

## La economía de la generación distribuida

---



**Cristián Muñoz**

Director Breves de Energía

La generación distribuida es rival de las plantas centralizadas de gran escala. Para que compitan en igualdad de condiciones se debe reconocer el valor de una localización cercana al consumo

Desde hace algunos años la generación distribuida (GD), en particular la basada en recursos renovables, ha empezado a proliferar, entregando opciones de suministro de energía cercanas a los consumos, como una alternativa a la generación concentrada de gran escala, la cual requiere caras y cada vez menos aceptadas redes de transmisión y distribución.

La GD tiene la capacidad de entregar los mismos servicios que puede prestar una solución centralizada. Adefarati y Bansal (2016), y Anaya y Pollitt (2014) describen con detalle los beneficios de la GD, en los voltajes de la red, reducción de las pérdidas en las líneas, seguridad de suministro y provisión de servicios complementarios.

El valor que tiene para sistema eléctrico la localización de la GD no es despreciable, por ejemplo, Burger, Jenkins, Huntington, y Pérez-Arriaga (2019) reportan que para el sistema de Long Island, en Nueva York, la GD de menos de 2 MW podría implicar un beneficio promedio de 9,5 dólares por cada megavatio-hora inyectado al sistema, llegando a 70,8 dólares. El rango es muy amplio, pues los beneficios de la GD dependen de una serie de factores, entre ellos las características de los generadores, los que pueden ser centrales fotovoltaicas, eólicas, o motores de respaldo. Pero, también dependen de las características de la demanda, de los recursos renovables locales y de la configuración de la red.

La integración de GD, en particular en redes de distribución, no ha estado exenta de detractores. Una de las críticas que se suelen hacer a la GD es que termina siendo regresiva, es decir, encarece las cuentas de electricidad de los clientes más modestos. Por su parte, la instalación masiva y desordenada de estos generadores también puede ocasionar problemas en las redes de bajo voltaje.

Con todo, la verdadera magnitud de los beneficios de la GD no es fácil de cuantificar, en gran medida, debido a la socialización de los costos de la red que termina por ocultarlos. Este dilema explica por qué los reguladores no han sido exitosos en justificar estímulos o soportes regulatorios adicionales, por encima a los que ya acceden las soluciones centralizadas de energías renovables (ER).

Chile también está enfrentando esta problemática. En nuestro país, la GD abarca principalmente a los generadores con potencia conectada al sistema menor a 9 MW, los que pueden optar por vender toda su energía a un precio estabilizado (PE). Si bien, el autoconsumo, regulado a través de la ley N°20.571, también es una modalidad de GD, según Muñoz (2018) su impacto ha sido más bien modesto.

En el caso de la GD que puede optar a un PE, la ley fue establecida en 2004 y tanto las definiciones como la fórmula de cálculo quedaron escritas en los decretos supremos N° 244 y 101, de 2005 y 2015 respectivamente. Si bien, la normativa no exige que la GD provenga de ER, el mecanismo de PE ha incentivado principalmente a las inversiones en centrales solares fotovoltaicas y pequeñas hidroeléctricas.

Para un generador de menor tamaño, el PE tiene un efecto similar al de vender su energía en un contrato financiero de suministro, ya que elimina la variabilidad del precio, reduciendo la incertidumbre en los ingresos y entregando un flujo de caja más estable y predecible en el tiempo. Al evitar la volatilidad e inestabilidad de las ventas de energía al precio mayorista del sistema, los inversionistas pueden acceder a un financiamiento más barato para sus nuevos proyectos de generación.

El PE se calcula en función del precio medio de mercado de los contratos de suministro existente entre clientes y generadores (PMM), al cual se aplica un factor de ajuste, que depende de la diferencia porcentual entre el PMM y la proyección esperada del costo marginal del sistema (CMg). Este último es el precio al cual se valorizan las transacciones spot de energía entre generadores. La idea es sencilla, cuando el PE está por encima del CMg, el generador que se acoge al PE recibe ingresos adicionales desde el sistema, y los devuelve en caso contrario.

Sin embargo, entre enero de 2017 y febrero de 2019, el PE estuvo en promedio un tanto por encima del CMg implicando, aunque leve, un costo para el sistema. La causa es que el PE da cuenta del costo promedio de suministrar un consumo 24x7 con los contratos ya existentes, firmados principalmente antes de 2015, y que reflejaron la escasez en la oferta de generación en ese período. En contraste,

en los últimos años, el precio spot del mercado ha caído fuertemente debido a la abundante llegada de centrales de ER, y en alguna medida por la operación obligada de algunas centrales termoeléctricas, ya sea porque deben operar en sus mínimos técnicos operacionales, o bien por disponer de gas inflexible. Como resultado, el PE implicó un leve costo para el sistema, equivalente al 0,06% de las ventas totales de electricidad, US\$0.05 por cada megavatio-hora demandado en el sistema. El temor de que este costo escale, llevó al Ministerio de Energía a plantear un rediseño del mecanismo de cálculo del PE.

La opinión del Ministerio es que el actual PE al reflejar un promedio diario, no representa adecuadamente las variaciones horarias de la generación y de los precios del sistema, fomentando la entrada de GD ineficiente. Para corregirlo, el Ministerio propone un nuevo PE que sería más representativo de la dinámica intradiaria del CMg. Así, la mecánica del nuevo cálculo es similar al método vigente, sin embargo en vez de usar un único valor para las 24 horas, se reportan valores por bloques de horas representativos de la dinámica del día.

Si bien la propuesta del Ministerio persigue atraer al sistema a los generadores más eficientes de ER, ésta conlleva el problema de que no reconoce los beneficios que la GD puede entregar al sistema, ni tampoco refleja correctamente el costo de transmisión de una solución centralizada equivalente, restando a la GD su principal ventaja competitiva: su localización cercana al consumo. De este modo, la propuesta no es exitosa en entregar las señales adecuadas que lleven a que ambas soluciones de generación compitan en igualdad de condiciones.