

# ALCANCES Y EVOLUCIÓN DEL MARCO REGULATORIO PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN CHILE

Christian Santana  
Oyarzún

## RESUMEN

El presente artículo tienen como objetivo resumir la experiencia de 14 años de desarrollo regulatorio para generación distribuida en Chile.

El desarrollo regulatorio es un proceso continuo fuertemente vinculado al avance de la tecnología y, en el caso particular de generación distribuida, a los objetivos y motivaciones de sus actores, tanto públicos como privados.

## I. GENERACIÓN DISTRIBUIDA: UNA TENDENCIA CADA VEZ MÁS GENERALIZADA

Desde hace aproximadamente una década, la generación distribuida mantiene una participación significativa en las inversiones globales en energías renovables. Conforme se aprecia en la Figura 1, del total de la inversión en energía renovable realizada en 2017, 49 billones de dólares (el 23%) correspondió a generación distribuida, entendida para los efectos de ese análisis como proyectos menores a 1 MW. Esta inversión está motivada por razones económicas, políticas y sociales, así como por una nueva mirada hacia el autoabastecimiento.

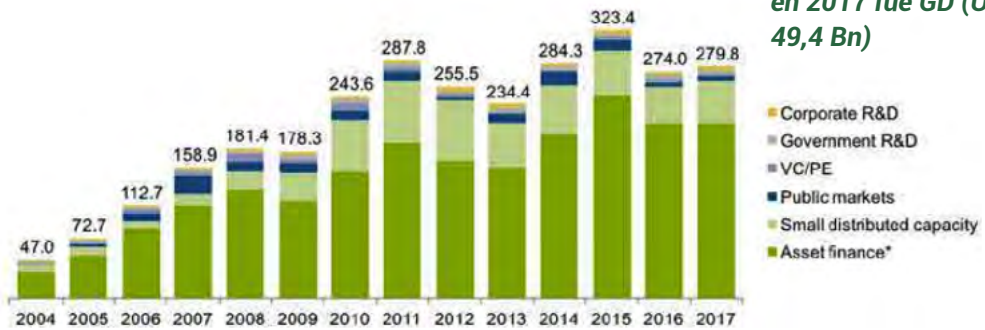
Tal como se puede apreciar en la Figura 2, Bloomberg proyecta una disminución de costos de módulos 15% para este año. No obstante, una de las razones fundamentales que permiten sostener que la inversión en generación distribuida va a aumentar, son sus actuales costos. Hoy la inversión no sólo se realiza por temas de sustentabilidad ambiental, sino que también existen fuertes señales económicas que la hacen sostenible.

## PALABRAS CLAVE

Generación distribuida, proyectos de generación, proyecto medio de generación distribuida, autoconsumo.

**Gráfico 1:** Nueva inversión global en energía renovable por clase de activo, 2004-2017, \$Bn:

**23% de la inversión mundial en proyectos de energías renovables en 2017 fue GD (USD 49,4 Bn)**

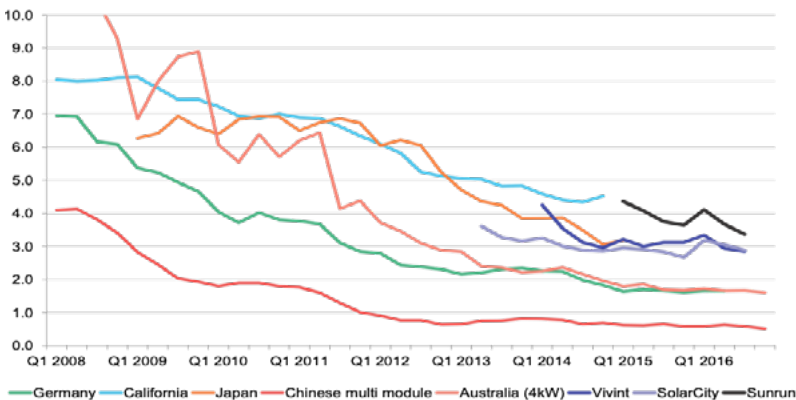


\* El volumen de financiamiento de activos se ajusta por capital reinvertido. Los valores totales incluyen para ofertas no reveladas

Fuente: UN Environment, Bloomberg New Energy Finance, revisado en [http://www.iberglobal.com/files/2018/renewable\\_trends.pdf](http://www.iberglobal.com/files/2018/renewable_trends.pdf)

La figura 2 muestra la evolución del precio de sistemas fotovoltaicos residenciales en diversas partes del mundo junto al valor de los paneles fotovoltaicos (línea roja inferior). Como se aprecia, los costos de los sistemas fotovoltaicos han disminuido considerablemente en los últimos años y continuarán descendiendo, lo que se traduce en que la generación distribuida será cada vez más competitiva y que su tecnología preferente continuará siendo la fotovoltaica.

**Gráfico 2:** Costos de sistemas PV residenciales  
GD - PV seguirá bajando su costo, también para proyectos pequeños para autoconsumo



En el caso chileno, el 98% de los pequeños proyectos vinculados a residencias o a clientes regulados son sistemas solares fotovoltaicos, lo que se explica tanto por sus precios cada vez

más accesibles, como por su simplicidad y facilidad con que se integran a las distintas actividades productivas o a las viviendas.

## II. ¿QUÉ ENTENDEMOS POR GENERACIÓN DISTRIBUIDA?

En Chile no se cuenta con una definición legal de generación distribuida, sin perjuicio que, en la práctica, se han establecido diversas normas que la regulan, mas no la definen.

Las normas que la regulan están relacionas con aquellos medios de generación que están “integrados” a la red de distribución. Utilizo el término “integrados” en vez de “conectados”, para incluir un segmento de proyectos que están destinados en un 100% al autoabastecimiento pero que no inyectan excedentes de energía a la red, y que se encuentran instalados en establecimientos conectados a una red de distribución. Por lo tanto, indirectamente interactúan con dicha red.

Esta definición -“proyectos de generación integrados a la red de distribución”- da lugar a una amplia tipología de proyectos, por ejemplo, según su tamaño, tecnología o vocación, es decir, al objetivo para el cual se instala el proyecto.

Principalmente, hay dos objetivos diferenciados por los intereses de los propietarios de los proyectos. Uno de ellos es la comercialización de energía, es decir, aprovechar la red de distribución para integrar un medio de generación al “mercado eléctrico”. Así, la red de distribución puede asimilarse a una extensión de la red de transmisión que permite que un medio de generación conectado en distribución participe de las transacciones económicas entre agentes del mercado eléctrico (empresas de generación y consumidores finales).

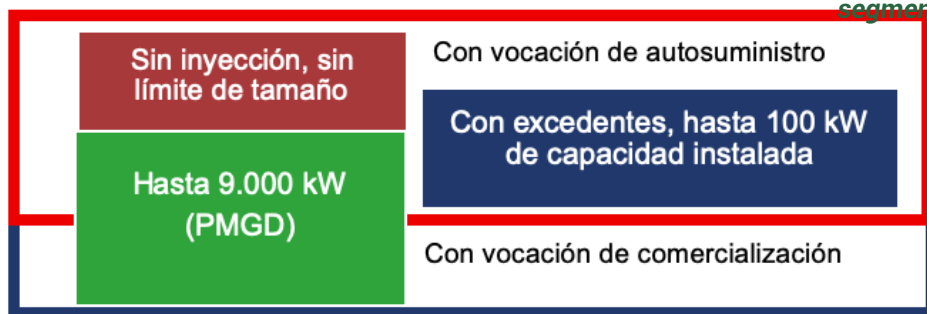
Por otra parte, existen proyectos que se instalan sin pretender realizar un negocio en el mercado eléctrico, aun cuando inyecten excedentes de energía a las redes de distribución. Su vocación principal es el autoabastecimiento. Sus inyecciones corresponden a excedentes momentáneos de generación que no pudieron aprovecharse para el abastecimiento del consumidor donde se encuentra instalado el proyecto. La posibilidad de inyectar los excedentes a la red permite optimizar y hacer más eficiente un proyecto de autoabastecimiento, en especial si el marco regulatorio permite valorizarlos y aplicar descuentos en la facturación de los consumos.

*El 98% de los pequeños proyectos vinculados a residencias o a clientes regulados son sistemas solares fotovoltaicos*

Al existir diversas tipologías de proyectos se necesita un marco regulatorio con una adecuada segmentación, que considere no sólo el tamaño o la tecnología del proyecto, sino también otras características como el objetivo por el cual propietario desarrolló el proyecto (comercialización de energía o autoabastecimiento).

*Al existir diversas tipologías de proyectos se necesita un marco regulatorio con una adecuada segmentación.*

**Gráfico 3:** Alternativas de generación distribuida en Chile



- **Sin inyecciones** a la red (Norma Técnica Eléctrica N°4): consumidores con un consumo base elevado o recorte de punta.
- < 100 kW de **clientes regulados** (Ley 20.571 y DS 71/2014/2016, **Net-Billing**), por ejemplo: comercio, servicios, educación, agro, vivienda, etc...
- **Con excedentes** que se inyectan a la red y capacidad hasta 9.000 kW (DS 244/2005): **Pequeños medios de generación distribuidos** (DS244/2005 PMGD).
- Conectados en distribución pero orientados a **comercialización de energía en mercado eléctrico** (DS 255/2005, PMGD)

A continuación, se ejemplifica las alternativas de generación distribuida propuestas en la figura 3:

En Chile existen tres categorías de proyectos de generación distribuida, que cuenta con marcos regulatorios propios.

- La primera está referida a proyectos que están integrados en un consumo pero que no inyectan excedentes de generación a la red de distribución. No tienen un límite de tamaño y pueden estar asociados a cualquier tipo de usuario, sea este un cliente regulado de la empresa distribuidora o un cliente libre. Su marco regulatorio establece las condiciones técnicas de operación que garantizan la seguridad de las instalaciones interiores del establecimiento donde se encuentran y que no exista inyección a la red.

- b) En la segunda categoría se encuentran los clientes regulados de las empresas distribuidoras que utilizan el derecho otorgado por la Ley para inyectar los excedentes de generación de sus proyectos de autoabastecimiento a la red. La ley, conocida como de *net-billing*, establece un límite de hasta 100 kW de potencia instalada para estos proyectos.
- c) Finalmente, en la tercera categoría se encuentran los denominados pequeños medios de generación distribuida (en adelante, los “PMGD”). Son proyectos sin límite de tamaño inferior (podrían ser de 1 kW), aunque no deben superar los 9 MW de excedentes de potencia suministrables a la red de distribución. Tienen la posibilidad de conectarse a la red sin estar necesariamente vinculados a un consumo y pueden participar del mercado eléctrico.

Los proyectos de las dos primeras categorías tienen como objetivo el autoabastecimiento, en cambio, hasta la fecha en Chile los PMGD mayoritariamente se han desarrollado con el objetivo de comercializar energía en el mercado eléctrico, sin perjuicio que recientemente han comenzado a configurarse PMGD también para autoabastecimiento. Una de las razones fundamentales para ello es el límite de potencia establecido para los proyectos que pueden acogerse a la ley de *net-billing* (100 kW).

Hay proyectos que superan los 100 kW de capacidad instalada que no pretenden ser un negocio de generación eléctrica integrado al mercado eléctrico con todas las reglas que ello implica, sino que su vocación es el autoabastecimiento, pero que en situaciones eventuales tienen excedentes que pueden inyectar a la red. En Chile, actualmente tenemos un caso de 2.88 MW de capacidad. El marco regulatorio no le permite operar bajo otro mecanismo que no sea el de un PMGD, aun cuando su vocación es el autoabastecimiento.

En contrapartida, que un proyecto se desarrolle para comercializar su energía en el mercado eléctrico, no está necesariamente vinculado a su tamaño, sino a condiciones del mercado que hagan atractivo el proyecto. En Chile tenemos proyectos de 100 kW (0,1 MW) operando bajo la lógica de comercialización de energía y no de autoabastecimiento.

### III. MARCO REGULATORIO PARA PMGC

En el año 2004, mediante la Ley 19.940 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) en diversas materias, se estableció el derecho a que cualquier medio de generación inferior a 9 MW pueda conectarse a las redes de distribución,

participar en el mercado eléctrico y acogerse a un mecanismo de estabilización de precios.

En el mediano plazo, este cambio legal contribuyó a generar dinamismo en el sector eléctrico y a incorporar nuevos actores al mercado.

Los PMGD se reglamentaron un año y medio después de promulgada la Ley 19.940, mediante el Decreto Supremo 244/2005, en materias tales como: el régimen de remuneraciones, la relación entre actores (propietarios de proyectos, empresas distribuidoras, coordinador eléctrico), los mecanismos de resolución de controversias y los procedimientos de integración a la red de distribución y al mercado eléctrico.

El reglamento se modificó en 2015, incorporando el aprendizaje acumulado en 10 años de aplicación, estableciendo diferencias en el tratamiento según la tecnología y tamaño de los PMGD y simplificando la tramitación de proyectos pequeños de bajo impacto en la red de distribución.

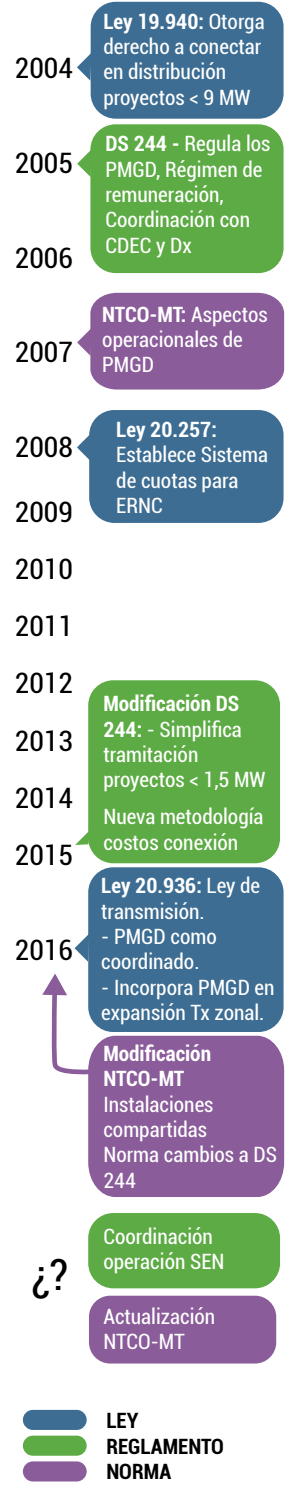
En el año 2007 se emite la Norma Técnica de Conexión y Operación en Media Tensión (NTCO-MT) que –entre otras materias– complementa el reglamento en aspectos operacionales y de requisitos que deben cumplir los PMGD respecto de su impacto en la red, entre otras materias. La norma se actualizó en 2016 incorporando el concepto de instalaciones compartidas, que facilita el desarrollo de proyectos PMGD con vocación de autoabastecimiento y no de comercialización de energía.

Finalmente, en el año 2008 se promulgó la Ley 20.257 que estableció un sistema de cuotas de energías renovables no convencionales que deben cumplir los comercializadores de energía en el mercado eléctrico. Esta Ley fue fundamental para consolidar el desarrollo de PMGD, dado que en una primera etapa una parte significativa de los proyectos ERNC también eran PMGD.

### LAS CARACTERÍSTICAS DEL MARCO REGULATORIO ACTUALIZADO

Una de las principales características de los PMGD es que pueden ser proyectos de hasta 9 MW de excedentes de potencia suministrable a la red. Es decir, un proyecto con una capacidad instalada superior (por ejemplo 15 MW) también puede acogerse a la modalidad de PMGD, siempre y cuando limite su inyección a la red de distribución a una potencia máxima de 9 MW.

### Evolución normativa pequeños medios de generación distribuida (PMGD)



Desde un punto de vista comercial, estos proyectos tienen derecho a integrarse al mercado eléctrico como cualquier otro generador, participando de la transferencia de energía y potencia que ocurren en dicho mercado, con la particularidad que la LGSE les permite optar a valorizar sus transferencias de energía a un precio estabilizado en vez de al costo marginal del sistema.

El reglamento de la LGSE definió que dicho precio estabilizado corresponde al precio de “nudo de corto plazo”. El hecho de que PMGD se acoja a dicho precio da lugar a desajustes económicos en las transferencias de energía, cuyas diferencias se prorratean entre todos los retiros de energía, ya sean diferencias positivas o negativas.

Además, los PMGD tienen derecho a un despacho simplificado (auto-despacho), sin perjuicio de que igual deben mantener una coordinación eficaz con la empresa distribuidora y con el Coordinador Eléctrico Nacional. Al respecto, en la actualidad las exigencias de sistemas de comunicación y de equipos de medida para los PMGD son similares a las que tiene grandes generadores. Esto constituye una barrera económica para proyectos muy pequeños y para proyectos que no tienen una vocación de comercialización de energía sino que de autoabastecimiento y que, dado su tamaño (superior a 100 kW), no tienen otra opción que acogerse al mecanismo de PMGD. Esta materia se encuentra en proceso de revisión y podría modificarse pronto.

Por ejemplo, un equipo de medida con comunicación dedicada con el Coordinador Eléctrico Nacional, de las características actualmente solicitadas, puede costar US\$ 10.000 (Diez Mil y 00/100 dólares). Sin embargo, un equipo de algo menor precisión y menor capacidad de comunicación puede costar US\$ 1.000 (Mil y 00/100 dólares), siendo sus características probablemente suficientes para el nivel de coordinación que requiere un pequeño proyecto en atención al impacto que genera en el sistema eléctrico y en el mercado eléctrico.

Respecto de los costos de conexión, el marco regulatorio chileno establece que si la incorporación de un PMGD genera la necesidad de inversiones en la red de distribución, ellas deben ser asumidas por el propietario del medio de generación. Para su cálculo, se realiza un balance teórico de los costos de inversión y operación en la red de distribución con y sin PMGD, en un escenario que considere la vida útil del proyecto. Los estudios de costos de conexión y de impacto del PMGD en la red también son solventados por el propietario del PMGD.



En la modificación al reglamento realizada en el 2015 se segmentaron los PMGD por tamaño, estableciéndose que proyectos de hasta 1,5 MW son candidatos a ser considerados como de “impacto no significativo” en la red. Si luego de un análisis simplificado se determina que un proyecto es de ese tipo se le libera de la obligación de realizar estudios de impacto y de costos de conexión. Con ello su tramitación es más rápida y menos onerosa, lo que puede resultar significativo para la viabilidad económica de proyectos pequeños (el costo de los estudios supera los US\$ 30.000 (Treinta Mil y 00/100 dólares).

La vigencia de la autorización para conectar un PMGD es de 9 meses, sin perjuicio que se puede ampliar en 9 meses adicionales para proyectos eólicos y fotovoltaicos, y en 18 meses adicionales para las demás categorías de proyectos, si se acreditan avances en la materialización del proyecto. Esta segmentación tecnológica responde a la diferencia en los tiempos de construcción donde proyectos eólicos y fotovoltaicos requieren menos tiempo que, por ejemplo, proyectos hidroeléctricos o de biomasa.

Como señalé anteriormente, recientemente se incorporó en la normativa técnica chilena el concepto de instalaciones compartidas con la intención de facilitar el desarrollo de PMGD que tengan como vocación el autoabastecimiento. Este concepto permite utilizar el empalme y el equipo de medida de un consumidor final para inyectar a la red energía generada por un PMGD instalado en las dependencias del consumidor final.

Por su parte, para efectos del balance de transferencias del mercado eléctrico, toda la energía inyectada por los PMGD se referencia a la subestación de distribución primaria corrigiéndola por un factor que da cuenta de las pérdidas incurridas en el sistema de distribución (factor que puede ser  $>1$  o  $<1$ ).

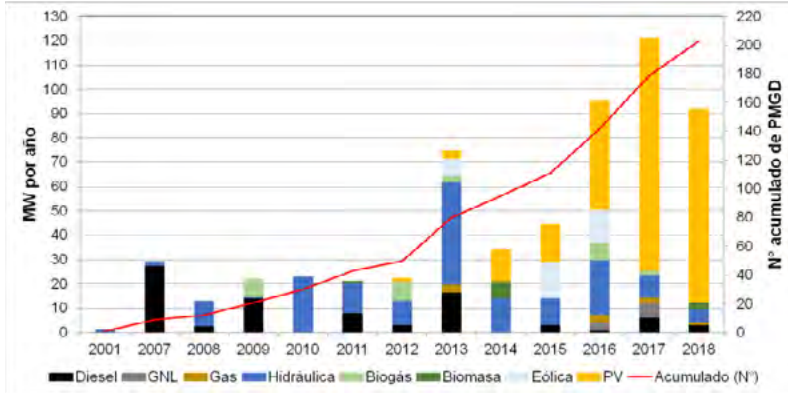
Se suele asumir que la generación distribuida disminuye las pérdidas de energía en los sistemas de distribución, al estar la generación cerca de los consumos. Sin embargo, ello tiene un límite que depende del nivel alcanzado por la generación distribuida en la red de distribución, a partir del cual las pérdidas aumentan. Esta condición ya la estamos experimentando en Chile en algunos alimentadores rurales, donde varios proyectos conectados a un mismo alimentador han forzado su ampliación y han aumentado las pérdidas en distribución.



## IV. EVOLUCIÓN DE LOS PMGD INSTALADOS EN CHILE

PMGD: Proyectos Operativos

**Gráfico 4:** 203 proyectos en operación, 595 MW



Fuentes: CEN y SEC

En agosto del 2018, 203 proyectos de PMGD se encontraban operativos en Chile, totalizando cerca de 600 MW. Algunos de ellos bastante pequeños, más de 10 proyectos operaban bajo los 300 kW, siendo el de menor capacidad instalada uno de 106 kW.

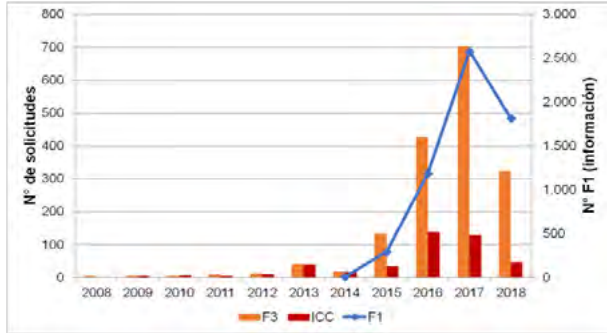
Durante fines de la década pasada se instaló un significativo número de proyectos diesel bajo la modalidad PMGD (al que se puede acoger cualquier tipo de fuentes de energía, no solo energías renovables), que contribuyeron a afrontar la restricción en la capacidad de generación del sistema eléctrico producida a partir de la abrupta reducción en las importaciones de gas natural. La existencia de un marco normativo para PMGD facilitó una rápida materialización de los proyectos y un mejor manejo de la coyuntura, demostrando su utilidad más allá del fomento de proyectos de energías renovables.

De ahí para adelante se desarrollaron principalmente proyectos hidroeléctricos y, desde el 2015, mayoritariamente fotovoltaicos.

**Gráfico 5:** PMGD: Tendencias de Solicitudes

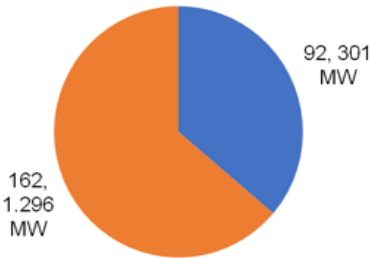


Solicitudes de información (F1), de conexión (F3), y autorizaciones (ICC)



Fuente: SEC

Estado de ICC (Autorizaciones)



Fuente: SEC

La figura 5 pretende representar la evolución del interés en evaluar y desarrollar proyectos PMGD. Muestra las solicitudes tramitadas para diferentes etapas del procedimiento de autorización de conexión. La primera consiste en una “solicitud de información” (F1, en la escala derecha del gráfico), una intermedia es la “solicitud de conexión” (F3, escala izquierda del gráfico) y finalmente la autorización asociada a un “informe de criterios de conexión” (ICC, escala izquierda).

En 2017 se realizaron 2.500 solicitudes de información y 700 de conexión. Asimismo se otorgaron más de 100 autorizaciones anuales en 2016 y 2017. Sin embargo, no necesariamente todos estos proyectos se concretarán, e incluso algunos pueden tener un carácter especulativo al “reservar espacio en la red” que no necesariamente van a utilizar después, buscando con ello obtener alguna ventaja comercial.

## V. ALGUNOS DESAFÍOS Y TEMAS PENDIENTES RELACIONADOS CON PMGD

Si bien se han realizado avances en segmentación de los requisitos que deben cumplir los PMGD de acuerdo a su impacto en las redes y en el mercado eléctrico, en mi opinión, es necesario profundizar en esta materia. Por ejemplo, exigencias diferenciadas en función del tamaño de los excedentes de energía y potencia que efectivamente se inyectan a la red y de la vocación del PMGD. Puede resultar excesivo exigir equipos de medida o de comunicaciones complejos a proyectos avocados al autoabastecimiento que inyectan poco o esporádicamente.

Por su parte, si la generación distribuida alcanza niveles de participación significativos en el mercado y sistemas eléctricos, probablemente se requerirá avanzar hacia una coordinación especializada de los proyectos distribuidos, con instancias intermedias de coordinación, que faciliten y hagan más eficiente su interacción con el Coordinador Eléctrico Nacional.

También se requiere estudiar los procedimientos de autorización de proyectos. De acuerdo al procedimiento vigente, los costos de inversión en la red de distribución los debe asumir el PMGD que desencadena esa inversión, independientemente de los PMGD que se hubiesen instalado o “autorizado” previamente (“el último que llega paga”). El titular de una autorización que no tiene asociados costos de conexión tiene una ventaja comparativa con los que le sigue en orden de prelación que sí podrían tenerlos, ventaja que podría traducirse en un espacio de especulación al menos durante el periodo de vigencia de la autorización. Además, la tramitación caso a caso no permite una mirada integrada de todos los proyectos que podrían requerir inversiones en la red para su concreción. Se han analizado mecanismos para que los nuevos proyectos se hagan cargo en conjunto de estos costos, sin embargo, las fallas de coordinación son difíciles de resolver.

Tal vez la principal duda respecto del marco regulatorio para PMGD en Chile, es si el precio de nudo de corto plazo es el mecanismo adecuado de estabilización de precios de energía, dada la evolución del mercado eléctrico y la creciente participación de energías renovables. El precio de nudo es un precio fijo, sin diferencias horarias ni estacionales, que se actualiza cada 6 meses. En la medida que la integración de energías renovables se traduzca en perfiles de costos de energía con diferencias horarias y mensuales significativas, la manera en que actualmente se calcula el precio de nudo podría no entregar las señales correctas.

Concentrémonos ahora en proyectos con vocación de autoabastecimiento (o autoconsumo). Como señalé previamente, en Chile es posible identificar tres categorías con sus respectivos marcos regulatorios: proyectos que no inyectan excedentes a la red, aun cuando las dependencias donde se emplazan sean usuarias del sistema de distribución; proyectos con inyección de excedentes a la red acogidos al esquema de *net-billing*; y proyectos PMGD que tienen como vocación el autoconsumo, los cuales analizamos hace un momento.

Las motivaciones y condiciones para el desarrollo de proyectos de autoconsumo es muy diferente a las de proyectos de generación integrados al mercado eléctrico que tiene por objetivo la comercialización de energía.

La magnitud acotada de las inversiones en proyectos de autoconsumo no genera similar atracción de capitales que grandes proyectos de energías renovables. En Chile, cuando se establecieron las reglas para el desarrollo de energías renovables no convencionales y maduraron los proyectos, el financiamiento bancario y de *equity* fluyó desde diversas partes del mundo.

No necesariamente ocurrirá lo mismo para proyectos pequeños y con menos condiciones de financiamiento a tasas atractivas o con estructuras adecuadas a este tipo de proyectos (por ejemplo, *project finance*). Los propietarios de proyectos sólo suelen tener disponibles instrumentos financieros tradicionales (como créditos de consumo), al menos durante las primeras etapas del despliegue en el mercado de la generación distribuida para autoconsumo.

Algo similar ocurre con la oferta de proveedores. Grandes proyectos de inversión en energías renovables movilizaron rápidamente una oferta competitiva de equipos y de servicios especializados. No ocurrirá de manera similar para la oferta relacionada a pequeños proyectos. Las empresas proveedoras serán principalmente locales, que deberán ganar experiencia práctica y volumen de mercado antes de consolidar una oferta competitiva. En Chile se ha avanzado en la maduración del mercado de proveedores, sin perjuicio que aún es insipiente y la oferta de proyectos fotovoltaicos mantiene grados importantes de opacidad.

Por su parte, los consumidores de proyectos de autoabastecimiento mayoritariamente no son inversionistas que estén buscando oportunidades de inversión en energía, ni empresas especializadas en el sector. Puede ser cualquier consumidor de energía eléctrica, dando lugar a variados tipos de usuarios de diverso conocimiento tecnológico. La mayoría desconoce la

**Sin inyección**  
Hospital de Rancagua, 280 kWp



**PMGD**  
Cintac, Maipú, 2.88 MWp



**Net-Billing**  
CESFAM San Clemente, 35 kWp



Riego, Melipilla, 11 kWp



existencia de los proyectos de autoconsumo o se encuentran poco preocupados de innovar en este tipo de tecnologías.

Dado lo anterior, el desarrollo de un marco normativo adecuado es una parte fundamental y necesaria para el desarrollo de la generación distribuida orientada al autoabastecimiento, pero no es suficiente. Si se pretende apoyar su despliegue se debe implementar una estrategia integral, que entre otras materias, aborde la maduración del mercado de proveedores y de financiamiento y estimule la demanda.

## VI. NET-BILLING: MARCO REGULATORIO

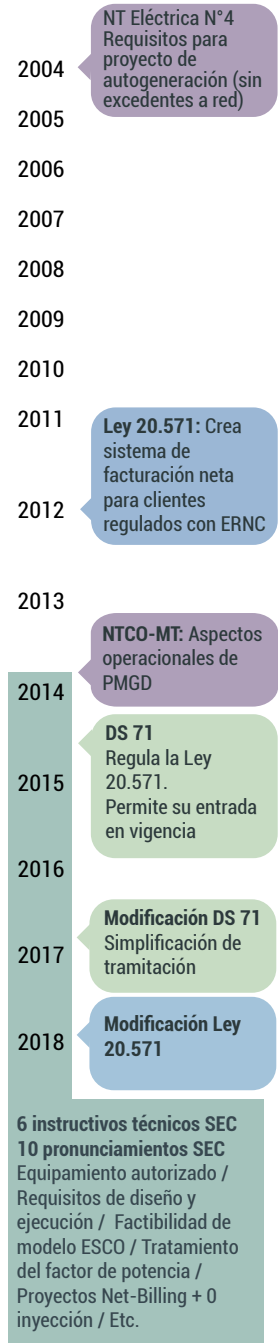
Si bien desde el año 2004 existe el marco normativo (Norma Técnica Eléctrica N°4) que regula los proyectos de autogeneración integrados a instalaciones con consumos, se limitaba a proyectos que no podían inyectar excedentes a la red de distribución, exigiendo un equipamiento que asegure el cumplimiento de esa condición.

En el año 2012 se promulgó la Ley 20.571, que crea un procedimiento de facturación neta (o *net-billing*) al que pueden acogerse los clientes regulados de las empresas distribuidoras que cuenten con sistemas de generación de energía eléctrica para autoconsumo. La ley entró en vigencia en octubre de 2014, una vez que se dictó su reglamento (DS 71/2014) y la Norma Técnica de Conexión y Operación en Baja Tensión (NTCO-BT).

En el 2017, sólo dos años después de su entrada en vigencia, se modificó el reglamento de la Ley, incorporando rápidamente el aprendizaje que se había acumulado, y la prioridad de simplificar la tramitación de las autorizaciones de conexión.

Estas regulaciones se han complementado con instructivos y pronunciamientos de la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC), que han sido fundamentales para agilizar los procesos e interpretar adecuadamente las particularidades de la generación distribuida dentro del marco regulatorio integral del mercado eléctrico. Se han aprobado, entre 2014 y 2018, 6 instructivos y 10 pronunciamientos en materias tales como: equipamiento autorizado para sistemas fotovoltaicos y medidores bidireccionales; requisitos de diseño e instalación para los proyectos; factibilidad del modelo de negocios ESCO en proyectos de autoabastecimiento; y, tratamiento del cargo por factor de potencia para consumidores con sistemas de autogeneración.

Evolución del marco regulatorio para GD: Net-billing y proyectos sin inyección



- LEY
- REGLAMENTO
- NORMA

**Gráfico 6:** Ley 20.571: Generación residencial, Net-Billing, GD  
 Otorga el derecho a los clientes regulados a inyectar a la red Dx sus excedos de generación y a que se valoricen a un precio regulado



A modo de síntesis, el marco regulatorio otorga el derecho a los clientes regulados de las empresas distribuidoras, que cuenten con medios de generación destinados al autoabastecimiento, a inyectar a la red de distribución los excedentes producidos y a que se les valorizasen económicamente la energía inyectada, dando lugar a descuentos en la facturación eléctrica o, eventualmente, a pagos.

Estos derechos pueden ser resumidos de la siguiente manera:

- Clientes con tarifas reguladas.
- Generación basada en energías renovables o cogeneración eficiente.
- Capacidad de generación de hasta 100 kW.
- Facturación neta: consumos a tarifa regulada, e inyecciones a tarifa igual a valor que pagan las Dx a sus suministradores -> medidor bidireccional.
- Adecuaciones de la red son de cargo del cliente (CIP).
- Equipamiento e instaladores deben ser autorizados por SEC.

Se realiza un balance económico, no de energía, entre los consumos eléctricos y la energía inyectada valorizada al precio de la componente de energía con el que se calculan las tarifas eléctricas. Si luego del balance existe un excedente se puede descontar de facturaciones posteriores (reajustado por inflación), aun cuando el precio de la energía hubiese sufrido variaciones.

Los medios de generación permitidos son energías renovables no convencionales o cogeneración eficiente, y no pueden superar 100 kW. A diferencia de los PMGD, donde el límite de 9 MW se refiere a “excedentes de potencia suministrables a



la red”, para *net-billing* este límite corresponde a “capacidad instalada” independientemente de cuál es monto de excedentes inyectados a la red.

Al igual que en el caso de PMGD, si la conexión de un proyecto *net-billing* da lugar a inversiones en la red de distribución, ellas deben ser solventadas por el propietario del proyecto. Sin embargo, ello es muy poco frecuente, menos aún en las etapas iniciales del desarrollo de la generación distribuida en sistemas de distribución. A la fecha no se han dado casos de proyectos *net-billing* en Chile que requieran inversiones en la red.

El equipamiento, los instaladores y los proyectos, deben ser autorizados por la SEC, quien tiene además la potestad para fiscalizar el cumplimiento de la normativa por parte de instaladores y empresas de distribución.

## **VII. MATERIAS A CONSIDERAR EN LA REGULACIÓN DE PROYECTOS PARA AUTOABASTECIMIENTO**

Es fundamental delimitar adecuadamente los roles, derechos y obligaciones entre clientes, instaladores y empresa distribuidora, en especial en las primeras etapas de desarrollo del mercado asociado a proyectos *net-billing*, donde todos los actores están en un proceso de aprendizaje. Al ser los proyectos “instalaciones interiores”, es decir, estar integrados a instalaciones de consumo, en Chile la empresa distribuidora no tiene potestad para revisar el medio de generación, limitándose su actuar al empalme y al medidor de energía. Sólo la SEC tiene esa potestad.

Por lo mismo una eficaz fiscalización es vital. En Chile, la SEC implementó una unidad especializada en proyectos de generación distribuida, orientada tanto a la fiscalización como al apoyo en el desarrollo normativo y de formación de capacidades en instaladores y empresas de distribución.

Un aspecto fundamental es simplificar, cuanto sea posible, la tramitación y los requisitos de los proyectos y sin que con ello se generen riesgos sobre las personas y las cosas. Largos o engorrosos procesos de tramitación, o requisitos innecesarios de equipamiento o instalación, son particularmente perjudiciales para pequeños proyectos, aumentando considerablemente sus costos laborales.

Por ejemplo, la regulación debe procurar minimizar el precio de los estudios solicitados en la tramitación, o del equipamiento



de medida bidireccional. Si bien en Chile no contamos con una tarifa regulada para esas materias, hemos logrado que las tarifas que cobran las empresas distribuidoras por la tramitación de los proyectos giren en torno a US\$ 60 (sesenta y 00/100 dólares) y que los medidores bidireccionales autorizados más sencillos tengan un precio de aproximadamente US\$ 30 (treinta y 00/100 dólares).

Además, se han implementado procedimientos de tramitación en línea que permiten reducir considerablemente los costos laborales y facilitan el seguimiento del cumplimiento del marco regulatorio por parte de instaladores y empresas distribuidoras. Todas las etapas del proceso de autorización se realizan mediante trámites electrónicos con la excepción, por razones evidentes, de la conexión física del medio de generación a la red de distribución. Esto ha permitido establecer en la regulación que la tramitación de proyectos de bajo impacto no puede superar los 30 días hábiles.

**Gráfico 7:** Tramitación de proyectos de bajo impacto con modificación DS 71



Fuente: Ministerio de Energía de Chile

## VIII. TENDENCIAS EN EL DESARROLLO DE PROYECTOS DE AUTOCONSUMO EN CHILE

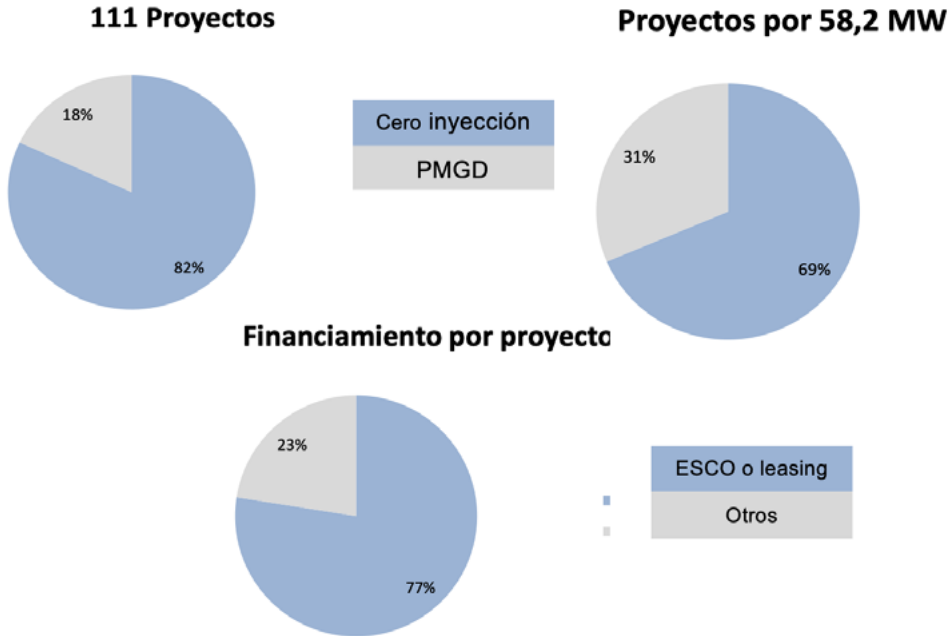
**Gráfico 8:** Sistemas acogidos a *net-billing* al 31 de julio de 2018  
 Total: 3.294 instalaciones registradas en la SEC,  
 equivalentes a 18,6 MW



Fuente: SEC

A fines de julio de 2018 existían más de 3.000 proyectos instalados acogidos al procedimiento de *net-billing*, con una capacidad acumulada de 18,6 MW. Una parte significativa (alrededor del 50%) corresponden a proyectos impulsados por el Estado, a través de su Programa de Techos Solares Públicos, de subsidios para proyectos de riego agrícola con energías renovables, y de un programa de reconstrucción de viviendas en la Región de Atacama afectadas por aluviones. De esta manera, la inversión pública ha jugado un rol preponderante en acelerar el desarrollo y la maduración del mercado de generación distribuida para autoconsumo.

**Gráfico 9:** Proyectos sobre 100 kW para autoconsumo (nov. 2017)



Fuente: Ministerio de Energía de Chile

Por otro lado, a noviembre de 2017 se habían identificado más de 100 proyectos mayores a 100 kW (suman casi 60 MW) desarrollándose con el objetivo de autoabastecimiento, y que por su tamaño no podían acogerse al mecanismo de *net-billing*. Si bien los promotores de algunos de ellos estaban evaluando acogerse al mecanismo de PMGD, la gran mayoría estaba considerando limitarlos para que no inyecten energía a la red, aun cuando ello se tradujera en una menor eficiencia del proyecto, debido a las condiciones adicionales que implica integrarse al mercado eléctrico como PMGD.

Un elemento interesante es que las empresas ESCO, especializadas en proyectos fotovoltaicos, ya están activas en Chile, lo que ayudará a acelerar el desarrollo del mercado de proyectos para autoabastecimiento, tal como se deduce del hecho que tres de cada cuatro de los proyectos mayores a 100 kW están siendo desarrollados por ese tipo de empresas. Ellas se hacen cargo de la inversión y operación del proyecto, a cambio de lo cual pactan un precio por la energía generada con el propietario de las instalaciones donde se ubica el proyecto, mediante contratos de mediano y largo plazo (generalmente 10 o más años).

Para septiembre de 2018, se encuentra en trámite en el Congreso de la República una modificación a la Ley 20.571. Dentro de sus principales adecuaciones se ha propuesto aumentar a 300 kW el límite para la capacidad instalada de los proyectos que pueden acogerse al mecanismo de *net-billing*, lo que facilitará la concreción de proyectos de autoabastecimiento que hoy solo podían hacerlo bajo la modalidad PMGD o evitando inyectar a la red.

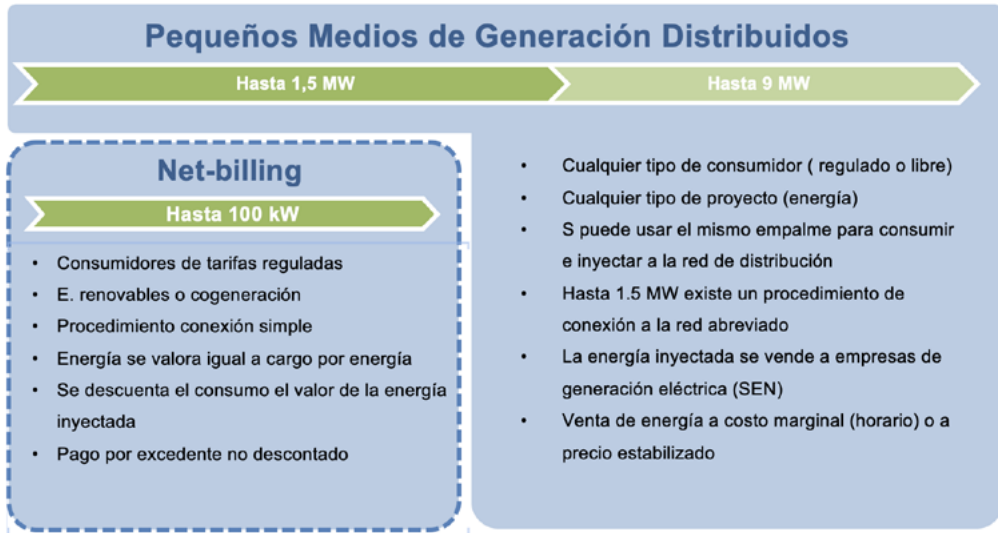
Además, esta adecuación normativa permitirá descontar de facturas de otros consumos ubicados en la misma empresa distribuidora, si las instalaciones son del mismo cliente (una especie de compensación virtual), aun cuando es algo que en la práctica ya se puede realizar.

Uno de los principales objetivos de la modificación es reforzar el objetivo de autoconsumo que deben tener los proyectos que se acogen al mecanismo de *net-billing*. Si bien este objetivo siempre ha estado en el espíritu de la Ley 20.571, su redacción actual deja espacios para que proyectos concebidos para comercialización de energía utilicen el mecanismo de *net-billing* para tener condiciones de venta de la energía que no se corresponden con las del mercado eléctrico.

Así, la modificación legal establece que sólo proyectos residenciales menores a 20 kW y los instalados en instituciones sin fines de lucro (siempre que no superen los 50 kW), podrán recibir un pago por los excedentes que no haya sido posible descontar de las facturas eléctricas después de cinco años. Los excedentes de los demás proyectos no descontados en cinco años serán prorrateados como descuentos entre todos los clientes regulados de la empresa distribuidora.

Finalmente, a modo de resumen, el siguiente cuadro comparativo describe las principales diferencias del marco regulatorio vigente en Chile para PMGD y para *net-billing*.

**Gráfico 10:** Net – billing vs PMGD



Fuente: adaptado de Ministerio de energía

## **SOBRE EL AUTOR**

**Christian Santana Oyarzún** es Ingeniero Civil Mecánico con amplia experiencia en energías renovables. Desde el Ministerio de Energía y la CNE de Chile, participó en el diseño e implementación de la política y el marco regulatorio que rigen las energías renovables no convencionales y la generación distribuida. Como consultor ha prestado asesoría a instituciones gubernamentales chilenas e internacionales y a empresas del sector energía.