

Futuro de la Distribución Eléctrica en Chile: ¿Hacia dónde vamos?



Rodrigo Moreno, Universidad de Chile



Visión y Elementos Principales para el Futuro de la Distribución



La distribución eléctrica está cambiando radicalmente debido a la penetración de nuevos recursos distribuidos, la electrificación del transporte y otros vectores energéticos (calefacción/refrigeración), la descarbonización de la matriz, la oportunidad de hacer nuevos negocios y la necesidad por aumentar los niveles de calidad de suministro de las redes eléctricas.

Esto requerirá:

- **Un sistema de remuneración más transparente, justo y eficiente**, acorde a las nuevas necesidades:
 - que informe al consumidor acerca de los costos y rentabilidades *reales* del negocio.
 - que entregue las señales adecuadas a los inversionistas para que puedan implementar todas aquellas decisiones que se alinean con la política pública de la manera más eficiente posible.
- **Un sistema de tarificación más costo reflectivo** y con una mayor granularidad espacial y temporal, que dé las señales más adecuadas a los usuarios de red quienes se vuelven más responsivos a las señales de precio.
- **Que todos los usuarios puedan tener acceso a una comercialización competitiva**
- **Acceso abierto para DER**, quienes además puedan proveer sus servicios en **igualdad de condiciones** que otros medios energéticos (e.g., generación conectada en transmisión).
- **Acceso a la información oportuno e igualitario** para operadores, comercializadores y agregadores, resguardando la privacidad en los casos pertinentes.

Sistema de Remuneración



- Modernizar la regulación por incentivos, reformando el principio de empresa modelo *greenfield* por el de empresa modelo *brownfield* (que no se “resetea” en cada control tarifario), respetando así el legado/historia de las inversiones (*path dependence*).
- Establecer un mecanismo de incentivos (simétrico en premios y castigos) para asegurar la eficiencia de la empresa y, a la vez, mejorar indicadores de desempeño relevantes (KPIs) a la luz de la política pública tales como la calidad de servicio (técnica y comercial), eficiencia en la tramitación de nuevas conexiones, sustentabilidad y cuidado del entorno, etc.
- Existencia de mecanismos que permitan enfrentar la incertidumbre de mejor manera:
 - Indexaciones avanzadas con parámetros físicos que afecten los costos de red (número de nuevas conexiones).
 - Acotar riesgo de demanda volumétrico (ya que este es un negocio de infraestructura).
 - Cálculo adecuado de la tasa de retorno acorde a los riesgos *reales* del negocio, considerando regulación (~~CAPM~~).
- Existencia de mecanismo que permita lidiar con problemas de *calidad de la información* de costos y eficiencias, e.g. menú de contratos (remunerando una combinación de costos ex-ante y ex-post).
- Existencia de una base de activos reales y planes de expansión para decisiones estratégicas (calidad crítica, innovación, coordinación G-T-D, eficiencia de largo plazo, negociaciones comunitarias).
- Incorporación de procesos participativos con *stakeholders* (*stakeholders engagement*) para decidir con la comunidad soluciones específicas.
- La CNE quedaría a cargo de regular e implementar el proceso de remuneración, mientras que la SEC puede dedicarse a monitorear y recolectar indicadores de desempeño.

Sistema de Tarificación



- Migrar hacia un sistema tarifario más costo-reflectivo con mayor granularidad espacial y temporal, importante especialmente en el contexto de respuesta a precios y DER.
- Tarifas deben ser claras para todo tipo de usuarios, sin costos ocultos, con un tratamiento simétrico para generadores y demanda, e idealmente reflejando los costos (y/o ahorros) reales de atender a un usuario (generador o demanda) en cada punto de la red eléctrica.
- En presencia de comercializadores competitivos, son ellos quienes enfrentan los distintos cobros del sistema, ofreciendo diversos “planes” (claros y transparentes) al cliente final (complejidad/simplicidad endógena dependiente del cliente).
- Políticas con un foco en un mejor nivel de equidad, debieran contar con mecanismos complementarios que permita ayudar a clientes vulnerables (bono aparte o plan especial de consumo), evitando incorporar subsidios cruzados en tarifas que las distorsionen
- La CNE debe establecer el marco regulatorio tarifario y de comercialización, apoyado por un monitoreo de competencia de la fiscalía.



Comercialización

- Comercialización competitiva que sea accesible por *todos* los clientes en el largo plazo.
- Las comercializadoras ofertan diversos “planes” a los clientes finales (claros y transparentes), comprando la energía en el mercado mayorista ya sea mediante contratos o accediendo al mercado spot.
- Necesidad por mayor monitoreo de mercado y nueva regulación que asegure un buen funcionamiento.
- Como medida de suficiencia, se le podrá exigir un nivel mínimo de contratación a las comercializadoras.
- La actividad de comercialización no la puede realizar empresas reguladas de redes, aunque éstas pueden tener un rol en el servicio regulado de comercialización de último recurso (temporal).
- Clientes pasivos (que no se comprometen con la actividad de cotización, comparación y cambio), por otro lado, podrán optar a un plan más regulado de suministro (con una estadía mínima en dicho plan).
- Transición:
 - Eliminación de licitaciones reguladas.
 - A medida que expiren los contratos regulados actualmente vigentes, se podrá implementar una migración paulatina de clientes regulados al nuevo régimen (tamaño, vulnerabilidad, etc.).
 - Para los clientes cautivos, se puede ofrecer un servicio de comercialización con comercializadores con poderes limitados que puedan re-comercializar la energía de contratos existentes (temporal).

Integración de DER y Agregación/Comercialización de sus Servicios

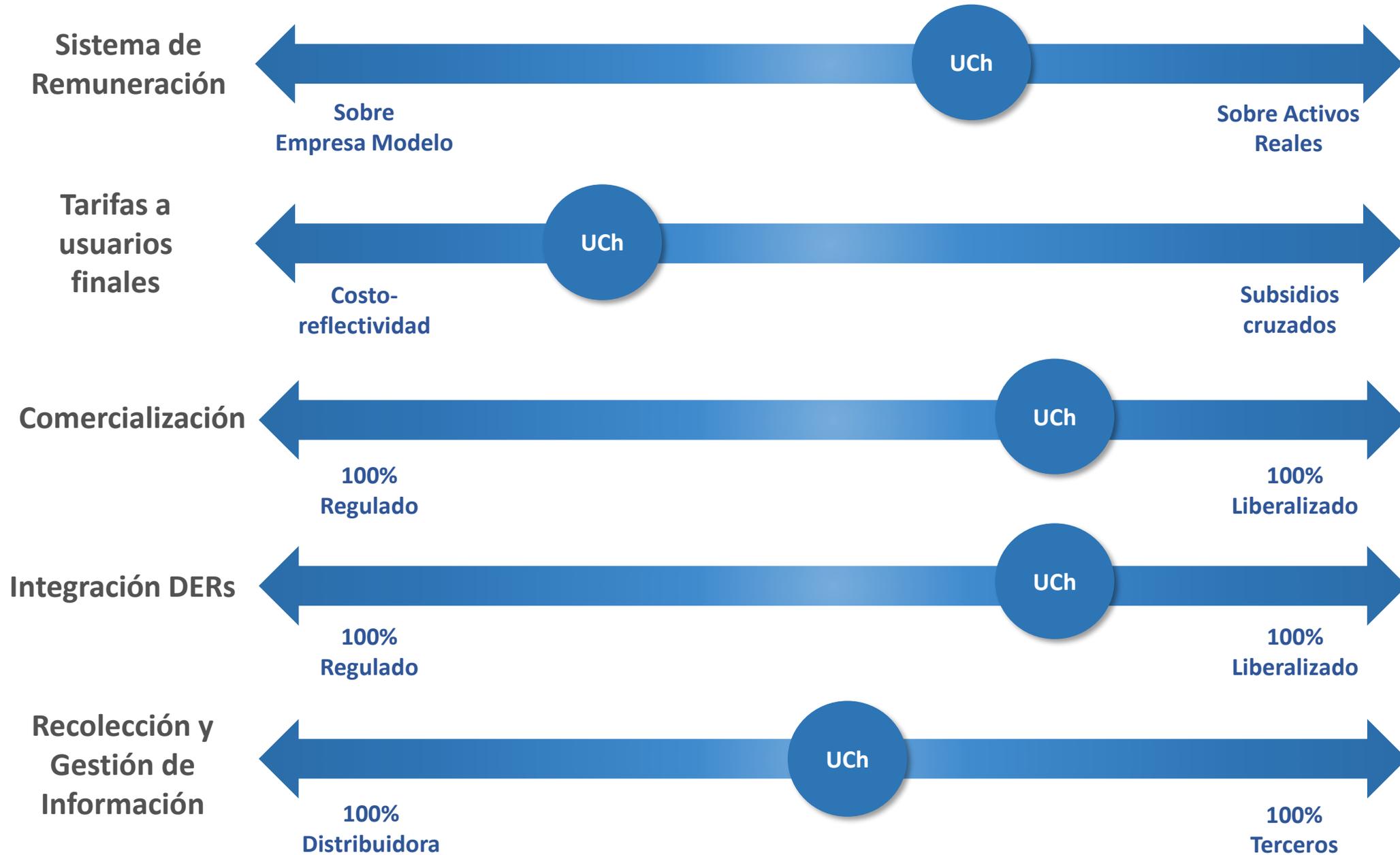


- DER deben tener libre acceso (en un tiempo razonable, con algunas restricciones de capacidad instalada máxima en el corto plazo por restricciones técnicas de la red)
- DER pueden estar coordinados por un *agregador* que responde a señales (técnicas y económicas) de operadores de redes (DSO y/o TSO)
- DER debe enfrentar, como cualquier otro usuario, cobros de acceso/uso de redes
- A diferencia de la comercialización convencional, los servicios que pueden ofrecer *agregadores* son de carácter voluntario
- Regular para que:
 - No existan trabas contractuales que prevengan la proliferación de nuevos servicios entre consumidores y agregadores
 - Las ofertas desde agregadores sean claras y transparentes
- Habilitar a los operadores de red (T y D) y otros usuarios para que puedan comprar servicios de DER, directamente o mediante agregadores (e.g. reservas)

Acceso y Gestión de la Información



- La gestión de la información (proveniente de medidores) se debe realizar en conjunto entre las empresas operadoras de red y un nuevo ente centralizado que asegure el acceso rápido, confiable y justo a todos los comercializadores del mercado. Esto permite tanto un funcionamiento eficiente de la red como del mercado.
 - Empresa regulada de red: recolectar información desde los medidores para su propio uso (despacho económico) e informarlos con la frecuencia y formatos requeridos por el nuevo ente centralizado.
 - Ente centralizado: almacenar la información y ponerla a disposición de los usuarios mediante una única plataforma, además de realizar análisis que pueden ser beneficiosos para el sistema. Alternativamente, este ente puede, en conjunto con la distribuidora, recolectar la información.
- Todos los comercializadores y agregadores pueden tener acceso a la información agregada
- Todos los comercializadores y agregadores pueden tener acceso a la información desagregada (por cliente), previa autorización del cliente
- La SEC debe monitorear indicadores de desempeño de las empresas de distribución y del nuevo ente central, velando que se cumplan los (nuevos) estándares de calidad para esta actividad
- La CNE debe regular la relación entre los participantes y todas las actividades del nuevo ente





ANEXO

Comercialización (Otros Detalles)



- Licencia de comercialización:
 - Se exigen requisitos de índole financiera y de infraestructura
 - Desintegración vertical siguiendo Normativa Europea (separación legal con empresas de redes)
- Último recurso (quiebra): A cargo de la distribuidora correspondiente quien traspasa un precio a los consumidores que no distorsione el mercado mayorista. Particularmente, se propone una tarifa ex-post que refleje compras al spot y con límite temporal de estadía (e.g. 3 meses)
- Clientes pasivos: Atendidos por una comercializadora “por defecto” quien traspasa a los consumidores un precio regulado determinado mediante mecanismos competitivos. Particularmente, se propone que esta comercializadora sea quien resulta ganadora de un proceso licitatorio conducido por la autoridad. La comercializadora “por defecto” se licita con una frecuencia dada y los clientes deben cumplir con obligaciones de estadía.
- Mecanismos de suficiencia: Exigir, como mínimo, un respaldo con generación propia o instrumentos financieros de largo plazo con suficiencia certificada* (PPA, Call Options, etc.). Esto se puede complementar con otros mecanismos de capacidad.

Lecturas



- Moreno, R., Bezerra, B., Rudnick, H., Suazo-Martinez, C., Carvalho, M., Navarro, A., Silva, C., Strbac, G., "Distribution Network Rate Making in Latin America: An Evolving Landscape", IEEE Power and Energy Magazine, Vol 18, Issue 3, pp 33 - 48, May 2020.
- Jamasb, T., & Pollitt, M. (2008). Reference models and incentive regulation of electricity distribution networks: An evaluation of Sweden's Network Performance Assessment Model (NPAM). *Energy Policy*, 36(5), 1788-1801.
- Joskow, P. L. (2014). Incentive regulation in theory and practice: electricity distribution and transmission networks. In *Economic Regulation and Its Reform: What Have We Learned?* (pp. 291-344). University of Chicago Press.
- Strbac, G., Kirschen, D., & Moreno, R. (2016). Reliability standards for the operation and planning of future electricity networks. *Foundations and Trends® in Electric Energy Systems*, 1(3), 143-219.
- Moreno, R., Street, A., Arroyo, J. M., & Mancarella, P. (2017). Planning low-carbon electricity systems under uncertainty considering operational flexibility and smart grid technologies. *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, 375(2100), 20160305.
- Djapic, P., Ramsay, C., Pudjianto, D., Strbac, G., Mutale, J., Jenkins, N., & Allan, R. (2007). Taking an active approach. *IEEE Power and Energy Magazine*, 5(4), 68-77.
- Jenkins, J. D., & Pérez-Arriaga, I. J. (2017). Improved regulatory approaches for the remuneration of electricity distribution utilities with high penetrations of distributed energy resources. *The Energy Journal*, 38(3), 63-91.