



Análisis del impacto del incremento de la generación de energía renovable no convencional en los sistemas eléctricos latinoamericanos

**Herramientas y metodologías
de evaluación del
futuro de la operación,
planificación y expansión**

Carlos Batlle

**Banco
Interamericano de
Desarrollo**

División de Energía

**DOCUMENTO PARA
DISCUSIÓN**

IDB-DP-341

Enero 2014

Análisis del impacto del incremento de la generación de energía renovable no convencional en los sistemas eléctricos latinoamericanos

**Herramientas y metodologías
de evaluación del
futuro de la operación,
planificación y expansión**



Banco Interamericano de Desarrollo

2014

<http://www.iadb.org>

Las opiniones expresadas en esta publicación son exclusivamente de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.

Se prohíbe el uso comercial no autorizado de los documentos del Banco, y tal podría castigarse de conformidad con las políticas del Banco y/o las legislaciones aplicables.

Copyright © 2014 Banco Interamericano de Desarrollo. Todos los derechos reservados; este documento puede reproducirse libremente para fines no comerciales.

Análisis del impacto del incremento de la generación de energía renovable no convencional en los sistemas eléctricos latinoamericanos

**Herramientas y metodologías de evaluación del
futuro de la operación, planificación y expansión**

Documento de Discusión

**Carlos Batlle¹
Juan Roberto Paredes²**

Enero 2014

¹ Autor, Profesor Asociado en el Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas.
Carlos.Battle@iit.upcomillas.es.

² Coordinación y revisión del documento, Especialista Senior en Energía Renovable Banco Interamericano de Desarrollo,
jparedes@iadb.org.

La preparación del presente informe fue financiada por el Fondo de Fortalecimiento de la Capacidad Institucional (ICSF), gracias al aporte del Gobierno de la República Popular de China.

Las opiniones expresadas en esta publicación son exclusivamente de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.

Se prohíbe el uso comercial no autorizado de los documentos del Banco, y tal podría castigarse de conformidad con las políticas del Banco y/o las legislaciones aplicables.

Copyright © [2014] Banco Interamericano de Desarrollo. Todos los derechos reservados; este documento puede reproducirse libremente para fines no comerciales.

www.iadb.org/energia
@BIDenergia

0	RESUMEN EJECUTIVO	5
1	ANTECEDENTES Y OBJETIVOS	6
2	ENERGÍA RENOVABLE EN AMERICA LATINA	11
2.1	Energía renovable en América Latina: convencionales y no convencionales	11
2.2	El rol de las nuevas fuentes renovables en América Latina	12
3	IMPACTO DE LA ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS	14
3.1	Impactos sobre la operación del parque generador	14
3.1.1	Variabilidad de la generación eólica y solar	14
3.1.2	Taxonomía de los impactos	16
3.1.3	Requerimientos adicionales de reservas operativas	17
3.2	Impacto de las ERNC en la expansión de la capacidad de generación de sistemas eléctricos	20
3.3	Impactos sobre la planificación de las redes de transporte	21
3.3.1	Transmisión	21
3.3.2	Distribución	22
3.4	Resumen e impactos para América Latina	23
4	RECURSOS PARA MEJORAR LA INTEGRACIÓN DE LAS ERNCs	25
4.1	Sinergias entre ERNC e hidroeléctricas	25
4.1.1	Complementariedad de producción entre ERNCs	25
4.1.2	Complementariedad entre ERNC e hidroeléctricas	26
4.1.3	Beneficios de las sinergias	28
4.2	Otros recursos	29
5	PLANIFICACIÓN DE LARGO PLAZO: ASPECTOS CONCEPTUALES	31
6	HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES PARA EL ANÁLISIS DEL FUTURO DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS	34
6.1	Planificación de la generación	34
6.1.1	Representación de renovables en los modelos de análisis	36
6.1.2	Atributos deseables de las herramientas para operación y planificación	37
6.2	Planificación de las redes	39
6.2.1	Transmisión	39
6.2.2	Distribución	40
7	EXPERIENCIAS EN AMÉRICA LATINA	44
7.1	Países evaluados	44
7.2	Detalles de las experiencias seleccionadas	45
7.2.1	México	45

7.2.2 Uruguay	47
7.2.3 Chile	49
7.2.4 Colombia	51
7.2.5 América Central	53
7.2.6 Brasil	54
7.3 Resumen	56
8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	58
9 REFERENCIAS	59

0 RESUMEN EJECUTIVO

Las nuevas fuentes renovables, como el sol o el viento, presentan una serie de características, como la variabilidad temporal y geográfica, que plantean retos importantes al convertirse en una opción de suministro eléctrico para la sociedad. Estos impactos muy relevantes para la operación de sistemas eléctricos, pueden ir desde necesitar un mayor requerimiento de reserva de generación en el sistema para garantizar la seguridad operativa hasta cambios en la planificación de la red de transporte de electricidad.

En los sistemas eléctricos en los que existe una importante proporción de producción hidroeléctrica, como es el caso de un buen número de países de América Latina, los problemas en la integración de recursos intermitentes son menores. Sobre todo cuando se tiene centrales hidroeléctricas con significativa capacidad de almacenamiento. Esto ha hecho que la integración de las nuevas fuentes renovables en la región haya ocurrido sin muchos impactos relevantes en la operación hasta la fecha. Además y como varios estudios demuestran existe una complementariedad entre los recursos renovables y el hídrico (eólica-hidro, biomasa-hidro), la cual es en algunas regiones puntuales bastante apreciable. Esta complementariedad permite reducir el impacto de la intermitencia de los recursos en conjunto, aumentando la seguridad en el suministro de electricidad, optimizando el aprovechamiento de los recursos hidráulicos.

Sin embargo, la creciente dificultad para la construcción de nuevas hidroeléctricas y, sobre todo, la construcción de nuevas hidroeléctricas con reducida (o con ninguna) capacidad de almacenamiento asociada con la penetración de la generación térmica y el fuerte crecimiento de las nuevas fuentes renovables, aumentará mucho la complejidad operativa en la región. Esto demandará cambios en los procedimientos de planificación y operación del sistema.

Ciertos recursos técnicos pueden ayudar a los actores del sector eléctrico a responder de manera adecuada a los patrones propios de la generación intermitente. Entre estos recursos se pueden citar los sistemas de bombeo hidroeléctrico con capacidad de almacenamiento, la flexibilidad de las centrales, las mejoras en la predicción de recursos variables como el eólico y solar y, en el futuro relativamente próximo, el almacenamiento de energía por baterías y los vehículos eléctricos. La mayoría de estos conceptos se agrupan dentro de lo que hoy en día se conoce como redes inteligentes de energía, donde una integración eficiente de las energías renovables constituye el primer eslabón en la cadena de optimización del sistema eléctrico como un todo.

De otro lado se puede reducir la necesidad de recursos adicionales de capacidad flexible en los sistemas eléctricos con una gran penetración de generación intermitente a través de la acertada combinación de: (i) una adecuada capacidad de transmisión; (ii) mayores zonas de regulación; y (iii) el establecimiento más frecuente de la programación de la generación. Como resultado, tanto la necesidad de servicios complementarios como el costo de operar el sistema serían menores aprovechando al mismo tiempo los beneficios de las energías renovables no convencionales del lado económico y especialmente medioambiental.

1 ANTECEDENTES Y OBJETIVOS

Como es de conocimiento general, las nuevas fuentes de energía renovable (eólica, biomasa, solar y otras), también conocidas como fuentes de energía renovable no convencional (en adelante ERNC), están teniendo un rol creciente en muchos países, con el objeto principal de disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y al tiempo incrementar la seguridad energética, mediante la diversificación del mix energético y la reducción de la dependencia energética de terceras partes.

En América Latina, si bien presenta una serie de características que la distinguen de otras experiencias como las experimentadas en la Unión Europea o en algunos (pocos) Estados de los Estados Unidos, el proceso de integración de este nuevo tipo de recursos ya ha comenzado, si bien a diferentes ritmos en unos y otros países. Pero el tremendo potencial de algunas de estas alternativas en algunos países de la región, y el fuerte crecimiento esperado del consumo de electricidad permiten prever sin riesgo de equivocarse el pronóstico que estas fuentes tendrán un papel aún mayor.

Las nuevas necesidades de gestión de los sistemas eléctricos

Debido a sus características, en especial la variabilidad en la producción estas fuentes (incontrolables, estacionales, impredecibles e intermitentes) han llevado a un cambio de paradigma en la forma de operar y planificar los sistemas eléctricos en todo el mundo.

- Por un lado, el análisis de los procedimientos que determinan la programación de las unidades de generación en el corto plazo es un tema prioritario en el mundo entero. La investigación en este campo se centra en dos planos principales:
 - En aquellos sistemas/mercados en los que el despacho se obtiene diariamente de la solución del problema de “*unit commitment*” usando un programa de optimización entera mixta basado bien en costes auditados (caso habitual en Latinoamérica) o en ofertas complejas enviadas libremente por los agentes (US ISOs), el reto principal consiste en dar con la mejor forma de representar por un lado la incertidumbre asociada a la variabilidad de estas nuevas fuentes de generación y al tiempo la coordinación de los mercados diarios y secundarios o de regulación (mercados de desvíos, reservas, etc.)
 - En aquellos otros mercados en los que el despacho resulta del mero juego del mercado, construido alrededor de acuerdos bilaterales entre agentes y casaciones simples resultantes de los mercados spot, intradiarios y de desvíos (*power exchanges* y *balancing markets* en Europa), el reto en estos momentos consiste en el estudio del diseño óptimo de la secuencia de mercados de energía y de operación para permitir maximizar la flexibilidad del parque de generación.
- Por otro lado, numerosos esfuerzos se están destinando al desarrollo de nuevas metodologías de análisis y previsión de la futura expansión de la capacidad de generación, capaces de considerar de forma adecuada el papel que estas nuevas fuentes de generación están teniendo.
 - En aquellos sistemas en los que estas decisiones se toman de una manera más o menos centralizada, estos análisis pasan por desarrollar en mayor profundidad las herramientas de optimización de la planificación y expansión clásicas, para

conseguir reflejar de forma adecuada (con suficiente nivel de detalle) cómo la variabilidad (volatilidad y no despachabilidad) contribuirá a la suficiencia de los sistemas en el largo plazo y de esta forma determinar de mejor manera las necesidades de inversión del sistema.

- En los mercados en los que todavía en mayor o menor medida se espera que la inversión en generación “convencional” surja de la libre iniciativa de los agentes del mercado, la necesidad de desarrollo de herramientas es aún mayor: a los problemas aludidos en el párrafo anterior, se plantea la necesidad de evaluar representar el proceso de formación de precios junto con la incertidumbre asociada a las decisiones de la competencia. Adicionalmente, en el caso de los reguladores, la actual preocupación consiste en analizar si los mecanismos de mercado de corto plazo necesitan algún tipo de complemento regulatorio (mecanismo de capacidad) que permita guiar la inversión para que se facilite la penetración masiva de estas nuevas energías limpias sin al tiempo poner en riesgo la seguridad y fiabilidad del suministro³.

Pero la penetración de nuevas fuentes de origen renovable no plantea sólo retos para el desarrollo futuro de la actividad de generación. Dado su carácter disperso y distribuido, estas tecnologías plantean enormes retos para el adecuado desarrollo de las redes, de la alta a la baja tensión. La planificación integrada de los sistemas de transporte tomando en cuenta múltiples escenarios de generación y demanda, es un tema de investigación intensa. Al tiempo, la proliferación de generación de pequeño tamaño en las redes de distribución plantea la necesidad de redefinir no sólo los procedimientos de operación de estas redes, sino también los criterios de expansión de las mismas y sobre todo ello, de la regulación que los dirige, ver Pérez-Arriaga et al. (2013).

Finalmente, el uso de almacenamiento y de la respuesta de la demanda para reducir el impacto de la variabilidad de la producción de las plantas eólicas y solares está llevando al desarrollo de nuevas soluciones tecnológicas, modelos de negocio y alrededor de todo ello, de metodologías de análisis.

La búsqueda del modelo total

No hay dos sistemas eléctricos iguales y por tanto cada sistema plantea a los encargados de estudiar la forma correcta de operarlos y planificarlos retos diferentes. Esto se ha traducido de forma paralela en estos ámbitos en el desarrollo de herramientas de apoyo a la toma de decisión distintas en función de la región en la que uno se encuentre.

Sin embargo, si bien es cierto que cada caso es distinto, a la hora de clasificar los modelos de evaluación, optimización y análisis de la operación, planificación y expansión del parque de generación, sí es posible distinguir dos grandes tendencias:

³ En ambos contextos, uno de retos implícitos en el proceso de planificación a largo plazo, tanto para el caso de la planificación centralizada como indicativa es la reevaluación de los objetivos de fiabilidad (por ejemplo en el cálculo de la probabilidad de pérdida de carga objetivo, cómo considerar no sólo la contribución de la ERNC sino la de la respuesta de la demanda).

por un lado sistemas eléctricos limitados en potencia (*capacity-constrained systems*) y sistemas limitados en energía (*energy-constrained systems*). Por simplificar, en los primeros, los problemas de escasez ocurren porque no hay suficiente capacidad instalada disponible (MW) en un momento dado para suministrar la demanda (e.g. por la pérdida de dos centrales nucleares y/o una producción mínima de viento); agregando todas las horas, el sistema podría tener energía disponible suficiente para suministrar la demanda ese día (capacidad térmica de sobra en el valle), pero carece de capacidad instalada para suministrar todo lo requerido en la punta de demanda. En los sistemas limitados en energía ocurre lo contrario: un escenario de racionamiento se produce por falta de energía disponible; el sistema podría suministrar la punta de demanda, pero no alcanzaría a suministrar la demanda en el resto de las horas del día/semana.

- La mayoría de los sistemas eléctricos europeos (con la excepción hasta hace relativamente poco del sistema nórdico) y norteamericanos han sido tradicionalmente sistemas limitados o restringidos en capacidad. En otras palabras, la relación instantánea (e.g. horaria) entre capacidad y energía disponible en estos sistemas (por la falta de grandes embalses hidráulicos) ha supuesto que la preocupación de los operadores y agentes haya estado muy centrada en modelar en detalle el muy corto plazo (rampas, reservas muy rápidas, costes de arranque, disponibilidad de grupos térmicos, etc.) El resultado ha sido por tanto que en estos sistemas se desarrollen herramientas tremendamente sofisticadas a la hora de modelar el tradicionalmente llamado problema de *unit commitment* en el corto plazo (de periodos horarios hasta de cinco minutos). Los llamados *Security Constrained Economic Dispatch models* en uso en los mercados gestionados por los ISOs en Estados Unidos, o el antiguo programa Goal en uso en Inglaterra hasta la desaparición del pool con la llegada del NETA o el actual modelo de casación en uso en Irlanda (y todas las herramientas desarrolladas por y para los agentes operando en estos mercados) son buenos ejemplos de ello. Al tiempo, la escasa incertidumbre más allá del corto plazo sobre la disponibilidad del combustible en las unidades de generación de estos sistemas mayoritariamente térmicos ha implicado que estos modelos no requiriesen demasiada sofisticación a la hora de analizar el medio y largo plazo.
- Por el contrario, una importante proporción de los sistemas latinoamericanos han sido tradicionalmente sistemas que pueden considerarse en contraposición con los anteriores como limitados en energía, i.e. suministrar en un instante en particular la demanda de punta en una hora aislada no ha sido tradicionalmente un problema. La existencia de embalses con amplia capacidad de almacenamiento ha supuesto hasta la fecha que no fuera necesario modelar la operación en el corto plazo con demasiado detalle. Pero sin embargo, en estos sistemas, a diferencia de los enunciados en el punto anterior, la adecuada representación de la incertidumbre y la determinación de las estrategias óptimas de gestión de los recursos hidráulicos y su interacción con el parque térmico, no sólo en el medio sino también en el largo y muy largo plazo, de gran complejidad metodológica y computacional ha sido clave.

La penetración de fuentes de energía no convencional está cambiando radicalmente este paradigma en ambos contextos, lo que permite no sólo prever sino ya observar un claro proceso de convergencia.

- En algunos de los sistemas (principalmente) europeos (Alemania, España y Portugal, Dinamarca y su enlace con el sistema noruego) el desarrollo de la energía eólica y solar se ha producido a tal velocidad y en tal cantidad (e.g. cerca de 30GW de generación solar instalada y máxima producción de 24GW en Alemania sobre una punta de demanda anual de alrededor 60GW, o más de 20GW de generación eólica en España para una punta de alrededor de 40GW), que ha requerido y sigue requiriendo un enorme esfuerzo para tratar de adaptar las herramientas a la nueva realidad. Por ejemplo, como el problema se da en las pocas horas en las que las necesidades de demanda térmica son máximas⁴, no es válido por ejemplo usar modelos que agreguen periodos; como la necesidad de ciclar los grupos térmicos -i.e. someterlos a un régimen de arranques y paradas intenso y a muchas horas de producción a mínimo técnico, ver Battle y Rodilla (2012)- es creciente, se hace cada vez más necesario representar la cronología. Y en el horizonte, en el cual se está trabajando, está la necesidad de considerar en los modelos el papel que a medio plazo jugarán tanto el almacenamiento (con capacidad de regulación en cualquier caso no mayor que semanal) y la gestión de la demanda (aún poco desarrollada en Europa pero relevante por el contrario en algunos de los mercados en los Estados Unidos).
- En el caso de los sistemas latinoamericanos, la evolución que cabe esperar va en la dirección contraria. La crecientes dificultades que surgen a la hora de emprender nuevas inversiones en centrales hidráulicas con capacidades significativas de embalse conduce a que la gran capacidad de almacenamiento con la que todavía se cuenta en un buen número de estos sistemas pueda reducirse en términos relativos. Será por tanto desarrollar las ya de por sí avanzadas herramientas para el apoyo de la planificación con la que se cuenta en el momento actual, capaces de analizar sistemas de gran tamaño representando la incertidumbre asociada a los caudales para poco a poco ir incorporando una mayor granularidad en el detalle con el que se representa el corto plazo, dado que la incertidumbre asociada a la producción eólica y solar, si bien puede presentar una cierta estacionalidad, es especialmente relevante en el corto plazo (dentro del día o la semana).

Un problema adicional asociado a la penetración de ERNC que distingue ambos tipos de sistemas es la necesidad de contar con generación flexible capaz de modular la producción con gran velocidad (i.e. capaz de dar rampas pronunciadas). En los sistemas con alto componente hidráulico, este es un problema inexistente, dada la quasi-infinita capacidad de esta tecnología de proveer energía casi de forma instantánea. Por el contrario, en el caso de los sistemas de gran componente térmico, la gestión de las rampas pasa a ser un aspecto relevante, que ya consideran las herramientas de análisis en el corto plazo, pero que poco a poco deberán ser capaces de considerar las herramientas de apoyo al análisis de la expansión.

A todo ello, por si el problema no fuese suficientemente complejo, será necesario añadir una representación suficiente de la capacidad de la red de transporte para

⁴ Es importante no olvidar que en el nuevo escenario la punta ya no es necesariamente la hora de mayor demanda, sino la hora en la que la demanda neta es mayor (demanda menos generación de ERNC no gestionables, i.e. eólica y solar), i.e. podría darse por ejemplo en un fin de semana si la producción de las ERNC es extraordinariamente escasa.

permitir estos nuevos desarrollos del parque de generación. Y como objetivo último, permitir no sólo que las herramientas de planificación de la generación consideren las restricciones de red, sino que se pueda realizar una planificación integrada de la generación y el transporte.

Por tanto, el objetivo último para unos y otros sistemas es desarrollar las actuales herramientas para permitir el estudio del nuevo contexto en el que cabe esperar se encontrarán los sistemas eléctricos, cuando la penetración de fuentes de energía renovable lleve a las actuales capacidades de los sistemas eléctricos a su máximo nivel de estrés.

Los objetivos de este informe son: (i) hacer una breve revisión de las oportunidades y desafíos para la integración de las fuentes de energía renovable (hidroelectricidad, eólicas, biomasa, solar etc.) en América Latina; (ii) describir los requerimientos de los modelos computacionales operativos y de planificación para representar de manera adecuada los atributos (beneficios y costos) de estas fuentes; (iii) analizar las herramientas computacionales utilizadas hoy en una muestra seleccionada de países; y (iv) sugerir posibles perfeccionamientos en las mismas.

Estructura del documento

El informe se articula alrededor de los siguientes aspectos:

- La sección 1 presenta una visión general de las renovables en América Latina.
- La sección 2 presenta un análisis conceptual de los impactos causados por la penetración de ERNCs sistemas eléctricos.
- En la sección 3 se desarrolla una breve descripción de algunas de las soluciones que se están o que podrían ponerse en práctica para optimizar y al tiempo permitir maximizar la penetración de ERNC.
- La sección 4 discute algunos aspectos conceptuales básicos que deben ser tenidos en cuenta a la hora de afrontar el problema de la planificación de sistemas eléctricos a largo plazo.
- En la sección 5 se revisan de forma general los principales enfoques computacionales que se están aplicando o estudiando para apoyar la toma de decisiones de expansión de sistemas eléctricos, tanto para el lado de la generación como de las redes (transmisión y distribución)
- En la sección 6 se analiza una recopilación de experiencias de algunos países seleccionados de América Latina. El objetivo es presentar brevemente como cada país está conduciendo sus procesos de planificación, poniendo el foco en las herramientas computacionales utilizadas.
- Finalmente, el capítulo 7 presenta las conclusiones y sugerencias de perfeccionamientos.

No hace parte de este documento un análisis de elementos de política energética necesarios para incentivar comercialmente el desarrollo de las nuevas renovables. Estos mecanismos son muy dependientes del ambiente regulatorio, económico y político de cada país y ya fueron exhaustivamente estudiados por diversos expertos, ver por ejemplo Mastropietro, P. et al (2013).

2 ENERGÍA RENOVABLE EN AMERICA LATINA

2.1 Energía renovable en América Latina: convencionales y no convencionales

América Latina y el Caribe poseen un rico patrimonio de recursos naturales, no sólo de origen renovable. El aprovechamiento de los recursos renovables en la región ha estado centrado históricamente en las centrales de energía hidroeléctrica, que ha hecho con que la región ya tenga hoy, en lo que se refiere a las emisiones de gases de efecto invernadero, una de las matrices eléctricas más limpias del mundo.

La Figura 1 abajo muestra la capacidad instalada total y participación de la energía hidroeléctrica en la región.

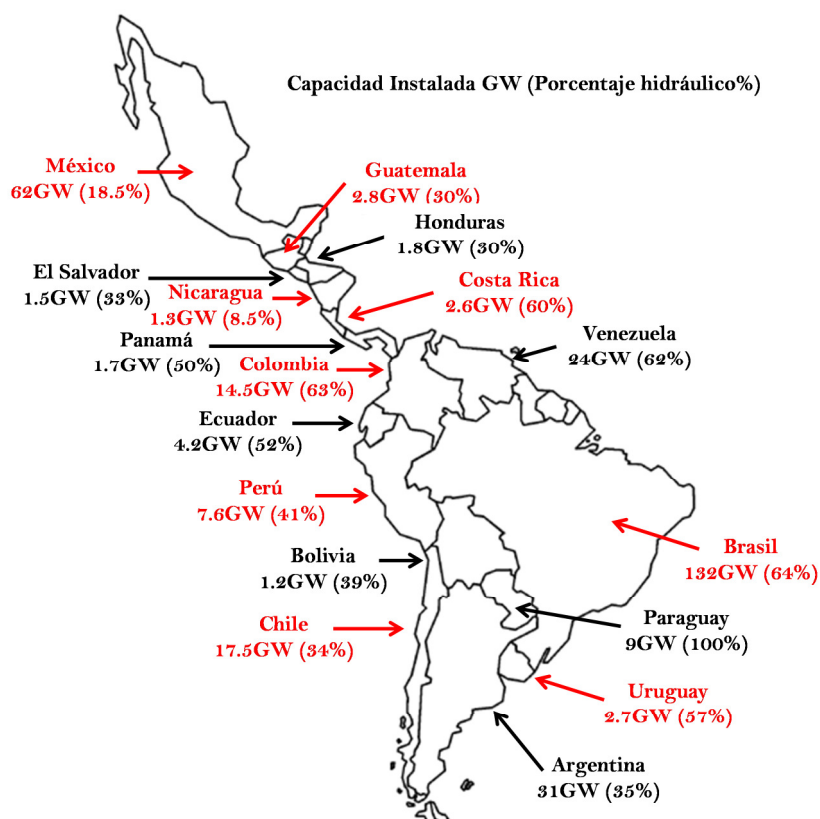


Figura 1. Capacidad Instalada y participación hidroeléctrica en Latinoamérica (fuente: BID, 2013)

Si bien la disponibilidad y la calidad de los datos sobre el potencial real cada uno de estos recursos varían mucho, el potencial de explotación de nuevas fuentes de energía renovable, tales como eólicas, biomasa, geotérmica y solar es en principio extraordinario.

Sin embargo, a pesar de este potencial, la penetración de estas fuentes de energía renovable no convencional es aún reducida. Por un lado, el hecho de que ninguno de estos países se encuentre entre los que en el Protocolo de Kyoto se incluyeron en el Anexo B, y como consecuencia, la ausencia de una obligación/compromiso formal de reducción de gases de efecto invernadero, y por otro, la situación de la economía mundial y la menor renta per cápita de estos países (lo que no ha hecho factible

sobrecargar el peso de la factura eléctrica que pagan los usuarios), ha supuesto que el desarrollo de estas tecnologías no haya sido una prioridad al menos hasta que los costes se han acercado a valores próximos a los que supone invertir en nuevas instalaciones de generación de tecnología convencional.

Esta situación, sin embargo, está en pleno proceso de cambio y la presente década ha empezado con una significativa penetración de las nuevas fuentes en la región. Las principales razones para este cambio se discuten a continuación.

2.2 El rol de las nuevas fuentes renovables en América Latina

Bajo el punto de vista de la *seguridad de suministro* de electricidad, las nuevas fuentes permiten diversificar el mix de generación actual, fuertemente basado en generación hidroeléctrica y, por lo tanto, vulnerable a los fenómenos climáticos tales como El Niño/La Niña.

Además, la creciente indefinición de las políticas de concesión de permisos para la construcción de nuevas centrales hidráulicas, combinada con la creciente capacidad de influencia y bloqueo de grupos opositores a la construcción de embalses, ha resultado en retrasos en la construcción de estas plantas, lo que ha afectado la fiabilidad de suministro.

En contraste, las ERNC son proyectos de menor escala, geográficamente distribuidos, sujetos a menores obstáculos a la hora de obtener licencias ambientales y que permiten diversificar el mix energético. Adicionalmente, el tiempo de construcción de estas fuentes (18-24 meses) es mucho menor que los cinco a siete años que como mínimo se necesitan para completar un proyecto hidroeléctrico. Esto permite una mayor flexibilidad en la entrada de nueva capacidad, lo que es un atributo importante debido a la incertidumbre en el crecimiento de la demanda. Al tiempo, también son una solución atractiva para el acceso a la electricidad en poblaciones aisladas.

Bajo el punto de vista *económico*, en especial en el actual contexto en el cual la capacidad de financiación a nivel mundial se ha reducido significativamente, el menor tamaño de las ERNC presentan una clara ventaja frente al elevado coste de capital de los grandes proyectos hidroeléctricos en proceso de construcción en la región –e.g. la central Belo Monte (11,233 MW) en Brasil o la central Pescadero Ituango (2,400 MW) en Colombia y proyectos potenciales como Aysén en Chile (2,000 MW)–.

Adicionalmente, la sustitución del uso de combustibles fósiles importados (combustibles fósiles líquidos, carbón o gas) por la producción de fuentes renovables locales permite: (i) reducir las emisiones de gases de efecto invernadero; (ii) generar ahorros de moneda extranjera; y aunque se puede discutir mucho la eficiencia de políticas en este sentido, (iii) estimular la instalación de fabricantes locales, aumentando la creación de empleo y contribuyendo para el crecimiento económico.

Otra razón importante para la competitividad económica de las ERNC es su ubicación: en ocasiones, por su carácter a menudo distribuido, pueden localizarse más cerca de los centros de carga, lo que reduce las pérdidas y los refuerzos en los sistemas de transmisión y distribución.

Adicionalmente, por los motivos que se discuten a continuación, el impacto negativo que la volatilidad y no despachabilidad de estos recursos en sistemas puramente

térmicos (limitados en potencia, tal y como se introducía con anterioridad) es al menos en una etapa inicial poco relevante gracias a la disponibilidad de abundante capacidad de almacenamiento (dependiendo obviamente del sistema, la situación es muy distinta por ejemplo en el norte de Chile que en Brasil). En otras palabras, los embalses funcionan como “almacenes energéticos” que manejan el agua, el viento y la energía de la biomasa.

Finalmente, tal y como se discute a continuación, para muchos países de la región el régimen de producción de las ERNC presenta complementariedades con el correspondiente a las centrales hidroeléctricas, lo que permite generar sinergias de gran valor para el sistema.

3 IMPACTO DE LA ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

En esta sección se discuten en primer lugar y con mayor detalle los principales impactos de la ERNC en la planificación, operación y control de la generación de los sistemas eléctricos. Posteriormente se discuten también de forma breve las nuevas necesidades que estas tecnologías van a plantear a los operadores y planificadores de las redes de transporte, tanto de transmisión como de distribución.

3.1 Impactos sobre la operación del parque generador

3.1.1 Variabilidad de la generación eólica y solar

Tanto la energía eólica como la solar son *no controlables*, *impredecibles* e *intermitentes* (lo que hace que en el cómputo general se las califique como “variables”). El hecho de ser no controlable implica que la posibilidad de que una unidad determinada no esté disponible cuando es necesaria es significativamente mayor que en el caso de plantas controlables, por ejemplo una térmica convencional. Por ejemplo, la Figura 6 muestra la variabilidad horaria típica de la velocidad del viento en Brasil. A título ilustrativo de la experiencia europea, en EURELECTRIC (2010) se muestra que, en media, solo el 4% (2,5% en España y 5,5% en Alemania) de la capacidad eólica instalada tiene una probabilidad superior al 95% de estar disponible en todo momento.

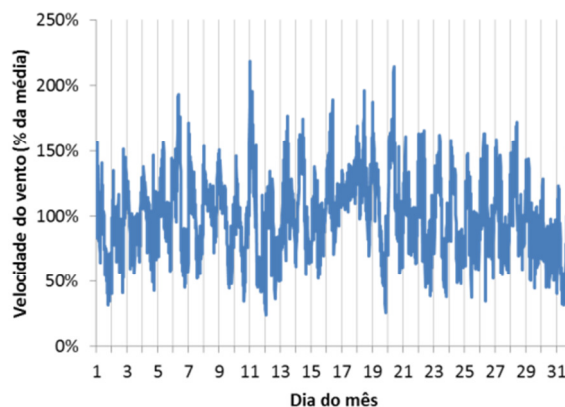


Figura 2. Velocidad del viento horario típica en Brasil

Dicha variabilidad también ocurre en escala estacional. La Figura 3 muestra el perfil de producción de la generación solar PV en Alemania a lo largo de este año 2013.

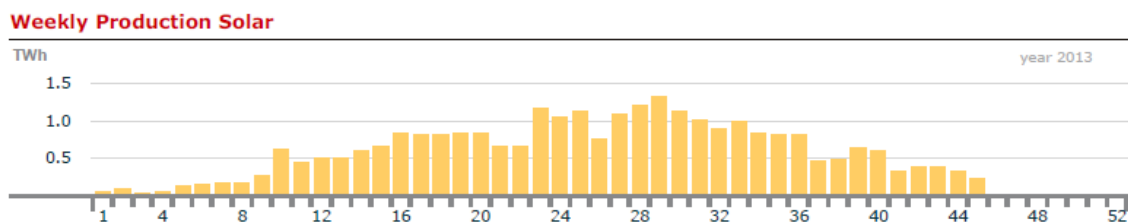


Figura 3. Producción solar semanal en 2013 en Alemania (Burger, 2013)

La Figura 4 presenta la estacionalidad típica de la producción eólica y de hidroeléctrica en Brasil y su enorme variabilidad por escenarios hidrológicos y de viento extraídos de su histórico de medidas⁵.

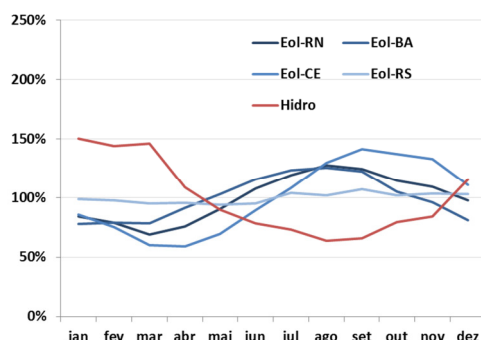


Figura 4. Velocidad del viento horario típica en Brasil

La variabilidad de la generación eólica se reduce también teniendo en cuenta la agregación espacial. La producción eólica repartida en grandes áreas tiene una menor variabilidad que la producción de un parque eólico en particular. Esto se ejemplifica en la Figura 5, que muestra el efecto de la agregación de la producción eólica en Brasil (la distribución de frecuencia en azul muestra el efecto portafolio).

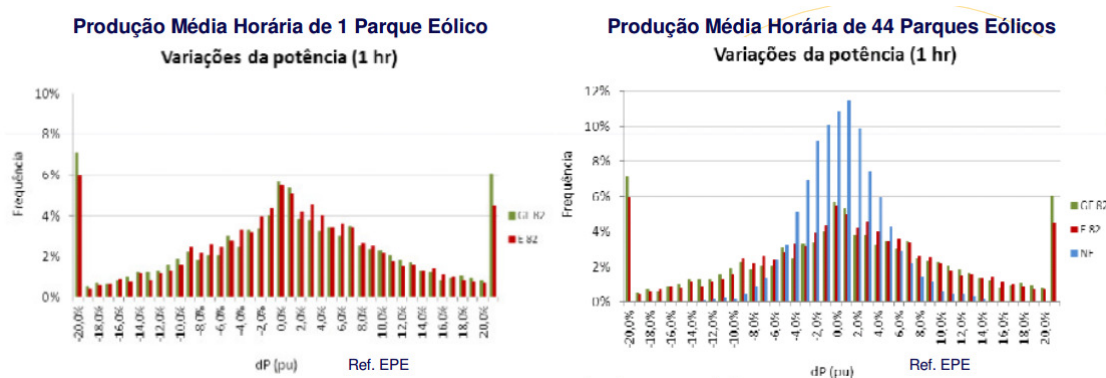


Figura 5. Efecto de la agregación de la producción eólica en Brasil

Si bien es cierto que las técnicas de predicción de la producción eólica han mejorado significativamente en los últimos años, las mismas siguen siendo más difíciles que, por ejemplo, la predicción de la demanda. En general, solo las predicciones muy cercanas al tiempo real tienen una alta precisión (Xie et al., 2011). Si ya el error en la predicción a una o dos horas del tiempo real (para un determinado parque eólico) está alrededor del 5-7%, para previsiones de un día para otro, el error aumenta hasta el 20% (Milligan et al., 2009).

En lo que se refiere a la energía solar, la variabilidad se caracteriza por un patrón diario y estacional, donde el pico de producción ocurre en las horas centrales del día y en el verano, lo que presenta, para niveles de penetración bajos, una buena correlación con las horas de alta demanda de muchos sistemas eléctricos.

⁵ En el caso de la producción eólica, el histórico de medidas es de solamente 4 años.

En particular, cuando los picos de demanda se deben al consumo de los equipos de aire acondicionado en verano (el caso en la inmensa mayoría de los sistemas en los EEUU), la penetración solar (fotovoltaica) reduce el pico de la demanda neta (demanda menos producción solar). Sin embargo, conviene matizar que a medida que la penetración solar se incrementa, el pico de demanda neta se va trasladando a la tarde-noche, donde ya no hay generación solar. Es por esto que su aportación en este sentido es limitada.

En la figura siguiente se representan las demandas netas correspondientes a la estación de verano e invierno en España. En la secuencia de abajo se puede ver cómo, al aumentar la penetración solar, se reduce de forma limitada el pico de demanda neta.

La situación más interesante nos la encontramos en invierno, donde las sinergias entre el perfil de demanda en España y el perfil de producción solar son casi nulas, y tal y como se puede ver en la figura, el sol no es capaz de reducir en absoluto la demanda neta. Es más, como en el caso de España coincide que el pico anual es en invierno (situación habitual en el continente europeo), nos encontramos con que el pico anual no se reduce como consecuencia de la penetración solar.

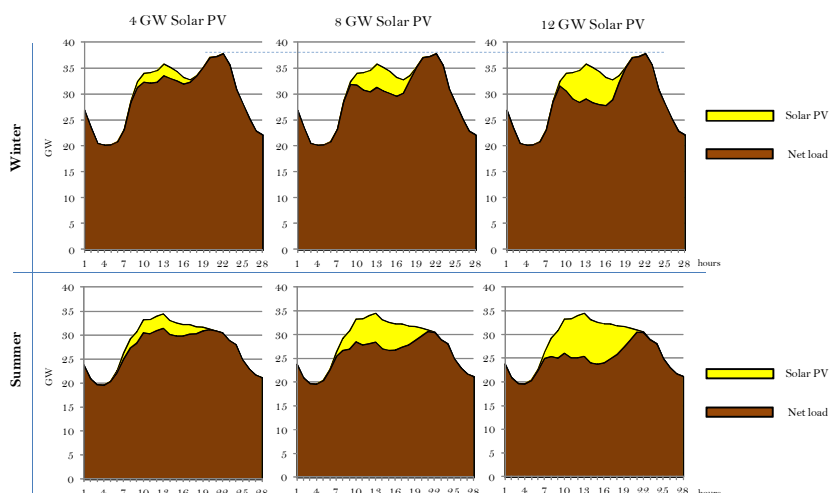


Figura 9. Contribución de la generación solar a la reducción de las necesidades de generación de punta

Por otro lado, debido al efecto de la nubosidad y la falta de inercia térmica y mecánica en las plantas fotovoltaicas, esta tecnología presenta grandes variaciones de potencia en intervalos bastante cortos. La diversificación espacial, tal como en el caso de la eólica, puede mitigar parcialmente esta variabilidad.

La producción de las plantas fotovoltaicas es en general más predecible do que las eólicas, gracias a la posibilidad de utilizar satélites para obtener informaciones sobre la dirección y la velocidad de desplazamiento de las masas de nubes.

3.1.2 Taxonomía de los impactos

Cuando la actividad de producción de energía eléctrica está integrada verticalmente, el proceso completo de toma de decisiones está organizado de manera jerárquica y con múltiples acoplamientos entre estas decisiones. Las decisiones de más largo plazo (aumento de la capacidad instalada de generación o transmisión) aportan información y condicionan hasta cierto punto las decisiones de corto plazo, tales como la

coordinación hidrotérmica o la programación de las diferentes centrales. En los sistemas eléctricos liberalizados, los diferentes agentes toman la mayor parte de las decisiones referentes a la generación de manera descentralizada, sustituyendo de este modo la planificación centralizada y coordinada de la expansión o la operación del sistema. Ya las redes de transmisión se gestionan como un monopolio regulado.

Desde el punto de vista de la confiabilidad del suministro (NERC 2009), hay que considerar diferentes horizontes temporales. En el horizonte de segundos o minutos hasta el tiempo real, la confiabilidad está en gran parte controlada por equipos automáticos y sistemas de control. Para horizontes de entre minutos hasta una semana, la planificación de la operación debe decidir las unidades que participarán de modo que se garantice la seguridad del suministro tanto en condiciones normales como ante contingencias y perturbaciones. Para mayores horizontes de tiempo, los encargados de la planificación deben garantizar que las instalaciones de generación y transmisión son las adecuadas para mantener unas condiciones de operación fiables.

La penetración de la generación intermitente afecta a las decisiones que se toman en todos los horizontes temporales y geográficos, ya que una tecnología de generación cuya producción es variable y solo parcialmente predecible, y tiene costos variables de operación iguales a cero, se incorporará a un sistema en el que la generación y una demanda que varía en el tiempo tienen que estar en continuo equilibrio. Cuando se dan altos niveles de penetración, las características globales del sistema eléctrico pueden verse alteradas de manera significativa. Estos cambios tienen que ser considerados y acomodados en los procesos de operación y planificación, que no fueron diseñados para incorporar grandes cantidades de generación intermitente. Una gran variedad de nuevos problemas deben ser abordados: (i) un aumento de la flexibilidad del sistema mediante un mejor uso de la capacidad de transporte entre áreas vecinas; (ii) gestión activa de la demanda; (iii) uso óptimo de la capacidad de almacenamiento (incluyendo el bombeo); y (iv) cambios en las reglas de mercado para permitir cambios en los programas de producción más cerca del tiempo real. El futuro mix de tecnologías de generación tendrá que ser capaz de integrar una alta penetración de recursos intermitentes y ser capaz de gestionar un mayor grado de ciclado de las unidades térmicas, menos horas de utilización y un cambio en el patrón de los precios del mercado.

La operación del sistema engloba diversos intervalos temporales. Una característica común de todos ellos es que la capacidad instalada está determinada y las decisiones a tomar se limitan a cómo operar las diferentes unidades de producción. La discusión se centrará en estudiar cómo afectan las tecnologías intermitentes a la programación de las reservas y a los procedimientos para garantizar la estabilidad del sistema. En todos los casos, la red de transmisión no se tendrá en cuenta en el análisis.

De entre los numerosos impactos, a continuación se centra la discusión en un tema importante: cómo una elevada penetración de renovables afectaría a los servicios de *provisión de reservas de operación*.

3.1.3 Requerimientos adicionales de reservas operativas

Un asunto crítico en la operación de los sistemas de energía eléctrica en los que existe un gran volumen de recursos intermitentes de generación es la cantidad de reservas

de operación que se necesitan para garantizar una operación segura y eficiente. Esto en la práctica implica (Holttinen et al., 2011): (i) una operación más cara, ya que un cierto número de plantas tienen que mantenerse listas para entrar en producción en vez de ser utilizadas para la producción regular de electricidad, independientemente del marco regulatorio; y (ii) un impacto a largo plazo en el mix de generación, puesto que tendrán que realizarse las oportunas inversiones en este tipo de plantas capaces de suministrar reservas de modo que estén listas para funcionar cuando el nivel de penetración de las tecnologías intermitentes las haga imprescindibles.

Una revisión de los numerosos estudios que se han desarrollado con respecto de la relación entre la penetración de tecnologías intermitentes y la necesidad de reservas adicionales llevan a una serie de conclusiones generales, que tienen que adaptarse a las características propias de cada sistema eléctrico (en particular, a los de América Latina):

- La observación y el análisis de datos de operación obtenidos de parques eólicos reales han demostrado que los cambios en el valor de la producción no son tan rápidos como para ser considerados una contingencia.
- Tanto la incertidumbre en la predicción como la variabilidad de la producción de la energía eólica pueden afectar a la cantidad de reservas secundarias necesarias, pero en la mayoría de los casos no de una manera significativa. Las reservas de respuesta rápida (primaria y de regulación) deberían estar preparadas para responder ante rápidas fluctuaciones de la producción eólica y solar. Sin embargo, los sistemas eléctricos siempre han necesitado este tipo de reservas para responder ante variaciones de la demanda o contingencias inesperadas. Por tanto la relevancia en la práctica, tanto en el coste como en la capacidad de reserva, de la penetración de generación intermitente puede considerarse bastante limitada.
- Más importante es el impacto de los errores en la predicción de la producción de las energías eólica y solar en la programación de las unidades convencionales que se realiza para el “día siguiente”, que en muchos países es conocido como en el mercado del day-ahead. Esto provoca que sea necesario tener preparada una importante cantidad de generación flexible con tiempos de arranque relativamente cortos y/o capacidad de variar el nivel de producción rápidamente, por ejemplo centrales de ciclo combinado o turbinas de gas o hidráulicas, para permitir el seguimiento de la demanda y el suministro de reserva terciaria. La determinación del nivel de estas reservas se hace generalmente en el *day-ahead*, en el que los errores en la predicción del viento, si bien los modelos de predicción están mejorando con el tiempo, son todavía relativamente altos, ver Figura 6. En un sistema correctamente diseñado, será necesario disponer de un volumen suficiente de este tipo de centrales flexibles de punta para el no tan infrecuente caso de periodos relativamente largos en los que las producciones eólica y solar se mantengan en niveles bajos. Es importante señalar que la necesidad de disponer de reservas no significa necesariamente que estas centrales de punta vayan a utilizarse realmente para la producción de energía eléctrica, sino más bien que exista la posibilidad de que puedan hacerlo rápidamente.

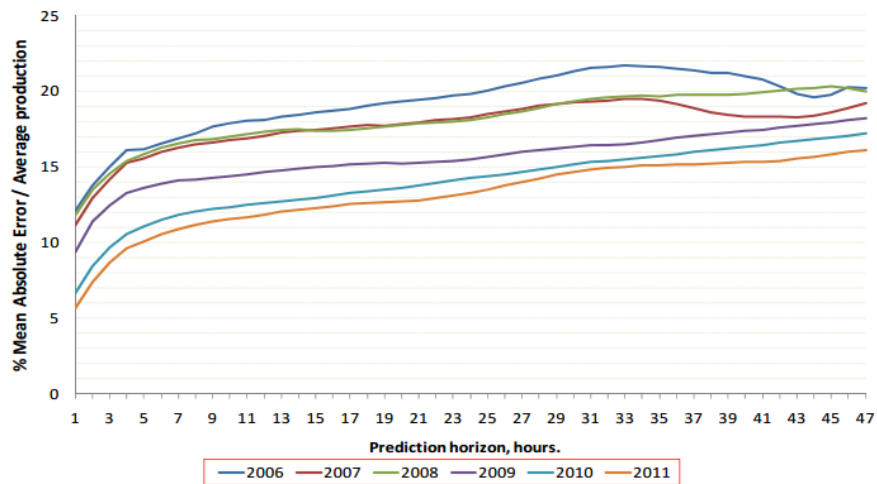


Figura 6. Evolución del error de la predicción eólica en España (fuente Red Eléctrica de España)

Este requerimiento adicional de reservas implica que una cantidad cada vez mayor de unidades térmicas tendrán que ser programadas de manera obligatoria. Esto reduce las posibilidades de las empresas generadoras de gestionar su parque de generación (la posibilidad de vender su energía en el mercado diario se ve limitada) y en consecuencia se reduce la cantidad de energía disponible para ofertar, lo cual puede llevar a un aumento de los precios.

Los resultados obtenidos en varios estudios realizados a escala mundial señalan que los requerimientos de reservas aumentan con una alta penetración de energía eólica, por ejemplo en Parsons & Ela (2008), Holttinen et al. (2011) o EURELECTRIC (2010). La Figura 7 muestra los resultados obtenidos para Irlanda: el impacto de la penetración de energía eléctrica en los requerimientos de reservas está estrechamente relacionado con el aumento del error en la predicción del viento a medida que nos alejamos del tiempo real. En la Figura 8 se presenta una muestra de varias experiencias internacionales.

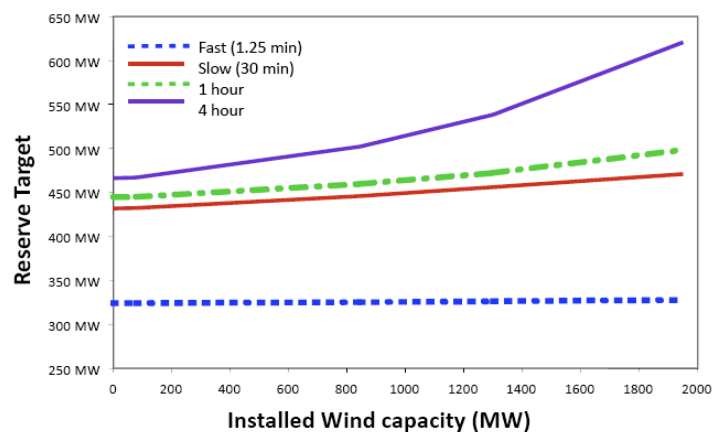


Figura 7. Requisitos de reserva de funcionamiento en función de la penetración de la energía eólica⁶

⁶ Fuente: MIT 2011 Wind Week. Presentación del Prof. O'Malley. Disponible en <http://web.mit.edu/windenergy/windweek/Workshop2011.html>.

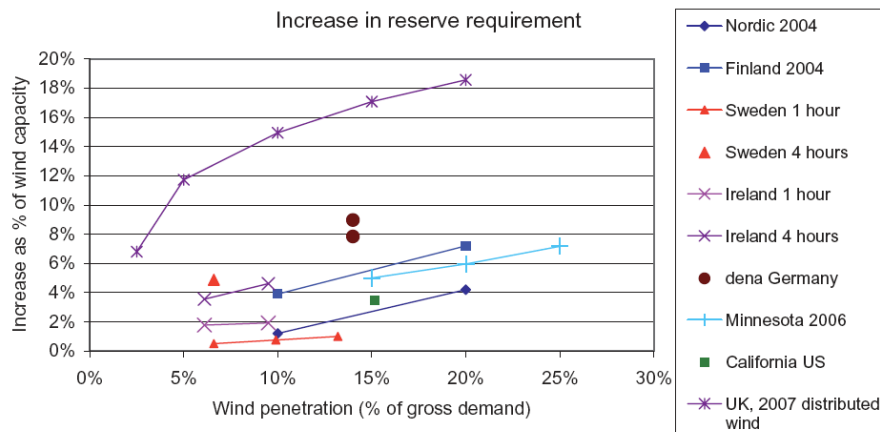


Figura 8. Aumento de la exigencia de reservas debido a la energía eólica⁷

Como señala Holttinen et al. (2011) un “aumento en las necesidades de reservas” no necesariamente implica nuevas inversiones, ya que los países en los que existe una alta penetración de energía eólica han aprendido a partir de su experiencia. Conviene señalar que la mayor parte de las necesidades de reservas asociadas a la energía eólica aparecen cuando su producción es alta y, por tanto, las centrales convencionales disponen de más capacidad ociosa para suministrar las reservas. El problema más importante parece ser la limitada capacidad de algunas centrales convencionales termoeléctricas para seguir rampas pronunciadas y prolongadas en el tiempo en el caso de grandes errores en la predicción del viento. En América Latina la predominancia de la generación hidroeléctrica tiene un rol importante en proveer flexibilidad operativa para la integración de renovables.

Sin embargo, debe prestarse una especial atención a la relación entre flexibilidad y reservas. Hay que tener en cuenta que la necesidad de flexibilidad no coincide con la necesidad de reservas, siendo esta última menor dado que una parte de la variación de la demanda neta (la demanda original menos la producción intermitente) puede ser prevista. Como se ha visto anteriormente, las reservas están relacionadas principalmente con los errores de previsión mientras que la flexibilidad en la programación de unidades se ocupa también de las desviaciones en la producción. Esto apunta a la pregunta abierta de cómo definir de una manera precisa los requerimientos de flexibilidad de un sistema eléctrico y cómo incentivar la inversión en la tecnología correcta y la provisión de servicios de flexibilidad.

3.2 Impacto de las ERNC en la expansión de la capacidad de generación de sistemas eléctricos

Como consecuencia de las características anteriormente descritas de la generación intermitente, el mix deseable de generación en el largo plazo es susceptible de cambiar significativamente. Por un lado, altos niveles de penetración intermitente harán recomendable la inversión en tecnologías más flexibles. Por otro lado, es evidente que hará falta generación de soporte para aquellos momentos en los que la disponibilidad de los recursos sea baja. Gran parte de esta generación de soporte

⁷ Fuente Holttinen et al. (2011).

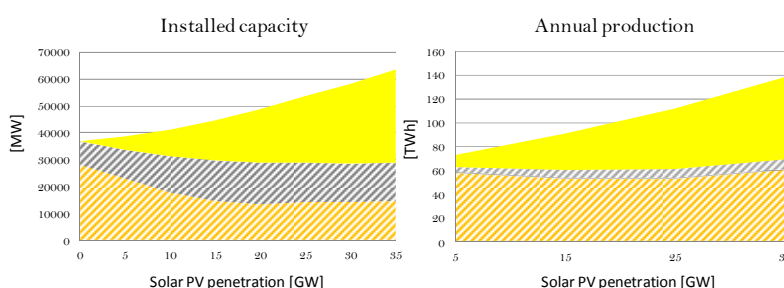
estará sujeta a factores de utilización muy bajos, como consecuencia del desplazamiento sufrido por la producción de la generación intermitente.

En general, tal y como se ha apuntado, estos requerimientos dependen en gran medida de que el parque sea puramente térmico o de que disponga de una cierta cantidad de recursos hidráulicos regulables.

En este sentido, se muestra en la figura inferior la evolución las inversiones óptimas en plantas de ciclo combinado y plantas de turbina de gas para diferentes casos de penetración solar en dos sistemas inspirados respectivamente en ERCOT y en California en el año 2030. Como se puede observar, en el caso de ERCOT (sistema térmico), la mayor penetración de sol hace recomendable la instalación de crecientes cantidades de plantas de turbina de gas. Por el contrario, cuando en el sistema hay una cierta componente hidráulica, podemos ver cómo ocurre lo contrario. A mayor nivel de penetración solar, menor capacidad instalada de turbinas de gas.

En ambas figuras se puede también observar cómo la nueva capacidad térmica requerida (el número total de MW instalados) disminuye sólo para bajos niveles de penetración solar. Es por esto que la capacidad firme del sol es ciertamente limitada.

Nuevas inversiones en sistema térmico para distintos niveles de penetración solar (ERCOT)



Nuevas inversiones en sistema térmico para distintos niveles de penetración solar (California)

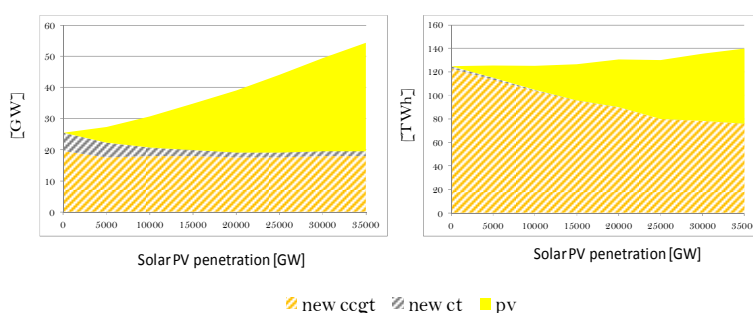


Figura 9. Necesidades de nueva inversión térmica frente a una amplia penetración solar

3.3 Impactos sobre la planificación de las redes de transporte

3.3.1 Transmisión

Debido por un lado a la naturaleza intermitente de la producción de la mayor parte de las tecnologías de generación renovable y por otro al reparto no uniforme del recurso energético primario, es previsible que la integración de grandes cantidades de este tipo de tecnologías traiga consigo un significativo aumento de los flujos de energía

entre las distintas áreas de aquellos sistemas eléctricos que presentan una diversidad relevante así como un aumento de la variabilidad en las condiciones de dichos sistemas. Si se pretende transportar grandes cantidades de energía desde zonas alejadas (como por ejemplo es el caso de la producción eólica offshore, producción solar desde zonas desérticas, etc.), un simple refuerzo de las redes de transporte existente puede no resultar suficiente. Por ello, algún tipo de superestructura podría ser necesaria, probablemente en el uso de niveles de tensión mucho mayores y tecnología de corriente continua. El desarrollo de las redes en este nuevo contexto y en el caso particular de sistemas regionales, como podría ser por ejemplo el caso de Centroamérica o la Comunidad Andina⁸ deberá planificarse preferiblemente de una manera centralizada o al menos fuertemente coordinada, empleando un gran número de potenciales estados del sistema y alternativas tecnológicas durante el proceso de planificación.

El número grande de centrales renovables de pequeño tamaño, con producción variable demanda y ubicadas de forma dispersa en los países aportan muchos desafíos para la planificación de la red de transporte. A estos desafíos se añade la necesidad de representar el desarrollo de otras fuentes de energía, que transforma la planificación de la transmisión en un problema de grande complejidad. En términos regulatorios, el desafío es como armar un esquema de planificación que sea eficiente y con una asignación de costos correcta entre las renovables (Barroso et al., 2009).

3.3.2 Distribución

Cuando la penetración de ENRC en los sistemas de distribución es relevante, los costes de operación de la red aumentan si se mantiene la estrategia *business-as-usual*, es decir, una gestión basada en limitarse a instalar los nuevos equipos. De hecho, el aumento en la incorporación de ERNC tiene dos tipos de impacto en la estructura de costes de la operación de la distribución. En primer lugar, se requieren importantes inversiones para conectar esta generación distribuida a las redes de distribución, para permitir la correcta gestión del aumento de la variabilidad en los flujos y las fluctuaciones en la demanda neta y las puntas de demanda y para instalar las tecnologías de la información necesarias para optimizar la operación del día a día de una red con abundante capacidad instalada de ERNC. En segundo lugar, estas nuevas tecnologías de generación, combinadas con equipos de almacenamiento y de respuesta activa de la demanda ofrecen al mismo tiempo una serie de nuevos instrumentos para la operación de las redes y por tanto una herramienta que permite a los operadores de la red de distribución cumplir más eficazmente su tarea de conseguir una distribución de energía eléctrica de manera fiable, segura y eficiente. Estos nuevos recursos distribuidos permitirán una gestión activa de los sistemas de distribución y disminuir los costes totales de los distribuidores. Por ejemplo, la gestión de las ERNC y del consumo para solucionar congestiones puntuales de la red puede permitir retrasar la necesidad de realizar inversiones en nuevas redes.

⁸ El Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), que se encuentra casi con un 100% de operación y el Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA) cuya factibilidad está siendo estudiada en estos momentos con apoyo del BID, son sistemas que precisamente buscan llegar a una planificación regional de la expansión de la generación, desarrollada por organismos suprarregionales como en el caso del SIEPAC.

Es ya posible encontrar un buen número de estudios que analizan el incremento en los costes de operación y planificación de la red de distribución derivados de la penetración de generación distribuida. La producción de estas instalaciones cambia los flujos en la red, modificando las pérdidas de energía. Este efecto puede ser positivo o negativo, dependiendo de un número de parámetros, a saber, el nivel de penetración, la concentración y la ubicación de la generación dentro del sistema, así como la naturaleza de las tecnologías en sí mismas, véase, por ejemplo Ackermann y Knyazkin (2002) , González-Longatt (2007), de Joode et al. (2009), Cossent et al. (2010), y Yap (2012).

Para bajos niveles de penetración, la generación distribuida tiende a reducir las pérdidas, puesto que la generación local es absorbida por la carga local. Cuando la penetración aumenta, la generación comienza a exceder la demanda local (en particular para líneas de baja carga y/o en el momento de baja demanda), lo que conduce a revertir los flujos y a incrementar las pérdidas.

La necesidad de reforzar la red dependerá en gran medida de cómo se gestione el sistema. En DG GRID (2006) se ilustran los beneficios sustanciales de gestión activa de la red para diferentes niveles de penetración y concentración de generación distribuida. Para el caso del Reino Unido, se podría ahorrar hasta el 50 % (15-40 %) del coste de refuerzo del sistema para una capacidad instalada de 5GW (10GW). Por otra parte, una red reconfigurable, es decir, una red que puede cambiar su topología mediante la apertura y cierre de interruptores en las líneas y por lo tanto cambiar dinámicamente su topología en respuesta al comportamiento de la carga y el suministro, puede permitir reducir las pérdidas y permitir una mayor penetración de generación renovable intermitente (Lueken et al., 2012).

3.4 Resumen e impactos para América Latina

Las nuevas fuentes renovables no son despachables y presentan una rápida variación de la generación (no controlable) a lo largo de las horas de un día. Estos hechos poseen impactos importantes en la operación de sistemas eléctricos, como un mayor requerimiento de reserva de generación en el sistema para garantizar la seguridad operativa.

En los sistemas eléctricos en los que existe una importante proporción de producción hidroeléctrica, como es el caso de un buen número de los de América Latina, los problemas en la integración de recursos intermitentes son menores. Sobre todo cuando se tiene centrales hidroeléctricas con significativa capacidad de almacenamiento. Esto ha hecho que la integración de las nuevas fuentes renovables haya ocurrido sin muchos impactos en la operación hasta la fecha.

Sin embargo, la creciente dificultad para la construcción de nuevas hidroeléctricas y, sobre todo, la construcción de nuevas hidroeléctricas con reducida (o con ninguna) capacidad de almacenamiento⁹ asociada con la penetración de la generación térmica

⁹ A lo largo de los últimos 15 años, la gran mayoría de centrales hidro construidas en la región es “de pasada” (o fluyente), es decir, sin capacidad de almacenamiento y con fuerte variabilidad de producción.

y el fuerte crecimiento de las nuevas fuentes renovables, aumentará mucho la complejidad operativa en la región. Esto demandará cambios en los procedimientos de planificación y operación, como será discutido en los capítulos siguientes.

4 RECURSOS PARA MEJORAR LA INTEGRACIÓN DE LAS ERNCs

Ciertos recursos técnicos pueden ayudar a los operadores a responder de manera adecuada a los patrones propios de la generación intermitente. Entre estos recursos se pueden citar los sistemas hidroeléctricos con capacidad de almacenamiento, la flexibilidad de las centrales, las mejoras en la predicción del viento y, en el futuro relativamente próximo, el almacenamiento de energía por baterías y los vehículos eléctricos.

4.1 Sinergias entre ERNC e hidroeléctricas

Los registros históricos de los caudales, de los vientos y de la insolación indican que existe complementariedad en distintas escalas de tiempo y entre diferentes fuentes de generación. A continuación se ilustra y ejemplifican dichas complementariedades y se discute cómo este fenómeno puede afectar al desarrollo de ERNC.

4.1.1 Complementariedad de producción entre ERNCs

La figura a continuación muestra la complementariedad temporal (intradía) existente entre generación solar y eólica, para una provincia de Brasil.

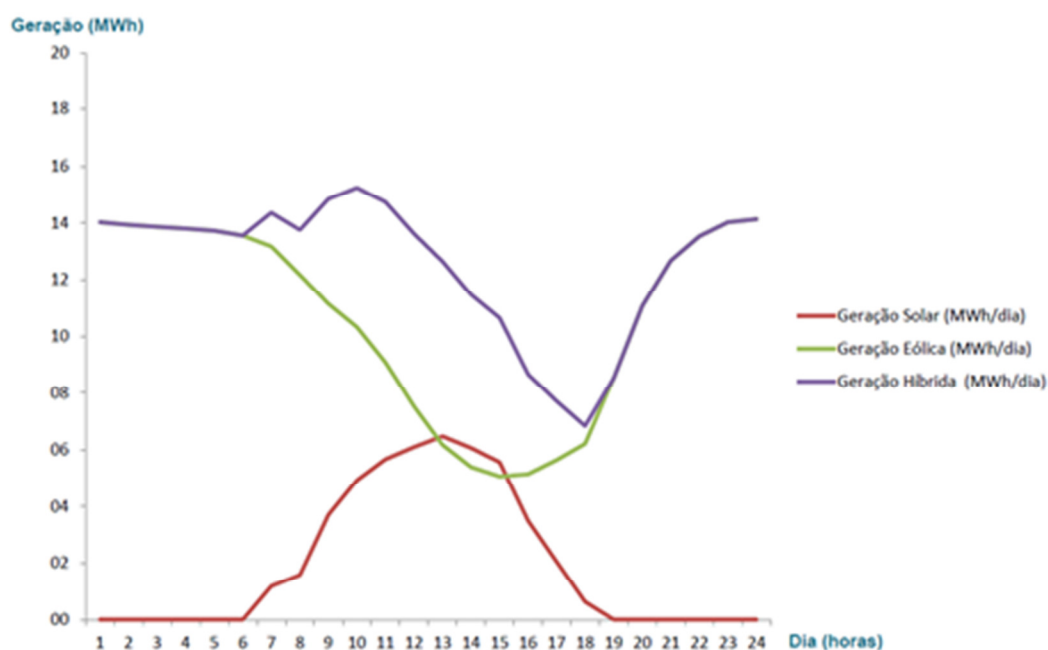


Figura 10. Complementariedad horaria entre eólica y solar en Brasil

A su vez, la figura a continuación muestra el perfil de complementariedad espacio-temporal y energética existente entre la biomasa y la producción de las mini-centrales hidroeléctricas de una misma región en Brasil. La Figura 3 presenta el perfil de producción de la cogeneración a partir de la biomasa de la caña, los caudales típicos de las mini-centrales y el costo marginal (precios spot) promedio. Se observa que la producción de la electricidad a partir de la biomasa ocurre durante el periodo seco

(costos marginales más altos que el promedio anual). Esto significa que dicha producción “vale más” en términos económicos.

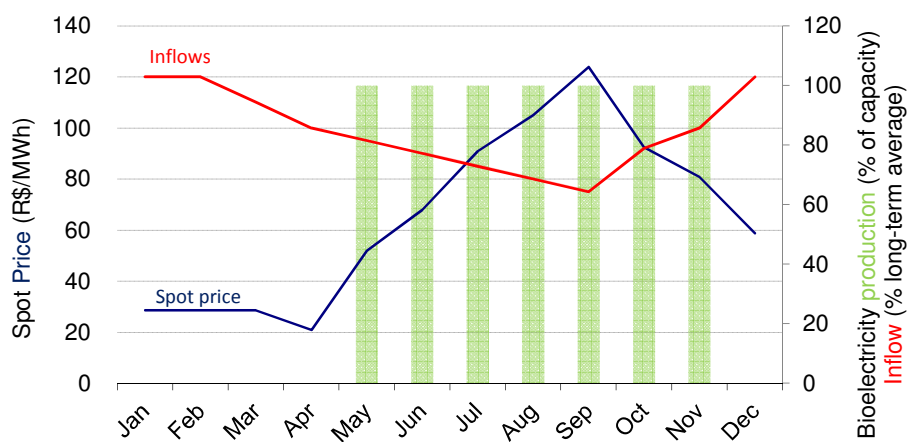


Figura 11. Complementariedad estacional entre biomasa y mini hidráulica en Brasil

La Figura 4 presenta los perfiles de producción típicos de plantas eólicas ubicadas en la región Nordeste y de mini-centrales hidroeléctricas ubicadas la región Sudeste de Brasil. Se presenta el perfil mensual típico de dichos recursos y sus intervalos de confianza, que representan la incertidumbre alrededor del promedio. También se observa una fuerte complementariedad.

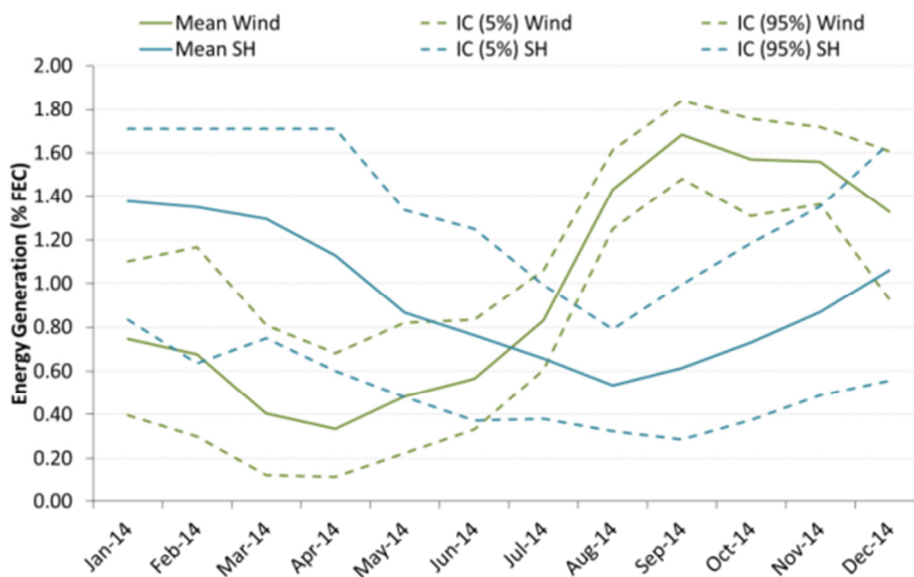


Figura 12. Complementariedad estacional entre eólica y mini hidráulica en Brasil

4.1.2 Complementariedad entre ERNC e hidroeléctricas

Para el caso de Brasil, Odilon et al. (2009) muestran que el río San Francisco, principal fuente de producción hidroeléctrica de la región Nordeste, presenta caudales

reducidos en el verano, justamente cuando los vientos aumentan. La figura a continuación ilustra esta complementariedad entre viento y caudales.

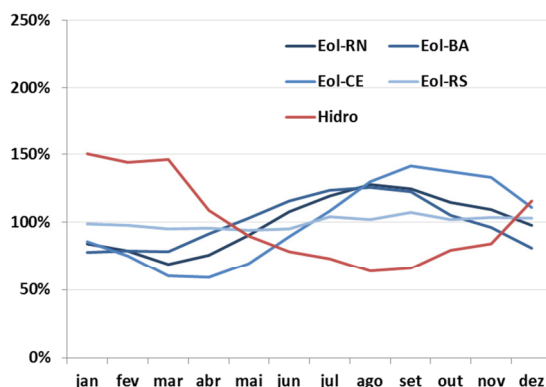


Figura 13. Complementariedad estacional entre eólica y caudales en Brasil

La misma complementariedad se observa en Colombia, tal y como describe Otero (2011). En la Figura 1 se presenta un ejemplo de esta complementariedad para río Nare y los vientos en La Guajira colombiana.

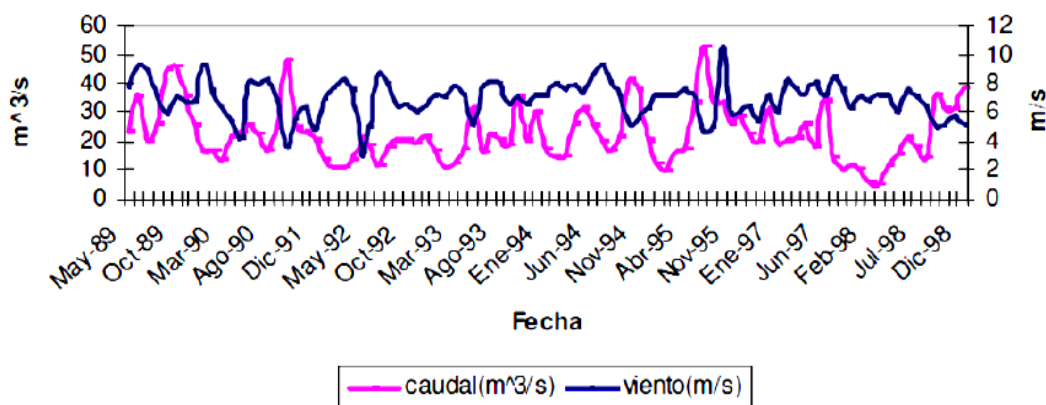


Figura 14. Complementariedad estacional entre eólica y caudales en Colombia

En el documento final del estudio del Banco Mundial, *Wind Energy in Colombia – A Framework for Market Entry*, también se hace un análisis detallado de la complementariedad entre los recursos eólicos e hidráulicos de aquel país, indicando que la energía eólica podría contribuir al sistema cuándo este más lo necesita, esto es, durante los períodos secos y en los picos de demanda energética (Vergara et al, 2010). En el estudio la complementariedad también se exploró mediante el análisis de la operación conjunta de un sistema simple que consiste en una operación de parques eólicos en conjunto con una planta de energía hidroeléctrica de tamaño similar para cada uno de los ríos estudiados y para una gama de tamaños de embalses. Los resultados sugieren que la energía firme de la explotación conjunta de parques eólicos y la energía hidroeléctrica supera la suma de las operaciones aisladas de la hidroeléctrica y del parque eólico. Este resultado es válido para una amplia gama de tamaños posibles de embalses estudiados y de localizaciones.

Es más, la presencia de recursos intermitentes puede potenciar las cualidades del despacho hidráulico. En la figura inferior se puede observar, para el caso de una simulación de la operación inspirada en el sistema californiano (Batlle et al., 2013),

cómo la penetración fotovoltaica permite a la producción hidráulica realizar un *peak shaving* más efectivo, evitando la producción de costosas centrales de punta.

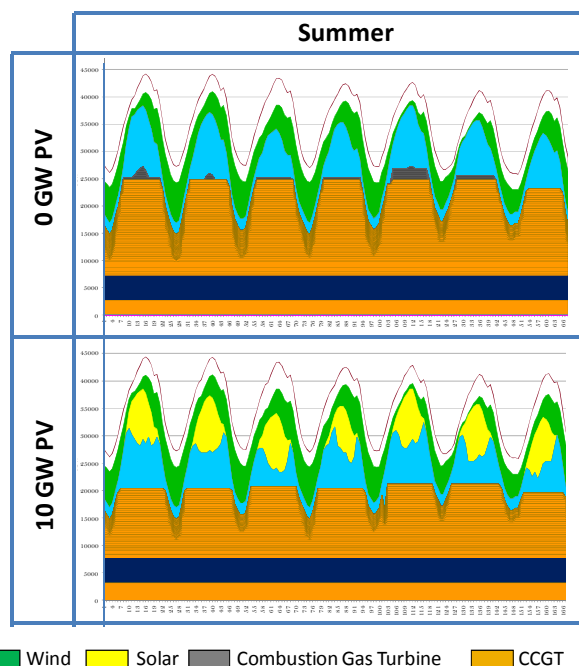


Figura 15. Coordinación entre producción solar y gestión hidráulica (Batlle et al., 2013)

El bombeo hidroeléctrico, donde puede aplicarse, puede proporcionar un apoyo económicamente viable a la generación intermitente. Es difícil encontrar ubicaciones para nuevos proyectos de centrales hidroeléctricas, al menos en los países más industrializados. Los sistemas termosolares permiten un cierto grado de almacenamiento y la conversión directa de energía solar en combustibles podría ser la solución definitiva. Sin embargo, las tecnologías que podrían contribuir con grandes capacidades de almacenamiento a la capacidad existente actualmente no parece que vayan a poder estar disponibles a precios competitivos en el corto plazo; y lo mismo se puede decir de los vehículos eléctricos.

4.1.3 Beneficios de las sinergias

Como muestran los ejemplos anteriores, el beneficio de la complementariedad entre unas y otras fuentes renovables no es en absoluto despreciable. Esta complementariedad permite reducir el impacto de la intermitencia de los recursos en conjunto, aumentando la seguridad en el suministro de electricidad, optimizando el aprovechamiento de los recursos hidráulicos. Al tiempo, los diferentes patrones observados en distintas regiones, convierte esta complementariedad local en un factor que debiera condicionar el desarrollo de las ERNC, discriminando a favor de aquellas localizaciones en las que la sinergia con el resto de recursos ya disponibles fuese mayor.

La complementariedad entre los recursos renovables es un tema aún abierto que debe ser estudiado con más detalle. De la misma forma, debería avanzarse en el análisis de la necesidad de diseñar la regulación para tratar de guiar a la inversión para maximizar el aprovechamiento de las sinergias existentes (por ejemplo estableciendo señales de localización, bien de forma directa, bien a través de los pagos regulados de acceso a la red).

4.2 Otros recursos

La gestión activa de la demanda es otra potencial fuente de flexibilidad, véase NERC (2009). La gestión de la demanda por medio de tarifas con precios discriminatorios en función de la hora del día, como por ejemplo el denominado *real-time pricing* (RTP) o los contratos de interrupción con determinados consumidores, permitirían reducir el coste tanto de la integración de la energía eólica como de los errores de previsión. Mediante una señal de precio en la forma de un RTP, los consumidores podrían ser guiados de acuerdo con la producción de energía eólica. Por ejemplo, si la producción eólica es alta el consumo se incrementaría al descender los precios y viceversa.

El mayor impacto de la generación intermitente en los costos de operación del sistema eléctrico se manifiesta en la escala de tiempo del *unit-commitment* de centrales termoeléctricas y es provocado por los potenciales errores en la previsión de la producción eólica. En consecuencia, mejoras en las previsiones de producción eólica en el horizonte diario ofrecen una interesante oportunidad para reducir el coste y el riesgo asociado con esta incertidumbre. La tecnología actual de previsión está lejos de ser perfecta pero puede considerarse muy rentable económicamente. La predicción del viento es un problema muy complejo. Es función de pequeños gradientes de presión que aparecen en grandes áreas, procesos caóticos y turbulentos y también de la topografía local. La relación entre la producción eólica y la velocidad del viento es fuertemente no lineal y por tanto los errores en la predicción de la velocidad del viento resultan muy amplificados al calcular la producción esperada. Las mejoras en las previsiones requieren mejores modelos y más medidas sobre el terreno. Los beneficios de la agregación de la producción eólica a nivel de sistema eléctrico así como la necesidad de grandes inversiones en las redes de observación y toma de datos favorecen la centralización de las actividades de predicción del viento.

Rediseño de procedimientos de operación

La integración de grandes volúmenes de generación intermitente resultaría mucho más sencilla si algunos problemas de naturaleza institucional y organizativa se trataran de manera adecuada. Se van a tratar dos técnicas en esta sección:

1. Extender geográficamente las áreas responsables de compensar la variabilidad e incertidumbre de la energía solar y eólica atenuaría los impactos y permitiría utilizar los recursos de generación disponibles de una manera eficiente y confiable;
2. Una gestión adecuada de la generación intermitente exige una organización del mercado mucho más cercana al tiempo real que el clásico mercado diario con el objeto de reducir el impacto negativo de la incertidumbre en la operación del sistema.

Ambos enfoques deberían hacerse manera coordinada y simultánea y serán brevemente detallados abajo.

Integración y coordinación de áreas de regulación

Como se describe en NERC (2009), los servicios complementarios son fundamentales para garantizar el continuo equilibrio entre generación y demanda y garantizar una operación segura del sistema. Puesto que cada zona de regulación debe compensar

sus propios desequilibrios entre generación y demanda, las zonas más extensas y con suficiente capacidad de transmisión requieren en proporción menos capacidad de reserva para lograr ese equilibrio que las zonas más pequeñas, como se explica en Parsons & Ela (2008). Con suficiente capacidad de transmisión, zonas de regulación más grandes o acuerdos entre las diferentes áreas pueden conseguirse confiabilidad y beneficios económicos al integrar grandes cantidades de generación intermitente. Además, esto puede llevar a una mayor diversidad en cuanto a las tecnologías variables que se pueden integrar y a una mayor facilidad para acceder a otros recursos de generación. De este modo, se aumenta la capacidad del sistema eléctrico para integrar grandes cantidades de recursos intermitentes sin necesidad de incorporar nuevas tecnologías que aporten flexibilidad. Diversos tipos de mecanismos de coordinación entre diferentes zonas se han implementado en todo el mundo desde hace mucho tiempo. Por lo tanto, debe evaluarse las oportunidades que ofrece la participación en acuerdos interzonales (ya sea físicamente o de manera virtual).

Reducción de intervalos de despacho

El establecimiento de acuerdos para la provisión de los diferentes tipos de servicios complementarios y, en particular las reservas, depende principalmente de los propios sistemas eléctricos. En algunos casos, la programación de energía y algún tipo de reservas se realiza en el horizonte del *day-ahead*. En muchos casos, las transacciones de energía para equilibrar los sistemas se realizan de manera horaria. Si los periodos de programación de estas transacciones de energía se hacen más cortos y frecuentes, se puede favorecer la integración a gran escala de la generación intermitente. Si los intervalos se reducen, por ejemplo de una hora a diez minutos, o se establecen mercados intradiarios (o incluso continuos) para ajustar los programas obtenidos en el *day-ahead*, esto ayudaría a reducir el efecto de los errores de previsión de la energía eólica y solar que afectan a la definición de las reservas.

Dado el alto nivel de penetración de la energía eólica y solar en algunos sistemas eléctricos, debería haber reglas de juego equitativas en cuanto a la responsabilidad en el balance de generación-demanda, que sean de aplicación a todos los productores (incluyendo la solar y la eólica, aunque quizás con un nivel de exigencia ligeramente menor) con el objetivo de incentivar que todos los agentes del mercado hagan una programación y predicciones de calidad, y de este modo se reduzcan los costes del sistema.

En resumen, se puede reducir la necesidad de recursos adicionales de capacidad flexible en los sistemas eléctricos con una gran penetración de generación intermitente a través de la acertada combinación de: (i) una adecuada capacidad de transmisión; (ii) mayores zonas de regulación; y (iii) el establecimiento más frecuente de la programación de la generación (intra- e inter-áreas). Como resultado, tanto la necesidad de servicios complementarios como el costo de operar el sistema serían menores. Como ejemplo de que esto puede conseguirse, un borrador de *Framework Guidelines* de obligado cumplimiento ha sido sacado recientemente a consulta pública en la Unión Europea. Este documento contiene todos los elementos necesarios, a saber: una plataforma paneuropea para transacciones intradiarias que permita a los agentes reajustar sus posiciones cerca del tiempo real; con la participación de los operadores del sistema para facilitar un uso eficiente y fiable de la capacidad de transmisión de una forma coordinada.

5 PLANIFICACIÓN DE LARGO PLAZO: ASPECTOS CONCEPTUALES

El objetivo básico de la planificación es determinar el conjunto de refuerzos en mix de generación y en las redes de transmisión y distribución que permita un suministro *económico* y *confiable* de la demanda a lo largo del periodo de estudio (en general, de 5 hasta 20 años).

Se puede representar la metodología completa de planificación por el proceso a continuación:

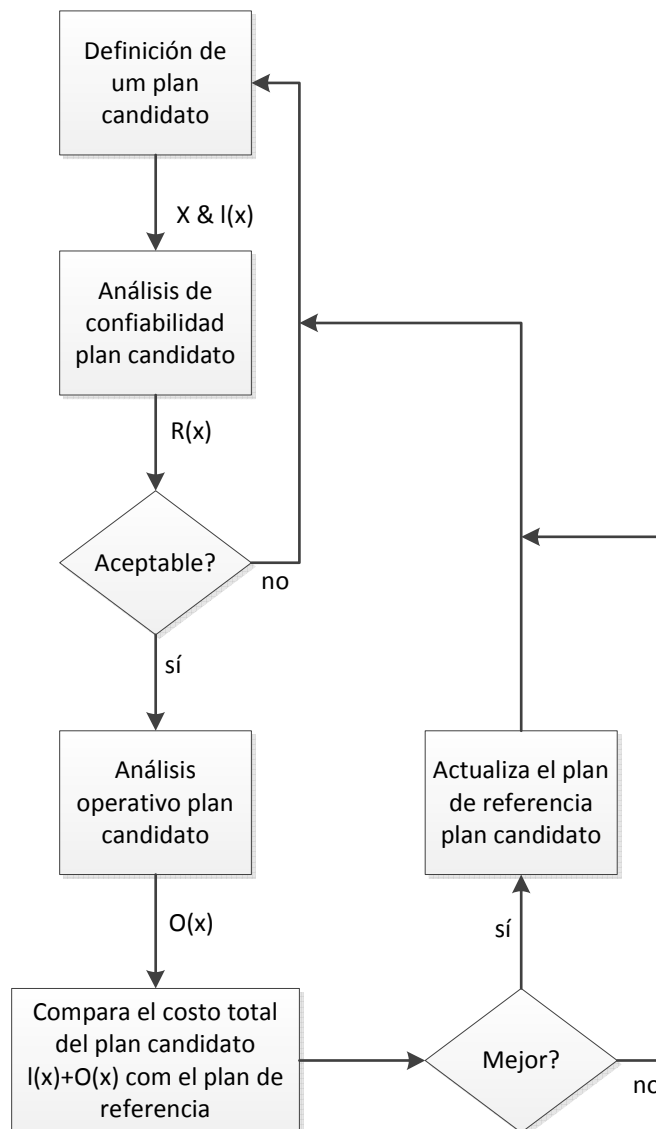


Figura 16. Proceso de planificación

Este proceso de planificación se compone de las siguientes etapas:

- a) *definición de un plan candidato* – Un plan es un conjunto de fechas de inversión y de entrada en operación de los equipos de generación y transmisión. El plan, además, debe cumplir *restricciones de inversión*, tales como fechas mínimas y máximas de entrada en operación, proyectos mutuamente exclusivos etc. En la

figura, el plan candidato se representa por el vector x ; y el costo total de inversión, por la función $I(x)$;

- b) *análisis de la confiabilidad de suministro* – En este paso, el planificador calcula los índices de confiabilidad de suministro que resultarían de la implementación del plan candidato x , por ejemplo el promedio de la demanda no suministrada debido a condiciones de sequía severa y/o fallas de los equipos de generación y transmisión. Estos índices se representan por la función $R(x)$.
- c) *criterios de confiabilidad* – a continuación, se verifica si los índices de confiabilidad $R(x)$ son aceptables bajo los criterios de planificación. Algunos criterios utilizados son, por ejemplo, una probabilidad de interrupción: “loss of load probability (LOLP)” inferior a 0.1%; o no observar sobrecargas en la red en caso de salida de cualquier circuito (el conocido criterio “N-1”); etc.
- d) *análisis operativo del plan candidato (despacho económico)* – Si el plan candidato x es aceptable bajo los criterios de confiabilidad del paso anterior (c), se simula la operación del sistema generación-transmisión para varios escenarios hidrológicos, fallas de equipos etc. y se calculan los índices operativos, por ejemplo el costo operativo esperado de las plantas térmicas. Estos índices se representan por la función $O(x)$.
- e) *comparación con el plan de referencia* – En este paso, se compara los atributos del plan candidato con los del plan de referencia, que es el mejor plan obtenido hasta ahora. Por ejemplo, un atributo podría ser el valor presente de los costos totales (VPC), dado por la suma de los costos de inversión $I(x)$ y del valor esperado del costo operativo $O(x)$; otro atributo podría ser la varianza de este costo total, tomando en cuenta, por ejemplo, las incertidumbres en las condiciones hidrológicas y en las tasas de crecimiento de la demanda. Si, bajo los criterios de comparación, el plan candidato es mejor que el plan de referencia, se actualiza el plan de referencia.

Importancia de los esquemas de planificación

En diversos países de la región –e.g. Colombia, Chile, Perú o Brasil- no hay un proceso centralizado de decisión para los refuerzos de la generación: los inversores son libres para construir nueva capacidad de generación (en Colombia, como es el caso en por ejemplo todos los mercados europeos, una vez instalados, también tienen libertad de ofertar la cantidad y precio que consideren oportuna en el mercado de corto plazo). En el caso de la transmisión, si bien en algunos casos los agentes pueden proponer refuerzos de red (que deben en último caso ser aceptados por el operador del sistema), todos los países de la región adoptan el proceso centralizado, donde el agente planificador propone la construcción de los refuerzos en la red. Por lo tanto, una pregunta importante es cuál es el papel de la planificación de la generación en un ambiente de libre competencia.

La planificación de la expansión de la capacidad de generación tiene por tanto en estos contextos tener carácter indicativo. El objetivo principal de un plan de expansión en un mercado liberalizado es por tanto guiar a los agentes, proporcionándoles la información necesaria que les permita planificar sus inversiones. Esta planificación indicativa es especialmente relevante en el momento actual, en el cual tantos gobiernos como reguladores están tomando una serie de decisiones clave, principalmente la mencionada relativa a la futura expansión de la red, y en especial, teniendo en cuenta que al menos hasta el momento la penetración de estas

tecnologías está guiada por la intervención estatal, ver Mastropietro et al. (2013), la que afecta a la futura penetración de ERNC. Como hemos discutido con anterioridad, el impacto de estas nuevas fuentes de energía puede ser tan sumamente relevante que es vital para los inversores tener una visión clara de qué escenario se encontrarán en el futuro. En el caso de las plantas hidroeléctricas, el plan permite identificar las alternativas de generación que pueden ser ofrecidas para desarrollo privado.

6 HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES PARA EL ANÁLISIS DEL FUTURO DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

6.1 Planificación de la generación

Del proceso conceptual (a)-(e) presentado en la Figura 16 se concluye que el éxito de una metodología de planificación se basa en cinco cuestiones principales:

- i. como se producen los planes candidatos x y se calculan costos de inversión $I(x)$;
- ii. como se calculan los índices de confiabilidad de suministro $R(x)$;
- iii. cuáles son los criterios aceptables de confiabilidad;
- iv. como se calculan los costos operativos $O(x)$;
- v. cuáles son los criterios de evaluación de los beneficios de los planes candidatos.

Las respuestas para estas cuestiones dependen fundamentalmente de las herramientas computacionales de planificación. Tal y como discuten de forma detallada Connolly et al. (2010) y Bhattacharyya et al. (2010), hay un gran número de herramientas “clásicas” para este tipo de estudio.

Los aspectos que hacen que una herramienta sea más o menos adecuada para un sistema son: (i) el equilibrio con el cuál se conjuga el número de variables relevantes que procede representar en cada sistema y el nivel de detalle con el cuál se refleja cada una de ellas¹⁰; (ii) como plantean el problema de optimización asociado; y (iii) su algoritmo de solución.

Idealmente una herramienta de planificación debería representar de forma integrada y detallada todos los aspectos de inversión y operación de un sistema, sin embargo esto plantea multitud de problemas computacionales, que si bien poco a poco se están resolviendo, requieren todavía una importante labor de investigación. Así, lo habitual hasta la fecha ha sido realizar el proceso integral de planificación en dos etapas secuenciales, las herramientas de planificación se separan usualmente en dos clases principales:

- Optimización de la expansión de la capacidad de generación. Realizada con herramientas que consideran la cadena de la Figura 16 por completo y producen un plan de expansión combinando a gusto del planificador criterio económicos (minimización del coste de inversión y operación) y de fiabilidad (mediante la definición de márgenes de reserva objetivo, por ejemplo). Estas herramientas representan la operación de corto plazo de una forma simplificada, a través de

¹⁰ Por ejemplo, si el objetivo es analizar futuros planes de expansión en Brasil, una representación muy detallada de los costes no convexos (costes de arranque, pérdidas de eficiencia por producir a mínimo técnico, costes variables de operación y mantenimiento, etc.) de las centrales térmicas es menos relevante que una adecuada caracterización de la incertidumbre asociada al producible hidráulico. La situación sería distinta para el caso por ejemplo de Uruguay, en donde la capacidad de regulación de los recursos hidráulicos es menor, lo que conduce a la necesidad de mejorar la representación del *unit commitment* en las herramientas de planificación de la expansión.

etapas mensuales (o trimestrales o semestrales), con representaciones agregadas de los recursos del sistema, representación de la demanda por bloques (y no la curva de carga completa) y, sobre todo, ignorando la incertidumbre de la producción (hidroeléctricas y nuevas renovables) y sorteo de fallos de equipos;

- Análisis de la planificación de la operación: tomando un plan de expansión previamente propuesto en la etapa anterior, se optimiza o simula el despacho económico de forma detallada, con el fin de verificar si se cumplen los objetivos previstos originalmente.

Una de las claves que en el momento actual están en pleno proceso de estudio es el hecho de que especialmente en aquellos sistemas limitados en capacidad, la penetración de ERNC plantea la necesidad de evitar esta descomposición en dos etapas mediante el uso de modelos integrados capaces de considerar la operación de corto plazo con un mayor nivel de detalle.

El modelo WASP (*Wien Automatic System Planning Package*) es la herramienta más utilizada para la producción de sus planes de expansión, ver Connolly et al. (2010). WASP en principio considera todas las tecnologías¹¹ y determina el plan de inversión en nueva capacidad que minimiza la suma de los costes de inversión y operación considerando una gran variedad de restricciones de inversiones (emisiones, máximos gastos de capital, etc.) y garantizando un determinado margen de reserva objetivo. Los costes esperados de operación e indisponibilidad se calculan mediante una técnica de simulación probabilística no-cronológica que incorpora los efectos de los eventos aleatorios, tales como salidas forzadas de las unidades térmicas de generación y años hidrológicos críticos. La función objetivo es la minimización los costes, en valor presente, de inversión, operación y escasez. El plan de expansión óptimo se obtiene como resultado de un algoritmo de programación dinámica.

Esta herramienta fue desarrollada y es mantenida por la IAEA (*International Atomic Energy Agency*). Una de las explicaciones para su gran éxito y difusión es el hecho que el WASP es una herramienta distribuida de forma gratuita por el IAEA entre sus miembros. El WASP posee etapas anuales con 12 bloques de demanda y es utilizado para estudios típicamente de hasta 30 años.

La figura abajo presenta un esquema del modelo WASP.

¹¹ La representación de tecnologías que poseen incertidumbre en su producción, i.e. hidroeléctricas y ERNC se representa de forma muy simplificada, con una producción definida a través de un perfil introducido por el usuario.

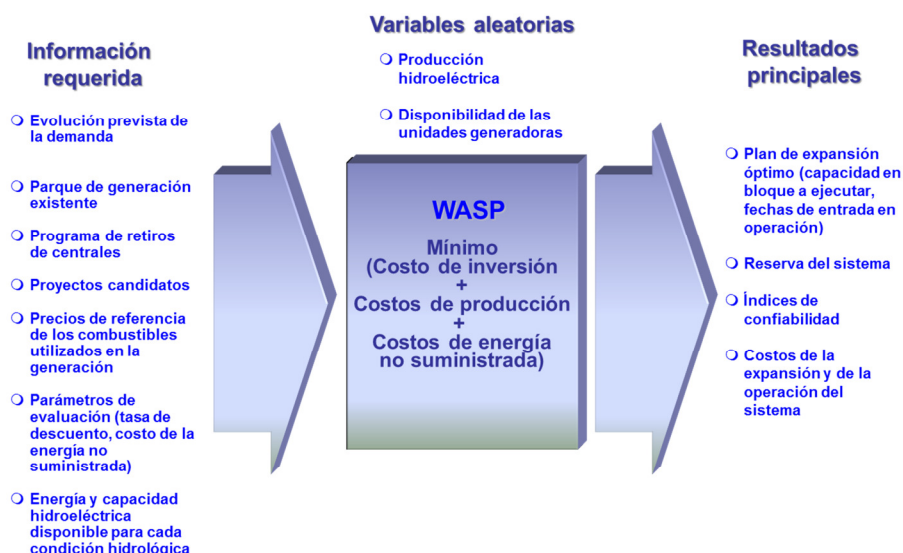


Figura 17. La herramienta WASP (fuente: SENER)

La variedad de herramientas que abordan el análisis de la planificación de la operación es muy grande y no es posible identificar una herramienta que sobresalga sobre las otras y defina un “estándar”. Tal y como se discute más adelante, en el momento actual es posible encontrar paquetes comerciales -utilizados por muchos países de la región- que representan bien el despacho hidrotérmico estocástico incluyendo restricciones de transmisión (considerando incertidumbre en los caudales, en la producción de las nuevas renovables, sorteo de fallas y para múltiples embalses en cascada representados de forma individualizada).

6.1.1 Representación de renovables en los modelos de análisis

Connolly et al. (2010) plantean que *“The ‘best’ energy tool will be defined by the problem you wish to solve (i.e. your perspective) more than the abilities of the tool”* (La mejor herramienta energética consiste en definir bien el problema que se desea resolver más que la capacidad del modelo). Esta afirmación tiene especial sentido cuando se está discutiendo la selección de una herramienta para representar un sistema energético completo. Sin embargo, cuando se pretende realizar el proceso de planificación de un sistema eléctrico, la capacidad de las herramientas es esencial para obtener una solución adecuada.

En ese sentido, la mayoría de las herramientas analizadas por Connolly et al. (2010) no representan bien algunos aspectos que van teniendo una importancia creciente a medida que se incrementa la penetración de ERNC, como por ejemplo:

- Mayor granularidad temporal (alcanzando incluso el detalle horario) de la representación de la operación de corto plazo del parque de generación
- Cronología de la toma de decisiones de operación, esencial para representar la correlación temporal existente entre la producción de ERNC e hidroeléctricos y el impacto de las restricciones de operación y costes no convexos de las plantas térmicas (costes y periodos mínimos de arranque, mínimos técnicos, etc.);

- c) Incertidumbre en la resolución del *unit commitment*. Esta incertidumbre, en un contexto en el que se considere una penetración significativa de ERNC está asociada principalmente a la volatilidad de corto plazo de la producción de estas nuevas plantas de generación.

Estos aspectos son tanto más relevantes cuanto mayor es la limitación de capacidad del sistema, i.e. lo es mucho en un sistema puramente térmico y poco o muy poco en un sistema en el que la capacidad estacional de embalse es importante.

Como se ha mencionado repetidamente, el desafío consiste en mejorar por un lado esta representación en las herramientas de análisis de la planificación de la operación (o despacho económico), y en un extremo, es conseguir considerar un nivel de detalle suficientemente adecuado directamente en los modelos de optimización de la expansión de la capacidad de generación.

6.1.2 Atributos deseables de las herramientas para operación y planificación

Si bien como se ha discutido con anterioridad, en cada caso en particular se debe llegar a un nivel de compromiso entre coste computacional y nivel de detalle, a continuación se enumeran algunos atributos que deberían contemplar las herramientas destinadas a analizar la operación, planificación y expansión de los sistemas de la región. La clave consistirá por tanto es ser capaces de valorar con anterioridad cuáles, en función de la configuración de cada uno de los sistemas, son las variables que deben representarse con un mayor nivel de detalle.

- Parámetros, variables y restricciones técnicas del problema de optimización de la operación:
 - Generación térmica: tasas de eficiencia térmica (e.g. MBtu/MWh) y de emisiones de CO₂ (TonCO₂/MWh), costes no convexos –costes de arranque-, mínimos técnicos, rampas, costes variables de O&M, etc.
 - Generación hidráulica: capacidad máxima, funciones de embalse y desembalse, restricciones de caudales, relaciones en cascada, etc.
 - Generación ERNC: detalle horario y cronológico de la variabilidad y correlación y complementariedad de la producción con respecto a las necesidades de demanda en el corto plazo.
 - Respuesta de la demanda: potencial elasticidad de la demanda, coste de la energía no suministrada.
 - Almacenamiento: tasa de eficiencia (e.g. unidades de bombeo), vida útil de los equipos (en el caso de baterías).
 - Transmisión: representación suficiente de la red de transporte, consideración de las pérdidas.
 - Necesidades y restricciones de reservas operativas.
- Representación temporal

- Granularidad (e.g. detalle horario).
- Cronología.
- Alcance temporal (e.g. diez, veinte, treinta años).
- Representación de la incertidumbre
 - Incertidumbre asociada a la configuración futura del parque generador: entradas y retiros de plantas de generación.
 - Estocasticidad asociada a la disponibilidad del recurso energético: caudales y aportaciones hidráulicos, producción eólica, biomasa, solar etc. Estacionalidad¹² y correlación espacial.
 - Incertidumbre en la tasa de crecimiento de la demanda (refleja un beneficio importante de las nuevas fuentes renovables, que es el menor tiempo de construcción).
 - Incertidumbre asociada al tiempo de construcción de las instalaciones de generación.
 - Incertidumbre en los costos de los combustibles.
 - Incertidumbre asociada a los costes financieros (e.g. tasas de retorno).
- Representación de criterios de *política energética*:
 - Objetivos/restricciones de emisión de gases de efecto invernadero
 - Objetivos/restricciones de penetración de las fuentes renovables
 - Objetivos/restricciones de diversificación de las fuentes de generación en el país, incluyendo las interconexiones internacionales.
- Metodologías de solución para los estudios operativos y de planificación
 - Programación estocástica (adecuado tratamiento de la incertidumbre asociada por ejemplo a la gestión de los embalses).
 - Programación entera mixta (representación adecuada de las restricciones y costes no convexos de las centrales térmicas y de las decisiones discretas de inversión en generación).
- Requerimientos computacionales
 - Técnicas de procesamiento paralelo¹³.

¹² Por ejemplo, la estacionalidad de la producción de biomasa en Brasil es complementaria con el patrón de caudales.

¹³ La disponibilidad creciente de recursos computacionales a precios reducidos, en especial la computación en la nube, permite que la nueva generación de herramientas de planificación represente en más detalle los aspectos de toma de decisión bajo incertidumbre; fundamentales para estudios de planificación.

6.2 Planificación de las redes

6.2.1 Transmisión

En el nuevo contexto descrito, el cálculo de la estrategia de expansión de red óptima a nivel regional requiere la utilización de herramientas informáticas muy eficientes capaces de generar automáticamente la planificación de la expansión de red contemplando un alto número de escenarios (Oliveira et al., 2007).

Dos ejemplos de este tipo de herramientas son el modelo NETPLAN¹⁴ o el modelo TEPES¹⁵.

El modelo NETPLAN en particular fue utilizado recientemente en la planificación de la red de transmisión del WECC (*Western Electricity Coordinating Council*), que cubre toda la costa oeste de los Estados Unidos y las provincias de Alberta y British Columbia en Canadá. Con 200 GW de capacidad instalada, una red de transmisión de más de 15 mil barras y 20 mil circuitos el WECC posee actualmente una fuerte penetración de renovables¹⁶. La figura abajo presenta el ejemplo de dicha aplicación.

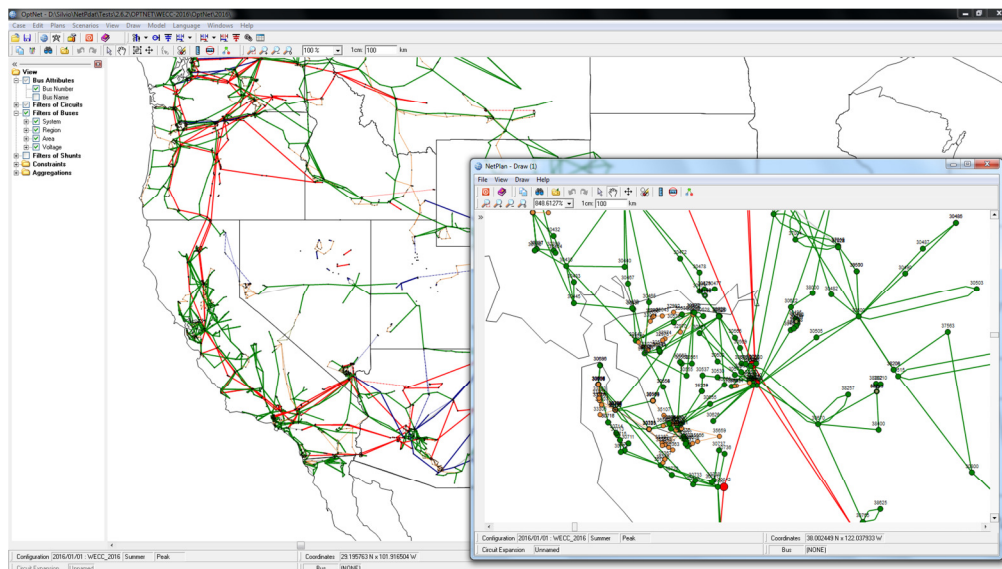


Figura 18. Planificación del WECC

El modelo TEPES desarrolla un método de optimización basado en la descomposición funcional en dos módulos, el de optimización de los planes de expansión de la red (basado en optimización) y un módulo de evaluación de cada uno de los planes. El modelo realiza una descomposición de Benders en la cual el problema maestro

¹⁴ www.psr-inc.com.br/portal/psr_en/servicos/modelos_de_apoio_a_decisao/studio_plan/netplan/

¹⁵ www.iit.upcomillas.es/aramos/TEPES.htm

¹⁶ G. C. Oliveira, F. Thomé, R. Perez, L. M. Thomé, S. Binato and Mario Pereira, Transmission Network Planning Model Applied to WECC's System Expansion in the United States, XII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, May – 20th to 23rd, 2012, Rio de Janeiro, Brazil y F. Thomé, Large-scale Mixed Integer Disjunctive Model for Transmission Expansion Planning under Uncertainty, INFORMS 2011 Annual Meeting, November 13th–16th, 2011, Charlotte, NC, US

propone las decisiones de inversión y los subproblemas calculan la fiabilidad de los mismos (energía no suministrada y contingencias en la red). En la figura, se muestra uno de los planes resultantes calculados en el contexto del proyecto europeo DESERTEC¹⁷.



Figura 19. Transmission expansión plan calculated with TEPES

En definitiva, la necesidad de comparar de una forma integrada los costos de generación e transmisión (entre centrales ubicadas más cerca de la demanda con costos de transmisión menores y centrales más lejos de la demanda con costos de transmisión mayores) es el problema fundamental de la planificación integrada de generación y transmisión.

6.2.2 Distribución

Los modelos tradicionales no permiten reflejar toda esta variedad de nuevos recursos dinámicos y es necesario por tanto el desarrollo de nuevas herramientas computacionales, aunque ello conlleve un importante esfuerzo de desarrollo para lograr que incorporen las características técnicas esenciales de las redes de distribución y la conexión de ENRC.

Un modelo de red de referencia (RMN) es una herramienta para la planificación a gran escala de redes de distribución capaz de abordar problemas en áreas que se extienden por cientos de kilómetros cuadrados y que incluyen varios millones de consumidores. La red de referencia obtenida se estructura jerárquicamente en tres niveles de tensión (alta, media y baja) y cumple con los mismos criterios geográficos (orografía, áreas excluidas, trazado de la calles), fiabilidad (exigencias de continuidad de suministro) y restricciones técnicas (límites de tensión y térmicos) que la red real y a un coste mínimo. Para conseguir este objetivo se requiere un detallado sistema de información geográfica (GIS) y un detallado modelado eléctrico. Dada la complejidad del problema de planificación que se tiene que resolver, particularmente cuando el tamaño del problema aumenta, se aplican una serie de algoritmos heurísticos.

¹⁷ Pre-feasibility analysis on power highways for the Europe-MENA region integration in the framework of the Dii Rollout Plan 2050 developed for Desertec Industrial Initiative (Dii).

Los RNMs se llevan utilizando desde hace años en España, como se explica en Gómez et al. (2013) and Mateo et al. (2011) y también se han utilizado para realizar estudios en otros países¹⁸. Dado que son herramientas para la planificación de redes de distribución a gran escala, los RNMs pueden utilizarse para estimar los costes eficientes de la distribución y para planificar las redes de distribución, tanto desde cero como desde redes ya existentes. Al contrario que las herramientas tradicionales de planificación en las que es el usuario el que provee varias alternativas de expansión, los RNMs generan los refuerzos necesarios en las redes de manera automática.

Un buen ejemplo del potencial de estos modelos se puede encontrar por ejemplo en el análisis desarrollado en uno de los capítulos del estudio solar del MIT, que será publicado a comienzos del año 2014¹⁹. En este capítulo, se utiliza un RMN –descrito en Mateo et al. (2011)- para estudiar los efectos que, tanto desde el punto de vista técnico como económico, puede tener la instalación de una gran cantidad de generación solar fotovoltaica distribuida. Se muestra cómo la generación intermitente afecta los patrones de flujo por la red provocando varios problemas (básicamente de alcance local) que requerirán significativas mejoras y modificaciones en las redes. Para ilustrar el potencial de estos modelos, se muestra en las figuras a continuación cómo el modelo es capaz de determinar los refuerzos que serían necesarios en una red a escala real en el caso de que se prevea una gran penetración de producción solar fotovoltaica.

¹⁸ En Gómez et al. (2012) pueden encontrarse diferentes casos estudio que muestran la aplicabilidad de estos modelos para la evaluación del impacto de una penetración masiva de ERNC. En caso de ausencia de suficiente información sobre múltiples casos reales de costes en redes de distribución para diversos niveles de penetración de ERNC que permitan la aplicación de técnicas de *benchmarking*, los RNMs son la única herramienta actualmente disponible que permite a los reguladores llevar a cabo una estimación razonable de los costes eficientes de la distribución. No obstante, el desarrollo de los RMN es muy complejo y todavía siguen siendo objeto de estudio e investigación.

¹⁹ “Integration of Distributed Photovoltaic Generators”, del estudio del MIT *Future of Solar*, que será publicado en 2014.

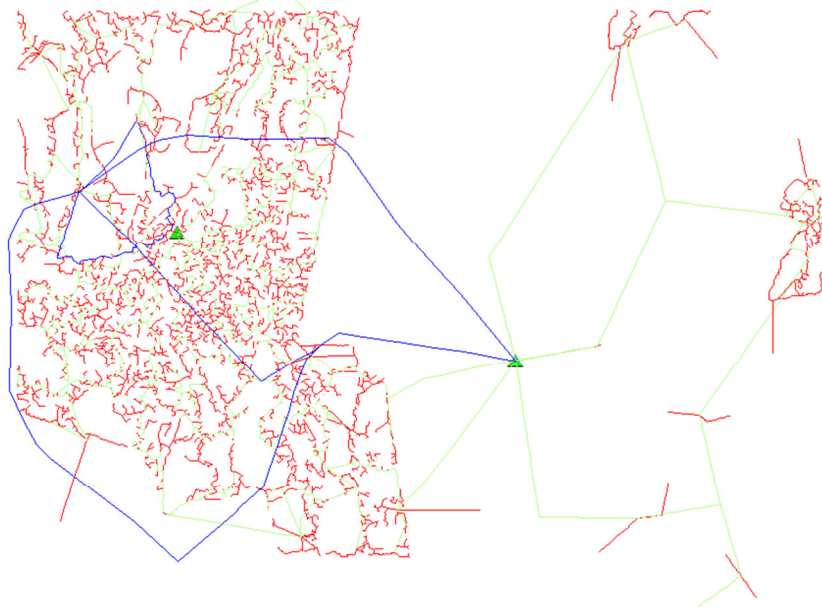


Figura 20. Lancaster base network

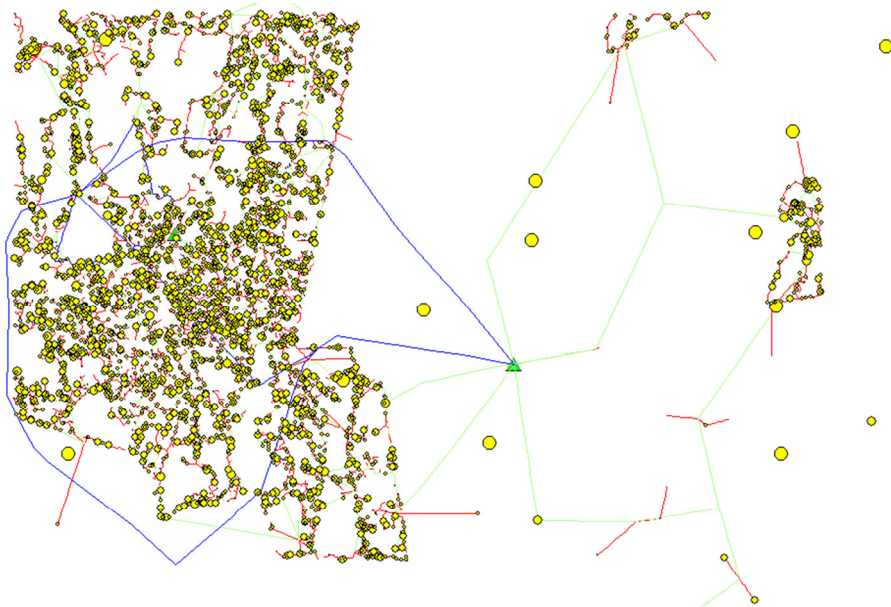


Figura 21. Lancaster base network with a high penetration of solar PV

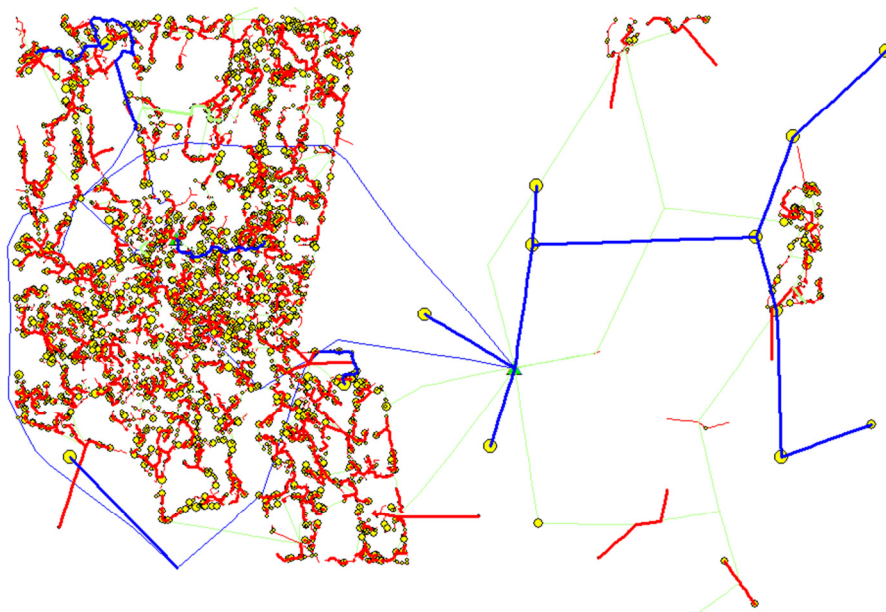


Figura 22. Lancaster network reinforcements needed

Este tipo de herramientas permiten por tanto, a partir de estos resultados, además de guiar la expansión de la red de distribución, valorar por ejemplo el impacto en los costes de distribución de la generación renovable.

7 EXPERIENCIAS EN AMÉRICA LATINA

Este apartado final presenta una recopilación de experiencias de algunos países seleccionados de América Latina. El objetivo es presentar brevemente como cada país está conduciendo sus procesos de planificación, poniendo el foco en las herramientas computacionales utilizadas y en los desafíos encontrados para planificar en un ambiente con fuerte penetración de nuevas renovables.

7.1 Países evaluados

La tabla abajo presenta la lista de países analizados. Estos países y regiones fueron sugeridos por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) con base en sus respectivos planes de integración de ERNC. Suman 235GW de capacidad instalada en fines de 2012, lo que representa el 93% de la capacidad instalada de 253GW de América Latina.

Tabla 1 – Características de los países y/o regiones analizadas a 31/12/12 (fuente BID)

País	Capacidad Instalada [GW]	Participación (% GW)			Meta formal para nuevas renovables
		Hidroeléctrica	Eólica	Bioenergía	
Uruguay	2,7	56.8%	1.6%	9.3%	25% en 2015
México	62	18.5%	2.2%	0.8%	35% generación no fósil en 2024
Chile	17.5	34%	1.1%	1.9%	20% nuevas renovables en 2025
América Central	12	36%	3.2%	6%	No hay
Colombia	14.5	63%	0.1%	1.8%	3.5% al 2015 y 6.5% al 2020.
Brasil	132	64%	1.9%	8%	No hay

El BID facilitó al consultor valiosos contactos²⁰ para la realización de breves entrevistas telefónicas para la comprensión de cómo es el procedimiento actual de planificación, cuáles son las herramientas que se utilizan y, sobre todo, que necesidades de mejora hay en cada país. Estos expertos fueron contactados por el consultor y tuvieron un rol esencial en los análisis a continuación. Por supuesto cualquier error o imprecisión en estos análisis es de entera responsabilidad del consultor.

²⁰ Virginia Echinope (Ministerio de Industria, Energía y Minería de Uruguay), José María Valenzuela (Secretaría de Energía de México), Carlos Barría (Ministerio de Energía y Minas de Chile), Javier Orozco (Instituto Costarricense de Electricidad), Henry Josué Zapata (Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia), Luiz Barroso (PSR, Brasil).

7.2 Detalles de las experiencias seleccionadas

7.2.1 México

La capacidad instalada de generación en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de México es preponderantemente térmica, abasteciendo la demanda por medio del uso de combustibles líquidos, carbón y gas natural. La participación de energía renovable es del 24% (principalmente hidráulica).

El desarrollo de fuentes de energía que provengan de recursos renovables ha sido identificado como una prioridad en México con el fin de diversificar su matriz energética hoy fuertemente dependiente de generación térmica de combustibles fósiles. México quiere aumentar la participación de la generación renovable del 24% actuales hasta el 35% en el 2024. A tal efecto se han iniciado acciones vía un marco regulatorio que busca reducir barreras y con ello minimizar costos para hacer este tipo de tecnologías económicamente competitivas frente a las opciones tradicionales. Para cumplir con ésta meta, se cuenta con un instrumento importante que es la “Ley para el aprovechamiento de energías renovables y el financiamiento de la transición energética” de noviembre de 2008 (“LAERFTE”), la cual establece varios mecanismos para promover el desarrollo de recursos renovables y cogeneración eficiente, con potencias en el rango de hasta 20 MW. Conforme lo establecido en la LAERFTE, la SENER realiza anualmente el Programa Especial para el Aprovechamiento de las Energías Renovables. Dicho programa es el instrumento mediante el cual se establecerán las políticas públicas en la materia, determinando los objetivos para el uso de dichas fuentes de energía, y las acciones para alcanzarlas.

Varios estudios indican que México posee un gran potencial para generar energía a través de fuentes renovables dado los altos niveles de insolación, los recursos hidráulicos para la instalación de plantas mini hidráulicas e hidráulicas convencionales, el vapor y agua para el desarrollo de campos geotérmicos y zonas con intensos y constantes vientos prevalecientes. En particular los regímenes de viento de la región Sur del país poseen complementariedad con la generación hidráulica.

Como parte adicional de estas iniciativas el gobierno busca promover también la instalación de nueva capacidad de generación en base, lo que significa que la matriz energética futura de México debe evolucionar para una combinación de nuevas renovables con generación térmica e hidroeléctrica.

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) es responsable de realizar el Plan de Expansión de Generación de México destinado a abastecer la demanda correspondiente al Servicio Público. El abastecimiento de demanda industrial vía autoabastecimiento local y/o remoto es decidido por los propios permisionarios por lo que no forma parte del Plan de Expansión preparado por CFE. CFE anualmente publica el documento denominado “Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE)” el cual resume los resultados de sus estudios de planificación integral del sistema eléctrico del país.

Con base en el artículo 36 bis de la ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), la planificación del sistema eléctrico CFE la realiza de forma *determinativa* aprovechando, tanto en el corto como en el largo plazo, las mejores opciones de

inversión y producción de energía que permitan satisfacer la demanda futura de electricidad a costo global mínimo y con un nivel adecuado de confiabilidad y calidad. Esto se traduce en una *formulación matemática* cuya función objetivo es minimizar la suma de los costos actualizados de inversión, operación y falla. Para ello se consideran los costos de inversión, operación y energía no suministrada, así como lo establecido en la LAERFTE y su Reglamento, los lineamientos de política energética y las disposiciones nacionales en materia financiera, ambiental y social.

El POISE toma como base los escenarios macroeconómicos del país y los precios de combustibles, elaborados cada año por la Secretaría de Energía (SENER), y considera un horizonte de planificación de 15 años (horizonte para la Estrategia Nacional de Energía). La planificación se realiza tomando como referencia la definición de lineamientos de política energética que orientaran el ejercicio de planificación del sector eléctrico. Se presenta en la figura a continuación el flujo de informaciones para la preparación del POISE.

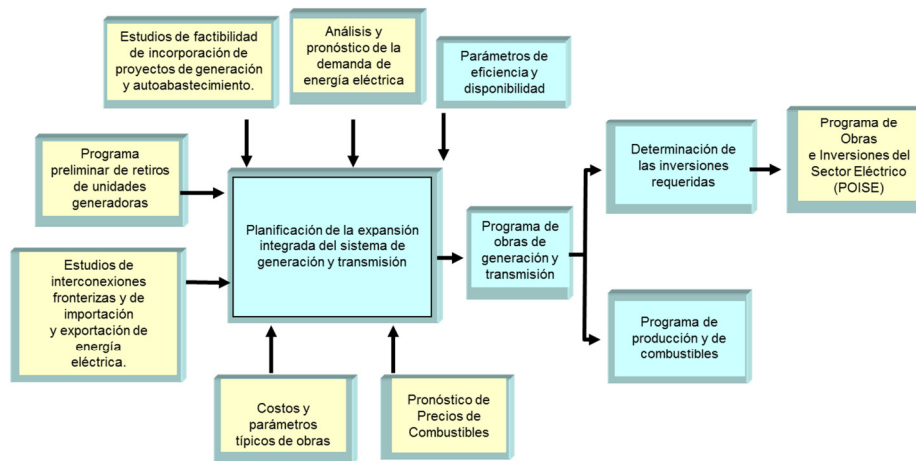


Figura 23. Preparación del POISE (fuente: SENER)

El proceso de planificación utiliza como métrica la minimización de costos totales, atendiendo criterios de confiabilidad (probabilidad de pérdida de carga y energía no servida) y está basada en un conjunto de herramientas computacionales. La figura de abajo muestra el conjunto total de herramientas utilizadas:

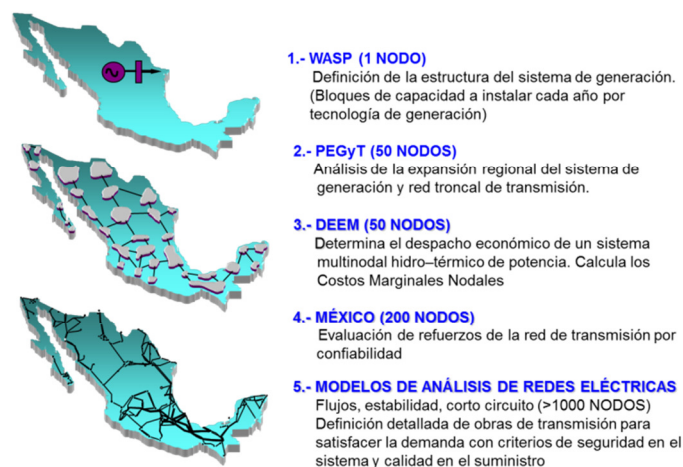


Figura 24. Herramientas utilizadas en México (fuente: SENER)

La herramienta WASP es utilizada para la planificación y determinación del mix óptimo de expansión. El WASP es utilizado en etapas trimestrales para un periodo de 15 años de duración. Se utiliza un conjunto de herramientas desarrolladas en México por la propia CFE y universidades con el objetivo de realizar análisis operativos y de confiabilidad más detallados. Las características de estas herramientas son:

- La herramienta PEGyT permite definir planes regionales de expansión de capacidad de generación y de la red principal de transmisión, para satisfacer la demanda prevista de manera confiable y a costo mínimo en un horizonte de largo plazo (hasta 30 años). El sistema eléctrico se representa mediante 50 regiones interconectadas. El método de solución es el de programación lineal determinista entera mixta con descomposición de Benders;
- La herramienta DEEM (Despacho Económico Estocástico Multinodal) determina el despacho económico de un sistema multinodal hidrotérmico de potencia. Considera una aproximación lineal para la representación de la red de transmisión. Para la representación de la demanda del sistema eléctrico nacional se consideran curvas de demanda mensuales discretizadas en cinco escalones, donde el primer escalón representa la demanda de punta del sistema y los siguientes las demandas intermedias y la demanda base. Este modelo calcula los Costos Marginales Nodales para el Sistema Troncal considerando los aspectos aleatorios de generación termoeléctrica y generación hidroeléctrica (Centrales de hilo de agua, con regulación mensual y con regulación anual), utilizando el método Monte Carlo para simular la aleatoriedad de las variables y programación lineal para resolver el problema de despacho económico;
- La herramienta MÉXICO determina la confiabilidad conjunta de la generación y la transmisión del sistema eléctrico, evaluando combinaciones de estados de falla de unidades generadoras y/o líneas de transmisión;

Los desafíos encontrados por la CFE y la SENER para conducir una planificación en un ambiente con fuerte penetración de renovables están centrados en poder representar mejor y con más detalles la dinámica de la operación de corto plazo (cobertura de la demanda en etapas horarias). Con la penetración de nuevas renovables y de la generación térmica a gas, la representación de la interacción del mix eólico (y solar en el futuro) – gas – hidráulicas será fundamental, así como la representación de las dinámicas de corto plazo – restricciones de unit commitment, rampas, curva de carga, etc – y de la incertidumbre de la generación hidroeléctrica y de las nuevas renovables. Estos aspectos no son representados en la herramienta DEEM, que trabaja en etapas mensuales. La SENER se encuentra en la actualidad explorando (a través de convenios de colaboración) los modelos actualmente desarrollados o en vías de desarrollo por el *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), en los Estados Unidos.

7.2.2 Uruguay

Uruguay disfruta de un robusto sistema hidroeléctrico con capacidad de almacenamiento que ha sido instrumental en garantizar el suministro de la demanda a mínimo costo. El país cuenta con una Política Energética vigente que apuesta al desarrollo de las energías renovables no convencionales. En este sentido, se espera

una fuerte participación de esas tecnologías (sobre todo la energía eólica) en la expansión debido al hecho que los recursos hidroeléctricos de mediano y gran tamaño de Uruguay se encuentran aprovechados casi totalmente, por lo que no son previsibles expansiones muy significativas de este origen.

El Gobierno, a través de varios Decretos ha establecido un marco para el desarrollo de la generación por parte de productores independientes, con fuentes renovables (eólica, biomasa, solar y pequeñas hidroeléctricas). Se encomienda a UTE (acrónimo de Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas), compañía estatal de energía eléctrica de Uruguay, a contratar la energía de estos proyectos, seleccionados mediante un proceso de licitación, y a trasladar a la tarifa de los consumidores regulados el eventual sobreprecio resultante de comprar la energía de los proyectos adjudicados a los precios ofertados.

Además, se espera también una participación relevante de la generación térmica a gas natural. Uruguay posee tres gasoductos que conectan con la red de gas de Argentina que hoy día cuentan con un suministro de carácter interrumpible. El país está desarrollando la construcción de una planta de regasificación de gas natural licuado (GNL), cuya licencia fue ya adjudicada, a través de un contrato a 20 años, y de almacenamiento y regasificación de GNL (solución basada en buque flotante, 10 a 15 millones de m³/día de capacidad de regasificación).

El MIEM, entre otros cometidos, es responsable de diseñar e instrumentar las políticas del Gobierno referidas a su matriz energética. La Dirección Nacional de Energía es la Unidad dentro del MIEM responsable de elaborar, proponer y coordinar las políticas tendientes a satisfacer las necesidades energéticas nacionales. En este contexto, la DNE desarrolla las actividades de planificación energética para todo el país y en particular del sector eléctrico.

La planificación de la expansión de generación conducida por el MIEM tiene carácter indicativo y es realizada tomando como opción el desarrollo de la energía eólica entre otras. El proceso de planificación utiliza como métrica la minimización de los costes totales del sistema, incluyendo costes de inversión, operación y mantenimiento y de combustible imponiendo restricciones (anuales y semanales) a la cantidad esperada de energía no suministrada. Estos análisis se realizan apoyándose en dos herramientas computacionales:

- La herramienta WASP es utilizada para la planificación y determinación del mix óptimo de expansión. WASP considera etapas trimestrales para un periodo de 20 años;
- La herramienta SIMSEE (simulador de sistemas de energía eléctrica²¹), desarrollada por el Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de la República de Uruguay, es utilizado para simular el despacho económico con más detalle, sobre todo representando la generación hidroeléctrica y renovable no convencional (no bien representada en el WASP). Este simulador permite la optimización de la operación de sistemas hidroeléctricos de generación de energía eléctrica en etapas semanales (puede llegar a pasos horarios) por un horizonte de 20 años. Su algoritmo de

²¹ Para más detalles, ver: <http://iie.fing.edu.uy/simsee/simsee/index.php>

solución está basado en programación dinámica estocástica (PDE) con representación de estocasticidad en los caudales de las hidráulicas y también en la producción eólica.

Los desafíos encontrados por el MIEM para conducir una planificación en un ambiente con fuerte penetración de renovables están centrados en poder representar mejor y con más detalles la dinámica de la operación de corto plazo (cobertura de la demanda en etapas horarias considerando las reservas operativas existentes en el sistema). La representación de la interacción del mix eólico (y solar en el futuro), centrales a gas e hidráulicas es cada vez más relevante, especialmente si se tiene en cuenta que el potencial hidroeléctrico en Uruguay está agotado. Para la realización de dichos estudios, la representación de las dinámicas de corto plazo –costes no convexos, restricciones de *unit commitment*, rampas, curva de carga, etc.- y de la incertidumbre de la generación hidroeléctrica y de las ERNC será fundamental. Estos aspectos no son representados en la herramienta SIMSEE.

A estos problemas, hay que añadir la incertidumbre asociada a las interconexiones con Brasil y Argentina, pues dependiendo del desarrollo de las mismas, las decisiones de expansión óptimas pueden cambiar significativamente. Esto por tanto implica que a lo anterior, se añada la necesidad de mejorar la representación del impacto de estas interconexiones en los modelos.

El MIEM, a través de la DNE, se encuentra en la actualidad explorando los procesos de desarrollo que han transitado países con altos porcentajes de energía eólica. Es así que ha contratado varios estudios con el operador del sistema de Dinamarca, Energinet y más recientemente ha entrado en contacto con REN de Portugal, dadas las similitudes de este sistema con el uruguayo, por su gran componente hidráulico e importante desarrollo de energía eólica y por su condición de sistema de pequeño tamaño conectado a un sistema eléctrico de mayor (España).

7.2.3 Chile

Chile es un país con limitada capacidad de recursos energéticos que depende principalmente de la hidráulica y de la importación de hidrocarburos para atender la mayor parte de sus necesidades. El gas natural es importado mediante dos terminales de regasificación de GNL. Existen seis gasoductos desde Argentina, aunque los volúmenes transados en los últimos años han sido prácticamente nulos. El sector eléctrico de Chile está formado básicamente por dos sistemas interconectados, que son el Sistema Interconectado Central (SIC) - principal sistema eléctrico chileno, con el 74% de la capacidad instalada del país, con fuerte participación hidroeléctrica y entregando suministro al 92% de la población del país - y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), mayoritariamente térmico y abasteciendo la demanda de grandes consumidores mineros e industriales.

Modificaciones a la Ley Eléctrica efectuadas entre los años 2004 y 2008 introdujeron algunos incentivos para la generación. En el año 2008 a través de la Ley 20.257, se estableció un sistema de cuotas obligatorias de ERNC, comenzando el 2010 con 5% con un aumento progresivo hasta 10% al 2024, que deben cumplir los generadores comercializadores. Más recientemente, en Octubre de 2013, la Ley 20.698 introdujo nuevos cambios a la normativa de nuevas renovables en Chile, elevando la meta de

ERNC a un 20% al 2025 y permitiendo que el Ministerio de Energía (MdE) efectúe licitaciones públicas anuales para la compra de ERNC de forma de asegurar el cumplimiento de dicha obligación.

Un marco regulatorio competitivo para el mercado de generación está en funcionamiento en Chile desde hace treinta años. La Comisión Nacional de Energía (CNE) realiza planes indicativos de generación, empleados principalmente en el cálculo tarifario de los precios de nudo, que requiere proyecciones de los costos marginales del sistema para los siguientes cuatro años. No existe una planificación vinculante para los generadores ni otras formas de intervención estatal directa para asegurar el abastecimiento.

Sin embargo, la situación es diferente en la transmisión. Cada cuatro años un Comité conformado representantes del MdE, la Comisión Nacional de Energía (CNE), las empresas generadoras, de transmisión, las distribuidoras contratan la realización de un estudio a un consultor independiente con el objeto de valorar cada tramo del sistema de transmisión troncal y definir (de forma vinculante) sus ampliaciones y expansiones para cada escenario previsto de expansión de la generación. Dichas ampliaciones son licitadas. Adicionalmente, sobre la base de los resultados de este estudio, anualmente los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) deben analizar la consistencia entre los resultados del estudio y los desarrollos efectivos en materia de inversión en generación y evolución de la demanda. Como resultado de este análisis deben emitir un informe a la CNE con sus propuestas sobre las obras que deben realizarse o iniciarse en los próximos 12 meses para posibilitar el abastecimiento de la demanda.

En ese ambiente, se puede organizar las actividades de planificación realizadas por las instituciones chilenas y herramientas asociadas de la siguiente forma:

- *Planificación de la expansión:* no hay la producción de un plan de expansión de la generación de forma regular y las actividades de planificación en Chile están centradas en la transmisión, que sirven para la licitación de refuerzos en el sistema.

Sin embargo, el MdE realiza sus propios estudios de planificación, utilizando un conjunto de herramientas. La herramienta PET (Power Electricity Timetable) - modelo de planificación centralizada de la red multinodal, que busca minimizar los costos de inversión y operación del sistema, dando como resultado una operación económica, en conjunto con un plan de obras del parque generador – ha sido utilizada. El MdE se encuentra probando la herramienta OPTGEN²², desarrollada por PSR en Brasil, que es una herramienta que determina la expansión de mínimo costo de un sistema hidrotérmico representando la operación del sistema de manera detallada, tomando en cuenta la incertidumbre en los caudales, las restricciones de emisión de gases de efecto invernadero y las restricciones de capacidad mínima, entre otros aspectos.

- *Planificación operativa:* para la planificación operativa la diversidad de herramientas es grande. Para la planificación de la operación, el CDEC-SING utiliza la herramienta Plexos, desarrollado por Energy Exemplar. El CDEC-SIC, utiliza las herramientas

²² www.psr-inc.com

PLP y PCP (modelos de Programación de Largo y Corto Plazo, respectivamente), desarrollados por empresas y universidades en Chile, y también la herramienta de despacho hidrotermico estocástico SDDP²³, desarrollado por PSR, que representa un sistema hidrotermico y nuevas renovables en detalles y con su incertidumbre asociada. La CNE, utiliza para sus estudios operativos e informes de fijación de precios de nudo la herramienta OSE 2000, modelo computacional de despacho hidrotérmico estocástico desarrollado por KAS Ingeniería²⁴. Este modelo es similar al modelo PLP usado por el CDEC-SIC. El MdE también utiliza la herramienta OSE 2000 y ha también utilizado la herramienta de despacho hidrotermico estocástico SDDP.

De una forma general se observa en Chile que la existencia de dos sistemas con mix hidrotérmicos diferentes ha puesto desafíos distintos hoy día para la operación: el SING, más térmico, posee características más semejantes a las de los países europeos (con fuerte preocupación en las dinámicas de corto plazo) mientras el SIC, más hidráulico, posee características iguales a las de los demás países de América Latina (más preocupación con la gestión de embalses de mediano plazo). Sin embargo, los dos sistemas siguen buscando soluciones centradas en poder representar mejor y con más detalles las dinámicas de corto plazo -restricciones de *unit commitment*, rampas, curva de carga, etc.- y de la incertidumbre de la generación hidroeléctrica y de las nuevas fuentes renovables (cobertura de la demanda en etapas horarias). Esta dinámica será más importante para el SING, aunque el SIC también tendrá los mismos desafíos. Debido al tamaño en términos de la demanda punta de cada sistema (aproximadamente 2GW para el SING y 7GW para el SIC) se espera que los desafíos mencionados anteriormente se vislumbren en el corto plazo, dado la alta tasa de penetración esperada de las energías renovables para los próximos años.

Se observa también en Chile un gran interés por una mejor planificación de la generación que sirva de insumo para producir estudios de planificación de transmisión más robustos.

7.2.4 Colombia

Colombia cuenta con un portafolio de suministro actual basado en generación hidroeléctrica y generación térmica con combustibles gas natural y carbón. El país todavía posee un significativo potencial hidráulico y reservas de carbón y gas natural. Las nuevas fuentes renovables más prometedoras son la eólica, pequeñas centrales hidroeléctricas y biomasa.

En Colombia no hay ningún mecanismo explícito de soporte comercial a las nuevas fuentes renovables. Aunque existan beneficios tributarios de IVA e impuesto de la renta, los precios del Mercado de Energía Mayorista son el principal mecanismo para atraer las nuevas fuentes renovables. En 2011 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), definió la metodología para determinar la energía firme de plantas

²³ www.psr-inc.com

²⁴ http://www.kasing.cl/disenio/kas_hacemos_modelo.htm

eólicas con la cual pueden participar en el esquema de Cargo por Confiabilidad, creando así otro mercado para esa tecnología.

Por otro lado, Colombia ha sido uno de los pocos países que ha mantenido una institución encargada de desarrollar actividades de planificación después de introducir un proceso de reforma en su sector eléctrico. De acuerdo a lo establecido en la ley eléctrica, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), es la encargada de elaborar – de forma indicativa - el Plan de Expansión de Referencia en Generación. La UPME es una Unidad Administrativa Especial del orden Nacional, de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía.

Con el fin de elaborar el plan de expansión de referencia de generación la UPME utiliza en sus análisis las siguientes herramientas computacionales desarrolladas por PSR:

- La herramienta OPTGEN, es utilizada para la planificación y determinación del mix óptimo de expansión. El OPTGEN es un modelo de optimización de la expansión, que a partir de un conjunto de proyectos candidatos, determina el plan de mínimo costo global (suma de los costos de inversión de valor esperado de los costos operativos). El OPTGEN adopta una metodología de solución conocida como descomposición de Benders, donde se construye la función de mínimo costo global a partir de la solución iterativa de una aproximación del problema de expansión y del problema operativo. Este proceso es bastante flexible y permite la incorporación de modelos computacionales con diferentes niveles de detalle²⁵ y diferentes estrategias de solución, como los casos donde hay múltiples escenarios y modelos de despacho con base en la optimización estocástica.
- Una vez conocido el plan de expansión de la generación, se utiliza la herramienta de despacho hidrotérmico MPODE²⁶ (como es conocido en Colombia la herramienta SDDP), es utilizado para simular el despacho económico con más detalle, sobre todo representando la generación hidroeléctrica y renovable no convencional y estimar los índices de confiabilidad de suministro. Esta herramienta permite la optimización de la operación de sistemas hidroeléctricos de generación de energía eléctrica en etapas semanales por un horizonte de 20 años. Su algoritmo de solución está basado en programación dinámica estocástica (PDE) con representación de estocasticidad en los caudales de las hidro y también en la producción eólica. La herramienta se utiliza hace varios años en Colombia, tanto por los agentes como por el Operador del Sistema (XM).

Los desafíos de la planificación en Colombia con respecto a la integración de las nuevas fuentes renovables son los mismos que se han observado en otros países: representación de una mayor granularidad en las etapas de los modelos de optimización y los aspectos relevantes para representar la cobertura de la demanda horaria, además de la incertidumbre en la producción de las hidroeléctricas y de las nuevas fuentes renovables. Debido a sus reservas de gas, otro aspecto importante en Colombia es la representación integrada de las redes de gas natural y electricidad.

²⁵ Casi lo único que se requiere es que la herramienta de optimización utilice variables de decisión continuas y pueda producir los vectores de beneficio marginal.

²⁶ Modelo de Planificación Óptima del Despacho Energético.

Una planta termoeléctrica ubicada en la “boca del pozo” requiere refuerzos en la red eléctrica, pues está distante de los principales centros de carga, y viceversa: una planta ubicada cerca de estos centros requiere inversiones en la red de gasoductos. Esta interacción entre los sectores de gas y electricidad sugiere que una planificación integrada de estas redes puede resultar en soluciones más económicas para los consumidores de ambos los sectores.

Colombia sigue buscando soluciones para estos desafíos así como para mejorar sus prácticas de planificación. La UPME ha demostrado interés en seguir con las herramientas que tiene buscando perfeccionarlas junto a su desarrollador.

7.2.5 América Central

América Central es una región con fuerte participación hidroeléctrica, donde la energía eólica ha tenido un rol creciente y, donde se espera que la generación gas tenga también un papel importante a través del gas natural licuado. No hay un esquema de soporte a las nuevas fuentes renovables uniforme entre los países pero cada uno ha utilizado su propio mecanismo para promoverlas, donde las subastas e beneficios tributarios han tenido un rol importante en su desarrollo.

La región tiene una fuerte tradición de planificación regional e integrada. El Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) – formado por las instituciones INDE (Guatemala), ENEE (Honduras), CEL (El Salvador), ENATREL (Nicaragua), ICE (Costa Rica), ETESA (Panamá) – tiene, dentro de su rol de actividades, la organización del Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR).

El GTPIR es conformado por los planificadores de cada una de las seis empresas eléctricas estatales y ministerios de energía, funciona como un comité técnico del CEAC con el objetivo de elaborar planes indicativos regionales de expansión de generación, teniendo en cuenta el efecto de las interconexiones actuales y futuras. El GTPIR ha realizado las siguientes actividades:

- Análisis de la situación actual de la planificación de expansión de generación.
- Definición de metodologías y criterios para la planificación regional.
- Elaboración y actualización de una base de datos regional para la planificación de expansión de generación.
- Elaboración de planes indicativos de expansión.

Dentro de estos marcos de actividades, el GTPIR produce el Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación que tiene como objetivo diseñar planes de expansión óptimos para la generación eléctrica en los países del istmo centroamericano, a través del análisis de diversas alternativas, considerando los escenarios futuros más relevantes. El último plan disponible presenta los resultados de un seguimiento y actualización de los planes indicativos regionales, que en esta oportunidad cubren el período 2012-2027.

Para obtener el cronograma de expansión de mínimo costo se utiliza la herramienta OPTGEN, desarrollada por PSR. Posteriormente, se utilizan la herramienta *Stochastic Dual Dynamic Programming* (SDDP), también desarrollada por PSR, para simular la

operación del sistema en detalle para cada uno de los planes derivados del OPTGEN. La simulación del despacho se utiliza para validar el criterio de confiabilidad y además obtener los parámetros técnicos y económicos del despacho que se incluyen en el análisis de los resultados obtenidos para cada plan. Estos dos modelos son utilizados por el GTPIR y también por todas las instituciones de cada país en los desarrollos de sus propias actividades de planificación.

Un producto importante del GTPIR es la producción de una base integrada de datos de cada uno de los estados miembros del CEAC. Cada una de las empresas desarrolla sus respectivas bases de datos en SDDP con el objetivo de determinar sus planes indicativos de la expansión de la generación. Dicha base de datos es bien detallada e incluye la siguiente información:

- Características del parque de generación existente y futuro.
- Proyección de la demanda. Escenario Moderado.
- Base histórica de caudales de las plantas hidroeléctricas, existentes y candidatas futuras.
- Pronóstico de costos de combustibles.
- Catálogo de proyectos de generación.

La existencia de la base de datos – que es comercializada como un producto²⁷ – es un hecho importante y fundamental para el desarrollo de actividades de planificación integrada en la región y pruebas de perfeccionamientos en las herramientas actualmente utilizadas o nuevas herramientas.

Los desafíos de la planificación en Centroamérica con respecto a la integración nuevas fuentes renovables son los mismos observados en otros países: representación de una mayor granularidad en las etapas de los modelos de optimización y de los aspectos relevantes para representar la cobertura de la demanda horaria, además de la incertidumbre en la producción de las hidroeléctricas y de las nuevas fuentes renovables. El GTPIR sigue buscando soluciones para estos desafíos y, tal como Colombia, ha demostrado interés en seguir con las herramientas que tiene buscando perfeccionarlas en la representación de los aspectos necesarios junto a su desarrollador.

7.2.6 Brasil

Brasil posee una matriz predominantemente hidroeléctrica complementada por centrales térmicas gas natural, carbón y nuclear. La participación hidroeléctrica es de 75% de la capacidad instalada. Muchas de las más de 200 centrales hidráulicas de Brasil poseen grandes embalses, con capacidad de regularización plurianual, y están ubicadas en cascada en una misma cuenca. Las nuevas fuentes renovables principales del país son la energía eólica, la cogeneración de biomasa de caña de azúcar y las mini-centrales hidroeléctricas. Brasil aún tiene un significativo potencial hidroeléctrico y reservas de gas y carbón. Las subastas de energía han sido el

²⁷ Ver http://www.ceaconline.org/documentos/Propuesta_de_Venta_BD_GTPIR.pdf

principal mecanismo para la integración de nuevas fuentes renovables y a lo largo de los últimos 5 años Brasil ha comprado más de 11,000 MW de energía eólica, biomasa y mini hidráulica que empezaran a operar hasta el 2016.

En Brasil hay libre competencia en el sector de generación, pero no en el sector de transmisión. Por lo tanto, los estudios de planificación son indicativos en lo que se refiere a la generación, y determinativos en lo que se refiere a la transmisión. El país posee una fuerte tradición en planificación, que en el país está a cargo de la Empresa de Pesquisa Energética (EPE), creada en 2004. Su objetivo es suministrar soporte técnico al Ministerio de Minas y Energía (MME) en sus estudios de planificación energética. La Figura abajo presenta el flujo de información / decisión del proceso de planificación en Brasil.

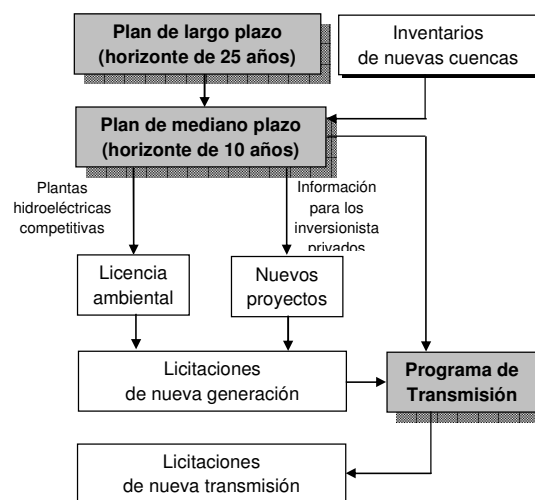


Figura 25. Proceso de planificación

El primer estudio es el Plan de Largo Plazo, con horizonte de 25 años. El objetivo de este plan es producir una visión estratégica de las opciones de desarrollo energético del país: recursos, nuevas tecnologías, situación internacional etc. El segundo estudio es el Plan Decenal Generación-Transmisión, que como indica el nombre, tiene un horizonte de diez años. Los principales datos de entrada para el Plan Decenal son los resultados de estudio de largo plazo, que se usan como “líneas maestras”, y los resultados de los estudios de inventario de las nuevas cuencas hidrográficas, de los cuales salen las características de los proyectos hidroeléctricos candidatos. El principal resultado del Plan Decenal es un cronograma (indicativo) de entrada de nueva generación y de nuevos refuerzos en la transmisión. El tercer tipo de estudio es el Programa de Expansión de la Transmisión (PET). El PET tiene horizonte de cinco años, y es donde se hacen los estudios detallados de los circuitos que se deben colocar para licitación. Los datos de entrada para los estudios del PET son el Plan Decenal y la información de cuales plantas ganaron la licitación de nueva generación (para que se pueda construir los refuerzos de transmisión necesarios).

La EPE y el MME utilizan la cadena de herramientas computacionales desarrollada por el CEPEL (“Centro de Pesquisas em Energia Elétrica”), un centro de investigación en energía eléctrica que pertenece al gobierno.

Para obtener el cronograma de expansión de mínimo costo se utiliza la herramienta MELP, que tiene funciones similares al modelo WASP. Posteriormente, se utiliza la herramienta NEWAVE para simular la operación del sistema en detalle para cada uno de los planes derivados del MELP. La herramienta NEWAVE es un modelo de despacho hidrotérmico estocástico de largo plazo que posee etapas mensuales y representa el sistema hidroeléctrico a través de subsistemas equivalentes, es decir, creando embalses agregados que representan de forma “equivalente energéticamente” el sistema hidroeléctrico individualizado. La herramienta es estocástica en la representación de caudales al sistema equivalente y determinista en todos los otros parámetros. La representación agregada de los embalses en la herramienta NEWAVE ya es una significativa desventaja con respecto a utilizadas por otros países.

Los desafíos de la planificación en Brasil con respecto a la integración de las nuevas fuentes renovables son los mismos observados en otros países. La característica de su sistema de generación actual – centrales hidroeléctricas con mucha capacidad de almacenamiento - ha hecho con que la urgencia por una mejor representación de una mayor granularidad en las etapas de los modelos de optimización y los aspectos relevantes para representar la cobertura de la demanda horaria no hayan sido temas urgentes. Sin embargo, la rápida penetración eólica y la mayoritaria integración de grandes centrales hidroeléctricas sin capacidad de almacenamiento van a hacer que estos temas sean fundamentales. La EPE y el MME están buscando perfeccionar las herramientas utilizadas hoy junto al CEPEL.

7.3 Resumen

La tabla abajo resume las herramientas utilizadas, necesidades y acciones de cada país o región analizada.

Tabla x – Resumen de las herramientas utilizadas, necesidades y acciones

País	Institución responsable por la planificación	Herramienta de planificación (desarrollador)	Herramienta de despacho económico (desarrollador)	Necesidades en las herramientas para representar nuevas fuentes renovables	Acciones en desarrollo
Uruguay	Ministerio de Industria, Energía y Minería	WASP (IAEA)	SIMSEE (universidad local)	Representar la dinámica de la operación de corto plazo (cobertura de demanda horaria), incluyendo restricciones de <i>unit commitment</i> , rampas, curva de	Contactos con los operadores del sistema de Portugal y Dinamarca
México	Secretaría de Energía y Comisión Federal de Electricidad	WASP (IAEA)	DEEM (universidad local)		Contactos con el NREL, USA
Chile	Ministerio de Energía y Minas	PET y OPTGEN (PSR)	Gran variedad: SDDP (PSR), Plexos (Energy Exemplar), OSE		Solicitaciones a los desarrolladores de las

País	Institución responsable por la planificación	Herramienta de planificación (desarrollador)	Herramienta de despacho económico (desarrollador)	Necesidades en las herramientas para representar nuevas fuentes renovables	Acciones en desarrollo
			2000 (Kas Ingeniería), PLP y PDP (empresas y universidades)	carga y de la incertidumbre de la generación hidroeléctrica y de las nuevas fuentes renovables	herramientas actuales
América Central	CEAC GTPIR	OPTGEN (PSR)	SDDP (PSR)		
Colombia	Unidad de Planeación Minero Energética	OPTGEN (PSR)	SDDP (PSR)		
Brasil	Ministerio de y Energía y Empresa de Pesquisa Energética	MELP (CEPEL)	NEWAVE (CEPEL)		

8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con la penetración de las nuevas fuentes renovables no convencionales y de la generación térmica a gas, la representación de la interacción del mix eólico y solar con el mix hidroeléctrico y de generación térmica existente se complica significativamente. En la región Latinoamericana los desafíos encontrados los países de América Latina para conducir una planificación en un ambiente con fuerte penetración de renovables están centrados en poder representar mejor y con más detalle por un lado la dinámica de la operación de corto plazo (mayor granularidad temporal y mejor representación de los costes y restricciones no convexos de las centrales térmicas) y por otro la incertidumbre asociada a la gestión de los recursos hidráulicos y la inherente a los propios recursos renovables (de más corto plazo).

El alto componente hidráulico con capacidad de regulación (embalse) propio de la mayoría de los sistemas eléctricos en América Latina no ha planteado todavía la necesidad de considerar una mejor representación del problema de la operación en el corto plazo. Sin embargo, la rápida penetración eólica en curso y el más que probable desarrollo de la generación solar fotovoltaica, unido al hecho de que las nuevas centrales hidráulicas en su mayoría carecen de capacidad de regulación anuncian la necesidad de avanzar en el desarrollo de estas herramientas para incorporar los factores enumerados en el párrafo anterior.

La investigación en estos temas está aún en desarrollo a nivel mundial y todavía se está lejos de poder disponer de la herramienta capaz de considerar todas las variables relevantes de forma integrada. En el caso de América Latina, además de una buena representación de las nuevas ERNCs, será en cualquier caso importante representar adecuadamente la incertidumbre y correlación existente entre la producción de estas y las renovables convencionales (hidroeléctricas) y, sobre todo, representar bien la generación hidroeléctrica, predominante en la región.

El BID puede desempeñar un rol importante en la promoción del desarrollo de las herramientas existentes, apoyando la implementación de nuevas funcionalidades en dichas herramientas. Es importante recordar que el BID fue el responsable por el desarrollo de la primera herramienta de planificación integrada con representación detallada de incertidumbres y de hidroeléctricas en el inicio de los años 90 (sistema SUPER/OLADE/BID, modelo MODPIN).

9 REFERENCIAS

Ackermann, T. and V. Knyazkin (2002): Interaction between distributed generation and the distribution network: Operation aspects. Paper presented at the 'Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific', IEEE/PES.

Barroso, L. A., F. Porrua, R. Chabar, M. V. Pereira and B. Bezerra, 2009. Incorporating Large-Scale Renewables to the Transmission Grid: Technical and Regulatory Issues - IEEE PES General Meeting 2009, Calgary, Canada.

Battle, C. & Rodilla, P., 2012. "An enhanced screening curves method for considering thermal cycling operation costs in generation expansion planning". IIT Working Paper IIT-12-070A, this version Nov. 2012. Accepted for publication in IEEE Transactions on Power Systems.

Battle, B., Rodilla, P., Leung, T., Veiga, A., Hagerty, M., 2013. Modeling the role of existing hydro resources in the capacity expansion problem in face of a significant penetration of solar PV. MIT-CEEPR Working Paper.

Bhattacharyya S.C., Timilsina G. R., (2010) "A review of energy system models", International Journal of Energy Sector Management, Vol. 4 Issue: 4, pp.494 – 518

Burger, B., 2013. Electricity production from solar and wind in Germany in 2013. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. Freiburg, Germany November 18, 2013. www.ise.fraunhofer.de.

Connolly D., Lund H., Mathiesen B.V., Leahy M. (2010), "A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems", Applied Energy, Volume 87, Issue 4, Pages 1059-1082.

EURELECTRIC. (2010). Integrating intermittent renewables sources into the EU electricity system by 2020: challenges and solutions. Union of the Electricity Industry

Cossent, R. (2013): Economic regulation of DSOs and its adaptation to the penetration of distributed energy resources and smart grid technologies. PhD Thesis, Comillas University Madrid.

de Joode, J., J.C. Jansen, A.J. van der Welle and M.J.J. Scheepers (2009): Increasing penetration of renewable and distributed electricity generation and the need for different network regulation. Energy Policy 37(8): 2907–2915.

González-Longatt, F.M. (2007): Impact of distributed generation over power losses on distribution systems. Paper presented at the 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilization, Barcelona.

Holttinen, H., Meibom, P., Orths, A., O'Malley, M., Ummels, B. C., Tande, J. O., et al. (2011). Impacts of Large Amounts of Wind Power on Design and Operation of Power Systems: Results of IEA Collaboration. Wind Energy, 179-192.

Holttinen, H., Meibom, P., Orths, A., van Hulle, F., Lange, B., O'Malley, M., et al. (2009). Design and operation of power systems with large amounts of wind power. Final report, IEA WIND Task 25, Phase one 2006-2008.

Mateo, C., T. Gomez, A. Sanchez, J. P. Peco Gonzalez and A. Candela Martinez, 2011. "A Reference Network Model for Large-Scale Distribution Planning With Automatic Street Map Generation." *Power Systems, IEEE Transactions* 26(1): 190-7.

Mastropietro, P., Batlle, C., Barroso, L. A., Rodilla, P., (2013). "Electricity auctions in South America: towards convergence of system adequacy and RES-E support". Working Paper IIT, submitted to *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Available at <http://www.iit.upcomillas.es/batlle/Publications.html>.

NERC. (2009). Accomodating High Levels of Variable Generation. North American Electric Reliability Corporation (NERC).

Odilon, A. C.; Schultz, Darío J.; Bittencourt, R.o M. y Rocha, N. (2001) "A. Wind/Hydro complementary seasonal regimes in Brazil". *Dewi Magazine* 19.

G. Oliveira, G., S. Binato and M. Pereira, 2007. Value based transmission expansion planning of hydrothermal systems under uncertainty. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, 2007.

Otero, A. (2011) "Análisis de Generación Complementaria entre Energía Hidráulica y Eólica Caso: Generación Isagen – Proyectos Eólicos en La Guajira Colombiana" Tesis de Maestría en Ingeniería, Universidad Nacional de Colombia.

Parsons, B., & Ela, a. E. (2008). Impacts of Large Amounts of Wind Power on Design and Operation of Power Systems; Results of IEA Collaboration, 2008.

Pérez-Arriaga, I. J., Ruester, S., Schwenen, S., Batlle, C., Glachant, J. M., 2013. "From distribution networks to smart distribution systems: Rethinking the regulation of European electricity DSO". THINK report, Florence School of Regulation.

Vergara, W., Deeb, A., Toba, N., Cramton, P., Leino, I., (2010). "Wind energy in Colombia. A framework for market entry". The International Bank for Reconstruction and Development/The World Bank. July 2010.

Yap, X.L. (2012): A model-based approach to regulating electricity distribution under new operating conditions. MIT MSc Thesis, Engineering Systems Division.

Xie, L., Carvalho, P., Ferreira, L., Liu, J., Krogh, B., Popli, N., et al. (2011, January). Wind Integration in Power Systems: Operational Challenges and Possible Solutions. *Proceedings of the IEEE*, 99(1).

Referencias web de los desarrolladores de herramientas mencionados en el texto:

- PSR (modelos SDDP y OPTGEN): www.psr-inc.com
- Energy Exemplar (modelo Plexos): www.energyexemplar.com
- KAS Ingeniería (modelo OSE2000): www.kasing.cl
- CEPEL (modelos MELP y NEWAVE): www.cepel.br