Impactos dos recursos Energéticos Distribuidos sobre o Segmento de Distribuição

GESEL-UFRJ **FIRJAN**

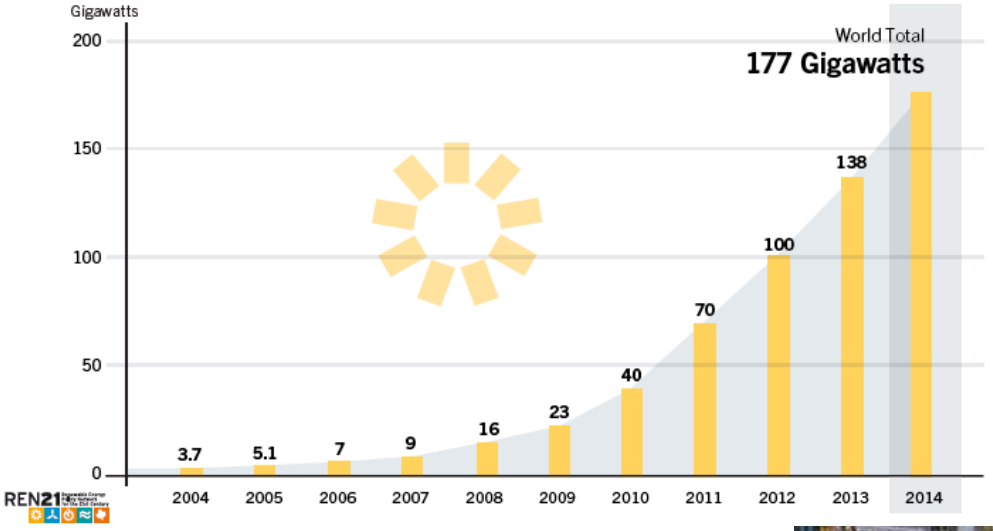
Ricardo Raineri

Pontificia Universidad Católica de Chile

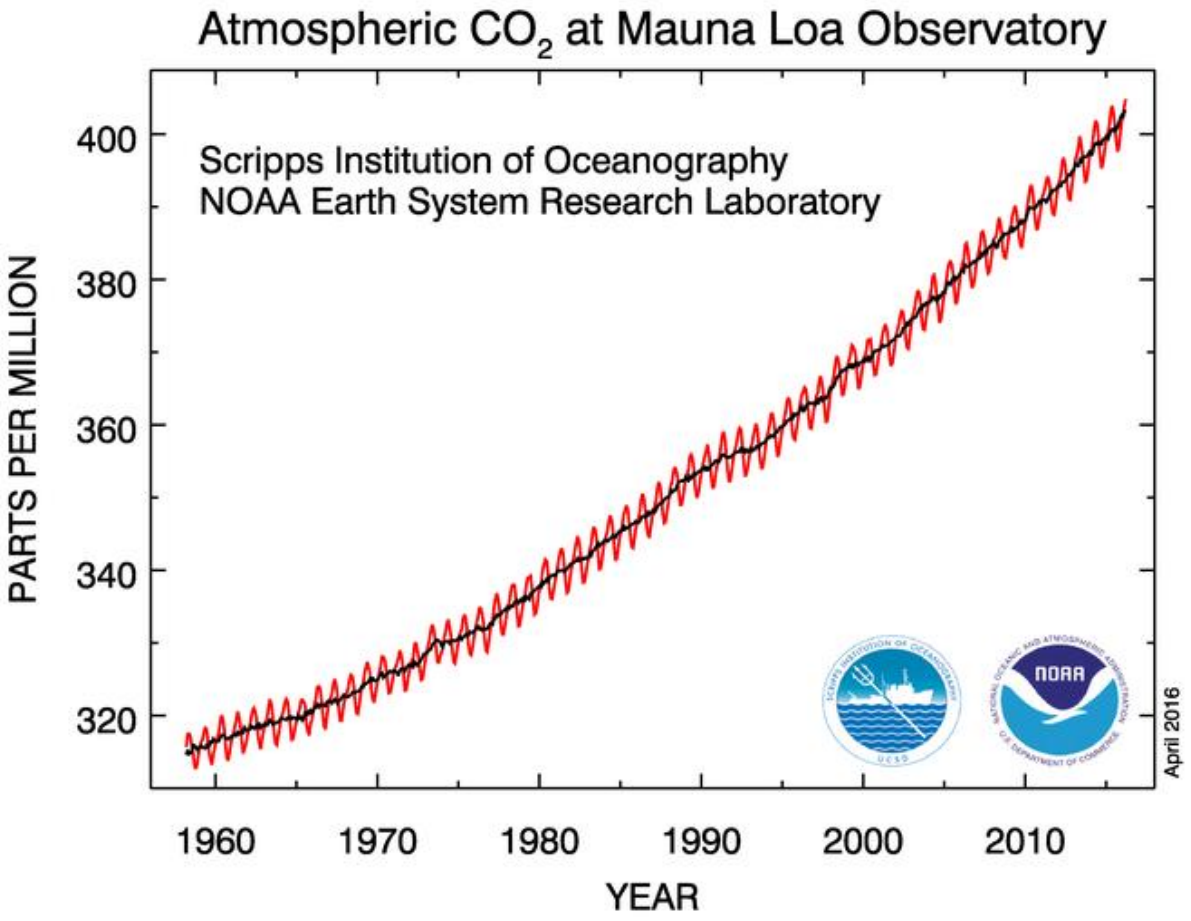
International Association for Energy Economics

Industria eléctrica

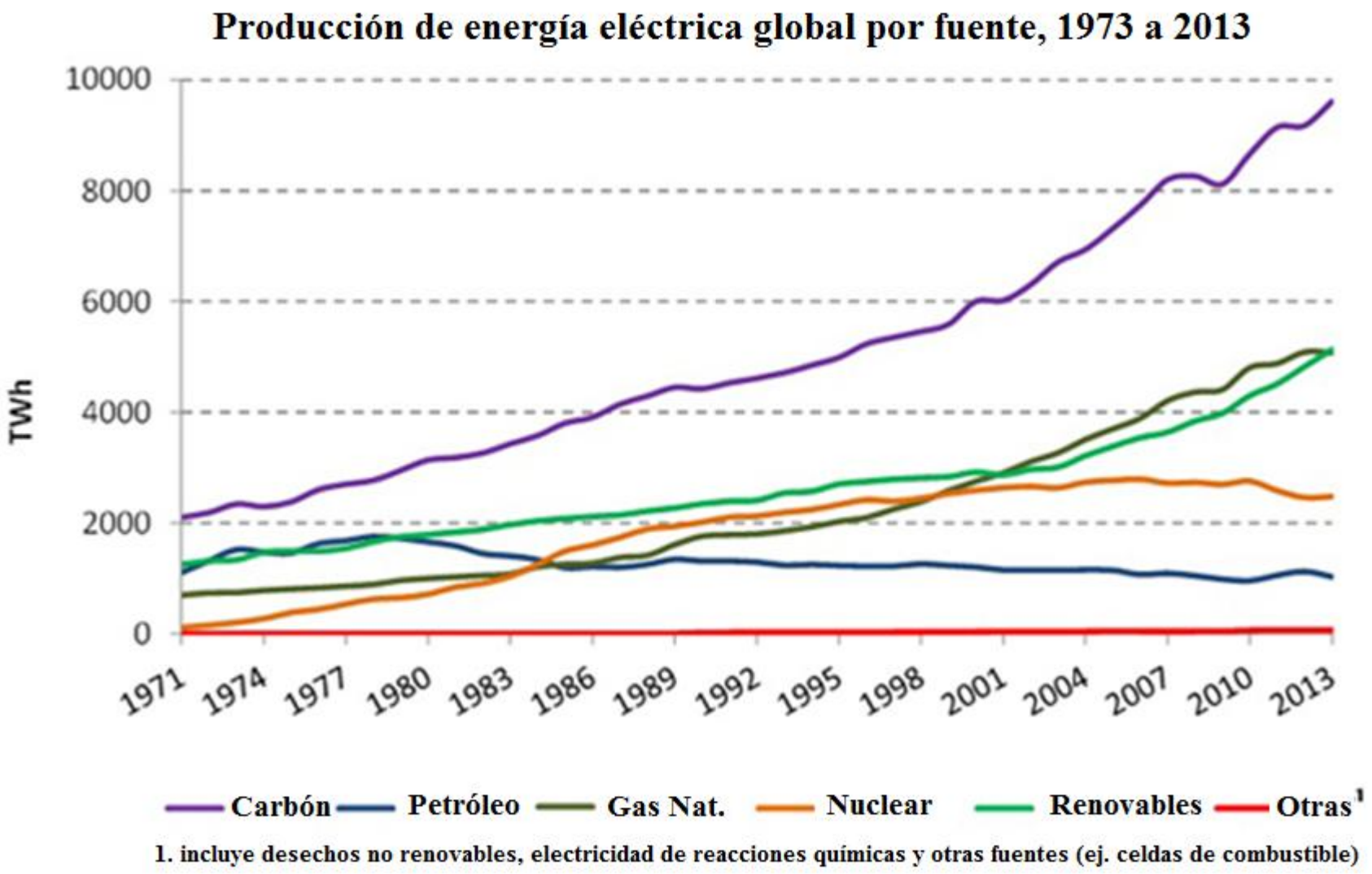
- En las dos últimas décadas el sector eléctrico ha venido experimentado un profundo cambio tecnológico. El viejo modelo donde existía una cadena de producción claramente definida de generación, transmisión y distribución, con un operador del sistema y mercados donde se fijan los precios, ha empezado a sucumbir a las innovaciones tecnológicas, con la irrupción de nuevas fuentes de generación eléctrica, de almacenamiento, y de sistemas de control y de operación de las redes eléctricas.



Saliendo de los Combustibles Fósiles

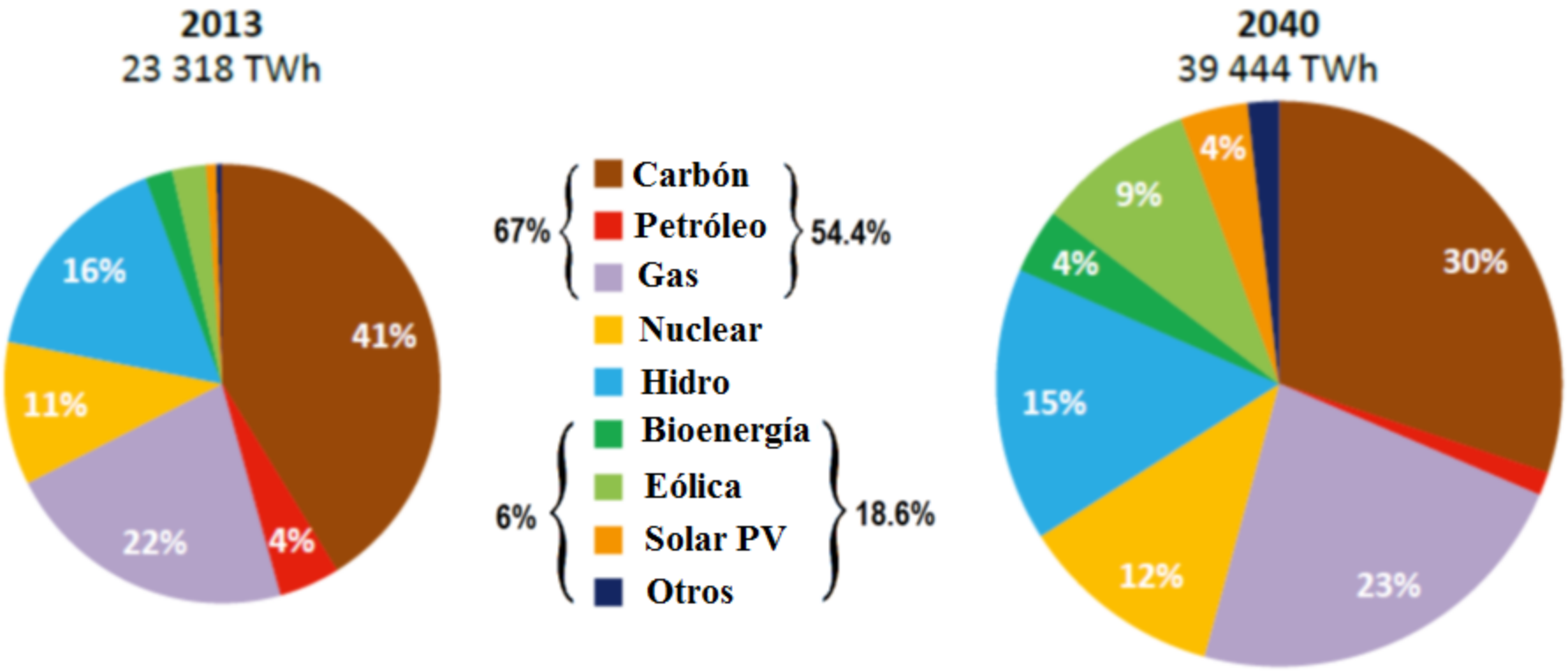


Generación Eléctrica Global por Fuente



Generación Eléctrica Global por Fuente

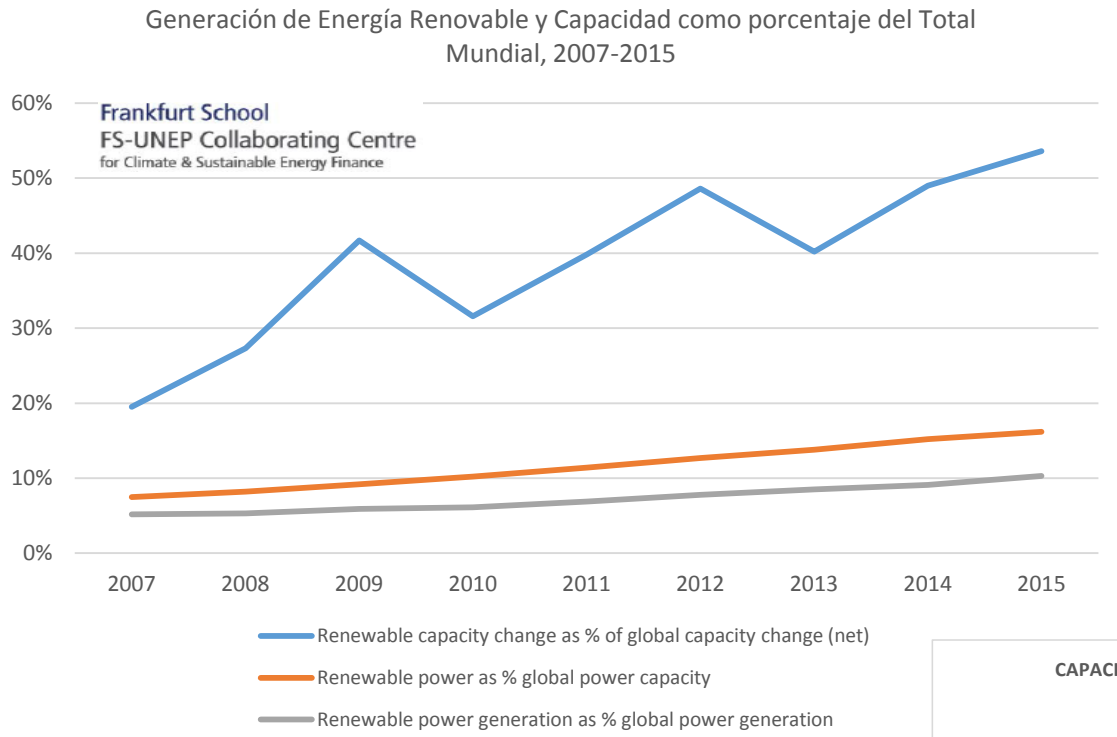
Generación de energía eléctrica por tipo en el escenario con las nuevas políticas

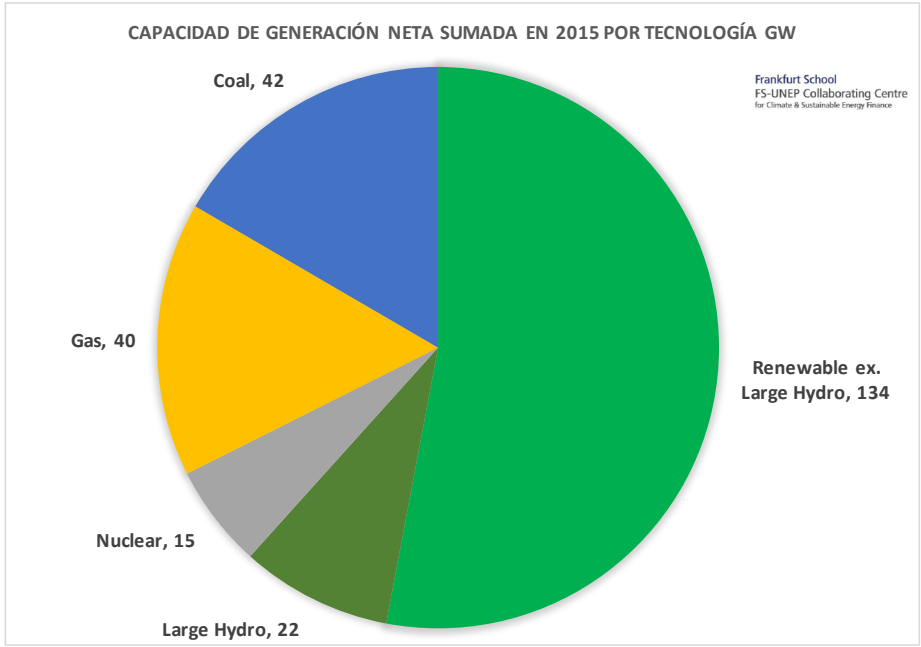


Nota: Otros incluye geotermia, concetración solar y de los oceanos

Fuente: IEA

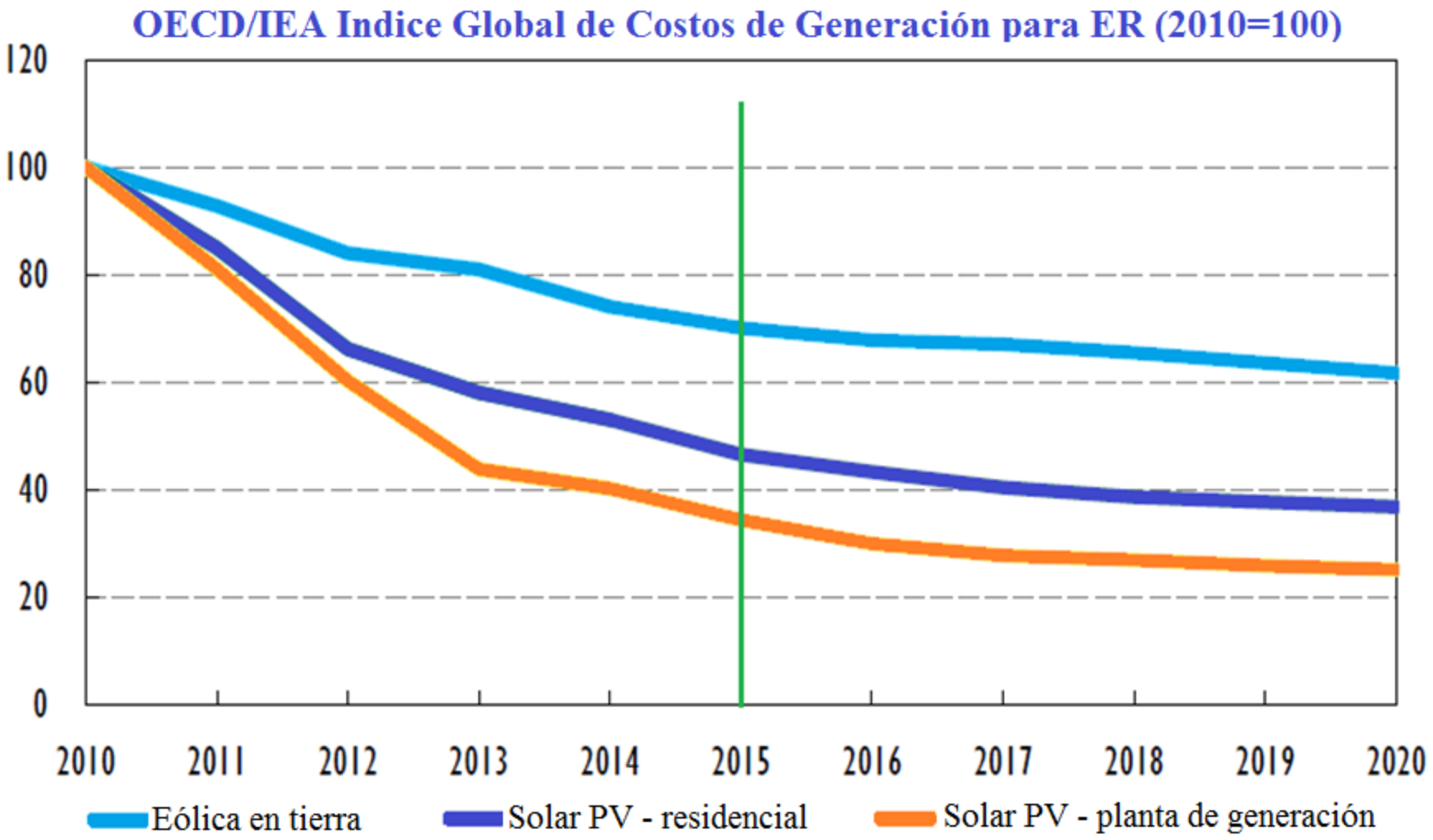
Inversión ER





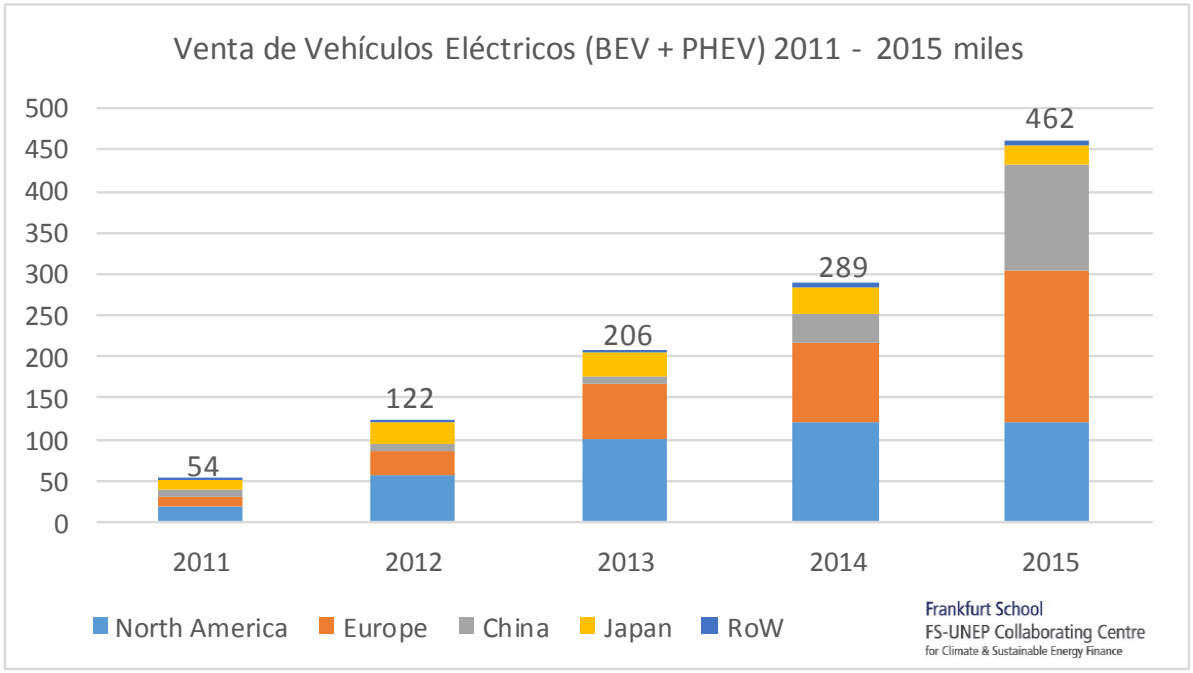
Ricardo Raineri

Costos ER

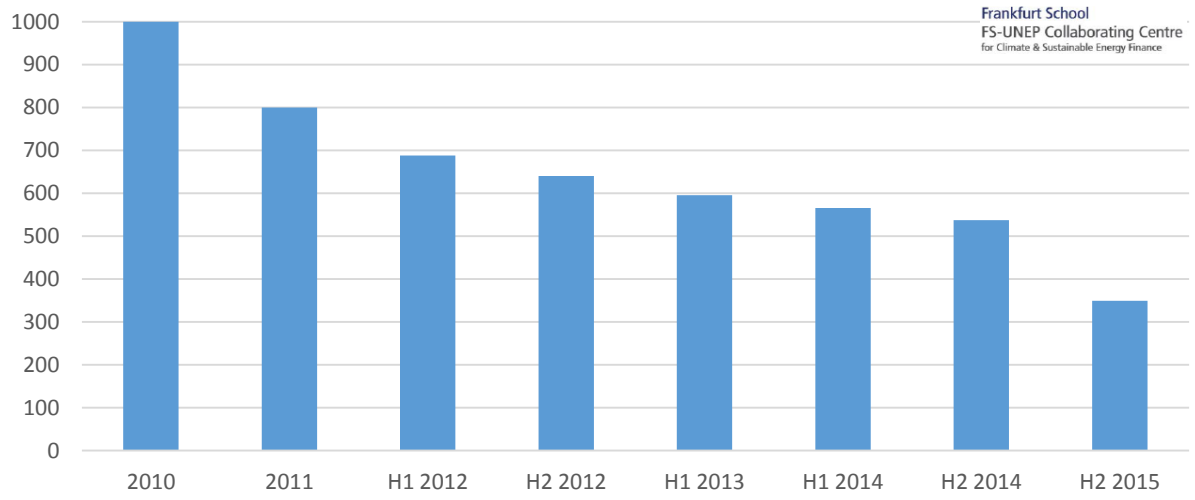


OECD/IEA

Transporte y Baterias



Costo promedio bateria VE US$ por KWh , 2010 a H2 2015

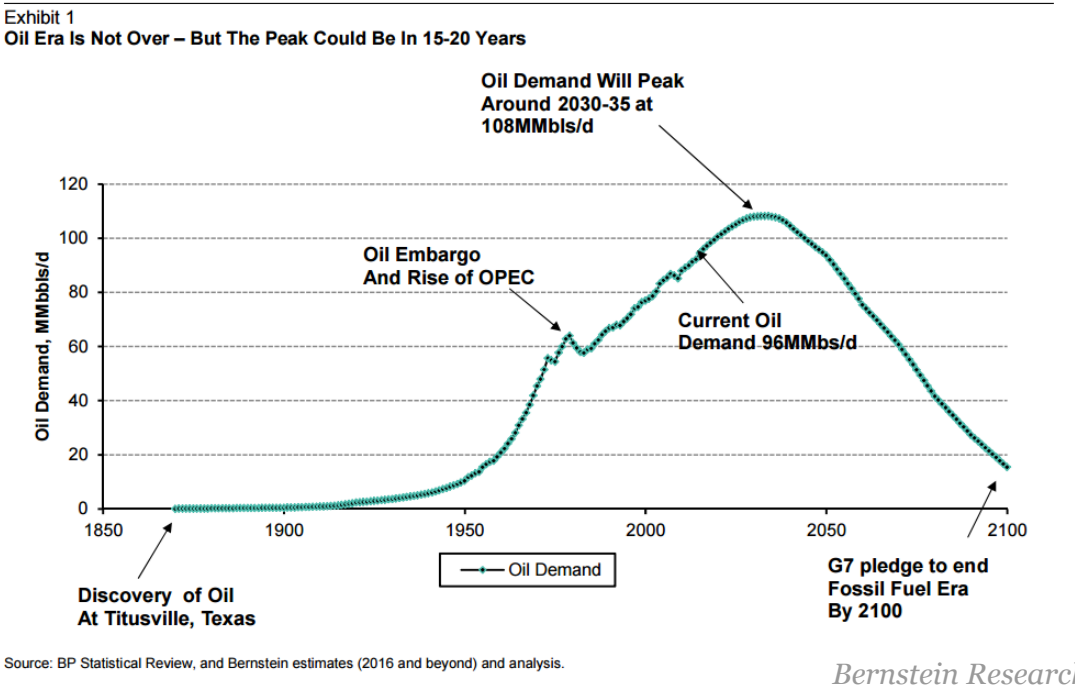


Ricardo Raineri

Transporte

- Holanda propone un futuro de coche eléctricos, con una prohibición a los vehículos a gasolina y diésel en 2025
- Gobierno de India planea llevar al país a un parque automotriz 100% eléctrico en 2030

Photograph: Clement Sabourin/AFP/Getty Images



Ricardo Raineri

Cambio en el Paradigma

- La regulación económica debe tener en cuenta el carácter dinámico de la competencia por el mercado, en oposición a un modelo estático de competencia en el mercado

- En general, los instrumentos de regulación se basan en los modelos económicos estáticos, y dejan de ser útiles para regular las industrias dinámicas expuestas a un cambio tecnológico cada vez mayor

- La regulación debe acompañar el proceso de innovación, y se debe enfocar para ser una regulación que, sin afectar la seguridad de suministro y apropiada remuneración de las inversiones, permita un sistema flexible que facilite incorporar de manera armónica las nuevas tecnologías y medios de generación.

Generación Distribuida

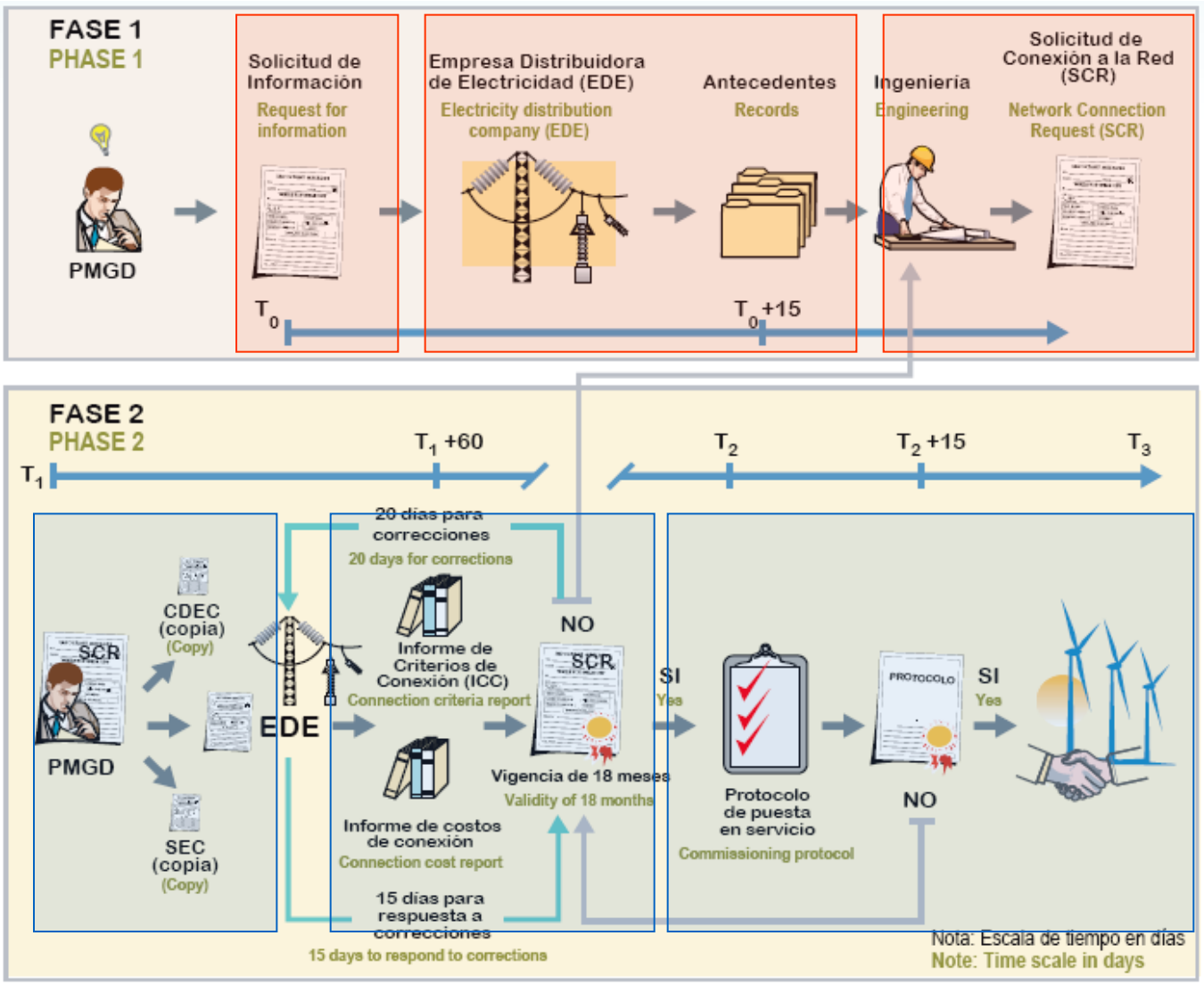
- ¿Qué es la generación distribuida?
  - Generación in-situ, generación embebida, generación descentralizada, generación dispersa o energía distribuida, y ***consiste básicamente en la generación de energía eléctrica por medio de muchas pequeñas fuentes de energía en lugares lo más próximos posibles a las cargas***
    - PMG industrial
    - PMG residencial

GD en Chile

- Ha existido por muchos años, prácticamente desde la promulgación del DFL1 de 1982 que crea una industria eléctrica privada, desintegrada en tres segmento: generación, transmisión y distribución; más un operador del sistema.
  - Conexión a redes de distribución
  - Conexión a redes de transmisión
- Ley ERNC 20/25
- Desde el 2012 reconociendo los PMG a nivel residencial, Ley 20.571 de marzo de 2012, que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales.

Conexión a redes de distribución

Procedimiento de conexión y puesta en servicio de un PMGD



Conexión al Sistema de Transmisión

- De acuerdo a lo que establece la Ley:
  - Las instalaciones de los sistemas de transmisión troncal y subtransmisión pueden ser usadas por terceros, sin discriminación, entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión.
  - En los sistemas adicionales sólo estarán sometidas al régimen de acceso abierto aquellas líneas que hagan uso de servidumbres y las que usen bienes nacionales de uso público (calles y vías públicas) en su trazado. El transporte por estos sistemas se rige por contratos privados entre partes, y conforme a lo dispuesto en las disposiciones legales pertinentes.
- De acuerdo con la reglamentación vigente:
  - Toda unidad generadora deberá comunicar por escrito su interconexión al sistema, al menos 6 meses antes, tanto a la CNE como al CDEC correspondiente.
  - Las obras de generación no pueden entrar en servicio hasta que se comunique con 15 días de anticipación a la SEC, indicando al menos una descripción general de las obras que se ponen en servicio, una relación de los principales equipos y materiales (características técnicas y si son nuevos o reacondicionados).
  - Los requisitos de diseño e información a entregar por parte de los generadores se describen en detalle en la NTSCS, los que son válidos para cualquier medio de generación que se integre a un sistema eléctrico.

Costos de conexión

- Como parte de un proyecto de generación debe considerarse un ítem de costos de conexión relacionado con los equipos de:
  - Transmisión
  - Subestación
  - Sistemas de protección, control y medida
- Necesarios para inyectar la energía de la planta de generación a un sistema eléctrico en condiciones seguras que respete los requerimientos técnicos mínimos establecidos en los reglamentos y normas:
  - Plazos
  - Exigencias mínimas para diseño de instalaciones
  - Estándares de seguridad y calidad de servicio, habilitación y monitoreo de instalaciones.
- Estos costos forman parte del proyecto y los montos asociados dependen de cada proyecto en particular.
- Adicionalmente, en el caso de las conexiones a redes de distribución, la normativa contempla posibles costos de conexión que se detallan a continuación.

Costos de conexión

Costos de conexión a redes de distribución

- El texto normativo que regula esta materia es el DFL N° 4 de 2007 en su artículo 149°, que señala en su quinto inciso:
  - Los concesionarios de servicio público de distribución y las empresas que posean líneas de distribución que utilicen bienes nacionales de uso público deben permitir la conexión a sus instalaciones a medios de generación cuyos excedentes no excedan 9 MW.
  - Las obras adicionales necesarias deberán ejecutarlas los propietarios de los sistemas de distribución y los cargos serán de los dueños de los medios de generación.
  - Para calcular estos costos se considerarán los costos adicionales en zonas adyacentes a los puntos de inyección y los ahorros en el resto de la red.
  - El valor de estas instalaciones adicionales no se considerará parte del valor nuevo de reemplazo de la distribuidora.
- Proyectos conectados a los sistemas de distribución con potencia mayores a 9 MW se rigen por la normativa general, no constituyendo una obligación de conexión por parte de la empresa de distribución.

Costos de conexión

Costos de conexión a redes de distribución

- El reglamento del D.S. 244, por su parte, establece la metodología correspondiente a lo indicado por la ley y los procedimientos de detalle se especifican en la NTCO. La metodología consiste en un análisis caso a caso que como sigue:
  - El PMGD interesado presenta una solicitud de información a la empresa distribuidora.
  - La empresa distribuidora entrega la información en un plazo determinado.
  - El PMGD presenta una solicitud de conexión a la red, SCR, con los antecedentes de su proyecto.
  - La distribuidora emite un Informe de Criterios de Conexión y en caso de estimar que los ahorros introducidos por el PMGD son inferiores a los costos, debe emitir un informe de costos de conexión que incluya:
    a. Costo fijo por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo.
    b. Pérdidas medias de distribución en potencia y energía.
    c. Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución.
    d. Si, como resultado del estudio de costos de conexión, se establece que los costos son superiores a los ahorros, la empresa distribuidora debe proponer al propietario del PMGD alternativas de pago de los costos no cubiertos por los ahorros.
    e. El PMGD puede presentar su disconformidad solicitando correcciones al informe de costos.
    f. La empresa distribuidora debe responder la solicitud de correcciones.
    g. En caso de persistir discrepancias, éstas son resueltas por la SEC.

Costos de conexión

Costos de conexión a un sistema de transmisión

- La normativa vigente no contempla costos de conexión a los sistemas de transmisión.
- Los costos imputables a un proyecto de generación (PG) se establecen en los peajes que éste debe pagar por el uso de los sistemas de transmisión, pero las instalaciones de transmisión entre el PG y el sistema son de responsabilidad y costo de los propietarios de los PG.
- Los CDEC definen los requerimientos técnicos para la integración de nuevas fuentes de generación. Si implican ampliaciones de los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión, serán de cargo de todos los usuarios (peajes).
- En el caso de los sistemas de transmisión adicional, sus ampliaciones son objeto de negociación entre el propietario y el usuario.
- Para participar en el mercado eléctrico las empresas eléctricas deben aportar al financiamiento de los CDEC. Sin embargo, empresas como por ejemplo cuya capacidad instalada total sea inferior a 9 MW o cuyos tramos de líneas de transmisión no superen, en total, los 100 km. podrán abstenerse de ejercer su derecho a integrar el CDEC y, por lo tanto, no concurren a su financiamiento.
- Independientemente de la participación en el mercado eléctrico, las empresas eléctricas de generación, transmisión y concesionarias de servicio público de distribución de energía eléctrica deben financiar los costos de funcionamiento del Panel de Expertos.

Sistemas de remuneracion PMG residencial

Sistemas de remuneracion PMG residencial

- Net metering
- Net billing
- Time of Use (TOU) metering
- Smart metering
- Feed in tariff
- Solar city y modelos de negocios

Esquemas Tarifarios
Net Metering

- En el caso de consumos que conectan generación, el esquema de medición basado en net metering permite el flujo bidireccional a través de un único medidor.
- El consumo de energía se compensa con la generación durante un periodo de facturación, sin necesidad de coincidencia temporal, como si la red eléctrica almacenara la energía.
- Este esquema puede ser más ventajoso para el consumidor que un esquema basado en dos medidores para registrar separadamente el flujo de energía desde la carga al sistema y viceversa.
- Simplicidad y economía de medidores
- El Net Metering puede interpretarse como un incentivo extra a la GD desde el punto de vista tarifario.
    - A nivel de distribución el precio asociado al retiro de la energía es mayor que el precio con el que debería remunerarse la inyección.
    - La tarifa a nivel de distribución integra en un único precio, asociado a la energía, otros costos del servicio como transporte, distribución y respaldo.

Esquemas Tarifarios
Net Metering

- En el esquema de net metering el tratamiento y valoración del superávit de inyección, conocido como NEG (Net Excess Generation), al final del periodo de facturación suele tener diferentes tratamientos en las normativas específicas. El NEG puede constituirse en:
  - Un crédito del consumidor a la distribuidora que puede ser restituido en consumo el periodo siguiente
  - Puede venderse a un precio típicamente dado por el costo evitado de distribución
  - Debe ser cedido a la compañía distribuidora.
- Asimismo, la duración del periodo de contabilización puede variar de un sistema a otro, por ejemplo mensual, trimestral o anual. Esto, en concordancia con la existencia de estacionalidades y cargos por respaldo o capacidad.
- El net metering presenta una serie de ventajas, las que pueden resumirse como sigue:
  - Simple.
  - De bajo costo, ya que requiere de mínimo equipamiento de medición. No se necesitan equipos sofisticados e incluso pueden reutilizarse los mismos ya existentes.
  - Sencillo de administrar
  - Incentiva la generación local por parte de los consumidores

Esquemas Tarifarios
Net Metering

- No obstante sus beneficios, también existe oposición a este esquema:
  - Falta de claridad en su bondad económica.
  - Valoración de la generación a nivel de consumo es un tema controversial.
    - Por ejemplo, la pérdida de la señal temporal del precio y el consumo reduce la eficiencia y dificulta la valoración económica de los servicios.
    - Los esquemas tarifarios basados en un monomio sobre el consumo de energía se distorsionan con el descuento de demanda.
    - La implementación de un esquema más preciso en el tiempo con diferenciación de cada servicio en cada consumo puede no ser práctica económicamente.
  - Probablemente, el desarrollo de las tecnologías de medición, de registro y procesamiento condicionarán la evolución del net metering. Más aún, cuando la necesidad de discriminar generación convencional de aquella basada en energía renovable adquiere relevancia y el valor respectivo justifica un esquema de medición más costoso.
  - Para evitar desvirtuar las señales económicas y limitar la distorsión de las decisiones de inversión en redes y generación, surge la necesidad de discriminar el uso del net metering.

Esquemas Tarifarios
Net Metering

- Las regulaciones suelen restringir su aplicación con criterios basados en:
  - Tecnología
  - Tamaño individual
  - Tipo de consumidor
  - Propiedad de la distribuidora
  - Límite de capacidad conjunta por red o por área de servicio
- Ejemplo: el Consejo Interestatal de Energías Renovables de Estados Unidos (IREC) establece como recomendación para la aplicación de net metering lo siguiente:
  - Todas las energías renovables y la cogeneración hasta 2 MW es elegible.
  - Todas las clases de consumidores son elegibles.
  - No existe límite de capacidad conjunta para todos los generadores.
  - El NEG es transferido de la facturación de un mes al siguiente indefinidamente. Alternativamente, este es valorado a la tarifa de distribución y transferido sucesivamente hasta el final del año. El NEG remanente al final de año es pagado por la compañía distribuidora al costo evitado.
  - Todas las empresas distribuidoras y cooperativas deben participar.
  - Queda en poder de los consumidores los créditos REC asociados a su generación.
  - Los consumos con GD acogidos a este esquema deben adoptar los estándares de conexión, incluyendo los estándares de contrato.
  - La distribuidora no puede aplicar cargos adicionales ni puede establecer un tratamiento distinto de aquel dado a un consumo que no usa net metering.

Esquemas Tarifarios
Net Metering

- Con el propósito de precisar la medición, se identifica un esquema complementario al net metering denominado Net Billing.

- Existe un esquema de medición para consumos ya implementado en algunos sistemas de distribución que busca aprovechar señales de precios durante el día denominado Time of Use (TOU) metering. No obstante, la compatibilidad de este esquema con el net metering no es sencilla y en algunos casos se requiere del cambio a un medidor más sofisticado y costoso denominado Smart Metering.

Esquemas Tarifarios
Dual Metering o Net Billing

- Este es uno de los esquemas basados en dos medidores más comunes.
- La energía eléctrica producida por el GD que no es directamente usada por el consumo, y por tanto fluye hacia la red, es registrada por un medidor secundario.
- La energía medida por el medidor secundario es adquirida por la empresa distribuidora y valorada al costo de distribución evitado por la inyección.
- El costo evitado de distribución puede ser sustancialmente menor al precio de consumo.
- En este esquema prevalece el principio de exigir coincidencia temporal para que la generación reduzca el consumo

Esquemas Tarifarios
Time of Use (TOU) metering

- En este esquema los consumidores pueden pagar una tarifa diferenciada en función de la las horas del día y de los días de la semana.
- Típicamente se distinguen horas de punta y fuera de punta, donde la tarifa en punta es sustancialmente mayor.
- La implementación de net metering bajo este esquema no es posible dadas las características limitadas de los medidores TOU para mantenerlos a bajo precio.
- Una solución es la aplicación conjunta con el dual metering en la que el medidor secundario es del tipo más simple y no distingue horas.

Esquemas Tarifarios
Smart metering

- Desde 2005, el concepto de Smart Metering (medidores inteligentes, MI) ha cobrado gran interés en Europa y Estados Unidos de Norteamérica
- Ha mostrado grandes perspectivas en el ámbito de ahorro energético, seguridad de suministro, reducción de costos de medición, detección de fraudes, tarifas flexibles.
- Los MI son medidores para usuarios residenciales con las sig. características:
  - Registro en línea de la electricidad consumida o generada, (ej. celdas fotovoltaicas).
  - Procesamiento de la información registrada que permite la definición de variados esquemas de tarifas.
  - Ofrece la posibilidad de lectura local o remota del medidor.
  - Limitación remota de la capacidad de consumo/generación. En casos extremos puede corresponder a la interrupción de la operación comandada y accionada desde el punto de vista de la fuerza por el medidor.
  - Conexión de distintos tipos de dispositivos (ej: generación distribuida).
  - Habilidad de leer otros tipos de medidores (ej: gas, agua).
- Respecto de la comunicación, puede utilizar conexiones del tipo PLC (Power Line Carrier), Módem inalámbrico (GSM, GPRS) o bien una conexión de Internet existente (ej: ADSL).
- Actualmente no existen barreras tecnológicas para la introducción de los MI.
  - Italia, con la introducción de 30 millones de MI o varios proyectos de demostración (ej: Suecia, Inglaterra, Holanda, Australia, Canadá, California e Irlanda del Norte).

Ley 20.571

SEC Chile

Ley 20.571

- La Generación Ciudadana, establecida mediante la Ley 20.571, es un sistema que permite la autogeneración de energía en base a Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y cogeneración eficiente. Esta Ley, conocida también como ***Netbilling o Generación Distribuida***, entrega el **derecho a los usuarios a vender sus excedentes directamente a la distribuidora eléctrica a un precio regulado**
- ***Todo sistema de generación eléctrica que busque acogerse a esta ley, debe ser declarado ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles***, SEC, que desde el año 2015 cuenta con una Unidad Técnica Especializada en ERNC para atender los requerimientos de la ciudadanía. Esta Declaración Eléctrica debe ser realizada por un Instalador Autorizado, y debe contener además los detalles técnicos de la instalación, así como de los productos a utilizar. Posteriormente, la SEC fiscaliza la Instalación y si ésta cumple con los requerimientos técnicos, autoriza su funcionamiento, tras lo cual, el propietario deberá notificar su conexión a la red de la Empresa de distribución eléctrica.

- ***Los usuarios finales sujetos a fijación de precios***, que dispongan para su propio consumo de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente, ***tendrán derecho a inyectar la energía que de esta forma generen a la red de distribución a través de los respectivos empalmes***.
- ***El reglamento determina los requisitos que deberán cumplirse para conectar el medio de generación a las redes de distribución e inyectar los excedentes de energía a éstas***. Asimismo, el reglamento contemplará las medidas que deberán adoptarse para los efectos de proteger la seguridad de las personas y de los bienes y la seguridad y continuidad del suministro; las especificaciones técnicas y de seguridad que deberá cumplir el equipamiento requerido para efectuar las inyecciones; el mecanismo para determinar los costos de las adecuaciones que deban realizarse a la red; y la capacidad instalada permitida por cada usuario final y por el conjunto de dichos usuarios en una misma red de distribución o en cierto sector de ésta.
- ***La capacidad instalada por cliente o usuario final no podrá superar los 100 kilowatts***.

- ***Las inyecciones de energía serán valorizadas al precio que los concesionarios de servicio público de distribución traspasan a sus clientes regulados***, y deberá incorporar las menores pérdidas eléctricas de la concesionaria de servicio público de distribución asociadas a las inyecciones de energía señaladas. ***La valorización de la energía inyectada a la red por generadores distribuidos es igual al valor del a energía que se evita comprar a grandes generadores***.
- ***Las inyecciones de energía deberán ser descontadas de la facturación correspondiente al mes en el cual se realizaron dichas inyecciones***; y de existir un remanente a favor del cliente, el mismo se imputará y descontará en la o las facturas subsiguientes.
- ***Las concesionarias de servicio público de distribución deberán disponer un contrato con las menciones mínimas establecidas por el reglamento***.
- Los remanentes de inyección que, transcurrido el plazo señalado en el contrato, no hayan podido ser descontados de las facturaciones correspondientes, deberán ser pagados al cliente.
- ***Las obras adicionales y adecuaciones que sean necesarias para permitir la conexión y la inyección de excedentes de los medios de generación a que se refiere este artículo, deberán ser solventadas por cada propietario de tales instalaciones y no podrán significar costos adicionales a los demás clientes***.

Consideraciones

- Algunos elementos a considerar:
  - Consideraciones de seguridad al largo plazo, ¿cómo afecta el crecimiento esperado de la generación distribuida residencial la capacidad y seguridad de las redes de distribución?
  - ¿Cómo afecta a los contratos de suministro de las distribuidoras con las generadoras?
  - El precio de recompra: ¿sólo el precio monómico de generación transporte? ¿El cargo troncal? ¿La subtransmisión? ¿El VAD? Etc
  - Hasta el momento solo existe una tarificación (excepto algunos casos) plana para el cliente BT1, la idea a futuro es cambiarla y tener tarifas flexibles, lo que se traduce en recambio de equipos por unos mas sofisticados
  - ¿Cómo se deberán adecuar las limitaciones que deben tener los sistemas por la seguridad misma de ellos y de quienes los revisan? Lo mismo con las barreras de entrada en cuanto a las certificaciones que se deben requerir, ¿quienes las entregan y cuanto cuestan?
  - Consideraciones sobre el pago por potencia (actualmente solo se considera energía)
  - Tipo de tecnologías aplicables y tipos de clientes
  - ¿Subsidios?
  - Dejar en claro que esto no es un negocio, y la idea es sólo permitir la autogeneración donde la red de distribución actúa como “batería”
  - ¿otros temas?

En todo lo anterior también se necesita la participación de las empresas y los CDEC para poner su punto de vista al respecto, además de la SEC y CNE para seguir perfeccionando la ley.

Impactos dos recursos Energéticos Distribuidos sobre o Segmento de Distribuição

GESEL-UFRJ **FIRJAN**

Ricardo Raineri

Pontificia Universidad Católica de Chile

International Association for Energy Economics