



**UNIVERSIDAD DE LA REPUBLICA
URUGUAY**

FACULTAD DE INGENIERÍA

TESIS MAESTRIA EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

**PLANIFICACIÓN DE LARGO PLAZO Y
CARACTERIZACIÓN DE SISTEMAS
ELÉCTRICOS EN AMÉRICA LATINA EN
BASE A SUS RECURSOS**

AUTOR: Ing LORENA DI CHIARA

TUTORES:

Dr. Ing. GONZALO CASARAVILLA

MSc. Ing. RUBEN CHAER

Mayo 2021

INDICE

INDICE	3
LISTADO DE TABLAS Y FIGURAS	5
RESUMEN EJECUTIVO	9
INTRODUCCIÓN	13
CAPITULO 1: INSTITUCIONES Y MODELOS DE PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS DE POTENCIA EN LATINO AMÉRICA Y CARIBE	15
CAPITULO 2: LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA EN AMÉRICA LATINA Y CARIBE	21
CAPITULO 3: LA ENERGÍA EÓLICA Y SOLAR FOTOVOLTAICA Y SUS EFECTOS EN LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA	27
EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y COSTOS A NIVEL MUNDIAL.....	27
EFECTOS DE LA INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA Y SOLAR FOTOVOLTAICA	30
CAPITULO 4: HIPÓTESIS GENERALES DE LOS SISTEMAS DE ESTUDIO	31
MODELADO DEL RECURSO HIDROLÓGICO	32
MODELADO DE LA DEMANDA.....	36
MODELADO DEL RECURSO EÓLICO	38
MODELADO DEL RECURSO SOLAR.....	50
PROYECCIÓN DE COSTOS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL	54
CAPITULO 5: ELECCIÓN DE LOS DIFERENTES ESCENARIOS	57
CAPITULO 6: MODELADO EN SIMSEE	61
MODELADO GENERACIÓN EÓLICA	62
MODELADO GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA	62
MODELADO GENERACIÓN TÉRMICA CANDIDATAS DE EXPANSIÓN	63
CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN.....	63
CAPITULO 7: RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES	65
CONO SUR: EXPANSIÓN SOLO GENERACIÓN TÉRMICA	66
CONO SUR: EXPANSIÓN PRECIO DE COMBUSTIBLE MEDIO.....	67
CONO SUR: EXPANSIÓN PRECIO COMBUSTIBLE ALTO (DERIVADOS DE PETRÓLEO).....	68
ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	70
ANÁLISIS DE RESULTADOS REGIÓN CONO SUR	71
REGIÓN ANDINA: EXPANSIÓN SOLO GENERACIÓN TÉRMICA	75
REGIÓN ANDINA: PRECIO DE COMBUSTIBLES MEDIOS	76
REGIÓN ANDINA: EXPANSIÓN PRECIO DE COMBUSTIBLE BAJO.....	77
ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES.....	79
ANÁLISIS DE RESULTADOS REGIÓN ANDINA	79
REGIÓN CENTRO AMÉRICA: SOLO GENERACIÓN TÉRMICA.....	83
REGIÓN CENTRO AMÉRICA: EXPANSIÓN PRECIO DE COMBUSTIBLE MEDIO.....	84
REGIÓN CENTRO AMÉRICA: EXPANSIÓN PRECIO DE COMBUSTIBLE ALTO	85

ANÁLISIS DE RESULTADOS REGIÓN CENTRO AMÉRICA	87
CAPITULO 8: CONCLUSIONES	91
TRABAJOS FUTUROS	101
ANEXO I – MODELADO DEL RECURSO HIDROLÓGICO, EOLICO Y SOLAR.	103
MODELADO RECURSO HIDROLÓGICO	103
MODELADO RECURSO EÓLICO Y SOLAR	106
ANEXO II – MODELADO DEL PRECIO DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL	111
ANEXO III – CÁLCULO DE EMISIONES DE CO₂.....	113
ANEXO IV – CÁLCULO DE LAS INVERSIONES	115
ANEXO V – EJEMPLO DE INCERTIDUMBRE EN LOS RESULTADOS DEL VALOR ESPERADO DEL COSTO UTILIZANDO ODDFACE - SIMSEE	117
BIBLIOGRAFIA	121
GLOSARIO	123

LISTADO DE TABLAS Y FIGURAS

Tabla 1: Instituciones encargadas de la planificación de sistemas eléctricos en AL&C.	16
Tabla 2: Modelos de planificación más utilizados en la región.....	20
Tabla 3: Generación hidroeléctrica en América Latina y Caribe en 2017.....	22
Tabla 4: Producción, potencia hidroeléctrica instalada y FP anual en América Central.	32
Tabla 5: Producción, potencia hidroeléctrica instalada y FP anual en Cono Sur (No incluye Brasil).....	33
Tabla 6: Producción, potencia hidroeléctrica instalada y FP anual en Región Andina. ...	33
Tabla 7: Escenarios región Cono Sur.	58
Tabla 8: Escenarios Región Andina.	59
Tabla 9: Escenarios Región Centro América.	60
Tabla 10: Costos variables considerados en las simulaciones.	63
Tabla 11: Costo energía eólica y solar fotovoltaica.....	73
Tabla 12: Cono Sur: Comparación óptimo ERNC, costo base y bajo de PV.....	73
Tabla 13: Costo energía eólica y solar fotovoltaica Región Andina.	82
Tabla 14: Costo energía eólica y solar fotovoltaica Región Centro América.	89
Tabla 15: Integración de ERNC - Potencia hidroeléctrica 60% pico de demanda.....	92
Tabla 16: Integración de ERNC - Potencia hidroeléctrica 40% pico de demanda.....	92
Tabla 17: Integración de ERNC - Potencia hidroeléctrica 20% pico de demanda.....	92
Tabla 18: LCOE generación eólica y solar fotovoltaica en las diferentes regiones.	94
Tabla 19: Índice de Emisiones tCO ₂ - Potencia hidroeléctrica 60% pico de demanda. ...	97
Tabla 20: Índice de Emisiones tCO ₂ - Potencia hidroeléctrica 40% pico de demanda. ...	97
Tabla 21: Índice de Emisiones tCO ₂ - Potencia hidroeléctrica 20% pico de demanda. ...	97
Tabla 22: Anualidad (inversión y O&M) - Potencia hidroeléctrica 60% pico demanda. ...	98
Tabla 23: Anualidad (inversión y O&M) - Potencia hidroeléctrica 40% pico demanda. ...	99
Tabla 24: Anualidad (inversión y O&M) - Potencia hidroeléctrica 62% pico demanda. ...	99

Tabla 25: Poder Calorífico Inferior (PCI) y Factor de Emisiones por combustible.....	113
Tabla 26: Factor de emisiones de las centrales térmicas.	114
Tabla 27: Inversión por tecnologías, año 7 y 8.	116
Tabla 28: Resultados de la expansión - Soluciones propuestas.	118
Fig. 1: Capacidad hidroeléctrica, precio del combustible y expansión predominante.....	11
Fig. 2: Factores que intervienen en la planificación de los sistemas de potencia.....	15
Fig. 3: Impacto climático típico de El Niño durante diciembre-febrero y junio-agosto.....	23
Fig. 4: Impacto climático típico de La Niña durante diciembre-febrero y junio-agosto....	24
Fig. 5: Evolución mundial de la capacidad solar fotovoltaica instalada	27
Fig. 6: Evolución mundial de la capacidad eólica onshore instalada.....	28
Fig. 7: Evolución de costos de instalación solar fotovoltaica y proyección 2030 - 2050.	29
Fig. 8: Evolución de costos instalación de eólica onshore y proyección 2030 - 2050.....	29
Fig. 9: Caudales medios por unidad (Colombia, El Salvador, Equivalente Uruguay).	35
Fig. 10: Comparación demanda media mensual.	36
Fig. 11: Curva de demanda de energía media (Colombia, El Salvador, Uruguay).....	36
Fig. 12: Mapa eólico de América Latina y Caribe – Factor de Planta anual.	38
Fig. 13: Análisis cualitativo de la evolución de la generación eólica en América Latina.	40
Fig. 14: Recurso eólico Uruguay.	41
Fig. 15: Recurso eólico Buenos Aires, Argentina.....	41
Fig. 16: Recurso eólico Río Negro, Argentina.....	42
Fig. 17: Recurso eólico Río Grande do Sul, Brasil.....	42
Fig. 18: Comparación de la evolución mensual del recurso eólico – Región Cono Sur..	43
Fig. 19: Comparación de la evolución horaria del recurso eólico – Región Cono Sur....	43
Fig. 20: Recurso eólico zonas de Ecuador.	44
Fig. 21: Recurso eólico zonas de Colombia.....	44

Fig. 22: Recurso eólico zonas de Perú.....	45
Fig. 23: Comparación de la evolución mensual del recurso eólico– Región Andina.....	45
Fig. 24: Comparación de la evolución horaria del recurso eólico– Región Andina.....	46
Fig. 25: Recurso eólico zonas de Panamá – Global Wind Atlas.	47
Fig. 26: Recurso eólico zonas de Costa Rica – Global Wind Atlas.	47
Fig. 27: Recurso eólico zonas de Nicaragua – Global Wind Atlas.	47
Fig. 28: Comparación de la evolución mensual del recurso eólico– Centro América.	48
Fig. 29: Comparación de la evolución diaria del recurso eólico – Centro América.....	48
Fig. 30: Irradiación global horizontal.....	50
Fig. 31: Evolución del FP solar fotovoltaico mensual.....	51
Fig. 32: Evolución del FP solar fotovoltaico mensual Región Andina.....	52
Fig. 33: Evolución del FP solar fotovoltaico mensual Región de América Central.	53
Fig. 34: Proyección del precio del gas natural Henry Hub (USD/MBTU).....	54
Fig. 35: Proyección de precio del barril de petróleo WTI (USD/bbl).	55
Fig. 36: Comparación anualidad expansión: Potencia hidroeléctrica instalada en función de capacidad de almacenamiento - Cono Sur, precio medio combustible.	71
Fig. 37: Comparación anualidad expansión: Volumen del embalse en función de la capacidad hidroeléctrica - Cono Sur, precio medio combustible.....	72
Fig. 38: Participación generación eólica y solar fotovoltaica en la región Cono Sur.....	73
Fig. 39: Comparación anualidad expansión: Potencia hidroeléctrica instalada en función de capacidad de almacenamiento –R. Andina, precio medio combustible.....	80
Fig. 40: Comparación anualidad expansión: Volumen del embalse en función de la capacidad hidroeléctrica –R. Andina, precio medio combustible.	81
Fig. 41: Participación generación eólica y solar fotovoltaica en la R. Andina – FP Alto.	81
Fig. 42: Participación generación eólica y solar fotovoltaica en la R. Andina – FP Bajo.....	82
Fig. 43: Comparación anualidad expansión: Potencia hidroeléctrica instalada en función de capacidad de almacenamiento –Centro América, precio medio combustible.....	87

Fig. 44: Comparación anualidad expansión: Volumen del embalse en función de la capacidad hidroeléctrica –Centro América, precio medio combustible.	88
Fig. 45: Participación de la generación eólica y solar fotovoltaica en Centro América... ..	89
Fig. 46: Participación de las ERNC en los distintos escenarios de estudio.	93
Fig. 47: Participación de las ERNC para cada % de Potencia Hidráulica instalada – Precios medios de combustibles.	94
Fig. 48: Capacidad hidroeléctrica, precio del combustible y expansión predominante - Esta figura es la misma que la Fig. 1 y se repite aquí para facilitar la lectura.	96
Fig. 49: Anualidades diferentes regiones: escenario precio medio de combustible.....	99
Fig. 50: Monótona del FP anual hidroeléctrico Región Cono Sur y Andina.	104
Fig. 51: Comparación aportes medios mensuales por unidad.	104
Fig. 52: Monótona del FP anual hidroeléctrico Región Centro América.	105
Fig. 53: Comparación aportes medios mensuales por unidad.	105
Fig. 54: Resultados FP mensual Eólico y PV en la región Cono Sur.	106
Fig. 55: Resultados FP horarioeólico y PV en la región Cono Sur.....	107
Fig. 56: Resultados FP eólico y datos La Red del Futuro en Región Andina.	108
Fig. 57: Resultados FP PV en Perú y Chile.	108
Fig. 58: Resultados del FP mensual Eólico y PV en la región de Centro América.	109
Fig. 59: Resultados del FP diario Eólico y PV en la región de Centro América.....	110
Fig. 60: Precio del barril de petróleo crudo de OPEP en el período 1960 a 2019.	111
Fig. 61: Evolución del Precio Spot del Gas Natural Henry Hub publicado por EIA.....	111
Fig. 62: Simulación precio del barril de petróleo con valor medio 50 USD/bbl	112
Fig. 63: Porcentaje de error del valor según el nro de muestras con confianza 95%... ..	117
Fig. 64: Resultado de la función de costos de las diferentes expansiones simuladas..	118
Fig. 65: Costo total por crónica – Simulación con 50.000 crónicas Solución 1 y 2.....	119
Fig. 66: Intervalo del Valor Esperado de la función de costos con confianza 95%.....	120

RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo principal de este trabajo es determinar el óptimo de inversiones de generación en sistemas de potencia con características similares a la de los países de América Latina para diferentes niveles de integración hidroeléctrica y capacidad de almacenamiento. Se destaca que en 2019 la generación hidroeléctrica representó aproximadamente el 50% de la demanda de electricidad en la región.

Debido a las diferencias en las características de los recursos naturales, principalmente el recurso eólico y solar, a los efectos de este estudio se divide América Latina en las regiones de Cono Sur, Región Andina y Centro América. La región Cono Sur está integrada por Argentina, Río Grande do Sul y Uruguay, la región Andina está integrada por Chile, Bolivia, Perú, Ecuador y Colombia, y Centro América por Panamá, Costa Rica, Nicaragua, El Salvador, Honduras y Guatemala.

Se realizó un relevamiento de la capacidad hidroeléctrica instalada, histórico y evolución de caudales, curva de demanda, costos de instalación de las diferentes tecnologías, recurso eólico, irradiación y disponibilidad de combustibles fósiles en América Latina.

Para cada región, se modela el recurso hídrico considerando datos globales de 10 años históricos anuales de generación y capacidad hidroeléctrica instalada, y datos de caudales anuales y mensuales de un país de cada región. Se observa que, la evolución anual en la región Andina y Cono Sur es similar, mientras que en Centro América es más pronunciada la época seca y húmeda. La demanda de electricidad se modela a partir de datos históricos de Colombia (Región Andina), Uruguay (Cono Sur) y El Salvador (Centro América).

Los costos de instalación de la generación eólica y solar fotovoltaica se basan en datos históricos y proyecciones internacionales de costos publicadas por IRENA (Agencia Internacional de Energías Renovables). En el mediano y largo plazo, la producción de energía de estas tecnologías es altamente predecible, pero en contrapartida la principal dificultad que presenta son las variaciones en el muy corto plazo. En este sentido, las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación pueden contribuir a mitigar los efectos adversos de estas fluctuaciones de muy corto plazo.

El recurso eólico y solar se modela a partir de datos del Global Wind Atlas¹, Global Solar Atlas² e información pública y datos históricos disponibles de cada región de América Latina. El recurso eólico, según la región, presenta mayores diferencias que el solar en cuanto a los factores de planta y evolución a lo largo del año. La región Cono Sur es la que presenta los mejores factores de planta eólicos, mientras que la región Andina en las zonas cercanas al desierto de Atacama presenta los mejores factores de planta para el desarrollo de la energía solar fotovoltaica.

¹ Global Wind Atlas es una aplicación web gratuita de alcance mundial de datos de densidad de energía eólica y velocidad de viento a varias alturas. <https://globalwindatlas.info/>

² Global Solar Atlas es una aplicación web gratuita de alcance mundial de datos del recurso solar y el potencial de energía solar fotovoltaica. <https://globalsolaratlas.info/map>

Se consideran 3 escenarios de costos de combustibles: Precios Bajos, Precios Medios y Precios Altos, que están asociados a la disponibilidad de suficiente gas natural autóctono, al uso de gas natural licuado y a la operación con derivados de petróleo respectivamente.

La optimización se realizó con la plataforma SimSEE[1][2] (Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica) y el módulo de Planificación de Inversiones de Generación PIG-OddFace[3]. Este modelo permite representar en forma adecuada el sistema con sus recursos estocásticos y usar un paso de simulación de tiempo acorde.

Todos los costos/precios considerados en este estudio están expresados en dólares constantes de 2020. Se considera una tasa de actualización de 10%³ y no se consideran impuestos.

Para cada región se consideran 12 escenarios de potencia/almacenamiento hidroeléctrico. La potencia hidroeléctrica instalada puede ser 60%, 40% y 20% del pico de demanda y la capacidad de almacenamiento: algunas horas, 1 semana, 3 meses o 1 año.

Los resultados de las expansiones óptimas muestran, como era de esperar, que en la medida que los precios de los combustibles fósiles aumentan, se incrementa la participación de la generación eólica y solar. En países con disponibilidad de gas natural autóctono (precios de combustible bajos) la integración óptima de las energías renovables no convencionales (ERNC) es muy baja o incluso nula, en contrapartida en países que las centrales térmicas operan con derivados de petróleo la integración es muy alta.

En sistemas con poca capacidad de almacenamiento, la evolución diaria de la generación eólica y solar fotovoltaica con relación a la curva de demanda, juegan un rol más importante que en sistemas con mayor capacidad de almacenamiento.

Para las mismas hipótesis de precios de combustible, costos de tecnologías y capacidad hidroeléctrica, el óptimo varía según la región considerada. En Cono Sur, el recurso eólico es muy bueno y la expansión con generación eólica predomina, mientras que en la región Andina en las zonas aledañas al desierto de Atacama la generación solar fotovoltaica es la predominante.

En la Fig. 1 se muestra para cada país de América Latina la clasificación por capacidad hidroeléctrica instalada, el precio del combustible y los resultados de la tecnología de expansión preponderante.

³ Para determinar la tasa de actualización de inversiones del sector eléctrico se toma como referencia las tasas usadas por varios países de la región para las redes de transmisión y distribución. En Perú la tasa de actualización está establecida en 12%, en Colombia según la activada del sector eléctrico en 10% o 12% y en El Salvador del 10%.

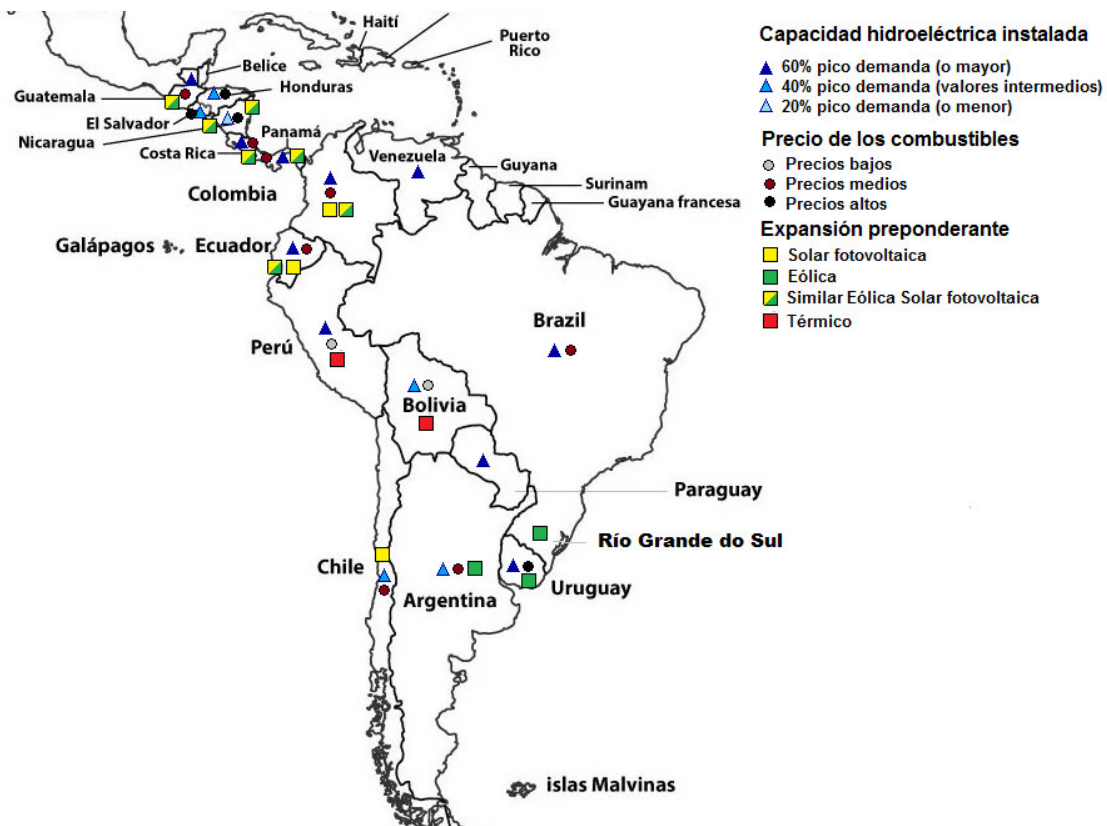


Fig. 1: Capacidad hidroeléctrica, precio del combustible y expansión predominante.

Fuente: Elaboración Propia.

En el caso de Brasil, la tecnología de expansión preponderante varía según la región, en este caso se consideró solo la región de Río Grande do Sul y precios de combustibles medios.

El estudio no considera los costos de inversión de las centrales hidráulicas ya que en su gran mayoría éstas ya están construidas. En un caso particular que se quiera analizar si una inversión hidráulica es conveniente, se deberá adicionar su costo al costo de abastecimiento del estudio de expansión óptima y se deberá verificar que el total sea menor que el costo de las alternativas.

Si bien no se incluyen metas ni beneficios económicos asociados a la reducción de CO₂, en los sistemas con precios de combustible fósil medio y alto hay una reducción considerable en las emisiones. La adición de estos beneficios podría marcar una diferencia en la expansión de los sistemas que disponen de gas natural autóctono.

En conclusión, salvo en sistemas con precios de combustibles muy bajos, la generación eólica y solar fotovoltaica son alternativas de expansión muy competitivas. A mayor

capacidad de almacenamiento aumenta la participación de ERNC⁴. El óptimo del mix de generación varía según la región.

En los casos de una alta integración de ERNC se deben realizar estudios de flexibilidad y estabilidad del sistema de potencia para garantizar su correcto funcionamiento.

⁴ En los sistemas con capacidad hidroeléctrica instalada 20% y alta integración de ERNC se debe realizar un estudio de estabilidad en frecuencia del sistema.

INTRODUCCIÓN

La planificación de los sistemas eléctricos de potencia permite anticipar desafíos potenciales, tales como abastecer una demanda de energía creciente, alcanzar metas de política energética, cumplir con compromisos ambientales, entre otros. Los generadores de los sistemas eléctricos de potencia tienen una larga vida útil, que según el tipo de tecnología oscila entre 20 a 50 años y un tiempo de construcción entre 1 a 2 para las energías renovables no convencionales⁵, 2 a 3 años los ciclos combinados y unos 7 a 10 años las centrales hidroeléctricas y nucleares. A mayor plazo, mayor es el riesgo de construcción del proyecto. Las líneas de transmisión según la complejidad de la zona geográfica que atraviesen pueden tener tiempos muy largos de construcción o no ser viables por temas económicos y/o socio-ambientales.

Los estudios de planificación de sistemas de potencia de largo plazo suelen tener horizontes de tiempo de 15 a 30 años y el resultado final es un conjunto de inversiones óptimas que cumplen con un conjunto de requisitos impuestos. Este resultado generalmente determina las pautas sobre las decisiones del tipo de tecnología a instalar y el momento es que se debe instalar.

Dada la complejidad de estos estudios, se requieren modelos específicos para determinar la proyección de la demanda de energía (modelos de demanda) y en función de esta demanda, la expansión del sistema de potencia (modelos de oferta).

En 2018 el Banco Interamericano de Desarrollo hizo un relevamiento de las instituciones de planificación de sistemas de potencia de América Latina y Caribe (AL&C)[4]y de los modelos de planificación conocidos por estos países. Se observó que en AL&C todavía hay varios países, principalmente en la zona del Caribe, que no cuentan con instituciones que realicen estudios de planificación o las instituciones se han creado recientemente. Por otro lado, en la región se conocen varios modelos de planificación energética que tienen diferente grado de difusión y aceptación.

Varios de los sistemas eléctricos de América Latina cuentan con un alto porcentaje de capacidad hidroeléctrica instalada y muchos de ellos están influenciados por el denominado fenómeno de El Niño y La Niña. Estos fenómenos climatológicos presentan pseudo-ciclos con períodos que oscilan entre 5 a 8 años y pueden provocar en situaciones extremas grandes sequías o inundaciones. A la hora de elegir un modelo de planificación de sistemas de potencia en un país o región con estas características es muy importante que se pueda modelar en forma adecuada la aleatoriedad del sistema. Para ello, dentro de la lista de modelos conocidos en la región, deberíamos elegir primero los modelos de planificación donde los aportes hidrológicos se modelen de forma estocástica.

Cuando se realizan estudios de planificación de sistemas hidrotérmicos una de las interrogantes más comunes en la medida en que la integración de capacidad hidroeléctrica instalada aumenta, es el riesgo de racionamiento que el país está

⁵ Se consideran energías renovables no convencionales solo a la de origen eólico y solar.

dispuesto a correr ante una sequía extrema de muy baja probabilidad. Este concepto se define como Energía de Falla y se le asigna un Costo de Falla que representa la pérdida que implica al país este racionamiento. Los Costos de Falla deben ser incluidos en el estudio de planificación y son los que definen el nivel de inversiones a realizar. A mayor Costo de Falla, se instalarán más centrales de generación para evitar incurrir en situaciones de racionamiento.

Otro de los factores que se debe tener en cuenta para elegir el modelo de planificación es la integración de generación eólica y solar fotovoltaica. En la última década, estas tecnologías han experimentado una mejora en la eficiencia y una baja de costos, por lo que actualmente son opciones muy competitivas y se espera que en los próximos años los precios principalmente de la solar fotovoltaica sigan bajando.

Estas tecnologías si bien son variables en el corto plazo (horas, días), en el mediano y largo plazo (meses a años) la suma de la energía producida es muy predecible.

En sistemas con hidroeléctricas con capacidad de embalse, las fluctuaciones de corto plazo de la generación eólica y/o solar fotovoltaica pueden ser cubiertas por generación hidroeléctrica. En las horas en que las centrales eólicas y/o solares fotovoltaicos están generando en abundancia, se reduce la generación hidroeléctrica almacenando así el agua afluyente en los embalses.

Los modelos de planificación energética, deben representar en forma adecuada la dinámica y variabilidad de estos sistemas. Es importante usar pasos de tiempo acordes, modelar en forma adecuada los aportes hidrológicos, viento, irradiancia y demanda.

Como se verá en el Capítulo 1, uno de los modelos que más se adecua para realizar estudios de planificación de sistemas de potencia con alta integración de generación hidroeléctrica y energías renovables no convencionales es el SimSEE[1][2] (Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica). SimSEE utiliza el algoritmo clásico de Programación Dinámica Estocástica (SDP, sigla en inglés) sufriendo por tanto de la Maldición de Dimensionalidad de Bellman⁶[5]. Esto se traduce en una limitante en cuanto a la cantidad de variables de estados a representar en el cálculo de la Política Óptima de Operación.

En este trabajo se realiza un estudio de planificación energética de largo plazo utilizando el modelo SimSEE basados en datos hidrológicos, del recurso eólico y solar de diferentes países/regiones de Latinoamérica para varios niveles de capacidad hidroeléctrica instalada y almacenamiento.

En función de los resultados de este estudio se realiza una caracterización del óptimo de generación de los sistemas eléctricos de potencia en función de la integración hidroeléctrica y su capacidad de almacenamiento, los recursos eólicos e irradiancia y la disponibilidad y costos de combustibles fósiles.

⁶ Si el sistema tiene N variables de estado y cada variable se discretiza en M puntos, en cada paso de tiempo la cantidad de puntos del espacio de estados que se debe calcular es M^N . Por lo tanto, al incrementar la cantidad de variables de estado la cantidad de puntos de cálculo (tiempo de optimización) crece en forma exponencial.

CAPITULO 1: Instituciones y modelos de planificación de sistemas de potencia en Latino América y Caribe

La Real Academia Española define planificación como:

1 – Acción y efecto de planificar.

2 – Plan general, metódicamente organizado y frecuentemente de gran amplitud, para obtener un objetivo determinado, tal como el desarrollo armónico de una ciudad, el desarrollo económico, la investigación científica, el funcionamiento de una industria, etc.

Partiendo de esta definición, podemos afirmar que la planificación de los sistemas eléctricos de potencia, tienen como objetivo principal garantizar el adecuado abastecimiento de la demanda de energía eléctrica considerando los costos de inversión y de operación y mantenimiento, lineamientos de Política Energética Nacional y/o Regional, aspectos ambientales, sociales, regulatorios, criterios de planificación, y precios de los energéticos (Ver Fig. 2).



Fig. 2: Factores que intervienen en la planificación de los sistemas de potencia.

Fuente: Elaboración Propia.

Tradicionalmente, los estudios de planificación de largo plazo abarcan un periodo de 15 a 30 años y se determina la combinación óptima de generación que cumple con los criterios y factores mencionados. Es deseable que en el proceso se cuente con el involucramiento de diferentes actores del sector, como ser las empresas eléctricas, agencias del gobierno, industria y academia.

En 2018 el Banco Interamericano de Desarrollo realizo un estudio sobre la planificación en sistemas de potencia en América Latina y Caribe (AL&C) [4] donde se hizo un

relevamiento de las instituciones responsables de hacer los estudios de planificación en cada uno de los países y de los diferentes modelos de planificación energética conocidos y/o que han sido usados en la región.

En la Tabla 1 se muestran los resultados obtenidos. Se observa que, hay varios países de AL&C que aún no cuentan con una institución responsable de la planificación en sistemas de potencia o han sido creadas recientemente.

	Country	Institution	Regulatory / Legal Framework	Issuing Date
	Argentina	Subsecretaría de Planeamiento Energético Estratégico (MEM)	Decreto 231/2015 (Modificación al Decreto 357/2002)	2015
	Bahamas	X		
	Barbados	X		
	Belize	X		
	Brazil	Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energetico	Ley n ° 10,847	2004
	Bolivia	Ministerio de Energía y Minas	Ley No. 1604	1994
	Chile	Ministerio de Energía	Ley General de Servicios Eléctricos Reglamento Núm. 134	2016
	Colombia	Unidad de Planeación Minero-Energética	Ley 143	1994
	Costa Rica	Instituto Costarricense de Electricidad	Ley General de Electricidad	2010
	Dom. Rep	X		
	Ecuador	Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables	Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica	2015
	El Salvador	Consejo Nacional de Energía	Ley de Creación del Consejo Nacional de Energía	2007
	Guatemala	Ministerio de Energía y Minas	Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (Acuerdo Gubernativo No. 69-2007)	2007
	Guyana	X		
	Haiti	X		
	Honduras	Empresa Nacional de Energía Eléctrica	Ley General de la Industria Eléctrica / Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica	2015
	Jamaica	X		
	México	Secretaría de Energía (Subsecretaría de Planeación y Transición Energética)	Ley de la Industria Eléctrica	2014
	Nicaragua	Instituto Nicaragüense de Energía	Ley No. 272 Reglamento (Decreto No. 42-98)	1998
	Panamá	Empresa de Transmisión Eléctrica S.A.	Ley No. 6 Decreto No. 22	1998
	Paraguay	Administración Nacional de Electricidad	Ley No.966	1964
	Perú	Ministerio de Minas y Energía	Ley General de Electricidad N. 23406	2006
	Suriname	Ministry of Natural Resources	Electricity Act	2016
	TTO	X		
	Uruguay	Ministerio de Industria, Energía y Minería (Recientemente se asignó a la Dirección Nacional de Energía)	Ley No. 16,832	1997
	Venezuela	Ministerio para el Poder Popular para la Energía Eléctrica	Ley Orgánica del Sector Eléctrico	2010

Tabla 1: Instituciones encargadas de la planificación de sistemas eléctricos en AL&C.

Fuente: Power Sector Planning in LAC countries, Banco Interamericano de Desarrollo

Para analizar los modelos de planificación energética, lo primero que se debe hacer es dividir los modelos en modelos de oferta y modelos de demanda. Por lo general, en los modelos de oferta, el consumo y proyección de demanda de energía es dato de entrada al modelo que previamente ha sido determinado por un modelo de demanda.

Del relevamiento regional se observa que, dentro de los modelos de demanda, varios países cuentan con modelos econométricos de diversas complejidades para hacer sus proyecciones, además algunos de los países han tenido capacitaciones en los modelos MAED y LEAP.

El modelo MAED [6] (Modelo para el Análisis de la Demanda de Energía) determina la demanda futura de energía de todos los energéticos en base a varias premisas socio-económicas, tecnológicas, demográficas, entre otras. Cada conjunto de premisas determina lo que se llama un escenario, y para cada escenario se determina una proyección de demanda. El MAED forma parte del paquete de modelos de la Organización Internacional de Energía Atómica(OIEA), que puede ser entregado en forma gratuita a los países miembros de la institución y además se les brinda capacitaciones regionales y nacionales, y soporte técnico. El MAED-EI es una versión del MAED donde solo se modela y simula el sector eléctrico.

El otro modelo de demanda energética que está muy difundido y es el más popular en la región es el LEAP [7] (Long-range Energy Alternatives Planning) que es desarrollado por el Stockholm Environment Institute. Si bien cuenta con herramientas que permiten simular la generación del sector eléctrico y la planificación de la expansión de la generación, los modelos de oferta tradicionales son más especializados. Actualmente LEAP no es un modelo de optimización, pero se está trabajando para que en un futuro lo sea. El modelo es de distribución gratuita para los Gobiernos e Instituciones de países en vías de desarrollo o tiene un costo de USD 5000. Fundación Bariloche es el principal referente en AL&C. Todos los años realiza un curso de capacitación abierto a todo público de costo moderado, además de proporcionar cursos de capacitación a demanda de los países.

Desde el lado de los modelos de oferta, los modelos que han tenido más difusión en la región son MESSAGE, WASP IV, Super OLADE, SDDP/OptGen, SimSEE y en menor medida Plexos.

El modelo MESSAGE [8] (Model for Energy Supply Systems And their General Environmental impact) fue desarrollado por el International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) en Austria y por un convenio con la OIEA se puede distribuir en forma gratuita a sus países miembros. Además, la OIEA también ofrece los cursos de capacitación regional y nacional a los países miembros, así como también soporte técnico al hacer los estudios. Es un modelo de optimización y programación dinámica lineal que minimiza los costos totales de abastecimiento de la demanda en un horizonte de tiempo dado. Es posible modelar todo el sistema energético.

La principal debilidad que presenta MESSAGE es el modelado de los caudales de las represas hidroeléctricas, ya que solo es posible modelar una única curva de aportes hidrológicos. Esta misma situación aplica para la generación eólica y solar fotovoltaica. En sistemas con baja integración hidroeléctrica y poca variabilidad interanual esta situación no es crítica, pero en países como Uruguay, Colombia y Brasil se requiere un modelo estocástico de los recursos hídricos.

El modelo WASP IV [9] (Wien Automatic System Planning Package) es un modelo de planificación de expansión de generación de energía eléctrica muy antiguo, desarrollado en 1972 por Tennessee Valley Authority and Oak Ridge National Laboratory en USA para la IAEA. En WASP IV solo es posible modelar generación térmica e hidroeléctrica con hasta 5 condiciones hidrológicas diferentes. La gran limitante que presenta es no contar con un modelado específico para la generación eólica y solar fotovoltaica. Por este motivo, este modelo está prácticamente en desuso.

El modelo Super OLADE fue desarrollado en la década del 90 por la Organización Latinoamericana de la Energía (OLADE) con financiación del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). El modelo cuenta con 6 módulos, entre ellos el módulo de expansión MODEXP y módulo de planificación bajo incertidumbre MODPIN. El modelo se distribuía en forma gratuita por OLADE a todos los países miembros y además ofrecían cursos de capacitación y soporte técnico. Desde hace unos años por diversos factores, entre ellos falta de mantenimiento y adaptación a las nuevas tecnologías, el modelo se ha dejado de utilizar (discontinuado).

Los modelos SDDP [10] (Despacho Hidrotérmico Estocástico con Restricciones de Red) y OptGen [11] (Modelo de planificación de la expansión de generación y de interconexiones regionales) son desarrollados por la empresa PSR de Brasil y está muy difundido su uso en varios países de AL&C. El SDDP está desarrollado usando programación dinámica dual estocástica [12] lo que le permite manejar más variables de estados en el cálculo de la Política de Operación que el algoritmo clásico de Bellman[4]. Es un modelo de optimización de un despacho hidrotérmico de corto, mediano y largo plazo, que básicamente calcula la política de operación de menor costo teniendo en cuenta todas las restricciones que sean impuestas.

El modelo OptGen calcula la expansión óptima de mínimo costo como un problema de programación entera mixta que tiene en cuenta los distintos tipos de posibles inversiones, restricciones de precedencia, restricciones ambientales, restricciones de capacidad para algún tipo de tecnología, criterios de planificación, etc. El OptGen tiene una función incorporada para uso conjunto con SDDP.

Los modelos SDDP/OptGen cuentan con la posibilidad de modelado de caudales hidrológicos sintéticos o utilizar series históricas. En las últimas versiones se ha mejorado el modelado de las energías renovables no convencionales mediante la

posibilidad de ingresar diferentes escenarios renovables donde para cada Poste⁷ se puede indicar el factor de producción de ese Poste. Se observa que el menor paso de tiempo permitido en estos modelos es semanal y la semana se puede a su vez subdividir por Postes (o bandas horarias). Para algunos sistemas eléctricos, como algunas de las islas del Caribe, es deseable contar con un modelado muy detallado de las energías renovables no convencionales y para ello es más conveniente el paso horario. Otra de las limitantes es el costo de los modelos y que se requiera pagar soporte técnico para acceder a las actualizaciones.

El modelo SimSEE[2][3] (Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica) fue desarrollado por la Facultad de Ingeniería, Universidad de la República de Uruguay en el marco del Programa de Desarrollo Tecnológico de Uruguay, habiendo tenido luego, a lo largo de los años, diferentes etapas de mejora a partir de Proyectos concursables del Fondo Sectorial de Energía de la ANII (Agencia Nacional de Investigación e Innovación). Es un modelo de programación dinámica estocástica que optimiza el despacho de un sistema hidrotérmico y que además cuenta con un módulo de Planificación de Inversiones de Generación (PIG). SimSEE permite modelar en forma estocástica y sintética los aportes hidrológicos y las energías renovables no convencionales. Otra de las virtudes que presenta es la posibilidad de modelar con paso de tiempo horario. El modelo es software libre, además de ser gratuito y se puede descargar de los sitios web de la Administración del Mercado Eléctrico de Uruguay (ADME) y en www.simsee.org. Todos los años en Facultad de Ingeniería, Universidad de la República de Uruguay se dicta un curso muy completo de este modelo e incluso se puede coordinar para capacitaciones específicas para países. Recientemente OLADE ha comenzado a promocionar este modelo realizando un curso de capacitación sobre el mismo.

El modelo SimSEE está implementado con programación dinámica estocástica clásica y por ello adolece la maldición de Bellman. Esto implica que no es posible optimizar sistemas con muchos estados, como ser sistemas con muchos embalses.

El modelo Plexos [13] es muy usado en Estados Unidos, en particular por el National Renewable Energy Laboratory (NREL), pero no ha tenido mucha difusión en la región. Es un modelo de planificación y despacho hidrotérmico estocástico similar en características a SDDP/OptGen. El estudio financiado por el BID La Red del Futuro [14] fue desarrollado usando este modelo.

Hay otros modelos desarrollados por países como Brasil y Colombia para uso interno de las instituciones encargadas de realizar los estudios de planificación y/o despacho energético.

⁷ Poste es la denominación que se utiliza en Uruguay para especificar un tramo horario, o Banda Horaria en la que subdivide un paso de simulación.

En la Tabla 2 se muestra el resumen de los modelos de planificación comercial más difundidos en la región que son o fueron utilizados en los países⁸.

	Argentina	Brasil	Colombia	Rep. Dominicana	Ecuador	Guatemala	Jamaica	Nicaragua	México	Panamá	Paraguay	Perú	Suriname	Uruguay	Venezuela
MAED															
LEAP															
MESSAGE															
WASP IV															
Super OLADE															
SDDP/OptGen															
SimSEE															
Plexos															

Tabla 2: Modelos de planificación más utilizados en la región.

Fuente: Energy Planning in LAC.

Por último y recientemente, países como Paraguay y Belice [15] han avanzado en el uso del SimSEE a los efectos de analizar sus alternativas en la expansión de la generación.

⁸ Hay otros modelos energéticos, como ser el TIMES que es utilizado por la Agencia Internacional de Energía y modelos desarrollados por los propios países para su uso específico.

CAPITULO 2: La generación hidroeléctrica en América Latina y Caribe

Los sistemas de potencia con alto porcentaje de capacidad hidroeléctrica instalada, son más susceptibles a fenómenos climatológicos y efectos asociados al cambio climático en los regímenes de lluvia.

Una de las interrogantes que naturalmente surgen en este tipo de sistemas es ¿cómo se realiza la planificación de la expansión de generación para tener en cuenta la variabilidad del recurso hídrico?

La respuesta a esta pregunta no es trivial. Para realizar un estudio de planificación de la expansión óptima de generación para este tipo de sistemas se requiere definir los riesgos que el país o región está dispuesto a correr en el suministro de energía en caso de que ocurra una sequía extrema.

Como ejemplo, suponiendo que se tiene un sistema eléctrico con alta participación hidrológica que con probabilidad del 5% (sequía extrema) corre riesgo de no poder abastecer el 100% de la demanda con generación propia. Ante esta situación las opciones del país podrían ser: (i) instalar nueva generación térmica de reserva, (ii) si el país dispone de interconexiones internacionales y dependiendo si cuenta con acuerdos regionales/binacionales de integración podría acceder a precios de importación de energía competitivos o realizar compras de energía de contingencia a mayores costos (iii) solicitar a la población que ahorre energía en forma voluntaria u obligatorio (iv) en caso extremo cortar suministro.

Dependiendo del contexto general de cada sistema y de los criterios de seguridad de suministro, los países cuantifican lo que se denomina el costo de la energía no servida (Costo de Falla). Este costo es tenido en cuenta al realizar la planificación del sistema eléctrico y es determinante a la hora de definir las inversiones en generación en sistemas hidrotérmicos.

Otra de las interrogantes que surge en los casos en que las centrales hidroeléctricas disponen de embalse es ¿Cuándo es conveniente usar el agua?

En los sistemas con hidroeléctricas con embalse, el agua tiene un costo de oportunidad (valor del agua). Según la cota de la represa, época del año, pronósticos de lluvias, entre otros, los modelos de despacho determinan el uso óptimo del agua para minimizar el costo total de operación del sistema (suma del costo presente y costo futuro).

Los embalses de las centrales hidroeléctricas es otro factor que debe ser tenido en cuenta en los estudios de planificación energética y deben ser modelados en forma adecuada.

En el 2017, la participación de la generación hidroeléctrica en el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica de América Latina y Caribe fue del orden del 45% [16]. En la Tabla 3, para el año 2017, se muestra el detalle de cada país de América Latina que cuenta con capacidad hidroeléctrica en servicio de los datos de capacidad total e hidráulica instalada, demanda de energía y producción hidroeléctrica⁹.

País	Capacidad total existente 2017 [MW]	Capacidad hidráulica instalada 2017 [MW]	Demanda de Energía eléctrica 2017 (GWh)	Producción hidroeléctrica 2017
Argentina	36.149	11.242	151.281	27,3%
Bolivia	2.610	619	9.697	23,0%
Brasil	157.579	100.319	589.327	62,9%
Chile	23.486	6.600	74.646	29,7%
Colombia	16.837	11.725	66.639	86,0%
Costa Rica	3.529	2.328	11.210	77,4%
Ecuador	7.434	4.486	28.032	71,7%
El Salvador	1.926	574	5.069	33,5%
Guatemala	3.362	1.324	11.489	50,2%
Haití	343	61	1.063	8,5%
Honduras	2.561	665	9.227	32,2%
Jamaica	1.025	29	4.360	3,5%
México	75.685	12.642	329.164	9,7%
Nicaragua	1.482	142	4.527	10,3%
Panamá	3.423	1.777	11.018	65,8%
Paraguay	8.810	8.810	59.685	100,0%
Perú	14.734	5.245	52.700	55,2%
Rep. Dominicana	5.134	617	19.036	11,5%
Surinam	500	189	2.250	46,5%
Venezuela	31.911	15.136	114.657	54,7%
Uruguay(*)	4.244	1.538	10.784	58,1%

Tabla 3: Generación hidroeléctrica en América Latina y Caribe en 2017.

Fuente: Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2018 [16] e Informe Anual 2017 de ADME¹⁰ [17].

De la tabla se desprende que, en 2017, la participación de la generación hidroeléctrica en varios países de América Latina fue superior al 50% de la demanda; en particular en Colombia, Costa Rica y Ecuador alcanzó valores superiores al 70%. En contrapartida, en la región Caribe la participación de la generación hidroeléctrica es muy baja o nula.

Se debe tener en cuenta que varios de los países de la región tienen regímenes de lluvias que están influenciados por el fenómeno climático de El Niño y de La Niña.

⁹ La producción hidroeléctrica de varios de los países de América Latina es muy dependiente de las condiciones hidrológicas y es muy difícil sacar conclusiones con datos de un único año.

¹⁰ En Uruguay se consideran datos de demanda del Sistema Interconectado Nacional publicados por ADME.

El Niño y La Niña son fenómenos cíclicos climáticos asociados a la anomalía de la temperatura en la región del Océano Pacífico Ecuatorial (región N3.4). En situaciones críticas, aumentan las probabilidades de inundaciones o sequías extremas. Estos eventos presentan pseudo-ciclos entre 5 a 8 años. Las anomalías de temperatura positivas se denominan eventos El Niño y las anomalías negativas eventos La Niña.

Teniendo en cuenta la globalidad y características de estos fenómenos, varias decenas de instituciones internacionales realizan monitoreo continuo para determinar la probabilidad de ocurrencia de estas anomalías. Una de las instituciones referente es la National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA).

En las Fig. 3 y Fig. 4 se observa el impacto climático típico a nivel mundial del fenómeno de El Niño y la Niña en el período diciembre-febrero y junio-agosto.

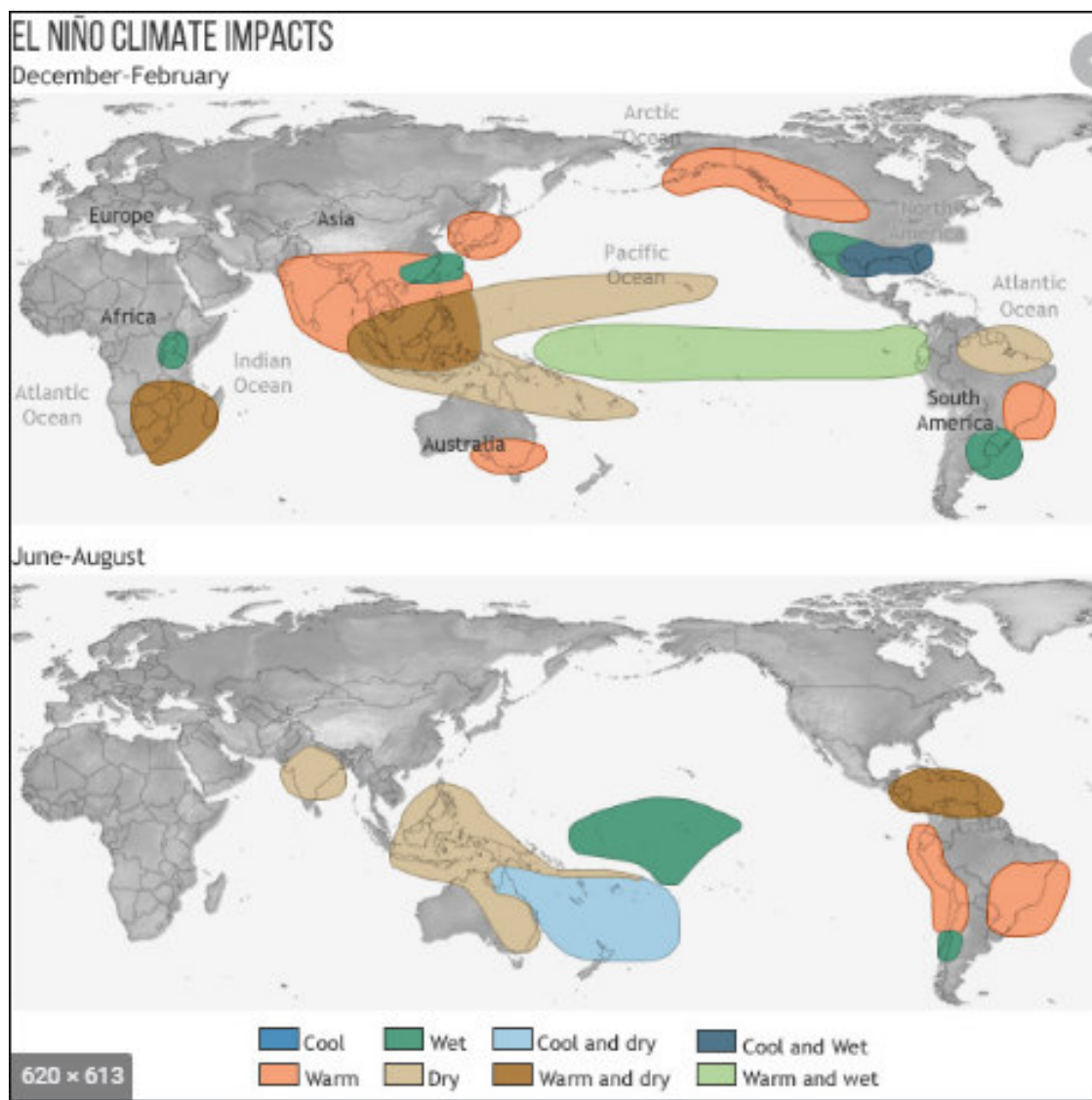


Fig. 3: Impacto climático típico de El Niño durante diciembre-febrero y junio-agosto.

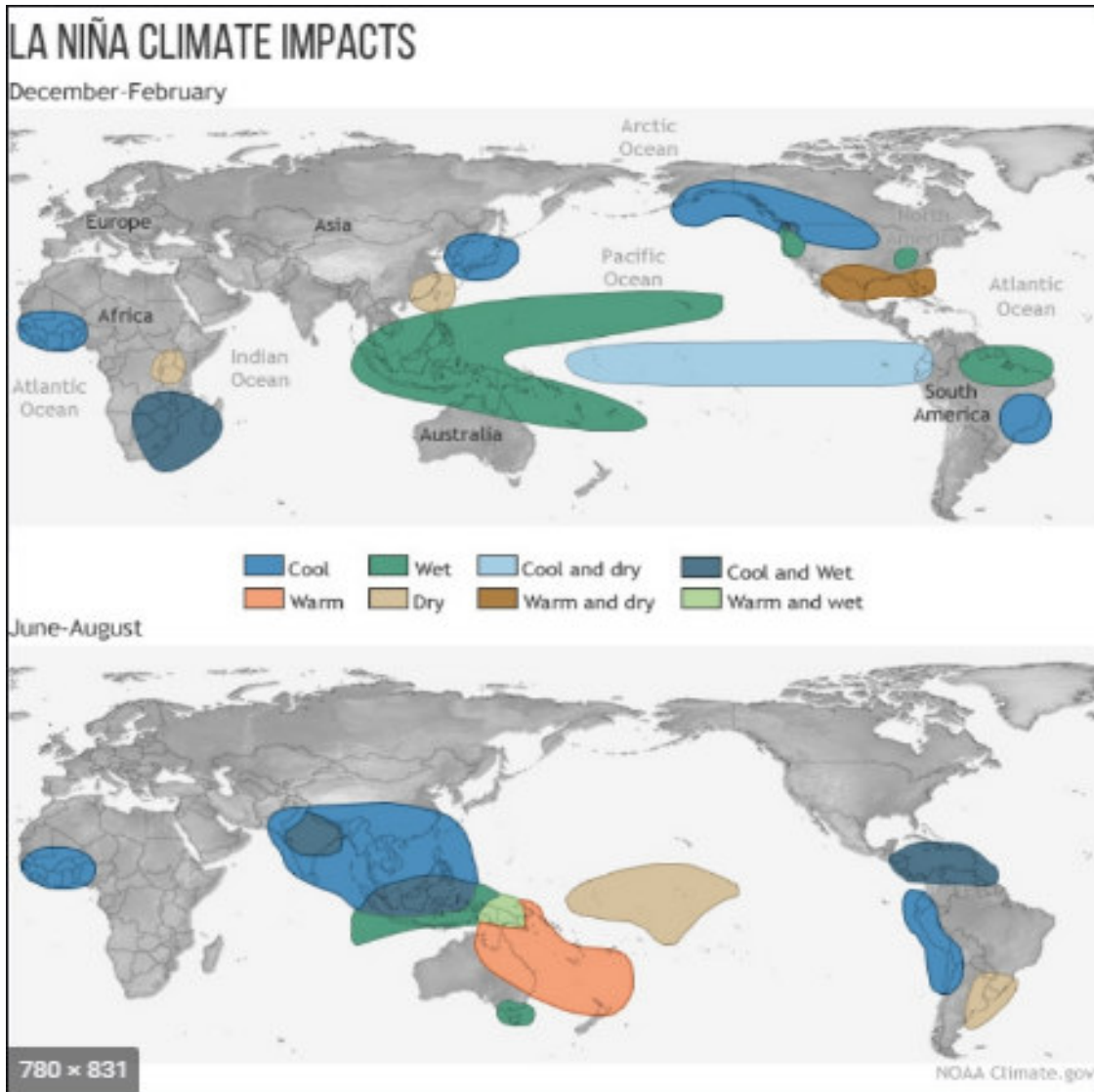


Fig. 4: Impacto climático típico de La Niña durante diciembre-febrero y junio-agosto.

Fuente: National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA)

Se observa que estos fenómenos afectan principalmente a América Latina, sur de Asia y Oceanía. Los países de Europa y el norte de África no se ven afectados por estos fenómenos.

Según el mes del año, la influencia de estos fenómenos en una misma región varía y además afecta de distinta forma a los países de América Latina. Por ejemplo, el fenómeno de El Niño en Uruguay en general está asociado a mayor probabilidad de lluvias y temperaturas según la época del año, mientras que en Colombia está asociado a mayor probabilidad de sequías y mayores temperaturas. En forma inversa el fenómeno de La Niña en Uruguay está asociado a mayor probabilidad de sequía según

la época del año, mientras que en Colombia está asociado a mayor probabilidad de lluvias y bajas temperaturas.

En el sitio web de la NOAA se encuentran disponibles en forma gratuita varios años de datos históricos de las anomalías, así como también predicciones de las anomalías con varios meses de antelación.

Dada la posibilidad de disponer de pronósticos de la probabilidad de ocurrencia de estos fenómenos con varios meses de antelación, los países que potencialmente podrían ser afectados pueden tomar medidas para mitigar posibles efectos adversos. Estas medidas pueden ser, almacenar más agua en los embalses de las hidroeléctricas, aumentar las reservas de combustibles fósiles del país/región, acondicionar generación térmica disponible, entre otros.

En conclusión, a la hora de realizar la planificación de mediano y largo plazo de los sistemas de potencia de varios de los países América Latina, sobre todo de aquellos que cuentan con un mediano y alto porcentaje de capacidad hidroeléctrica instalada y que están influenciados por el fenómeno de El Niño/La Niña, es importante considerar datos históricos de varios años de aportes hidrológicos para poder captar en forma adecuada la variabilidad del recurso y por ende la producción.

Los estudios de planificación de sistemas de potencia con integración de fenómenos estocásticos como son los aportes hidrológicos deben realizarse considerando varios años de crónicas¹¹ de aportes hidrológicos para poder captar en forma adecuada la variabilidad del recurso, poder evaluar los riesgos en el abastecimiento de la demanda y mitigar los riesgos de inundaciones.

Por este mismo motivo, a la hora de elegir un modelo de planificación energética y/o planificación de sistemas de potencia para este tipo de países, es muy importante que con el modelo elegido se pueda representar en forma adecuada la variabilidad de los aportes hidrológicos.

Los modelos de planificación energética como MESSAGE o TIMES donde solo es posible modelar una crónica de aportes hidrológicos no son los más adecuados en este tipo de sistemas. Si se modela una crónica hidrológica media se estarían subestimando los riesgos de abastecimiento de la demanda y posiblemente sub instalando el parque generador, por otro lado, si se modela una crónica muy seca se corre el riesgo de sobre instalar el parque generador.

Los modelos de despacho económico y planificación de sistemas de potencia como son SDDP/OptGen y SimSEE/PIG cuentan con la posibilidad de modelar en forma estocástica los recursos hidrológicos y son más adecuados para representar este tipo de sistemas.

¹¹Crónica: Realización de los procesos estocásticos modelados. Una crónica es una historia posible de todas las variables aleatorias representadas, incluyendo los recursos hidráulico, eólico y solar, los precios de combustibles y disponibilidad de los equipamientos.

Por otro lado, a la hora de hacer estudios de planificación de corto plazo y despacho económico (pocos meses a 1 año) es deseable poder considerar los pronósticos disponibles asociados a la ocurrencia de fenómeno de El Niño/La Niña para optimizar los recursos de generación. El modelo de despacho económico SimSEE cuenta con esta posibilidad.

CAPITULO 3: La energía eólica y solar fotovoltaica y sus efectos en la planificación energética

Evolución de la capacidad instalada y costos a nivel mundial

En la última década, a nivel mundial se observa un proceso de transformación profunda en los sistemas eléctricos debido a la baja en los costos y aumento de eficiencia de la generación eólica y solar fotovoltaica. Esta situación, se aprecia claramente en las Fig. 5 y Fig. 6, donde se muestra la evolución mundial de la capacidad instalada de solar fotovoltaica y eólica onshore desde 2010 a 2019. Se observa que la capacidad instalada de solar fotovoltaica aumento del orden de 10 veces y la eólica se triplicó.

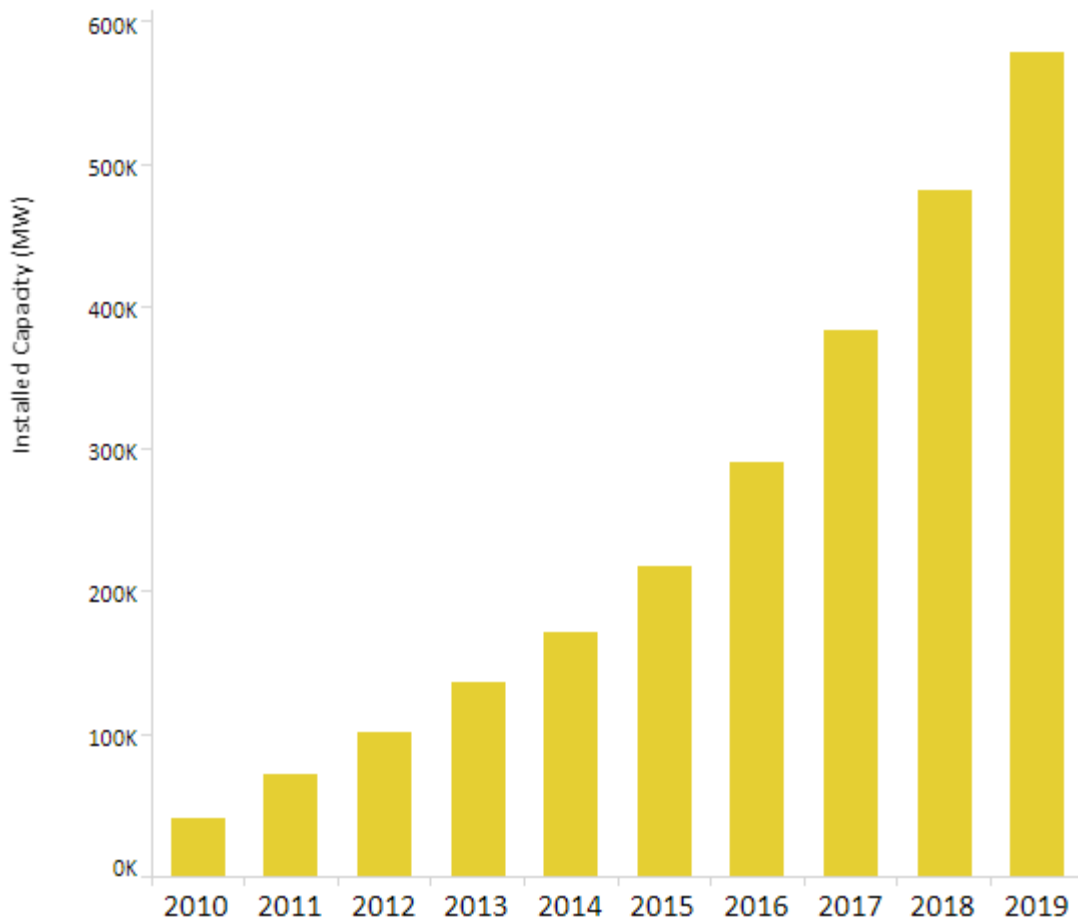


Fig. 5: Evolución mundial de la capacidad solar fotovoltaica instalada

Fuente: Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA)

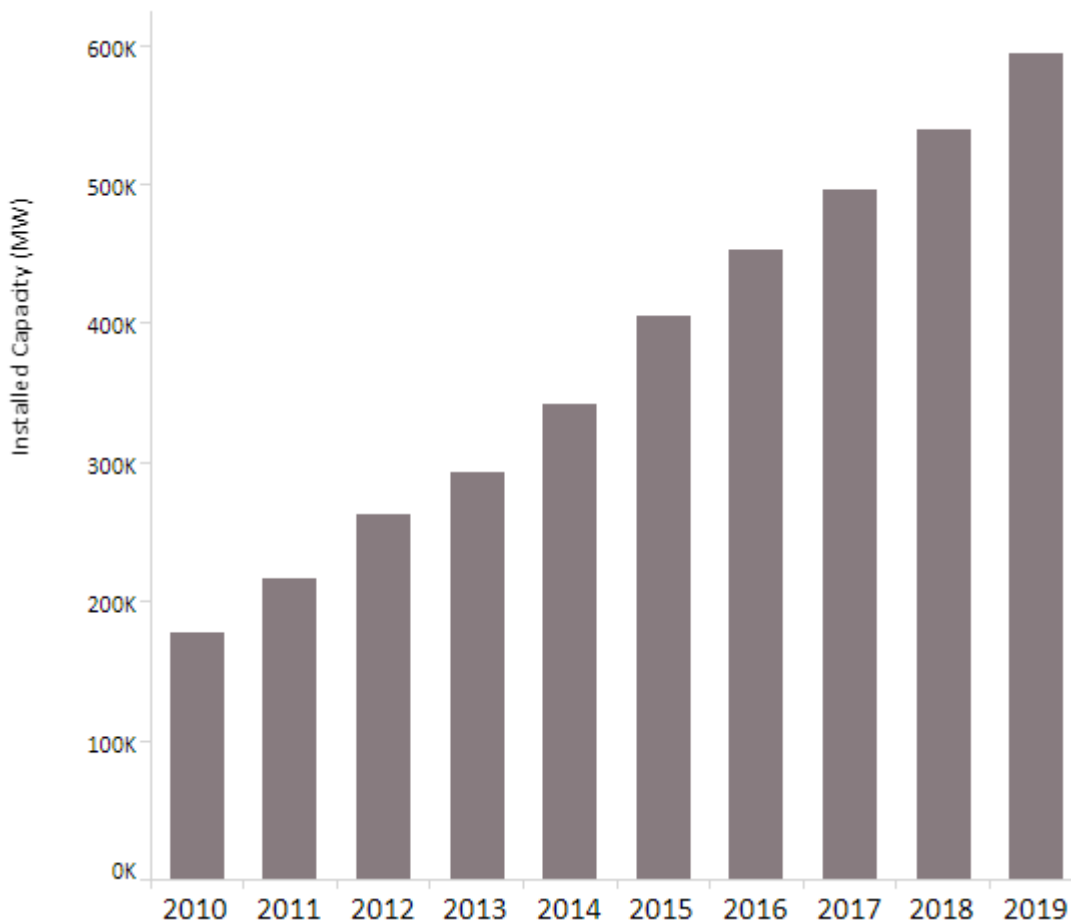


Fig. 6: Evolución mundial de la capacidad eólica onshore instalada

Fuente: IRENA

Por otro lado, IRENA a fines de 2019 publicó dos informes sobre las perspectivas de la energía solar fotovoltaica [18] y la energía eólica [19] al 2030 y 2050. Las Fig. 7 y Fig. 8 fueron extraídas de estos informes y muestran la evolución de los costos totales de instalación de estas tecnologías en la última década y sus perspectivas al 2030 y 2050. Se observa que el costo de la energía solar fotovoltaica a gran escala desde el 2010 al 2018 ha disminuido reduciéndose su valor aproximadamente al 25%, mientras que el de la eólica onshore solo fue 50%. Se debe resaltar que al 2010 el costo promedio de instalación de la eólica era del orden de la mitad del costo de la solar fotovoltaica y actualmente en promedio el costo de la solar fotovoltaica es aproximadamente 20% menor al de la eólica. De la perspectiva a futuro se observa que los costos de ambas tecnologías van a seguir bajando, pero en mayor medida los costos de la solar fotovoltaica.

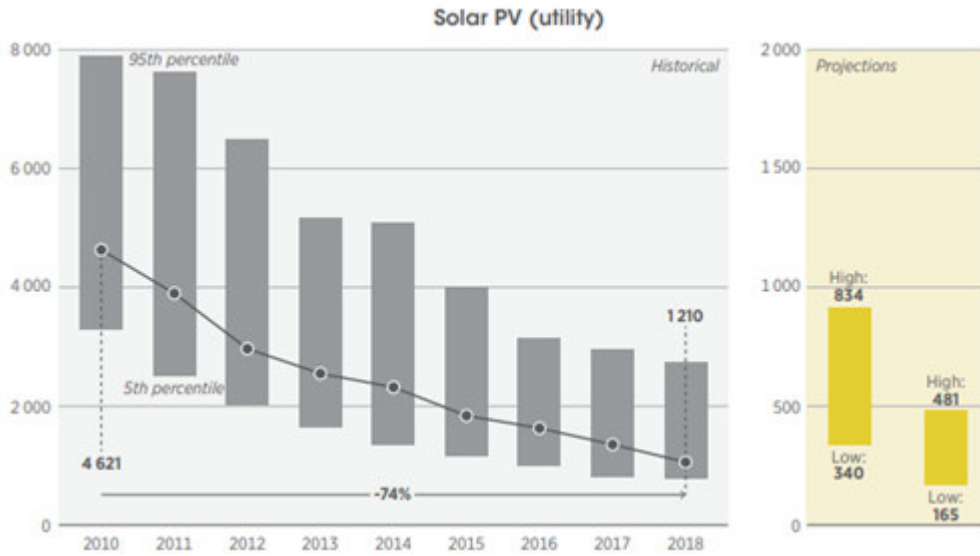


Fig. 7: Evolución de costos de instalación solar fotovoltaica y proyección 2030 - 2050.

Fuente: Future of Solar Fotovoltaic. Deployment, investment, technology, grid integration and socio economic aspects. November 2019 IRENA

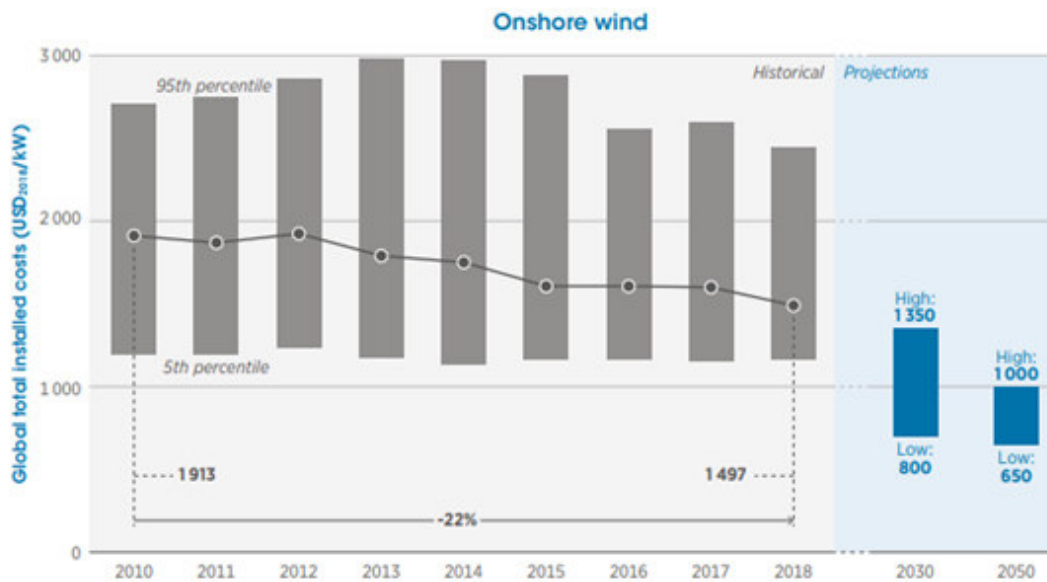


Fig. 8: Evolución de costos instalación de eólica onshore y proyección 2030 - 2050.

Fuente: Future of Wind. Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects. October 2019 IRENA

Efectos de la integración de generación eólica y solar fotovoltaica

La integración de generación eólica y solar fotovoltaica en los sistemas eléctricos de potencia presenta varios retos técnicos y regulatorios. Además, se requiere una adecuación de la metodología tradicional de la planificación de corto, mediano y largo plazo e incluso de los modelos energéticos utilizados.

Los estudios de planificación energética históricamente se realizaban considerando un paso de tiempo estacional o mensual y en algunos casos muy específicos un paso de tiempo semanal. Estos pasos de tiempo eran adecuados ya que las tecnologías disponibles eran básicamente centrales térmicas y generación hidroeléctrica.

La integración en forma masiva de generación eólica y/o solar fotovoltaica, aumentan la complejidad de del sistema eléctrico debido a la intermitencia en el corto plazo de estas tecnologías. Esto lleva a que cada vez sea más importante realizar un modelado más detallado y estocástico del sistema eléctrico, usando pasos de tiempo más cortos, como puede ser diario o incluso horario. De esta forma, se capta en mejor medida la variabilidad y dinámica del sistema eléctrico.

Como se ha mostrado en apartados anteriores, la gran mayoría de los países de América Latina y Caribe cuentan con centrales hidroeléctricas y algunas de ellas disponen de capacidad de almacenamiento (embalses). Las centrales con almacenamiento, pueden contribuir en gran medida a mitigar las fluctuaciones de corto plazo de las energías renovables no convencionales dando flexibilidad al sistema. En momentos de abundancia de generación renovable no convencional, se puede almacenar agua en los embalses que luego puede usarse para cubrir las fluctuaciones de muy corto plazo asociadas a la eólica y solar fotovoltaica, o en momento de baja generación renovable no convencional.

Por otro lado, se observa que en el mediano y largo plazo la cantidad de energía producida por la generación eólica y/o solar fotovoltaica es altamente predecible, a diferencia de los aportes hidrológicos que debido a los patrones climatológicos de la región pueden ser muy variables.

En resumen, en la medida en que aumenta la integración de generación eólica y solar fotovoltaica los estudios de planificación energética deberían hacerse con modelos donde sea posible representar en forma estocástica los recursos eólico y solar, además de poder utilizar pasos de tiempo diario/horario.

CAPITULO 4: Hipótesis generales de los sistemas de estudio

El objetivo principal de este estudio es determinar la combinación óptima de generación de un sistema eléctrico de potencia variando la potencia hidroeléctrica instalada y la capacidad de almacenamiento asociado (embalse) teniendo en cuenta la variabilidad de los caudales, factores de planta de la generación eólica y solar fotovoltaica, costos de combustibles fósiles, costo de instalación y costos de operación y mantenimiento de las diferentes tecnologías.

Para simplificar este estudio, lo primero que se realiza es una división de América Latina¹² en tres regiones que tienen características distintas entre sí: América Central, Cono Sur y Región Andina.

La región Cono Sur está integrada por Argentina, Río Grande do Sul y Uruguay, la región Andina está integrada por Chile, Bolivia, Perú, Ecuador y Colombia, y Centro América por Panamá, Costa Rica, Nicaragua, El Salvador, Honduras y Guatemala.

A lo largo de este capítulo se realiza un análisis de los datos disponibles de generación hidroeléctrica y caudal, recurso eólico y solar, datos históricos de demanda de energía y costos de los combustibles fósiles de los países de América Latina.

Las comparaciones de las medias mensuales del ciclo anual y medias horarias del ciclo diario de los caudales, recurso eólico, solar y demanda entre las diferentes regiones/países se realizan con curvas por unidad¹³.

Se define el Factor de Planta (FP) de una central hidroeléctrica, eólica o solar fotovoltaica como el porcentaje del cociente entre la producción de energía y la energía que se generaría a capacidad plena de la infraestructura instalada en un determinado período de tiempo:

Para calcular el FP Anual se asume que la capacidad instalada indicada en cada año se encuentra en operación durante todo el año independientemente de si la entrada en servicio es anterior o posterior al comienzo de año.

Los años en que el incremento en la capacidad instalada es mayor a 5%, el FP Anual estaría subestimado debido a que se calcula como el cociente entre la energía efectivamente generada en el año y la capacidad total instalada que tiene en cuenta la nueva generación que entra en servicio durante el año.

Dado que en los últimos años la integración de generación eólica y solar fotovoltaica ha sido muy dinámica, es muy difícil cuantificar los factores de planta generales basándose

¹² No se consideran las islas del Caribe ni México debido a la baja capacidad hidroeléctrica instalada, ni Paraguay por tener una capacidad hidroeléctrica instalada sensiblemente mayor que su demanda.

¹³ Las curvas por unidad mensuales se confeccionan como el cociente entre los datos mensuales y el promedio mensual anual. Análogamente se confeccionan las curvas por unidad horarias.

únicamente en datos históricos globales, por este motivo se optó por complementar la información con datos públicos disponible de atlas eólicos y de irradiación principalmente del Banco Mundial.

Modelado del recurso hidrológico

Por las características del recurso hidrológico, para modelar la variabilidad en cada región se requiere relevar datos anuales de caudales y/o producción hidroeléctrica de varios años y datos mensuales de la evolución a lo largo del año.

Para modelar la variabilidad anual de los aportes hidrológicos¹⁴, para cada región, se consideran datos históricos anuales de producción y capacidad hidroeléctrica instalada en el período 2005 a 2015 que se encuentran disponibles en forma gratuita en el sitio web de SIELAC - OLADE (Ver Tabla 4, Tabla 5 y Tabla 6).

Posteriormente, para poder modelar la evolución de los caudales / producción hidroeléctrica a lo largo del año, se consideran datos históricos mensuales de un país representativo de cada región.

América Central: No incluye datos de México

	Producción Anual	Capacidad hidroeléctrica Instalada	Factor de Planta
	GWh	MW	%
2005	17142	3922	50
2006	17923	4106	50
2007	17881	4031	51
2008	20009	4075	56
2009	18808	4102	52
2010	21209	4291	56
2011	20542	4829	49
2012	22434	5072	50
2013	21875	5171	48
2014	21614	5443	45
2015	22491	5728	45

Tabla 4: Producción, potencia hidroeléctrica instalada y FP anual en América Central.

¹⁴ No se considera el efecto en la producción de energía eléctrica asociado a los embalses ni vertimiento.

Cono Sur: No incluye Brasil

	Producción Anual	Capacidad hidroeléctrica Instalada	Factor de Planta
	GWh	MW	%
2005	117468	23594	57
2006	123442	24381	58
2007	115522	24495	54
2008	115079	24176	54
2009	119900	25010	55
2010	117510	25757	52
2011	116675	26267	51
2012	115537	26171	50
2013	121575	26394	53
2014	121832	27265	51
2015	129706	26879	55

Tabla 5: Producción, potencia hidroeléctrica instalada y FP anual en Cono Sur (No incluye Brasil)

Región Andina

	Producción Anual	Capacidad hidroeléctrica Instalada	Factor de Planta
	GWh	MW	%
2005	145034	28829	57
2006	152983	28877	60
2007	158311	29167	62
2008	165669	29103	65
2009	158255	29238	62
2010	148196	29843	57
2011	166724	30325	63
2012	166056	30432	62
2013	161752	30857	60
2014	161022	31983	57
2015	158736	33455	54

Tabla 6: Producción, potencia hidroeléctrica instalada y FP anual en Región Andina.

Fuente: Elaboración propia con datos de SIELAC OLADE

A grandes rasgos se observa que en la región de América Central el FP anual varía entre 45% y 56%, en la región Cono Sur sin Brasil entre 50% y 58% y en la Región Andina entre 55% y 65%.

En función del rango de los FP calculados, se asume el mismo FP anual para las tres regiones, con un valor medio anual de 55% y valores extremos de 40% y 70%.

Para cada región, la evolución mensual del recurso hídrico en el año, se determina con el promedio de 3 años de datos mensuales de producción hidroeléctrica de El Salvador (Centro América), datos promedio de 10 años de producción hidroeléctrica de Colombia (Región Andina) y datos medios de producción hidroeléctrica de Uruguay (Cono Sur) calculados a partir de 80 años de datos históricos de caudales.

Se desprecia el efecto de los embalses en la producción mensual de energía y se asume que la evolución mensual de los caudales es igual a la producción hidroeléctrica.

El Salvador

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Promedio (GWh)	91	92	106	117	135	191	221	223	236	216	139	108
Por unidad (p.u.)	0.58	0.59	0.68	0.75	0.86	1.22	1.41	1.43	1.51	1.38	0.89	0.69

Fuente: Elaboración propia, basado en datos de UT El Salvador.

Colombia

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Promedio (GWh)	3083	2711	3388	5073	7028	6866	6699	5972	5440	6383	6226	4513
p.u.	0.58	0.51	0.64	0.96	1.33	1.30	1.27	1.13	1.03	1.21	1.18	0.85

Fuente: XM Colombia, datos caudales media histórica.

Uruguay

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Bonete (GWh)	219	293	322	613	744	838	968	866	915	758	419	302
Palmar (GWh)	102	154	215	277	374	423	492	452	466	370	249	162
Salto Grande (GWh)	1304	1527	1504	2399	2735	2999	2925	2548	2938	3559	2496	1612
Bonete p.u.	0.36	0.48	0.53	1.01	1.23	1.39	1.6	1.43	1.51	1.25	0.69	0.50
Palmar p.u.	0.33	0.49	0.69	0.89	1.20	1.36	1.58	1.45	1.50	1.19	0.80	0.52
Salto Grande p.u.	0.55	0.64	0.63	1.01	1.15	1.26	1.23	1.07	1.23	1.50	1.05	0.68
Ap Uy ¹⁵ equivalentes	0.48	0.58	0.59	1.01	1.18	1.31	1.37	1.21	1.34	1.41	0.91	0.61

Fuente: Elaboración propia en base a 80 años de datos históricos de caudales.

¹⁵ A los efectos de este trabajo se definen los aportes por unidad de Uruguay como la suma de 0.6 Aportes por unidad de Salto Grande + 0.4 Aportes por unidad de Bonete.

En la Fig. 9 se muestra la comparación de la evolución mensual de los caudales por unidad de El Salvador, Colombia y caudales equivalentes de Uruguay con las hipótesis asumidas de producción y caudal.

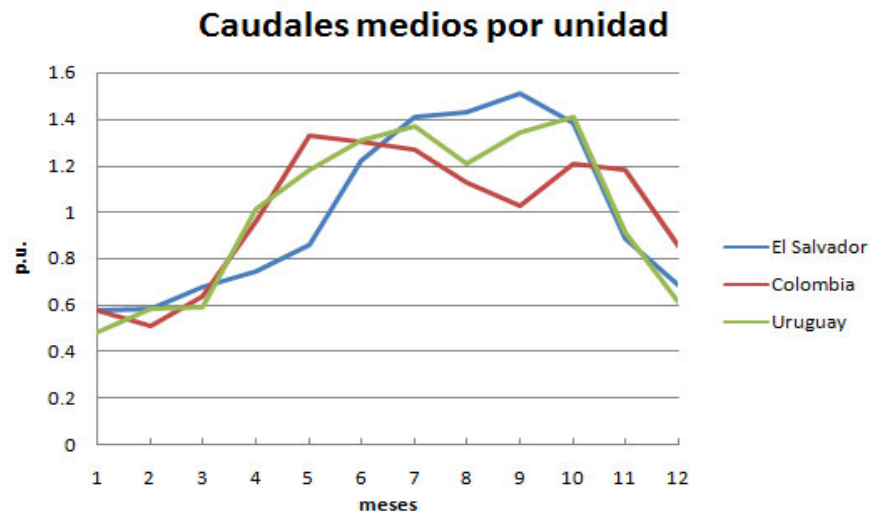


Fig. 9: Caudales medios por unidad (Colombia, El Salvador, Equivalente Uruguay).

Fuente: Elaboración propia basado en datos de XM Colombia, UT El Salvador y ADME Uruguay.

Se observa que los tres sistemas analizados presentan sus mínimos en los meses de diciembre a marzo. La evolución de los caudales equivalentes de Uruguay presenta similitudes con la de Colombia, mientras que la de El Salvador es más pronunciada debido al efecto de la estación seca y húmeda.

Dadas las similitudes en la evolución anual entre los caudales medios de Colombia y caudales equivalentes de Uruguay se realiza el mismo modelado del recurso hídrico en la región Cono Sur y la región Andina. En el caso de América Central se realiza un modelo con variaciones más pronunciadas entre la estación seca y la estación húmeda.

Modelado de la demanda

En la Fig. 10 y Fig. 11 se muestran la comparación de la demanda mensual y demanda horaria por unidad de Colombia (Col), El Salvador (ES) y Uruguay (Uy).

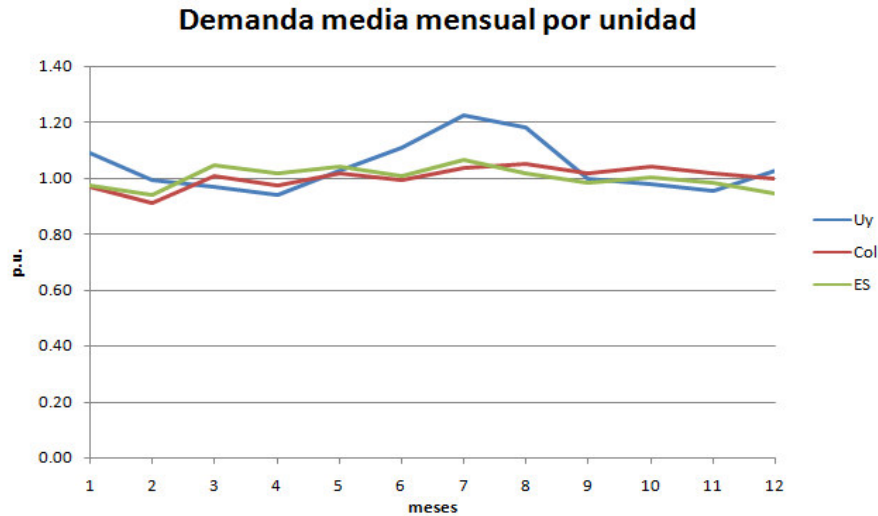


Fig. 10: Comparación demanda media mensual.

Fuente: Elaboración propia basado en datos históricos de 2018 y 2019 de UPME Colombia, UT El Salvador y ADME Uruguay.

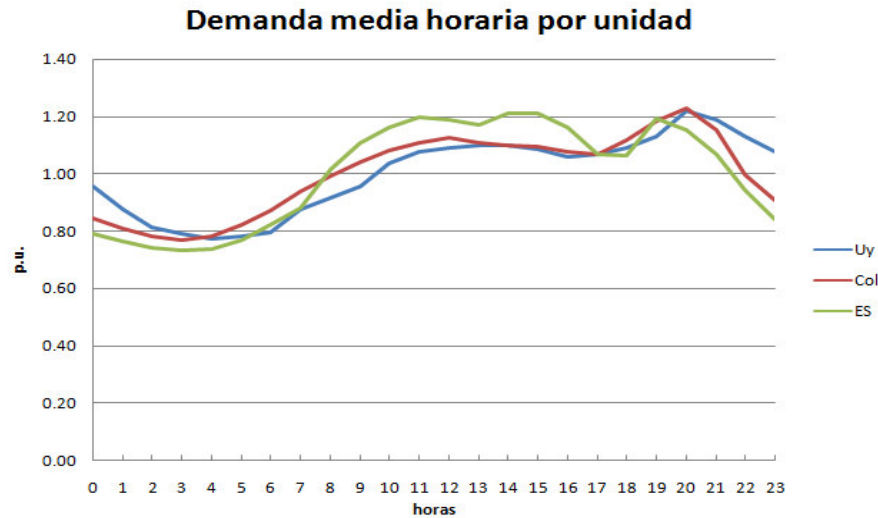


Fig. 11: Curva de demanda de energía media (Colombia, El Salvador, Uruguay)

Fuente: Elaboración propia, basado en datos públicos disponibles de XM Colombia, UT El Salvador y ADME Uruguay

Se observa que la demanda de Colombia y El Salvador presentan pocos cambios a lo largo del año, mientras que en el caso de Uruguay las diferencias son pronunciadas en los meses de invierno respecto a los meses de marzo – abril y octubre – noviembre.

Por otro lado, cuando se analiza el comportamiento horario, los tres sistemas presentan sus mínimos de consumo en horas de la madrugada y presentan picos diurnos y nocturnos. Las curvas de demanda horaria de Colombia y Uruguay son muy similares con consumos mayores en horas de la noche, mientras que la de El Salvador presenta su máximo consumo en el pico diurno.

Dadas las diferencias en las demandas mensuales de Colombia y Uruguay y las diferencias en la demanda horaria de El Salvador y Colombia, se opta por utilizar diferentes curvas de demanda para modelar cada región.

Modelado del recurso eólico

Para modelar el recurso eólico en cada región, se determina el factor de planta medio anual, mensual y horario considerando datos de viento a 100 metros de altura en los sitios de mejor recurso de cada región. Se utilizan los datos del Global Wind Atlas, datos cualitativos del estudio la Red del Futuro e información pública.

En la Fig. 12 se muestra la información del Global Wind Atlas del factor de capacidad medio anual de una turbina eólica. La región Cono Sur es la que presenta mejores factores de planta y la región Andina en general es la que presenta los menores.

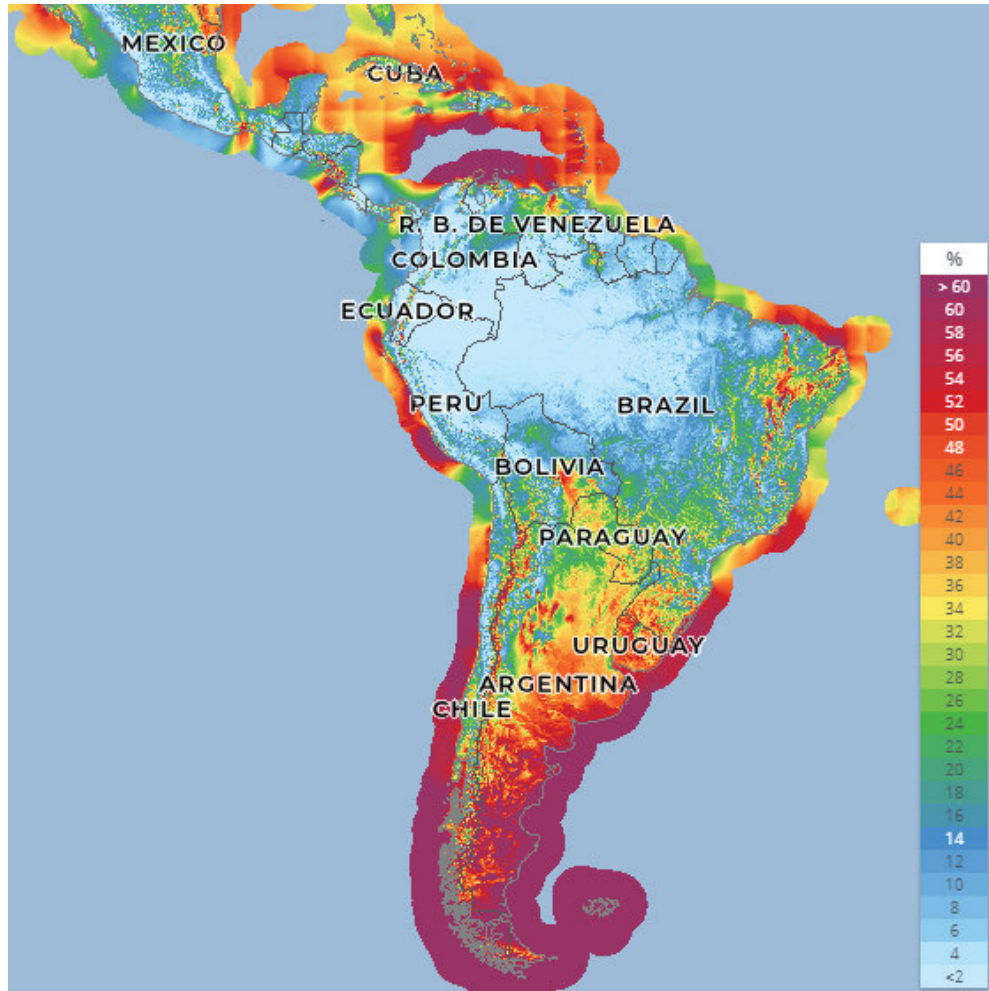


Fig. 12: Mapa eólico de América Latina y Caribe – Factor de Planta anual.

Fuente: Global Wind Atlas – Banco Mundial.

Considerando la información de la Fig. 12, se asumen los siguientes factores de planta eólicos anuales según la región:

- Cono Sur¹⁶: 42%
- Región Andina¹⁷: 32.5%
- América Central: 37.5%

Para determinar la evolución del recurso eólico a lo largo del año en América Latina, en una primera aproximación se realiza un análisis cualitativo de los diferentes puntos considerados en el estudio La Red del Futuro [14](Fig. 13). Se observa que en el punto 4 (América Central), la generación eólica es claramente estacional. Durante los meses de mayo a noviembre es muy baja y entre diciembre a abril es alta. En el punto 3 (región Andina) entre enero y mayo la generación es menor que el resto del año, con diferencias menores que en 4. Los puntos 5 y 6 corresponden a regiones de Brasil que no son tenidas en cuenta en este estudio. Se observa que hay complementariedad horaria de la generación solar y la eólica en el punto 2 (región Cono Sur).



¹⁶ El factor de planta 42% en la región Cono Sur es conservador.

¹⁷ En la Región Andina, las zonas de factores de planta eólicos mayores a 40% generalmente están en zonas montañosas de difícil acceso y altos costos de instalación. Por estos motivos no son consideradas en este estudio.

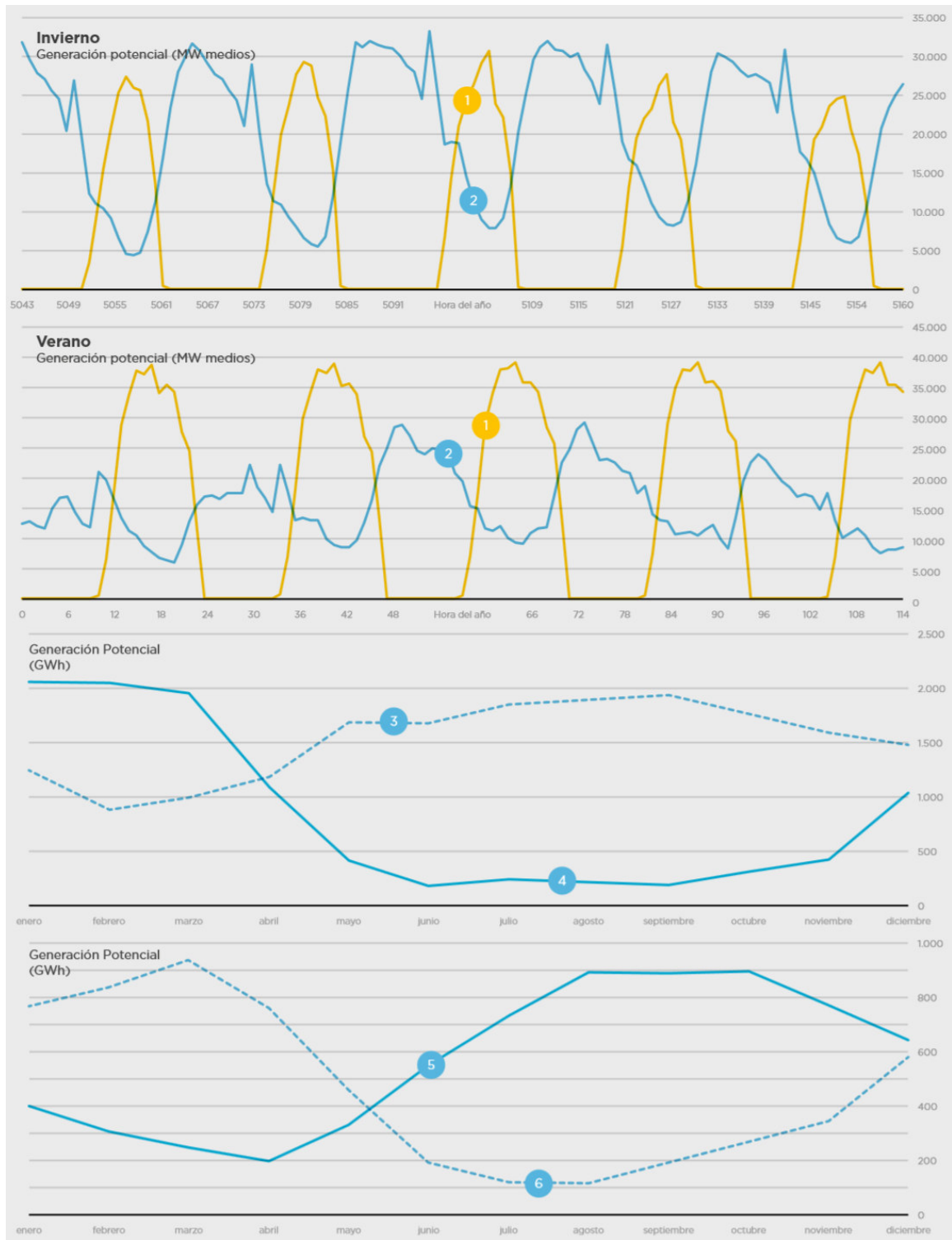


Fig. 13: Análisis cualitativo de la evolución de la generación eólica en América Latina.

Fuente: La Red del Futuro

A continuación, se realiza un estudio cuantitativo de la evolución mensual y horaria del recurso eólico en diferentes países de cada región utilizando la herramienta Global Wind Atlas.

Región Cono Sur

En las Fig. 14, Fig. 15, Fig. 16 y Fig. 17 se muestra la evolución mensual y horaria del recurso eólico en por unidad de diferentes zonas de buen recurso eólico de la región Cono Sur.

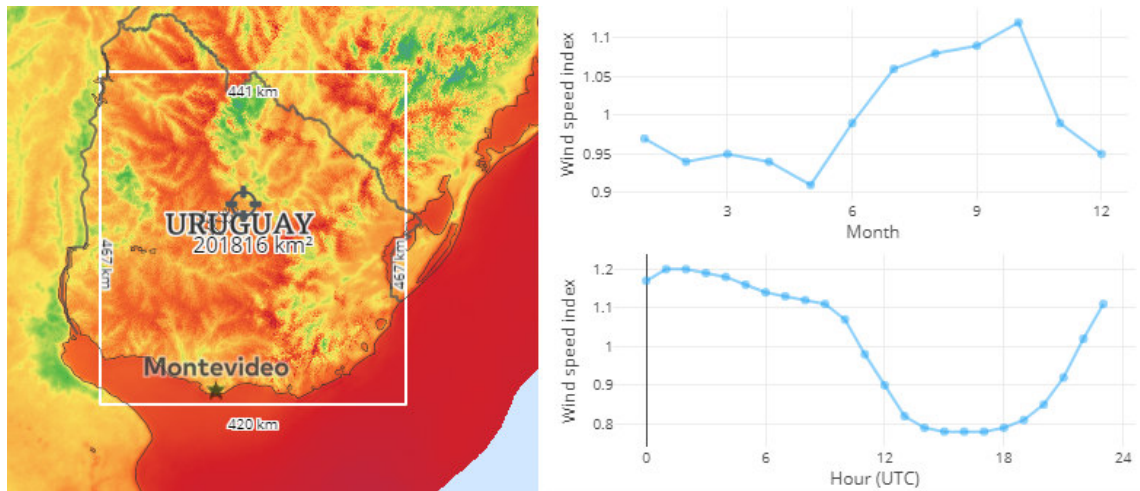


Fig. 14: Recurso eólico Uruguay.

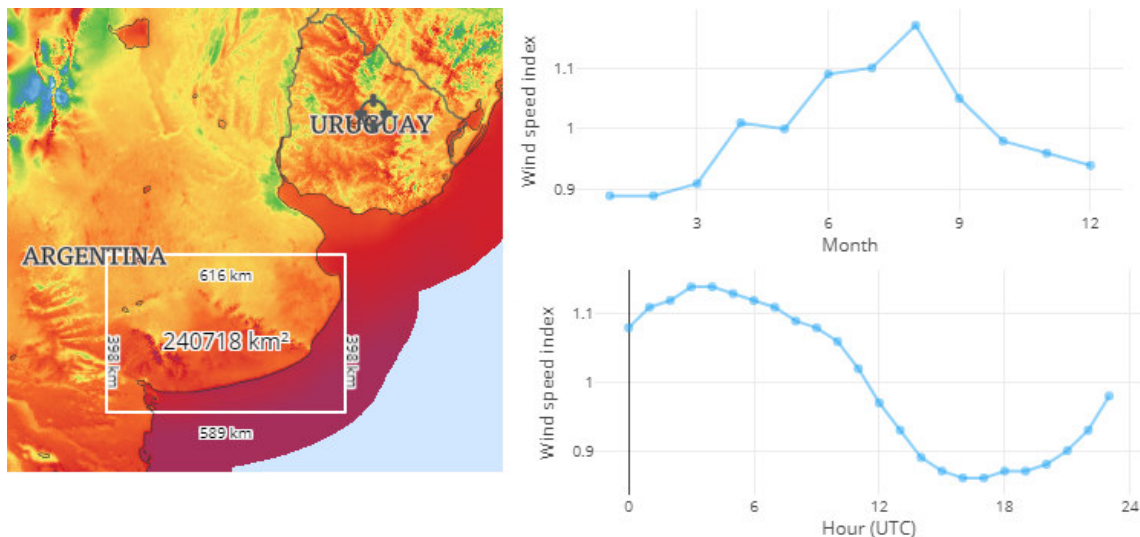


Fig. 15: Recurso eólico Buenos Aires, Argentina.

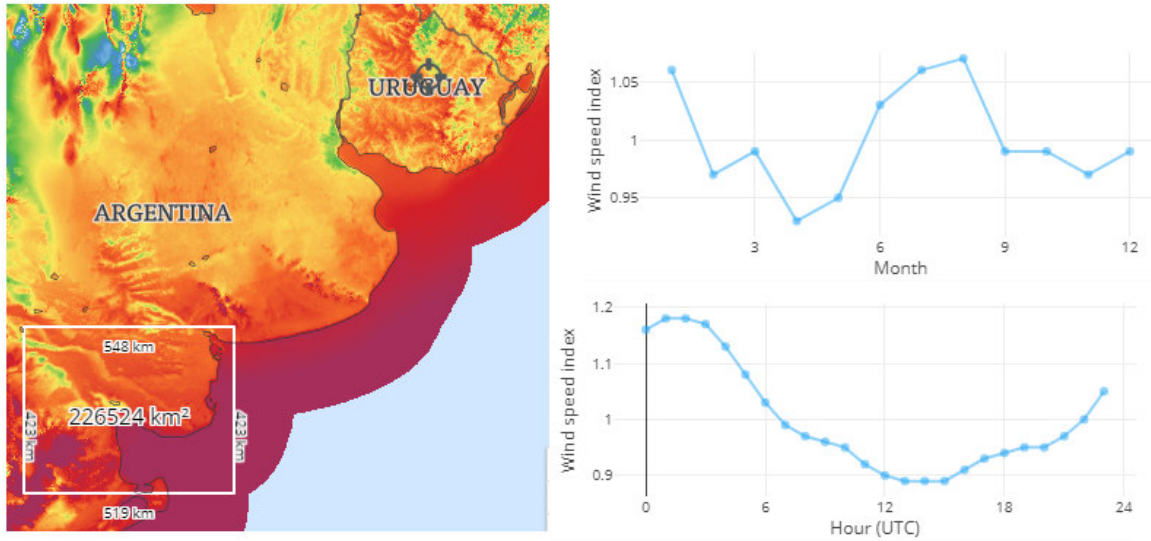


Fig. 16: Recurso eólico Río Negro, Argentina.

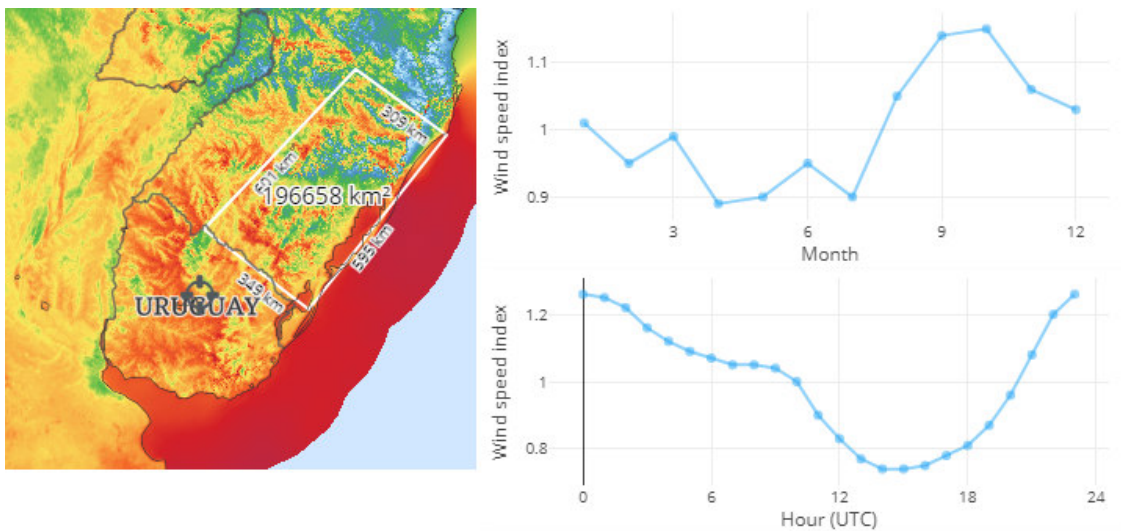


Fig. 17: Recurso eólico Río Grande do Sul, Brasil

Fuente: Global Wind Atlas

Se observa que la evolución del recurso eólico horario es muy similar en las 4 áreas consideradas. Presenta sus mínimos entre el mediodía y las 16:00 horas, mientras sus máximos son en horas de la noche.

En la Fig. 18 y Fig. 19 se realiza una comparación del recurso eólico mensual y horario por unidad de las 4 áreas y el promedio de las 4 curvas.

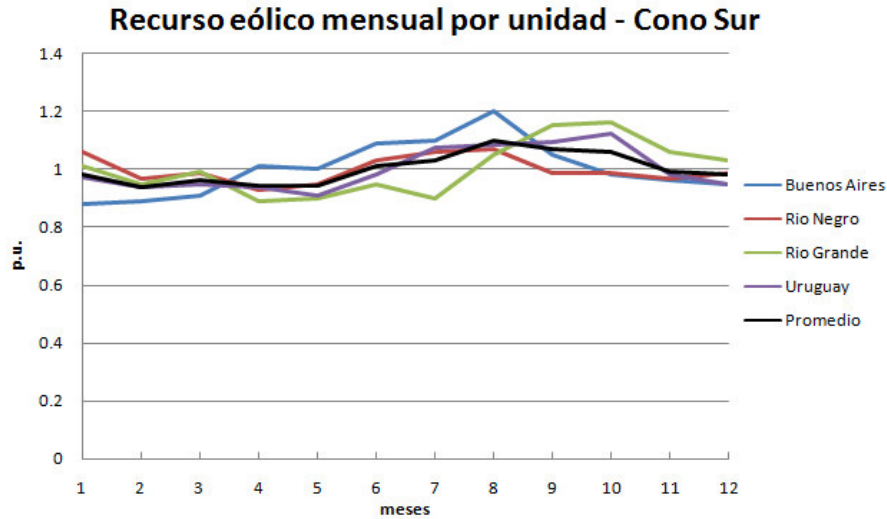


Fig. 18: Comparación de la evolución mensual del recurso eólico – Región Cono Sur

Fuente: Elaboración propia con datos del Global Wind Atlas.

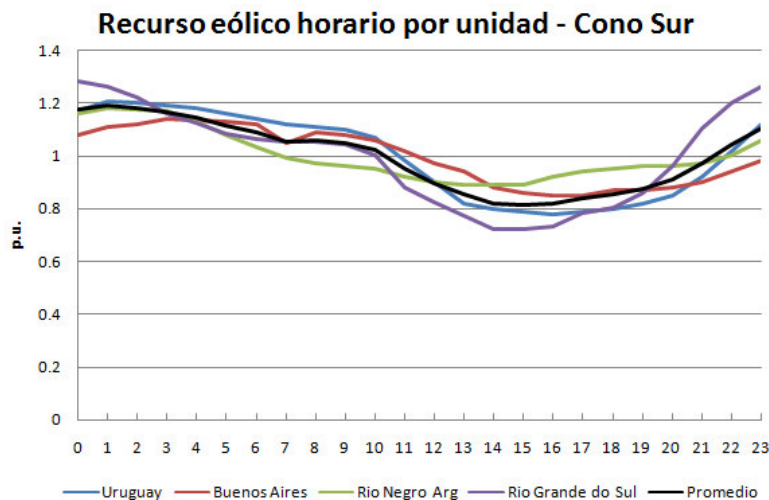


Fig. 19: Comparación de la evolución horaria del recurso eólico – Región Cono Sur

Fuente: Elaboración propia con datos del Global Wind Atlas.

En general, en los primeros meses del año (verano) el recurso eólico es menor que en los meses de invierno y primavera, pero las diferencias no son muy pronunciadas. La evolución mensual del viento en Uruguay es la que más se asemeja al promedio. Por otro lado, la evolución horaria del recurso eólico en las 4 zonas es muy similar entre si y nuevamente la evolución horaria del recurso eólico de Uruguay es la que más se asemeja al promedio.

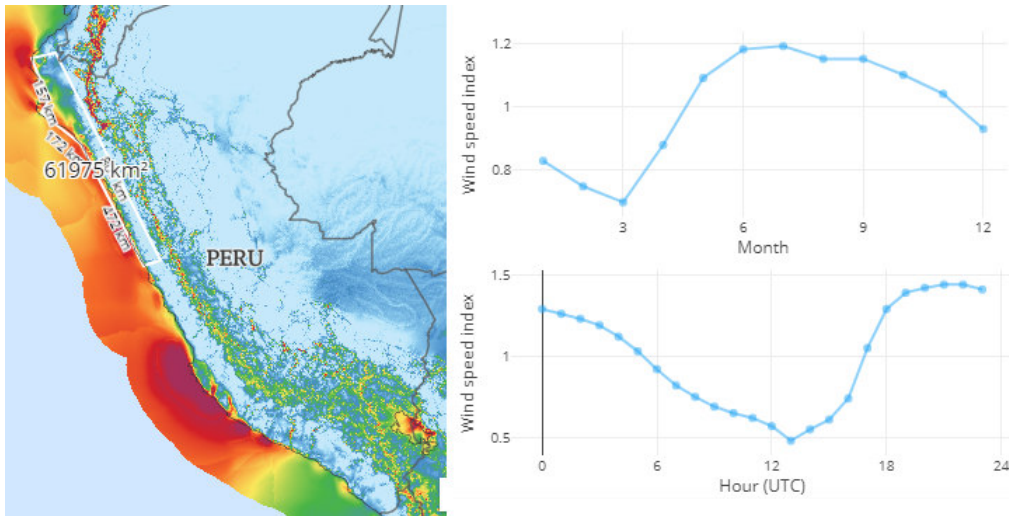


Fig. 22: Recurso eólico zonas de Perú.

Fuente: Global Wind Atlas

En la Fig. 23 y Fig. 24 se muestra una comparación de la evolución mensual y horaria del recurso eólico en las zonas de la región Andina seleccionadas y los datos de generación eólica presentados en el estudio La Red del Futuro para el caso mensual.

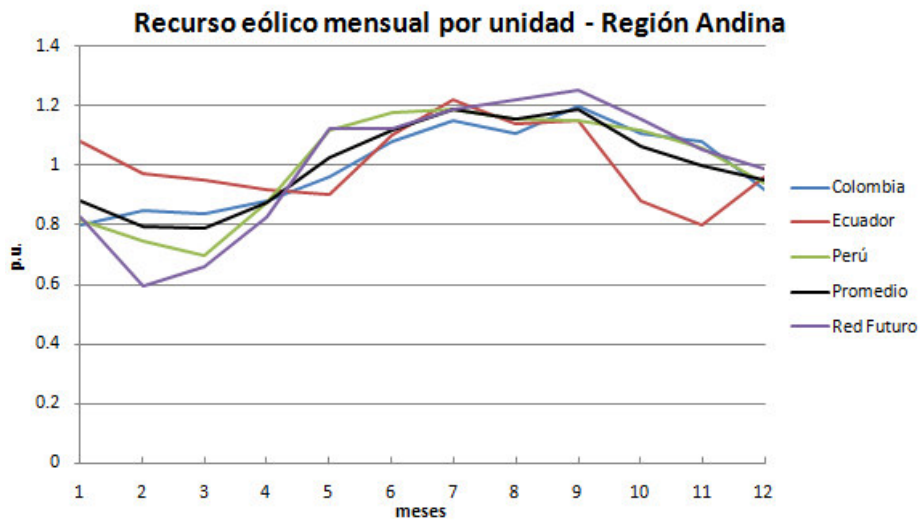


Fig. 23: Comparación de la evolución mensual del recurso eólico– Región Andina.

Fuente: Elaboración propia con datos del Global Wind Atlas y del estudio La Red del Futuro.

Se observa que la curva del estudio La Red del Futuro presenta un mínimo muy acentuado en febrero y marzo. Para armonizar los datos se considera la curva de evolución promedio.

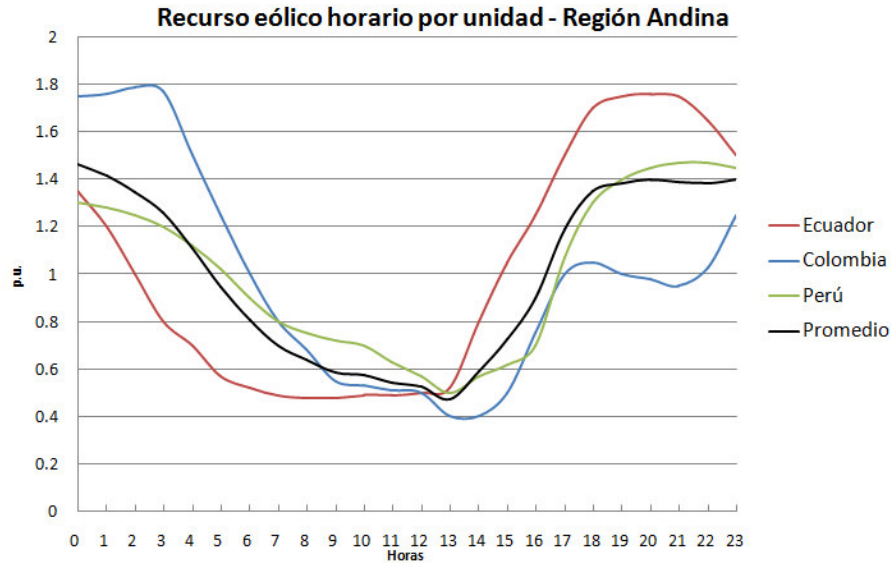


Fig. 24: Comparación de la evolución horaria del recurso eólico– Región Andina

Fuente: Elaboración propia con datos del Global Wind Atlas.

Si bien la evolución horaria en las 3 zonas seleccionadas presenta una evolución con mínimos en horas del mediodía y máximos en la noche, las curvas presentan diferencias en los máximos por unidad. El modelado horario del recurso eólica se realiza en función de los datos promedio de las 3 zonas.

Por estos motivos, se opta por modelar el recurso eólico de la región Andina de forma tal que la evolución mensual y horaria del recurso eólico sea el promedio de las zonas analizadas, el factor de planta anual de un parque generador 32.5% y la variabilidad del recurso sea similar a la de la región Cono Sur.

Región América Central

El recurso eólico en los países de América Central presenta 2 estaciones bien marcadas. Los primeros y últimos meses del año se caracterizan por muy buenos vientos (valor medio por encima de 9 m/s), mientras que entre mayo y octubre el recurso eólico es muy bajo (valor medio por debajo de 6 m/s).

En las Fig. 25, Fig. 26 y Fig. 27 se muestran los datos extraídos del Global Wind Atlas de las zonas de Panamá, Costa Rica y Nicaragua de mayor recurso donde se puede apreciar claramente el ciclo anual bien definido del viento.

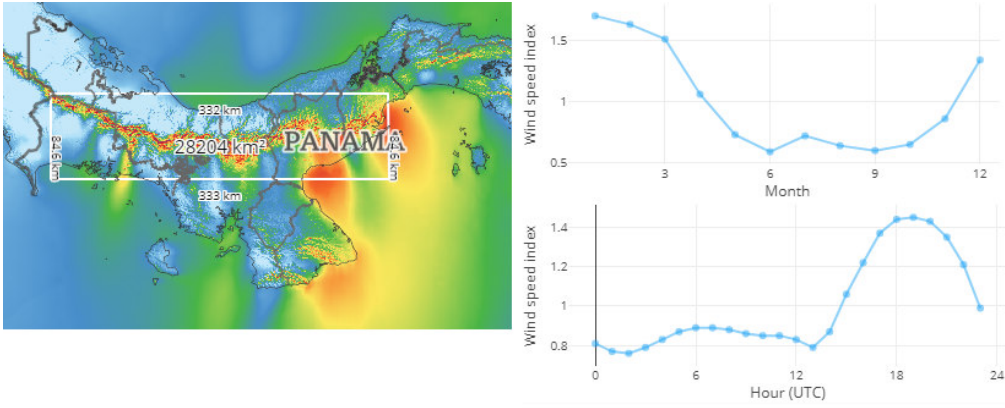


Fig. 25: Recurso eólico zonas de Panamá – Global Wind Atlas.

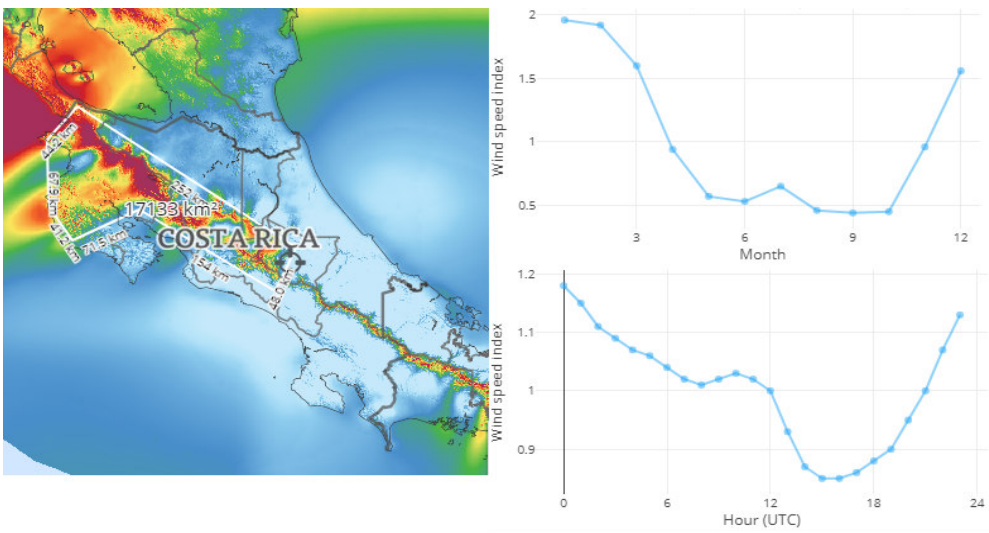


Fig. 26: Recurso eólico zonas de Costa Rica – Global Wind Atlas.

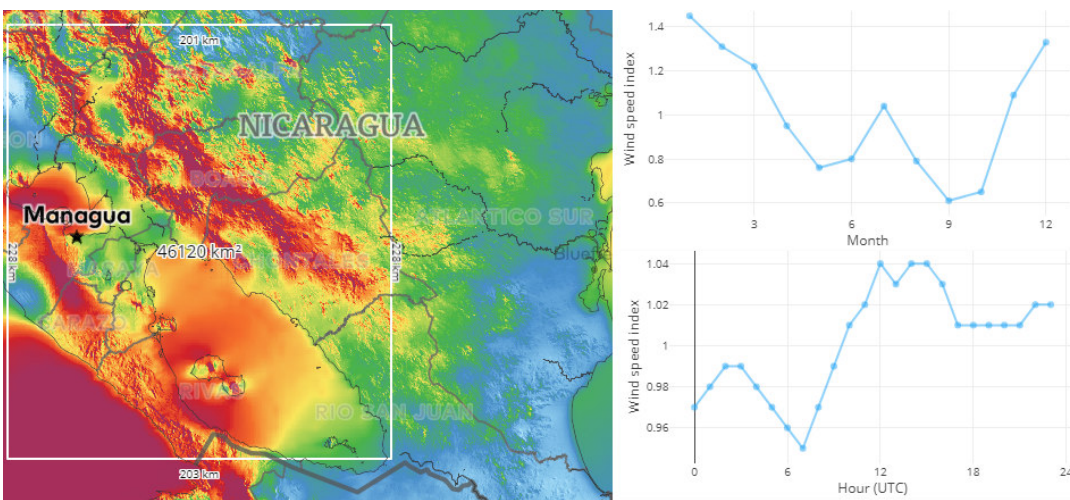


Fig. 27: Recurso eólico zonas de Nicaragua – Global Wind Atlas.

En la Fig. 28 y Fig. 29 se muestra una comparación de la evolución mensual y horaria del recurso eólico en las zonas de Centro América analizadas y el promedio del recurso en estas zonas.

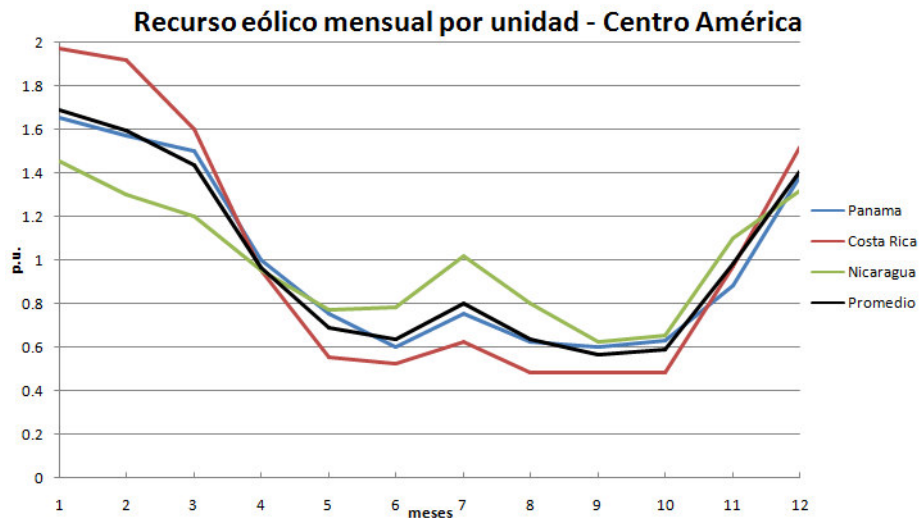


Fig. 28: Comparación de la evolución mensual del recurso eólico– Centro América.

Fuente: Elaboración propia con datos del Global Wind Atlas.

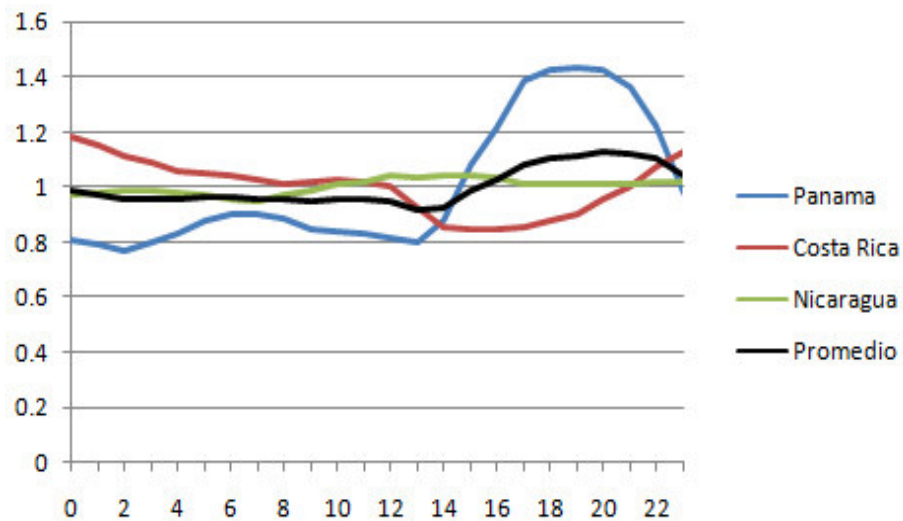


Fig. 29: Comparación de la evolución diaria del recurso eólico – Centro América.

Fuente: Elaboración propia con datos del Global Wind Atlas.

Se observa que, la evolución mensual del recurso eólico es similar en las tres zonas de estudio. Por otro lado, al analizar el patrón horario del recurso eólico en la región se observa que no es homogéneo. En la zona de Nicaragua la variación horaria es muy baja (0.95 a 1.04 p.u) mientras que en las zonas de Panamá y Costa Rica es mayor y además presentan cierta complementariedad entre ellas.

Por estos motivos, se opta por modelar el recurso eólico en Centro América de forma tal que la evolución mensual y horaria del recurso eólico sea el promedio de las zonas analizadas, el factor de planta anual de un parque generador 37.5% y la variabilidad del recurso similar a la de la región Cono Sur.

Modelado del recurso solar

Para modelar el recurso solar en cada región, se determina en primera instancia el factor de planta medio anual y posteriormente la velocidad el factor de planta mensual en los sitios de mejor recurso dentro de cada región. Para ello, se utilizan principalmente los datos del Global Solar Atlas.

En la Fig. 30 se muestra una imagen de la Irradiación Solar Horizontal (GHI) en América Latina. Se observa que salvo en la región del desierto de Atacama donde la irradiación solar es mayor, en el resto de América Latina en general oscila entre 1800 y 2300 kWh/m².

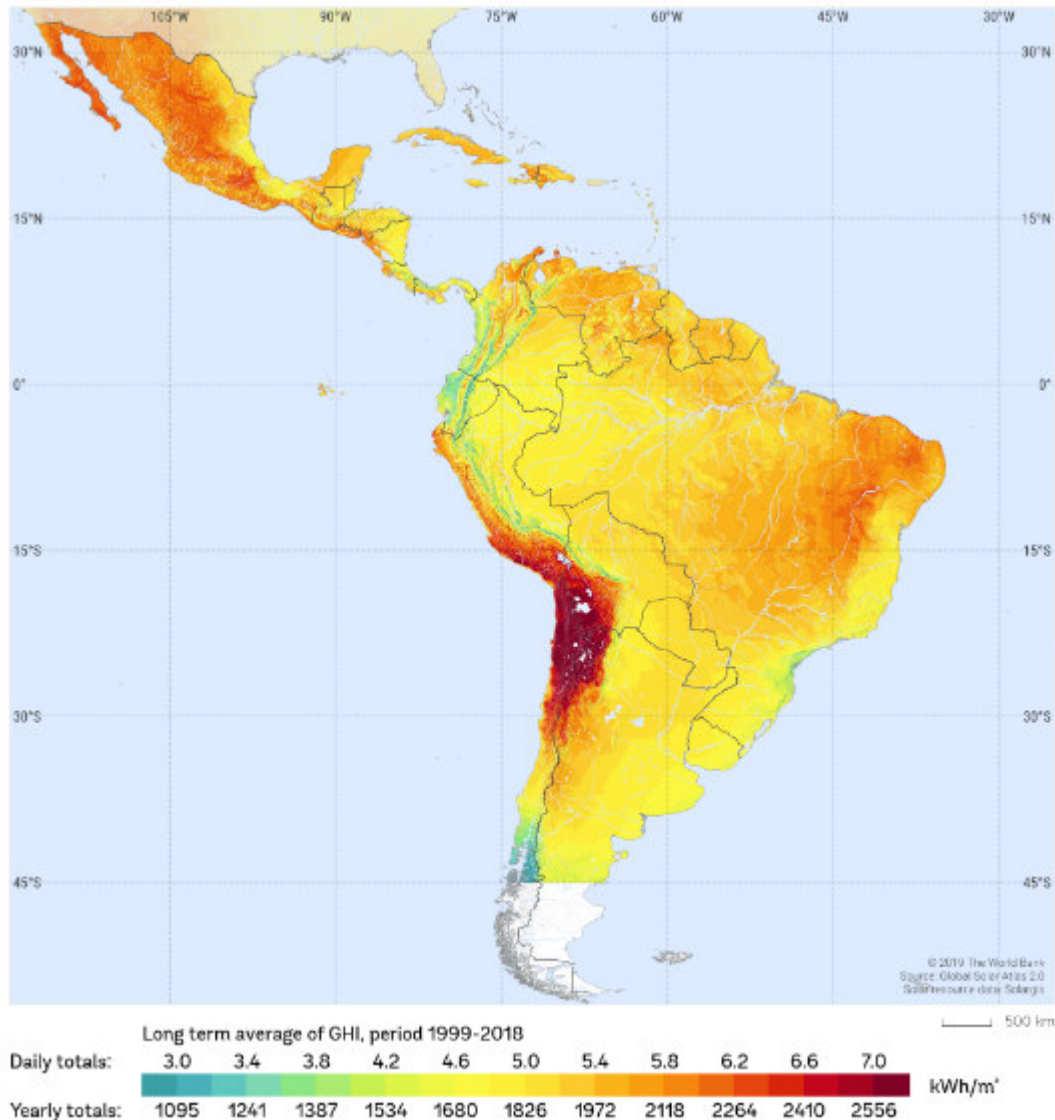


Fig. 30: Irradiación global horizontal.

Fuente: Global Solar Atlas – Banco Mundial

Para determinar los factores de planta anuales y su evolución a lo largo del año, para cada región se analizan diferentes zonas con el criterio de que se encuentren cercanas a centros de consumo y/o al sistema de transmisión.

Región Cono Sur

En la región Cono Sur (en este estudio Argentina, Uruguay y Río Grande do Sul) las regiones de mayor consumo están en las zonas costeras donde en general los factores de planta¹⁸ son menores que en el resto de la región. Los factores de planta más altos se encuentran en la frontera norte de Argentina con Chile (desierto de Atacama), donde alcanzan factores de planta superiores al 25%, pero la demanda de energía eléctrica es bastante menor que en la zona costera y los costos de conexión y transporte de energía son muy altos. Por estos motivos, en un primer análisis se considera un factor de planta solar fotovoltaico promedio para la región Cono Sur del orden del 20% que es un factor de planta intermedio entre el factor de planta costero y los mayores factores de planta alejados de los mayores centros de consumo.

Para analizar la evolución mensual del recurso solar, se consideran las zonas de mayor recurso de Uruguay – Río Grande do Sul y Córdoba (mayor irradiación que Uruguay). Se eligieron estas zonas por las similitudes que presentan con otras zonas de la región, están cerca de grandes centros de consumo y cuentan con líneas de transmisión. En la Fig. 31 se observa que la evolución del factor de planta mensual en Córdoba y Uruguay – Río Grande do Sul es similar con máximos en los meses de verano.



Fig. 31: Evolución del FP solar fotovoltaico mensual

Fuente: Elaboración propia con datos del Global Solar Atlas – Banco Mundial

¹⁸ Los factores de planta solares fotovoltaicos, corresponden a centrales fijas con inclinación óptima.

Por lo expuesto anteriormente y los datos analizados, se opta por considerar un único factor de planta anual de 20%, y una evolución mensual media de los 2 casos analizados.

Región Andina

Para analizar el recurso solar en la región Andina, se deben considerar 2 casos. Por un lado Chile, Bolivia¹⁹ y Perú, por otro lado los otros países de la región Andina.

En la Fig. 32 se muestra la evolución del FP mensual en áreas de buen recurso solar fotovoltaico en Chile, Perú, Ecuador y Colombia.

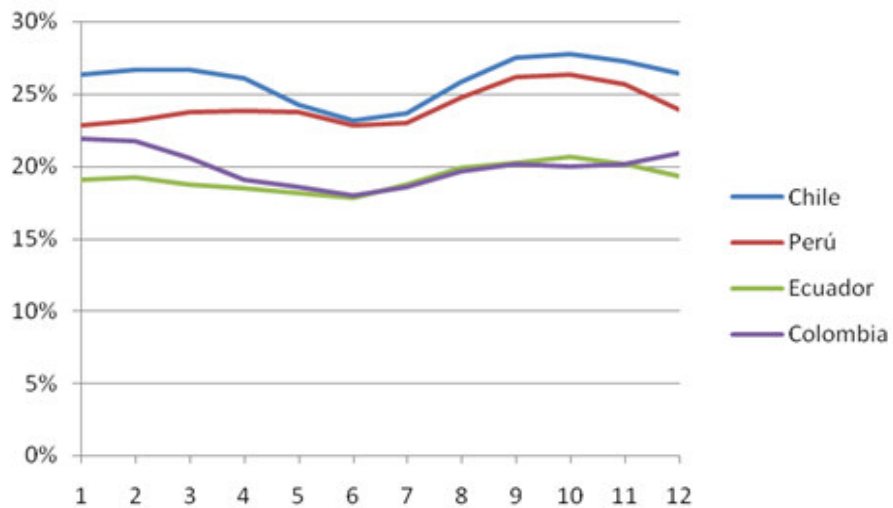


Fig. 32: Evolución del FP solar fotovoltaico mensual Región Andina

Fuente: Datos del Solar Global Atlas – Banco Mundial

En función de los resultados presentados en la figura anterior se asumen dos factores de planta anuales, uno de ellos de 25% y el otro 20%.

¹⁹ Se asume que Bolivia tiene el mismo factor de planta solar fotovoltaico que Chile en la región del desierto de Atacama.

Región América Central

La región de América Central presenta en general buen potencial para el desarrollo de generación fotovoltaica, principalmente en las costas del océano Pacífico.

En la Fig. 33 se observa la variación mensual del FP solar fotovoltaico en las áreas de mejor recurso solar de los países de América Central.

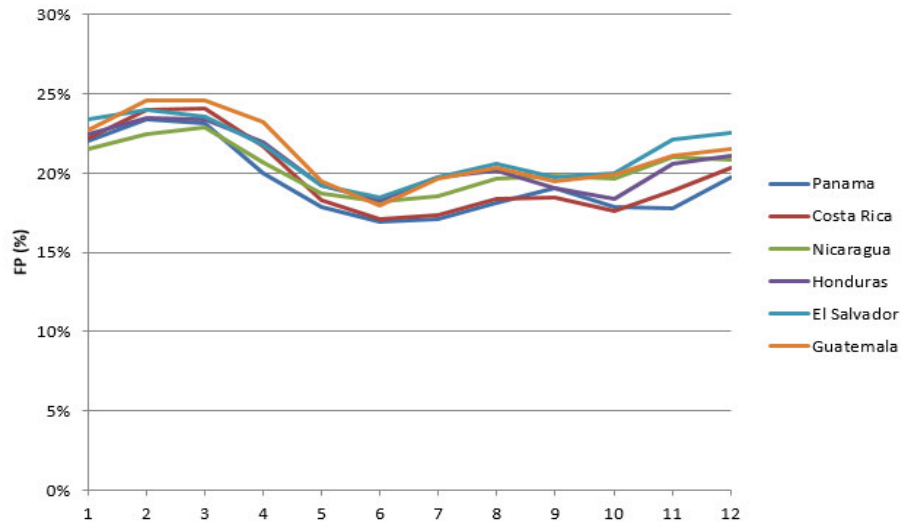


Fig. 33: Evolución del FP solar fotovoltaico mensual Región de América Central.

Fuente: Datos del Solar Global Atlas – Banco Mundial

Se observa que, en Panamá y Costa Rica el FP a lo largo del año es ligeramente menor que en el resto de los países, pero las diferencias no son significativas. Por este motivo se opta por hacer un único modelado del recurso solar en toda la región con un FP anual del orden de 21.5%.

Proyección de costos de petróleo y gas natural

La disponibilidad de recursos fósiles²⁰ es otro de los factores que influyen directamente en la planificación energética. En el caso en que un país no cuente con reservas de petróleo y/o de gas natural, a la hora de planificar la expansión de su sistema energético debe tener en cuenta las perspectivas del costo futuro del petróleo y/o gas natural y su posible volatilidad.

En la Fig. 34 se muestran las proyecciones de corto plazo de precios del Henry Hub con su intervalo de confianza al 95%²¹. Se observa que la dispersión es muy grande, con valor esperado al 2022 de 3.3USD/MMBTU y cotas del intervalo de confianza 95% de 1.7USD/MBTU y 6USD/MBTU.

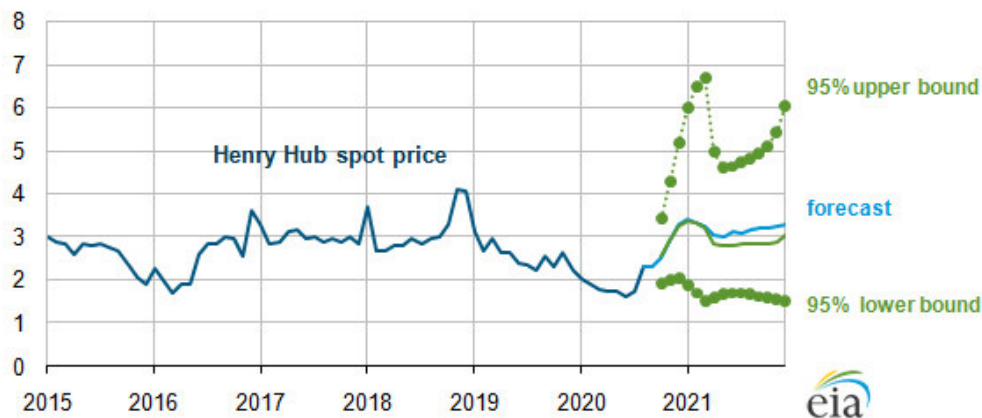


Fig. 34: Proyección del precio del gas natural Henry Hub (USD/MBTU).

Fuente: Short-Term Energy Outlook, setiembre 2020 EIA (US Energy Information Administration)

En la Fig. 35 se muestran las proyecciones de corto plazo del precio del barril de petróleo WTI con su intervalo de confianza. Se observa que la dispersión es muy grande, el valor esperado al 2022 es del entorno de 50 USD/bbl con un intervalo de confianza de 22 USD/bbl y 90 USD/bbl.

²⁰Debido a los compromisos que varios países de América Latina han acordado, no se considera el carbón para expansiones futuras del parque generador.

²¹ El valor estará con 95% de probabilidad entre la cota superior e inferior (curvas verdes). El valor excederá la cota superior con probabilidad 2.5% y estará por debajo de la cota inferior con probabilidad 2.5%.

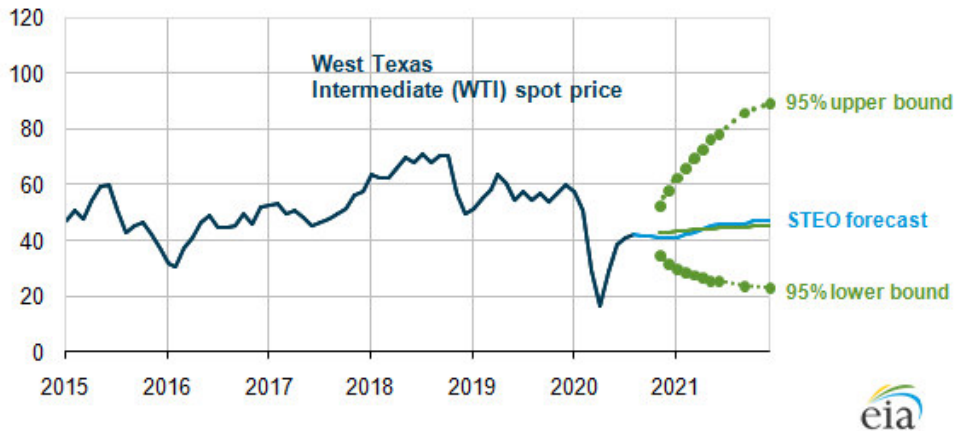


Fig. 35: Proyección de precio del barril de petróleo WTI (USD/bbl).

Fuente: Short-Term Energy Outlook, setiembre 2020 EIA (US Energy Information Administration)

En los casos de que el país no dispone de gas natural y no cuenta con la posibilidad de importar energía por un gasoducto, una opción disponible es la importación de GNL. En este sentido, se deben realizar inversiones en infraestructura para regasificar el gas y probablemente sea necesario almacenarlo. En varios países de LA&C la demanda de generación térmica es baja, ya sea por la integración de energías renovables del país, el bajo consumo de energía eléctrica, u otros factores, y puede no justificar la inversión asociada al GNL.

En países como Perú y Bolivia que disponen de yacimientos de gas natural a precios entre 3 y 4 USD/MMBTU, los costos variables de la generación térmica oscilan entre 25 y 40 USD/MWh (depende del costo del gas natural y del tipo de central), es más difícil el desarrollo de energías renovables no convencionales.

En países como Uruguay que no cuentan con reservas probadas de petróleo ni gas natural, los costos de la generación térmica dependen fuertemente del costo del barril de petróleo y del gas natural (ya sea sí disponen de gasoductos con países productores y/o plantas regasificadoras). En este tipo de sistemas, los costos y los riesgos asociados a la volatilidad del costo de los combustibles es un factor determinante para el desarrollo de energías renovables no convencionales.

En este trabajo no se consideran subsidios en los precios de los combustibles fósiles y se asumen los siguientes 3 niveles de precios de combustible:

- Precios bajos: países que disponen de yacimientos de gas natural.
- Precios medios: países que disponen de plantas regasificadoras y/o importan gas natural por gasoducto.
- Precios altos: países en los que el parque térmico opera con derivados de petróleo.

NOTA: El modelado del precio del petróleo y gas natural en países que no cuentan con yacimientos propios se realiza con un modelo CEGH [20] (Correlación de Espacio Gaussiano con Histograma) que captura la volatilidad de los precios (Ver ANEXO II).

Región Cono Sur

En la región Cono Sur, Argentina²² y Brasil disponen de yacimientos de gas natural, pero en la actualidad no alcanzan para cubrir su demanda interna total y deben importar gas natural por gasoducto desde Bolivia y/o comprar GNL. Uruguay no dispone de yacimientos de gas natural, el parque térmico opera con derivados de petróleo y/o gas natural cuando hay disponibilidad en Argentina. El caso de Paraguay no se considera debido a su abundancia en recurso hídrico.

En resumen, en Cono Sur, se asume escenarios de precios medios y altos de combustible.

Región Andina

En la región Andina, hay disparidad en los precios del gas natural ya que algunos de los países abastecen su demanda de generación térmica con gas natural propio y otros requieren comprar GNL. Por este motivo se plantean los escenarios de precios bajos y medios.

Región América Central

Los países de América Central no cuentan con yacimientos de gas natural, en Panamá se ha apostado a la importación de GNL y en El Salvador también se está en proceso de incorporar una planta de GNL. En resumen, en esta región, se analizan los escenarios de precios medios y altos.

²² En el futuro, podría existir un escenario de precios bajos de combustibles con el desarrollo de Vaca Muerta en Argentina.

CAPITULO 5: Elección de los diferentes escenarios

Como se ha comentado en capítulos anteriores, el objetivo de este estudio es determinar el plan óptimo de inversiones de generación en sistemas con diferente nivel de integración de capacidad hidroeléctrica y almacenamiento con características naturales similares a diferentes regiones de Latinoamérica.

Dada las diferencias en los recursos naturales en los países de América Latina, se realiza una división en las siguientes 3 regiones: Cono Sur, Región Andina y América Central. La región Cono Sur está integrada por Argentina, Uruguay y Río Grande do Sul, la región Andina por Chile, Bolivia, Perú, Ecuador y Colombia, y por última América Central por Panamá, Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala.

Por razones de simplicidad, se considera un consumo de energía eléctrica de 10.000 GWh fijo en el tiempo con máximos de potencia del entorno de 1.900 MW y los siguientes escenarios de capacidad hidroeléctrica 20%, 40% y 60% del pico de demanda con capacidad de almacenamiento de horas, 1 semana, 3 meses y 1 año. Además, se asume que los sistemas están aislados.

Las centrales candidatas de expansión de generación son ciclos combinados, turbinas de ciclo abierto, generación eólica y solar fotovoltaica. Las centrales hidroeléctricas se encuentran en servicio y no hay posibilidad de instalar nuevas ni ampliar el embalse.

Dado que el régimen de lluvias de varios de los países de América Latina está influenciado por el fenómeno de El Niño/La Niña se realiza un relevamiento de datos históricos de varios años. Se observa que las variaciones anuales en la producción de generación hidroeléctrica pueden ser mayores a 20% en algunos años.

La generación eólica y solar fotovoltaica presenta variaciones importantes en el muy corto plazo (horas, días), pero a escala anual presenta baja dispersión. La región Cono Sur presenta los mayores factores de planta eólicos anuales, mientras que la región Andina y Centro América cuentan con mayores factores de planta solares.

La evolución mensual del recurso eólico presenta diferencias significativas según la región de estudio. En Cono Sur y Región Andina las diferencias a lo largo del año son menos pronunciadas que en Centro América.

Las fluctuaciones de corto plazo de las ERNC deben ser cubiertas por generación hidroeléctrica con capacidad para regular (embalse), centrales térmicas de respuesta rápida y/o reserva rotante de centrales térmicas que se encuentren en servicio.

El plan óptimo de expansión varía en función de la potencia hidroeléctrica instalada, de la capacidad de almacenamiento de energía asociada, de los recursos hídrico, eólico y solar, de los precios de los combustibles fósiles y de los costos de las tecnologías.

En la Tabla 7, Tabla 8 y Tabla 9 se presentan los escenarios a analizar del Cono Sur, Región Andina y Centro América.

	Potencia Hidroeléctrica	Capacidad Almacenamiento	Combustible	caudales	Recurso eólico		Recurso solar		
					FP	Evolución	FP	Evolución	
Cono Sur	20% pico demanda	Pasada	Medio	Similar a los caudales equivalentes de Uruguay definidos en este estudio.	42%	Mensual y Horaria Similar a Uruguay	20%	Evolución mensual y horaria similar a Uruguay	
			Alto						
		1 semana	Medio						
			Alto						
		3 meses	Medio						
			Alto						
		1 año	Medio						
			Alto						
		40% pico demanda	Pasada						Medio
									Alto
			1 semana						Medio
									Alto
	3 meses		Medio						
			Alto						
	1 año		Medio						
			Alto						
	60% pico demanda		Pasada						Medio
									Alto
			1 semana						Medio
									Alto
		3 meses	Medio						
			Alto						
		1 año	Medio						
			Alto						

Tabla 7: Escenarios región Cono Sur.

	Potencia Hidroeléctrica	Capacidad Almacenamiento	Combustible GN	caudales	Recurso eólico		Recurso solar		
					FP	Evolución	FP	Evolución	
Región Andina	20% pico demanda	Pasada	Bajo	Evolución mensual similar a los caudales de Colombia	32.5%	Mensual y Horaria similar al promedio de los datos de Colombia, Ecuador, Perú, Chile y Estudio Red del Futuro.	25% 20.5%	Mensual y Horaria similar a Chile y Perú (FP 25%) Mensual y Horaria similar a Colombia y Ecuador (FP 20.5%)	
			Medio						
		1 semana	Bajo						
			Medio						
		3 meses	Bajo						
			Medio						
		1 año	Bajo						
			Medio						
		40% pico demanda	Pasada						Bajo
									Medio
			1 semana						Bajo
									Medio
	3 meses		Bajo						
			Medio						
	1 año		Bajo						
			Medio						
	60% pico demanda		Pasada						Bajo
									Medio
			1 semana						Bajo
									Medio
		3 meses	Bajo						
			Medio						
		1 año	Bajo						
			Medio						

Tabla 8: Escenarios Región Andina.

	Potencia Hidroeléctrica	Capacidad Almacenamiento	Combustible GN y Petróleo	caudales	Recurso eólico		Recurso solar	
					FP	Evolución	FP	Evolución
Región Centro América	20% pico demanda	Pasada	Medio	Evolución mensual similar a los caudales en El Salvador	37.5%	Mensual y Horaria Similar a Nicaragua	21.7%	Mensual y Horaria Similar a Nicaragua
			Alto					
		1 semana	Medio					
			Alto					
		3 meses	Medio					
			Alto					
		1 año	Medio					
			Alto					
	40% pico demanda	Pasada	Medio					
			Alto					
		1 semana	Medio					
			Alto					
		3 meses	Medio					
			Alto					
		1 año	Medio					
			Alto					
	60% pico demanda	Pasada	Medio					
			Alto					
		1 semana	Medio					
			Alto					
		3 meses	Medio					
			Alto					
		1 año	Medio					
			Alto					

Tabla 9: Escenarios Región Centro América.

CAPITULO 6: Modelado en SimSEE

El modelado del sistema eléctrico y la optimización de las inversiones del parque generador se realizan con la plataforma SimSEE y la herramienta de planificación de inversiones PIG –OddFace [3].

Se utiliza un paso de tiempo diario (24 horas) con 4 divisiones horarias (postes). El poste 1 es el de mayor demanda con una duración de 1 hora, el poste 2 de duración 4 horas, el poste 3 de 13 horas y el poste 4 de menor demanda neta de duración 6 horas. La plataforma SimSEE cuenta con la opción de realizar los cálculos utilizando demanda neta²³. Si se activa esta opción, el poste 1 será la hora de mayor demanda neta que no tiene por qué coincidir con la hora de mayor demanda y así sucesivamente. Esta opción fue la usada en este trabajo.

El sistema eléctrico se modela con único nodo donde se conecta la demanda de energía eléctrica y la oferta de generación. Para simplificar este análisis, se asume que la demanda anual de energía permanece constante durante todo el período de estudio con un pico máximo del orden de 1800 a 1900 MW dependiendo de la región de análisis y una energía anual de 10.000 GWh.

Se modelan diferentes escenarios con una única central hidroeléctrica, cuya potencia instalada varía entre 20% a 60% de la demanda pico de energía y la capacidad de almacenamiento entre 0 y 1 año.

Las centrales candidatas de expansión en todos los escenarios serán generación de origen eólico, generación solar fotovoltaica, centrales térmicas de punta y centrales térmicas base. Las centrales térmicas de punta tienen un costo variable más alto que el de las centrales térmicas base a potencia nominal, son más flexibles ya que pueden entrar en servicio por períodos muy cortos de tiempo (pueden prenderse/apagarse en cada Poste del paso de tiempo), mientras que las centrales térmicas de base deben estar prendidas/apagadas durante al menos todo el paso de tiempo (1 día). No se considera la posibilidad de instalar baterías, ni de incrementar la capacidad de almacenamiento del embalse de la central hidroeléctrica.

Las variables principales en cada escenario luego de definidas la potencia y capacidad de almacenamiento de las centrales hidroeléctricas, son el precio de los combustibles fósiles, el costo de instalación de las diferentes tecnologías candidatas de expansión y los recursos eólico, solar e hidráulico.

El modelado del recurso hidroeléctrico, eólico, solar y del precio de los combustibles fósiles se realiza utilizando un modelo CEGH [20] (Ver Anexo I).

Las optimizaciones y simulaciones se realizan con 100 crónicas sintéticas. Todos los costos/precios considerados están expresados en dólares constantes de diciembre

²³ La demanda neta es la resta entre la demanda de energía eléctrica del sistema y la producción de las ERNC.

2020, no se consideran impuestos y a los efectos del cálculo del valor presente, se considera una tasa de actualización anual de 10% sobre dichos valores.

Dado que no se considera crecimiento en la demanda de energía eléctrica y que al final del período de optimización las centrales que entran en servicio tienen un valor residual que es considerado en el cálculo del costo total del sistema por el módulo de Planificación de Inversiones, se pueden acortar los períodos de optimización para reducir los tiempos de procesamiento.

Por estos motivos, se considera un período de 7 años de optimización y simulación en los casos en que la capacidad de embalse es de horas o de 1 semana; y 8 años de optimización y 7 de simulación en los casos en que la capacidad de embalse es de 3 meses o 1 año. La diferencia se debe a que en los casos en que se tiene mayor embalse hay consideraciones respecto al estado final de los lagos al final de la simulación.

Al final del período de optimización, las centrales que entran en servicio, tienen un valor residual asociado a su vida útil que es considerado por el módulo de Planificación de Inversiones.

NOTA: Si se incrementa en igual proporción la demanda de energía eléctrica y la potencia hidroeléctrica instalada con su capacidad de almacenamiento, los resultados mostrados en este estudio son extrapolables. Esto implica que, si, tenemos una demanda de 60.000GWh (en vez de los 10.000 GWh del presente estudio) con una curva por unidad similar y la misma proporción de generación hidroeléctrica y capacidad de almacenamiento el resultado de la expansión será proporcional al incremento de la demanda.

Modelado generación eólica

La generación eólica se modela con un factor de disponibilidad unitario y un CEGH que refleja la generación horaria en por unidad de la capacidad instalada. No se consideran pérdidas adicionales.

Los parques eólicos candidatos de expansión tienen una potencia de 50MW y vida útil 20 años. Se considera un costo de inversión de 1150 USD/kW instalado y costo anual de O&M entre 2.5% a 3% de la inversión [21]. Por simplicidad, se modelan estos costos como un único costo equivalente de 1400 USD/kW instalado.

Modelado generación solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica se modela con un factor de disponibilidad unitario y un CEGH que refleja la generación horaria en por unidad de la capacidad instalada. No se consideran pérdidas adicionales.

Los parques solares fotovoltaicos candidatos de expansión tienen una potencia de 50 MW y vida útil 20 años. Se considera un costo de inversión de 740 USD/kW

instalado²⁴ y costo anual de O&M de 1% de la inversión. Por simplicidad, se modelan estos costos como un único costo equivalente de 800 USD/kW instalado.

Modelado generación térmica candidatas de expansión

Las centrales térmicas de punta tienen una potencia de 60MW, sin mínimo técnico, factor de disponibilidad complejo²⁵ de 85%, tiempo medio de reparación 168 horas, vida útil 25 años y costo de instalación 1000 USD/kW instalado.

Las centrales térmicas base se consideran con una potencia de 120MW con mínimo técnico 80MW, factor de disponibilidad complejo de 85%, tiempo medio de reparación 168 horas, vida útil 25 años y el costo de instalación 1200 USD/kW instalado.

En la Tabla 10 se muestra el costo variable de las centrales térmicas que fueron considerados en las simulaciones. Este costo variable es la suma del costo variable combustible²⁶ y el costo variable no asociado al combustible.

	Costo Variable Térmica Punta(USD/MWh)	Costo Variable Térmica Base	
		Mínimo Técnico(USD/MWh)	Nominal (USD/MWh)
Precio Bajo	31	32	25
Precio Medio	57	59	43
Precio Alto	90	90	60

Tabla 10: Costos variables considerados en las simulaciones.

Criterios de planificación

Para el modelado de los costos de falla y su profundidad asociada, se analizó información pública disponible de costos de falla de Chile, Perú y Uruguay [22][23][24] y de un estudio de Mercados Energéticos Consultores realizado para Colombia[25] que cuenta con información de costos de falla de varios países de la región.

En base a esta información, se modelan los costos de la energía de falla en 2 escalones, el primero de ellos de profundidad 5% de la demanda de electricidad y costo 500 USD/MWh y el segundo escalón de profundidad 95% de la demanda de electricidad y costo 2000 USD/MWh.

El único criterio de planificación utilizado en este estudio consiste en minimizar el costo total de abastecimiento de la demanda de energía considerando los costos de falla indicados anteriormente.

²⁴ El costo de inversión de la solar fotovoltaica es menor que el del informe Lazard's levelized cost of Energy Analysis de 2020, ya que refleja los pronósticos de baja de costos publicados por IRENA.

²⁵ El factor de disponibilidad complejo, se calcula como la suma del valor esperado de las horas de mantenimiento programado y las horas de mantenimiento por roturas fortuitas por año dividido el total de horas del año.

²⁶ El costo variable combustible es el producto del costo del combustible y el rendimiento de la central.

No se adicionan requisitos de mínimo de potencia firme²⁷, ni de flexibilidad y estabilidad del sistema eléctrico.

²⁷ El análisis de la contribución de potencia firme de las energías renovables no convencionales al sistema eléctrico no se analizará en este estudio.

CAPITULO 7: Resultados de las simulaciones

En este apartado se muestran los resultados de las expansiones óptimas por tipo de tecnología (cantidad de unidades) y energía como porcentaje de la demanda.

Se define el índice de emisiones como el cociente entre las toneladas equivalentes de emisiones de CO₂ (tCO₂) y la demanda de energía. En el Anexo III se muestran los cálculos de emisiones de las centrales térmicas de punta y base cuando operan con gas natural y fuel oil.

Los costos en este estudio se dividen en 2 componentes: costo de inversión (incluyen costos de O&M de las centrales eólica y solar fotovoltaica) y costos de O&M²⁸ asociados a la generación térmica. Todos los costos están actualizados al año 0 (inicio de la optimización).

El costo de inversión está definido como una función de los costos totales de la instalación y correcto funcionamiento de la planta, vida útil de la central y tasa de descuento. Estos costos se terminan de pagar al final de la vida útil de la central, y anualmente se paga una cantidad constante. En el Anexo IV se detalla la metodología usada para determinar estos costos en cada año.

Los costos de O&M de las centrales térmicas consisten en los costos variables combustible y costos variables no combustible. No se consideran en estos casos los pagos por energía.

Otro concepto clave que se utiliza comúnmente para poder comparar los costos por unidad de generación de diferentes tecnologías es el Costo Nivelado de Energía (LCOE). El LCOE es el costo al cual se debe remunerar la energía para recuperar los costos de inversión y de operación y mantenimiento. En el caso particular de esta tesis, al haberse llevado a año 0 todos los costos de operación y mantenimiento, resulta que el LCOE es directamente la anualidad calculada como se describe en el Anexo IV dividido por la energía anual en consideración.

²⁸ No se consideran costos de O&M de las centrales hidroeléctricas.

Cono Sur: Expansión solo generación térmica

Potencia Instalada por tecnología (MW)						
Hidroeléctrica (MW)	Tecnología	Pasada	Semana	3 meses	Año	
1120	Térmica Punta	1020	900	720	660	
	Térmica Base	240	240	360	360	
770	Térmica Punta	1020	960	720	720	
	Térmica Base	360	360	480	480	
380	Térmica Punta	1140	1140	1020	1020	
	Térmica Base	600	600	600	600	
Generación anual por fuente, excedentes y energía de falla (% Demanda)						
1120	Hidroeléctrica	55.0	55.1	55.2	55.3	
	Térmica Punta	29.9	29.1	20.2	20.0	
	Térmica Base	15.0	15.7	24.5	24.6	
	Energía Falla	0.1	0.1	0.1	0.1	
	Excedentes	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Costos MUSD (Millones de dólares)					
	Inversiones	708	644	688	652	
	Costo de O&M	1398	1394	1381	1367	
	Anualidad	301	291	259	252	
	Índice de emisiones tCO₂/MWh					
	Índice emisiones tCO ₂ GN	0.21	0.21	0.20	0.20	
	Índice emisiones tCO ₂ Pet	0.29	0.29	0.27	0.27	
	770	Hidroeléctrica	38.0	37.8	38.2	38.2
		Térmica Punta	35.0	35.6	27.0	26.8
Térmica Base		26.9	26.6	34.8	35.0	
Energía Falla		0.1	0.0	0.0	0.0	
Excedentes		0.0	0.0	0.0	0.0	
Costos MUSD (Millones de dólares)						
Inversiones		788	756	776	776	
Costo de O&M		1896	1821	1944	1876	
Anualidad		383	368	340	332	
Índice de emisiones tCO₂/MWh						
Índice emisiones tCO ₂ GN		0.28	0.28	0.27	0.27	
Índice emisiones tCO ₂ Pet		0.39	0.39	0.37	0.37	
380		Hidroeléctrica	17.7	17.8	17.8	18.0
		Térmica	37.7	37.6	37.5	37.2
	Térmica Base	44.6	44.6	44.7	44.8	
	Energía Falla	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Excedentes	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Costos MUSD (Millones de dólares)					
	Inversiones	1014	1014	1040	1040	
	Costo de O&M	2404	2387	2596	2539	
	Anualidad	488	485	455	447	
	Índice de emisiones tCO₂/MWh					
	Índice emisiones tCO ₂ GN	0.36	0.36	0.36	0.36	
	Índice emisiones tCO ₂ Pet	0.50	0.50	0.50	0.50	

Cono Sur: Expansión precio de combustible medio

- FP Eólico: 42% y
- FP PV: 20%

Cono Sur: Potencia Hidroeléctrica: 1120MW (60% del pico de demanda)

Potencia Instalada por tecnología (MW)				
Tecnología	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	750	850	1050	1100
PV	350	300	50	0
Térmica Punta	840	720	540	540
Térmica Base	0	0	0	0
Costos MUSD (Millones de dólares)				
Inversiones	1211	1204	1229	1269
Costo de O&M	539	398	344	252
Anualidad	250	229	197	190
Generación anual por fuente, excedentes y energía de falla (% Demanda)				
Despacho	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	1 año
Eólica	27.9	31.7	39.1	41.0
PV	6.1	5.2	0.9	0
ERNC	34	36.9	40	41.0
Hidroeléctrica	55.1	55.2	55.4	55.5
Térmica	15.7	12.3	8.2	5.3
Térmica Base	0	0	0	0
Energía Falla	0.1	0.0	0.1	0.1
Excedentes	-4.9	-4.4	-3.7	-1.9
Índice de emisiones tCO₂/MWh				
Índice emisiones tCO ₂	0.08	0.06	0.04	0.03

Cono Sur: Potencia Hidroeléctrica: 770MW (40% del pico de demanda)

Potencia Instalada por tecnología (MW)				
Tecnología	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	900	1100	1400	1400
PV	600	400	50	100
Térmica Punta	900	660	540	540
Térmica Base	0	0	0	0
Costos MUSD (Millones de dólares)				
Inversiones	1477	1418	1571	1590
Costo de O&M	696	544	427	374
Anualidad	310	280	250	246
Generación anual por fuente, excedentes y energía de falla (% Demanda)				
Despacho	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	33.5	41.0	52.2	52.2
PV	10.4	7.0	0.9	1.7
ERNC	43.9	48.0	53.1	53.9
Hidroeléctrica	37.1	37.2	38.2	38.0

Térmica	21.0	16.3	10.4	9.4
Térmica Base	0	0	0	0
Energía Falla	0.1	0.1	0.1	0.1
Excedentes	-2.2	-1.5	-1.7	-1.5
Índice de emisiones tCO₂/MWh				
Índice emisiones tCO ₂	0.11	0.08	0.05	0.05

Cono Sur: Potencia Hidroeléctrica: 380MW (20% del pico de demanda)

Potencia Instalada por tecnología (MW)				
Tecnología	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	1300	1500	1500	1550
PV	400	300	350	300
Térmica Punta	1200	960	840	840
Térmica Base	0	0	120	120
Costos MUSD (Millones de dólares)				
Inversiones	1748	1853	1985	2004
Costo de O&M	1050	840	839	806
Anualidad	400	385	353	351
Generación anual por fuente, excedentes y energía de falla (% Demanda)				
Despacho	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	48.4	55.9	55.9	57.6
PV	7.0	5.2	6.1	5.2
ERNC	55.4	58.1	62.0	62.8
Hidroeléctrica	17.4	17.2	17.4	17.5
Térmica	28.8	24.3	19.4	18.6
Térmica Base	0	0	4.0	3.8
Energía Falla	0.0	0.2	0.1	0.1
Excedentes	-1.7	-2.8	-2.9	-3.1
Índice de emisiones tCO₂/MWh				
Índice emisiones tCO ₂	0.15	0.12	0.11	0.11

Cono Sur: Expansión precio combustible alto (derivados de petróleo)

Potencia Hidroeléctrica: 1120MW (60% del pico de demanda)

Potencia Instalada por tecnología (MW)				
Tecnología	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	900	1050	1100	1150
PV	400	300	200	200
Térmica Punta	840	600	520	480
Térmica Base	0	0	0	0
Costos MUSD (Millones de dólares)				
Inversiones	1354	1300	1383	1391
Costo de O&M	663	576	357	246
Anualidad	288	268	218	205

Generación anual por fuente, excedentes y energía de falla (% Demanda)				
Despacho	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	33.5	39.1	41.0	42.8
PV	7.0	5.2	3.5	3.5
ERNC	40.5	44.3	44.5	46.3
Hidroeléctrica	55.1	55.1	55.2	55.0
Térmica	12.6	9.4	5.1	3.2
Térmica Base	0	0	0	0
Energía Falla	0.1	0.1	0.1	0.1
Excedentes	-8.3	-8.9	-4.9	-4.6
Índice de emisiones tCO₂/MWh				
Índice emisiones tCO ₂	0.09	0.07	0.03	0.02

Potencia Hidroeléctrica: 770MW (40% del pico de demanda)

Potencia Instalada por tecnología (MW)				
Tecnología	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	1050	1300	1500	1500
PV	750	500	300	400
Térmica Punta	840	780	600	540
Térmica Base	0	0	0	0
Costos MUSD (Millones de dólares)				
Inversiones	1634	1663	1819	1833
Costo de O&M	787	505	312	210
Anualidad	346	310	266	255
Generación anual por fuente, excedentes y energía de falla (% Demanda)				
Despacho	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	39.1	48.4	55.9	55.9
PV	13.1	8.7	5.2	7.0
ERNC	52.2	57.1	61.1	62.9
Hidroeléctrica	37.2	37.5	37.2	37.4
Térmica	15.3	9.9	5.1	2.6
Térmica Base	0	0	0	0
Energía Falla	0.1	0.0	0.1	0.1
Excedentes	-4.7	-4.5	-3.4	-3.0
Índice de emisiones tCO₂/MWh				
Índice emisiones tCO ₂	0.11	0.06	0.03	0.02

Potencia Hidroeléctrica: 380MW (20% del pico de demanda)

Potencia Instalada por tecnología (MW)				
	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	1400	1500	1600	1600
PV	300	300	300	350
Térmica Punta	900	840	720	720
Térmica Base	240	240	240	240
Costos MUSD (Millones de dólares)				
Inversiones	1902	1950	2154	2178
Costo de O&M	1306	1181	1158	1094

Anualidad	458	447	392	387
Generación anual por fuente, excedentes y energía de falla (% Demanda)				
	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	52.2	55.9	59.6	59.6
PV	5.2	5.2	5.2	6.1
ERNC	57.4	61.1	64.8	65.7
Hidroeléctrica	17.3	16.9	17.3	17.4
Térmica	17.8	16.9	14.2	13.4
Térmica Base	9.9	8.0	7.3	7.1
Energía Falla	0.1	0.1	0.1	0.1
Excedentes	-2.4	-3.0	-3.7	-3.7
Índice de emisiones tCO₂/MWh				
Índice emisiones tCO ₂	0.18	0.16	0.14	0.13

Análisis de sensibilidad

Precio de combustible medio - Reducción 10% del costo de instalación solar fotovoltaica (720USD/kW instalados)

En este caso se analizan solo los casos con centrales hidroeléctricas de pasada y con 3 meses (12 semanas) de capacidad de almacenamiento.

Potencia Instalada por tecnología (MW)						
	380MW		770MW		1120MW	
Tecnología	Pasada	3 meses	Pasada	3 meses	Pasada	3 meses
Eólica	1250	1450	900	1300	750	1000
PV	700	450	650	200	350	150
Térmica Punta	1200	960	900	600	840	600
Térmica Base	0	0	0	0	0	0
Generación anual por fuente, excedentes y energía de falla (% Demanda)						
	Pasada	3 meses	Pasada	3 meses	Pasada	3 meses
Eólica	46.6	54.0	33.5	48.4	27.9	37.3
PV	12.2	7.8	11.3	3.5	6.1	2.6
ERNC	58.8	61.8	44.8	51.9	34.0	39.9
Hidroeléctrica	17.3	17.5	37.1	37.5	55.2	55.5
Térmica	26.1	22.9	20.4	11.6	15.5	8.3
Térmica Base	0	0	0	0	0	0
Energía Falla	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Excedentes	-2.1	-2.3	-2.4	-1.1	-4.9	-3.6

Análisis de resultados región Cono Sur

En la región Cono Sur, la integración de ERNC reduce los costos de abastecimiento de la demanda. En la Fig. 36 se muestra la comparación de la anualidad a pagar de la expansión con ERNC y expansión solo térmica para las diferentes capacidades hidroeléctricas y almacenamiento considerados en el escenario de precios de combustibles medios.

El volumen de embalse 0 semana corresponde a las centrales hidroeléctricas de Pasada, 1 semana a las de capacidad de almacenamiento 1 semanas, 12 semanas a las de capacidad de almacenamiento 3 meses y 52 semanas a las de 1 año.

Se observa que, con capacidad hidroeléctrica 60% del pico de la demanda y para diferente volumen de embalse, la anualidad de la expansión solo con generación térmica es entre 50 MUSD y 60 MUSD más cara que la expansión que incluye ERNC, con capacidad hidroeléctrica 40% entre 75 MUSD y 90 MUSD y con capacidad 20% entre 90 MUSD y 100 MUSD.

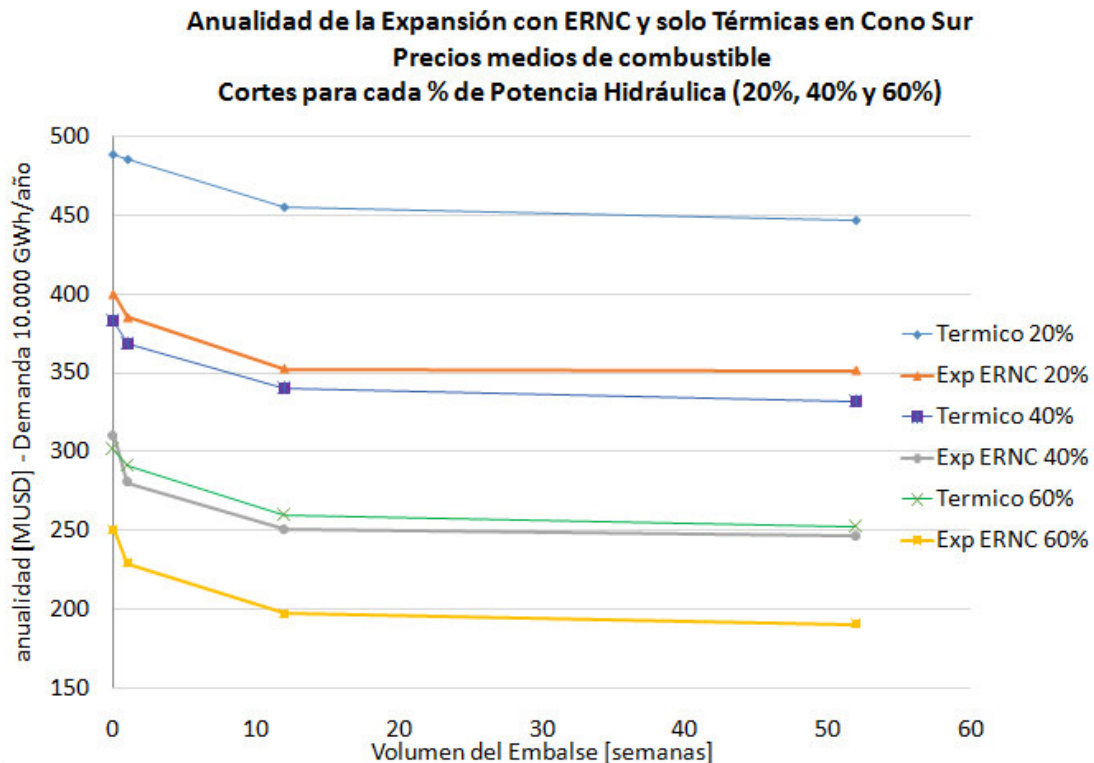


Fig. 36: Comparación anualidad expansión: Potencia hidroeléctrica instalada en función de capacidad de almacenamiento - Cono Sur, precio medio combustible.

En la Fig. 37 se muestra que a igual potencia hidroeléctrica instalada, los costos disminuyen en la medida que se incrementa la capacidad de almacenamiento. Estas diferencias en costos son mayores cuando se incrementa la capacidad de almacenamiento de horas (centrales de pasada) a 1 semana y de 1 semana a 3 meses. Al aumentar la capacidad de almacenamiento, aumenta la capacidad de filtrado de las

variaciones de las ERNC. En el caso de incrementar el almacenamiento de horas a 1 semana, se filtran mejor la variabilidad diaria de las ERNC, mientras que al aumentar de 1 semana a 3 meses se mejora la capacidad de filtrado de la variabilidad de las ERNC estacional. Sin embargo, el incrementar la capacidad de almacenamiento de 3 meses a 1 año no adiciona cambios significativos en la capacidad de filtrado del sistema, ya que las variaciones de las ERNC son diarias y estacionales. Esto significa que, no hay reducción significativa en los costos si se incrementa la capacidad de almacenamiento por encima de 3 meses.

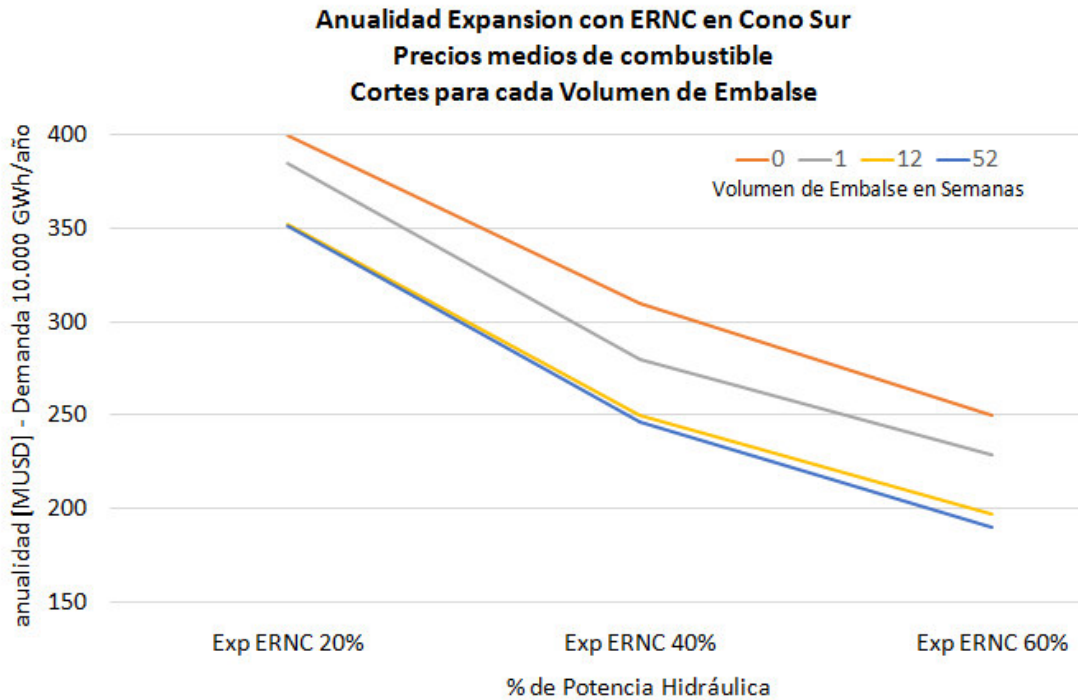


Fig. 37: Comparación anualidad expansión: Volumen del embalse en función de la capacidad hidroeléctrica - Cono Sur, precio medio combustible.

Si uno La capacidad de filtrado en tres meses es suficiente para la variabilidad de las ERNC.

Por otro lado, con los costos de inversión y factores de planta considerados, los resultados de la expansión (Ver Fig. 38) sugieren la instalación de un alto porcentaje de capacidad eólica y poca solar fotovoltaica.

Participación Eólica y Solar Fotovoltaica en Cono Sur
Precios medios de combustibles

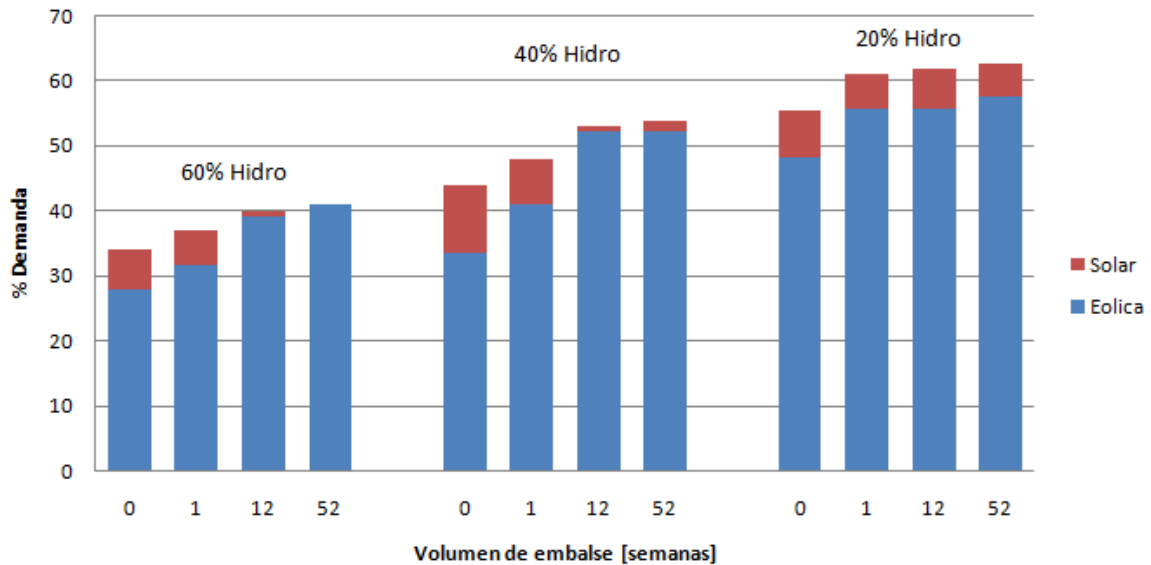


Fig. 38: Participación generación eólica y solar fotovoltaica en la región Cono Sur.

Esto se explica además en la Tabla 11 donde se comparan los resultados del LCOE de la centrales candidatas eólica y solar fotovoltaica de la región Cono Sur.

	Potencia (MW)	FP (%)	Vida útil (años)	Inversión Total (MUSD)	Tasa (%)	LCOE (USD/MWh)
Eólica	50	42	20	70	10	44.7
PV	50	20	20	40	10	53.6
PV (Menor costo)	50	20	20	36	10	48.3

Tabla 11: Costo energía eólica y solar fotovoltaica.

El LCOE de la energía eólica es menor que el de la energía solar fotovoltaica. Con la finalidad de hacer una comparación del óptimo de expansión con la reducción de costos de la solar fotovoltaica se realizaron las simulaciones para los escenarios solo con centrales de pasada y con 3 meses de capacidad de almacenamiento. Se observa que se incrementa la capacidad instalada de esta tecnología, pero la generación eólica es preponderante (Ver Tabla 12).

Comparación ERNC instaladas escenario costo PV base y PV menor costo						
	380MW		770MW		1120MW	
	Pasada	3 meses	Pasada	3 meses	Pasada	3 meses
Eólica	1300	1500	900	1400	750	1050
PV	400	350	600	50	350	50
Eólica	1250	1450	900	1300	750	1000
PV (menor costo)	700	450	650	200	350	150

Tabla 12: Cono Sur: Comparación óptimo ERNC, costo base y bajo de PV.

La generación eólica presenta muy buen factor de planta en horas de picos de demanda nocturnos y menor en las horas de mayor generación solar que coincide con el pico de demanda diurno (complementariedad de las fuentes durante el día). Debido a esta complementariedad y características de la demanda (pico diurno y nocturno), en los escenarios con central hidroeléctrica de pasada la expansión solar fotovoltaica es mayor ya que está limitada a pocas horas la posibilidad de desplazar energía hidroeléctrica.

Región Andina: Expansión solo generación térmica

Potencia Instalada por tecnología (MW)						
Hidroeléctrica (MW)	Tecnología	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año	
1120	Térmica Punta	840	660	420	420	
	Térmica Base	360	360	480	480	
770	Térmica Punta	900	840	600	600	
	Térmica Base	480	480	600	600	
380	Térmica Punta	960	900	800	720	
	Térmica Base	600	600	720	720	
Generación anual por fuente, excedentes y energía de falla (% Demanda)						
1120	Hidroeléctrica	55.2	55.3	55.4	55.6	
	Térmica Punta	23.2	22.6	13.6	14.2	
	Térmica Base	21.5	22.1	31.0	30.2	
	Energía Falla	0.1	0.1	0.1	0.1	
	Excedentes	0.0	0.0	0.1	0.0	
	Costos MUSD (Millones de dólares)					
	Inversiones	692	595	600	600	
	O&M	1366	1362	1428	1380	
	Anualidad	294	280	254	247	
	Índice de emisiones tCO₂/MWh					
Índice emisiones tCO ₂	0.20	0.19	0.19	0.18		
770	Hidroeléctrica	37.8	38.0	38.0	38.0	
	Térmica Punta	26.7	26.9	19.1	20.5	
	Térmica Base	35.5	35.1	42.9	41.5	
	Energía Falla	0.1	0.0	0.0	0.0	
	Excedentes	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Costos MUSD (Millones de dólares)					
	Inversiones	804	772	793	793	
	O&M	1827	1819	1926	1872	
	Anualidad	376	370	340	333	
	Índice de emisiones tCO₂/MWh					
Índice emisiones tCO ₂	0.28	0.27	0.27	0.26		
380	Hidroeléctrica	17.3	17.3	17.3	17.4	
	Térmica Punta	37.9	37.7	29.1	29.1	
	Térmica Base	44.7	44.9	53.5	53.4	
	Energía Falla	0.1	0.1	0.1	0.1	
	Excedentes	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Costos MUSD (Millones de dólares)					
	Inversiones	917	885	987	952	
	O&M	2444	2436	2608	2601	
	Anualidad	480	474	449	444	
	Índice de emisiones tCO₂/MWh					
Índice emisiones tCO ₂	0.37	0.37	0.36	0.36		

Región Andina: precio de combustibles medios

- FP Eólico: 32%
- FP PV: 25% (Recurso solar base)

Potencia Hidroeléctrica: 1120MW (60% del pico de demanda)

Potencia Instalada por tecnología (MW)				
	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	200	250	400	500
PV	1050	1050	1000	1000
Térmica Punta	840	720	600	520
Térmica Base	0	0	0	0
Costos MUSD (Millones de dólares)				
Inversiones	1091	1066	1205	1257
O&M	660	581	471	366
Anualidad	250	235	210	203
Generación anual por fuente, excedentes y energía de falla (% Demanda)				
	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	5.7	7.1	11.4	14.3
PV	23.0	23.0	21.9	21.9
ERNC	28.7	30.1	33.3	36.2
Hidroeléctrica	55.2	55.4	55.3	55.1
Térmica	20.1	17.7	12.6	9.5
Térmica Base	0	0	0	0
Energía Falla	0.1	0.1	0.1	0.1
Excedentes	-4.1	-3.2	-1.3	-0.9
Índice de emisiones tCO₂/MWh				
Índice emisiones tCO ₂	0.10	0.09	0.06	0.05

Potencia Hidroeléctrica: 770MW (40% del pico de demanda)

Potencia Instalada por tecnología (MW)				
Tecnología	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	300	600	750	800
PV	1400	1300	1300	1300
Térmica Punta	960	780	660	480
Térmica Base	0	0	0	120
Costos MUSD (Millones de dólares)				
Inversiones	1396	1494	1697*	1724*
O&M	776	569	437	362
Anualidad	310	295	267	261
Generación anual por fuente, excedentes y energía de falla (% Demanda)				
Despacho	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	8.6	17.1	21.4	22.8
PV	30.6	28.4	28.4	28.4
ERNC	39.2	45.5	49.8	51.2
Hidroeléctrica	37.4	37.7	37.9	38.0

Térmica	25.2	18.0	12.8	7.4
Térmica Base	0	0	0	3.4
Energía Falla	0.0	0.0	0.0	0.1
Excedentes	-1.8	-1.3	-0.6	-0.1
Índice de emisiones tCO₂/MWh				
Índice emisiones tCO ₂	0.13	0.09	0.06	0.05

Potencia Hidroeléctrica: 380MW (20% del pico de demanda)

Potencia Instalada por tecnología (MW)				
Tecnología	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	1000	1000	1050	1050
PV	1200	1250	1300	1400
Térmica Punta	840	840	780	780
Térmica Base	240	240	240	240
Costos MUSD (Millones de dólares)				
Inversiones	1961	1984	2208	2258
O&M	876	839	808	734
Anualidad	405	403	377	374
Generación anual por fuente, excedentes y energía de falla (% Demanda)				
Despacho	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	28.5	28.5	29.9	29.9
PV	26.2	27.3	28.4	30.6
ERNC	54.7	55.8	58.3	60.5
Hidroeléctrica	17.3	17.2	17.4	17.4
Térmica	16.7	17.0	15.9	15.3
Térmica Base	12.2	10.9	9.2	7.9
Energía Falla	0.1	0.1	0.0	0.0
Excedentes	-0.9	-1.0	-0.8	-1.1
Índice de emisiones tCO₂/MWh				
Índice emisiones tCO ₂	0.13	0.13	0.12	0.11

Región Andina: Expansión precio de combustible bajo

Potencia Hidroeléctrica: 1120MW (60% del pico de demanda)

Potencia Instalada por tecnología (MW)				
Tecnología	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	0	0	0	0
PV	0	0	0	0
Térmica Punta	800	600	360	360
Térmica Base	360	480	480	480
Generación anual por fuente, excedentes y energía de falla (% Demanda)				
	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	0	0	0	0
PV	0	0	0	0
ERNC	0	0	0	0

Hidroeléctrica	54.9	55.0	55.1	55.2
Térmica	19.4	10.4	8.3	7.7
Térmica Base	26.3	35.3	37.1	37.5
Energía Falla	0.0	0.0	0.0	0.0
Excedentes	-0.6	-0.7	-0.5	-0.4
Índice de emisiones tCO₂/MWh				
Índice emisiones tCO ₂	0.20	0.19	0.19	0.18

Potencia Hidroeléctrica: 770MW (40% del pico de demanda)

Potencia Instalada por tecnología (MW)				
Tecnología	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	0	0	0	0
PV	0	0	0	0
Térmica Punta	900	720	600	600
Térmica Base	480	600	600	600
Generación anual por fuente, excedentes y energía de falla (% Demanda)				
Despacho	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	0	0	0	0
PV	0	0	0	0
ERNC	0	0	0	0
Hidroeléctrica	37.4	37.6	37.6	37.8
Térmica	27.5	20.2	19.8	19.5
Térmica Base	35.4	42.6	43.0	42.7
Energía Falla	0.0	0.0	0.0	0.0
Excedentes	-0.3	-0.4	-0.4	-0.0
Índice de emisiones tCO₂/MWh				
Índice emisiones tCO ₂	0.28	0.27	0.27	0.26

Potencia Hidroeléctrica: 380MW (20% del pico de demanda)

Potencia Instalada por tecnología (MW)				
Tecnología	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	0	0	0	0
PV	0	0	0	0
Térmica Punta	1080	900	780	780
Térmica Base	600	600	720	720
Generación anual por fuente, excedentes y energía de falla (% Demanda)				
Despacho	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	0	0	0	0
PV	0	0	0	0
ERNC	0	0	0	0
Hidroeléctrica	16.8	16.8	16.7	17.0
Térmica	38.7	38.6	29.8	29.3
Térmica Base	44.5	44.6	53.5	53.7
Energía Falla	0.0	0.0	0.0	0.0
Excedentes	0.0	0.0	0.0	0.0
Índice de emisiones tCO₂/MWh				
Índice emisiones tCO ₂	0.37	0.37	0.36	0.36

Análisis de sensibilidades

Factor de planta solar fotovoltaico entre 20%

Potencia Instalada por tecnología (MW)						
	378MW		770MW		1120MW	
	Pasada	3 meses	Pasada	3 meses	Pasada	3 meses
Eólica	1000	1050	700	900	350	400
PV	1100	1050	1200	1100	750	700
Térmica Punta	960	900	960	900	660	600
Térmica Base	240	240	0	0	120	120
Generación anual por fuente, excedentes y energía de falla (% Demanda)						
	Pasada	3 meses	Pasada	3 meses	Pasada	3 meses
Eólica	28.5	29.9	20.0	25.7	10	11.4
PV	20.2	19.3	22.1	20.2	13.8	12.9
ERNC	48.7	49.2	42.1	45.9	23.8	24.3
Hidroeléctrica	16.8	16.8	37.5	37.1	55.2	55.3
Térmica	20.0	20.2	21.5	17.5	16.6	15.5
Térmica Base	14.8	14.0	0	0	4.8	5.2
Energía Falla	0	0	0.1	0	0	0
Excedentes	-0.3	-0.2	-1.2	-0.5	-0.4	-0.3

Incremento del precio bajo de combustible en 1 USD/MBTU

Potencia Instalada por tecnología (MW)						
	378MW		770MW		1120MW	
	Pasada	3 meses	Pasada	3 meses	Pasada	3 meses
Eólica	300	350	100	100	0	50
PV	450	350	450	300	600	250
Térmica Punta	1080	1080	840	600	480	420
Térmica Base	480	480	480	600	480	480

Análisis de resultados Región Andina

Debido a las marcadas diferencias en la irradiación solar de la región, se divide en zonas de alta irradiación (aledañas al desierto de Atacama) y zonas de recurso medio.

En el escenario de precios bajos de combustibles (3 USD/MBTU), la expansión óptima es solo con generación térmica, incluso en zonas de excelente recurso solar. Al incrementar los precios de combustible en 1 USD/MBTU (equivalente a un aumento en costos de generación térmica de 7-8USD/MWh) comienzan a instalarse ERNC.

En el escenario de precios medios de combustibles, la integración de ERNC reduce los costos totales del sistema eléctrico. En la Fig. 39, para el escenario de precios medios de combustible, se muestran las anualidades a pagar con y sin la expansión con ERNC para las diferentes capacidades hidroeléctricas y almacenamiento.

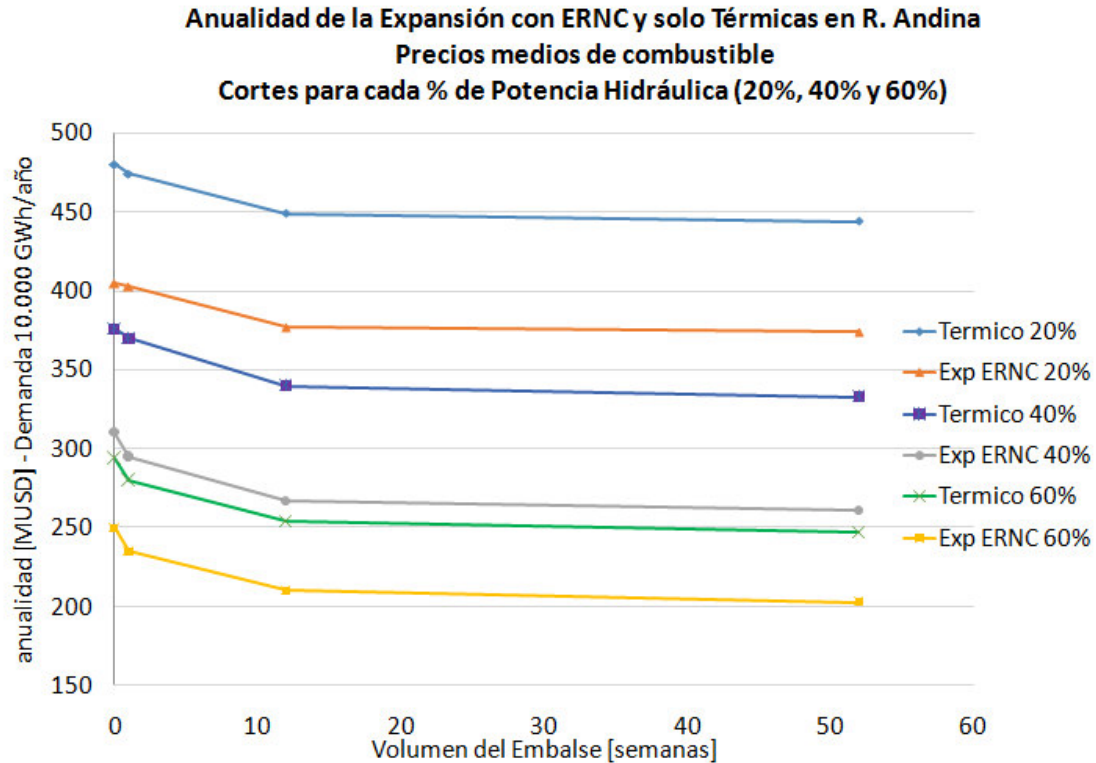


Fig. 39: Comparación anualidad expansión: Potencia hidroeléctrica instalada en función de capacidad de almacenamiento –R. Andina, precio medio combustible.

Se observa que, con capacidad hidroeléctrica 60% del pico de demanda y para diferente volumen de embalse, la anualidad de la expansión solo térmica es aproximadamente 45MUSD más cara que la expansión con ERNC, con capacidad hidroeléctrica 40% entre 65MUSD y 75MUSD y con capacidad 20% entre 70MUSD y 75MUSD.

En la Fig. 40 se muestra que a igual potencia hidroeléctrica instalada, los costos disminuyen en la medida que se incrementa la capacidad de almacenamiento. Estas diferencias en costos son grandes cuando se incrementa la capacidad de almacenamiento de horas (semana 0) a 1 semana y especialmente de 1 semana a 3 meses (12 semanas), mientras que al incrementar de 3 meses a 1 año (52 semanas) se observan pocas diferencias. Al igual que en Cono Sur, en la Región Andina no hay reducción significativa en el ahorro en costos si se incrementa la capacidad de almacenamiento por encima de 3 meses.

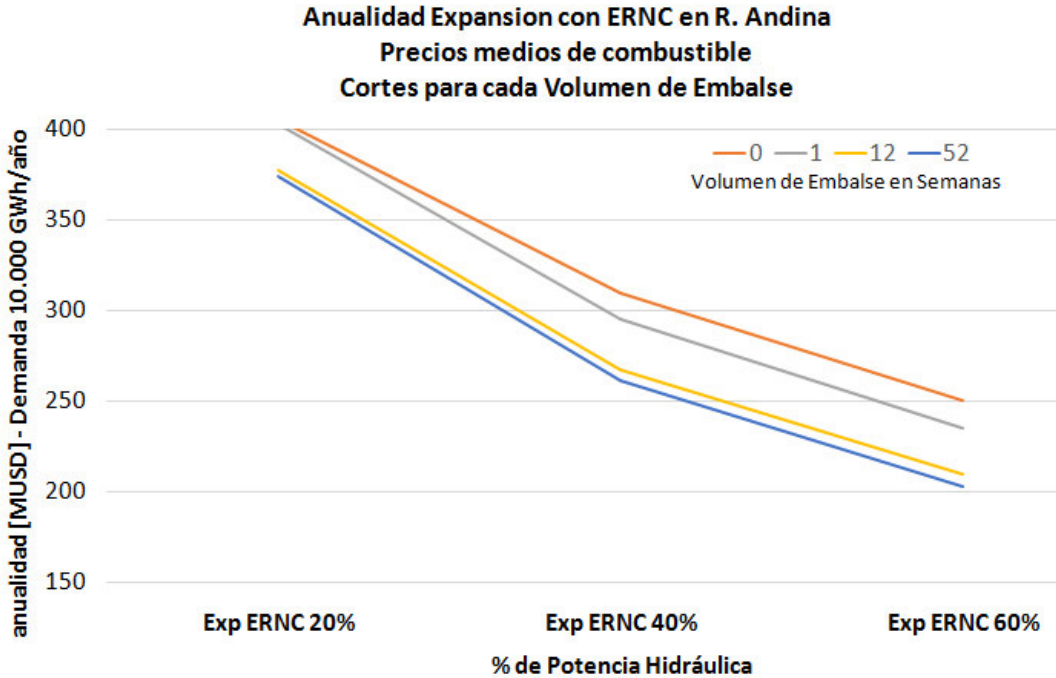


Fig. 40: Comparación anualidad expansión: Volumen del embalse en función de la capacidad hidroeléctrica –R. Andina, precio medio combustible.

Al analizar la participación de las ERNC en el abastecimiento de la demanda (Ver Fig. 41), en las zonas de mayor irradiación, en general la participación de la energía solar fotovoltaica es mayor que la eólica.

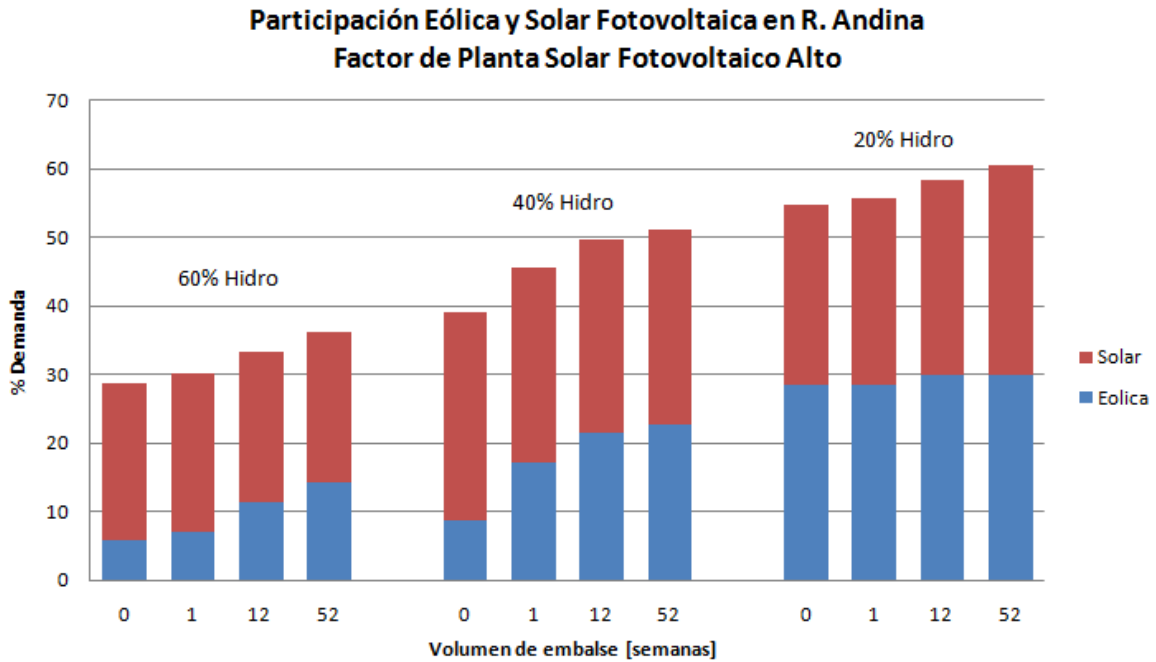


Fig. 41: Participación generación eólica y solar fotovoltaica en la R. Andina – FP Alto.

En las zonas de recurso solar medio, la participación general de las ERNC es menor que en las zonas de recurso solar alto y en general disminuye la participación de la generación solar fotovoltaica respecto a las zonas de mejor recurso (Ver Fig. 42).

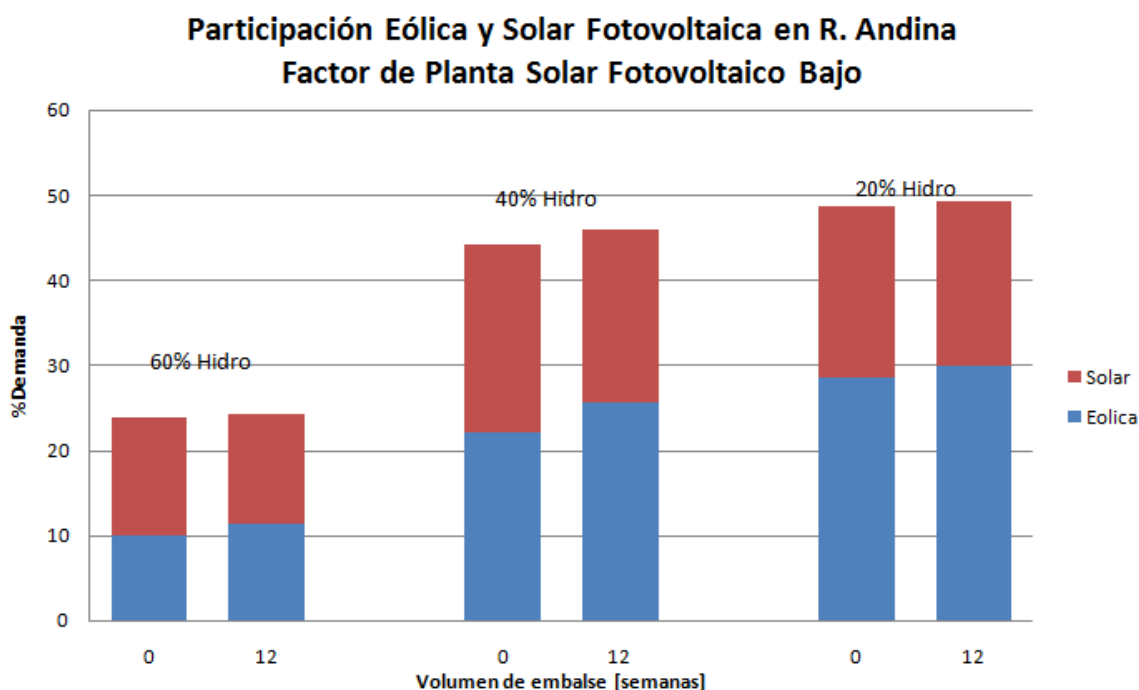


Fig. 42: Participación generación eólica y solar fotovoltaica en la R. Andina – FP Bajo.

En la Tabla 13 se comparan los resultados del LCOE de la centrales candidatas eólica y solar fotovoltaica en la Región Andina.

	Potencia (MW)	FP (%)	Vida útil (años)	Inversión Total (MUSD)	Tasa (%)	Costo Energía (USD/MWh)
PV Alto	50	25	20	40	10	42.9
PV Bajo	50	20	20	40	10	53.6
Eólica	50	32.5	20	70	10	57.8

Tabla 13: Costo energía eólica y solar fotovoltaica Región Andina.

El LCOE de la energía solar fotovoltaica es menor que el de la energía eólica, aunque la diferencia en el caso de FP 20% es menor. En los escenarios de FP 25%, la brecha del LCOE entre la energía eólica y solar fotovoltaica es mayor que en la región Cono Sur, aunque en Cono Sur la eólica es la que presenta el menor LCOE.

La generación eólica presenta mayor factor de planta en horas del pico nocturno y en la madrugada, mientras que la producción se reduce en horas de mayor generación solar que coincide con el pico de demanda diurno. Debido a la complementariedad entre las fuentes y aunque las diferencias en los LCOE en las zonas de mayor irradiación, se instala generación eólica.

Región Centro América: Solo generación térmica

Potencia Instalada por tecnología (MW)						
Hidroeléctrica MW	Tecnología	Pasada	Semana	3 meses	Año	
1200 MW	Térmica Punta	1020	900	720	600	
	Térmica Base	240	240	360	360	
770 MW	Térmica Punta	1140	900	720	660	
	Térmica Base	360	360	480	480	
380 MW	Térmica Punta	1140	1020	900	840	
	Térmica Base	600	600	720	720	
Generación anual por fuente, excedentes y energía de falla (% Demanda)						
1200 MW	Hidroeléctrica	53.5	53.8	53.9	53.9	
	Térmica	33.1	33.7	24.3	23.3	
	Térmica Base	13.5	12.6	21.9	22.8	
	Energía Falla	0.1	0.1	0.0	0.0	
	Excedentes	-0.2	-0.1	-0.0	-0.0	
	Costos MUSD (Millones de dólares)					
	Inversiones	715	651	695	625	
	O&M	1427	1407	1426	1411	
	Anualidad	306	294	265	254	
	Índice de emisiones tCO₂/MWh					
	Índice emisiones tCO ₂ GN	0.21	0.21	0.20	0.20	
	Índice emisiones tCO ₂ Pet	0.29	0.29	0.28	0.28	
	770 MW	Hidroeléctrica	37.5	37.8	37.8	38.0
		Térmica	38.0	37.7	28.1	27.3
Térmica Base		24.5	24.5	34.0	34.7	
Energía Falla		0.1	0.0	0.0	0.0	
Excedentes		0.0	0.0	0.0	0.0	
Costos MUSD (Millones de dólares)						
Inversiones		860	731	783	749	
O&M		1856	1860	1910	1886	
Anualidad		388	370	337	329	
Índice de emisiones tCO₂/MWh						
Índice emisiones tCO ₂ GN		0.29	0.29	0.27	0.27	
Índice emisiones tCO ₂ Pet		0.40	0.40	0.37	0.37	
380 MW		Hidroeléctrica	18.0	18.0	18.0	18.0
		Térmica	37.4	37.4	28.6	28.6
	Térmica Base	44.6	44.6	53.4	53.4	
	Energía Falla	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Excedentes	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Costos MUSD (Millones de dólares)					
	Inversiones	1119	1048	1066	1031	
	O&M	2370	2371	2537	2537	
	Anualidad	498	488	450	446	
	Índice de emisiones tCO₂/MWh					
	Índice emisiones tCO ₂ GN	0.37	0.36	0.35	0.35	
	Índice emisiones tCO ₂ Pet	0.51	0.50	0.48	0.48	

Región Centro América: Expansión precio de combustible medio

Potencia Hidroeléctrica: 1120MW (60% del pico de demanda)

Potencia Instalada por tecnología (MW)				
Tecnología	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	500	550	750	750
PV	750	750	600	650
Térmica Punta	840	840	600	600
Térmica Base	0	0	0	0
Costos MUSD (Millones de dólares)				
Inversiones	1194	1234	1319	1336*
O&M	628	551	340	272
Anualidad	260	255	207	201
Generación anual por fuente, excedentes y energía de falla (% Demanda)				
Despacho	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	16.4	18.1	24.6	24.6
PV	14.3	14.3	11.4	12.4
ERNC	30.7	32.4	36.0	37.0
Hidroeléctrica	53.2	53.6	54.2	54.6
Térmica	19.5	17.4	10.8	8.7
Térmica Base	0	0	0	0.0
Energía Falla	0.1	0.0	0.0	0.0
Excedentes	-3.5	-3.4	-1.1	-0.3
Índice de emisiones tCO₂/MWh				
Índice emisiones tCO ₂	0.10	0.09	0.05	0.04

Potencia Hidroeléctrica: 770MW (40% del pico de demanda)

Potencia Instalada por tecnología (MW)				
Tecnología	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	750	750	850	850
PV	900	950	950	1000
Térmica Punta	900	660	600	600
Térmica Base	0	0	0	0
Costos MUSD (Millones de dólares)				
Inversiones	1495	1389	1582	1608
O&M	736	712	542	480
Anualidad	319	300	266	261
Generación anual por fuente, excedentes y energía de falla (% Demanda)				
Despacho	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	24.6	24.6	27.9	27.9
PV	17.1	18.1	18.1	19.0
ERNC	41.7	42.7	46.0	46.9
Hidroeléctrica	37.4	37.7	38.2	38.3
Térmica	23.4	21.4	16.6	15.3
Térmica Base	0	0	0	0
Energía Falla	0.1	0.1	0.0	0.0

Excedentes	-2.6	-1.9	-0.8	-0.6
Índice de emisiones tCO₂/MWh				
Índice emisiones tCO ₂	0.12	0.11	0.09	0.08

Potencia Hidroeléctrica: 380MW (20% del pico de demanda)

Potencia Instalada por tecnología (MW)				
Tecnología	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	950	1000	1050	1050
PV	1200	1200	1200	1250
Térmica Punta	1020	960	960	960
Térmica Base	0	0	0	0
Costos MUSD (Millones de dólares)				
Inversiones	1864	1872	2095	2120
O&M	927	906	914	871
Anualidad	399	397	376	374
Generación anual por fuente, excedentes y energía de falla (% Demanda)				
Despacho	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	31.2	32.8	34.5	34.5
PV	22.8	22.8	22.8	23.8
ERNC	54.0	55.6	57.3	58.3
Hidroeléctrica	18.0	18.0	18.0	18.0
Térmica	29.8	28.4	26.7	25.8
Térmica Base	0	0	0	0
Energía Falla	0.1	0.1	0.1	0.1
Excedentes	-1.9	-2.3	-2.1	-2.2
Índice de emisiones tCO₂/MWh				
Índice emisiones tCO ₂	0.15	0.14	0.13	0.13

Región Centro América: Expansión precio de combustible alto

Potencia Hidroeléctrica: 1120MW (60% del pico de demanda)

Potencia Instalada por tecnología (MW)				
Tecnología	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	750	800	850	950
PV	800	800	800	700
Térmica Punta	720	720	480	480
Térmica Base	0	0	0	0
Costos MUSD (Millones de dólares)				
Inversiones	1352	1392	1428	1466
O&M	710	567	301	204
Anualidad	295	280	216	209
Generación anual por fuente, excedentes y energía de falla (% Demanda)				
Despacho	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	24.6	26.3	27.9	31.2
PV	15.2	15.2	15.2	13.3

ERNC	39.8	41.5	43.1	45.5
Hidroeléctrica	53.2	53.7	54.0	53.3
Térmica	13.7	11.1	5.5	3.8
Térmica Base	0	0	0	0
Energía Falla	0.1	0.1	0.0	0.1
Excedentes	-6.8	-6.3	-2.7	-1.6
Índice de emisiones tCO₂/MWh				
Índice emisiones tCO ₂	0.10	0.08	0.04	0.03

Potencia Hidroeléctrica: 770MW (40% del pico de demanda)

Potencia Instalada por tecnología (MW)				
Tecnología	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	850	950	1000	1050
PV	1450	1350	1350	1350
Térmica Punta	720	600	480	480
Térmica Base	0	0	0	0
Costos MUSD (Millones de dólares)				
Inversiones	1730	1700	1836	1880
O&M	753	650	437	319
Anualidad	355	336	284	275
Generación anual por fuente, excedentes y energía de falla (% Demanda)				
Despacho	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	27.9	31.2	32.8	34.5
PV	27.6	25.7	25.7	25.7
ERNC	55.5	56.9	58.5	60.2
Hidroeléctrica	37.4	37.3	37.8	37.5
Térmica	14.4	11.9	7.4	5.5
Térmica Base	0	0	0	0
Energía Falla	0.1	0.1	0.1	0.1
Excedentes	-7.4	-6.3	-3.9	-3.2
Índice de emisiones tCO₂/MWh				
Índice emisiones tCO ₂	0.10	0.08	0.05	0.04

Potencia Hidroeléctrica: 380MW (20% del pico de demanda)

Potencia Instalada por tecnología (MW)				
Tecnología	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	1150	1250	1300	1350
PV	1400	1400	1400	1350
Térmica Punta	960	900	900	900
Térmica Base	0	0	0	0
Costos MUSD (Millones de dólares)				
Inversiones	2076	2124	2371	2390
O&M	1122	1002	1006	967
Anualidad	457	447	422	420
Generación anual por fuente, excedentes y energía de falla (% Demanda)				

	Pasada (Horas)	Semana	3 meses	Año
Eólica	37.8	41.0	42.7	44.3
PV	26.6	26.6	26.6	25.7
ERNC	64.4	67.0	69.3	70.0
Hidroeléctrica	18.0	17.9	18.2	18.0
Térmica	22.8	20.6	18.6	18.3
Térmica Base	0	0	0	0
Energía Falla	0.1	0.1	0.1	0.1
Excedentes	-5.3	-6.3	-6.3	-6.4
Índice de emisiones tCO₂/MWh				
Índice emisiones tCO ₂	0.16	0.14	0.13	0.13

Análisis de resultados Región Centro América

En Centro América el recurso eólico presenta importantes variaciones en el año, con meses de factores de planta por encima de 50% y otros por debajo de 20%.

En la Fig. 43 se muestra la comparación de la anualidad de la expansión con ERNC y solo con generación térmica para las diferentes capacidades hidroeléctricas y almacenamiento considerados en el escenario de precios medios de combustible.

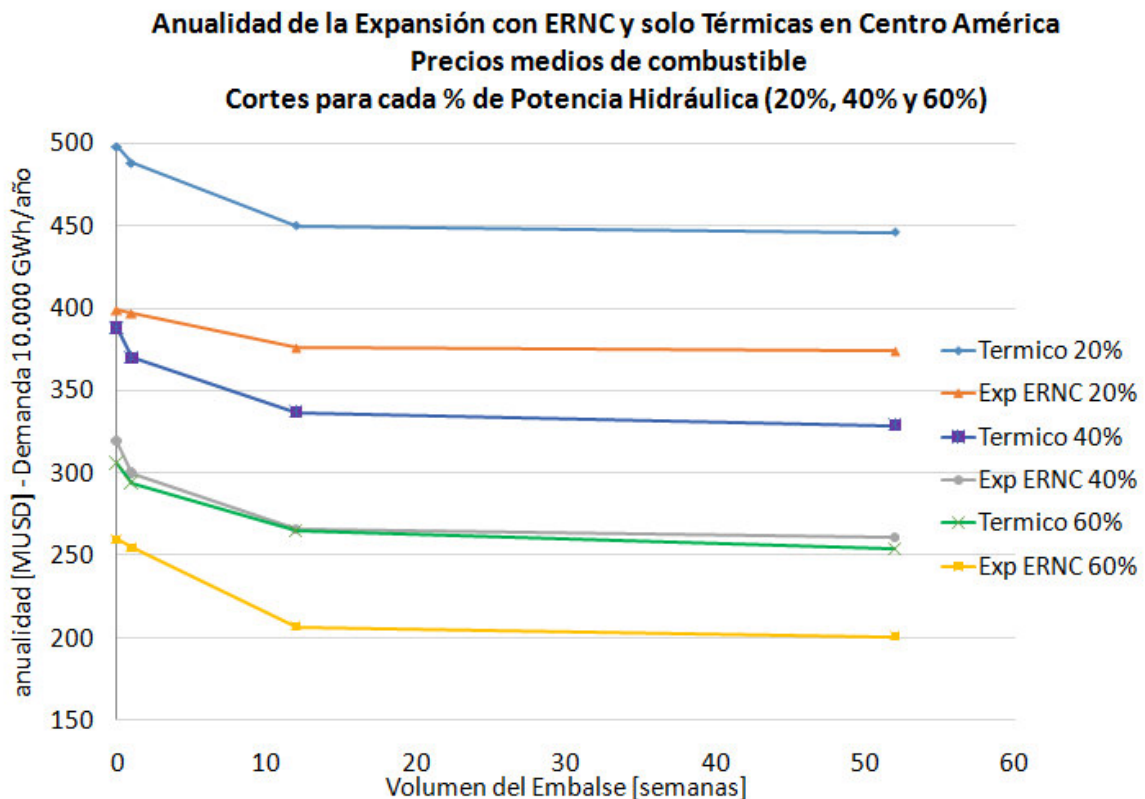


Fig. 43: Comparación anualidad expansión: Potencia hidroeléctrica instalada en función de capacidad de almacenamiento –Centro América, precio medio combustible.

Se observa que, con capacidad hidroeléctrica instalada de 60% del pico de demanda y para diferentes volúmenes de embalse, la anualidad de la expansión solo con generación térmica es entre 40 y 60MUSD mayor que la anualidad de la expansión con ERNC, con capacidad hidroeléctrica 40% en el entorno de 70MUSD y con capacidad hidroeléctrica 20% entre 75 y 100MUSD mayor.

En la Fig. 44 se muestra que a igual potencia hidroeléctrica instalada, los costos anuales disminuyen en la medida que se incrementa la capacidad de almacenamiento.

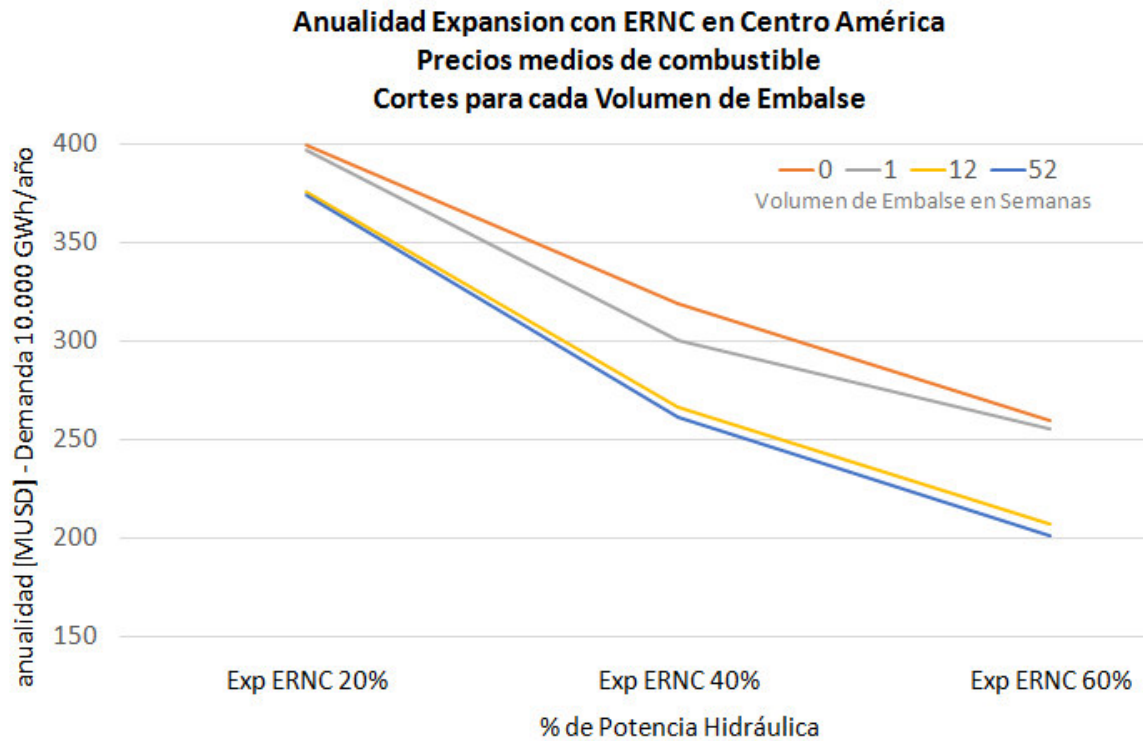


Fig. 44: Comparación anualidad expansión: Volumen del embalse en función de la capacidad hidroeléctrica –Centro América, precio medio combustible.

Se observa que, debido a las características del recurso eólico y solar en la región, las diferencias en las anualidades son mayores cuando se incrementa la capacidad de almacenamiento de 1 semana a 3 meses (12 semanas), mientras que al incrementar la capacidad de almacenamiento de 3 meses a 1 año (52 semanas) las diferencias en las anualidades son bajas. Esto significa que en la región de Centro América no hay reducción significativa en los costos si se incrementa la capacidad de almacenamiento por encima de 3 meses.

Por otro lado, al analizar la expansión de las ERNC se observa en la Fig. 45 que con los costos de inversión y factores de planta considerados, el óptimo de inversiones sugiere la instalación de un mayor porcentaje de generación de origen eólico que solar fotovoltaico, pero las diferencias no son tan pronunciadas como en Cono Sur.

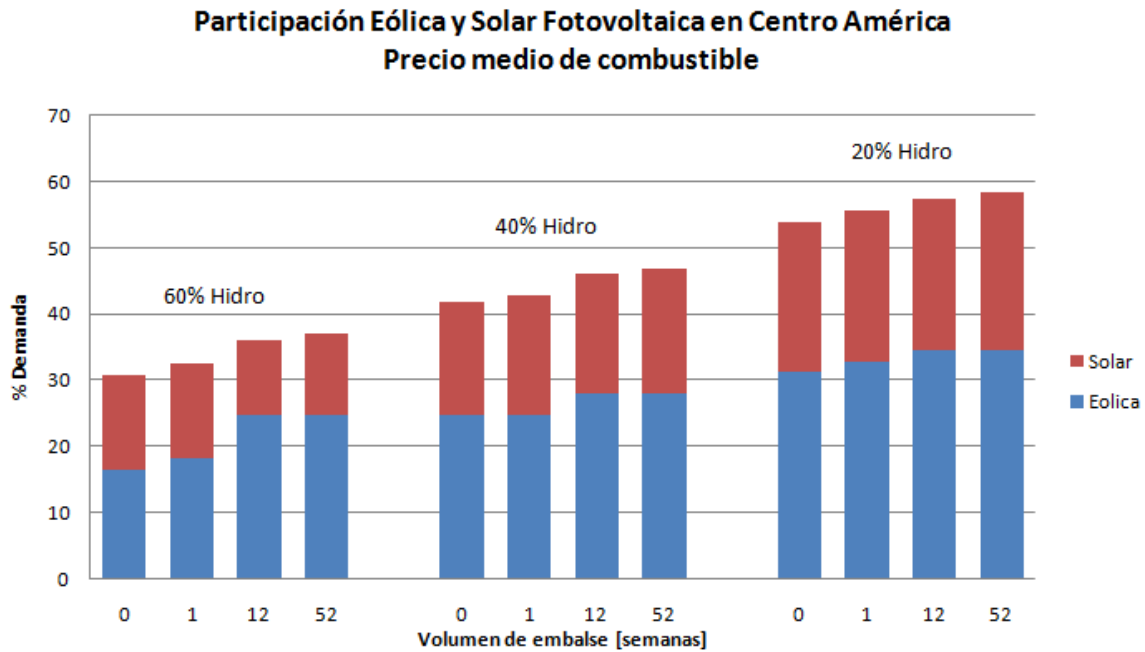


Fig. 45: Participación de la generación eólica y solar fotovoltaica en Centro América.

En la Tabla 14 se muestra que los LCOE de las centrales candidatas eólica y solar fotovoltaica son muy similares.

	Potencia (MW)	FP (%)	Vida útil (años)	Inversión Total (MUSD)	Tasa (%)	Costo Energía (USD/MWh)
Eólica	50	37.5	20	70	10	50.0
PV	50	21.7	20	40	10	49.4

Tabla 14: Costo energía eólica y solar fotovoltaica Región Centro América.

Al aumentar la capacidad de almacenamiento en general se incrementa la cantidad de energía eólica y la solar permanece prácticamente constante o disminuye. Debido a las características del recurso eólico, hay meses del año en que el FP eólico está por debajo de 20% y otros en que está por encima de 50%. Al disponer de capacidad de almacenamiento de meses o un año es posible guardar agua en los meses de mayor generación eólica para usarlos en los meses de menor generación. Además, por las

características del viento en la región, al incrementar la capacidad eólica para cubrir el pico nocturno, se incrementa en igual medida la generación en horas del pico diurno.

El resultado de la optimización es un balance en que el incremento en potencia eólica produce el mismo efecto en el pico diurno que nocturno, mientras que el incremento en la potencia solar tiene efecto solo en el pico diurno y en ambos casos la posibilidad de poder guardar agua en los embalses para usar en otro momento., sumado a ello los LCOE son prácticamente iguales.

CAPITULO 8: Conclusiones

El mix óptimo de generación en sistemas hidrotérmicos depende de la potencia hidroeléctrica y capacidad de almacenamiento, de la variabilidad del recurso hídrico²⁹, eólico y solar, de la disponibilidad y costos de los energéticos, como son los combustibles fósiles, la demanda de energía y potencia, entre otros.

En particular en América Latina en 2019 la generación hidroeléctrica abasteció aproximadamente el 50% de la demanda de electricidad. Según el país, en este análisis se considera la participación de la generación hidroeléctrica en la matriz de abastecimiento de la demanda como baja, media o alta.

Teniendo en cuenta las características de los recursos naturales, curva de demanda y costos de los energéticos en América Latina, se decide dividirla en las siguientes tres regiones: Andina, Cono Sur y Centro América.

Los regímenes de lluvias a lo largo del año presentan diferencias entre las regiones, por ejemplo, en la región de Centro América es más pronunciada la temporada húmeda de la temporada seca que en las otras regiones.

Las curvas de demanda también presentan diferencias según la región, por ejemplo, en los países de Cono Sur con 4 estaciones marcadas, la evolución de la demanda a lo largo del año es distinta que en los países tropicales.

El recurso eólico en particular presenta diferencias muy grandes según la zona geográfica, por ejemplo, en la región del Cono Sur es donde se registran los mayores factores de planta y las diferencias a lo largo del año no son muy significativas. En la región de Centro América varios meses del año se cuenta con buen recurso, pero en otros meses el recurso eólico es muy bajo. La región Andina en general es la que presenta los factores de planta anuales más bajos.

Los Factores de Planta medios anuales de las centrales solares fotovoltaicas varían entre 20% y 25%, mientras que los de la eólica varían entre 32% y 42%. La región del desierto de Atacama y zonas cercanas es donde se registra el mayor recurso, mientras que en la región del Cono Sur es donde el recurso solar es menor.

La disponibilidad y costos de los combustibles fósiles es otro de los factores claves. Países como Perú y Bolivia cuentan con gas natural autóctono a bajo costo, mientras que países como Uruguay y los de Centro América no disponen de recursos fósiles y requieren usar derivados de petróleo y en algunos casos GNL.

Para cada región y costo de combustible se consideran 12 escenarios de potencia/almacenamiento hidroeléctrico. La potencia hidroeléctrica instalada puede ser 60%, 40% y 20% del pico de demanda y la capacidad de almacenamiento de horas, 1 semana, 3 meses o 1 año de producción a pleno de la central.

²⁹ Varios países de América Latina tienen regímenes de lluvias influenciados por el fenómeno de El Niño/La Niña.

Las simulaciones se realizaron con el modelo SimSEE – PIG y la expansión óptima de cada escenario es la que minimiza el valor esperado de los costos totales de abastecimiento de la demanda con los costos de falla considerados.

No se consideran requisitos mínimos de potencia firme, ni de flexibilidad y estabilidad del sistema eléctrico.

En la Tabla 15, Tabla 16 y Tabla 17 se muestra el porcentaje de la demanda de electricidad cubierta por ERNC en los diferentes escenarios de estudio.

ERNC - 1120 MW HIDROELÉCTRICA				
	Horas	Semana	3 meses	Año
Cono Sur - precio combustible medio	34	36.9	40	41
Cono Sur – precio combustible alto	40.5	44.3	44.5	46.3
R. Andina – precio combustible medio	28.7	30.1	33.3	36.2
R. Andina – precio combustible bajo	0	0	0	0
Centro América – precio combustible medio	30.7	32.4	36.0	37
Centro América – precio combustible alto	39.8	41.5	43.1	45.5

Tabla 15: Integración de ERNC - Potencia hidroeléctrica 60% pico de demanda.

ERNC - 770 MW HIDROELÉCTRICA				
	Horas	Semana	3 meses	Año
Cono Sur - precio combustible medio	43.9	48	53.1	53.9
Cono Sur – precio combustible alto	52.2	60	63.1	62.9
R. Andina – precio combustible medio	39.2	45.5	49.8	51.2
R. Andina – precio combustible bajo	0	0	0	0
Centro América – precio combustible medio	41.7	42.7	46.0	46.9
Centro América – precio combustible alto	55.5	56.9	58.5	60.2

Tabla 16: Integración de ERNC - Potencia hidroeléctrica 40% pico de demanda.

ERNC - 380 MW HIDROELÉCTRICA				
	Horas	Semana	3 meses	Año
Cono Sur - precio combustible medio	55.4	58.1	62	62.8
Cono Sur – precio combustible alto	57.4	61.1	64.8	65.7
R. Andina – precio combustible medio	54.7	55.8	58.3	60.5
R. Andina – precio combustible bajo	0	0	0	0
Centro América – precio combustible medio	54.0	55.6	57.3	58.3
Centro América – precio combustible alto	64.4	67	69.3	70

Tabla 17: Integración de ERNC - Potencia hidroeléctrica 20% pico de demanda.

En la Fig. 46 se muestra en forma gráfica los resultados presentados en la Tabla 15, Tabla 16 y Tabla 17. Donde 0, 1, 12 y 52 corresponden al número de semanas de capacidad de almacenamiento.

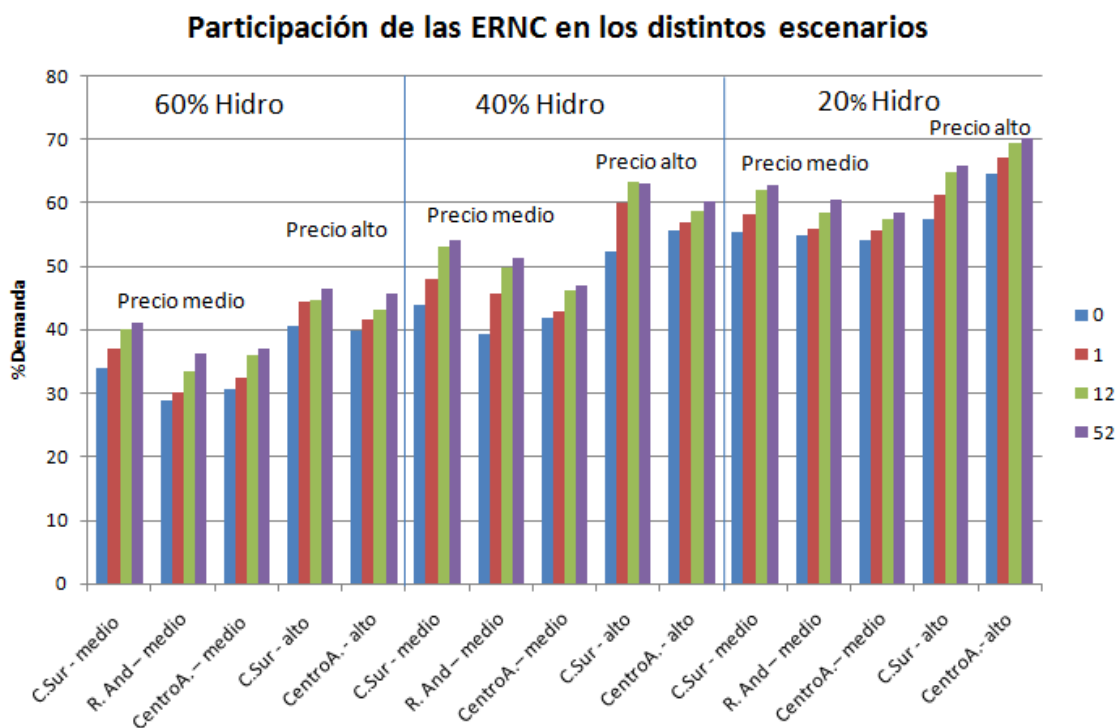


Fig. 46: Participación de las ERNC en los distintos escenarios de estudio.

La primera conclusión es que, al aumentar el costo del combustible, mayor es la expansión de ERNC³⁰. Salvo en la región Andina en países con precios bajos de combustible, la generación eólica y solar fotovoltaica son alternativas muy competitivas.

Los resultados del análisis de sensibilidad de costos de combustible en la región Andina muestran que al incrementar el precio bajo del combustible en 1 USD/MBTU, comienza a instalarse ERNC. Eso significa que con precios de gas natural del orden de 4USD/MBTU, las ERNC ya son competitivas.

A igual potencia hidroeléctrica instalada, en la medida que aumenta el almacenamiento, se incrementa la participación de las ERNC (Ver Fig. 47).

En los sistemas con capacidad de almacenamiento baja (horas), además de los costos de instalación y factor de planta, la complementariedad de la generación eólica con la

³⁰ Las simulaciones realizadas son energéticas con pasos de tiempo diario y divisiones horarias. En los casos de muy alta integración de ERNC, particularmente los casos de capacidad hidroeléctrica instalada 20% y 40% con precios altos de combustible, se debe realizar un estudio de flexibilidad y estabilidad del sistema eléctrico.

generación solar fotovoltaica y la demanda es más relevante que en los sistemas con mayor capacidad de almacenamiento ya que las centrales hidroeléctricas con embalse pueden desplazar energía a lo largo del tiempo.

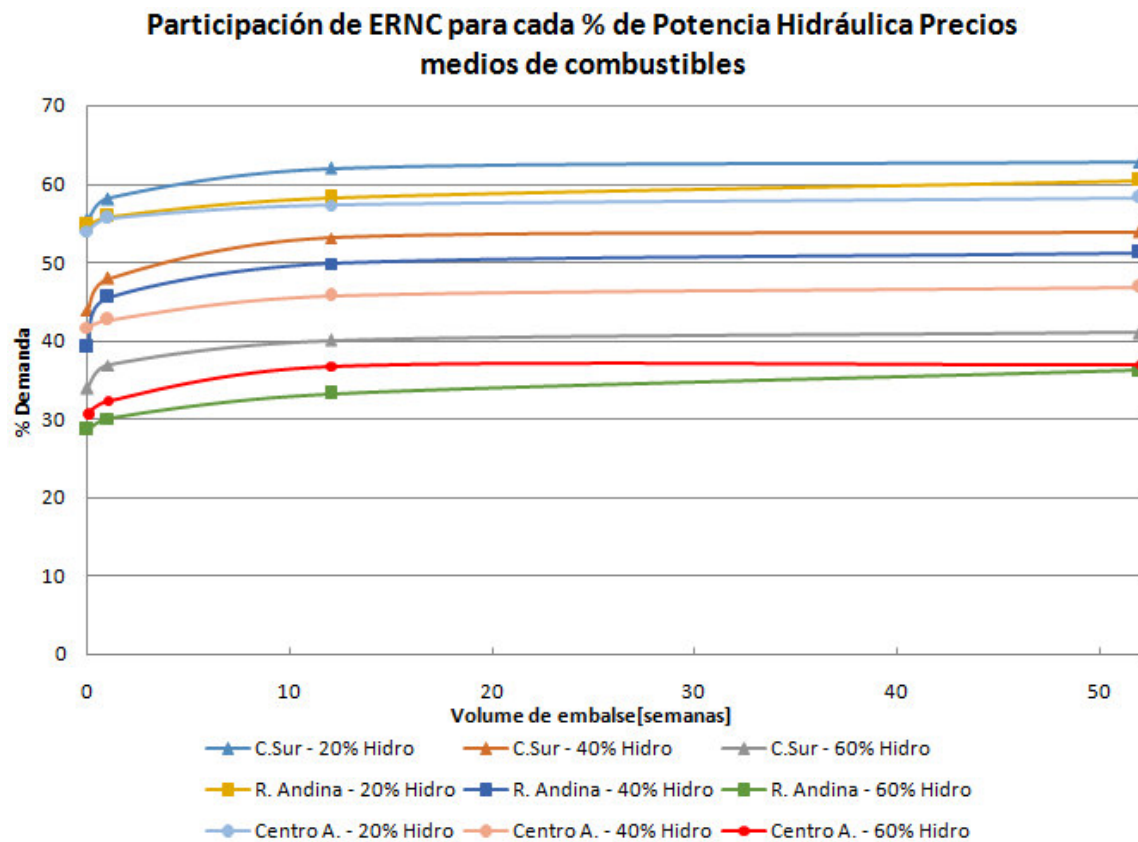


Fig. 47: Participación de las ERNC para cada % de Potencia Hidráulica instalada – Precios medios de combustibles.

En la Tabla 18 se muestra la comparación de los costos medios nivelados de la energía eólica y solar fotovoltaica en las diferentes regiones de América Latina.

LCOE USD/MWh			
	Cono Sur	Región Andina	Centro América
Eólica	44.7	57.8	50
PV	53.6	42.9	49.4
Sensibilidad Cono Sur			
PV (menor costo)	48.3		
Sensibilidad Región Andina			
PV (FP menor)	53.6		

Tabla 18: LCOE generación eólica y solar fotovoltaica en las diferentes regiones.

En la región Cono Sur, debido al alto factor de planta eólico, el LCOE de esta tecnología es menor que el solar fotovoltaico. El óptimo de inversiones sugiere la instalación de un alto porcentaje de generación eólica y poca generación solar fotovoltaica. En contrapartida, en la región Andina la situación es inversa sobre todo en las zonas de alta irradiación (LCOE solar fotovoltaica menor que eólica) y es predominante la solar fotovoltaica. En Centro América se instala una cantidad parecida de capacidad eólica y solar fotovoltaica y se observa que el LCOE de estas tecnologías es similar.

En la región Cono Sur y Andina, el ciclo diario de la eólica y solar fotovoltaica son complementarios. La eólica presenta factores de planta más bajos en los períodos de mayor irradiación y factores de planta más altos en la noche. Debido a esta complementariedad entre las fuentes y pese a las diferencias en los LCOE, en el caso Cono Sur se instala solar fotovoltaica y en la región Andina de alta irradiación eólica.

En la región Cono Sur los resultados del análisis de sensibilidades de 10% a la baja en los costos de instalación de la solar fotovoltaica muestran que, si bien se incrementa la participación de la solar fotovoltaica, la eólica sigue siendo preponderante. Si comparamos los LCOE se observa que si bien el costo nivelado medio de la solar fotovoltaica baja, la eólica sigue siendo más competitiva.

En forma análoga, la misma situación ocurre cuando se analizan los resultados de la región Andina con FP solar menor ya que aumenta el LCOE solar, pero permanece aún por debajo del eólico.

En la Fig. 48 se realiza una clasificación de los diferentes países de América Latina en función de su capacidad hidroeléctrica instalada, precio de combustible y los resultados de la tecnología de expansión preponderante.

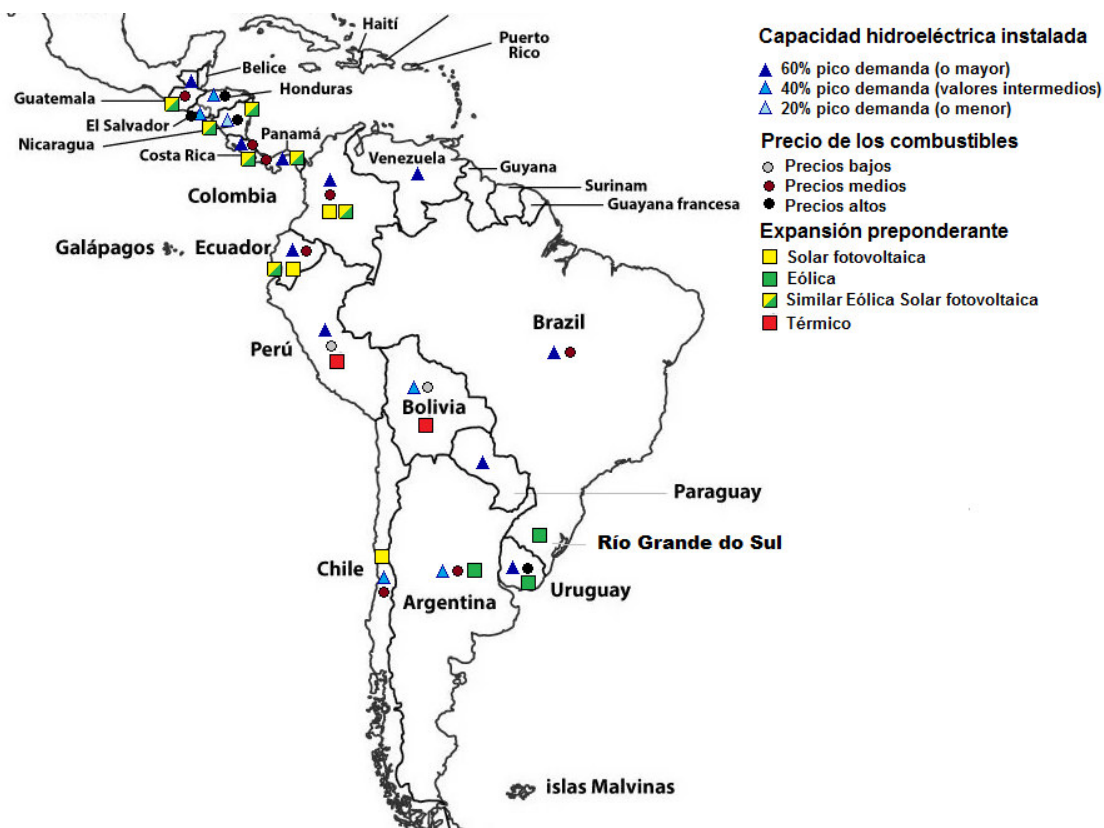


Fig. 48: Capacidad hidroeléctrica, precio del combustible y expansión predominante - Esta figura es la misma que la Fig. 1 y se repite aquí para facilitar la lectura.

Otro de los beneficios asociados a la integración de ERNC que no ha sido económicamente tenido en cuenta en este trabajo, es la reducción de emisiones de CO₂. En la Tabla 19, Tabla 20 y Tabla 21 se muestran los resultados del Índice de Emisiones de tCO₂ de los escenarios considerados.

Índice Emisiones tCO ₂ - 1120 MW HIDROELÉCTRICA				
	Horas	Semana	3 meses	Año
Térmico Cono Sur – combustible medio	0.21	0.21	0.20	0.20
Térmico Cono Sur – combustible alto	0.29	0.29	0.27	0.27
Exp. Cono Sur –combustible medio	0.08	0.06	0.04	0.03
Exp. Cono Sur – combustible alto	0.09	0.07	0.03	0.02
Térmico R. Andina– combustible medio	0.20	0.19	0.19	0.18
Exp. R. Andina – combustible medio	0.10	0.09	0.06	0.05
Exp. R. Andina – combustible bajo	0.20	0.19	0.19	0.18
Térmico Centro América – combustible medio	0.21	0.21	0.20	0.20

Térmico Centro América – combustible alto	0.29	0.29	0.28	0.28
Exp.CentroAmérica– combustible medio	0.10	0.09	0.05	0.04
Exp.CentroAmérica– combustible alto	0.10	0.08	0.04	0.03

Tabla 19: Índice de Emisiones tCO₂ - Potencia hidroeléctrica 60% pico de demanda.

Índice Emisiones tCO₂ - 770 MW HIDROELÉCTRICA				
	Horas	Semana	3 meses	Año
Térmico Cono Sur – combustible medio	0.28	0.28	0.27	0.27
Térmico Cono Sur – combustible alto	0.39	0.39	0.37	0.37
Exp. Cono Sur – combustible medio	0.11	0.08	0.05	0.05
Exp. Cono Sur – combustible alto	0.11	0.06	0.03	0.02
Térmico R. Andina– combustible medio	0.28	0.27	0.27	0.26
Exp. R. Andina – combustible medio	0.13	0.09	0.06	0.05
Exp. R. Andina – combustible bajo	0.28	0.27	0.27	0.26
Térmico Centro América – combustible medio	0.29	0.29	0.27	0.27
Térmico Centro América – combustible alto	0.40	0.40	0.37	0.37
Exp. Centro América – combustible medio	0.12	0.11	0.09	0.08
Exp. Centro América – combustible alto	0.10	0.08	0.05	0.04

Tabla 20: Índice de Emisiones tCO₂ - Potencia hidroeléctrica 40% pico de demanda.

Índice Emisiones tCO₂ - 380 MW HIDROELÉCTRICA				
	Horas	Semana	3 meses	Año
Térmico Cono Sur – combustible medio	0.36	0.36	0.36	0.36
Térmico Cono Sur – combustible alto	0.50	0.50	0.50	0.50
Exp. Cono Sur – combustible medio	0.15	0.12	0.11	0.11
Exp. Cono Sur – combustible alto	0.18	0.16	0.14	0.13
Térmico R. Andina– combustible medio	0.37	0.37	0.36	0.36
Exp. R. Andina – combustible medio	0.13	0.13	0.12	0.11
Exp. R. Andina – combustible bajo	0.37	0.37	0.36	0.36
Térmico Centro América – combustible medio	0.36	0.36	0.35	0.35
Térmico Centro América – combustible alto	0.50	0.50	0.48	0.48
Exp. Centro América – combustible medio	0.15	0.14	0.13	0.13
Exp. Centro América – combustible alto	0.16	0.14	0.13	0.13

Tabla 21: Índice de Emisiones tCO₂ - Potencia hidroeléctrica 20% pico de demanda.

Se observa que en las expansiones óptimas en los sistemas con generación térmica que opera con derivados de petróleo el índice de emisiones es igual o menor que el de los sistemas con gas natural. Esta situación se debe a que, al ser los costos de generación con derivados de petróleo más altos, el resultado de la expansión óptima sugiere la instalación de mayor cantidad de ERNC.

A mayor capacidad de almacenamiento, el índice de emisiones disminuye. Esto se debe a una mayor integración de ERNC y en particular a un mejor aprovechamiento de los recursos renovables.

En la Tabla 22, Tabla 23 y Tabla 24 se presentan para los diferentes niveles de potencia hidroeléctrica instalada y almacenamiento el costo anual³¹ de cada escenario.

Estos resultados asumen que el embalse está construido y la cota inicial es la misma en todas las simulaciones (más agua almacenada a igual cota si el embalse es mayor).

Anualidad (MUSD) - 1120MW Hidroeléctrica				
	Horas	Semana	3 meses	Año
Precio de combustible medio				
Cono Sur Térmico	301	291	259	252
Cono Sur	250	229	197	190
R. Andina Térmico	294	280	254	247
R. Andina	250	235	210	203
Centro América Térmico	306	294	265	254
Centro América	260	255	207	201
Precio de combustible alto				
Cono Sur	288	268	218	205
Centro América	295	280	216	209

Tabla 22: Anualidad (inversión y O&M) - Potencia hidroeléctrica 60% pico demanda.

Anualidad (MUSD) - 770MW Hidroeléctrica				
	Horas	Semana	3 meses	Año
Precio de combustible medio				
Cono Sur Térmico	383	368	340	332
Cono Sur	310	280	250	246
R. Andina Térmico	376	370	340	333
R. Andina	310	295	267	261
Centro América Térmico	388	370	337	329
Centro América	319	300	266	261

³¹ El costo anual incluye el costo de inversión y el de O&M. No se consideran pagos por energía, ni pagos por potencia, el costo de O&M de las hidroeléctricas se considera 0.

Precio de combustible alto				
Cono Sur	346	310	266	255
Centro América	355	336	284	275

Tabla 23: Anualidad (inversión y O&M) - Potencia hidroeléctrica 40% pico demanda.

Anualidad (MUSD) - 380MW Hidroeléctrica				
	Horas	Semana	3 meses	Año
Precio de combustible medio				
Cono Sur Térmico	488	485	455	447
Cono Sur	400	385	353	351
R. Andina Térmico	480	474	449	444
R. Andina	405	403	377	374
Centro América Térmico	498	488	450	446
Centro América	399	397	376	374
Precio de combustible alto				
Cono Sur	458	447	392	387
Centro América	457	447	422	420

Tabla 24: Anualidad (inversión y O&M) - Potencia hidroeléctrica 62% pico demanda.

En la Fig. 49 se muestra una gráfica con los resultados presentados en la Tabla 22, Tabla 23 y Tabla 24 para el escenario de precio de combustible medio.

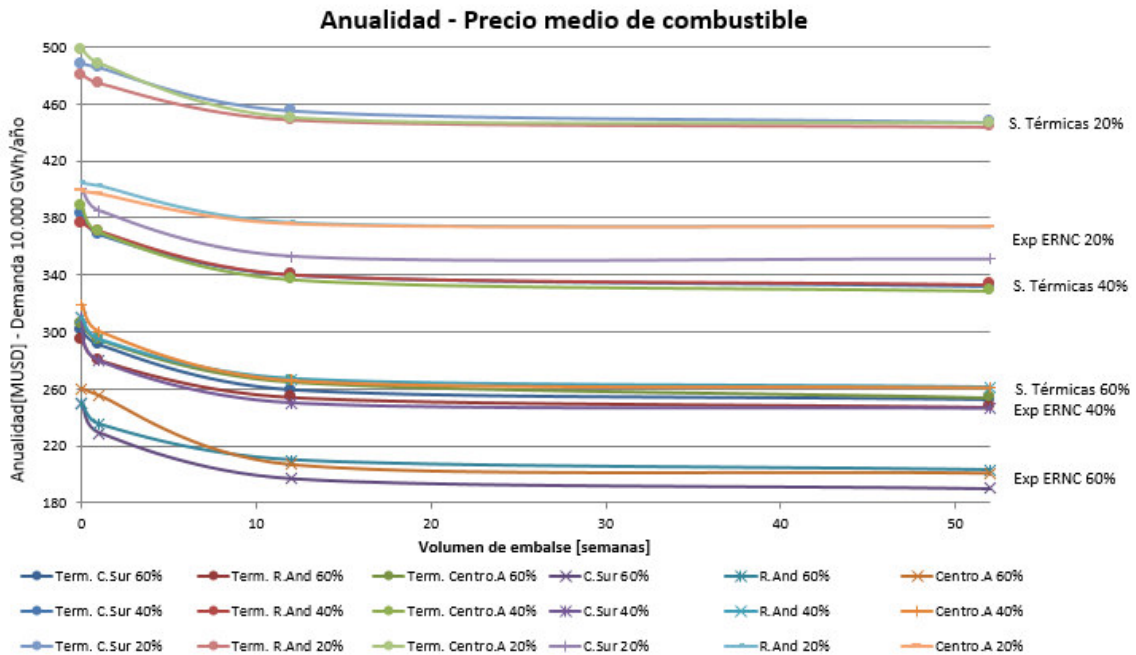


Fig. 49: Anualidades diferentes regiones: escenario precio medio de combustible.

Se observa que, a igual potencia hidroeléctrica instalada, las expansiones solo con generación térmica presentan mayores anualidades que las expansiones con integración de ERNC. También a igual potencia hidroeléctrica, al aumentar la capacidad de almacenamiento, disminuye el costo anual. Las anualidades en los escenarios con capacidad de almacenamiento 12 semanas (3 meses) y 52 semanas (1 año) son similares. En contrapartida se observan las mayores diferencias entre los costos anuales cuando se incrementa el almacenamiento de 1 semana a 12 semanas.

El estudio no considera los costos de inversión de las centrales hidráulicas ya que en su gran mayoría éstas ya están construidas. En un caso particular que se quiera analizar si una inversión hidráulica es conveniente, se deberá adicionar su costo al costo de abastecimiento del estudio de expansión óptima y se deberá verificar que el total sea menor que el costo de las alternativas.

En resumen:

- (i) Salvo en los escenarios de precio bajo de combustible, la integración de ERNC reduce los costos del sistema (inversión + operación y mantenimiento).
- (ii) A igual potencia hidroeléctrica instalada, al aumentar el almacenamiento, se incrementa la participación de ERNC. Se puede desplazar más energía en el tiempo aprovechando mejor las ERNC.
- (iii) La integración de ERNC es mayor en los escenarios de menor potencia hidroeléctrica instalada.
- (iv) En los escenarios de mayor precio de combustible, se incrementa la participación de ERNC.

Por último, la optimización de las inversiones de generación es el resultado del mínimo de una función costos que tiene en cuenta costos de inversión, costos de operación y mantenimiento y costos de falla. No se consideran requisitos de potencia firme adicionales a aquellos que surgen de la propia consideración de los costos de falla³², margen de reserva ni límite en las emisiones de CO₂. En trabajos futuros se podría analizar el efecto en la planificación de las inversiones si se incorporan requisitos de margen de reserva, flexibilidad y potencia firme según las reglamentaciones vigentes en diferentes países de América Latina y requisitos de flexibilidad.

³² Se asume que los costos de falla reflejan la disposición del país a pagar por la instalación de la capacidad y generación deseadas; por lo que no se adicionan otros criterios.

Trabajos Futuros

Los resultados energéticos de este estudio muestran que la generación eólica y solar fotovoltaica son alternativas muy competitivas y en algunos casos se alcanza una integración de estas tecnologías muy grande. En estos casos es necesario realizar un estudio de flexibilidad y estabilidad del sistema eléctrico.

Por otro lado, en el modelado y posterior caracterización, cada país es representado por un único nodo y no se considera la posibilidad de aprovechar los recursos de otra región y/o comercializar energía.

Análisis de la flexibilidad de sistemas eléctricos según la relación de la capacidad hidroeléctrica y su almacenamiento con las ERNC instaladas.

Comparación de la expansión óptima de sistemas/regiones aisladas e interconectados según los recursos naturales.

ANEXO I - MODELADO DEL RECURSO HIDROLÓGICO, EOLICO Y SOLAR.

En este anexo, se realiza una descripción cualitativa de los datos utilizados para la confección de los modelos CEGHs de aportes hidrológicos, recurso eólico y del recurso solar, así como también los resultados de las simulaciones con estos modelos CEGHs de la producción hidroeléctrica, eólica y solar fotovoltaica.

Si se desea contar con más información y detalles de los modelos CEGH, se sugiere leer los fundamentos teóricos de los modelos CEGH [20], y el volumen 5 de la documentación SimSEE donde se encuentra disponible el manual de usuario de la herramienta Análisis Serial [26] que es utilizada para la identificación de parámetros de los modelos CEGH.

Modelado recurso hidrológico

El recurso hidrológico en este estudio se modela teniendo en cuenta 100 años de datos históricos de caudales en m^3/s (metros cúbicos por segundo) de Uruguay e información de datos históricos anuales y mensuales de producción hidroeléctrica de países de las diferentes regiones de estudio.

Para realizar la calibración del modelo de aportes en cada región, se realiza un proceso iterativo de simulaciones con 100 crónicas sintéticas con una única central hidroeléctrica de pasada. Se considera el mismo modelo CEGH de caudales en la región Andina y Cono Sur, y un modelo CEGH diferente para Centro América que capta las diferencias más pronunciadas durante el año entre la época de lluvia y la época de sequía.

Región Cono Sur y Andina

En la Fig. 50 se muestra los resultados de la simulación del FP anual hidroeléctrico para todo el rango de probabilidades. Se observa que el FP varía en el rango deseado de 40% y 70% y el valor medio es del entorno de 55%.

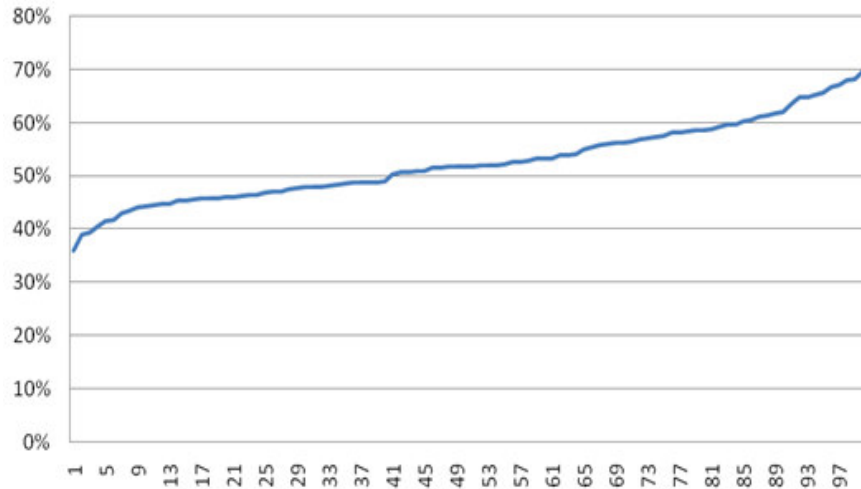


Fig. 50: Monótona del FP anual hidroeléctrico Región Cono Sur y Andina.

Fuente: Elaboración propia.

En la Fig. 51 se comparan los resultados de los caudales medios mensuales modelados con los históricos de Colombia (3 años de datos) y el caudal equivalente de Uruguay. Se observa que la evolución anual de los caudales modelados e históricos es similar.

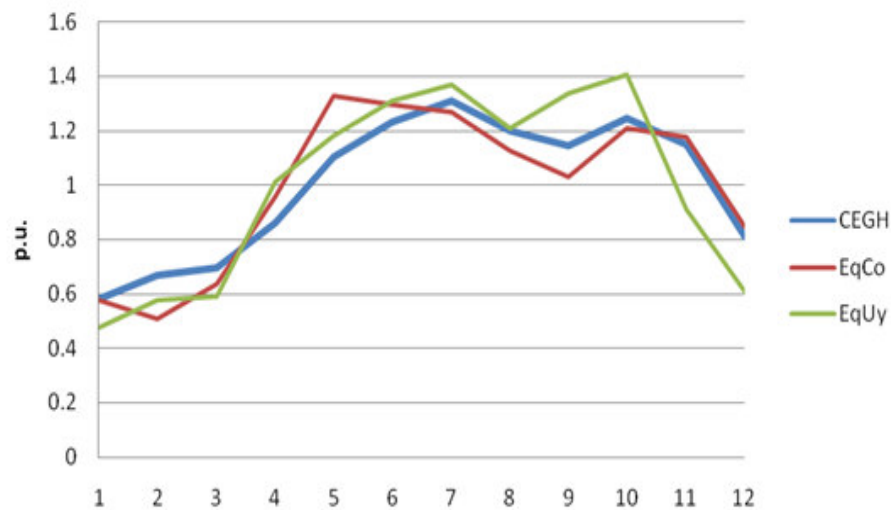


Fig. 51: Comparación aportes medios mensuales por unidad.

Fuente: Elaboración propia.

Región Centro América

En la Fig. 52 se muestra los resultados de la simulación del FP anual hidroeléctrico para todo el rango de probabilidades. Se observa que el FP varía en el rango deseado de 40% y 70% y el valor medio es del entorno de 55%.

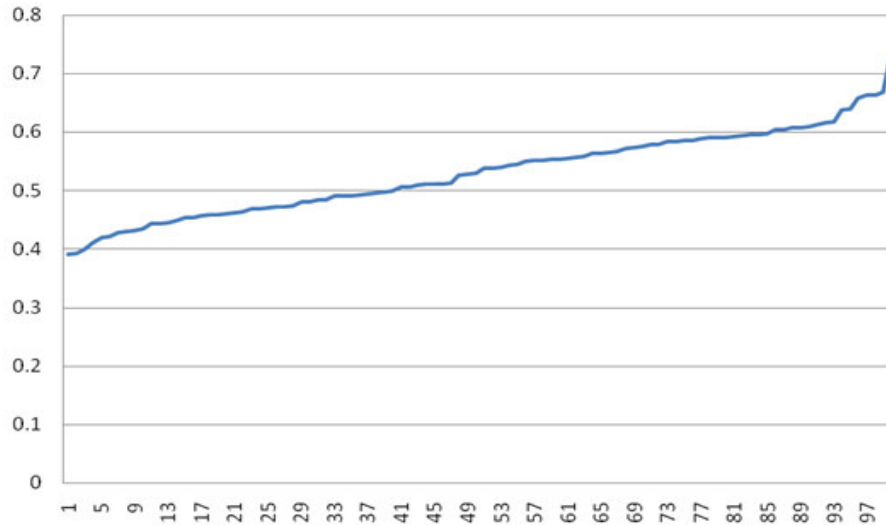


Fig. 52: Monótona del FP anual hidroeléctrico Región Centro América.

Fuente: Elaboración propia

En la Fig. 53 se comparan los resultados por unidad de los caudales medios mensuales modelados con los datos históricos de la generación hidroeléctrica de El Salvador. Se observa que la evolución anual de los caudales modelados e histórico es similar.

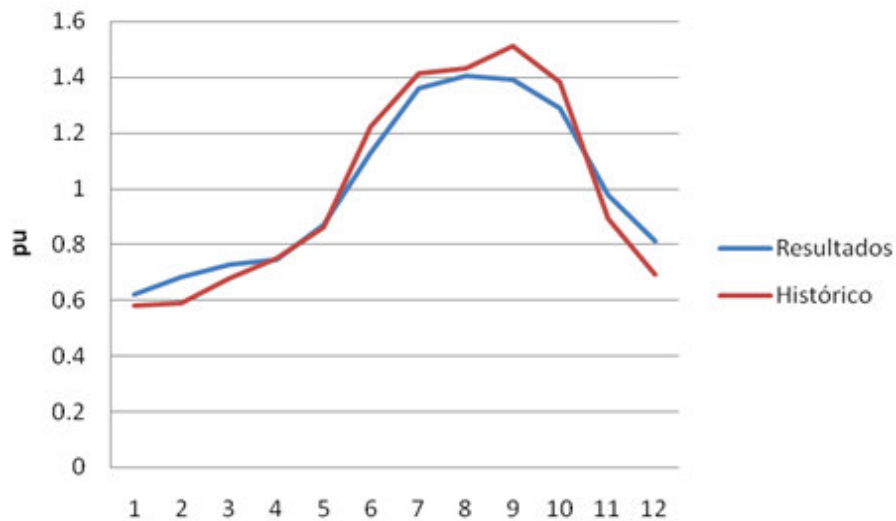


Fig. 53: Comparación aportes medios mensuales por unidad.

Fuente: Elaboración propia con datos de UT El Salvador

Modelado recurso eólico y solar

La producción de energía eólica queda determinada por el recurso eólico a determinada altura y la curva de generación del aerogenerador. En forma análoga la producción de energía solar fotovoltaica queda determinada por la irradiación, el rendimiento de los paneles solares y su orientación.

Si bien en SimSEE se dispone de la posibilidad de modelar el recurso eólico e incluir la curva de producción de los aerogeneradores para diferentes velocidades de viento, así como también en el modelado del recurso solar es posible incluir todos los datos de los paneles, orientación del parque e irradiación, en este estudio se omitirá esta parte y se trabaja directamente con la energía generada horaria por 1MW de potencia instalada eólica y 1MW de potencia instalada solar fotovoltaica.

Región Cono Sur

El modelado del recurso eólico para toda la región Cono Sur se realiza a partir de una serie de datos horaria de Uruguay que consiste en 175320 registros de Potencia Eólica. El modelado solar fotovoltaico, se divide en dos. Por un lado, el de la zona Sur (Argentina y Uruguay) y por otro lado el del norte de Brasil.

En la Fig. 54 se muestra los resultados de la simulación de la evolución de los factores de planta mensuales de la generación eólica y solar fotovoltaica.

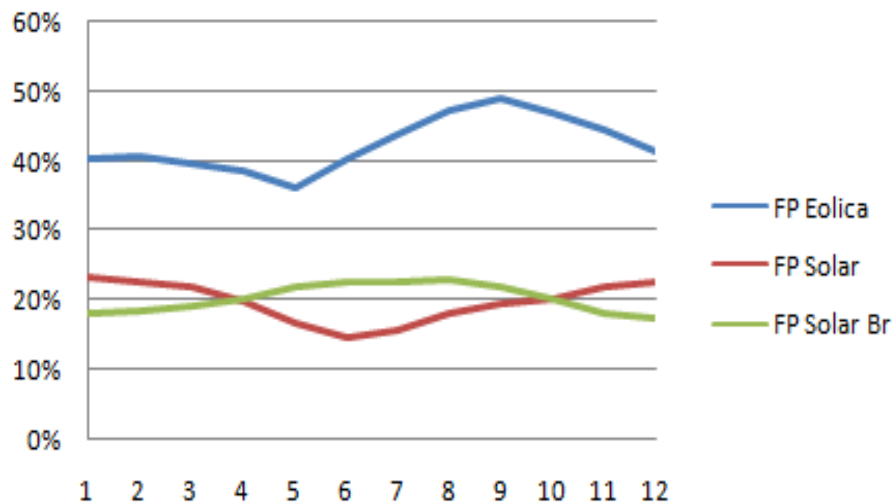


Fig. 54: Resultados FP mensual Eólico y PV en la región Cono Sur.

Fuente: Elaboración propia

El FP eólico tiene un valor medio anual de 42% y el solar fotovoltaico en ambos casos del entorno de 20%. Se puede apreciar que existe cierta complementariedad entre la

generación eólica y la solar fotovoltaica en la región de Uruguay y Argentina, ya que, en los meses de mayor producción solar fotovoltaica, la producción eólica es menor al valor medio anual, mientras que en los meses de invierno (7 y 8) la generación eólica está por encima de la media y la generación solar está por debajo.

En la Fig. 55 se muestra la evolución media del FP horario de la generación eólica y solar fotovoltaica en la región Cono Sur.

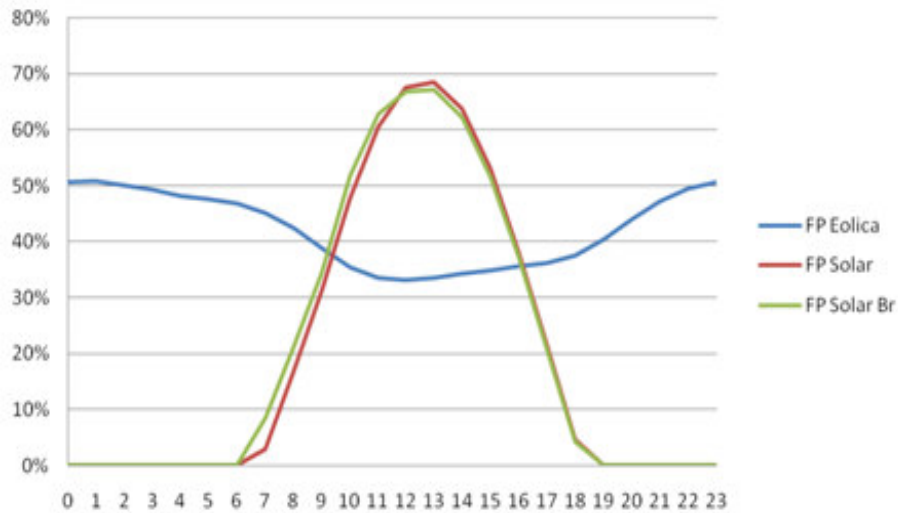


Fig. 55: Resultados FP horarioeólico y PV en la región Cono Sur.

Fuente: Elaboración propia

Se aprecia claramente la complementariedad horaria de estos recursos. Las horas de mayor generación solar fotovoltaica son las horas de menor generación eólica.

Región Andina

El modelado del recurso eólico para toda la región Andina se realiza modificando el CEGH eólico de la región Cono Sur de forma tal que la evolución mensual del recurso sea similar a la del estudio Redes del Futuro y el FP anual sea 32%.

En la Fig. 56 se puede apreciar la evolución del FP medio mensual y su comparación con los datos del estudio La Red del Futuro.

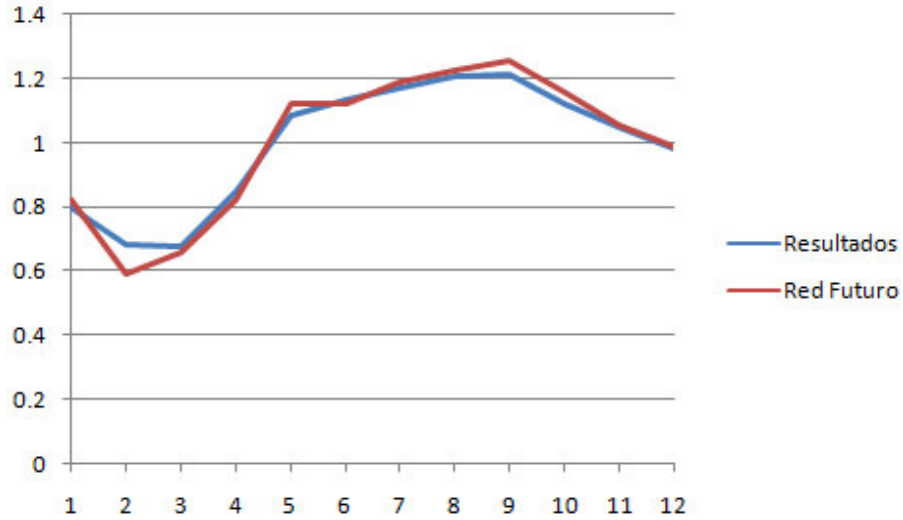


Fig. 56: Resultados FP eólico y datos La Red del Futuro en Región Andina.

Fuente: Elaboración Propia y datos del estudio La Red del Futuro.

Por otro lado, el modelado del recurso solar fotovoltaico se realiza en función del CEGH del recurso solar de la región Cono Sur y los datos del Global Solar Atlas. En la Fig. 57 se muestran los resultados del FP medio mensual solar para las zonas de Perú y Chile. Para el resto de la zona Andina el modelado presenta la misma evolución, pero un factor de planta de 20% en lugar de 25%.

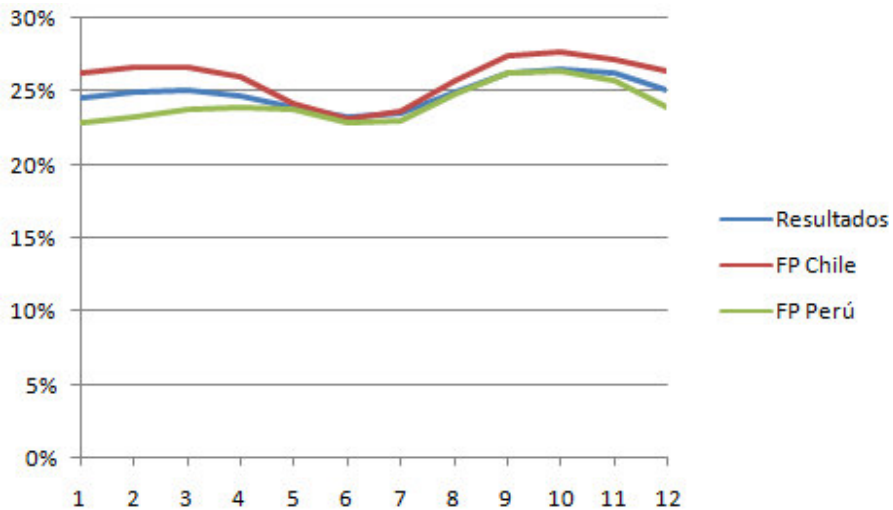


Fig. 57: Resultados FP PV en Perú y Chile.

Fuente: Elaboración Propia

Región América Central

El modelado del recurso eólico y solar en la región de América Central se realiza con un modelo CEGH que tiene en cuenta los datos del Wind Atlas y Solar Atlas e información específica del recurso eólico de Nicaragua.

El FP eólico anual es aproximadamente 37.5% pero presenta grandes variaciones a lo largo del año. El FP solar fotovoltaico es 22% con variaciones menores en relación al eólico. En la Fig. 58 se muestran los resultados del FP medio mensual de las simulaciones de generación eólica y solar fotovoltaica.

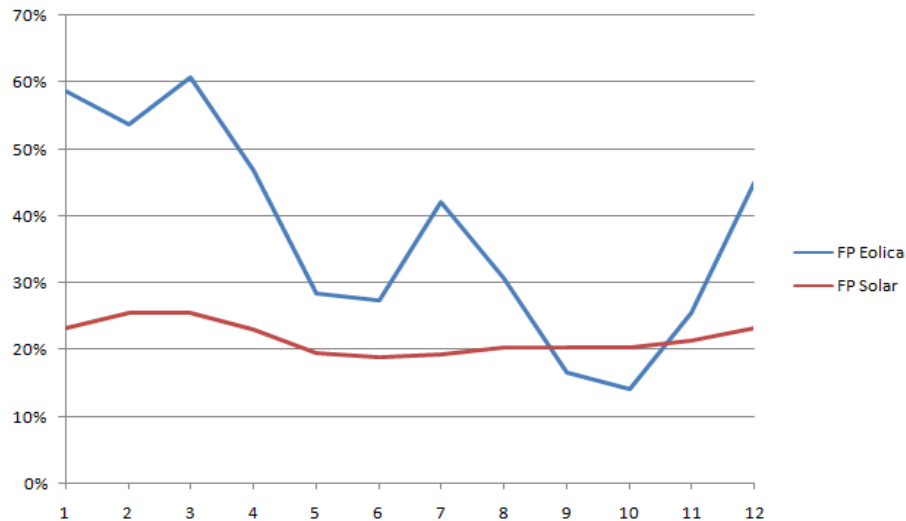


Fig. 58: Resultados del FP mensual Eólico y PV en la región de Centro América.

Fuente: Elaboración propia

Se observa claramente que la generación solar fotovoltaica y eólica no son complementarias en el año ya que ambas presentan sus FP máximos en los meses entre enero y marzo (meses de invierno).

Por otro lado, en la Fig. 59 se muestran los resultados de las simulaciones horarias de la producción eólica y solar fotovoltaica.

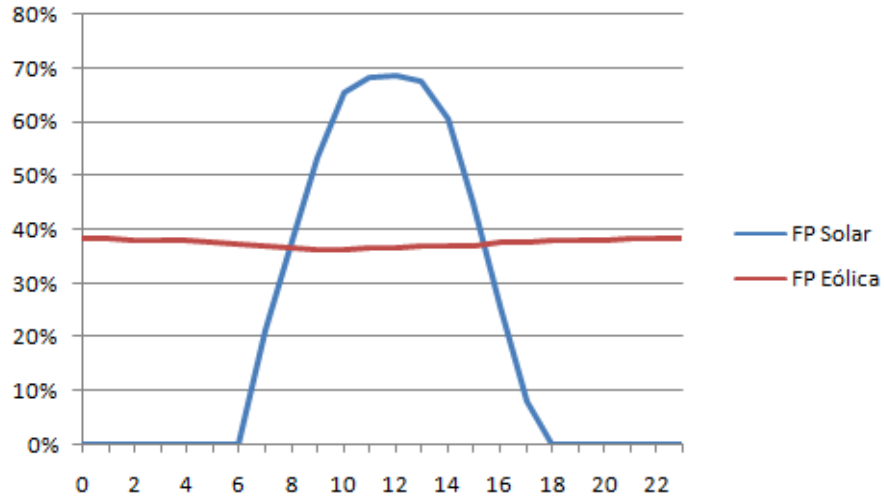


Fig. 59: Resultados del FP diario Eólico y PV en la región de Centro América.

Fuente: Elaboración propia

Se observa que la producción eólica es casi constante a lo largo del día, pero presenta valores ligeramente menores en horas de mayor producción solar fotovoltaica.

ANEXO II – MODELADO DEL PRECIO DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL

El precio del barril de petróleo y del gas natural a lo largo de las últimas décadas, principalmente los últimos veinte años, se caracterizan por su alta volatilidad. En la Fig. 60 y Fig. 61 se muestra la evolución del precio del barril de petróleo en el período 1960 a 2019 y la evolución del precio Henry Hub en USD/MBTU entre 1995 y setiembre 2020.



Fig. 60: Precio del barril de petróleo crudo de OPEP³³ en el período 1960 a 2019.

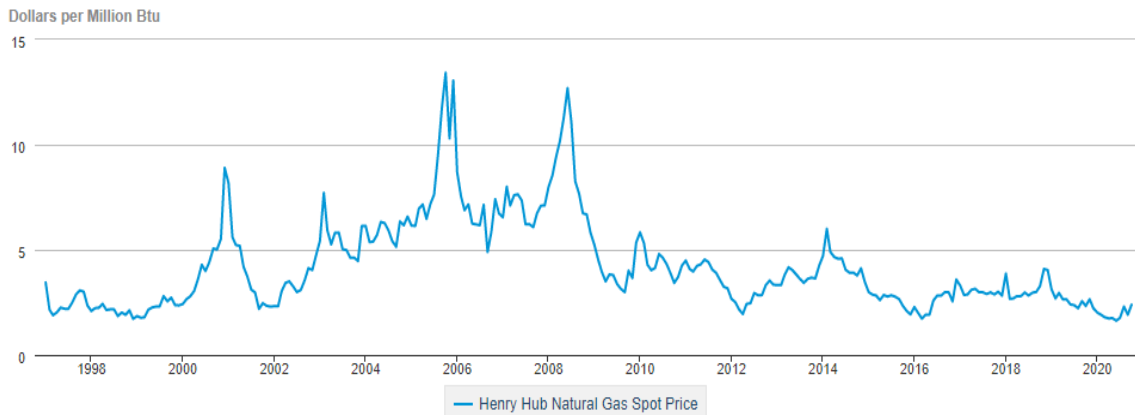


Fig. 61: Evolución del Precio Spot del Gas Natural Henry Hub publicado por EIA.

³³ Organización de Países Exportadores de Petróleo

Para reflejar la volatilidad de los precios del barril de petróleo se confecciona el índice de variación del precio del petróleo con una CEGH basada en mas de 5 años de datos históricos semanales del precio del petróleo.

Posteriormente, se calibra la tendencia y el intervalo de confianza de forma tal que el intervalo superior e inferior coincidan con los intervalos lower a upper de las proyecciones de EIA. En la Fig. 62 se muestran los resultados obtenidos calibrado para un precio de petróleo medio de 50 USD/bbl.

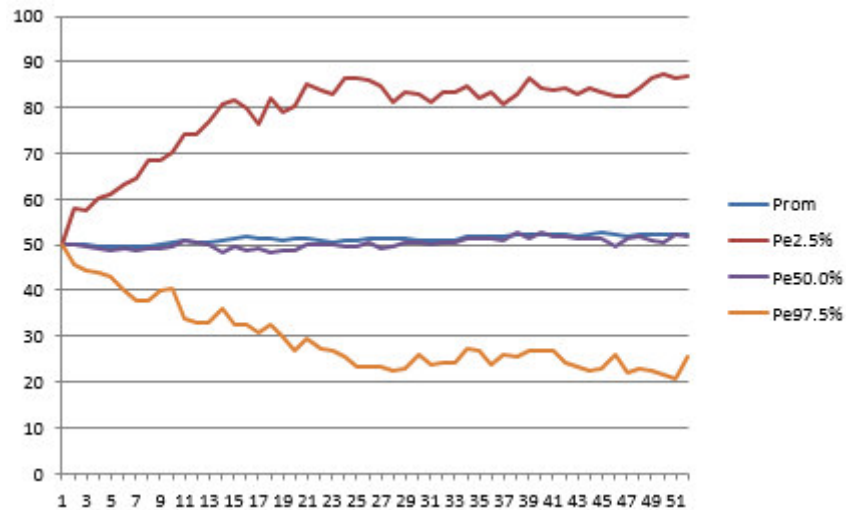


Fig. 62: Simulación precio del barril de petróleo con valor medio 50 USD/bbl

Fuente: Elaboración propia.

Se utiliza la misma metodología y serie de datos para el confeccionar y calibrarel indice de precios del gas natural.

ANEXO III – CÁLCULO DE EMISIONES DE CO₂

El factor de emisiones de CO₂ de cualquier generador térmico en un punto de funcionamiento dado, se calcula como el cociente entre el factor de emisión CO₂eq del tipo de combustible que se usa durante su operación y la eficiencia propia del generador en dicho punto.

En la Tabla 25 se presenta el Poder Calorífico Inferior (PCI) y el Factor de Emisiones de los combustibles Fuel Oil y Gas Natural que son los considerados en este estudio.

Combustible	PCI	Factor de Emisiones
Fuel Oil	0.9627 kep/lt	3.12 kg CO ₂ /lt
Gas Natural	0.83 kep/m ³	1.95 kg CO ₂ /m ³

Tabla 25: Poder Calorífico Inferior (PCI) y Factor de Emisiones por combustible.
Fuente: Eficiencia Energética, Ministerio de Industria, Energía y Minería.

Donde:

kep: kilogramo equivalente de petróleo

1 kep es equivalente a 11.63 kWh

Entonces, los factores de emisiones de CO₂ por MWh de los combustibles son:

- Fuel Oil es 0.279 tCO₂/MWh
- Gas Natural 0.202 tCO₂/MWh

Estos resultados muestran que el factor de emisiones de CO₂ del Fuel Oil es 38% mayor que el del Gas Natural.

Luego, para calcular el factor de emisiones de las centrales térmicas en este estudio se considera que las centrales de punta tienen una eficiencia a potencia nominal de 40% y los ciclos combinados de 52% independientemente del tipo de combustible con el que estén operando.

Si bien es cierto que la eficiencia de un generador varía según el punto de funcionamiento, presentando sus valores mínimos cuando el generador opera en el mínimo técnico y su máximo en puntos de operación del entorno de la potencia nominal, para simplificar el cálculo de las emisiones de CO₂ en este estudio, se asume que el generador se encuentra funcionando siempre a potencia nominal.

En la Tabla 26 se presentan los Factores de Emisiones por MWh de las centrales térmicas candidatas cuando operan con Fuel Oil y Gas Natural a potencia nominal.

Centrales térmica	Fuel Oil	Gas Natural
Punta	0.698 tCO ₂ /MWh	0.505 tCO ₂ /MWh
Base	0.534 tCO ₂ /MWh	0.389 tCO ₂ /MWh

Tabla 26: Factor de emisiones de las centrales térmicas.

Fuente: Elaboración propia basado en datos de la Tabla 25

ANEXO IV – CÁLCULO DE LAS INVERSIONES

El costo de instalación de las centrales de generación se amortiza con un pago anual constante a lo largo de la vida útil de la central con una tasa de actualización dada.

La anualidad se calcula como: $a = \frac{C}{a_{n,i}}$

Donde,

C es el costo de inversión

i es la tasa de actualización (10% en este trabajo)

n es la vida útil de la central

$$a_{n,i} = \frac{(1+i)^n - 1}{i * (1+i)^n}$$

$$\text{Inversión desde el año } j \text{ hasta el año } p = \sum_j^p \frac{1}{(1+i)^j} * a$$

Se asumió una vida útil **n** de 20 años para las centrales eólica y solar fotovoltaica, y 25 años para las centrales térmicas. La tasa de interés **i** considerada es 10%.

No se considera el tiempo de construcción.

Los costos de las tecnologías son los mismos en todo el período

Los costos de inversión son:

- 70 generación eólica (50MW)
- 40 generación solar fotovoltaica (50MW)
- 60 central térmica de punta (60MW)
- 150 central térmica base (120MW)

Dado que se asumió que la vida útil de la generación eólica y solar fotovoltaica son 20 años $a_{n,ieolica} = a_{n,isolat} = 8.514$

Análogamente las centrales térmicas que tienen la misma vida útil de 25 años $a_{n,iTbase} = a_{n,iTpunta} = 9.077$

Para los escenarios con capacidad de almacenamiento horas (pasada) y 1 semana se considera un período de optimización y simulación de 7 años. En los de capacidad de almacenamiento 3 meses y 1 año el período de optimización es 8 años y el de simulación 7 años.

Si una central eólica y/o solar fotovoltaica se instala en el año 0, la inversión se calcula hasta el final del período de optimización (7 o 8 años).

$$Inversion = \sum_{j=1}^{7o8} \frac{1}{(1 + 0.1)^j} * \frac{C}{8.514}$$

Inversión = 0.572 * C (7 años)

Inversión = 0.627 * C (8 años)

Análogamente si se instala una central térmica de base o punta en el año 1, la inversión se calcula hasta el final del período de optimización (7 o 8 años)

$$Inversion = \sum_{j=1}^{7o8} \frac{1}{(1 + 0.1)^j} * \frac{C}{9.077}$$

Inversión = 0.536* C (7 años)

Inversión = 0.588 * C (8 años)

En la Tabla 27 se presentan los resultados de los cálculos de las inversiones en el año 7 y 8.

	C = 70MUSD (eólica)	C = 40MUSD (PV)	C = 60MUSD (Punta)	C = 150 MUSD (Base)
7 años	0.572 * 70	0.572 * 40	0.536* 60	0.536* 150
8 años	0.627 * 70	0.627 * 40	0.588 * 60	0.588 * 150

Tabla 27: Inversión por tecnologías, año 7 y 8.

Anexo V – Ejemplo de incertidumbre en los resultados del valor esperado del costo utilizando OddFace - SimSEE

Para determinar el error del valor esperado (VE) de la función de costos de un sistema de naturaleza estocástica utilizando la plataforma OddFace – SimSEE se debe tener en cuenta que las simulaciones realizadas con SimSEE son del tipo Monte Carlo [27][28].

Como es de esperar, el error en el VE disminuye en la medida en que se incrementa la cantidad de simulaciones. El número mínimo de simulaciones N para lograr un error dado ε con confianza 95% queda determinado por la siguiente expresión:

$$N > p(1 - p) \left(\frac{1.9599639845}{\varepsilon} \right)^2$$

Siendo p la estimación del VE.

En la Fig. 63 se muestra para diferente VE el número de muestras con confianza 95% en función del error en % del rango de la variable.

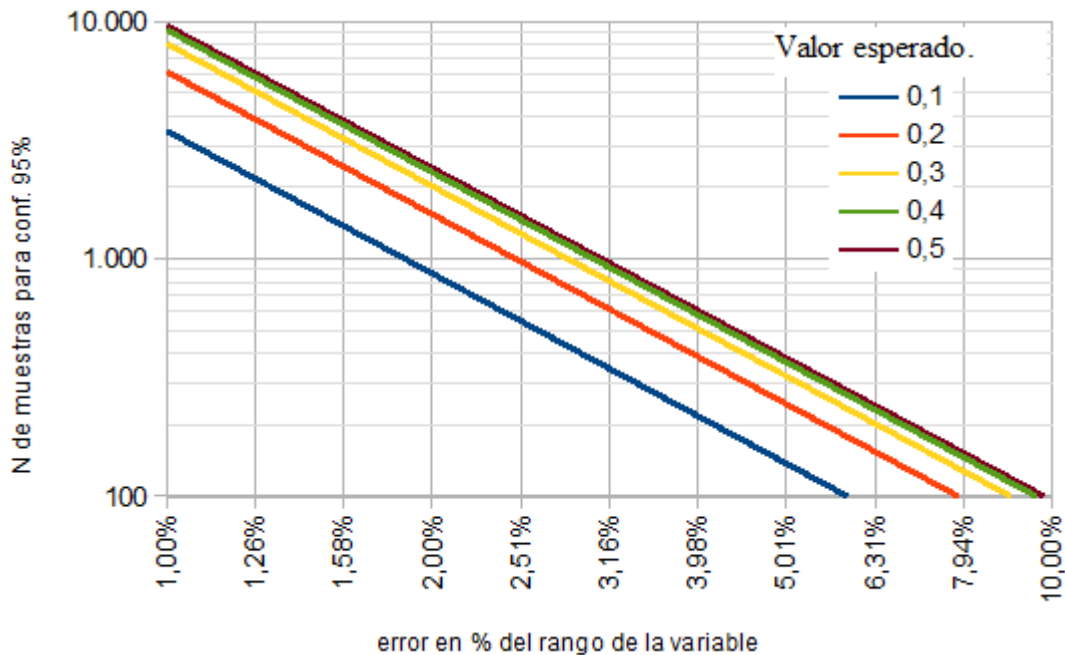


Fig. 63: Porcentaje de error del valor según el nro de muestras con confianza 95%

Fuente: Estimación del error de estimación del valor esperado de la generación hidráulica. Ruben Chaer. 12 de octubre de 2020. *Montevideo - Uruguay*

En este estudio, el VE de la función de costos realizada con OddFace-SimSEE en cada evaluación es el resultado de la simulación de 100 crónicas.

O sea, las soluciones que se evaluaron una única vez, fueron simuladas 100 veces, mientras que las que se evaluaron Y veces, fueron simuladas 100 x Y veces y por ello tienen un error menor en el VE de la función de costos.

En este ejemplo del caso de Centro América 40% hidro y 1 semana, se hallaron 162033 diferentes soluciones y se hicieron 218540 evaluaciones. En la Fig. 64 se muestra la monótona del VE de la función de costos de las diferentes soluciones. Se observa que la función cae rápidamente y hay varias soluciones con costos similares. Estos costos incluyen costos de las inversiones y costos de operación y mantenimiento.

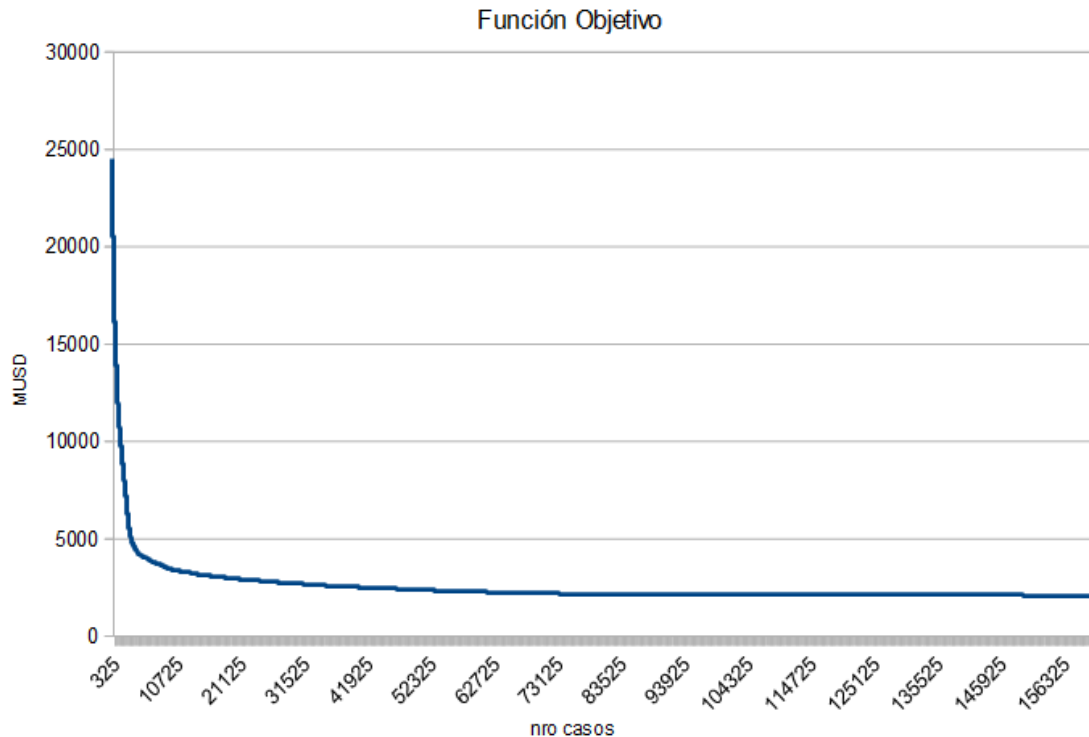


Fig. 64: Resultado de la función de costos de las diferentes expansiones simuladas.

El menor resultado de la función objetivo fue 2055 MUSD y se evaluó una única vez (solución 1), mientras que el resultado de la solución que se evaluó más veces (39 veces) fue 2083 MUSD (solución 2). En la Tabla 28 se muestran los resultados de las expansiones propuestas.

Año	Solución 1				Solución 2			
	Eólica	Solar	Térmico	Térmico Base	Eólica	Solar	Térmico	Térmico Base
0	650	1000	660	0	750	950	660	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	50	50	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0
4	50	50	0	0	0	0	0	0

Tabla 28: Resultados de la expansión - Soluciones propuestas.

Se observa que en ambas expansiones se instala la misma cantidad de capacidad térmica, al inicio de la simulación la participación de ERNC de la solución 2 es mayor, pero a lo largo del período de simulación se revierte la situación.

Para determinar el error del VE de la función de costos se debe determinar el rango de la función de costos de cada una de las soluciones. Para ello se simulan las dos soluciones en SimSEE con 50.000 crónicas y con la misma suerte (misma semilla) para poder compararlas. En la Fig. 65 se muestra la comparación de los resultados de los costos de operación en el período de análisis de dichas simulaciones ordenadas de menor a mayor.



Fig. 65: Costo total por crónica – Simulación con 50.000 crónicas Solución 1 y 2.

Como los costos de inversión de cada una de las soluciones son fijos (no varían con las crónicas), el rango queda determinado solo por la variación de los costos de operación.

Se observa que los costos de operación de la Solución 1 y 2 son similares. El rango de la Solución 1 es 1640MUSD, mientras que el rango de la Solución 2 es 1679MUSD. La diferencia se debe a que la solución 2 presenta máximos ligeramente superiores debido a que cuenta con menor cantidad de capacidad instalada.

La estimación del VE p de ambas soluciones es del orden de 0.55 en ambas soluciones (p entre 0.4 y 0.5).

Para los valores de p entre 0.4 y 0.5, el error del VE de la Solución 1 con confianza 95% es del orden del 9.5% del rango (155 MUSD), mientras que el error de la Solución 2 es del orden del 1.5% del rango (25 MUSD).

En la Fig. 66 se aprecia que no se puede a priori sacar una conclusión de qué solución es la más conveniente. El intervalo de la Solución 2 es más pequeño y su máximo es menor que el máximo de la Solución 1, mientras que el mínimo de la Solución 1 es menor que el de la Solución 2.

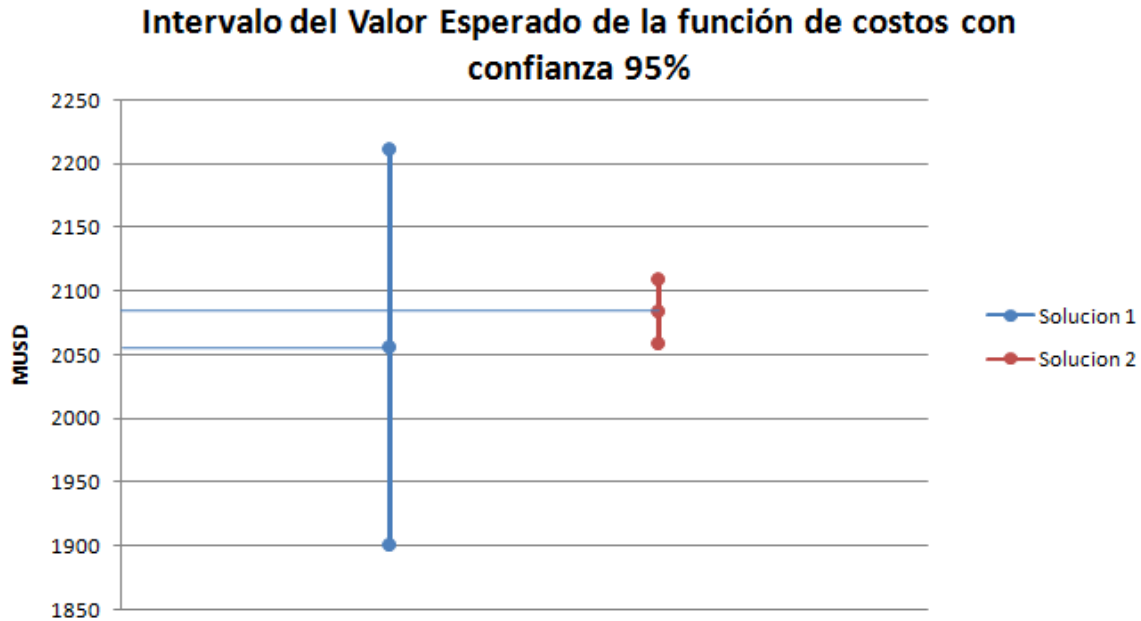


Fig. 66: Intervalo del Valor Esperado de la función de costos con confianza 95%.

Por otro lado, el intervalo de confianza 95% del VE de los costos de operación de las dos simulaciones con 50.000 crónicas es mucho menor. Si sumamos los costos de inversión de las tecnologías al VE de las simulaciones, se observa que el VE del costo total de la solución 1 es 2084MUSD y el de la solución 2 es 2081MUSD.

Esta diferencia en el costo total parecería indicar que la solución 2 es la más conveniente, pero teniendo en cuenta los errores involucrados, nada se podría concluir. Sin embargo, es claro que a medida que aumenta la cantidad de evaluaciones, el OddFace va convergiendo a soluciones muchas más veces evaluadas de las que se puede asegurar con un 95% de confianza determinado valor máximo. Parece ser un buen criterio adoptar como la solución óptima la que ofrece menor valor máximo con 95% de confianza. En este caso resulta claro que la solución 2 es por la que se debe optar.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica, Montevideo – Uruguay, Agosto 2008
Autores: Ruben Chaer
<https://www.colibri.udelar.edu.uy/jspui/bitstream/20.500.12008/2877/1/Cha08.pdf>
- [2] Manuales de Usuario SimSEE disponibles en
https://adme.com.uy/imasd/simsee_principal/biblioteca.php
- [3] Manuales de SimSEE Volumen 6 – OddFace Optimizador Distribuido de Funciones de Alto Costo de Evaluación
https://simsee.org/db-docs/Docs_secciones/comunes/ManualSimSEE_Vol6_oddface.pdf
- [4] Power Sector Planning in LAC countries, Banco Interamericano de Desarrollo, 2018
Autores: David Lopez, Lorena Di Chiara
- [5] Bellman, R. Dynamic Programming, Princeton University Press, 1957.
- [6] Modelo para el Análisis de la Demanda de Energía (MAED-2), Manual de Usuario.
https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/CMS-18s_web.pdf
- [7] Sitio web modelo LEAP <https://leap.sei.org/default.asp?action=home>
- [8] Energy Modeling Framework: Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact (MESSAGE), International Institute for Applied Systems Analysis 26th April 2009
<http://www.iiasa.ac.at/Research/ENE/model/message.html>
- [9] Wien Automatic System Planning (WASP) Package, User's Manual
- [10] SDDP Manual de Usuario Enero, Versión 15.0, Enero 2018
<https://www.psr-inc.com/wp-content/uploads/softwares/SddpUsrEsp.pdf>
- [11] OptGen Manual de Usuario, Versión 7.4
<https://www.psr-inc.com/wp-content/uploads/softwares/optgenusreng.pdf>
- [12] Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning
Mathematical Programming. M. V. F. Pereira L.M.V.G. Pinto. May 1991, Volume 52, Issue 1-3, pp 359-375
- [13] Modelo Plexos <https://energyexemplar.com/solutions/plexos/>
- [14] La Red del Futuro, Banco Interamericano de Desarrollo, Diciembre 2017
- [15] Assessment of the Electricity Generation System and its Investment Alternatives of Belize <http://www.olade.org/noticias/olade-pone-a-disposicion-de-la-comunidad-del-sector-energia-el-documento-evaluacion-del-sistema-de-generacion-de-electricidad-y-sus-alternativas-de-inversion-de-belice/>

- [16] Datos del Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2018, OLADE, 2019
- [17] Informe Anual 2017, Administración del Mercado Eléctrico
- [18] Future of Solar Fotovoltaic. Deployment, investment, technology, grid integration and socio economic aspects. November 2019 IRENA
- [19] Future of Wind. Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects. October 2019 IRENA
- [20] Fundamentos del modelado CEGH de procesosaleatorios, July 2015. Autores: R. Chaer. Project: SimSEE, DOI: 10.13140/RG.2.1.4637.8081
- [21] Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis – Version 14.0, October 2020
<https://www.lazard.com/media/451419/lazards-levelized-cost-of-energy-version-140.pdf>
- [22] Informe Técnico “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM” – Comisión Nacional de Energía, Contenido elaborado por el consultor E2BIZ, Marzo 2021
<https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/03/03-Informe-T%C3%A9cnico-Estudio-de-Costos-de-Falla-para-Observaciones-1.pdf>
- [23] Estimación del Costo de Racionamiento para el Sector Eléctrico Peruano, Osinergmin, Febrero 2012
<http://www2.osinerg.gob.pe/Resoluciones/pdf/2012/Informe-No.0010-2012-GART.pdf>
- [24] Decreto N° 105/103, Uruguay
<https://www.impo.com.uy/bases/decretos/105-2013/1>
- [25] Actualización de los costos de racionamiento de electricidad y gas natural en Colombia – Informe final, Mercados Enegeticos Consultores, Diciembre 2010.
https://bdigital.upme.gov.co/bitstream/001/996/1/upme_016_actualizacion%20de%20los%20costos%20de%20racionamiento%20de%20electricidad%20en%20colombia.pdf
- [26] Manual de Usuario de Análisis Serial
https://adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_4/SimSEE_mu5_Analisisserial.pdf
- [27] Informe Modelos – Estimación del error de estimación del valor esperado de la generación hidráulica, Autor: Ruben Chaer. Administración del Mercado Eléctrico. Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas
https://www.adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_1279/InformeModelos_1.pdf
- [28] Estimación de una cota inferior de la cantidad de simulaciones para lograr con una confianza dada, que el error de la determinación del valor esperado de una variable sea inferior a un valor dado. Proyecto SimMEEP – Dpto. Potencia – IIE-FING-UDELAR, Marzo 1992, Ing. Ruben Chaer
https://www.researchgate.net/publication/312576313_Estimacion_de_una_cota_inferior_de_la_cantidad_de_simulaciones_para_lograr_con_una_confianza_dada_que_el_error_en_la_determinacion_del_valor_esperado_de_una_variable_sea_inferior_a_un_valor_dado

GLOSARIO

ADME: Administración del Mercado Eléctrico

AL&C: América Latina y Caribe

BID: Banco Interamericano de Desarrollo

CEGH: Correlación de Espacio de Gaussiano con Histograma

EIA: U.S Energy Information Administration

ERNC: Energía Renovable No Convencional

FP: Factor de Planta

IRENA: Agencia Internacional de Energía Renovable

LEAP: Long-range Energy Alternatives Planning

LCOE: Levelized Cost of Energy (Costo Nivelado de Energía)

MAED: Modelo para el Análisis de la Demanda de Energía

MBTU: Millon de British Termal Unit

MESSAGE: Model for Energy Supply Systems And their General Environmental impact

NOAA: National Oceanic and Atmospheric Administration

OLADE: Organización Latinoamericana de la Energía

OIEA: Organización Internacional de Energía Atómica

O&M: Operación y Mantenimiento

SimSEE: Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica

SDDP: Despacho Hidrotérmico Estocástico con Restricciones de Red

OptGen: Modelo de planificación de la expansión de generación y de interconexiones regionales

VE: Valor Esperado

WASP IV: Wien Automatic System Planning Package