



Comentarios de Gas Natural sdg acerca de una propuesta sobre un mecanismo de garantía de suministro de energía eléctrica

1. Necesidad de un mecanismo de garantía de suministro

El mercado necesita un mecanismo de garantía de suministro sin duda. Es necesario incentivar la instalación de generación suficiente para cubrir la demanda de forma fiable.

Los mercados eléctricos en general no pueden garantizar que se construyan en el sistema suficientes centrales como para abastecer de forma satisfactoria a la demanda. No se trata de un problema de corto plazo (seguridad), donde lo relevante es la capacidad de las centrales de generación para responder ante variaciones de la demanda, sino de un problema de largo plazo (suficiencia), donde lo relevante es la capacidad del sistema para atraer a nueva inversión que permita cubrir de la demanda. Los aspectos relacionados con la operación de corto plazo están bien resueltos mediante los servicios complementarios y, en particular, por medio de los mercados de reservas. El objetivo esencial de la garantía de potencia es conseguir que exista suficiente capacidad de generación en el sistema, de modo que sea posible un suministro fiable.

Al mismo tiempo, la inversión en nuevas centrales se explica en la medida en que se espera que éstas produzcan de una cierta forma y puedan contribuir a mejorar la fiabilidad del sistema. Es decir, las nuevas centrales deben aportar su energía al sistema de modo que permitan abastecer mejor a la demanda. Por ello, una buena solución consiste en ligar los mecanismos de garantía de suministro de largo plazo a algún tipo de compromiso de operación, que es la que realmente justifica necesidad de la inversión.

En principio, todos estos objetivos podrían conseguirse simplemente a partir del precio del mercado *spot*. En los instantes en los que la generación fuera insuficiente, el precio sería muy alto y eso generaría ingresos que permitirían financiar nuevas centrales. Sin embargo, en los mercados reales esto no funciona así. Los picos de precios asociados a los mercados con baja fiabilidad generan unos ingresos muy irregulares, con gran volatilidad, que implican un riesgo muy alto para los agentes y hacen prácticamente imposible justificar una inversión a partir de ellos. La dificultad está fundamentalmente asociada al riesgo. La percepción del riesgo de los agentes hace que la inversión en centrales de punta sea menor de la que es socialmente óptima, y la falta de mecanismos suficientes para cubrir ese riesgo –esencialmente debida a la inmadurez del comportamiento de la demanda en el largo plazo– hace que sea el regulador quien deba tomar medidas para corregir este problema. Esto justifica la necesidad de los mecanismos de garantía de potencia.

En resumen, existe un problema asociado al comportamiento de la demanda en los mercados de largo plazo –que es común a todos los mercados eléctricos– que hace que



los nuevos generadores no puedan cubrir su riesgo y, por tanto, que algunas inversiones que son necesarias para la fiabilidad no se lleven a cabo. El regulador debe tomar medidas, en forma de mecanismo de garantía de suministro, para contrarrestar este efecto. Es decir, que se trata de dar señales para fomentar la nueva inversión y conseguir así que el sistema sea fiable.

2. Requerimientos del Sistema

Los requerimientos del sistema en cuanto a seguridad del suministro deben ser valorados mediante un adecuado margen de reserva en un horizonte temporal de medio y largo plazo. Un cálculo ajustado del margen de reserva debe basarse en técnicas probabilistas que determinen el grado de fiabilidad de la cobertura de la demanda punta bajo diversos escenarios de generación instalada ofreciendo potencias firmes.

En cualquier caso el margen de reserva necesario debe calcularse para un horizonte lo suficiente amplio que permita a los agentes valorar la oportunidad de inversión

Por otra parte, conviene distinguir entre el análisis clásico de la cobertura de la demanda, que determina las necesidades totales de generación en el sistema, y el análisis asociado a la garantía de potencia, que determina las necesidades de pagos asociadas a este mecanismo. El objetivo de la garantía de potencia es proporcionar señales de inversión y, por tanto, el regulador debe optimizar la cantidad de nueva inversión que se consigue con estos pagos. En los mercados reales esto no coincide con la idea de remunerar la fiabilidad que cada central aporta al sistema. Es decir, la señal debe estar dirigida a los generadores que aporten fiabilidad al sistema, pero que el mismo tiempo tengan capacidad de modificar sus decisiones –fundamentalmente de inversión– en función del pago recibido. El siguiente apartado detalla este aspecto.

3. Medida de la aportación a la garantía de suministro (firmeza)

Criterios generales

El punto de partida es que el objetivo de la garantía de potencia es proporcionar una señal de inversión que complemente a los precios de la energía, y el motivo por el que esta señal es necesaria es el riesgo que soportan las inversiones asociadas predominantemente a la fiabilidad cuando deben recuperar su inversión exclusivamente a partir del precio del mercado. En ese caso, hay que tener en cuenta que una parte apreciable de las inversiones en el parque generador del sistema MIBEL no ha estado sujeta a riesgo y, por tanto, no ha experimentado este problema.

Los Costes de Transición a la Competencia (CTC) constituían un reconocimiento de un compromiso regulatorio por parte de las autoridades que garantizaba la rentabilidad de las inversiones realizadas en las plantas correspondientes. Ninguna de las centrales sujetas a CTC ha percibido el riesgo de mercado en su inversión, puesto que en el caso de que los precios de mercado resultasen bajos y la inversión no fuera rentable, la regulación



garantizaba dicha rentabilidad mediante un pago adicional, que se recolectaba entre todos los clientes, y que se denominaba CTC.

El razonamiento es completamente análogo para las inversiones sujetas al sistema de CAEs-CMECs en Portugal.

Es claro que estos generadores no precisan de una señal que les mitigue los riesgos asociados a sus costes fijos y que no deberían percibir remuneración por garantía de potencia. Todo ello sin tener en cuenta que, además, se trata de tecnologías ya amortizadas y con mucha frecuencia agotadas o quasi-agotadas –el elemento fundamental que orienta sus decisiones de inversión no es el precio del mercado ni las señales económicas (esto es muy evidente en el caso de la hidráulica y la nuclear)–.

Por tanto, los pagos por garantía de potencia deben asociarse exclusivamente a las instalaciones que están sometidas a riesgo de inversión por cuenta del promotor. Han de tenerse en cuenta únicamente las inversiones realizadas en plantas de generación con posterioridad a la entrada en vigor de la ley 54/1997. Las decisiones de inversión del resto de las tecnologías no reaccionan a la señal de la garantía de potencia, de modo que el hecho de que no reciban pagos por garantía de suministro no afecta a la fiabilidad del sistema.

Por otra parte, en circunstancias donde la remuneración total está limitada –como el caso actual–, la solución más efectiva para garantizar la fiabilidad del sistema es concentrar la señal de inversión en aquella generación que puede responder a dicha señal, en lugar de diluirla realizando pagos a grupos cuyas decisiones de inversión no están condicionadas por los mismos riesgos. Es decir, pagar una cantidad pequeña a muchos generadores probablemente no consiga atraer nueva generación; para conseguir nuevos entrantes es más efectivo focalizar los incentivos en los grupos que realmente pueden responder a ellos.

Firmeza de cada planta

Dentro de este contexto, a cada uno de estos generadores construidos después de la ley 54/1997 se le debe remunerar de acuerdo con su aportación a la fiabilidad.

La discusión sobre cómo medir la aportación a la fiabilidad es compleja y requiere del uso de modelos de simulación que no existen todavía en la práctica. En líneas generales, la discusión entre potencia y energía es sólo un caso particular del problema. En general, todas las horas del año tendrán un cierto peso en las necesidades de generación del sistema y la potencia firme de un cierto generador se podrá obtener como el producto de la energía que se espera que produzca ese generador en cada hora por el peso de esa hora en la fiabilidad del sistema. El problema estriba en calcular cuál es el peso de la generación/demanda de cada hora en la fiabilidad total del sistema –más concretamente, cómo varía la fiabilidad total del sistema si aumenta la demanda o disminuye la generación en dicha hora–. En un sistema exclusivamente térmico, únicamente tiene un peso distinto de cero la hora de máxima demanda y por tanto la potencia firme de un grupo es igual a su potencia disponible teórica en la hora de máxima demanda; en un sistema donde exclusivamente existen centrales hidráulicas modulables, todas las horas pesan igual y eso implica que la potencia firme de una planta es igual a su energía; en un sistema hidro-



térmico como el nuestro, se llegará a algún resultado intermedio. El problema es que para obtener los pesos de cada hora sería necesario un proceso de simulación probabilista que incluyese los posibles fallos de las plantas, la incertidumbre en la demanda, y que despachase la producción hidráulica de forma estocástica en cada escenario. No se dispone actualmente de un modelo así.

Sin embargo, se pueden definir algunos criterios generales que son válidos para cualquier modelo razonable que se pueda plantear:

- Para una central cuya producción sea muy volátil y poco predecible, y que apenas pueda ser considerada a efectos de cobertura de la demanda en el proceso de planificación, cualquier mecanismo debe dar lugar a una potencia firme prácticamente despreciable.
- Para las centrales que pueden garantizar una potencia constante durante todas las horas del año y sin limitaciones de energía, cualquier medida de la aportación a la fiabilidad debe dar una potencia firme igual a su potencia máxima por su disponibilidad. Tanto si se remunera por potencia, como si se hace por energía, como si se usa algún punto intermedio entre ambas, la aportación de una central de este tipo es igual en todas las horas e igual a su potencia máxima por su disponibilidad¹.

En la práctica, esto se puede instrumentar como un pago vinculado al total de su potencia disponible, que se minora mediante una penalización asociada a la indisponibilidad (ver siguiente apartado), de modo que el pago neto es en valor medio igual a la potencia firme por la disponibilidad². Es decir, que la potencia firme bruta de estos generadores es igual a su potencia máxima.

- Para las centrales de energía limitada, la potencia firme es más difícil de calcular. En cualquier caso, el punto de partida debe consistir siempre en tomar los datos correspondientes a las hipótesis del caso crítico para el que se planifica el sistema; es decir, las aportaciones, producciones y otras características de las centrales hidráulicas para un año muy seco: el escenario que se utilice en planificación.

¹ Es relevante precisar que las centrales que puedan adquirir sus combustibles en un mercado no son tecnologías de energía limitada, ya que siempre es posible adquirir más gas en los mercados internacionales y cumplir con los objetivos de producción. La penalización que se propone más adelante dará incentivos a estos grupos para disponer de un suministro de combustible suficiente para hacer frente a la producción comprometida —a diferencia de lo que sucede con el mecanismo actual, donde las penalizaciones son muy débiles—. En este sentido, son muy diferentes de la tecnología hidráulica, cuya energía total es limitada y no se puede incrementar mediante la gestión del operador de la planta. Por tanto, un mecanismo regulatorio eficiente no debería en ningún caso presuponer limitaciones de energía a este tipo de tecnologías y reducir por ello la aportación a la fiabilidad que se exige a estas plantas, sino proporcionar incentivos para que el grupo gestione su cartera de aprovisionamiento de modo que proporcione la máxima fiabilidad al sistema.

² Una forma alternativa (más complicada) de llegar a este resultado es plantear que la potencia firme de la planta es igual a su potencia máxima por su indisponibilidad (*derating*), y que la remuneración por garantía de potencia incluye el pago fijo por potencia y además el valor típico de las penalizaciones de una planta eficiente. La planta eficiente termina siempre recibiendo un pago proporcional al total de su potencia.



4. Definición del producto de fiabilidad de los agentes generadores

El producto se compone, por tanto, de una potencia firme reconocida para cada grupo y una penalización por no cumplir los compromisos asociados a la misma. A su vez, se distingue entre dos tipos de penalización: una penalización definida *ex-ante* y otra penalización que se determina *ex-post*.

Potencia reconocida

Es el valor que resulta del razonamiento presentado en el punto anterior.

Penalización ex-ante

Refleja las necesidades teóricas de abastecimiento que se utilizarían en la planificación de largo plazo y que corresponde monitorizar al Operador del Sistema. Cada hora, en función de la demanda prevista, tendrá un coeficiente de penalización *ex-ante* calculado al principio del año por el Operador del Sistema de modo que se refleje, mediante un coeficiente más alto, que en algunas horas la criticidad del sistema es mayor. Esto permite identificar el grado de criticidad de cada hora, de modo que se pueda hacer una penalización selectiva en función de la importancia de la generación en cada una de ellas. Dicho de otro modo, existen horas en las que la indisponibilidad de un generador no afecta apenas a la fiabilidad del sistema, como las horas valle, mientras que en ciertos periodos de punta no contar con un generador puede reducir de forma apreciable los márgenes de reserva del sistema. No puede penalizarse de igual forma un fallo en una u otra hora.

El cálculo *ex-ante* de la penalización permite al Operador del Sistema (OS) orientar el incentivo hacia las horas en las que considera que es más necesario que los generadores hagan sus mejores esfuerzos para estar disponibles y, de este modo, conseguir que los intereses de los generadores se alineen con los del OS.

En este proceso, al mismo tiempo, es necesario mantener un equilibrio entre el interés de proporcionar un incentivo correcto de operación y la necesidad de no generar un riesgo excesivo con ello que termine por destruir el efecto de señal de inversión (mitigador de riesgo), que es la base del mecanismo. Por ejemplo, un mecanismo que hiciera perder a un generador cien veces el pago de potencia anual por fallar en la hora de punta estaría creando un riesgo todavía mayor que el que tenía el grupo cuando no recibía garantía de potencia, y no facilitará de ninguna forma la inversión. Es decir, conviene que la curva de penalización sea razonablemente apuntada –una curva basada en la LOP sería excesiva, por ejemplo–.

Para calcular esta penalización se propone que su valor sea nulo para las 1000 horas con menor demanda térmica del año, y que para el resto de las horas la penalización dependa de la demanda térmica de cada hora –más concretamente, de la diferencia entre la demanda térmica prevista para la hora en cuestión y la demanda térmica prevista para hora de mayor demanda de entre las 1000 horas con menor demanda térmica–, siguiendo



una función cuadrática. Esta función se ajustará para que el total de las penalizaciones a pagar en el caso más desfavorable sea superior al total de los pagos recibidos por garantía de potencia, de modo que los grupos poco fiables tengan incentivos para no sobreestimar su disponibilidad, pero no drásticamente superior, para no crear un riesgo excesivo que dificulte la inversión. Se propone que los coeficientes se normalicen hasta hacer que la penalización total sea 1,5 veces el pago bruto por garantía de potencia.

La evaluación de esta penalización se basa en la disponibilidad de las plantas, lo que hace necesario que las autoridades refuercen los actuales mecanismos de inspección de las instalaciones de modo que se consigan disminuir los fraudes asociados a la declaración de la misma. En general, es conveniente que estos mecanismos de supervisión actúen eficazmente, independientemente del mecanismo de garantía de potencia escogido, de forma que el Operador del Sistema pueda tener control real de la situación de la generación conectada al sistema. Por ello, la necesidad de reforzarlos no debería ser problemática. Por otra parte, aunque es cierto que el mecanismo de garantía de potencia basado en las declaraciones de indisponibilidad puede crear algunos incentivos perversos a los agentes —que tienden a ocultar sus indisponibilidades—, los efectos deberían ser pequeños si aumentan los medios con los que cuentan las autoridades para la inspección, mientras que la eliminación de esta penalización *ex-ante* ocasionaría problemas todavía peores en el funcionamiento del esquema de garantía de potencia (ver más adelante).

Penalización ex-post

El mecanismo anterior estaba basado en las previsiones realizadas por el Operador del Sistema sobre cuáles son las horas más críticas, realizadas con un año de antelación, pero existirán necesariamente instantes en los que estas previsiones no coincidan con la realidad. Por este motivo, se propone reforzar las penalizaciones *ex-ante* anteriores para los casos en los que se identifiquen situaciones críticas en el mercado, con un horizonte diario.

Así, es necesario detectar cuándo el sistema se encuentra en una situación crítica. Se propone utilizar para ello la señal del precio del mercado diario. Cuando el precio del *pool* en una hora determinada supere un precio umbral pre-establecido por el regulador, superior al coste variable de operación de las centrales más caras del sistema —se propone usar un valor de 100 €/MWh—, diremos que el sistema se encuentra en una situación crítica y se aumentará la penalización correspondiente a esa hora. A la penalización *ex-ante* calculada inicialmente se le añadirá una penalización *ex-post*, que sólo se aplica cuando el precio sube de 100 €/MWh, de forma que la suma de ambas penalizaciones sea igual al valor máximo de la penalización *ex-ante* de cualquier hora.

Esto permite que todas las horas en las que el precio es alto, a las que se identifica con horas en las que el sistema tiene problemas de abastecimiento, la penalización —y la exigencia— asociada a la garantía de potencia sea máxima.

Sin embargo, aunque esta penalización *ex-post* permite considerar adecuadamente todas las horas en las que se detecten problemas cercanos al tiempo real, el precio no puede ser la única referencia para detectar cuándo el sistema está en una situación crítica. La penalización *ex-post* —basada en el precio— se debe complementar con la penalización *ex-*



ante –basada en las estimaciones del Operador del Sistema–. Por poner un ejemplo extremo, en un sistema donde hubiera un único generador pero donde éste que fuera capaz de suministrar toda la demanda, la penalización *ex-post* sólo detectarían problemas cuando el generador fallase –es decir, el precio sólo superaría el umbral cuando el generador fallase–. Si la contribución a la fiabilidad del generador únicamente se midiera en estos periodos, su contribución sería nula. Sin embargo, es evidente que durante el resto de las horas el grupo sí está contribuyendo notablemente a la fiabilidad. El problema consiste, fundamentalmente, en que el precio no es independiente del comportamiento de los agentes, especialmente en las situaciones donde la aportación a la fiabilidad es mayor. Si los agentes ofertan sus costes, es muy probable que existan situaciones en las que el precio no supere el umbral y que, sin embargo, el grupo sea imprescindible para cubrir la demanda. El precio no es válido como único mecanismo para detectar las situaciones críticas, y por ello debe complementarse con el análisis *ex-ante*.

Penalización y generadores instalados antes de la entrada en vigor de la ley 54/1997

El conjunto de las penalizaciones *ex-ante* y *ex-post* permite al Operador del Sistema proporcionar incentivos para que los agentes que reciben garantía de potencia operen de modo que maximicen la fiabilidad del sistema. Ahora bien, esto es un subproducto de la señal de inversión. Es decir, el objetivo básico de la garantía de potencia es proporcionar una cobertura de riesgo y una remuneración adicional que fomente la instalación de nueva inversión. Asociado a ese objetivo, es posible pedir un compromiso de operación posterior.

Existirán plantas, las que entraron en operación antes de la ley 54/1997, que no deben recibir señales de inversión –porque no tienen riesgo asociado a esta inversión– pero para las que el Operador del Sistema querría contar con una señal de operación. Esto sucederá, típicamente, para las plantas hidráulicas. Es importante en este caso separar las dos señales: por una parte está la señal de inversión que es la esencia de la garantía de potencia, y por otra parte está el compromiso de operación que se liga a la misma. Aunque todos los grupos que reciben señal de inversión deben dar a cambio un compromiso de operación, no es imprescindible la primera para conseguir la segunda. Si únicamente se quiere contar con una señal de disponibilidad de corto plazo, no ligada a una señal de inversión, el producto regulatorio que se necesita no es la garantía de potencia, sino que se pueden utilizar otro tipo de mecanismos *ad hoc* –seguramente la alternativa más prometedora son los mercados de reservas de operación (terciaria) realizados con una antelación de varios meses, que se han implantado ya en Holanda, Suecia y otros países europeos–. Estos mecanismos también proporcionan al Operador del Sistema una herramienta para asegurarse de que la operación de estos grupos se adapta a las necesidades del sistema, pero separa claramente la señal de inversión y evita dársela a unos grupos que no les corresponde –o, en otras palabras, que ya la recibieron en su momento en forma de CTC–.

5. Definición del mecanismo de remuneración del producto

En relación al mecanismo de remuneración del producto se propone mantener un pago regulado por capacidad, como el existente, aunque reforzando de forma notable el sistema de penalizaciones de acuerdo con lo descrito antes.



Para la elección de otros mecanismos menos regulados como son el mercado de energía, el mercado de capacidad o las subastas de capacidad, se necesita una estructura de mercado más competitiva y menos asimétrica que la que actualmente existe en el mercado ibérico, ya que de lo contrario el ejercicio del poder de mercado distorsionaría notablemente el funcionamiento del sistema.

6. Participación de la demanda en la garantía de suministro

Si bien existen varios posibles planteamientos regulatorios de gestión de la demanda bajo el punto de vista de la garantía de suministro, se propone como punto de partida el desarrollo de la actual propuesta de orden por la que se regulan los servicios de gestión de la demanda para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, donde se establece que, bajo el cumplimiento de ciertos requisitos técnicos, se puede conseguir un descuento muy importante sobre la factura energética. No parece razonable acometer nuevos pagos adicionales por interrumpibilidad, al menos hasta observar si el actual diseño da resultado.

A la vista de los resultados que se obtengan con este esquema se valoraría la idoneidad y continuidad de esta propuesta regulatoria, o por el contrario se plantearía una integración de los compromisos de interrumpibilidad dentro del esquema de garantía de potencia – por ejemplo mediante un menor pago –.

7. Distribución del pago entre la demanda

La distribución del pago entre los diferentes tipos de consumidores se realizará en función de su participación en la demanda punta del sistema, e independientemente de la modalidad de contratación escogida y del mercado al que pertenecen.

Se propone en primera instancia una actualización los valores unitarios de pago recogidos en la normativa que adecue el cobro por este concepto a los pagos necesarios para los generadores con derecho a percepción de la garantía de potencia.

En este sentido se considera necesario un análisis de la actual distribución de pagos para reflejar la contribución de cada segmento tarifario a la demanda punta,. Por ejemplo un cliente doméstico paga actualmente por garantía de potencia 13,22 €/MWh indistintamente de si el megavatio-hora se ha consumido en periodo punta o valle. Sin embargo un cliente industrial sí paga en función del periodo en que se ha consumido dicho megavatio-hora. Esto quiere decir que comparando los pagos en una hora de demanda punta, un cliente doméstico paga hasta un 66% más que el cliente industrial que paga 7,93 €/MWh.

En términos económicos la totalidad de la demanda en BT (NT0) aporta aproximadamente el 85% del cobro por garantía de potencia frente a su contribución estimada en la punta del sistema estimada en 55%, según el estudio de la CNE sobre los costes del sistema eléctrico imputables a cada tipo de tarifa y peaje.



Coeficientes de participación en la punta por grupo tarifario utilizados en la asignación

	Punta del Sistema	NIVEL DE TENSION								TOTAL
		NT0			NT1		NT2	NT3	NT4	
		DH1	DH2	DH3	DH3	DH6	DH6	DH6	DH6	
Propuesta CNE 2001	Periodo 1 DH6	37,6%	3,4%	16,2%	5,5%	22,0%	6,5%	4,5%	4,3%	100,0%
Propuesta Actual	1.000	34,9%	4,2%	16,2%	8,9%	20,7%	6,5%	3,4%	5,3%	100,0%

Fuente: CNE

8. Mecanismo de garantía de suministro en un mercado regional

Si se quiere avanzar en términos de homogeneidad y unificación del mercado portugués y español es necesaria una armonización regulatoria del actual mecanismo de garantía de potencia entre ambos países, con objeto de establecer las mismas oportunidades de inversión en el seno del MIBEL.

No obstante, se trata de un proceso muy complejo que requiere decisiones de gran calado –típicamente, los dos sistemas deben decidir si están dispuestos a compartir los racionamientos–, cuyos desarrollo deberían abordarse en una segunda fase.

En cualquier caso, desde el punto de vista de la generación, se necesita una armonización íntegra en cuanto al tratamiento de generadores perceptores de CTC y CMECs en relación con la garantía de potencia. Los generadores perceptores de CTC en España no incurren en ningún riesgo de recuperación de sus costes fijos y por tanto no cobrarían garantía de potencia. Consecuentemente y por analogía los generadores perceptores de CMECs recibirían el mismo trato que sus homólogos españoles.

Además, es necesario compatibilizar el mecanismo de recuperación de los CMECs para permitir la entrada de nuevos generadores y operadores, y para evitar distorsiones en la formación del precio –como ocurrió en su momento en España en relación con los CTC–.

Desde el punto de vista del reparto de los pagos entre la demanda, las propias CNE y ERSE en su propuesta de modelo de organización del mercado ibérico de electricidad preveían “una tarifa regulada de garantía de potencia idéntica en España y en Portugal, aplicable a todos los clientes con independencia de la forma en que se contrate el suministro de energía eléctrica”. Es más, la propuesta de reparto no discriminatorio entre ambos sistemas de los costes por garantía de potencia entre todos los consumidores podría comportar una armonización de los segmentos de consumo –tanto en tensión como en periodos o discriminaciones–.