las centrales, respectivamente, los siguientes:

$$\begin{aligned} CMC_L &= \alpha CV_L \\ CMC_P &= CF_P + \alpha CV_P \\ CMC_B &= CF_B + \alpha CV_B \end{aligned}$$

Los factores de utilización óptimos de cada tecnología α_L y α_P se obtienen a partir de la intersección de las curvas de costes medios de capacidad.

$$\begin{aligned} \alpha_L CV_L = CF_P + \alpha_L CV_P & \quad \alpha_L = \frac{CF_P}{CV_L - CV_B} \\ CF_P + \alpha_P CV_P = CF_B + \alpha_P CV_B & \quad \alpha_P = \frac{CF_B - CF_P}{CV_P - CV_B} \end{aligned} \tag{8}$$

A partir de los valores de α_L y α_P se obtienen las potencias instaladas óptimas de la siguiente manera:

$$P_B = D(\alpha_P) \quad P_P = D(\alpha_L) - P_B \quad P_L = D(0) - P_P - P_B$$

donde $P = D(\alpha)$ es la expresión de la curva monótona de demanda.

Puesto que la monótona de demanda es decreciente, solo haría falta contratar LL MW de demanda interrumpible (v. Figura 3) para que su utilización coincidiese con la óptima, que se produciría en las horas de mayor consumo del año. Igualmente, sería necesario disponer de P_P MW de potencia instalada de tecnología punta, para que generase durante una fracción α_P . El resto de la potencia instalada

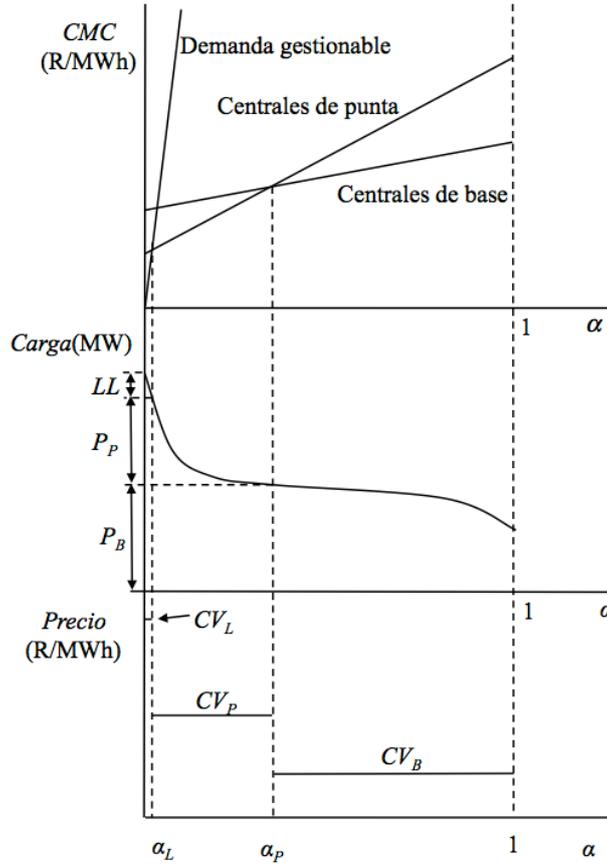


Figura 3: Situación de equilibrio.

sería generación base. Esta solución es la que se obtiene del planteamiento sistemático del problema de optimización que se plantea en el apartado 5.

En el equilibrio, para que sea económicamente sostenible, se debe cumplir también que todos los costes deben ser cubiertos por el precio de la energía. A este respecto, hay que tener en cuenta que en los momentos en los que una tecnología es marginal, esta tecnología sólo recupera los costes variables. Los costes fijos se recuperan cuando una tecnología más cara fija el precio.

El cálculo de la cuantía que una central, o tecnología, debe recibir para recuperar todos sus costes se puede obtener de forma general tal como se deduce a continuación.eq.

Sea una central o tecnología n en un sistema eléctrico en equilibrio económico. Los precios de la energía coincidirán con los costes variables de la tecnología que los tenga más altos y que esté produciendo en un momento dado. Los precios de la energía, si se ordenan las horas del año de mayor a menor consumo se pueden representar como se muestra en la Figura 4, en la que se han considerado N tecnologías (o centrales) diferentes.

Los ingresos de la tecnología n por ventas de energía al mercado pueden expresarse como se indica en la ecuación (9).

$$IT_n = CV_n \cdot E_n + \sum_{j=1}^{n-1} (CV_j - CV_n) P_n \cdot H \cdot (\alpha_j - \alpha_{j-1}) \quad (9)$$

donde H es el número de horas del año y α_j es el factor de utilización óptimo de la tecnología j . En el primer término de la fórmula se calculan los ingresos recibidos cuando la tecnología n marca el precio. El segundo término corresponde a los ingresos en los momentos en los que otras tecnologías de mayor

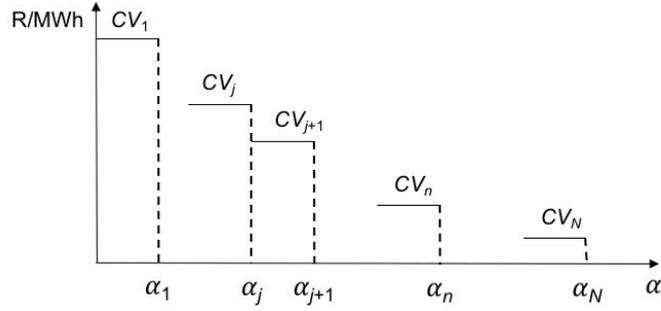


Figura 4: Precios de la energía y duración de los intervalos.

coste variable determinan el precio. En estas circunstancias la tecnología n contribuye a la demanda con la totalidad de su potencia instalada.

El término α_j se obtiene, como se ha visto en el capítulo anterior, del cruce de dos curvas contiguas de costes medios de capacidad, es decir:

$$CF_{j+1} + \alpha_j CV_{j+1} = CF_j + \alpha_j CV_j$$

de donde se obtiene:

$$CV_j = \frac{CF_{j+1} - CF_j}{\alpha_j} + CV_{j+1} \quad (10)$$

En la ecuación (9) se pueden reagrupar los términos de forma que se obtiene la ecuación (11)

$$IT_n = CV_n \cdot E_n + P_n \cdot H \sum_{j=1}^{n-1} (CV_j - CV_{j+1}) \alpha_j \quad (11)$$

Si se sustituye CV_j de la ecuación (10) en (11) se llega a

$$\begin{aligned} IT_n &= CV_n \cdot E_n + P_n H \sum_{j=1}^{n-1} \left(\frac{CF_{j+1} - CF_j}{\alpha_j} + CV_{j+1} - CV_{j+1} \right) \alpha_j \\ &= CV_n \cdot E_n + P_n H \sum_{j=1}^{n-1} (CF_{j+1} - CF_j) \\ &= CV_n \cdot E_n + P_n H \cdot (CF_n - CF_1) \\ &= (CV_n \cdot E_n + P_n \cdot H \cdot CF_n) - P_n \cdot H \cdot CF_1 \\ &= CT_n - P_n \cdot H \cdot CF_1 = CT_n - PC_n \end{aligned}$$

en donde CT_n son los costes totales de la tecnología n . El término de la ecuación (12) es lo que la tecnología tendría que recibir para que se igualen los ingresos a los costes, que se denominarán *pagos por capacidad*.

$$PC_n = CF_1 P_n H \quad (12)$$

Estos pagos se calculan como el producto de los costes fijos mayores de entre las tecnologías existentes (la tecnología 1), durante todas las horas del año, para toda la potencia instalada. En el caso estudiado, los costes variables más altos corresponden a la demanda interrumpible, que tiene unos costes fijos nulos.

En este caso los ingresos de los generadores por venta de energía al mercado al coste marginal del sistema cubrirían sus costes totales.

Sin embargo, si no hay demanda interrumpible, para igualar los ingresos a los costes (permitiendo así que se recuperen todos los costes, haciendo atractiva la inversión) sería necesario que los usuarios pagaran los costes fijos de las centrales de punta a toda la potencia instalada en el sistema como suplemento a los costes de la energía. Por definición de centrales de punta, estos costes son relativamente bajos. Este suplemento al precio de la energía se podría llamar **pago por capacidad**, que habría que pagar a todos los productores, y que tendrían que pagar todos los consumidores. Puesto que los costes fijos se deben pagar durante todas las horas del año, tal como se han definido, se trataría de un coste que también tendría que realizarse para todas las horas del año.

Como se ha indicado, cuando existe una tecnología con costes fijos nulos, como la demanda interrumpible, los pagos por capacidad no son necesarios según (12). En tal caso habrá unas horas al año de precios muy altos, en las que las restantes tecnologías recuperarán una parte de sus costes fijos. Otra posibilidad para que se establezca el equilibrio entre ingresos y costes cuando no hay demanda interrumpible es que los precios, durante unas horas al año, tengan un valor más alto que el de los costes variables. Estos precios se denominan **precios de escasez** (*scarcity prices*, en inglés). Esta situación es análoga a la de pagar el *VOLL* a la demanda interrumpible.

Hay que resaltar una vez más que la Figura 3 muestra el equilibrio de un sistema con muchas simplificaciones: toda la generación es térmica (no hay centrales hidráulicas ni renovables), no se ha considerado la reserva de operación que es necesaria en todo momento, ni el exceso de potencia instalada que hay que tener en cuenta para las actividades programadas de mantenimiento en las centrales, ni la fiabilidad de los grupos. Además, sólo se han considerado dos tecnologías, además de la demanda interrumpible. Por tanto, las conclusiones que se extraigan serán válidas sólo para estas condiciones. Sin embargo, son ilustrativas de la situación producida en un sistema real.

5. Planteamiento del problema de optimización de la planificación de la generación.

La planificación de un sistema de generación se puede plantear matemáticamente como un problema de optimización, que de una forma simplificada se puede expresar como se indica en la ecuación (13).

$$\begin{aligned} \text{s.a.} \quad & \min_{P_{n,t}, P_n} \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N N_t CV_n P_{n,t} + \sum_{n=1}^N CF_n P_n & t = 1, \dots, T \\ & \sum_{n=1}^N P_{n,t} = D_t & n = 1, \dots, N; t = 1, \dots, T \\ & P_{n,t} - P_n \leq 0 & n = 1, \dots, N \\ & P_n \geq 0 & n = 1, \dots, N \\ & P_{n,t} \geq 0 & n = 1, \dots, N; t = 1, \dots, T \end{aligned} \quad (13)$$

en donde los símbolos tienen el siguiente significado:

n	Índice de centrales
t	Índice de intervalos temporales
N	Número de centrales o tecnologías
T	Numero de intervalos temporales
N_t	Duración relativa de cada intervalo temporal t (p.u.)
CV_n	Costes variables de la central o tecnología n (R/MWh)
CF_n	Costes fijos de la central o tecnología n (R/MWh)
$P_{n,t}$	Potencia media producida por la central o tecnología n en el intervalo temporal t (MW)
P_n	Potencia instalada de la central o tecnología n (MW)
D_t	Demanda media en el intervalo t (MW)

En la función objetivo del problema se minimizan los costes totales del sistema de generación, tanto costes fijos como variables, para las tecnologías consideradas. El primer término son los costes de producción de la energía, que son el producto de los costes variables de cada tecnología por la energía que producen en cada intervalo en los que se ha dividido el periodo considerado. La energía es el producto de la potencia media suministrada en el intervalo por la duración en horas del mismo. El segundo término son los costes de inversión de las centrales, el producto de los costes fijos por la potencia instalada de

cada tecnología. El resultado del problema de optimización da la potencia instalada de cada tecnología y la energía que produce en cada intervalo del periodo.

La única restricción que hay es que la generación sea igual a la demanda en cada intervalo del periodo. Además, la energía suministrada por cada tecnología no puede ser superior a la que permite su potencia instalada.

El periodo temporal que se considera típicamente es un año, y el consumo sería el de un año que se considera típico. El año se divide en varios intervalos temporales en los que se considera que la demanda tiene el mismo valor. Pueden ser intervalos horarios ($T = 8760$), o bien, si esto lleva a un problema con un número excesivo de variables, se puede dividir el año en intervalos con duración desigual pero con nivel de demanda semejante. En este último caso, considérese que la monótona de demanda tiene la expresión $D = f(\alpha)$, donde α es la fracción del año. Si se considera un número T de intervalos temporales, la demanda considerada en cada intervalo será:

$$D_t = D_{max} - \frac{D_{max} - D_{min}}{T}(t - 1)$$

en donde D_{max} y D_{min} son la demanda máxima y mínima del año, respectivamente. Si se tiene en cuenta que

$$\alpha_t = f^{-1}(D_t)$$

entonces la duración de cada intervalo será

$$N_t = \alpha_{t+1} - \alpha_t$$

y se considera que $\alpha_{T+1} = 1$

6. La garantía de suministro. Mecanismos de capacidad.

La garantía de suministro es un tema de crucial importancia en los sistemas de energía eléctrica, y uno de los aspectos de más difícil tratamiento en los mercados eléctricos. Puesto que la electricidad es un bien de gran importancia en la sociedad, y de difícil sustitución a corto plazo, no es posible considerarlo como otro bien cualquiera, y las consecuencias de no suministrar energía eléctrica son muy graves. Además, las inversiones en los sistemas eléctricos son cuantiosas y su recuperación se realiza en un plazo muy largo, por lo que el riesgo de la inversión es grande. Adicionalmente, el tiempo de construcción de las plantas e infraestructuras es alto, por lo que las decisiones tienen que tomarse con antelación. Por otra parte, la demanda es inelástica y poco sensible al precio.

Por todo ello tiene que realizarse una regulación que habilite mecanismos para garantizar este suministro. Esta regulación debe ser eficiente y proporcionar una solución al mínimo coste posible. Estos mecanismos deben distorsionar el mercado lo menos posible, y proporcionar una fiabilidad a largo plazo lo mayor posible. Se han propuesto distintas soluciones a este problema.

En ausencia de regulación específica serían los **mecanismos de mercado** los que conducirían a una situación de equilibrio en la que los ingresos por venta de energía igualasen a los costes de generación. La escasez de potencia instalada llevaría a unos precios de la energía suficientemente atractivos (los **precios de escasez** mencionados antes) para que aumenten las inversiones y se solucione el problema, y al revés, una potencia instalada demasiado alta llevaría a desincentivar la inversión hasta llegar al punto de equilibrio deseado.

Sin embargo, este equilibrio solo se consigue en condiciones ideales. Estas condiciones incluyen que el precio del mercado refleje la utilidad marginal de los consumidores, que los inversores no tengan aversión al riesgo, que los costes de las plantas sean convexos, y que no haya efectos de escala en los costes de inversión ni inversiones puntuales cuantiosas. Los sistemas eléctricos no cumplen con estas condiciones, y por tanto es necesaria una regulación efectiva en la práctica.

Por otra parte, es difícil soslayar el problema de poder de mercado que se presenta cuando se producen estas situaciones de escasez. Tampoco la participación de la demanda en el mercado está suficientemente desarrollada como para que estos mecanismos sean eficientes. Además, las situaciones de escasez se producen de forma difícilmente previsible (como consecuencia de situaciones climáticas extremas, por

ejemplo) que no suponen una garantía a la inversión. Por todo ello es necesaria una regulación que, venza la resistencia de las entidades reguladoras a permitir precios muy altos.

Los mecanismos que se han propuesto están basados en el precio, como el pago por capacidad, o en la cantidad, como los mercados de capacidad y los contratos de fiabilidad

El **pago por capacidad**, consiste en un incentivo adicional a los generadores para mantener el nivel de inversiones necesario para abastecer la demanda prevista. La regulación de este procedimiento tiene que calcular el incentivo adecuado (es decir, cuál sería la tecnología de punta que define el pago por capacidad, teniendo en cuenta que las centrales tienen largos tiempos de amortización y que los costes de las nuevas tecnologías son más bajos que los de las antiguas, además de que en un sistema real las centrales tienen distintas antigüedades) para mantener el equilibrio del sistema. Por otro lado, la continuidad de suministro requiere, no sólo que haya suficiente potencia instalada, sino que esta esté disponible cuando se necesita, es decir, en las puntas de carga que sólo se pueden predecir aproximadamente. Por tanto, hay que establecer incentivos (y penalizaciones, en su caso) para conseguir que las centrales estén disponibles cuando se requiere de ellas. Hay tecnologías que no pueden garantizar esto (la energía eólica, por ejemplo) y por tanto no pueden ser destinatarias de esta componente del pago por capacidad, aunque sus ingresos tienen también que ser cubiertos con la venta de energía al mercad. Por otro lado, los incentivos a la generación deberían complementarse con incentivos a una gestión de la demanda enfocada al ahorro y eficiencia energética, que puede conseguir el mismo efecto en ocasiones a un precio menor, por ejemplo, desplazando la demanda de horas de punta a otras horas, o empleando la interrumpibilidad de determinadas cargas.

En los **mercados de capacidad** los consumidores deben asegurar su suministro mediante contratos específicos con generadores, por los que se paga una cantidad adicional a la energía consumida. La organización de estos mercados es compleja: hay que determinar el plazo adecuado, y la suficiente liquidez. Por otra parte, si son voluntarios puede haber usuarios que no los contraten y se beneficien de la fiabilidad procurada por los pagos de otros (lo que se conoce como el problema del “polizón”). Si son obligatorios, se asemejan a un simple pago por capacidad, aunque la cuantía de la remuneración se establece en el contrato, no viene fijada por el regulador, que solo determina la cantidad de generación fiable que el sistema necesita. Los precios se pueden fijar mediante una subasta

En algunos países se asigna una **reserva estratégica de generadores** (en algunos casos plantas antiguas que no entran habitualmente en el mercado) a la que se remunera a través de una subasta en la que se adjudica una capacidad que debe estar disponible, pudiendo participar además en los mercados de energía. Si bien esta medida puede ser eficaz a corto plazo, no resulta un incentivo para la construcción de plantas nuevas.

Los **contratos de fiabilidad** consisten en la contratación de capacidad fiable por parte de una entidad central (por ejemplo el Operador del Sistema). Esta opción consistiría en pagar una opción de compra (*call*) en la que se retribuye la energía a un precio elevado cuando la situación del sistema lo requiera. Esta situación crítica vendría definida por un precio alto de la energía en relación con el precio medio. En esos momentos el Operador del Sistema puede hacer uso de la opción de compra, que si no es cumplida por los generadores responsables, daría lugar a penalizaciones, que tendrían que ser suficientemente disuasorias del incumplimiento. El coste de este mecanismo estaría retribuido mediante un sobrecargo a la energía consumida.

7. Transición entre puntos de equilibrio económico.

Los sistemas eléctricos son cambiantes, y dada la elevada vida útil de las plantas de generación, la irrupción de una nueva tecnología o un cambio en la regulación modifica el estado de equilibrio económico, y conviene estudiar cómo evoluciona este estado de equilibrio tras cambios de este tipo. Un caso de estudio interesante es la inserción de energías renovables no gestionables en un sistema térmico.

La introducción de las energías renovables intermitentes en un sistema eléctrico con un parque de generación dado introduce modificaciones en el uso que se hace de las centrales existentes, en particular de las centrales térmicas. La utilización de estas centrales disminuirá, afectando a la rentabilidad de las mismas y al precio de la energía en el mercado mayorista. A largo plazo, esta situación tiende a cambiar para adaptar el parque de generación térmico a la demanda térmica que tiene que atender, es decir, a la diferencia entre la demanda total y la potencia suministrada por las energías renovables.

Para describir con detalle estas consecuencias, se va a estudiar este problema mediante el concepto de equilibrio económico de un parque de generación. Se partirá de una situación de equilibrio en un mercado eléctrico en el que solo haya centrales térmicas, que por simplicidad se han agrupado en dos tipos: centrales de base y centrales de punta.

Las energías intermitentes no pueden modelarse como una curva de costes debido su carácter no programable, que no permite su gestión en función de sus costes, sino que producen siempre que el recurso (intermitente) esté disponible. Por tanto, el efecto de estas energías deberá modelarse como una disminución de los niveles de carga, y por tanto, una bajada de la curva monótona de carga.

Esta bajada, sin embargo, no es uniforme, y en particular en el momento de la punta de carga anual (que determina la potencia instalada) la potencia suministrada puede ser menor que la potencia media suministrada durante el año, tal como se ha visto en la Figura 1. En la explicación siguiente se considerará que su contribución a esta punta anual de carga es nula. Se trata de una hipótesis conservadora según la que no se cuenta con la potencia instalada del recurso renovable para cubrir las puntas de demanda. Se dice, en este caso, que el *crédito de capacidad*⁴ de la energía renovable es nulo. Aunque esta previsión es un tanto pesimista, es válida para la estimación que se desea hacer.

Por tanto, cuando en esta situación de equilibrio se incluye energía renovable, la situación deja de ser un equilibrio, si el parque de generación se mantiene como el de la situación previa. Esta situación se muestra en la Figura 5. En esta figura se ha considerado que la potencia instalada de cada tecnología es la óptima para la demanda del sistema, sin considerar la disminución que la demanda térmica experimenta debido a la irrupción de nuevas energías renovables. Estas potencias instaladas se denotan mediante los términos P_P y P_B .

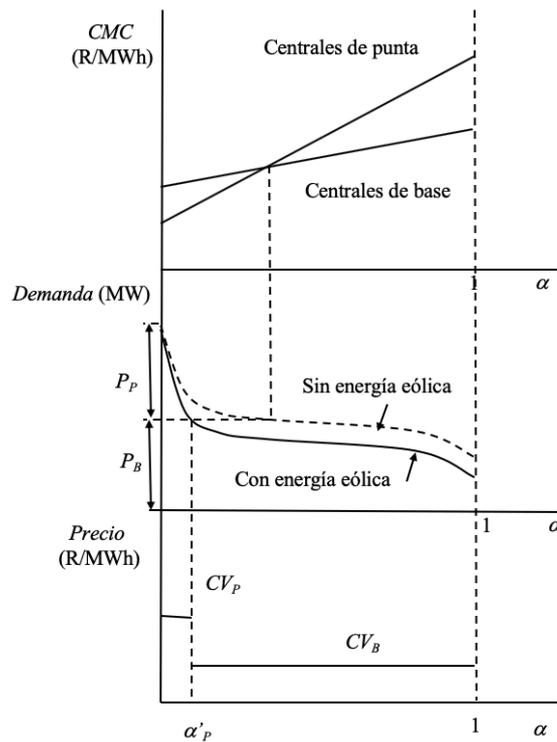


Figura 5: Efecto de la energía no gestionable sobre una situación de equilibrio.

La nueva situación se refleja en la Figura 5. De ella se puede deducir que la utilización de las centrales de punta ha disminuido y la de base ha aumentado. En la situación original, sin energía eólica, el factor de utilización óptimo se obtiene como se indica en la ecuación (8), es decir:

⁴Una definición del crédito de capacidad es el cociente entre la potencia equivalente de una central convencional que proporcione la misma fiabilidad al sistema, y la potencia instalada de una tecnología, renovable en este caso.

$$\alpha_P = \frac{CF_B - CF_P}{CV_P - CV_B}$$

El nuevo factor de capacidad de la tecnología punta, y por tanto tiempo de utilización de las centrales de punta α'_P , al estar fijada su potencia instalada será:

$$\alpha'_P = D^{-1}(P_B)$$

donde $P = D(\alpha)$ es la expresión de la monótona de demanda y D^{-1} es su inversa. Se puede comprobar que $\alpha'_P < \alpha_P$.

Por tanto, las horas en que la tecnología punta fija el precio disminuyen. A partir de esta situación se puede afirmar lo siguiente:

- Al disminuir la demanda que cubre la generación térmica, el número de horas en que participa la generación de punta es menor.
- El efecto de este cambio sobre los precios es que habrá menos horas en las que el precio de la energía sea el coste variable de las centrales de punta, es decir, el precio medio de la energía que pagan los consumidores disminuirá.
- Esta disminución de precios implica que las centrales de base no recuperan sus costes fijos como en la situación de equilibrio, aun cuando se mantengan los pagos de capacidad previstos en la situación sin energía eólica.
- Si se mantienen los pagos por capacidad, las centrales de punta sí recuperarán sus costes, pues reciben sus costes variables cuando marcan el precio y los pagos por capacidad compensan sus precios fijos.

La evolución del sistema, si no se toma ninguna medida adicional, es que las centrales de base se irán cerrando a medida que concluya su vida útil, y serán sustituidas por centrales de punta, que sí recuperan sus costes fijos a través del pago por capacidad. Hay que tener en cuenta que la tecnología base comprende centrales diferentes, que tendrán distintas fechas de construcción y distinta eficiencia, por lo que será a las centrales menos eficientes a las que les afecte más la disminución de precios producida.

Por tanto, a largo plazo la presencia de energía renovable produce un cambio en la situación de equilibrio, consistente en que la potencia instalada óptima de ambas centrales varía, con respecto a la situación de equilibrio sin generación eólica. La nueva situación de equilibrio se muestra en la Figura 6. Esta situación se corresponde con el tiempo de utilización óptimo de cada tecnología, que viene determinado por α_P y que no varía si los costes medios de capacidad se mantienen constantes.

En la nueva situación se pueden hacer las siguientes observaciones.

- La potencia instalada de las dos tecnologías consideradas ha cambiado. Se ha incrementado la de las centrales de punta, y ha disminuido la de las centrales de base. Esto es la consecuencia del mayor apuntamiento de la curva carga-duración.
- Los precios de la energía, al venir dados por la intersección entre las curvas de costes de ambos tipos de centrales no han cambiado.
- Bajo el supuesto de que los costes fijos del sistema vienen cubiertos mediante un pago por capacidad equivalente a los costes fijos de la central de punta, y dado que estos costes son los mismos independientemente del tipo de potencia instalada (vienen dados en R/MWh), los costes por capacidad no varían.

Por tanto se puede decir que, en las condiciones simplificadas de equilibrio consideradas, el equilibrio con energía eólica no conlleva ni una reducción de precios, ni un aumento de los costes por capacidad.

Como se ha indicado, a corto plazo los precios de la electricidad bajan cuando se incorporan renovables. Por la relevancia de este tema en los mercados eléctricos actuales, se comenta este tema a continuación de forma más extensa.

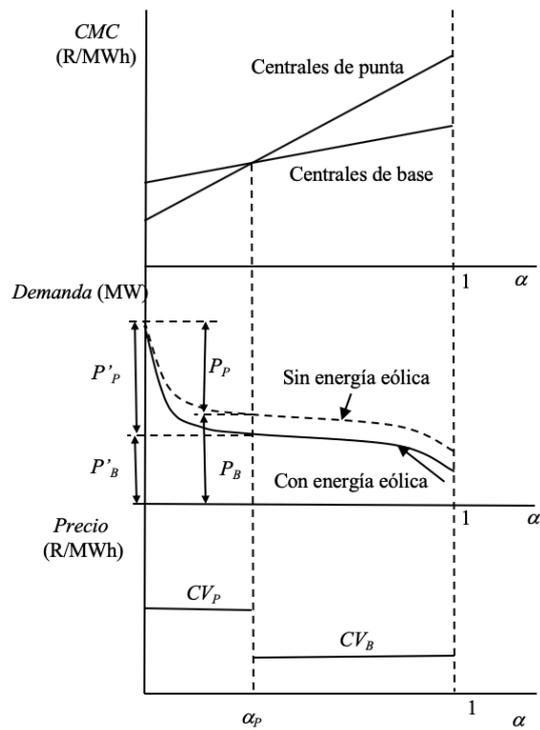


Figura 6: Situación de equilibrio con generación no despachable.

La participación de las energías renovables intermitentes en el mercado mayorista al contado se realiza en la mayor parte de los casos mediante ofertas a precio muy bajo o nulo de la producción prevista. Esto significa que cuando hay suficiente recurso no entran las ofertas de precio más alto que realizan las centrales térmicas y por tanto, para la misma demanda, los precios bajan, tal como se muestra en la Figura 7, en la que se indica el mayor desplazamiento de la curva de oferta cuando hay más energía renovable prevista para el mercado diario.

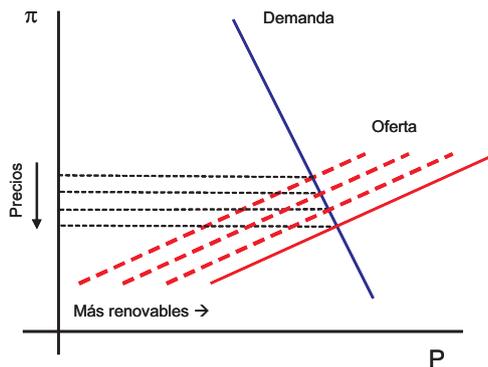


Figura 7: Efecto de la energía eólica sobre los precios a corto plazo.

Sin embargo, la evaluación de esta dependencia no es fácil. Si se representa la relación entre la energía eólica y los precios del mercado diario del sistema español en 2017 (Figura 8), se puede observar que los precios decrecen cuando aumenta la potencia eólica en el sistema, pero hay una gran dispersión en los datos. En efecto, los precios de la energía dependen de muchas variables: el nivel de la demanda, los

precios de los combustibles de las centrales térmicas, el nivel de otras renovables, en particular la energía hidráulica, la capacidad de intercambio con otros sistemas, etc. Una forma de estimar el ahorro producido durante un periodo de tiempo dado es a partir de las curvas de oferta de compra y venta al mercado, de las que se descuentan las ofertas de energías renovables. Pero este método no permite obtener conclusiones generales. Distintos estudios, utilizando otros métodos, han llegado a las diferentes cuantificaciones de este efecto para diferentes sistemas. Los resultados de estos estudios se resumen en la Tabla 1.

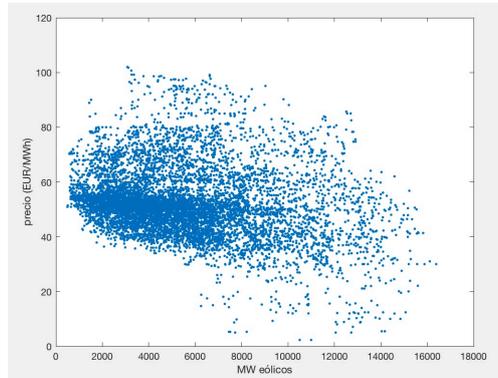


Figura 8: Relación entre la energía eólica y los precios del mercado diario en España.

País	Año	Resultado
Italia	2015	2,3 EUR/MWh (sol), 4,2 EUR/MWh (eólica) por GWh de renovables
España	2014	17-37 % eólica, 1-4 % fotovoltaica
Alemania	2014	eólica y FV 6,04–10,80 EUR/MWh
Alemania	2014	- 1,46 % del precio por 1 % adicional de participación eólica en la demanda
Alemania	2018	0,77 - 1 EUR/MWh (eólica) 0,73-0,96 EUR/MW por GW de renovables

Cuadro 1: Reducción del precio de la energía con las energías renovables. Resultados de estudios

Estos resultados reflejan los efectos a corto plazo de las energías renovables sobre el mercado eléctrico. Los efectos a largo plazo son más difíciles de observar. En primer lugar, porque no hay mercados en los que se haya producido una transformación de este tipo con tiempo suficiente. Por otra parte, porque las condiciones de contorno son cambiantes: por ejemplo, los precios del CO₂ cambian en el tiempo, afectando a los costes variables de las centrales térmicas. Además, los objetivos de descarbonización y los costes decrecientes de las energías renovables impulsan una presencia cada vez mayor de las energías renovables no gestionables en el mercado. Esta situación llevará a un parque de generación distinto del actual, en el que el problema de la garantía de suministro se plantea de una forma diferente.