

# Expansión de la red para la integración de ERNC: ¿Oportunidades para América Latina?

J. D. Molina, *GSM, IEEE* y H. Rudnick, *Fellow, IEEE*

**Abstract--** Las fuentes de energía renovables no-convencionales -ERNC- desempeñarán a futuro un rol central para satisfacer las necesidades mundiales de energía. La ubicación de estas energías frecuentemente enfrenta poca o nula robustez de la red de transmisión lo que significará una barrera adicional para el desarrollo de estas. Por tanto, es necesario evaluar los retos en el incremento de capacidad de la red para la integración de las ERNC y los mecanismos utilizados para llevar a cabo la expansión de la red. Se realiza una revisión de los mecanismos e incentivos implementados para la expansión de la transmisión y la integración de las energías renovables.

Se presenta tópicos de política energética para el desarrollo de las ERNC en el sector eléctrico, consideraciones técnicas y económicas de las ERNC en la planificación de la expansión de la red, experiencias desarrolladas por mercados más representativos y los retos y oportunidades para Latinoamérica. Se establece un marco para el estímulo de la inversión de redes orientadas a las ERNC. Las experiencias internacionales muestran que dado el esperado crecimiento de las ERNC, ha sido necesario la modificación o actualización de aspectos regulatorios concernientes a las redes. De esta manera, dar una respuesta efectiva y a tiempo en función del crecimiento de las energías renovables. Se concluye que sin un correcto diseño de incentivos de la expansión de la red, la transmisión, será una limitante para la participación óptima de las energías renovables. Las ERNC brindan la oportunidad de interconectar sistemas y constituir sistemas eléctricos sustentables.

**Index Terms--** transmission expansion, renewable energy, mechanism and incentives to expansion.

## I. INTRODUCCIÓN

El crecimiento de las energías renovables ha traído consigo cambios en la forma de planear y operar la red. La experiencia internacional muestra que ha sido necesaria la interrelación o coordinación entre diferentes instituciones de planificación y de operación para aprovechar de forma óptima el recurso energético de este tipo de fuentes de energía. Las ERNC se desarrollan principalmente en áreas lejanas de la demanda y para su conexión se presentan restricciones de capacidad en la red. La expansión de la red es un aspecto crítico para determinar la capacidad mínima requerida que

pueda integrar los bloques de energías renovables. La red, tanto nuevas como reforzamientos de la misma, deben tener un comportamiento escalonado que permita integrar y operar de forma eficiente las características propias de las ERNC. Además, se deben establecer mecanismos que definan quién y cuándo deba llevarse a cabo la expansión requerida, ya sea por iniciativa privada, por ejemplo acuerdos bilaterales entre el inversionista de una ERNC, y el propietario de la red o que haga parte de un plan de expansión obligatorio del sistema de transmisión. Este plan se focaliza en coordinar los refuerzos o nuevas redes para la integración de grandes bloques de energía renovable.

Las experiencias internacionales muestran que dada la cantidad significativa de ERNC, tanto en ejecución como metas de participación, ha sido necesaria la modificación o actualización de aspectos regulatorios concernientes a las redes [1-3]. Por ejemplo, corredores o zonas para el desarrollo de redes o reforzamiento de equipos dentro de un plan coordinado de inversión de la expansión de la red, tanto en sistemas AC como HVDC [4]. Un aspecto a resaltar es el incremento en costos, se han establecido entre 3 o 5 veces más respecto a las inversiones base de los planes de expansión [5]. Este incremento busca dar una respuesta efectiva y a tiempo a las diversas inversiones en ERNC.

El artículo se organizó de la siguiente forma: en la sección II se presentan tópicos de planificación energética y planes de inserción de las ERNC. Políticas de inserción en los mercados más representativos y Latinoamérica. La sección III presenta tópicos en la planificación de la expansión y mecanismos para incentivar y remunerar la red. Al igual que mecanismos utilizados para la remuneración de líneas de transmisión que integren las ERNC. La sección IV describe experiencias en el ámbito de la expansión de sistemas de transmisión y la integración de ERNC, tanto en mercados internacionales como en Latinoamérica. En la sección V se realiza un análisis acerca de los retos y oportunidades para llevar de forma armoniosa la expansión de la red y las políticas de inserción de las ERNC. Finalmente, en la Sección VI se presentan las conclusiones.

## II. MATRIZ ELÉCTRICA Y METAS ERNC

La planificación energética es un tema esencial para evaluar la sustentabilidad de los países. La seguridad de suministro energético y diversidad en la matriz de generación de energía son tópicos esenciales en la planificación

---

This work was supported by Pontificia Universidad Católica de Chile, CONICYT-Programa en Energías 2010, MECESUP(2), Fondecyt, and Transelec.

H. Rudnick and J.D. Molina are with the Department of Electrical Engineering, Pontificia Universidad Católica de Chile, Casilla 306, Correo 22, Santiago, Chile (phone Chile,+56 2 3544289/ fax +56 2 552-2563 / e-mail: hrudnick@ing.puc.cl).

energética. A continuación, se identifican mecanismos utilizados para la participación de ERNC, políticas y metas de participación de los mercados de Europa, Estados Unidos, la región de Asia y Oceanía, y Latinoamérica.

#### A. Mecanismos para la Participación de ERNC

El abastecimiento de energía es una materia compleja con una gran diversidad de variables de carácter político, económico y ambiental. En los últimos 20 años el efecto de los gases de efecto invernadero, especialmente las emisiones de CO<sub>2</sub>, han tomado gran relevancia en el sector eléctrico [6]. Principalmente, se consideran dos enfoques para mitigar este fenómeno: desarrollo de las energías renovables y la innovación de tecnologías que permitan la reducción de emisiones de las tecnologías de combustibles fósiles [7]. El enfoque más utilizado ha sido la promoción y desarrollo de mecanismos para incrementar la participación de las ERNC. Básicamente, se identifican 6 tipos de mecanismos:

1. Contrato con tarifa especial “*Feed-in tariff -FIT*”.
2. Prima por riesgo “*Feed-in Premium -FIP*”.
3. Obligaciones de participación “*Quota Obligation or Green Certificates-GC*”.
4. Subsidio a la inversión “*Investment Grants-IG*”.
5. Exenciones de impuestos “*Tax Exemptions-TE*”.
6. Incentivos fiscales “*Fiscal Incentives -FF*”.

Independientemente del tipo de mecanismo, se promueve el acceso a la red, mediante un costo proporcional en función de la potencia, se desarrollan contratos de largo plazo y los precios de compra de energía se asocian al costo de generación del sistema. Debido al desarrollo tecnológico se consideran tasas de disminución de los incentivos monetarios.

#### B. Metas de Participación de ERNC

La comunidad europea desarrolló una serie de políticas en todos los ámbitos de la economía. Se estableció el denominado paquete de tercera generación (Regulation (EC) 714/2009). Básicamente, en Europa se estableció un porcentaje meta de participación de las energías renovables. Este porcentaje presenta valores promedio del 20% de la matriz eléctrica (Directiva 2009/28/CE). Esto ha llevado consigo a la integración de grandes bloques de energía renovable. En la parte norte de Europa con recursos primordialmente eólicos y en la parte sur con recursos solares, eólicos e hidráulicos. Los recursos del norte se encuentran en zonas de bajo consumo por lo que su energía requerirá la expansión del sistema de transmisión. Al igual que el reforzamiento de interconexiones entre países. Los beneficios por la reducción de emisiones se concentran en una mejor eficiencia del balance energético del sistema de potencia y un uso óptimo de recursos como el agua y la complementariedad y/ sustitución de fuentes de energía fósil<sup>1</sup>.

En Estados Unidos se implementó un mecanismo regulatorio denominado portafolio de energías renovables estándar “*Renewable Portfolio Standard -RPS*”. Define que

los generadores que venden en el mercado de energía adquieran una mínima cantidad de energía renovable. Se define su porcentaje en términos de energía o potencia. Este mecanismo es del tipo “*participación obligatoria*”. A su vez, dependiendo del Estado se consideran subsidios a la inversión, Carolina del Norte, y exenciones de impuestos, Dakota del Sur. El porcentaje de participación en promedio es del 20%, oscilan entre un máximo de 33% en el estado de California y el 10% en estados como Minnesota, Nuevo México, entre otros. Existen compromisos con base en la potencia, Texas con 5.880 MW para el 2015 y variables en función de las empresas de energía como en Wisconsin [8].

En Asia, países como China y Japón han establecido mecanismos de “*Feed-in tariff*” y negociación de certificados verdes, respectivamente. China considera una meta del 15% para el año 2020. Se propone un ambicioso plan de 150 GW de eólica, 20 GW de solar, 380 GW hidráulicos y 80 GW de energía nuclear [9]. Japón, con el mecanismo de negociación de certificados, establece cuotas obligatorias de participación. Sin embargo, recientemente ha considerado el mecanismo *FIT* para incrementar la participación de las renovables al 10% [10]. Países como Malasia consideran incentivos para la inversión en renovables. El estado cubre el 2% de la tasa de interés del préstamo y 60% de las garantías que solicitan las entidades financieras. En India utilizan el mecanismo de cuotas mediante el estándar de electricidad renovable, similar al de Estados Unidos, UK, y Australia [11].

En Oceanía, Nueva Zelanda considera una meta de 90% para el 2025 (cabe destacar que históricamente la participación promedio de fuentes fósiles ha sido del 20%) y en Australia del 20% para el 2020. Este último considera el mecanismo de cuotas obligatorias, aunque, recientemente se redefinió el marco regulatorio, uno para pequeñas renovables y otro para grandes renovables. Por ejemplo, para pequeñas renovables se define un mecanismo *FIT* de 40 USD/MWh. Además, de un beneficio económico por adelantado para la instalación de sistemas solares [12].

#### C. Metas de Participación ERNC en Latinoamérica

Latinoamérica, es una región con abundantes recursos energéticos: petroleros, gasíferos, carboníferos e hidráulicos (20% de la capacidad instalada en el mundo y con un potencial adicional tres veces mayor al existente) y un gran potencial en energías renovables. Los compromisos respecto a renovables aún son pocos en cuanto a la definición de normatividad, porcentajes (energía o potencia) y mecanismos de participación. Latinoamérica se ha caracterizado por desarrollar planes para la eficiencia energética y conjuntamente considerar las ERNC. Además, es un actor importante dentro de los proyectos de Mecanismos de Desarrollo Limpio -MDL. En conjunto Latinoamérica es visto como un mercado renovable en el que alcanza hasta un 70% de la matriz eléctrica (considerando las grandes centrales hidráulicas).

Argentina implementó un plan federal de energías renovables, estableció un compromiso del 8% (Ley

<sup>1</sup> [http://ec.europa.eu/energy/renewables/reports/reports\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/renewables/reports/reports_en.htm)

26.190/2006) y en el 2009, por medio del Decreto No. 562 definió una meta de 1015 MW para el 2016. De los cuales, 500 MW en eólica, 150 MW en centrales térmicas con biocombustibles, 100 MW en biomasa, 120 MW en desechos sólidos municipales, 60 MW en pequeñas centrales hidráulicas, 20MW en biogás, 25 MW en solar térmica, 10 MW en solar fotovoltaica y 30MW en geotérmica. Argentina estableció un mecanismo *FIT* (ENARSA compañía en propiedad del estado compra la energía proveniente de las ERNC por un periodo de 15 años) y exenciones de impuestos. Se considera una tarifa de 0.9 \$ARS/kWh para la fotovoltaica y de 0.015 \$ARS/kWh para la eólica, geotérmica, biomasa y mareomotriz.

Brasil implementó el programa para la promoción de fuentes de energías renovables del sector de generación eléctrica – PROINFA (Leyes 10.438/2002 y 10.762/2003). El objetivo era desarrollar 3300 MW a 2006 provenientes de la eólica, biomasa y pequeñas centrales hidráulicas. Electrobras, empresa mixta con participación mayoritaria del Gobierno Federal, garantiza la compra de energía mediante una tarifa fija definida por el Departamento de Minas y energía durante 20 años. Ahora, a partir del 2006 al 2022 la meta es alcanzar el 10% de participación de las ERNC. Brasil implementó un mecanismo de subasta para asignar potencia proveniente de energías renovables (contratos *FIT*). La metas definidas para el 2019 consideran 116.7 GW de hidráulicas, 7 GW para pequeñas centrales hidráulicas, 8.5 GW para biomasa, 6 GW para eólicas. El costo financiero y fiscal es administrado por PROINFA y en transferido al usuario final a un costo 80kWh/mes (Ley.10.762/2003). Adicionalmente, se consideran créditos para financiar los proyectos PROINFA consistente en préstamos a 25 años y valorados en función de la diferencia del costo tecnológico y el costo de energía<sup>2</sup>.

En Chile, el sector eléctrico se rige por diferentes cuerpos normativos. Principalmente, con la modificación de la Ley 19.940 se incorporaron las ERNC. En esta ley, conocida como Ley Corta I y la Ley ERNC (20.257) se definen los tipos de tecnologías. Cabe destacar que la ley deja abierta la posibilidad de definir nuevas tecnologías ERNC, las cuales deben determinarse por la Comisión Nacional de Energía - CNE-. Adicionalmente, se han implementado mecanismos para incentivar el crecimiento de la ERNC. Uno con base en la reducción del costo de transmisión, en el cual los sistemas ERNC con una capacidad instalada menor a 9 MW (Pequeño Medio de Generación -PMG- y Pequeño Medio de Generación Distribuido -PMGD-) no tendrán la obligación de asumir el costo por transmisión y para aquellos entre 9 MW y 20 MW (Medio de Generación No Convencional -MGNC-) asumirán un porcentaje prorrateado en función de la capacidad instalada. Por otra parte, se ha considerado un mecanismo de multa, en el cual se les exige a las empresas con más 200 MW instalados en el Chile, cumplir con un porcentaje mínimo de ventas de energía con base en tecnologías ERNC. Este porcentaje se ha definido creciente y para el 2014 y 2024 se han establecido

como del 5% y 10%, respectivamente (Ley 20.257) y considera multas hasta 0.4 UTM/MWh.

En Colombia, se estableció la Ley 697 de 2001, cuyo objetivo es promover y asesorar los proyectos Uso Racional de Energía y el uso de energías no convencionales –PROURE. En el año 2010, mediante el Decreto 18.919, se adopta el plan indicativo 2010-2015 para desarrollar el programa PROURE. Se definen dos sectores para determinar la integración de ERNC, uno para el Sistema de Transmisión de Troncal –STN y el otro para las Zonas No Interconectadas –ZNI. Se establece un porcentaje de 6.5% para el STN y 30% para el ZNI. Los mecanismos que se consideran son incentivos fiscales y exenciones de impuestos.

En Ecuador, mediante la Res. 004/11<sup>3</sup> de CONELEC, se definieron los incentivos para las energías renovables. Se define un límite máximo de capacidad instalada de 50 MW y un mecanismo tipo *FIT* en función de la energía, no se reconoce pagos por disponibilidad y se diferencia por región, región continental e insular (Galápagos). El incentivo se divide en dos sectores tecnológicos, el primero para centrales hidráulicas (3 niveles) y el otro sector considera las eólicas, fotovoltaicas, biomasa, biogás y geotérmicas. El mecanismo de *FIT* tiene una vigencia de 15 años. Se destaca que desde el punto de vista operativo, el centro de despacho CENACE despachará, de manera obligatoria y preferente, las ERNC con un porcentaje máximo del 6% de la capacidad instalada y operativa de las ERNC del Sistema Interconectado.

En México, en el 2008 definió una meta del 7.6% a 2012, se consideran centrales hidráulicas menores a 30 MW y se utilizan mecanismos, tales como, subsidios a la inversión, *FIT*, certificados verdes, reducción de impuestos e incentivos fiscales [13]. En Panamá, mediante la Ley N° 45 de 4 de agosto de 2004 se establecieron los incentivos para la construcción y desarrollo de sistemas centrales de pequeñas hidroeléctricas, sistemas de centrales termoeléctricas, centrales particulares de fuentes nuevas, renovables y limpias y sistemas de centrales de otras fuentes nuevas, renovables y limpias.

En Perú se establece un porcentaje de participación del 5% del consumo de energía. Se considera un mecanismo de subasta para la asignación de contratos renovables. El contrato asignado se rige por el precio ganador en la subasta y por un periodo de 20 años. Mediante la Ley de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables, el Decreto 1002/2008, el reglamento de la generación de electricidad con energías renovables D.S. 050-2008-EM y las bases de la subasta N° 078-2009-MEM/VME se llevó a cabo la primera subasta denominada Recurso Energético Renovable -RER. Esta subasta se declaró parcialmente desierta, se asignaron 429 MW. 142 MW para 3 parques eólicos, 27 MW para biomasa, 80 MW para solares y 180 MW para pequeñas centrales hidráulicas. En el segundo semestre del 2011 se llevará a cabo la segunda subasta de RER. Adicionalmente, se consideran incentivos fiscales (Régimen Especial de Recuperación Anticipada del IGV, D.L.

<sup>2</sup> <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>

<sup>3</sup> [http://www.conelec.gob.ec/normativa\\_detalle.php?cd\\_norm=361](http://www.conelec.gob.ec/normativa_detalle.php?cd_norm=361)

N°973/2007 y Depreciación Acelerada para Proyectos Hidroeléctricos y otras Renovables, D.L. N°105. En la actualidad se encuentra en proceso la segunda subasta de asignación RER. Uruguay ha establecido una meta de 15% para el 2015. Se considera un mecanismo de subasta para la asignación de contratos *FIT* con un periodo de 10 años. Principalmente, se ha orientado a las subastas de contratos eólicos. Mediante el decreto 377/009 se firmaron 3 contratos por una cantidad total de 28,45 MW y mediante el Decreto 159/11 se pretende celebrar contratos por 150 MW para cumplir una meta de 300 MW al 2015. La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas –UTE, propiedad del estado, es la encargada de viabilizar los contratos de ERNC. Países como Costa Rica proponen una matriz del 100% renovables para el 2021. Se establecen exenciones de impuestos (Poder Legislativo 8829). En general, los países de Centro América (con excepción de México), utilizan mecanismos de financiación (Proyecto ARECA, BCIE-Bancos y MDL).

### III. PLANIFICACIÓN Y EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

Básicamente, se puede considerar dos enfoques en la expansión de la transmisión [4]. El primero, establece técnicas que encuentran una solución óptima o eficiente sobre la ubicación y cantidad de activos de transmisión sujetos a restricciones técnicas, económicas y sustentables. El segundo considera mecanismos y/o incentivos para la asignación de la construcción, operación, remuneración y desarrollo de la infraestructura a expandir. A continuación, se describen tópicos en la planificación de la transmisión, mecanismos e incentivos para la remuneración de la transmisión y mecanismos desarrollados para la remuneración de líneas de transmisión que integren las ERNC.

#### A. Tópicos en Planificación

En la metodología de expandir la transmisión se consideran dos enfoques para la toma de decisiones: centralizado y descentralizado [4], [8]. A su vez, los criterios a considerar en la planificación de la expansión han sido los siguientes: mejoramiento de la confiabilidad, incremento de la disponibilidad de suministro y el incremento de la competencia de los agentes del mercado; y la valoración financiera depende del tipo de modelo de regulación de la transmisión [7].

#### B. Remuneración e Incentivos

Dada la presencia de significativas economías de escala, la transmisión se ha constituido en una actividad monopólica. La regulación de este monopolio comprende metodologías de remuneración que buscan establecer un precio óptimo, generalmente un máximo posible e incentivos para reducir el precio (costo) y el desarrollo eficiente del sistema. De la literatura [14], se puede identificar al menos tres tipos de metodologías regulatorias marco para la transmisión (existen diversos tipos que parten de los tipos considerados o metodologías clásicas como la tasa de retorno en función del

costo del servicio): precio techo, ingreso regulado y con base en el rendimiento. En cuanto a incentivos, se puede definir al menos dos tipos de incentivos. El primero con base en la eficiencia o mejoramiento de la red y la asignación de una mayor tasa de retorno de los proyectos de expansión. Incentivos con base en el mejoramiento pretende que el regulador tenga la menor injerencia sobre la definición de las opciones de expansión. El reconocimiento de una mayor (o escalable) tasa de retorno busca fomentar el desarrollo de inversiones estratégicas para el sistema de transmisión. De esta manera, los transportadores puedan beneficiarse del incremento del rendimiento de capital asociado a la inversión. Se establece que el incremento de dicha tasa se justifica por el mayor beneficio que percibirían los agentes del sistema, comúnmente los consumidores. Incentivos con base en el mercado se asocian a la competencia que pueda generarse acerca de la adjudicación de los denominados derechos de transmisión, ya sea en el ámbito financiero o técnico. Comúnmente se define un valor de capacidad a adjudicar, precios referencias y los ingresos adicionales que se recibirían por la expansión de la capacidad y la acción del mercado.

A nivel mundial, se han implementado tanto incentivos regulatorios como de mercado. En general, los mercados norteamericanos han optado incentivos con base en el mercado y los países europeos con base en incentivos regulatorios. Las diferentes experiencias internacionales muestran que los modelos con base en regulación no generan los suficientes incentivos para su expansión y con base en el mercado no remuneran en su totalidad los costos de la transmisión. Además, la crisis de tipo financiero o técnico (cuellos de botella y black-outs) del sector eléctrico, tanto de mercados reestructurados o no, y la evolución tecnológica tanto a nivel de generación como del sistema de transmisión ha conllevado al desarrollo de incentivos híbridos para obtener una mayor eficiencia y beneficio social.

#### C. Mecanismos para la Expansión e Integración de ERNC

De acuerdo con las experiencias internacionales, la red de transmisión sólo se acuerda cuando una ERNC obtiene la autorización para su construcción. Si bien es cierto que esto tiene un sentido de racionalidad económica esta acción reactiva trae consigo ineficiencias en la planificación óptima de la red. La construcción reactiva de las redes se debe principalmente a los conflictos de interés que se presentan entre quién y cómo se pagará la nuevas líneas. Si solo las ERNC, compartido o quienes en caso de no llevarse a cabo la ERNC propuesta. Esto sin duda afectará el costo total del sistema y la integración eficiente de las ERNC a la red.

En la última década, se han presentado cambios importantes en el enfoque de la planificación e inversión de la red. No solo por las economías de escala que presenta la red sino por el aumento de los beneficiarios de la red. Principalmente, en aquellos mercados donde se ha llevado a cabo la separación de las actividades de generación, transmisión, distribución y/o comercialización.

La literatura [14], muestra que los debates se centran en la

asignación de costo. Se identifican dos tipos de soluciones marco (extremas entre sí): socialización de los costos “*investment-recovery model*” (todos pagan, inversiones de largo plazo) o bilateral “*direct assignment model*” (si se beneficia paga, asignación eficiente del costo). El mecanismo de recolección puede ser directo mediante el operador de la red o mediante un contrato “*merchant cost-allocation model*”. Si bien la solución social estimula la inversión e integración de la ERNC, esta da una señal ineficiente acerca de la ubicación óptima de las ERNC. Ahora, normalmente, la ubicación óptima es alejada de los centros de consumo, lo que un enfoque en función del beneficio determinará que estas, las ERNC, pagarán la totalidad de la red y será un desincentivo para la inversión, incluso, podría llegar a ser económicamente infactible. Por tanto, debe considerarse un método que sea social y eficientemente aceptable. Ahora, las experiencias internacionales muestran que cada vez más se aumenta el tiempo de construcción de la red, primordialmente por la asignación de permisos ambientales y negociación de los terrenos que utilizará el tendido eléctrico. Esto ha generado que las soluciones de asignación tiendan a métodos de socialización del costo, acciones proactiva, y más si se considera el costo regulatorio, es decir, entre que se diseñan y se ponen en ejecución nuevas regulaciones y normas a aplicar en el fortalecimiento del sistema de transmisión. Pero, esta acción pro-activa genera nuevos riesgos acerca de la remuneración y utilización de los activos de transmisión. De hecho, se propone el aumento de tasas de inversión mayores o escalonadas para disminuir estos riesgos y estimular las decisiones de inversión. A su vez, se consideran políticas de prioridad en el acceso a las redes (principalmente en mercados con el mecanismo *FIT*), medición inteligente y participación ciudadana para estimular y determinar el impacto de las ERNC en la red [11].

Básicamente, se consideran dos tipos de costos o cargos: costo de conexión y costo de uso de la red. A su vez, se consideran dos enfoques en el costo de conexión: costo hundido o costo aparente “*Shallow*”. Este último considera dos tipos: costo de conexión a la red principal o a la línea de interconexión del sistema principal de transmisión. El método de costo hundido considera el costo de conexión al sistema, tanto transmisión como de distribución si es del caso. El costo aparente se orienta a pequeños generadores o generadores distribuidos con el fin de brindar acceso no-discriminatorio. Sin embargo, este costo no cubre la totalidad del costo por refuerzos o expansiones de la red. De ahí que se utilizan métodos de socialización (todos los usuarios que usan de la red) para cubrir el costo incremental de la expansión de la red, no solo para la líneas de conexión explícitas, sino, aquellas necesarias para la operación (reservas dinámicas del sistema y criterios de seguridad *N-1*). El método de costo hundido presenta una desventaja para el primer inversionista dado que otros inversionistas podrán beneficiarse de esta red sin costo alguno [15].

En el modelo de costo socializado, la planificación se hace de forma centralizada, se identifican los refuerzos necesarios y

las inversiones son llevadas a cabo por una empresa que sigue los lineamientos establecidos para la participación e integración de las ERNC. Los beneficiarios los determina el regulador o alguna otra entidad que cuenta con la aprobación de esta. Para cubrir el costo de la red, el regulador define el tipo de tarifa y a quienes se les aplica, tanto generadores como usuarios ( Texas’ “Competitive Renewable Energy Zones” – CREZ, Southwest Power Pool’s -SPP “Balanced Portfolio” Southern California Edison’s Tehachapi lines). El método de recuperación varía entre cada sistema, por ejemplo, con base en MW-longitud (si es en términos de MWh no es eficiente para ERNC), distancia eléctrica (ineficiente para ERNC por su lejanía) y con base en el uso-beneficio [16].

En el modelo de bilateral o contrato directo, la expansión de la transmisión se lleva a cabo de forma específica para el beneficiario (ERNC) que requiere la construcción de la línea. El inversionista de la red cubre los costos de esta por medio de las condiciones establecidas en el contrato y no por medio de tarifas. Este tipo de proyectos se han caracterizado por utilizar líneas HVDC. Cabe destacar que el costo no necesariamente puede estar cubierto por un solo contrato, sino por varios que incluyan a más de un usuario, por ejemplo, mecanismos de “*Open season*”. Esta puede considerar 4 tipos de remuneración: subastas sin límites, subasta con precio techo, subasta con precio techo/piso e ingresos regulados (mecanismo tarifario [17]. El regulador aprueba los diferentes proyectos a ejecutarse y analiza si estos pueden o no incidir de forma positiva/negativa en los demás usuarios de la red (proyecto HVDC Cross Sound, conexión entre Connecticut y Long Island, proyecto HVDC Neptune, conexión entre Long Island y New Jersey y el proyecto de conexión entre Hydro-Quebec y New England llevado a cabo por Northeast Utilities/NSTAR) [16]. Adicionalmente, se puede considerar un híbrido entre los modelos mencionados: tarifa y/o contrato. La inversión en la transmisión la establece una institución pública, esta lleva a cabo la inversión y recupera el costo mediante la tarifa asignada a los usuarios. Normalmente, el costo la expansión de la red está incluido en la misma tarifa de la energía. Además, esta institución pública cuenta con subsidios, acceso a capital de bajo costo y en la mayoría de los casos propietario de servidumbres (Tennessee Valley Authority, Bonneville Power Administration, Western Area Power Administration, New York Power Authority) [16].

Los mecanismos descritos muestran que existen diversos métodos, y en constante debate, para definir el método que permita recuperar la inversión, los cargos de transmisión. Básicamente, el diseño de los cargos debe considerar lo siguiente[18]: promover la eficiencia económica (balance entre las señales de inversión de corto y largo plazo, incentivos eficientes para la inversión), prioridad en el acceso a la red (cumplimiento de políticas energéticas, el riesgo de cargos complementarios o duplicación con otros costos, la compatibilidad con las regulaciones y consistente con la integración de sistemas, y apoyo a las políticas de seguridad de suministro).

A su vez, existen tres elementos principales para el diseño. El

primero, los cargos deben reflejar los costos de corto y largo plazo, tanto para sistemas nodales como uni-nodales, ya sea en función de métricas de potencia y energía. El segundo, limitar o eliminar incentivos perversos o contrarios a su diseño y la estabilidad del cargo ante fluctuaciones del mercado (volatilidad). De esta manera los cargos se pueden clasificar mediante las siguientes características [18]: i) Local o un-nodal, ii) Capacidad máxima de diseño o máxima real, iii) Cargos para el generador o la demanda, iv) Cargos de largo (inversión de la red) o corto plazo (operación) y v) Cargos fijos o variables.

En general, los diferentes tipos de cargos se pueden agrupar bajo tres aspectos: orientados a remover o disminuir las señales de ubicación geográfica o de capacidad en el largo plazo para los generadores, orientados a la ubicación geográfica o congestión para brindar señales de largo y corto plazo; y cargos dinámicos (híbridos) [19].

#### IV. TRANSMISIÓN PARA LA INTEGRACIÓN DE ERNC

La inversión en redes de transmisión se caracteriza por los siguientes aspectos: largos periodos de construcción (y en aumento), mayores requerimientos de capital, una alta vida útil de los activos y largos periodos de recuperación de la inversión. Adicionalmente, los grandes aportes de las ERNC necesitarán de extensas líneas de transmisión para llegar a los grandes centros de consumo. Por ejemplo, en China la zona de vientos es lejana a los centros de mayor densidad poblacional, lo mismo que en Estados Unidos donde la zona Mid-west, zona de vientos al igual que producción representativa de biomasa, se encuentra lejos de las costas. El caso de Escocia para inyectar energía proveniente de las mareas o en Nueva Zelanda para integrar centrales geotérmicas. La energía eólica ha sido el factor de mayor peso en la expansión y reforzamiento de las redes (Irlanda-EirGrid, 2008; Alemania-Dena, 2010; Portugal-REN, 2008; Europa-ENTSO-E, 2010) y la USA-MTEP, 2008) [20]. A continuación, se presentan diversas experiencias internacionales. Se han clasificado por regiones geográficas.

##### A. Unión Europea

En Europa, se han definido comités regionales soportados por acuerdos gubernamentales para la definición y construcción de redes que permitan la integración de recursos renovables e interconexiones. Se creó una institución coordinadora de los distintos operadores de red en Europa ENTSO-E. Su función principal es generar un proceso coordinado de toma de decisiones a nivel regional y europeo que defina un plan de expansión de la red de transmisión de energía eléctrica. Cada operador de la red -TSO- desarrollará su propia red en armonía con la política europea sin que esto signifique una planificación integral de los activos de generación y transmisión. La ENTSO-E está compuesta por 42 TSO (34 países europeos) y se organizó en estructuras regionales. A su vez, el marco regulatorio europeo reconoce la opción de considerar líneas en un contexto de mercado (EC Regulation 1228/2003). Esto genera mecanismos bilaterales

para llevar a cabo líneas de transmisión. Adicionalmente, el desarrollo de la red europea presenta obstáculos en cuanto a la definición y entrada en operación de las mismas. Se establece que en promedio un proyecto de línea de transmisión se demora 5 años (promedio en entornos sin oposición, dado que para entornos con oposición el desarrollo del proyecto podría durar hasta más de 10 años). Otro aspecto de los planes de expansión es que deben estar respaldados por normas y estándares, mecanismos de participación para disminuir o evitar la oposición, pero sin establecer consultas repetitivas que generan un sobre costo en tiempo y recurso. De tal forma que se realice una planificación y procedimientos de autorización armonizados. Finalmente, establecer corredores estratégicos en los cuales se puedan llevar a cabo la expansión requerida en tiempos razonables. Por ejemplo, entre España y Francia, se han establecido acuerdos bilaterales, tipo Joint-venture entre los operadores de red RTE (Francia) y REE (España) para llevar a cabo los estudios técnicos, medioambientales y de financiamiento [21], este tipo de proyecto cuenta con financiación de la Unión Europea y se ha catalogado como activo de uso público.

En cuanto a la asignación de costo se identifican tres aplicaciones: costo *super-aparente*, socializado a través de tarifas, por ejemplo, Alemania (parques eólicos *off-shore*), Bélgica, Irlanda, Italia y Dinamarca; Costo *aparente*, pago proporcional del refuerzo o interconexión, por ejemplo, Finlandia, Austria y Republica Checa; y costo *hundido*, donde el inversionista asume todo el costo para la conexión al sistema, ejemplo, Gran Bretaña, Holanda, Eslovenia, Hungría y Alemania (parques eólicos *on-shore*) [16].

Ahora, un aspecto a considerar es que si bien se están tomando los lineamientos necesarios para la planificación de la red y la integración de las ERNC, en la actualidad, ya se cuenta con porcentajes representativos de inyección de energía con base en las ERNC. Para viabilizar su integración se utilizan criterios de operación temporales que permiten una operación segura ante la inyección variable de las estas. Por ejemplo, en Alemania, se utilizan mecanismos de reducción/corte de las eólicas (en Texas también se utiliza esta práctica), cambios en los límites de utilización de la red. En UK, algunos parques eólicos aceptan desconexiones y en contraprestación obtienen un menor costo de conexión. Otros mercados, por el contrario, establecen criterios de operación en los cuales la energía eólica es la última que se desconecta de la red, por ejemplo, en Dinamarca incrementó la operación flexible de centrales CHP (cogeneración) y reducción de mínimo técnicos de centrales térmicas. En Portugal y España se está planificando centrales de bombeo para dar mayor flexibilidad al sistema [20]. El aumento en el nivel de penetración de las renovables ha incrementado el uso de las reservas.

Recientemente, Julio de 2011, el Consejo Federal “*Bundesrat*” de Alemania aprobó una serie de medidas, entre ellas, un acto legislativo para acelerar las inversiones requeridas por el plan de expansión y la integración de ERNC “*Network Expansion Acceleration Law -NABEG*”. Entre sus objetivos es acelerar los procedimientos de autorización de las

líneas y dar una mayor autonomía a los estados para determinar y decidir sobre las líneas que se requieren y que sean reguladas. Principalmente, líneas de HVDC subterráneas por considerar que presentan una mejor aceptación por parte de la sociedad. De acuerdo, con los estudios llevados en Alemania se requerirán 3.600 km a 2020. Esta ley busca estandarizar los procedimientos de autorización a nivel nacional y mecanismos de cooperación entre el planificador Federal y los estados afectados por los planes propuestos. A su vez, reservar las rutas necesarias según el plan de expansión. Aumentar el grado de participación y compensaciones hacia las municipalidades y ciudadanos. Llevar a cabo un Plan coordinado para la conexión “cluster” de parque eólicos *off-shore*. Promover las interconexiones, reducir la burocracia, simplificar los procedimientos y promover centrales de almacenamiento mediante exención de los costos de transmisión<sup>4</sup>. Un aspecto a resaltar es que el regulador, BNetzA, estableció que las ERNC y CHP que sean desconectas o que se les disminuya su inyección de energía deberán ser compensadas por el operador de la red.

En UK, la metodología de planificación evalúa los aspectos necesarios para acomodar las ERNC. Principalmente, en la conexión de grandes parque eólicos *off-shore*. El regulador establece una concesión para operar la conexión de estos parques con el sistema de transmisión. Además, se consideran fondos financieros para apoyar los refuerzos necesarios a nivel de distribución y mejorar la adquisición de datos, redes inteligentes, para obtener una mejor asignación de la capacidad en la red. A su vez, un estudio llevado a cabo por *NERA-Imperial College London* [22] muestra que en el caso de utilizar cargos uniformes para los generadores se incentivará la ubicación óptima de estos, pero incrementará los costos de generación y transmisión. De tal forma, que los cargos nodales por uso *TNUoS*, utilizados en la actualidad, son económicamente eficientes comparados relativamente con los cargos uniformes y los compromisos definidos por el UK en términos de energía renovables y una economía de bajo-carbono [22]. Recientemente, el regulador, OFGEM, diseña un incentivo para la disponibilidad de ERNC. Este se fundamenta en que la desconexión de ERNC va en detrimento de los usuarios, por tanto, establecer un beneficio económico por el restablecimiento rápido de la conexión de parques eólicos. Finalmente, en España, mediante el Real Decreto-Ley 14/2010 se estableció un peaje de acceso a las redes para todos los productores de electricidad de 0,5€/MWh.

### B. Estados Unidos

En EEUU, desde el punto regulatorio, la orden 890 de la FERC estableció que los proveedores de la transmisión, así como los ISO y RTO deben incluir aspectos de planificación económica, confiabilidad y asignación de costo de las redes. Además, estableció que la planificación debe ser un proceso coordinado, abierto y transparente, tanto a nivel regional como local, y con la participación de los inversionistas [23]. En la

zona noreste de EEUU, se han establecido mecanismos de coordinación entre diferentes operadores de la red, entre ellos ISO New England, New York ISO y PJM, incluso la creación de un comité internacional que integra a Canadá con igual propósito [5]. Esto permite una coordinación entre los planes de expansión para el mejoramiento de la confiabilidad del sistema de transmisión. En esta zona, el potencial eólico es aproximadamente de 8.000, 4.000 y 46.000 MW de los sistemas ISO de New York, New England y PJM, respectivamente. Cabe destacar que aproximadamente el 10 % de la capacidad potencial es de parques eólicos *off-shore*. A su vez, las iniciativas inter-regionales de los ISO (PJM-MISO-SPP-TVA) buscan llevar a cabo procesos de planificación en conjunto respecto escenarios de alta penetración eólica para realizar análisis económicos y de confiabilidad que determinen las expansiones interregionales. PJM ha establecido un conjunto de reglas de mercado que determinan la capacidad creíble de la red [23]. En el plan de transmisión del ISO de California -CAISO- se considera diferentes áreas, denominadas áreas de transmisión para la integración renovable, entre ellas, la Imperial Valley – Blythe, la Mohave - San Bernardino – Devers y el área Tahachapi [24]. Los proyectos más significativos en el sistema CAISO han sido el Sunrise Powerlink Transmission Project y el Tehachapi Transmission Project. Uno de los aspectos centrales de estos proyectos, es que se dan bajo un marco de coordinación, en el cual participan los inversionistas del proceso de planificación. El CAISO realiza o supervisa los estudios de confiabilidad y económicos. En el proceso de planificación participan la comisión de empresas de servicio público -CPUC-, la comisión de energía de California -CEC-, los dueños de las redes, los generadores e inversionistas [25]. Adicionalmente, CAISO estableció una metodología para llevar a cabo las expansiones de la red. La metodología se centra en tres componentes principales siendo estos el beneficio de los consumidores (costo de la energía), los productores (ventas de energía) y los transportadores (ingresos por peajes y/o rentas de congestión) [24]. California adoptó un iniciativa, denominada, Iniciativa para la Transmisión de Energía Renovable -ITER (*RETI*) con el fin de identificar los proyectos de transmisión necesarios para soportar las metas de participación de las ERNC y objetivos de la política energética<sup>5</sup>. En Texas, se definió una Zona de Energía Renovable Competitiva -ZERC (*CREZ*). Con un enfoque proactivo, se construye y se remunera las líneas de transmisión definidas para la integración de las ERNC<sup>6</sup>.

Básicamente, la recuperación del costo de las líneas establecidas en cada zona se hace por medio de la tarifa asignada a cada operador de la red y según el estado federal en el que se encuentre. A su vez, el regulador federal, FERC, implementó un programa para incentivar el desarrollo de la red. Mediante la Orden No. 679, se adoptaron incentivos, tales como, incremento en la tasa de rentabilidad, recuperación de

<sup>4</sup> <http://www.renewables-made-in-germany.com/?id=812#c5480>

<sup>5</sup> <http://www.energy.ca.gov/reti/>

<sup>6</sup> <http://www.ercot.com/committees/other/rpg/crez/>

los costo por concepto de ajustes y pruebas antes de entrar en operación comercial, cambios en la estructura de capital, depreciación acelerada e ingresos, antes de entrar en operación el proyecto “*Construcción Work In Progress –CWIP*”- hasta del 100% de los flujos financieros establecidos. Incluso si el proyecto es abandonado, se permite la recuperación hasta del 100% de los costos, siempre y cuando las causas no sean del control de la empresa inversionista. La metodología de asignación de costo se fundamenta en el tipo estampilla “*postage stamp*”.

En Junio de 2010, la FERC aprobó la metodología de asignación de costo para el Plan de Transmisión Integrado de California, principalmente para los proyectos que interconecten centrales eólicas en la misma zona de la demanda. Esta define una metodología 100% estampilla regional para niveles  $\geq 300$  kV, para niveles entre 100kV y 300kV una asignación de 33% regional y de 66% a la zona y para niveles menores a 100 kV el costo lo asume 100% la zona. Ahora, para proyectos en un zona diferente se estableció que para niveles  $\geq 300$ kV lo asume 100% la región y para menores de 300 kV el 67% la región y 33% se asigna al usuario de la transmisión [26].

### C. Región de Oceanía y Asia

En Australia y Nueva Zelanda se utiliza una metodología definida como Test de Inversión Regulada -TIR (*RIT*), básicamente, es una metodología con base en un análisis costo/beneficio (costo de la red vs el beneficio en los costos/confiabilidad del sistema). En estos mercados se utiliza un enfoque de costo hundido, en donde el generador, *ERNC*, negocia con el transportador el costo de conexión al sistema. En la actualidad el transportador no tiene ningún incentivo para llevar de forma proactiva la inversión en líneas o reforzamiento de la misma con el fin de integrar *ERNC*, principalmente eólica y geotérmica. Sin embargo, en la actualidad, la Comisión Australiana del Mercado Eléctrico – *CAME (AEMC)* estudia un mecanismo para viabilizar la inversión en redes. Se considera el concepto denominado Extensión de la Red Eficientemente Escalable “*Scale Efficient Network Extension –SENE*”<sup>7</sup>. Básicamente, se busca que el transportador acuerde con proyectos de generación los costos de conexión, a su vez, el transportador demuestra que la escalabilidad del proyecto de transmisión es eficiente y se somete a la metodología *RIT*. Se consideran diferentes escenarios del mercado y se determina el beneficio neto de la inversión, porque la asignación del costo se realiza vía cargos por uso y la demanda asume el riesgo por el retraso de obras o incluso la no instalación de un proyecto *ERNC*. Se busca que el test determine la eficiencia y beneficios al mercado del sobredimensionamiento de la red a expandir.

China presenta un fuerte crecimiento de las energías renovables, en el 2011 cuanta con más de 58 GW de potencia instalada, aunque, aún no tan representativo para su matriz de energía. En la actualidad, la principal barrera de las *ERNC* es

la red de transmisión, se menciona que alrededor del 10% de las eólicas no han podido conectarse. Los transportadores en China consideran tres mecanismos: acomodar las *ERNC* con la red actual, desconectar los excesos de energía por *ERNC* o reconfigurar los flujos, para llevar esta energía a sistemas vecinos. Recientemente, los proyectos de expansión de gran longitud, apunta a la integración de *ERNC*. Cabe destacar que en China no se consideran mecanismos de mercado. La tarificación es subsidiada, no existen incentivos por precios y estos son definidos por el estado [27], [9].

### D. Transmisión Renovable en Latinoamérica

Latinoamérica, después de China, ha sido la región con mayor inversión de proyectos *ERNC*. Sin embargo, aún no existe de forma generalizada la planificación orientada a la integración de las *ERNC* en la red. Esto se debe en gran medida a la aún poca capacidad instalada de esta, por ejemplo, Colombia solo cuenta con el proyecto eólico Jepirachi de 19,5 MW (aunque cuenta con estudios de proyectos eólicos y geotermia). La discusión acerca de que expandir y la metodología para su remuneración y asignación de costo de los activos de transmisión para *ERNC* no está resuelta. En la región, se destaca las experiencias de Brasil, subastas de energía eólica, sin embargo, cabe destacar que un porcentaje representativo de los planes de expansión están orientados a atender grandes centrales de energía hidráulica (Plan Decenal de Expansión de Energía, 2010-2014). Recientemente, el programa de expansión de la transmisión *PET*, 2011-2015, describe los proyectos de transmisión orientados a las subastas de *ERNC*, LT 500 kV Extremoz II - João Camara II, LT 230 kV Paraíso – Lagoa Nova, SE Ibiapina 230/69 kV, LT 230 kV Irece – Morro do Chapé, LT 230 kV Extremoz II – Sec. Campina Grande II/Natal III y subestaciones asociadas de los proyectos descritos. En Brasil, se utiliza tres conceptos: subestación recolectora, activos para conexión compartida y activos para conexión individual (Resolução Normativa nº 320/2008). Las subastas que se llevan a cabo en Brasil consideran una Red de Transmisión de Referencia -*RTR* con sus respectivos cargos. El *RTR* se actualiza en la medida que se asignan las subastas. Si la diferencia entre los cargos del *RTR* con la red actualizada es mayor, esta diferencia la asumen los usuarios. Los cargos por transmisión (\$/KWh) se calculan con base en el método MW-longitud.

El caso de Uruguay, también con el mecanismo de subastas, la transmisión es llevada a cabo por UTE, empresa del estado y con una integración total de las actividades del sector eléctrico. En Chile [28], [29], considerando el potencial y aumento de proyectos sometidos a estudios de impacto ambiental se está analizando la viabilidad de considerar un corredor estratégico para la inyección de *ERNC*, aunque no exclusivamente para este tipo de energías. Además, la viabilidad de una red para evacuar la energía de pequeñas y medianas centrales hidráulicas ubicadas en las cuencas del lago Ranco y lago Puyehue para su conexión al Sistema de Interconexión central. Sistemas de transmisión como el de Chile y Perú presentan una topología geográfica muy

<sup>7</sup> <http://www.aemc.gov.au/Electricity/Rule-changes/Completed/Scale-Efficient-Network-Extensions.html>



longitudinal, redes a lo largo de sus costas lo que permite que los proyectos de ERNC no presenten distancias muy significativas respecto a las experiencias de otros países. Claro está que esta ventaja no da certeza acerca de la viabilidad de las inversiones en redes. En Paraguay, su matriz eléctrica es 99% hidráulica, y en los países de Centroamérica la participación de ERNC también está influenciada por la hidráulica (las ERNC registraron la siguiente participación: Costa Rica, 93,3%; El Salvador, 65,5%; Guatemala, 63,2%; Panamá, 58,2%; Honduras, 47,9%, y Nicaragua, 34,8% [30]. En Argentina, el Plan Federal de Transporte (I-II) no muestra un desarrollo para las ERNC. Un aspecto a resaltar, es que la normatividad exonera de responsabilidad a los transportadores para la inversión de la expansión.

Países, como Argentina, Uruguay y Venezuela, llevan a cabo, principalmente, proyectos para la actualización y reforzamiento de la red y en menor medida para la interconexión de sistemas regionales. Estos proyectos cuentan con la financiación de entidades internacionales como la Corporación Andina de Fomento –CAF. De igual forma se utiliza este mecanismo para el sistema SIEPAC en Centroamérica, además de recursos provenientes del Banco Interamericano de Desarrollo, Banco Centroamericano de Integración Económica y el Banco Europeo de Inversiones. Recientemente, este último aprobó un crédito de 70 USD\$M a Nicaragua con el fin de mejorar la confiabilidad del sistema de transmisión y aumentar la cuota de participación de las ERNC. Finalmente, en México se utiliza el mecanismo de *Open Season*. Las ERNC, principalmente las eólicas, compiten por asignarse capacidad en la expansión propuesta y el costo es compartido entre los diferentes proyectos que cuentan con capacidad asignada, este costo no se transfiere a los usuarios.

## V. RETOS Y OPORTUNIDADES

Las ERNC ofrecen una oportunidad para incentivar y dinamizar la expansión eficiente de la red de transmisión. Casos como la ampliación de la capacidad de las interconexiones regionales que permitan la integración de renovables en Europa o la planificación coordinada para zonas WREZ de integración de renovable en Texas-EEUU, muestran un crecimiento y renovación de las redes. Esto, sin embargo, ha traído consigo nuevos retos. El método de asignación de costo, la oposición creciente en la construcción de proyectos de infraestructura, impactos ambientales o en la salud y nuevos requerimientos en la calidad y confiabilidad de las redes son riesgos a los que cada vez más se enfrentan los proyectos de transmisión, incluso aquellos que permitan integrar las ERNC.

Además, las regulaciones existentes vislumbran obstáculos o desincentivos para el desarrollo armonioso de la red de expansión. Por ejemplo, el bajo factor de planta de las ERNCs implica un menor aporte en remuneración con base en el flujo. Lo que significa que el costo adicional será asumido por otros generadores. Además, la capacidad de las líneas se diseña de acuerdo a la potencia máxima de la central. Por ejemplo, en

los parques eólicos significaría un bajo factor de utilización de la red y los problemas asociados a la estabilidad del sistema [31].

Los cambios regulatorios para proveer mecanismos que incentiven la inversión en redes y garanticen la aceptación por parte de la sociedad generan tanto oportunidades como riesgos para llevar de forma eficiente la inversión en redes orientadas a las ERNC. Un aspecto a considerar es que las ERNC desde el punto de vista económico suelen ser vista como “*free-rider*”, es decir, estimulan la inversión pero no asumen el costo por esta. Esto se presenta principalmente en metodologías de costo hundido y asignación de costo tipo estampilla.

En general, un marco para la estimulo de la inversión de redes orientadas a las ERNC, debe considerar los siguientes aspectos:

- 1) Estimulo del gobierno, ley o acto legislativo para la promoción de ERNC. Se consideran dos mecanismos base, *FIT* y cuota de participación. El primero mediante subastas para la asignación de recurso ERNC y el segundo mediante estímulos y multas.
- 2) Zonas estratégicas para el desarrollo de las ERNC y la red para disminuir los riesgos de aceptación pública, conflicto con organismos interregionales y mecanismos de compensación a la ciudadanía para proyectos catalogados como “*Not In My BackYard –NIMBY*”, o posiciones radicales como no construir absolutamente nada en ningún lugar ni cerca de nadie “*Build Absolutely Nothing Anywhere Near Anybody -BANANAs*”.
- 3) Libre acceso y prioridad a las redes; y diseño de normatividad (coordinada y en pro de la ERNC) para la integración y operación de las ERNC conectadas al sistema de transmisión (por ejemplo la norma IEEE 1547 [32]) y medición inteligente.
- 4) Asignación de costo de la transmisión a los generadores ERNC (para incentivar la ubicación óptima) y compartido con la demanda hasta cierto límite para asumir el costo de obtener una red más sustentable.
- 5) Incentivos para los transportadores que aceleren la construcción de los activos de transmisión que permitan la entrada oportuna de las ERNC, ya sea mediante una mayor tasa de retorno o el adelanto de flujos financieros.

## VI. CONCLUSIONES

Se ha presentado los diferentes mecanismos e incentivos utilizados para la expansión de la transmisión con el fin de integrar las ERNC. Las aplicaciones difieren entre cada país o región. Determinar cuál y en qué medida se logrará una expansión óptima, a tiempo y con asignación económica eficiente, es una tarea compleja y dependerá de cada mercado y el grado de impacto a nivel social, económico, sustentable y político.

El rechazo a la construcción de redes sin duda afectará el desarrollo de las políticas de integración de las ERNC. Sin un correcto diseño de incentivos de la expansión de la red y mecanismos de compensación, la transmisión será una limitante para la participación óptima de las ERNC.

## VII. AGRADECIMIENTOS

A la Pontificia Universidad Católica de Chile, El programa de pasantías CONICYT-MINISTERIO DE ENERGIA y el programa de Becas MECESUP (2) quienes auspician al primer autor.

## VIII. REFERENCIAS

- [1] R. Moreno, C. V. Konstantinidis, D. Pudjianto, and G. Strbac, "The new transmission arrangements in the UK," in *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*, 2009, pp. 1-7.
- [2] F. Lingling, D. Osborn, J. Miland, and M. Zhixin, "Regional transmission planning for large-scale wind power," in *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*, 2009, pp. 1-6.
- [3] F. Porrua, R. Chabar, L. M. Thome, L. A. Barroso, and M. Pereira, "Incorporating large-scale renewable to the transmission grid: Technical and regulatory issues," in *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*, 2009, pp. 1-7.
- [4] L. Hecker, Z. Zhou, D. Osborn, and J. Lawhorn, "Value based transmission planning process for joint coordinated system plan," in *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*, 2009, pp. 1-6.
- [5] ISO-NE, NYISO, and PJM, "Northeast Coordinated Electric System Plan: ISO New England, New York ISO and PJM," <[http://www.interiso.com/public/document/NCSP\\_2008\\_20090327.pdf](http://www.interiso.com/public/document/NCSP_2008_20090327.pdf)>2008.
- [6] J. I. Arar and D. Southgate, "Evaluating CO2 reduction strategies in the US," *Ecological Modelling*, vol. 220, pp. 582-588, Feb 2009.
- [7] P. Jean-Baptiste and R. Ducroux, "Energy policy and climate change," *Energy Policy*, vol. 31, pp. 155-166, Jan 2003.
- [8] D. Swanstrom and M. M. Joliver, "DOE Transmission Corridor Designations & FERC Backstop Siting Authority: Has the Energy Policy Act of 2005 Succeeded in Stimulating the Development of New Transmission Facilities?," *Energy Law Journal*, vol. 30, p. 52, 2009.
- [9] K. Cheung, *Integration of Renewables: status and challenges in China*. Paris: International Energy Agency, 2011.
- [10] JREPP&ISEP. (2010, Ma). Renewables Japan Status Report 2010. 7. Available: <http://www.re-policy.jp/jrepp/JSR2010SMR20100427E.pdf>
- [11] C. Mitchell, J. , G. R. Sawin, D. Pokharel, Kammen, S. Z. Wang, M. Fifita, O. Jaccard, H. Langniss, A. Lucas, R. Nadai, E. Trujillo Blanco, A. Usher, R. Verbruggen, K. Wüstenhagen, and Yamaguchi, "Policy, Financing and Implementation," in *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation* R. P. O. Edenhofer, Madrugá, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow Ed., ed. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.: Cambridge University Press, 2011, p. 135.
- [12] D. o. C. C. a. E. Efficiency. (2010, May, 23). *Renewable Energy Target*. Available: <http://www.climatechange.gov.au/government/initiatives/renewable-target.aspx>
- [13] B. J. Ruiz-Mendoza and C. Sheinbaum-Pardo, "Mexican renewable electricity law," *Renewable Energy*, vol. 35, pp. 674-678, 2010.
- [14] J. D. Molina and H. Rudnick, "Transmission of Electric Energy: a Bibliographic Review," *Latin America Transactions, IEEE (Revista IEEE America Latina)*, vol. 8, p. 14, 2010.
- [15] A. van der Welle, J. de Joode, and F. van Oostvoorn, "Regulatory road maps for the optimal integration of intermittent RES-E/DG in electricity systems," Energy research Centre of the Netherlands, Netherlands2009.
- [16] S. F. Tierney, A. Okie, and S. Carpenter, "Strategic Options for Investment Transmission in Support of Offshore Wind Development in Massachusetts," Analysis Group, Inc. May, 23 2009.
- [17] E. Lobato, L. Olmos, T. Gómez, F. M. Andersen, P. E. Grohneit, P. Mancarella, and D. Pudjianto, "Regulatory and other Barriers in the implementation of Response Options to reduce impacts from variable RES sources," IIT-Comillas University, Risø-DTU, Imperial College LondonMay, 23 2009.

- [18] R. E. f. S. a. S. E. Plc, "A review of Project Transmit - Impact of Uniform Generation TNUoS prepared for RWE npower," Jun, 24 2011.
- [19] P. M. CONSULTING, "Options for GB Electricity Transmission Charging Arrangements: A report to Renewable UK," May, 23 2011.
- [20] R. Sims, P. , W. Mercado, G. Krewitt, D. Bhuyan, H. Flynn, G. Holtinen, S. Jannuzzi, Y. Khennas, M. Liu, L. J. O'Malley, J. Nilsson, K. Ogden, H. Ogimoto, Ø. Outhred, and F. v. H. Ulleberg, "Integration of Renewable Energy into Present and Future Energy Systems," in *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation* R. P.-M. O. Edenhofer, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow Ed., ed. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.: Cambridge University Press, 2011, p. 155.
- [21] ERGEG, "South-Wets Europe Electricity Regional Energy Market: Detailed action plan 2010-2012," European Regulators Group for Electricity and Gas, Bruxelles2010.
- [22] S. Gammons, R. Druce, R. Brejnholt, G. Strbac, C. Konstantinidis, D. Pudjianto, and R. Moreno, "Project TransmiT: Impact of Uniform Generation TNUoS," London, ElectronicMarch 2011.
- [23] PJM, "PJM Regional Transmission Expansion Plan," Pennsylvania, New Jersey and Maryland, [www.pjm.com](http://www.pjm.com)2009.
- [24] CAISO, "2010 ISO Transmission Plan," California, 2009., <<http://www.caiso.com/2374/2374ed1b83d0.pdf>>.
- [25] A. A. Chowdhury, Z. Yi, L. Haifeng, Z. Songzhe, and D. Le, "Transmission evaluation of large new renewable generation interconnections at the california ISO," in *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*, 2009, pp. 1-7.
- [26] S. Fink, K. Porter, C. Mudd, and J. Rogers, "A Survey of Transmission Cost Allocation Methodologies for Regional Transmission Organization," Exeter Associates, Inc., Columbia, MarylandFeb 2011.
- [27] Y. Deng, Z. Yu, and S. Liu, "A review on scale and siting of wind farms in China," *Wind Energy*, vol. 14, pp. 463-470, 2011.
- [28] J. C. Araneda, S. Mocarquer, R. Moreno, and H. Rudnick, "Challenges on integrating renewables into the Chilean grid," in *Power System Technology (POWERCON), 2010 International Conference on*, 2010, pp. 1-5.
- [29] S. Mocarquer and H. Rudnick, "The insertion of renewables into the Chilean electricity market," in *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, 2010, pp. 1-6.
- [30] S. S. e. M. NU. CEPAL. (2011, May, 23). *Centroamérica: Mercados mayoristas de electricidad y transacciones en el mercado eléctrico regional, 2010*. Available: [http://www.eclac.org/publicaciones/xml/3/43373/2011-021-Mercados\\_mayoristas\\_de\\_electricidad-L1010.pdf](http://www.eclac.org/publicaciones/xml/3/43373/2011-021-Mercados_mayoristas_de_electricidad-L1010.pdf)
- [31] H. Rudnick, J. C. Araneda, and S. Mocarquer, "Transmission planning-from a market approach to a centralized one-the Chilean experience," in *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*, 2009, pp. 1-7.
- [32] IEEE, "IEEE Application Guide for IEEE Std 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems," *IEEE Std 1547.2-2008*, pp. 1-207, 2009.

## IX. BIOGRAFÍAS

**Hugh Rudnick (F'00)** Ingeniero Electricista de la Universidad de Chile, Santiago, y M.Sc y Ph.D de la Victoria University of Manchester, U.K. Profesor del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago. Docente e investigador en áreas de operación económica, planificación y regulación de sistemas de potencia. Consultor en el diseño de reestructuración de mercados y tarificación de sistemas de transmisión y distribución de libre acceso para empresas de servicios públicos y entes reguladores en diferentes países, Naciones Unidas y el Banco Mundial.

**Juan D. Molina (M'06, GSM'08)** Ingeniero Electricista y M.Sc de la Universidad de Antioquia, Medellín, Colombia. Estudiante de Doctorado en Ciencias de Ingeniería en el área de Mercados Eléctricos del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago. Investigador en áreas de planificación e inversión de la transmisión y planificación energética.