

Recursos Renovables como Generación Distribuida en los Sistemas Eléctricos

Sebastián Mocárquer G. y Hugh Rudnick V.D.W.

Chile ha buscado incentivar la adopción de las energías renovables con modificaciones introducidas al marco regulatorio a través de la Ley N° 19.940 de marzo del 2004. En este trabajo se revisa las formas en que se ha buscado incentivar dicha adopción, para luego analizar como las energías renovables podrían introducirse en los sistemas eléctricos de distribución con el carácter de generación distribuida dependiendo de su propiedad. En el corto plazo se prevé la adopción de generación distribuida como energía renovable fruto de la reciente modificación regulatoria, no descartándose el desarrollo de otras formas de generación distribuida.

I. ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN CHILE

La generación no convencional se define como aquella generación de energía y potencia de centrales que utilicen fuentes energéticas renovables tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares. La Figura 1 ilustra la participación de las distintas fuentes no convencionales en Chile en el año 2000, en MWh/año. Las centrales micro hidráulicas representaron el 49 % de la energía de este tipo utilizada en el país.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) ha iniciado una política de mejora en las condiciones de utilización de energías renovables no convencionales en el país, la cual pretende asegurar que existan similares condiciones para el desarrollo de este tipo de energías con respecto de las fuentes tradicionales, con el objetivo de contribuir al desarrollo de inversiones en fuentes no convencionales.

La Ley 19.940 modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, incorporando perfecciones al marco regulatorio de acceso a los mercados de generación eléctrica conectada a la red para pequeñas centrales de generación, ámbito en el cual preferentemente se desenvuelven las energías no convencionales y los proyectos de cogeneración. Las disposiciones están destinadas principalmente a asegurar el derecho de cualquier propietario de medios de generación de vender su energía en el mercado spot al costo marginal instantáneo y sus excedentes de potencia al precio de nudo de

potencia. Además, se establecen condiciones para dar mayor estabilidad y seguridad en la remuneración de la energía de las pequeñas centrales de generación, en particular para aquellas cuyo aporte de excedente de potencia al sistema eléctrico no supere los 9 MW, y en menor medida para generadores de tamaño menor a 20 MW.

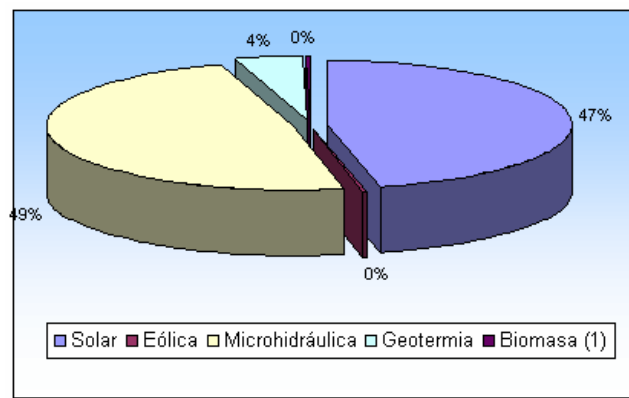


Figura 1 Participación de las energías renovables año 2000. Fuente: Comisión Nacional de Energía de Chile

La reforma establece la obligación a las empresas distribuidoras de permitir la conexión de pequeñas centrales a sus redes de distribución. Se elimina de esta forma una posible barrera de acceso para la comercialización de la energía en el mercado spot o a clientes libres, debido a que las pequeñas centrales mayoritariamente se conectan al nivel de distribución. Esta nueva legislación además establece posibles exenciones en el pago de peajes troncales, con la excepción total o parcial para generación no convencional, cuyos excedentes de potencia al sistema sea menor que 20 MW.

Al abrirse el mercado spot y asegurar la interconexión con las redes de distribución de las pequeñas centrales, se abrirán las posibilidades de comercialización de la energía y potencia de dichas plantas como las grandes centrales eléctricas tradicionales. Por su parte, la excepción de peajes por la transmisión troncal, junto con ser un beneficio para las energías renovables no convencionales y la cogeneración, es un reconocimiento directo al bajo impacto que ellas tendrán sobre los sistemas de transmisión y sobre las inversiones asociadas a su expansión. La plena vigencia de esta regulación sólo ocurrirá una vez que la metodología técnica y administrativa para su implementación se encuentre reglamentada.

Dado el reciente establecimiento de dichas disposiciones legales, el impacto que tengan en la materialización de proyectos de inversión en energías renovables no convencionales ha sido aún claramente evaluado. Sin

¹ Este trabajo fue apoyado por el proyecto Fondecyt 1040339

S. Mocárquer es Gerente de Estudios en Systep Ingeniería y Diseños, Don Carlos 2939 Of. 1007, Santiago, Chile (e-mail: smocarquer@systep.cl).

H. Rudnick es Profesor Titular en la Pontificia Universidad Católica de Chile, Casilla 306, Correo 22, Santiago, Chile (e-mail: h.rudnick@ieec.org).

embargo, es relevante la mejora en la viabilidad económica de algunos grupos de proyectos, en especial pequeñas centrales hidráulicas en el sur del país y de los proyectos de cogeneración en los centros industriales. Además, es muy probable que permita viabilizar algunos proyectos eólicos y de biomasa en zonas con una adecuada disponibilidad de recursos.

A. Pago por transmisión de generación no convencional

La Ley 19.940 mejoró considerablemente las condiciones para el desarrollo de proyectos de pequeñas centrales de energía no convencional, principalmente energías renovables, por medio de la apertura de los mercados eléctricos a este tipo de centrales, del establecimiento del derecho de evacuar su energía a través de los sistemas de distribución y de la excepción del pago total o parcial de peajes por el uso del sistema de transmisión troncal. De hecho, el artículo 71-7° de la Ley establece que los propietarios de los medios de generación conectados al sistema eléctrico respectivo cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares determinadas por la CNE, cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kW, estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por el uso que las inyecciones de esos medios de generación hacen de los sistemas de transmisión troncal.

Los peajes a pagar serán determinados ponderando los peajes que correspondería pagar, por un factor proporcional igual al exceso por sobre 9.000 kW de los excedentes de potencia suministrada al sistema dividido por 11.000 kW. Para las centrales generadoras cuyos excedentes de potencia sean inferiores a 9.000 kW el factor es nulo, es decir, quedan exentos del pago total del peaje respectivo.

Con el objeto de limitar el tamaño del total de peajes exceptuados de pago, se establece un límite para el conjunto de excedentes de potencia asociados a la excepción de peajes, correspondiente al 5% de la capacidad instalada del sistema. Sobre este límite se pagará, además del peaje anterior, una proporción de los montos originalmente exceptuados de pago que permite que la excepción de pago no supere el valor asociado al 5% de la capacidad del sistema. La proporción es igual para todas las centrales objeto de la excepción, dado lo cual, superado el límite, todas ellas pagarán parte de los peajes, incluidas las con excedentes menores a 9 MW.

El artículo 4° número 13), introdujo modificaciones en el artículo 91° del DFL1, relevantes para pequeñas centrales de energía no convencional, en relación con el acceso y respectivos peajes a los sistemas de distribución. Se establece que las concesionarias de servicio público de distribución de electricidad, así como aquellas empresas que posean líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, deberán permitir la conexión a sus instalaciones de distribución correspondientes de los medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kW, sin perjuicio del cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes.

Asimismo, se establece que las obras adicionales que sean necesarias para permitir la inyección de dichos excedentes de potencia deberán ser ejecutadas por los propietarios de los sistemas de distribución correspondientes y sus costos serán de cargo de los propietarios de los medios de generación indicados. Para el cálculo de estos costos se considerarán tanto los costos adicionales en las zonas adyacentes a los puntos de inyección, como los ahorros de costos en el resto de la red de distribución.

II. ENERGÍAS RENOVABLES COMO GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Las energías renovables pueden tener un importante desarrollo como generación distribuida al interior de los sistemas de distribución eléctrica, como lo demuestran desarrollos en Europa. Las energías renovables pueden introducirse como generación distribuida de propiedad de clientes o terceros distintos a las empresas distribuidoras. La segunda alternativa es la utilización de ella como una herramienta para las empresas de distribución, e incluso de transmisión, para aumentar la eficiencia de sus inversiones.

La primera alternativa de generación distribuida enfrenta un gran número de desafíos por resolver y se vislumbra como una alternativa de aplicación no fácil en el mercado eléctrico chileno. En cambio, la segunda alternativa, es decir, generación distribuida de propiedad y control de las empresas distribuidoras, requiere resolver un número menor de desafíos pero con resultados que pueden ser de gran beneficio no solo para el segmento distribución, sino que para el mercado eléctrico en su conjunto.

A las empresas eléctricas, pero en particular a las empresas de distribución, le son de interés los desarrollos que se puedan alcanzar en materia de energías renovables y generación distribuida. Las empresas de distribución deben estar especialmente interesadas debido a que, por definición, la interconexión de la generación distribuida al sistema eléctrico es a través de la red de distribución, tanto en subtransmisión como en media tensión de distribución.

La generación distribuida ha demostrado, según la experiencia internacional, ser una alternativa económicamente competitiva frente a las expansiones de redes de distribución, principalmente de media tensión. Lo anterior, es particularmente cierto cuando se evalúa la expansión de instalaciones y redes que se encuentran saturadas o próximas a estarlo, o en redes que presentan altos costos de expansión producto de restricciones ajenas a la red eléctrica como tal, como lo son restricciones en las salidas de subestaciones por congestión de los espacios físicos disponibles. También, se ha demostrado que la generación distribuida es competitiva frente a las expansiones tradicionales en redes en situaciones donde se enfrentan demandas de bajas tasa de crecimiento o con tasas inciertas.

Una definición más completa de generación distribuida es que ésta se entiende como el uso en forma integrada de recursos de generación eléctrica modular por parte de empresas eléctricas, clientes de las empresas eléctricas o terceros que benefician con su uso al sistema eléctrico, a clientes finales específicos o a ambos. Desde el punto de vista práctico, la generación distribuida puede ser entendida como recursos para la generación eléctrica que pueden estar

localizados en o cerca del punto de consumo de clientes finales.

En la Figura 2 es posible apreciar un esquema de las distintas formas posibles de adopción de recursos distribuidos, pero en especial de generación distribuida. Consecuente con la definición de generación distribuida, no se ha establecido una definición explícita de cada uno de los segmentos existentes en el mercado eléctrico, a saber, generación, transmisión, subtransmisión y distribución. La definición explícita de cada uno de dichos es particular a la regulación presente en cada uno de los mercados eléctricos.

A. Incorporación en la actualidad de las energías renovables como generación distribuida en el mercado chileno

Como se indicara, en el análisis de las energías renovables como generación distribuida en las condiciones presentes del mercado Chileno, es posible separar el análisis según la propiedad de la generación, acorde a quienes son los agentes que desarrollan la generación distribuida y perciben por ellos distintos beneficios y costos. De esta forma, el análisis de las energías renovables puede ser separado en generación de propiedad de la empresa distribuidora o de los clientes.

1) Energías renovables de propiedad de la empresa de distribución

En un modelo de mercado en donde las empresas de distribución deben competir con una empresa modelo, las energías renovables pueden ser una herramienta empleada por dichas empresas para aumentar la eficiencia de sus inversiones, y por sobre todo, en la expansión de sus redes e instalaciones de distribución.

Luego, en el argumento anterior cobra una vital importancia el debate sobre la estructura de propiedad de dichas energías en el sentido de que en los modelos actuales de mercado del segmento de la distribución se les impide a las distribuidoras mantener activos de generación. Sin embargo, existe un poderoso argumento para permitir esta modalidad de energías. Este es que son las mismas empresas distribuidoras las cuales conocen de mejor forma los sistemas de distribución, por lo cual son las que pueden realizar las inversiones en generación distribuida en forma óptima, no solo desde un punto de vista privado sino que global.

No obstante, el mismo argumento anterior juega en contra de las empresas distribuidoras porque se basa en llamada asimetría de la información que se produce entre la empresa distribuidora y el resto de los agentes del mercado. De no existir esta asimetría de la inversión cualquier agente del mercado podría realizar las inversiones en energías renovables que resultasen óptimas para el sistema en su conjunto.

2) Energías renovables de propiedad de agentes externos a la empresa de distribución

Es posible considerar a las energías renovables, conectadas como generadores distribuidos, como una forma de permitir que los pequeños y medianos agentes del mercado, entiéndanse clientes residenciales, comerciales e industriales, puedan interactuar con el sistema eléctrico a través del segmento de la distribución con un buen número de propósitos.

Lo anterior, sugiere un mercado dinámico con un gran número de agentes interesados en dicha interacción, lo cual no es la realidad chilena actualmente. No obstante, se aprecia, fruto de una incertidumbre en el futuro de la matriz energética de Chile, un creciente interés en formas alternativas de generación, particularmente de las energías renovables, que como se indicara están siendo promovidas por la CNE.

Las energías renovables de propiedad de agentes externos a la empresa de distribución enfrenta un gran número de desafíos por resolver, tales como: cargos por acceso, reglamentación de la interfaz física de conexión, debate medioambiental, obligaciones de los pequeños agentes distribuidos, entre otros desafíos.

Se vislumbra que para que la modalidad descrita de energías renovables se desarrolle, es necesaria la introducción de la figura del comercializador, lo cual implica una separación de la actividad de operación y mantenimiento de los sistemas de distribución y de la comercialización de energía y potencia.

Presentadas las dos alternativas, surge la pregunta si es que éstas son compatibles. La pregunta cobra importancia si se considera una planificación del mercado a largo plazo, en donde es necesario estudiar si es que es un impedimento para la introducción de las energías renovables de propiedad de muchos agentes que las empresas de distribución mantengan activos de generación distribuida. Las energías renovables las podrían aprovechar empresas con sinergias con las empresas de distribución que puedan superar barreras de entrada, como lo son empresas comercializadoras de gas natural, que sean de propiedad común con empresas de distribución.

III. DESAFÍOS PARA LA ADOPCIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA POR PARTE DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Dentro del estudio de las energías renovables como generación distribuida, se ha presentado una serie de desafíos para la incorporación de la generación que pueden estar presentes en los mercados eléctricos y son necesarios de abordar. En particular, interesan los siguientes: beneficios al sistema, participación de las empresas de distribución, interfaz de los sistemas, interconexión, costos hundidos, costos de standby (reserva), ubicación y permisos, apoyo público.

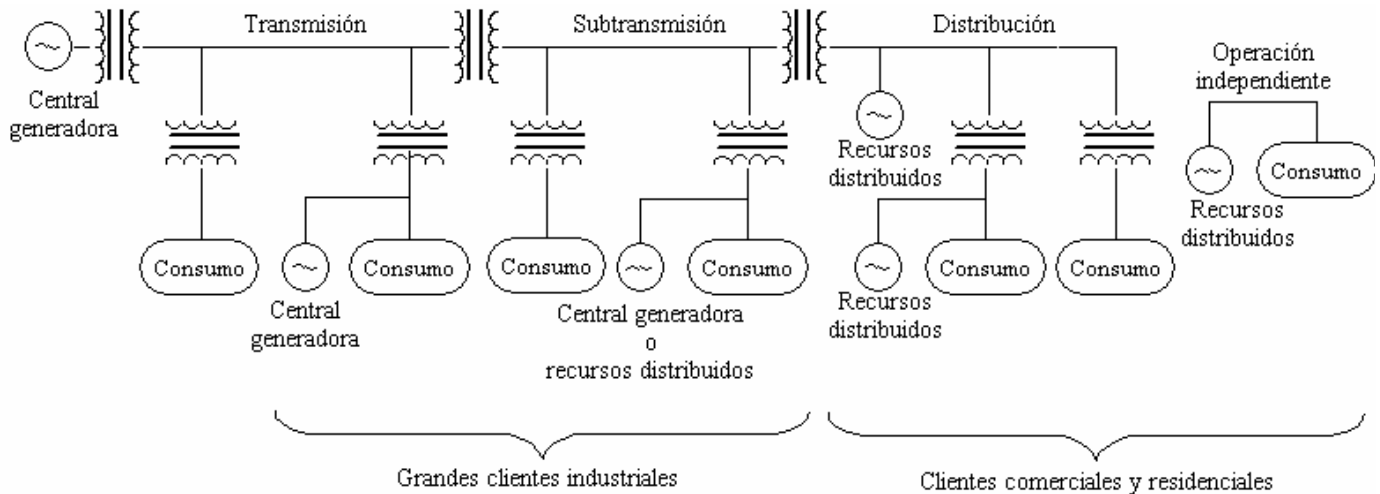


Figura2: Esquema de posibles formas de adopción de la generación distribuida en Chile.

A. Caso Saesa

De manera de ilustrar lo significativas que son las restricciones presentes en la regulación chilena en torno a la propiedad de generadores de cualquier tipo, por parte de las empresas concesionarias de distribución, a continuación es presentado lo sucedido el 2001 a la empresa distribuidora Saesa.

La empresa concesionaria de distribución Saesa y sus filiales Luz Osorno y Edelayesen y la coligada Frontel, se ubican geográficamente entre la VIII región y la XI región de Chile, entre las localidades de Bulnes y Cochrane. Dicha zona de concesión se extiende en aproximadamente 1.500 km del territorio de Chile. Las regiones donde opera el grupo Saesa cuentan, en conjunto, con aproximadamente 4 millones de habitantes, lo que supone cerca de la cuarta parte de la población del país. Lo anterior, se traduce en que Saesa atiende aproximadamente 520 mil clientes, siendo una de las distribuidoras más importantes de Chile. El grupo Saesa totalizó ventas de energía por 1.834 GWh durante el año 2002.

Fruto de inversiones, Saesa ha duplicado sus instalaciones durante los últimos cinco años a la vez que ha aumentado su número de clientes en un 50%. En la década de los años 90, Saesa adquirió activos de generación (turbinas) del orden de 20 MW de potencia instalada.

1) Multa de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles

El 27 de septiembre del 2001 la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC) multó a Saesa por no tener asegurado su suministro para los próximos tres años, tal como lo establece el Reglamento Eléctrico. El problema de abastecimiento de Saesa se desató el 30 de abril del año 2001, cuando Saesa se quedó sin contratos para abastecer a gran parte de la demanda de la Décima Región, como lo obliga el artículo 240° del Reglamento Eléctrico, estableciendo que los contratos deben estar comprometidos con tres años de anticipación. Lo anterior, pese a haber convocado a varias licitaciones que fueron declaradas desiertas debido a que las generadoras no presentaron ofertas.

Las generadoras se negaron a establecer contratos, argumentando que desde el año 1999, la ley las obliga a

realizar compensaciones a todo evento ante no suministro de empresas de distribución. Lo anterior, es considerado como un riesgo mayor, sobre todo porque en el sistema eléctrico chileno hay una oferta de electricidad acotada, que perfectamente puede ser superada en los próximos años por la demanda. Lo anterior, se ve agravado debido a que el parque generador es mayoritariamente hidráulico, sometido a la estocacidad del recurso hidráulico. Esto último quedó en evidencia dramáticamente con las sequías de los años 1998 y 1999.

Esta es la situación que explica que Saesa haya comenzado a operar en el mercado desde mayo del 2001 sin contratos para gran parte de sus suministros eléctricos, lo que dejó a la empresa en una zona ambigua, que el propio Ministerio de Economía tuvo que resolver, a través de la Resolución Ministerial N° 88, la cual determinó que ningún agente puede suspender el suministro a la distribuidora y que sus abastecimientos de electricidad seguirían siendo pagados a precios de nudo. No obstante, esa resolución no impidió que la SEC tomara sus propias medidas.

En la resolución de la multa, la SEC dio a conocer que los artículos 90° y 96° del DFL1 de 1982 establecen que una empresa distribuidora que dispone de generación propia, como es el caso de Saesa, pierde el derecho de comprar energía a precio de nudo para atender a sus clientes regulados y por lo tanto puede hacerlo a precios libres. Además, la SEC recordó que el Reglamento Eléctrico establece que una empresa eléctrica que tiene una capacidad de generación superior a los 9 MW, que era el caso de Saesa, puede ingresar al Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) y de esta forma realizar transferencias de energía con otras compañías y valorizarlas de acuerdos a los costos marginales del sistema eléctrico. Más adelante se explica las funciones del CDEC.

En vista de esta situación, la SEC consideró que Saesa tuvo diversos medios para cumplir con la obligación legal y de esta forma evitar la multa de la autoridad. Entre las medidas que pudo haber tomado se encontraban que habría podido adquirir energía a costo marginal instantáneo; pudo haber pactado a precio libre, o haber contratado capacidad adicional o aumentado su propia capacidad para cubrir sus necesidades.

La sanción impuesta a fines de septiembre de 2001 por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), implicó una multa de 150 UTA (cerca de 50 millones de pesos en moneda de esa fecha) por no haberse asegurado el abastecimiento seguro de electricidad pese a haber contado con varias alternativas para ello.

Como resultado de la multa impuesta, Saesa enajenó su capacidad de generación con la intención de nuevamente obtener energía a precio de nudo como distribuidora. Con la decisión de enajenar su capacidad de generación, la empresa distribuidora asumió la crítica de la SEC y presentó, sólo tres días después de la sanción, un plan de normalización, seguido de un recurso de reconsideración. Lo anterior, basado en que, la decisión de la SEC establece que mientras las turbinas que constituyen la capacidad de generación sigan perteneciendo a Saesa, ésta no tendrá derecho a precio de nudo para sus compras de energía. Tras esto, y considerando la diligencia con que actuó la empresa, su multa fue rebajada en 30 UTA, de acuerdo con una resolución de la entidad fiscalizadora.

Como conclusión, se tiene que la interpretación de Saesa de las normas no le permitió suponer que disponer de equipos podía configurar una infracción y menos dar lugar a una sanción que pusiera en entredicho su derecho al precio de nudo como concesionaria de servicio público de distribución.

A través del ejemplo presentado, es posible apreciar las claras y precisas barreras regulatorias presentes en el mercado eléctrico chileno para la incorporación de las energías renovables por parte de las empresas concesionarias de distribución. Se hace evidente, que aunque la legislación no prohíbe a las empresas de distribución tener propiedad en generadores, el riesgo percibido de hacerlo por parte de los distribuidores en más que suficiente para desincentivar cualquier incursión en este campo.

IV. LEGISLACIÓN ACTUAL Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En el estudio de la situación actual de la posibilidad de incorporar energías renovables al mercado eléctrico, y en particular a que lo realicen empresas concesionarias de distribución, es fundamental realizar un análisis sobre la legislación relevante vigente, presentada en capítulos anteriores. En este sentido se deben destacar dos aspectos fundamentales en el análisis, presentes en la legislación, y como ya fue presentado a través de un ejemplo, constituyen fuertes barreras para la incorporación de energías renovables.

Es conveniente señalar, previo a analizar la legislación vigente, que gran parte del cuerpo legal vigente en materia eléctrica, la Ley General de Servicios Eléctricos DFL N° 1, se encuentra vigente desde 1982, cuando Chile fue pionero en Latinoamérica en la desregulación de su mercado de generación eléctrica. Sin embargo, en la década de los años ochenta, no se vislumbraba un auge de tecnologías de energías renovables, el cual podría cambiar el tradicional paradigma de mercado eléctrico compuesto por tres segmentos claramente diferenciables, tales como generación, transmisión y distribución.

Por lo tanto, aunque las restricciones existen, se debe reconocer que el cuerpo legal no está concebido para limitar las energías renovables como generación distribuida de propiedad de distribuidores en sí misma, pues no existía su

concepción en la época de su redacción, por lo que el estudio de los beneficios y costos de ellas cobran vigencia.

Sin embargo, y como se explicara previamente, entre las modificaciones introducidas al marco regulatorio chileno a través de la Ley N° 19.940, se introdujeron incentivos a la utilización de energías renovables no convencionales, que pueden adquirir la forma de generación distribuida o no, dependiendo de su forma de operación, no constituyendo por ende las reformas introducidas un incentivo explícito a la generación distribuida en su definición más amplia.

A. Propiedad de las energías renovables

El primer aspecto que se debe considerar respecto a la implementación de los recursos renovables como generación distribuida es las restricciones de propiedad. Las empresas distribuidoras pueden obtener beneficios a partir de la generación distribuida, en particular, al poder incorporarlas dentro de sus procesos de planificación de la expansión de sus redes de distribución.

Como se indicara, existen restricciones específicas presentes en la legislación chilena, que no permiten la incorporación de generadores distribuidos por parte de las empresas distribuidoras. Es conveniente señalar que la legislación no prohíbe a las empresas de distribución poseer activos de generación. Sin embargo, al poseer activos de generación, las empresas distribuidoras se exponen a un riesgo de negocio mayor al no poder acceder al precio de nudo o precio regulado. La ley no realiza discriminaciones sobre el tipo de tecnologías de generación ni su modo de distribución.

Específicamente, en el artículo 90° de la Ley General de servicios Eléctricos DFL1, se establece que estarán sujetos a fijación de precios los siguientes suministros de energía eléctrica:

- Los suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kW, ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conecten mediante líneas de su propiedad o de terceros a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria.
- Los suministros a usuarios finales de potencia conectada inferior o igual a 2.000 kW, efectuados desde instalaciones de generación o transporte de una empresa eléctrica, en sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kW en capacidad instalada de generación.
- Los suministros que se efectúen a empresas eléctricas que no dispongan de generación propia, en la proporción en que estas últimas efectúen a su vez suministros sometidos a fijación de precios. Lo anterior cuando se trate de sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kW en capacidad instalada de generación.
- Cuando la potencia conectada del usuario final sea superior a 500 kW. En este caso, el usuario final tendrá derecho optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre.

En efecto el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, Decreto N° 327, en su artículo 268° reitera lo señalado en el DFL1 al señalar que en sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kW de capacidad instalada de generación, la CNE debe calcular los precios de nudo, los cuales son los máximos aplicables a los suministros de

electricidad que se efectúen a partir de instalaciones de generación-transporte a empresas eléctricas que no dispongan de generación propia, en la proporción en que estas últimas efectúen, a su vez, suministros sometidos a fijación de precios. Sin embargo, la Ley N° 19.940, al introducir el concepto de sistema mediano, establece que serán los sistemas eléctricos de más de 200 MW de capacidad instalada, donde se debe calcular el precio de nudo, no existiendo a la fecha de publicación de este trabajo, el respectivo reglamento.

En un análisis de la posible adopción de las energías renovables por parte de los agentes presentes en el mercado eléctrico chileno, en el punto 3 del artículo 90° del DFL1, introduce un fuerte restricción para la adopción de generación propia por parte de las empresas distribuidoras al no permitirles a éstas acceder al precio regulado de energía y potencia. De poseer activos de generación, cualquiera sea la tecnología de éstos o su modo de operación, una empresa distribuidora puede acceder a los precios a nivel generación-transporte, siempre que se cumplan ciertos requisitos que se analizan en el punto siguiente. Los distintos precios existentes en este segmento se encuentran determinados según cual es el origen de la transacción y quienes son los agentes participantes. Si la empresa no cuenta con la capacidad de generación instalada suficiente como para abastecer sus suministros tiene esencialmente dos opciones; comprar en el mercado spot a costo marginal o establecer un contrato de suministro con una empresa generadora.

Los precios spot en el mercado, definidos en el artículo 91° del DFL1, tienen su origen en las transferencias de energía entre empresas eléctricas, que posean medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la coordinación de la operación realizada por el CDEC, con las funciones especificadas en el artículo 81° del DFL1. Las transferencias de energía señaladas, son valorizadas de acuerdo a los costos marginales instantáneos del sistema eléctrico. Dichos costos marginales instantáneos son definidos como el precio spot.

En el caso de los contratos libres, los precios resultantes entre las negociaciones entre los clientes libres y las empresas generadoras o empresas distribuidoras son fruto de contratos bilaterales, siendo éstos acordados libremente por las partes.

Ninguna de las dos alternativas anteriores son atractivas a las empresas distribuidoras. En el caso de comprar energía en el mercado spot se ven afectadas por un nivel incierto y fluctuante de la energía y potencia, el cual las ve sometido a un riesgo mayor al no ser posible determinar un precio cierto de la energía. Por otro lado, de no acceder al precio regulado y no comprar en el mercado Spot, deben negociar contratos de suministro con empresas generadoras con un precio fijado libremente entre las partes. Lo anterior, se prevé en un nivel de precios superior al que pudiesen lograr accediendo al precio de nudo o precio regulado.

Los precios de nudo rigen la venta de energía por parte de los generadores a las empresas distribuidoras según las condiciones definidas en el artículo 90° del DFL1. Según el artículo 97° del DFL1, los precios de nudo reflejan un promedio en el tiempo de los costos marginales de suministro a nivel generación-transporte para usuarios permanente de muy bajo riesgo y se componen de un precio de energía y un

precio de potencia en punta. Dichos precios de nudo son fijados semestralmente, artículo 98°, en los meses de abril y octubre de cada año por el organismo regulador que es la CNE.

De manera de ejemplificar lo adverso que puede resultar para las empresas distribuidoras el tener que adquirir energía a costo marginal, en la Figura 3 se presentan las series históricas del precio de nudo y del costo marginal del sistema para el Sistema Interconectado Central (SIC), así como su proyección lineal.

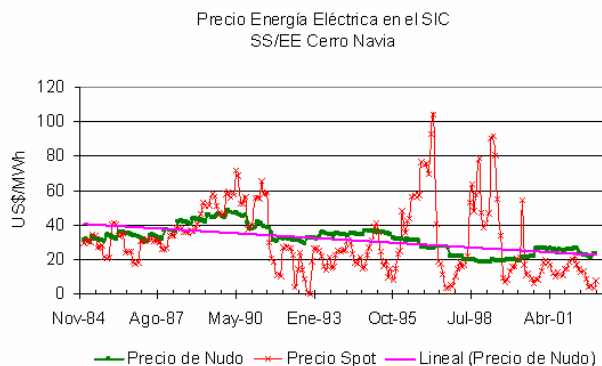


Figura3: Precios energía eléctrica en el SIC

Es posible apreciar las fuertes fluctuaciones que tienen los costos marginales en forma histórica. Se puede apreciar que los costos marginales del sistema varían fuertemente, a pesar de que el precio de nudo muestra una tendencia lineal a la baja, quedando en evidencia de la ventaja de realizar contratos de suministro a precio de nudo, frente a otras opciones.

Luego, es claro que para que las empresas concesionarias de distribución, las cuales según la legislación vigente deben asegurar su suministro por al menos tres años, no les resulta atractivo renunciar al precio de nudo, y por ende, crea una fuerte barrera para la adopción de tecnologías de energías renovables. El riesgo al que se ven expuestas las empresas de distribución tiene su origen en que al cliente final de carácter regulado solo pueden traspasarle el precio de nudo, por lo que si sus compras en el mercado spot o a través de un contrato de suministro de carácter libre, resultan mayores que el precio de nudo, las consecuencias negativas son evidentes.

Es importante señalar que las empresas concesionarias de distribución deben cumplir con la obligación de dar suministro. Según el artículo 240° del Reglamento, para asegurar el cumplimiento de la obligación de dar suministro, los concesionarios de servicio público de distribución deberán disponer permanentemente del abastecimiento de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total de sus necesidades proyectadas para, a lo menos, los próximos tres años.

Se debe destacar que el punto 3 del artículo 90° del DFL1, en donde se señala que suministros que se efectúen a empresas eléctricas que no dispongan de generación propia serán sometidos a regulación de precios, no indica ningún tipo de condición respecto a la capacidad instalada de la generación propia de dichas empresas. Esto último, claramente es un aspecto que puede ser reconsiderado de forma simple.

B. Operación de las energías renovables y el sistema eléctrico

Un segundo elemento de la legislación vigente que es necesario analizar para el estudio de la implementación de las energías renovables como generación distribuida son las condiciones de operación que obligan al propietario de un generador en el sistema eléctrico. En este punto, es conveniente destacar que la discusión se concentrará para los casos en que se desea operar un generador conectado al sistema eléctrico, en particular a la red de distribución o subtransmisión, en contraste con lo que puede ser la operación de un generador en forma aislada de las redes.

Existe una condición para la operación de generadores en el mercado eléctrico chileno que es necesario analizar para comprender los posibles alcances de ser propietario de un generador de tipo distribuido. Dentro de la estructura del mercado eléctrico chileno, la operación física de los sistemas interconectados está a cargo del CDEC. El CDEC es un organismo definido en La Ley General de Servicios Eléctricos, DFL N° 1, del año 1982 y su reforma introducida con la Ley N° 19.940, y reglamentado por el Decreto Supremo N° 327, del año 1997, ambos del Ministerio de Minería. Al respecto, dichos cuerpos legales establecen la obligación de la creación de estos organismos para la coordinación de la operación de las instalaciones eléctricas de los concesionarios que operen interconectados entre sí, con el fin de: Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, y Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión.

El CDEC está integrado por todas aquellas empresas eléctricas de transmisión y generación que cumplen con los requisitos establecidos en el artículo 168° del Decreto Supremo N°327. Según dicho artículo, deben integrar cada CDEC las empresas que cumplan simultáneamente los siguientes requisitos:

a) Operar en el sistema eléctrico que coordine el respectivo CDEC, cuya capacidad instalada de generación sea superior a 100 MW.

b) Encontrarse en alguna de las siguientes situaciones:

-Ser una empresa eléctrica cuya capacidad instalada de generación en el sistema exceda del 2% de la capacidad instalada total que el sistema tenía a la fecha de constituirse el CDEC que debe coordinarlo. Para estos efectos, se entenderá por empresa eléctrica generadora toda entidad cuyo giro principal sea la generación de energía eléctrica.

-Ser un autoproducer cuya capacidad instalada de generación en el sistema sea superior al total de su demanda máxima anual de potencia en el mismo sistema y, además, sea superior al 2% de la capacidad que el sistema tenía a la fecha de constituirse el CDEC que debe coordinarlo. Para estos efectos, se entenderá por autoproducer la entidad cuyo giro principal sea distinto a la generación o transmisión de energía eléctrica. Se entiende que todo autoproducer destina prioritariamente sus instalaciones de generación, sean éstas propias u operadas en virtud de un contrato, a satisfacer sus necesidades de energía, a menos que comunique por escrito, al

CDEC y a la CNE, que dará otro destino a la energía que genere.

-Ser una empresa transmisora. Para estos efectos, se entenderá que una entidad es una empresa transmisora si su giro principal es administrar sistemas de transmisión de electricidad, por cuenta propia o ajena, y si además, las instalaciones de transmisión que opera son de un nivel de tensión igual o superior a 23 kV, con a lo menos un tramo de línea de transmisión de longitud superior a 100 kilómetros.

-Ser propietario de instalaciones correspondientes a las subestaciones básicas de energía que se definen en el artículo 274°, o a las líneas que las interconectan.

En forma adicional a las condiciones anteriores, que obligan a las empresas a ser parte integrantes del respectivo CDEC, el Reglamento del DFL1 en su artículo 169°, establece que se permite que empresas integren los respectivos CDEC en forma voluntaria siempre que cumplan algunas condiciones. En particular, el citado artículo señala que podrán integrar un CDEC las entidades que operen en el respectivo sistema eléctrico y se encuentren en alguna de las siguientes situaciones:

a) Ser una empresa eléctrica cuya capacidad instalada de generación sea superior a 9 MW y que opte por incorporarse al CDEC.

b) Ser un autoproducer con una capacidad instalada de generación superior a 9 MW y a su demanda máxima anual de potencia en el mismo sistema, que opte por incorporarse al CDEC. Dicha demanda anual se calculará al momento de informar al CDEC su decisión de incorporación.

A diferencia de las restricciones de propiedad de unidades de generación de cualquier tipo para empresas concesionarias de distribución, como se establece en el artículo 90° del DFL1, en donde no se establece un límite de potencia instalada para acceder al precio regulado o de nudo, las opciones para integrar obligadamente o en forma voluntaria del CDEC establecen claramente restricciones de capacidad. Para formar parte del CDEC en forma obligada se debe tener una capacidad instalada superior al 2% de la capacidad instalada al momento de constituirse el CDEC, que en el caso del SIC sucedió en 1985.

En cambio, para ser integrante en forma voluntaria se debe tener una capacidad instalada superior a 9 MW. El hecho de que sea voluntario el ingreso al CDEC respectivo de una empresa que posea generación propia ha demostrado no ser un factor menor para las empresas concesionarias de distribución. Como se vio en el estudio del caso de Saesa en el año 2001, las empresas de distribución al tener la obligación de contar con contratos que aseguren su suministro de energía por tres años, y en caso de no lograr licitar sus contratos de abastecimiento, es posible argumentar en el caso de que posean generación propia, que pueden formar parte del CDEC respectivo, y adquirir a través del mercado Spot su suministro. Como ya se ha dicho, lo anterior constituye una condición adversa para la empresa distribuidora.

Respecto al límite de 9 MW para el ingreso voluntario al CDEC, el argumento presentado en el párrafo anterior puede no tener relevancia la empresa distribuidora no posee generación superior a dicho límite. Para comprender la importancia relativa a dicho límite, en la Tabla 1 se presentan

antecedentes sobre las empresas concesionarias de distribución que operaban en el país en el año 2001, tales como zona de concesión, número de clientes y compra de energía. Utilizando la compra de energía, se ha calculado la demanda máxima que enfrenta cada distribuidora asumiendo un factor de carga de 0,72, tal cual se realiza en la fijación del precio de nudo de energía y potencia.

Tabla 1: Empresas de Distribución Año 2001

Empresas de Distribución Año 2001					
Empresa	Región de Concesión	Nº de Clientes	Compra [MMWh]	Dem. Máxima [MW]	% 9 MW Sobre Dem. Máxima
CHILECTRA	RM	1.274.410	9.832.332	1558,9	0,6%
CGE	RM, VI, VII, VIII y IX	629.930	3.182.524	504,6	1,8%
CHILQUINTA	V	405.573	1.720.974	272,9	3,3%
RÍO MAIPO	RM	294.156	1.329.869	210,8	4,3%
SAESA	IX y X	238.715	1.225.442	194,3	4,6%
EMELECTRIC	RM, VI y VII	178.976	715.056	113,4	7,9%
EMEC	IV y V	199.917	687.946	109,1	8,3%
CONAFE	V y VII	138.818	683.176	108,3	8,3%
ELECOA	II	117.725	537.441	85,2	10,6%
FRONTEL	VIII y IX	219.328	512.989	81,3	11,1%
EMELAT	III	70.785	421.559	66,8	13,5%
EUQSA	I	60.446	311.430	49,4	18,2%
EMELARI	I	53.812	190.803	30,3	29,8%
EDELMAQ	XII	45.801	164.994	26,2	34,4%
EEPA	RM	34.600	156.416	24,8	36,3%
CREO	X	12.549	95.284	15,1	59,6%
COPELEC	VIII	28.252	82.291	13,0	69,0%
EDELAYSEN	XI	20.188	74.725	11,8	76,0%
LITORAL	V	35.213	57.256	9,1	99,1%
CEC	VII	6.057	55.317	8,8	102,6%
LUZLINARES	VII	15.854	54.136	8,6	104,9%
EMETAL	VII	14.692	52.742	8,4	107,6%
COOPELAN	VIII	8.426	39.650	6,3	143,2%
COLINA	RM	14.151	37.628	6,0	150,9%
CODINER	VIII y IX	7.890	35.413	5,6	160,3%
ELECOOP	IV	8.790	33.694	5,3	168,5%
LUZPARRAL	VII	12.276	31.693	5,0	179,1%
EDECSA	V	2.489	25.736	4,1	220,6%
SEP	RM	3.386	24.649	3,9	230,3%
COELCHA	VIII	7.891	20.524	3,3	276,6%
SOCOPEPA	X	3.818	20.028	3,2	283,4%
COOPREL	X	4.542	19.445	3,1	291,9%
EMELCA	V	4.205	10.391	1,6	546,3%
TIL-TIL	RM	2.616	7.368	1,2	770,4%
LUZANDES	RM	1.489	5.186	0,8	1094,6%
Total		4.177.766	22.456.111	3560,4	

Cabe señalar que la demanda máxima estimada subvalora la capacidad instalada que poseen las empresas de distribución, principalmente por no representar las indivisibilidades de las inversiones, holguras de crecimiento y factores de diversidad y coincidencia. Sin embargo, representa un orden de magnitud respecto a la potencia instalada. Es posible apreciar que para las diez empresas distribuidoras más importantes, un límite de 9 MW de potencia instalada representa menos de un 10 % de su demanda máxima. Si se analiza las tres distribuidoras con mayor demanda máxima, se tiene que el límite de 9 MW representa en torno al 3 % de su demanda máxima, siendo para la empresa distribuidora de mayor tamaño solamente 0,6 %.

De lo presentado anteriormente, se puede concluir que en caso de poseer energías renovables y lograr un nivel de adopción exitoso, al menos para las principales empresas distribuidoras, alcanzar el límite de 9 MW de capacidad instalada es probable, con lo cual se desincentiva su adopción, pues pueden verse expuestas a complicaciones adicionales en caso de no lograr asegurar contratos de suministro, según ya se ha explicado.

C. Energías renovables y la red

La reforma al marco regulatorio a través de la Ley N° 19.940, en su artículo 91°, indica que todo propietario de medios de generación sincronizados al sistema eléctrico tiene derecho a vender la energía que evacue al sistema al costo

marginal instantáneo, así como sus excedentes de potencia al precio de nudo de potencia.

La Ley N° 19.940 deja al futuro Reglamento establecer procedimientos para determinar los precios marginales y el precio de nudo de potencia para la inyección en cada segmento del mercado eléctrico y el establecer los mecanismos de estabilización de precios aplicables a la energía inyectada por medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9 MW y la forma en la que se realizará el despacho y la coordinación de estas centrales por el CDEC respectivo. Es interesante hacer notar que en este artículo no se hace mención a las energías renovables convencionales, sino que se plantea en forma general. Entendiendo el espíritu de la regulación, se puede inferir que lo anterior es solo aplicable a generación de energía renovable.

El mismo artículo citado anteriormente establece que las empresas de distribución deberán permitir la conexión a sus instalaciones de distribución correspondientes de los medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen lo 9 MW, sin perjuicio del cumplimiento de las exigencias de calidad de servicio vigentes. Las obras adicionales que sean necesarias para permitir la inyección de dichos excedentes de potencia deberán ser ejecutadas por los propietarios de los sistemas de distribución correspondientes y sus costos serán de cargo de los propietarios de dichos medios de generación.

Algo que resulta muy atractivo, es que en el mismo artículo se establece que para efectos del cálculo de los costos de las obras requeridas en los sistemas de distribución, se consideran los costos adicionales en las zonas adyacentes a los puntos de inyección, como los ahorros de costos en el resto de la red de distribución.

Como se puede apreciar de lo explicado anteriormente, la ley hace un reconocimiento explícito que la generación conectada en los sistemas de distribución pueden ocasionar ahorros en los sistemas de distribución. Aunque no se explicita como se deben calcular costos y ahorros, no es difícil imaginar que pudiese darse un saldo positivo a favor del generador distribuido, producto de que se ha dejado de utilizar instalaciones de distribución o porque se ha postergado inversiones necesarias en los sistemas de distribución. Lo anterior, implicaría un pago a las energías renovables, algo que probablemente hubiese resultado impensado para el regulador cuando se redactó la reforma.

Finalmente, y consecuentemente con el análisis siguiente, las obras necesarias en los sistemas de distribución no son consideradas para el cálculo del Valor Nuevo Reemplazo de las empresas distribuidoras.

1) Interconexión a la red

Acorde con la Ley, es el CDEC quien debe establecer los requisitos técnicos mínimos que deberá cumplir toda instalación que se interconecte al sistema eléctrico, sean éstos empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, y que sean exigibles conforme a la normativa vigente, en términos de su aporte a los objetivos de seguridad y calidad de servicio.

2) *Servicios complementarios y energías renovables*

Los servicios complementarios son aquellas funciones ejercidas por generadores, transmisores, distribuidores y equipos de control para permitir el servicio básico de capacidad de generación, abastecimiento de energía y entrega de ésta.

El artículo 91° bis de la Ley regula la provisión de servicios complementarios. En dicho artículo se establece que todos los propietarios de instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, lo que incluye a las energías renovables, deben prestar en el respectivo sistema eléctrico los servicios complementarios de que disponga, que permitan realizar la coordinación de la operación, según lo contenido en el artículo 81° de la Ley. Los propietarios de las instalaciones interconectadas entre sí deben declarar los costos en que incurren por la prestación de los respectivos servicios complementarios con su debida justificación. Las prestaciones de servicios complementarios son valorizadas por los CDEC.

Muchos aprontes de energías renovables están enfocados a la participación en los mercados de servicios auxiliares para obtener una remuneración adicional, tal como lo hacen los generadores tradicionales. Sin embargo, muchas veces se argumenta que las energías renovables no son capaces de mantener un adecuado nivel de confiabilidad y calidad de servicio y al mismo tiempo hacerlo en forma económicamente eficiente. El ejemplo a menudo utilizado es el de la energía eólica.

El método general para la fijación de precios de los servicios complementarios dentro de los mercados competitivos es basado en contratos fijos, con un cierto plazo de duración, entre el operador independiente del sistema y los participantes del mercado capaces de proveer los servicios complementarios requeridos. En el caso de las energías renovables, son de particular interés los servicios de reservas de potencia activa y los servicios de reserva de potencia reactiva.

Por lo tanto, si las regulaciones de los mercados abren los mercados de servicios complementarios para las energías renovables, en áreas donde es técnicamente posible, puede resultar tanto en una remuneración adicional para ella como en una reducción de costos de los servicios complementarios.

V. MODELO DE TARIFICACIÓN DEL SEGMENTO DISTRIBUCIÓN Y LAS ENERGÍAS RENOVABLES

En el análisis de la posibilidad de la incorporación de las energías renovables como generación distribuida por parte de empresas concesionarias de distribución, surge la pregunta si es que bajo los esquemas vigentes de tarificación es posible remunerar la generación distribuida y si tiene sentido hacerlo.

En un esquema regulatorio, en donde las empresas de distribución deben competir con una empresa modelo, la generación distribuida puede ser una herramienta empleada por dichas empresas para aumentar la eficiencia de sus inversiones, especialmente en la expansión de sus redes e instalaciones de distribución.

Según el DFL1, el Valor Agregado de Distribución lo componen los siguientes elementos:

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo.

- Perdidas medias de distribución en potencia y energía

- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, en adelante VNR, su vida útil y una tasa de actualización igual al 10 real anual.

Un aspecto muy relevante en la definición de una empresa modelo dice relación a que la empresa modelo posee instalaciones que se encuentran económicamente adaptadas. En la práctica implica que la empresa modelo debe estar dimensionada acorde con las condiciones actuales de demanda. Luego, la demanda de diseño con la cual se dimensiona una empresa modelo corresponde a la demanda del año base del estudio, caracterizada como la potencia máxima del sistema de distribución o la también llamada potencia coincidente del año base.

El diseño de la empresa modelo debe recoger las holguras inherentes de las instalaciones de distribución en el año base, con lo cual la empresa modelo eficiente se debe dimensionar para un horizonte de largo plazo, generalmente 15 años. Para efectos de diseño de la infraestructura de la empresa modelo, ésta debe ser diseñada de forma tal que las instalaciones se encuentran económicamente adaptadas a la demanda en el año base, teniendo presente el horizonte de estudio y las indivisibilidades técnicas. De esta forma, la holgura eficiente de las instalaciones a considerar en el año base, se explican por indivisibilidades técnicas y por la condición de que el flujo de inversiones debe minimizar el valor presente de los costos de largo plazo.

Los precios de distribución, por tratarse de una actividad regulada, deben permitir cubrir los costos totales de la actividad, que básicamente son de inversión, operación y mantenimiento. Asimismo, debe establecerse una rentabilidad asociada al nivel de riesgo de la actividad. Por ello, al momento de la fijación de éstos, lo importante es que el consumidor final reciba una señal económica correcta de su contribución a los costos de la red y de las pérdidas.

En Chile se ocupa un mecanismo que mide la eficiencia del distribuidor con relación a una empresa ficticia que se simula mediante modelos matemáticos, llamado competencia subrogada o yardstick (empresa modelo), como ya se ha descrito en capítulos anteriores.

Este mecanismo requiere una amplia cantidad de información que no siempre esta disponible para el regulador. Ello permite eventualmente la extracción de rentas extraordinarias para la distribuidora al ocultar información relevante, llamadas rentas informacionales, que derivan en que los usuarios paguen precios finales mayores a los socialmente óptimos, estas rentas crecen mientras menor sea la competencia en la comercialización a clientes regulados.

De lo presentado, queda en evidencia que el modelo tarifario del segmento de distribución presente en Chile no discrimina el uso de energías renovables como generadores distribuidos por parte de los distribuidores. Nuevamente, la concepción de la generación distribuida es posterior a la

redacción del marco regulatorio, por lo que el hecho de que no se le haga mención no es extraño. Sin embargo, de diseñarse una empresa modelo de distribución que utilice generación distribuida, ésta no podría comprar energía a precio de nudo, lo cual es un elemento difícil de concebir si se está diseñando una empresa modelo, con las características aquí descritas.

Más aún, la empresa modelo siendo una empresa que comienza a operar desde cero y económicamente adaptada con holguras inherentes a indivisibilidades de las inversiones, no podrá capturar los beneficios de la generación distribuida. Es necesario recordar de lo presentado anteriormente, que las energías renovables como generación distribuida tendrán más valor cuando difiera inversiones dentro de un plan de expansión y no cuando se comienza a operar una empresa distribuidora completamente nueva, como es el caso del ejercicio regulatorio para tarifificar la distribución chilena.

Luego, es posible concluir que la regulación no hace mención de las energías renovables como generación distribuida en la tarifificación de la distribución. Sin embargo, en la práctica no es necesario que lo haga, puesto que las energías renovables no podrán competir con un diseño optimizado de las redes de distribución. En dicho diseño, las congestiones y altos costos de expansión no se presentan al comenzar a operar desde cero.

Sin embargo, existe un poderoso argumento para permitir energías renovables como generación distribuida de propiedad de las empresas distribuidoras, aunque ésta no se reconozca en el VAD de distribución. Son las mismas empresas distribuidoras las cuales conocen de mejor forma los sistemas de distribución, por lo cual son las que pueden realizar las inversiones en energías renovables en forma óptima, no solo desde un punto de vista privado sino que global. En un modelo de mercado en donde existe una competencia subrogada y las empresas de distribución deben competir con una empresa modelo, las energías renovables como generación distribuida pueden ser una herramienta empleada por dichas empresas para aumentar la eficiencia de sus inversiones, y por sobre todo, en la expansión de sus redes e instalaciones de distribución.

No obstante, el mismo argumento anterior juega en contra de las empresas distribuidoras porque se basa en la criticada asimetría de la información que se produce entre la empresa distribuidora y el resto de los agentes del mercado. De no existir esta asimetría de información, cualquier agente del mercado podría realizar las inversiones en energías renovables que resultasen óptimas para el sistema en su conjunto.

VI. ENERGÍAS RENOVABLES COMO FORMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA MÁS PRÓXIMA

Probablemente en Chile las primeras formas de generación distribuida que se presentarán en el corto plazo serán como energías renovables o cogeneración, puesto que se han introducido incentivos a este tipo de tecnologías de generación a través de reformas regulatorias.

Sin embargo, es necesario destacar que las energías renovables o la cogeneración pueden constituir o no formas de generación distribuida, dependiendo de la forma de operación de dichos generadores. Muchos de estos generadores

probablemente se interconecten en sistemas de subtransmisión, lo que en Chile equivale a tensiones superiores a 23 kV, por lo que se mantendrán ajenos a inyectar energía y potencia en los sistemas de distribución, no constituyendo una forma de generación distribuida.

Es claro que mecanismos de incentivos son necesarios para las energías renovables, puesto que por lo general sus costos de inversión y operación exceden largamente a los costos de tecnologías convencionales. El hacer un desarrollo ambiental sustentable en el tiempo dadas las condiciones actuales de costos y desarrollo tecnológico requiere de incentivos y muchas veces de subsidios, los cuales pueden ser económicos, técnicos o regulatorios.

Luego, se debe entender que la reforma a la que se hace mención, es un mecanismo de incentivo para el desarrollo de proyectos de generación con energías renovables o para proyectos que busquen una mayor eficiencia energética a través de procesos conjuntos, como la cogeneración. Lo contenido en el artículo 71-7° no es necesariamente un incentivo ni un marco regulatorio diseñado para la generación distribuida como se ha definido en este trabajo.

La CNE pretende asegurar que existen condiciones similares de desarrollo, a través de un marco de política de neutralidad, para las energías renovables no convencionales respecto de las tecnologías convencionales de generación. La CNE ha iniciado estudios con el objeto de identificar y eliminar todas las barreras no económicas que pudieran existir en la legislación vigente, relacionadas con las características del mercado y con la normativa técnica y de aquellas barreras no necesariamente regulatorias, pero que no permiten el desarrollo de las inversiones.

El impacto que tengan las reformas introducidas a través de la Ley N° 19.940 en la materialización de proyectos de inversión en energías renovables no convencionales no se encuentra claramente evaluado. No obstante, las reformas pueden mejorar la viabilidad económica de algunos proyectos, en especial minihidráulicos en el sur de Chile y de cogeneración en proyectos industriales.

El impacto que puede tener en los proyectos de generación con energías renovables la exención completa o parcial del pago de peajes en el sistema troncal, según se ha explicado en los capítulos anteriores, va a depender fuertemente de la ubicación de la generadora. Es así como generadores ubicados en las cercanías de los sistemas de transporte con capacidad disponible y con la intención de vender en el mercado spot, serán quienes hagan un máximo aprovechamiento de los incentivos contenidos en la Ley.

Por otro lado, para generadores alejados de los sistemas de transporte, la exención en el pago de peajes en el sistema troncal, aunque en un incentivo real, no es suficiente puesto que dichas centrales tendrán que financiar, por lo general largas líneas de inyección. Este es el caso de muchos proyectos micro y mini hidráulicos en el sur del Sistema Interconectado Central y de proyectos de generación eólica. Se debe recordar que dichos proyectos de generación, por lo general, estarán cerca de sistemas de distribución rurales radiales, solo dimensionados para una entrega de energía y potencia, y por lo tanto necesitados de inversión en su reforzamiento si se conecta un generador.

El problema aquí descrito tiene, en parte, su origen en el límite definido para la exención de peajes. Centrales de solo 9 MW, o incluso de 20 MW para una exención parcial, no tienen una capacidad instalada suficiente como para generar los flujos de ingresos necesarios para financiar las largas líneas de inyección, que pueden superar extensiones de 80 kilómetros. Dados los largos de las líneas de inyección, incluso muchas veces es necesario utilizar tensiones superiores a 23 kV

En el mercado eléctrico chileno existe la percepción de que la reforma al marco regulatorio ha buscado incentivar la utilización de energías renovables como generación distribuida, a través del artículo 71-7° de la Ley, como ya ha sido presentado en capítulos anteriores. Sin embargo, a través del artículo 91° de la misma ley, se han introducido conceptos que benefician directamente a la generación distribuida de propiedad de terceros distintos a las empresas de distribución, indistintamente del tipo de tecnología de generación. Se identifican claramente dos beneficios, a saber:

-Se busca asegurar el derecho de todos los generadores de vender su energía en el mercado spot a costo marginal instantáneo y sus excedentes de potencia al precio nudo de potencia. Además, a través de un futuro Reglamento, se establecerán condiciones para dar mayor estabilidad y seguridad en la remuneración de la energía de las pequeñas centrales de generación, en particular para aquellas cuyo aporte de excedente de potencia al sistema eléctrico no supere los 9 MW.

-Se establece la obligación para las empresas distribuidoras de permitir la conexión de pequeñas centrales, definidas como menores a 9 MW, a sus redes de distribución. Se elimina de esta forma una posible barrera de acceso para la comercialización de la energía en el mercados spot o a clientes libres. Lo anterior, bajo el supuesto del regulador que la mayoría de estas centrales se conectarán a través de los sistemas de distribución, lo cual puede suceder o no.

Para efectos del cálculo de los costos de las obras requeridas en los sistemas de distribución, se consideran los costos adicionales en las zonas adyacentes a los puntos de inyección, como los ahorros de costos en el resto de la red de distribución. Aunque lo anterior parece ser conceptualmente correcto, en la práctica puede seguir constituyendo una barrera de entrada para la generación distribuida.

La metodología para la determinación de los costos de refuerzos de la red de distribución esta basado, según se puede interpretar la regulación, en un análisis caso a caso. El número de generadores distribuidos que se interconecten a la red

puede ser inicialmente no muy grande. Sin embargo, a medida que se desarrollen tecnología en microturbinas y celdas de combustible, se espera que la generación distribuida crezca rápidamente. Luego, la demanda de generadores distribuidos por interconectarse a la red de distribución puede crecer rápidamente. Por lo tanto, el determinar los costos de conexión de cada generador distribuido puede ser una tarea extensa y costosa para la empresa distribuidora, lo que será traspasado a los generadores distribuidos, convirtiéndose en una barrera de entrada.

Un segundo efecto de determinar los costos de conexión en base a un análisis caso a caso, es la posibilidad de discriminación entre un proyecto de generación otro. Más aún, es necesario establecer una metodología uniforme para todos los casos, la cual pueda ser reproducible a un bajo costo. El riesgo que la distribuidora genera barreras de entrada es alto, puesto que aun no se especifican herramientas para superar las asimetrías de información existentes.

A consecuencia de lo expuesto anteriormente, es probable que sea la propia distribuidora con concesión en la zona de interconexión del generador distribuido quien establezca contratos libres con éste. La empresa distribuidora a quien se le solicite el trámite para el estudio de conexión de un generador puede demorar el proceso o entregar resultados irreproducibles para el generador distribuido.

Lo anterior, se convierte en una barrera de entrada y puede ser utilizado por el distribuidor con el objeto de lograr un contrato libre con el generador distribuido en condiciones menos competitivas que las de mercado, y muchas veces no remunerando su potencia. De esta forma el distribuidor, no solamente percibe una reducción de sus costos de compra de energía, sino que ve reducido su presencia en las horas de punta del sistema al disminuir su demanda coincidente. Lo anterior, se traduce en una reducción en el pago por potencia que debe efectuar a los generadores del sistema.

El posible despliegue de generación distribuida por agentes distintos a la distribuidora ciertamente puede tener ramificaciones en la seguridad y calidad de servicio de la red. Luego, es imperioso que los costos ocasionados por la red producto de la interconexión de generadores distribuidos sean claramente evaluados y traspasados al generador distribuido en el contexto de un desarrollo de una política de neutralidad tecnológica. De esta misma forma, los beneficios que puedan proporcionar los generadores distribuidos en materias de calidad y servicio podrán ser traspasados éstos, pudiendo destacarse el soporte a la red en regulación de tensión.