



Foro Bicentenario Perú 2021: Planeamiento estratégico en proyectos minero energéticos

“Impacto de las políticas energéticas en la matriz eléctrica futura y los precios en el mercado de electricidad acoplado Perú – Ecuador”

Presentado por:
Dr. Jaime E. Luyo

Julio 26, 2021



Índice



Introducción



Objetivos



Metodología



Interconexión eléctrica Perú-Ecuador



Conclusiones

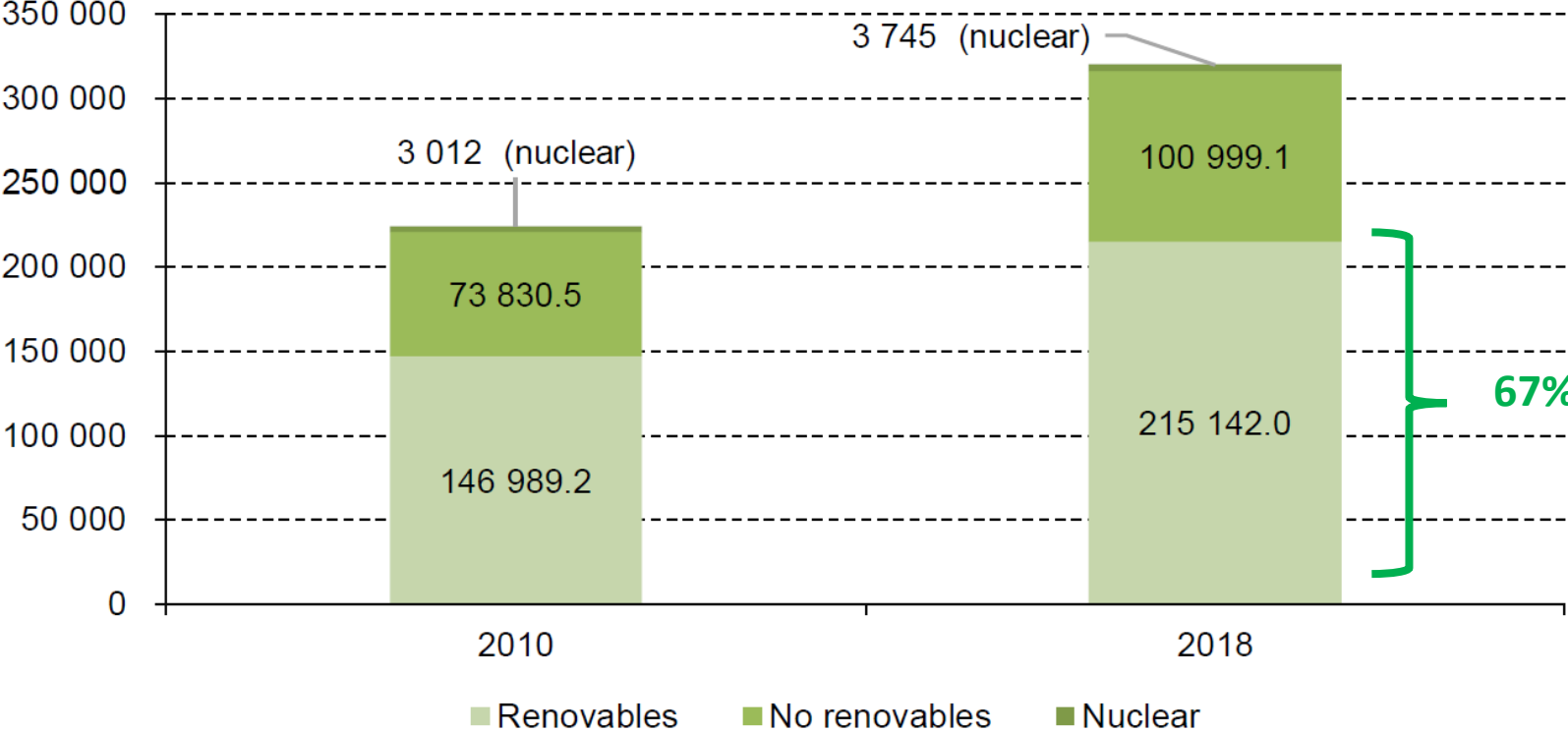


Advertencias y recomendaciones finales

INTRODUCCIÓN

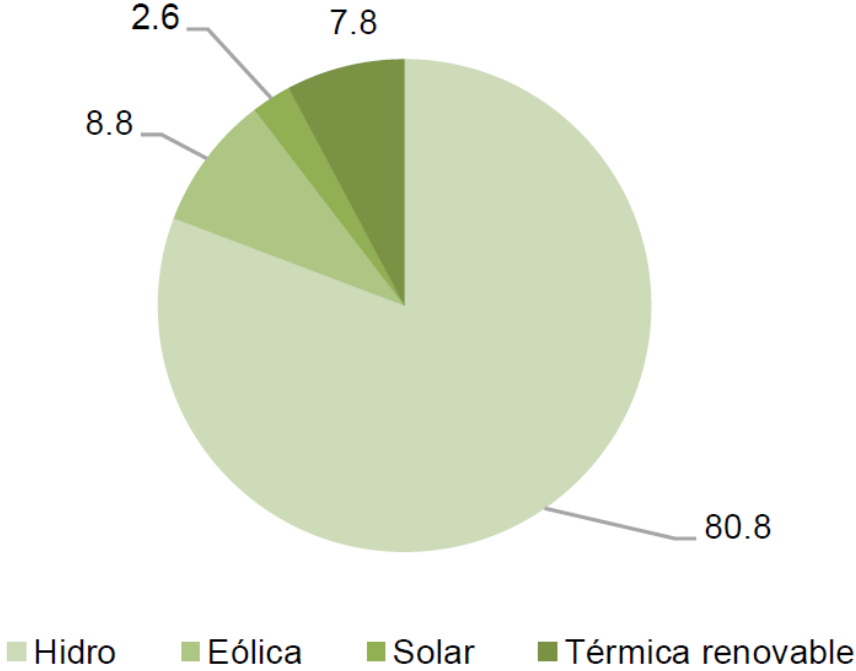
Capacidad instalada en América del Sur

Capacidad instalada por tipo de fuentes en América del Sur, 2010 y 2018 (MW)



Fuente: CEPAL sobre la base de datos de SIELAC-OLADE.

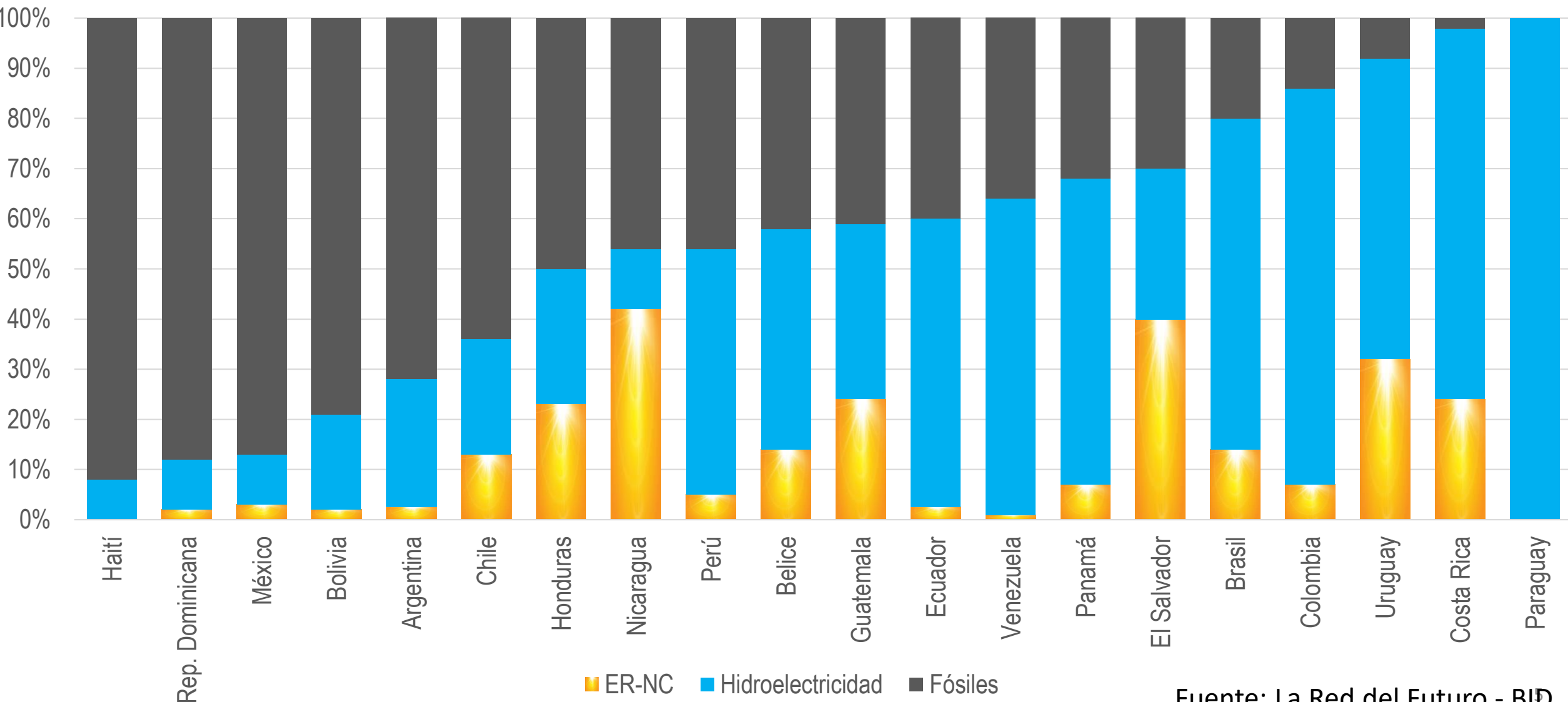
Participación de energías renovables en América del Sur en 2018



Fuente: CEPAL sobre la base de datos de SIELAC-OLADE.

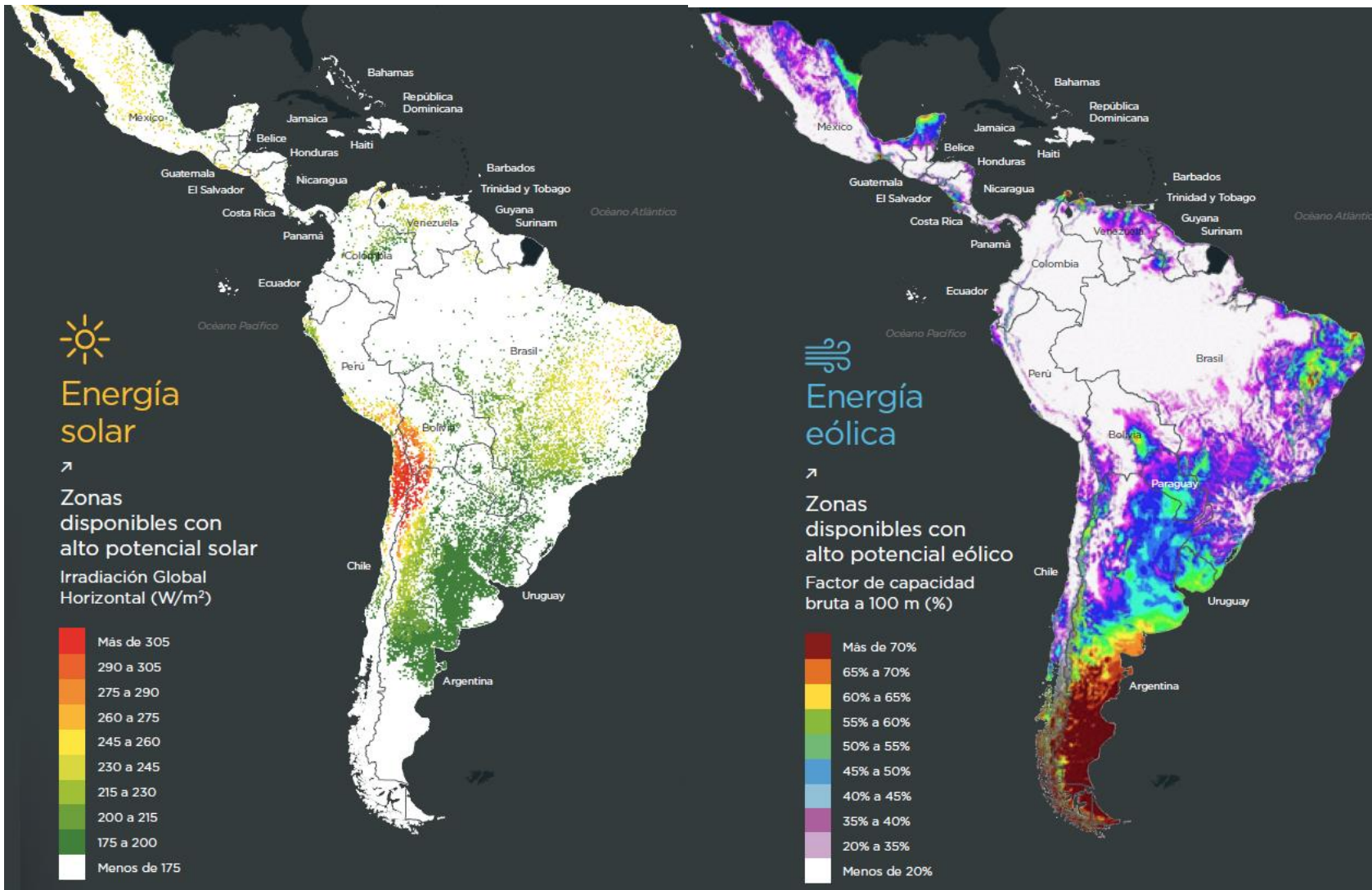
La hidroenergía en Brasil pondera fuertemente sobre el índice de renovabilidad de esta subregión

Matriz Eléctrica de Oferta por país



Fuente: La Red del Futuro - BID

El Perú aislado energéticamente



Fuente: La Red del Futuro - BID



Fuente: colección Leuksman

Integración energética: posibles beneficios

- Optimizar las inversiones ampliando los mercados.
- Mejora la seguridad energética.
- Lograr sostenibilidad energética a largo plazo

Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Centra - SIEPAC




Proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA)


Promueve la integración de los países de la Comunidad Andina de Naciones, y del Mercosur, constaría de una línea de transmisión dorsal que conecte los sistemas eléctricos de Colombia, Ecuador, Perú, Bolivia y Chile. Sin embargo requiere de un marco regulatorio el comercio eléctrico transfronterizo entre esos cinco países.

Fuente: Integración Eléctrica Regional – BID



Barreras a la Integración energética

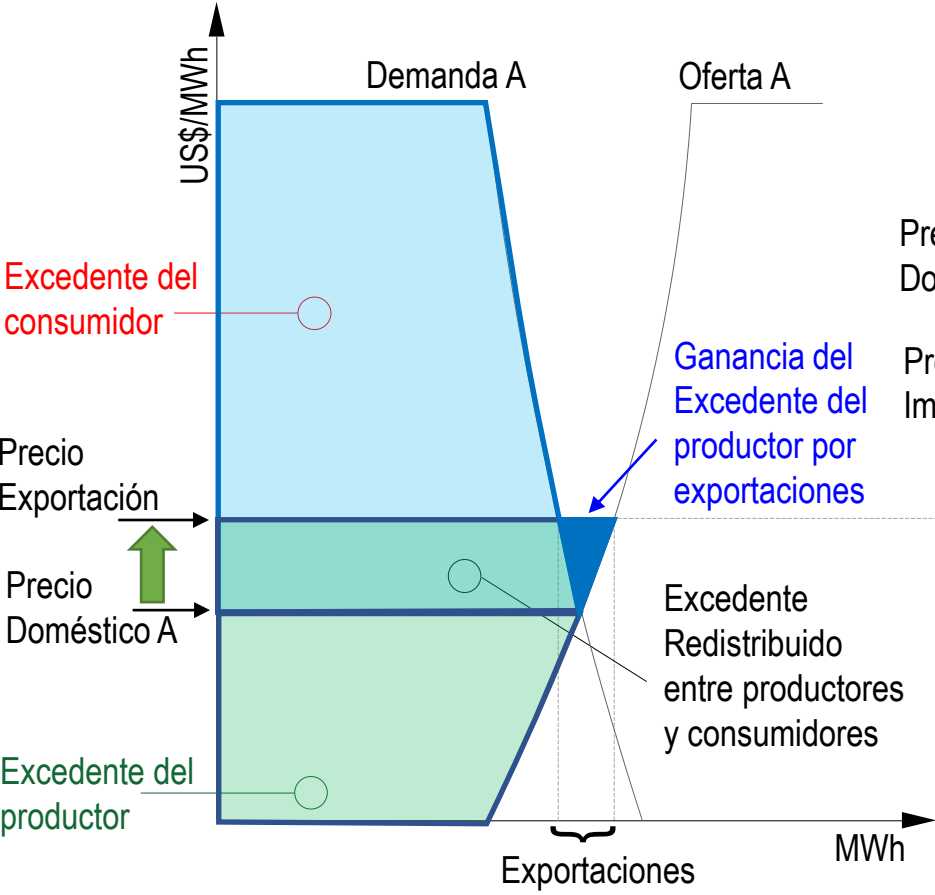
- 
- Políticas energéticas diferenciadas
 - Garantía de seguridad del sistema en el corto plazo
 - Autosuficiencia en el largo plazo para cubrir el crecimiento de la demanda eléctrica nacional (no contemplan interconexiones)

- 
- Normativas y Marco Regulatorio específicos en cada país
 - Distribución desequilibrada de los beneficios
 - Diseño de los mercados eléctricos diferentes (pool, bolsa)

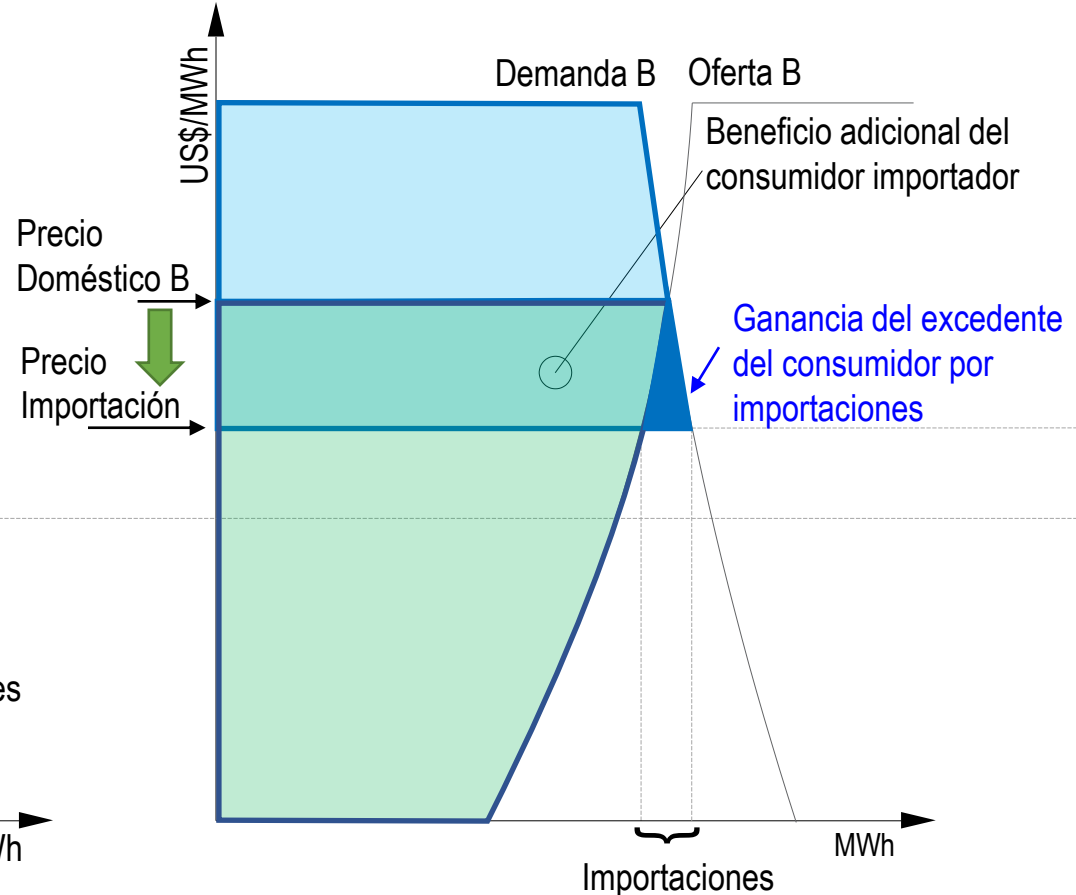
- 
- ¡las barreras técnicas no son las más frecuentes ni las más difíciles de superar!

Intercambios de mercados transfronterizos de electricidad

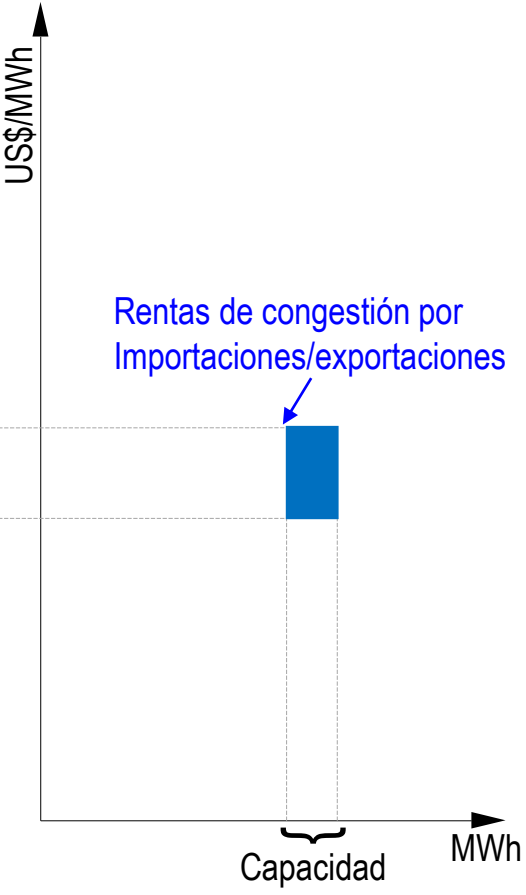
País A - Exportador



País B - Importador



Interconector



Fuente: Adaptado de [E-Bridge Consulting GmbH, Bonn, 2009.]

Mercados eléctricos transfronterizos: factores que afectan su comportamiento

➤ Direccionalidad del flujo de potencia de la interconexión

- Usuarios finales del país exportador podrían ser perjudicados, aun mejorando el bienestar global (R. Meyer y O. Gore, 2015)

➤ Ambos mercados buscan maximizar ganancias

- Diseño que evite que Usuarios finales del país exportador sean perjudicados (C. Ochoa y A. van Ackere, 2015b)

➤ Tamaño de los mercados eléctricos.
➤ Capacidad de interconexión (transmisión)

- Cuando uno de los mercado es considerablemente más pequeño y/o la capacidad del interconector es grande afecta las inversiones dentro del país de menor tamaño y que puede conducir a una dependencia energética (C. Ochoa y A. van Ackere, 2015b)

Niveles de competencia.
➤ Diseños de mercado

- Pueden Influir en la formación de precios y complica la formulación de resultados (S. Stoft, 2006).

➤ Adecuación de la capacidad generación (mecanismos de remuneración por capacidad -MRC)

- Se debe asegurar su desarrollo de una manera eficiente (P. Cramton, A. Ockenfels y S. Stoft, 2013)

Problemas estudiados referentes a la interconexión

➤ Efectos transfronterizos del diseño de mercado diferentes. (M. Cepeda y D. Finon, 2011)

- el país de mercado de solo energía no se beneficia del mercado donde se implementa un mercado de capacidad a futuro con precio tope, e incluso surgen externalidades negativas como un precio promedio más alto y baja confiabilidad

➤ Análisis de los mecanismos de remuneración de la capacidad (CRM) en Europa desde el punto de vista del mercado interior de la electricidad (R. Meyer, O. Gore, G. Brunekreeft y S. Viljainen, 2014)

- Se emplea un análisis estático de equilibrio de Nash para el corto y largo plazo; concluyéndose que, una implementación unilateral y no coordinada de un MRC puede tener efectos negativos en el bienestar del mercado vecino

➤ Efectos transfronterizos de los mecanismos de capacidad en mercados descoordinados (R. Meyer y O. Gore, 2015).

- La implementación unilateral de un MRC ya sea en forma de opciones de confiabilidad o reserva estratégica, debilita los incentivos a la inversión en el mercado vecino

Efectos transfronterizos de los mecanismos de capacidad en la interconexión de dos países con tamaños similares y diseño de mercado distinto (efecto free rider) (P. C. Bhagwat, J. C. Richstein, E. J. Chappin y L. J. De Vries, 2017)

- Los consumidores en el país sin MRC se benefician de una mayor suficiencia de capacidad cuyos costos son asumidos por los consumidores del país con MRC; pero, se puede producir una dependencia energética.

Problemas estudiados referentes a la interconexión

➤ Cooperación eléctrica en el sur de Asia: obstáculos al comercio transfronterizo (A. Singh, T. Jamsb, R. Nepal y M. Toman, 2018)

- Requiere que los reguladores nacionales y los operadores del sistema presten más atención a la armonización y coordinación de sus y prácticas regulatorias, y apoyado por una organización regional

➤ Efectos de interacción de fallas de mercado y MRC en mercados de electricidad interconectados (S. Lorenczik, 2019))

- El efecto negativo de los precios tope se intensifica si un mercado está conectado a otros mercados vecinos y, la capacidad de generación y el bienestar disminuyen .

➤ Los mecanismos de capacidad y la combinación de tecnologías en los mercados eléctricos competitivos (P. Holmberg y R. A. Ritz, 2019)

- El creciente aumento de la participación de ER-NC también incrementa la necesidad de MRC y políticas de precio tope a la electricidad en el mercado mayorista.

El acoplamiento de mercado basado en flujos(D. Schönheit, R. Weinhold y C. Dierstein, 2020)

- Emplea el mercado del día previo, en el corto plazo y, por lo tanto no considera los futuros desarrollos de capacidad de generación y transmisión.

OBJETIVOS

Objetivo principal y específicos

Determinar el efecto en la matriz eléctrica de oferta futura, la complementariedad energética y los precios de la electricidad en países fronterizos con un mercado acoplado, debido a la implementación unilateral de políticas de desarrollo energético, de suficiencia de capacidad de generación y de interconexión.

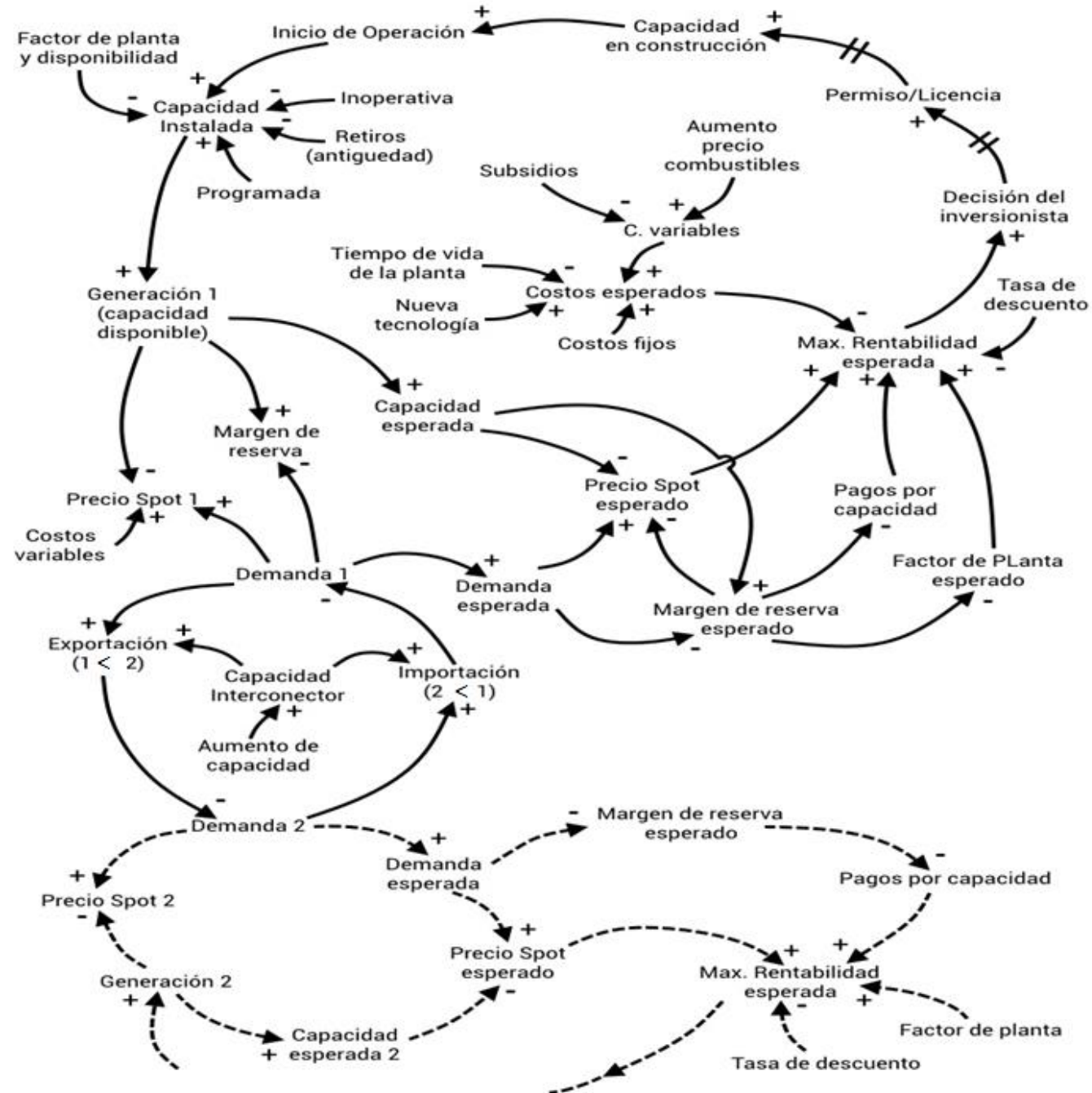
Analizar el efecto en el precio de la electricidad en el mediano y largo plazo de la implementación de mayor capacidad de centrales hidroeléctricas en los países fronterizos con mercado acoplado.

Analizar el impacto en la matriz eléctrica de oferta y en los precios de la electricidad en el mediano y largo plazo en los mercados de electricidad transfronterizos, debido a políticas de subsidios en el precio de los combustibles, de ampliación del interconector, y del MRC.

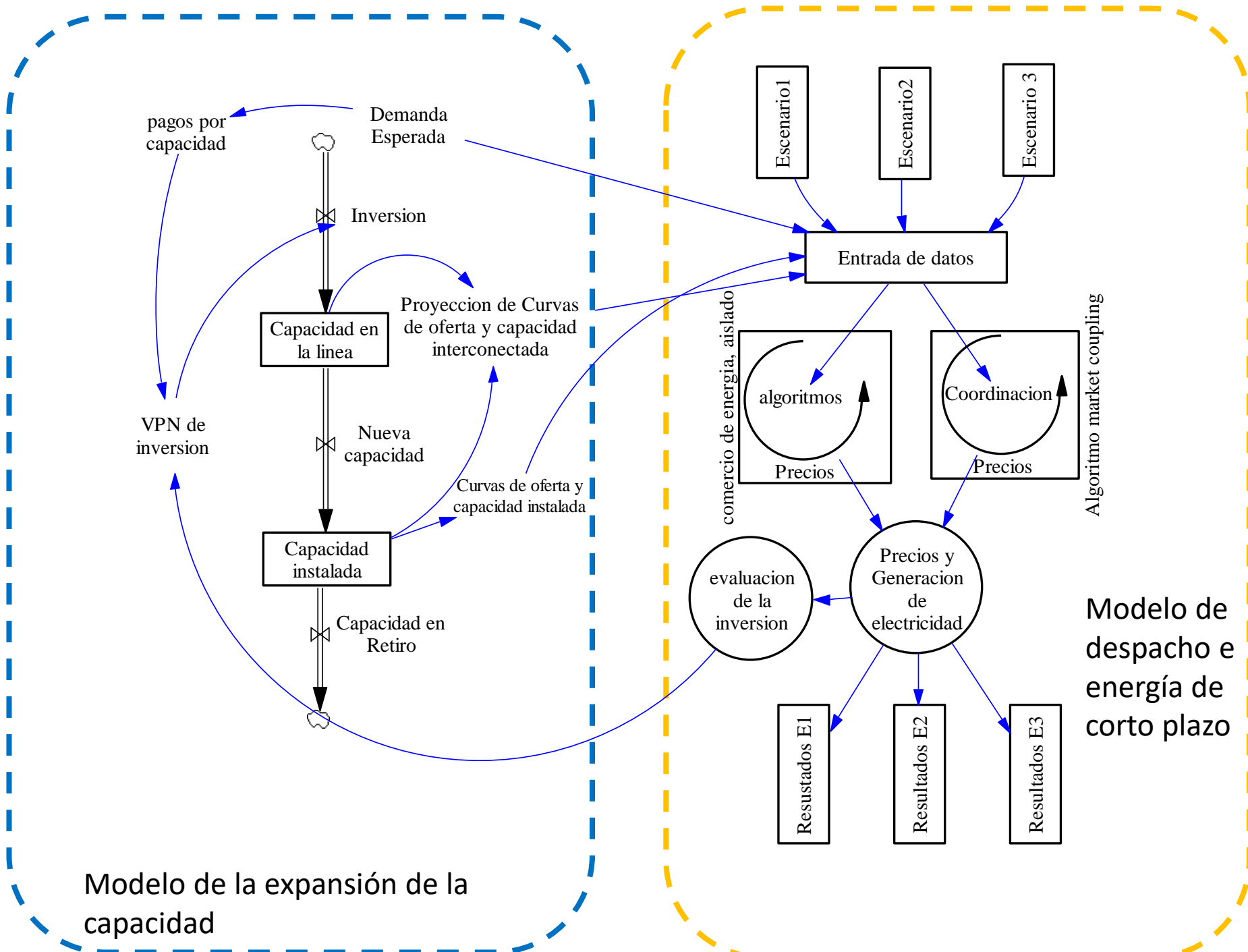
METODOLOGÍA

Modelado

Diagrama de causalidad de mercados transfronterizos de electricidad



Esquema metodológico



Modelado : representación matemática

- **Despacho** : el operador del sistema despacha por orden de mérito las unidades de generación de diferentes tecnologías hasta cubrir la demanda en cada periodo; determina los costos marginales los flujos en el interconector.

$$\min \sum_t \left[\sum_j CV_j(G_j(t)) + CA(V(t+1)) \right]$$

$$\sum_j G_j(t) + G_h(t) = D(t) \pm FI(t) - G_S(t) - G_e(t) - G_{SC}(t)$$

Sujeto a:

$$|FI(t)| \leq FI_{max}$$

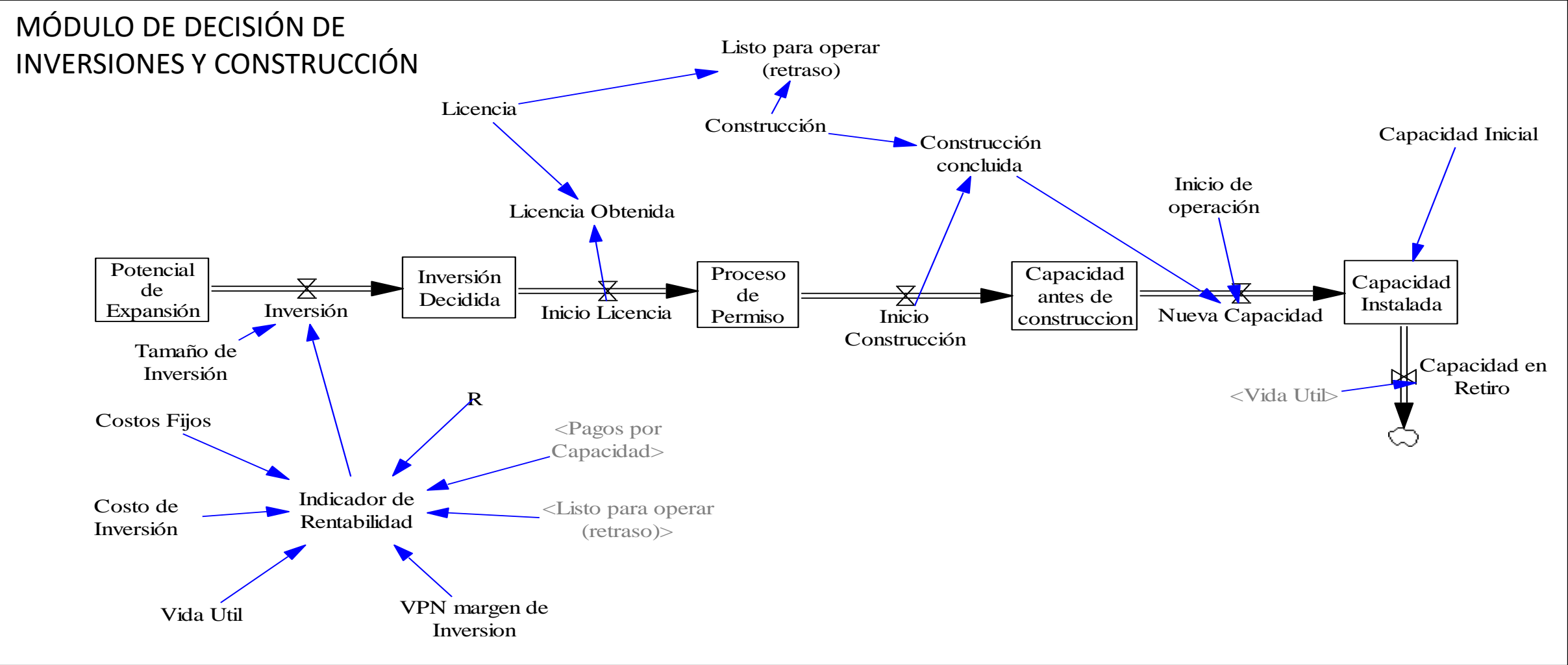
$$V_{min} \leq V(t) < V_{max}$$

$$G_{jmin} \leq G_j(t) < G_{jmin}$$

Donde:

CV_i	: Costo variable de tecnologías de generación (no incluye hidro, eólico y solar)
CA	: Costo de oportunidad del agua (generación hidro con embalse)
V(t)	: Volumen total embalse al final del periodo t
FI(t)	: Flujo en el Interconector en el periodo t
$G_j(t)$: Generación termoeléctrica en el periodo t
D(t)	: Demanda en el periodo t
$G_h(t)$: Generación hidroeléctrica en el periodo t
$G_S(t)$: Generación solar fotovoltaica en el periodo t
$G_e(t)$: Generación eólica en el periodo t
$G_{SC}(t)$: Generación solar de concentración en el periodo t

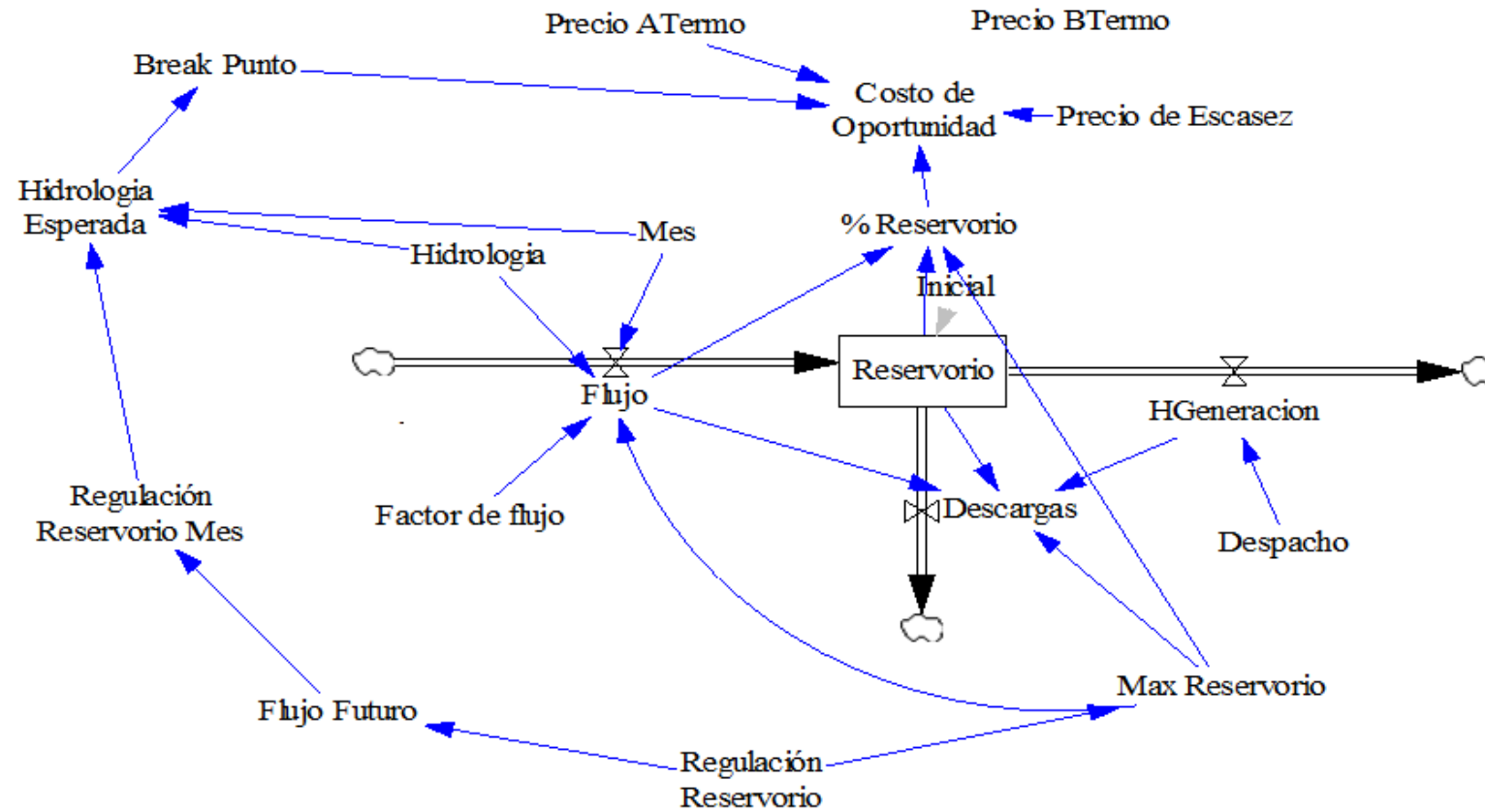
Simulación



Fuente: Elaboración Propia

Módulo de evaluación de la inversión; se tiene en cuenta el retardo por el proceso de obtención de permisos y la construcción hasta la puesta en operación de la central.

Simulación



MÓDULO DE REGULACIÓN DE RESERVORIO

Fuente: Elaboración Propia

Es dato de entrada esencial para el algoritmo de despacho, pues provee la información de la capacidad de generación que se tienen en forma diaria.

Interconexión Eléctrica Perú - Ecuador

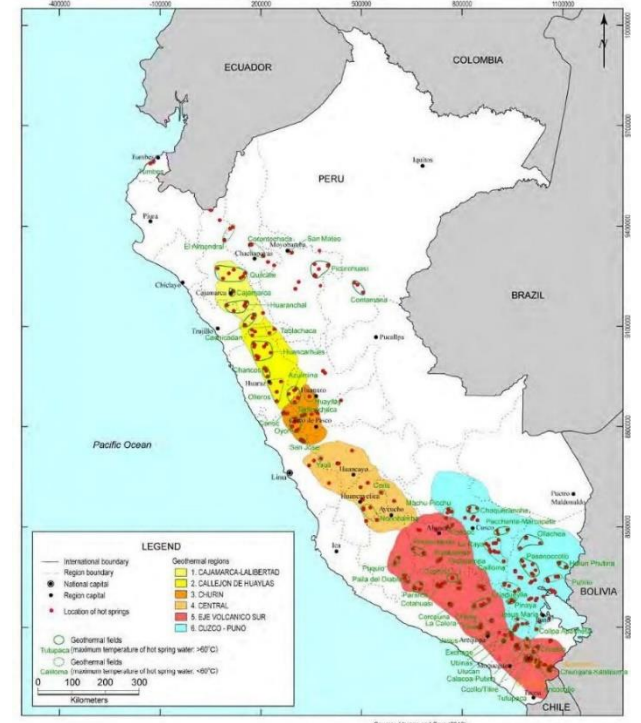
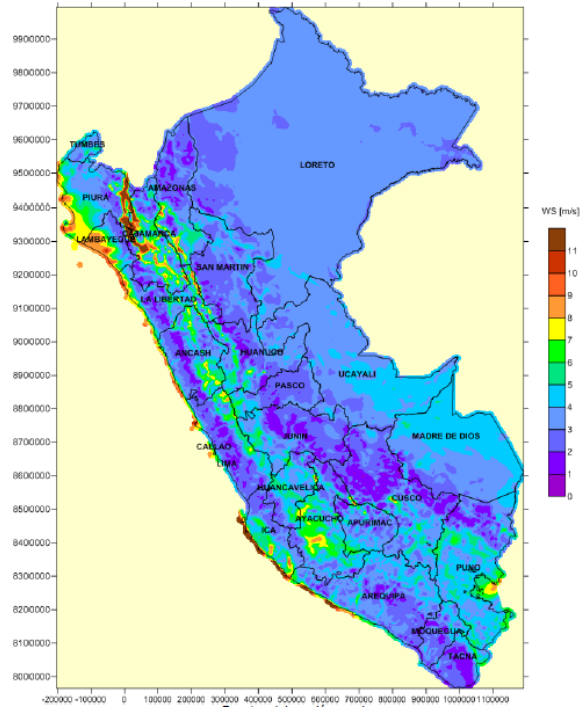
Parque de generación instalado en cada país (MW)

Tecnología	Perú [77]	Ecuador [78]
Hidráulica	4,942	5,053
Gas	4,361	256
Diesel/Residual	328	1,782
Carbón	140	-
Solar	285	24
Eólica	375	17
Biomasa	38	138
Total	10,470	7,270
Máxima Demanda	6,885	3,924
Margen de reserva (%)	0.52	0.85

Potencial energético técnico de los recursos energéticos renovables en Perú

Recurso energético renovable	Potencia técnica aprovechable	Potencia instalada (MW)	Porcentaje
Total hidráulico	69,445	4,942.4 (*)	7%
Eólico	20,493	375.46	2%
Solar	25,000	285.02	1%
Biomasa	450 - 900	70.90	8%
Geotérmica	2,859.4	0	0%

Figura 50. Atlas Eólico del Perú a 100 m (resolución 1 km).

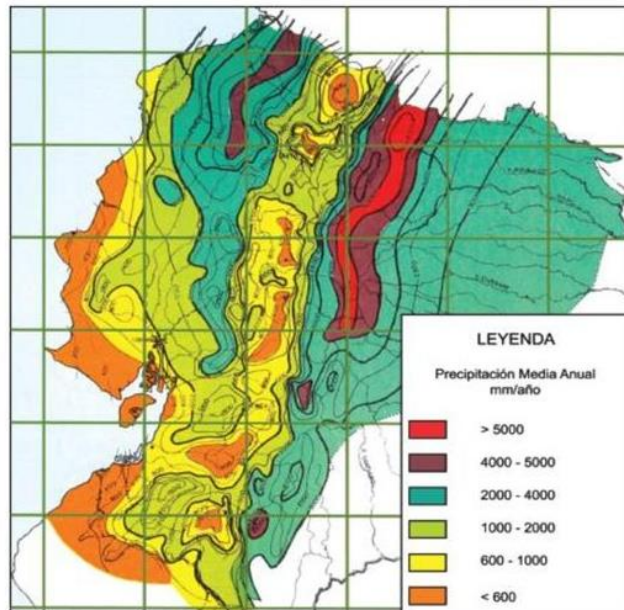


Fuente: MINEM

Potencial energético técnico de los recursos energéticos renovables en Ecuador

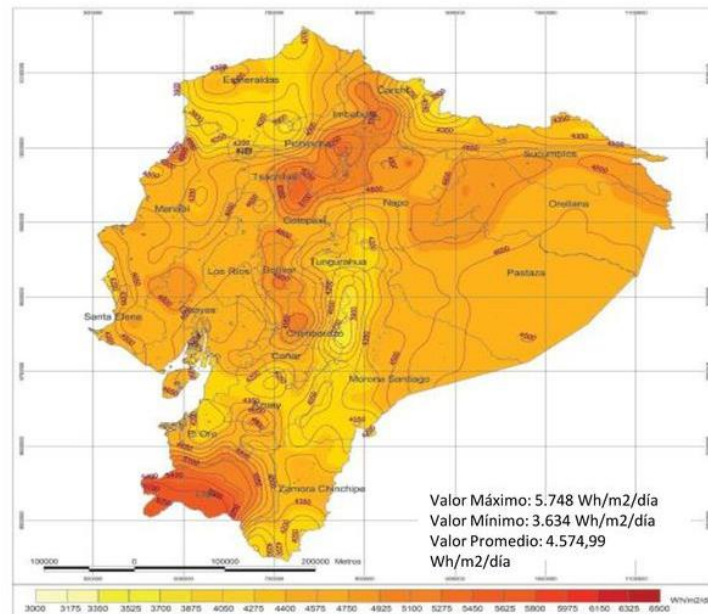
Recurso energético renovable	Potencia técnica aprovechable	Potencia instalada (MW)	Porcentaje
Total hidráulico	22,000	5,071	23%
Eólico	1,691	17	1%
Solar	4.575 Wh/m ² /día	24	-
Biomasa	500	138	28%
Geotérmica	900	0	0%

MAPA DE ISOYETAS DEL ECUADOR



Fuente: Inventario de Recursos Energéticos del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica - Diciembre 2009

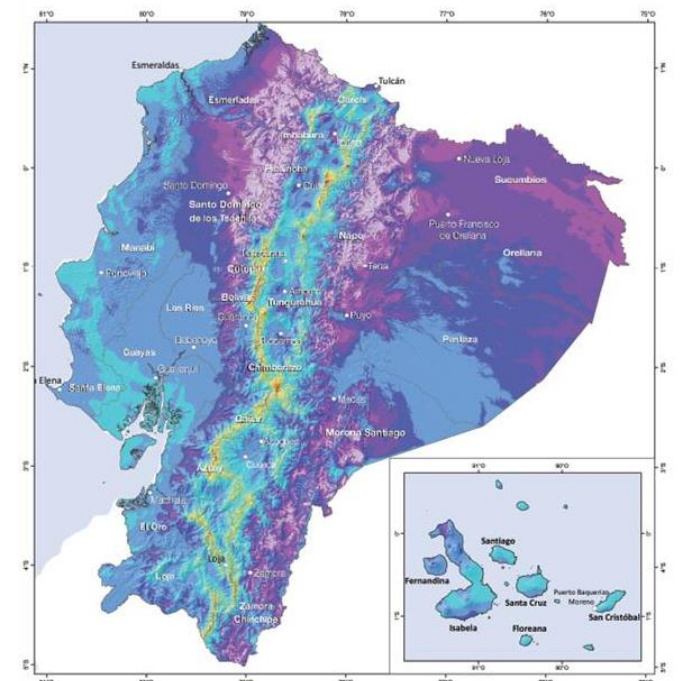
Mapa isohelias Promedio



Fuente: Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica. Agosto 2008

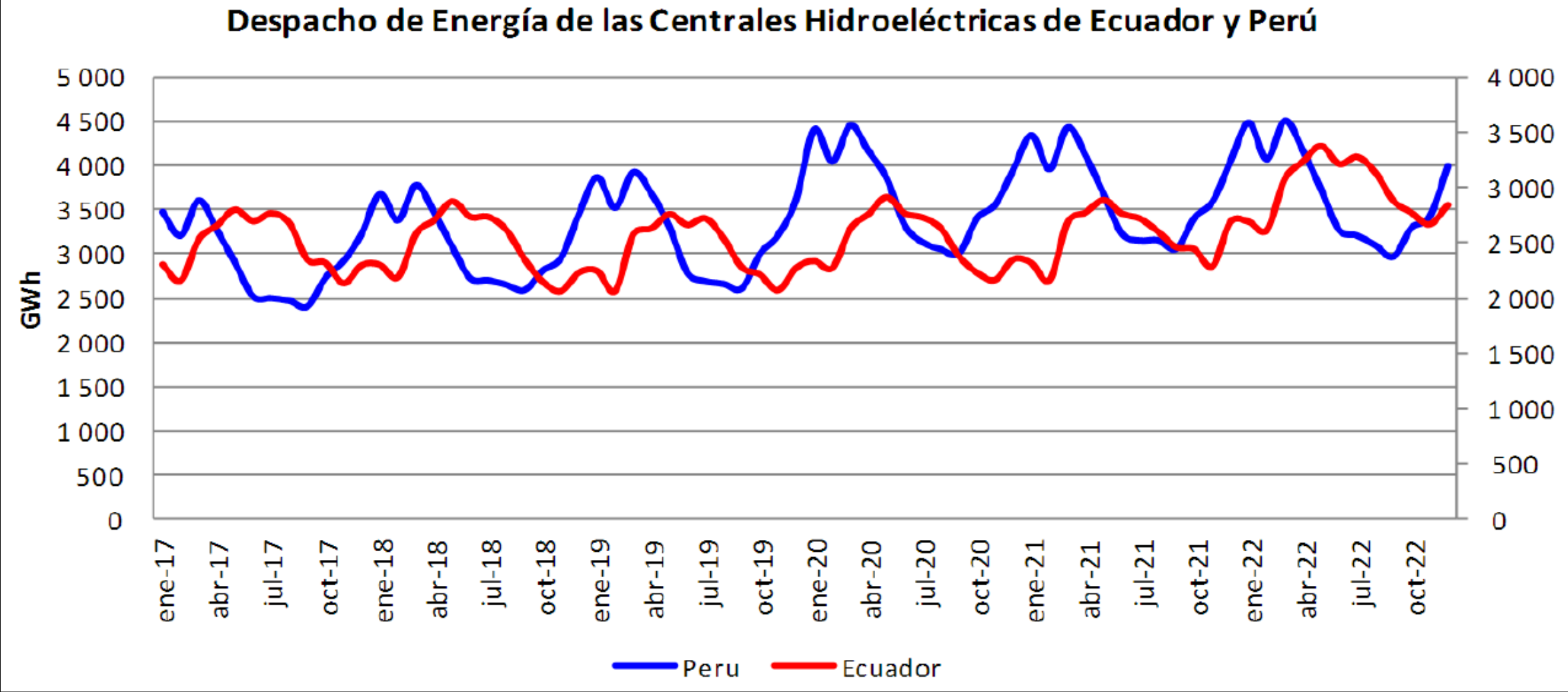
<http://www.energia.gob.ec>

ATLAS EOLICO DEL ECUADOR
Velocidad Media Anual del Viento a 80 m de Altura sobre el Suelo



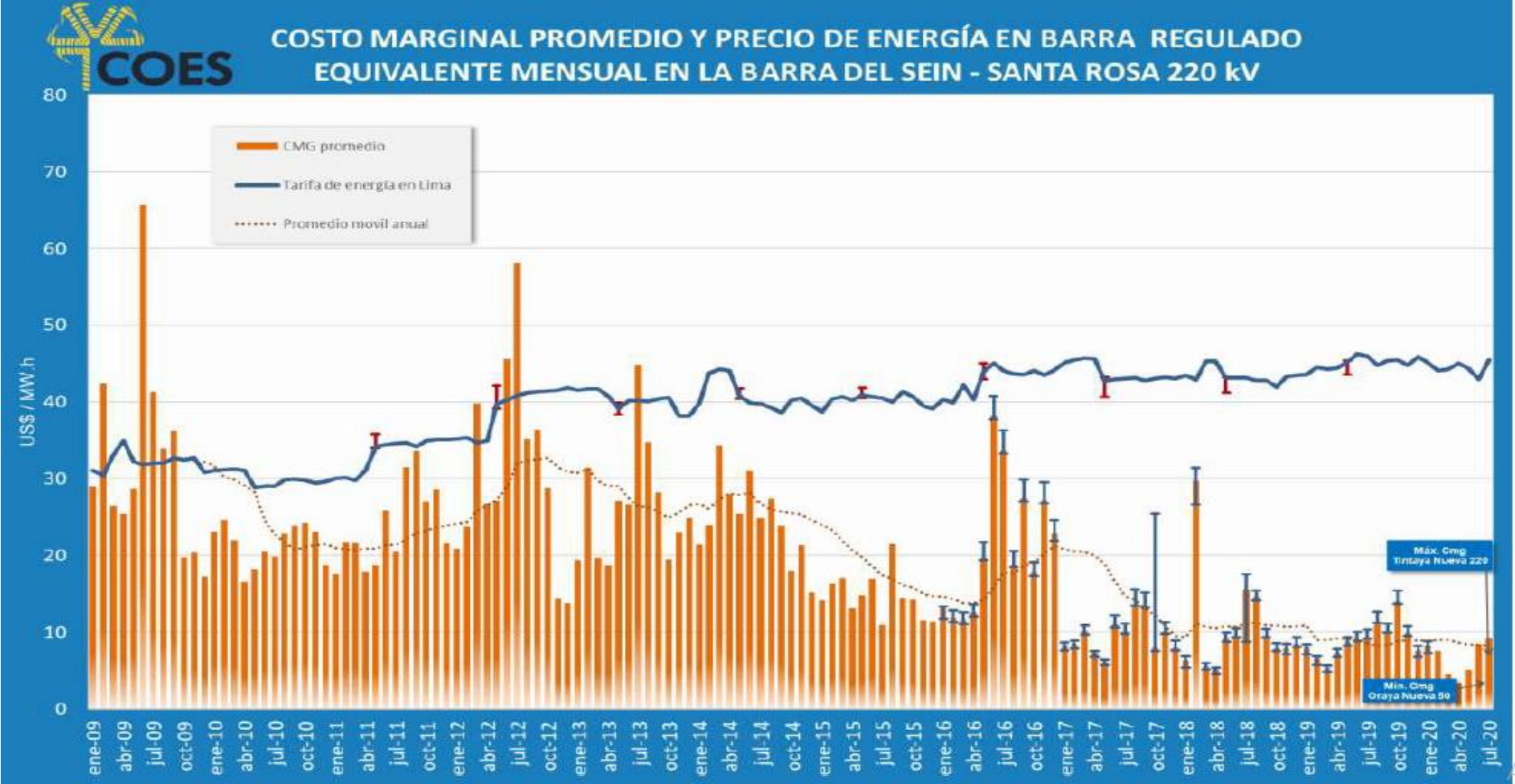
Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable - Ecuador

Complementariedad hidroeléctrica de Perú y Ecuador



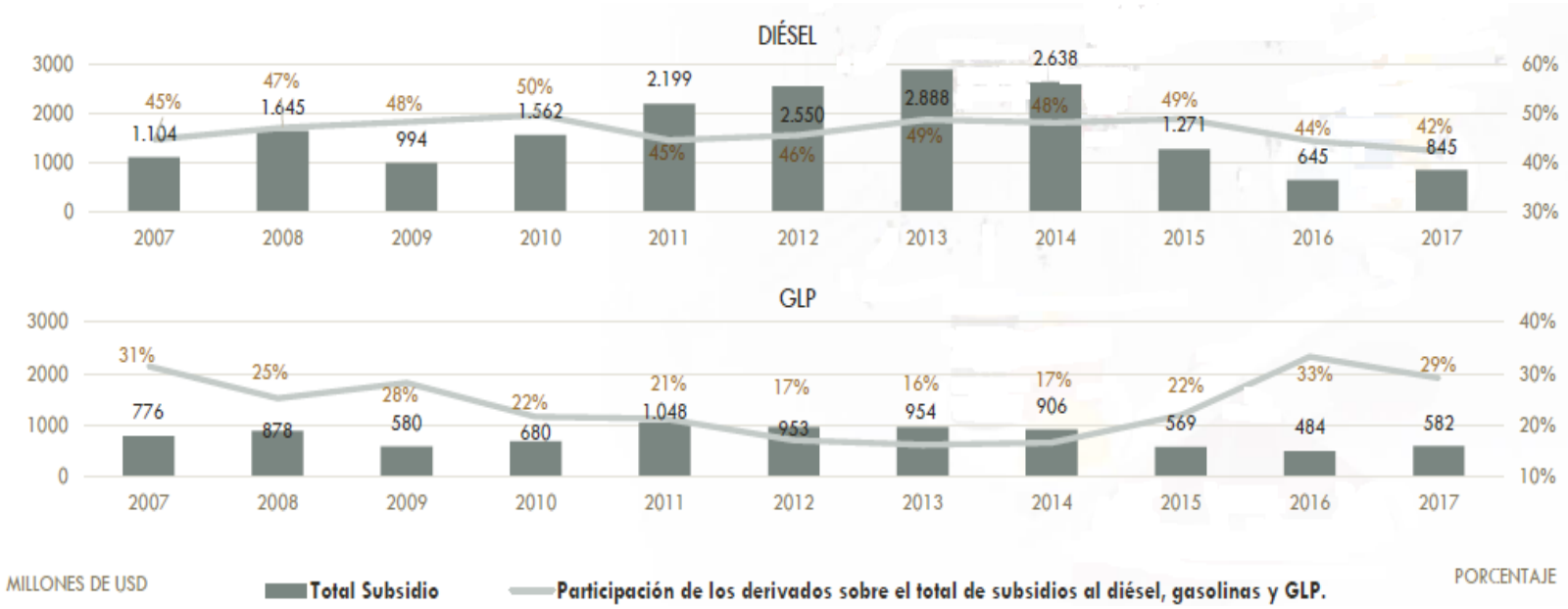
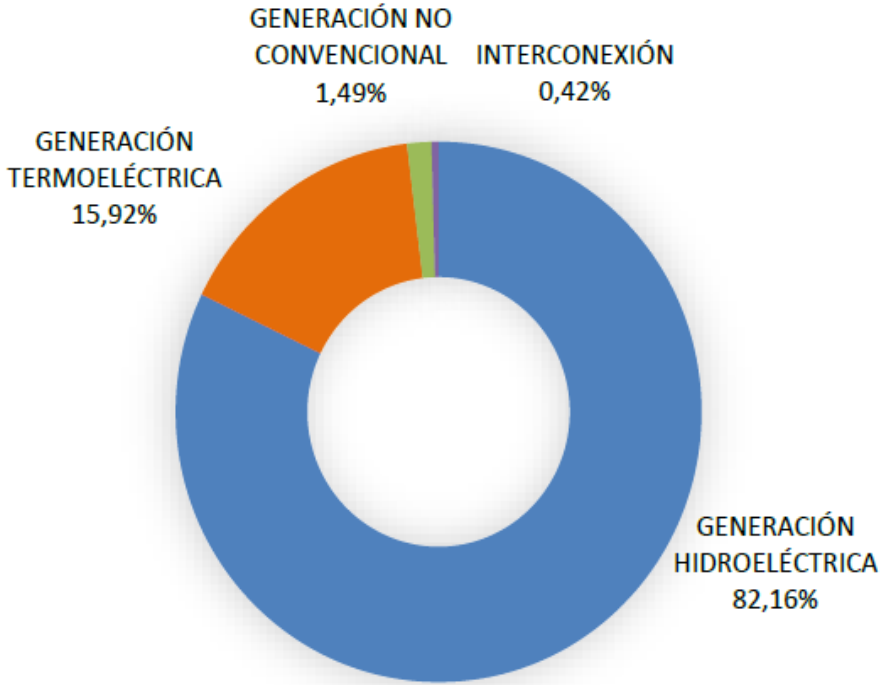
Fuente: COES

SEIN: C_{marg} en mercado libre y precio en barra del mercado regulado



Fuente: COES

El Sector Eléctrico Ecuatoriano: Subsidios a los Hidrocarburos



Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable - Ecuador

Escenarios evaluados

Escenario	Interconexión (MW)	Pagos por Capacidad	Precio de petróleo en Ecuador (US\$/galón)	Precio del Gas Natural en Perú (US\$/MMBTU)
E01	2023: 500 2033: +500	P: Si E: Si	2018-2045: 0.79	2018-2020: 1.25, 2021-2045: 3.1*
E02				Sin subsidio
E03			2018: 0.79, 2023: 1.42 2030: 1.52, 2040: 1.59	2018-2020: 1.25, 2021-2045: 3.1
E04		Sin subsidio		
E05		P: Si, E: No	2018-2045: 0.79	2018: 1.25 2021-2045: 3.1
E06		P: No, E: Si		
E07		P: Si, E: Si		

* Este parámetro considera el caso de eliminación de la distorsión del cmarg por el oligopolio termoeléctrico con el precio GN casi cero, y se vuelve a considerar el precio subsidiado del GN en el pronóstico en las simulaciones del escenario E01 realizadas en nov. del 2020 y que se ha corroborado con los cmarg actuales con la aplicación de Res. N°156-OS/CD, 03 mayo-2021.

Escenarios de precio del GN para generación (US\$/MMBTU)

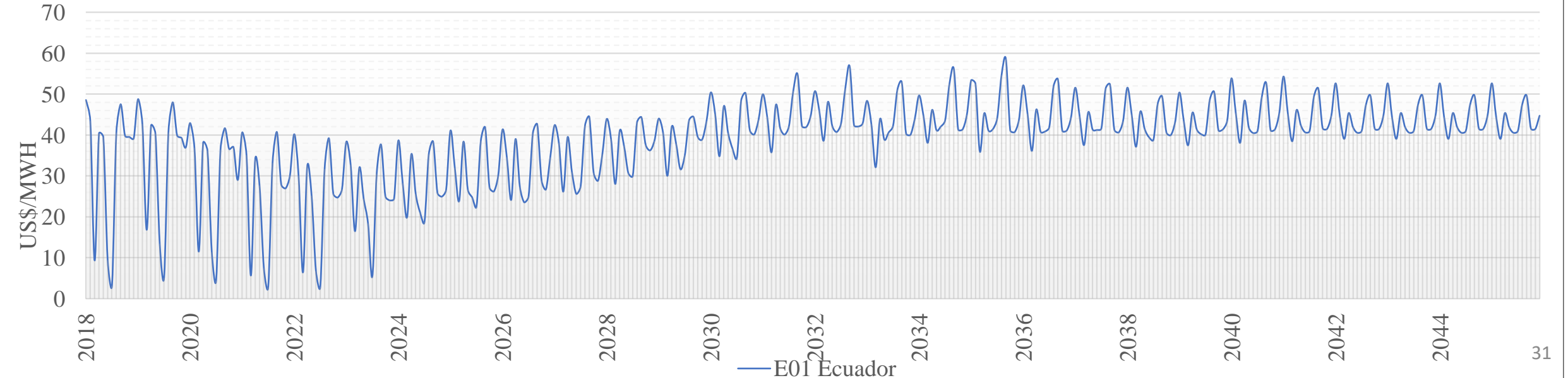
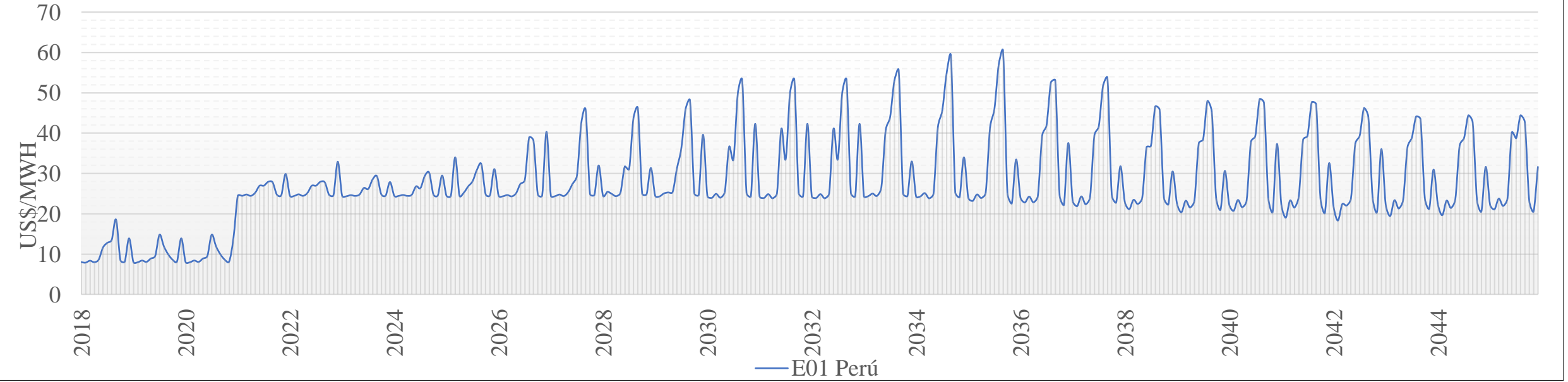
País	Escenario	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
P	*Subsidio	1.25	1.25	1.25	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10
	**Sin Sub	1.25	1.25	1.25	3.10	3.10	**5.30	5.30	5.80	5.80	5.80	5.80
E	Sin Sub	5.30	5.30	5.30	5.30	5.30	5.30	5.30	5.80	5.80	5.80	5.80

País	Escenario	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
P	Subsidio	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10
	Sin Sub	5.80	6.80	6.80	6.80	6.80	6.80	7.30	7.30	7.30	7.30	7.30
E	Sin Sub	5.80	6.80	6.80	6.80	6.80	6.80	7.30	7.30	7.30	7.30	7.30

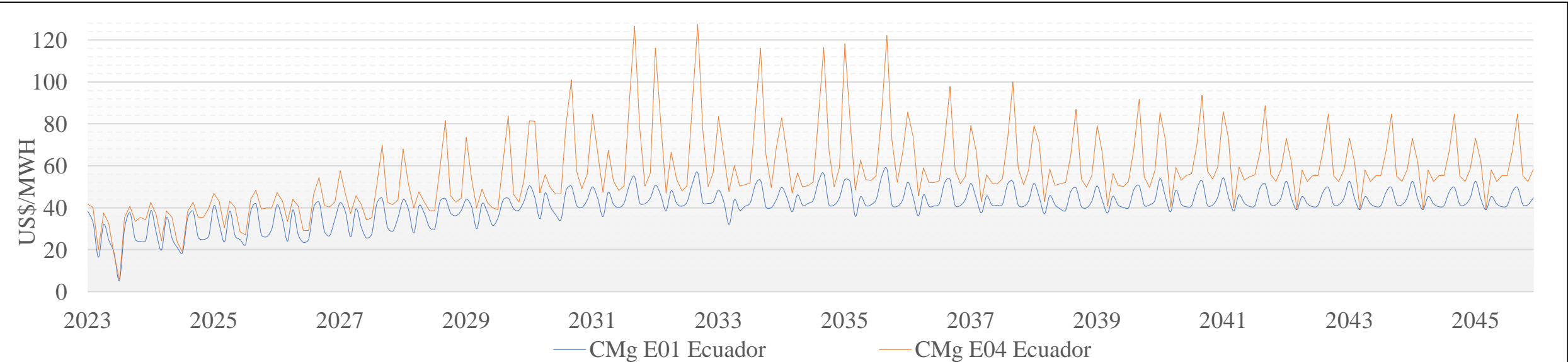
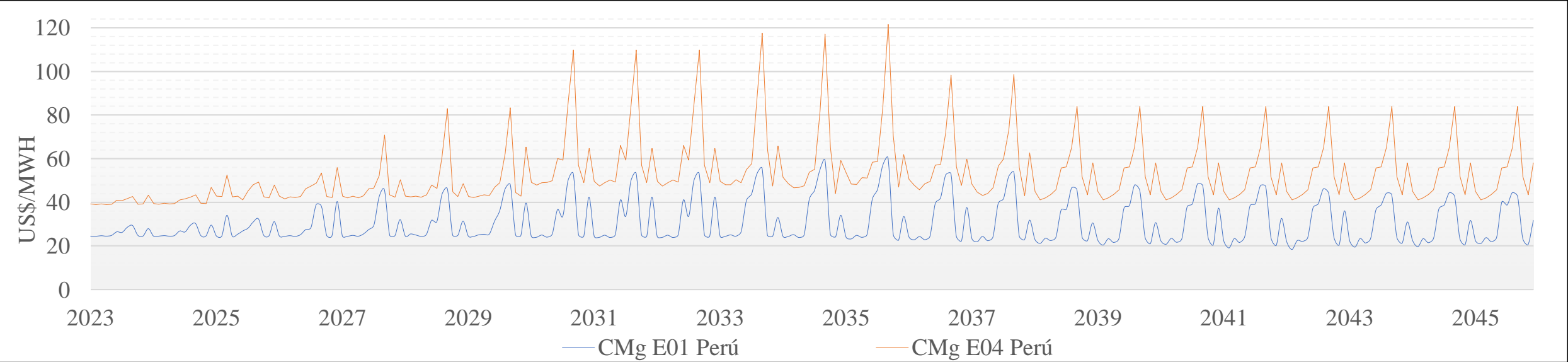
País	Escenario	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
P	Subsidio	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10
	Sin Sub	7.80	7.80	7.80	7.80	7.80	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	9.30
E	Sin Sub	7.80	7.80	7.80	7.80	7.80	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	9.30

Fuente: *OSINERGMIN, ** Agencia internacional de energía

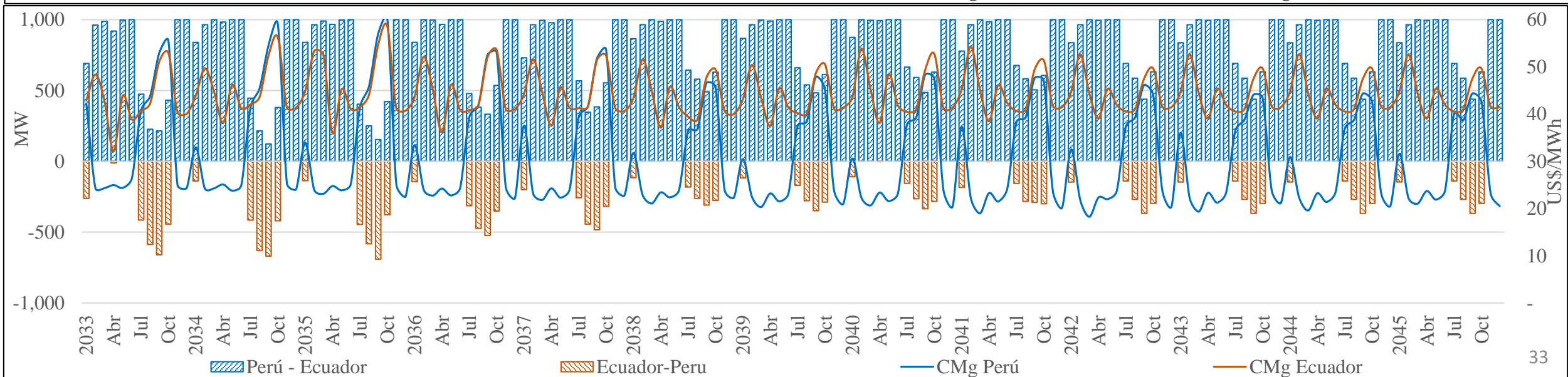
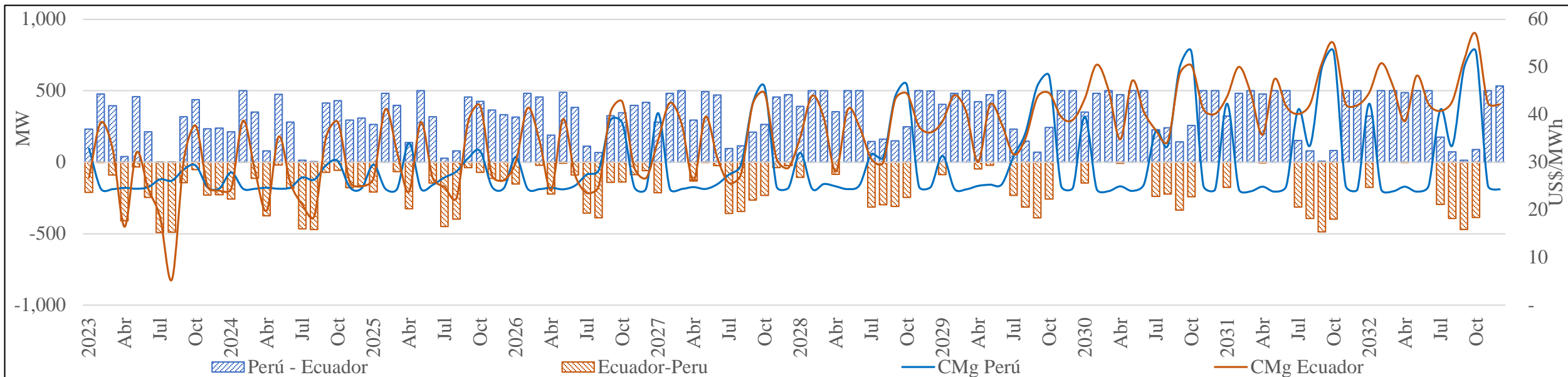
Costos Marginales Resultantes E1



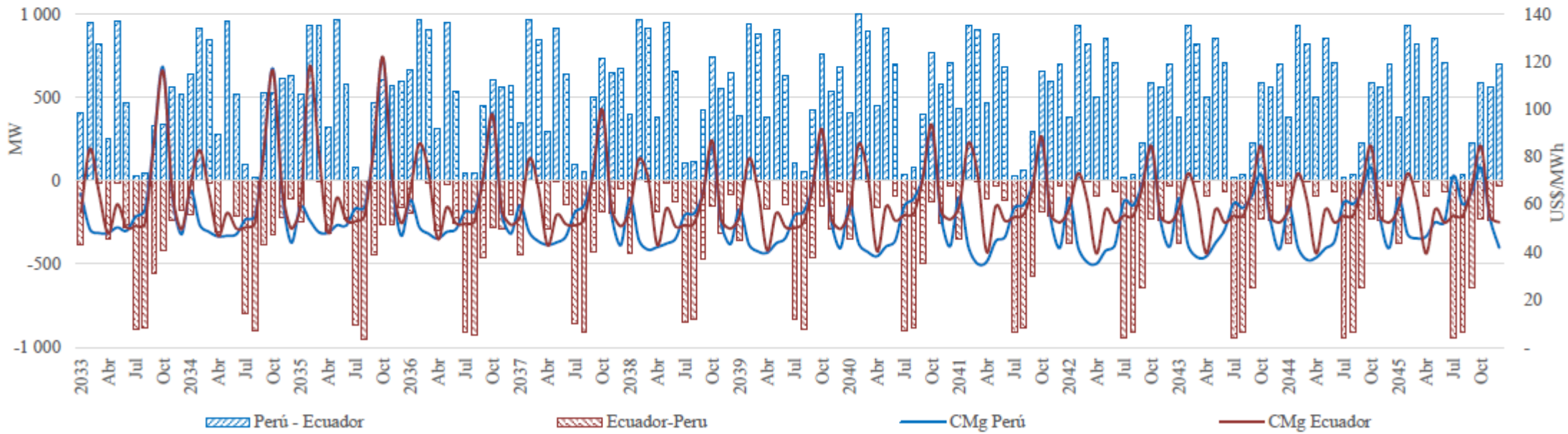
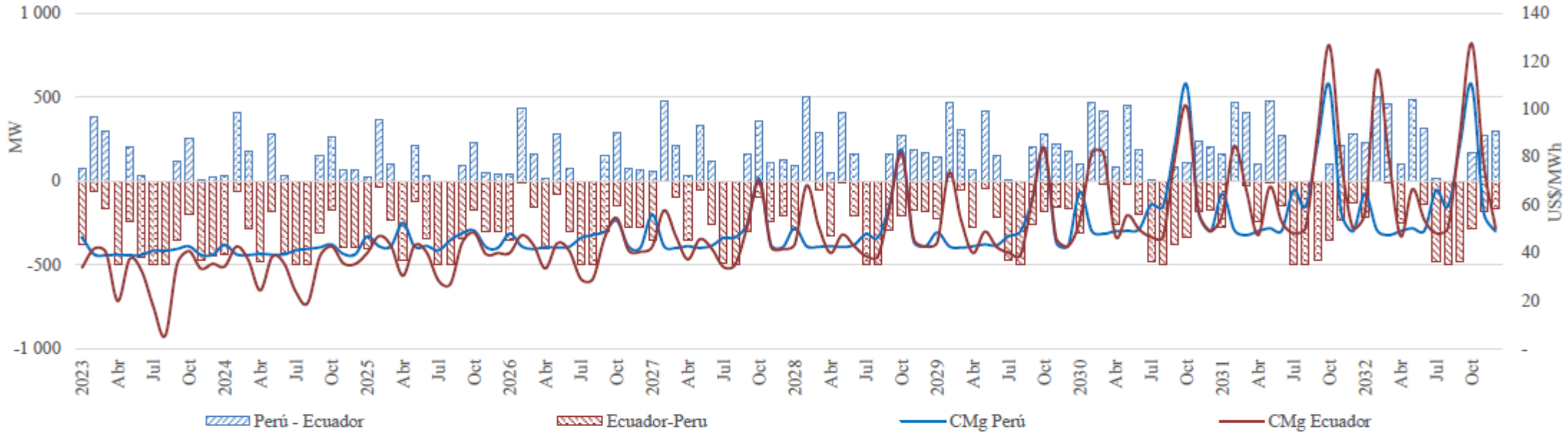
CMg – Efecto de los Subsidios



Flujo de energía en la interconexión (E01)



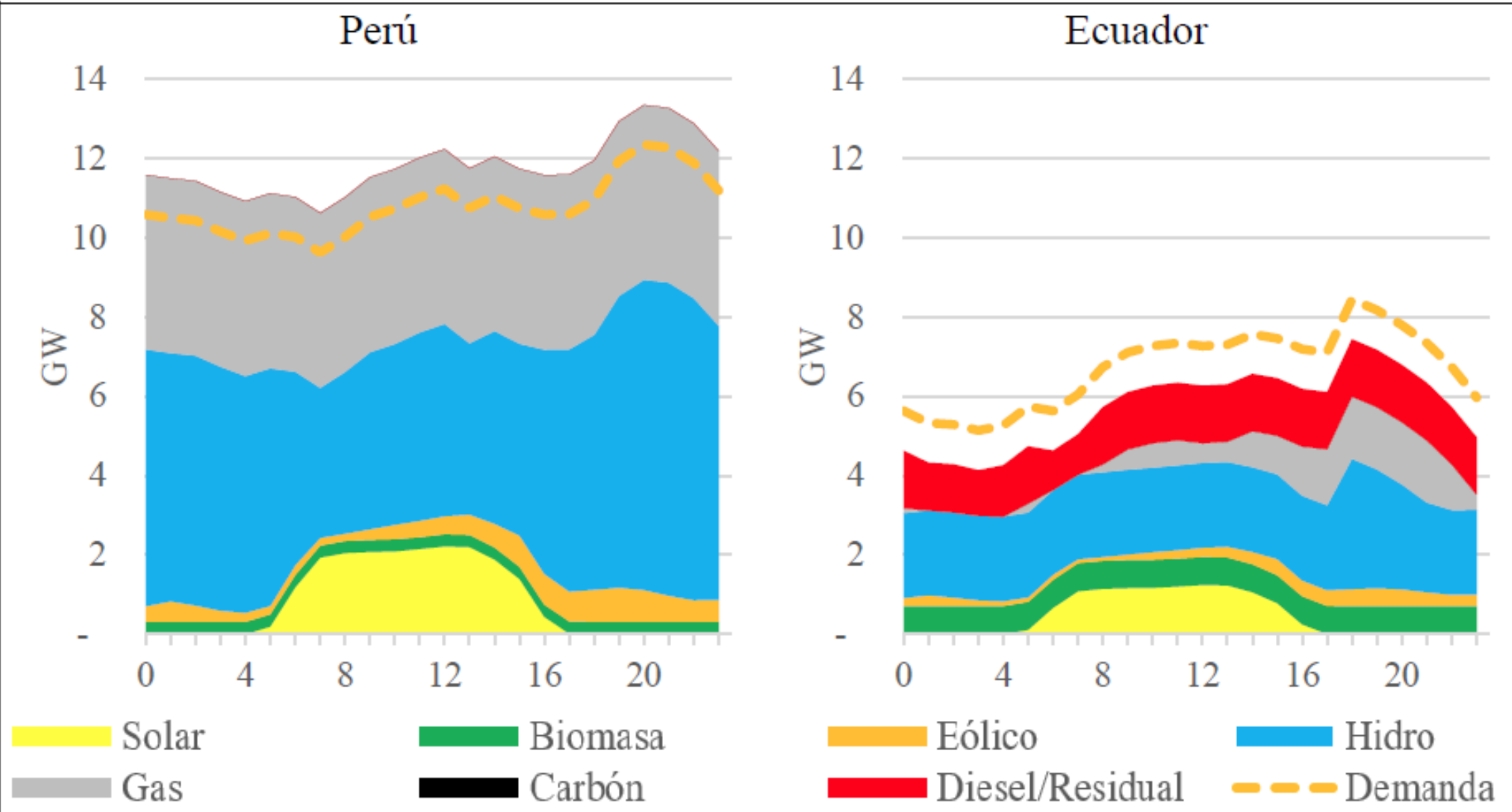
Flujo de energía en la interconexión (E04)



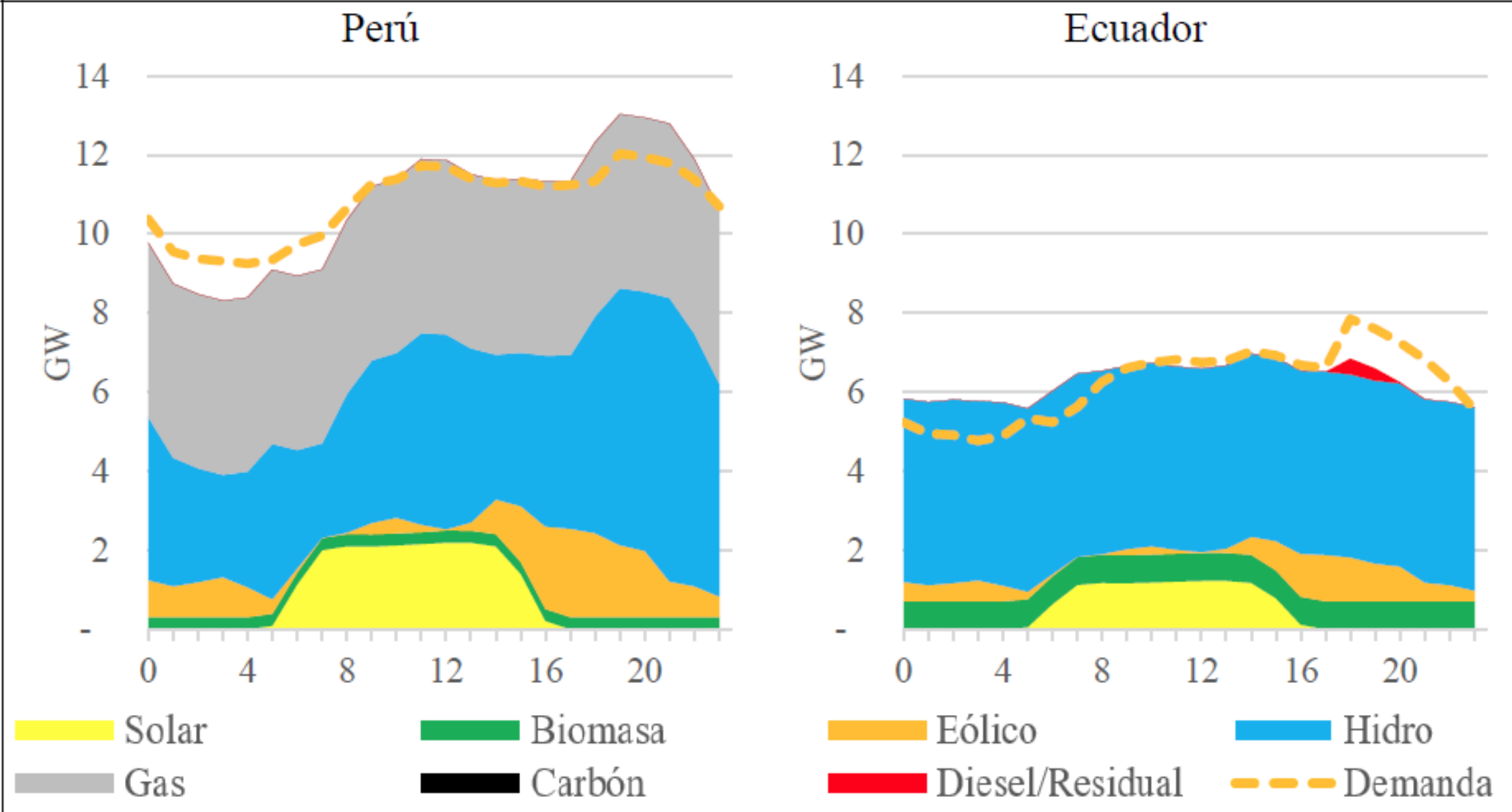
Intercambios de Energía Escenario 1

Periodo	Unidad	Intercambio Perú - Ecuador	Intercambio Ecuador - Perú
2023 - 2032	GWh	29,341	12,958
	%	69	31
2033 - 2045	GWh	92,914	14,726
	%	86	14
2023 - 2045	GWh	122,255	27,684
	%	82	18

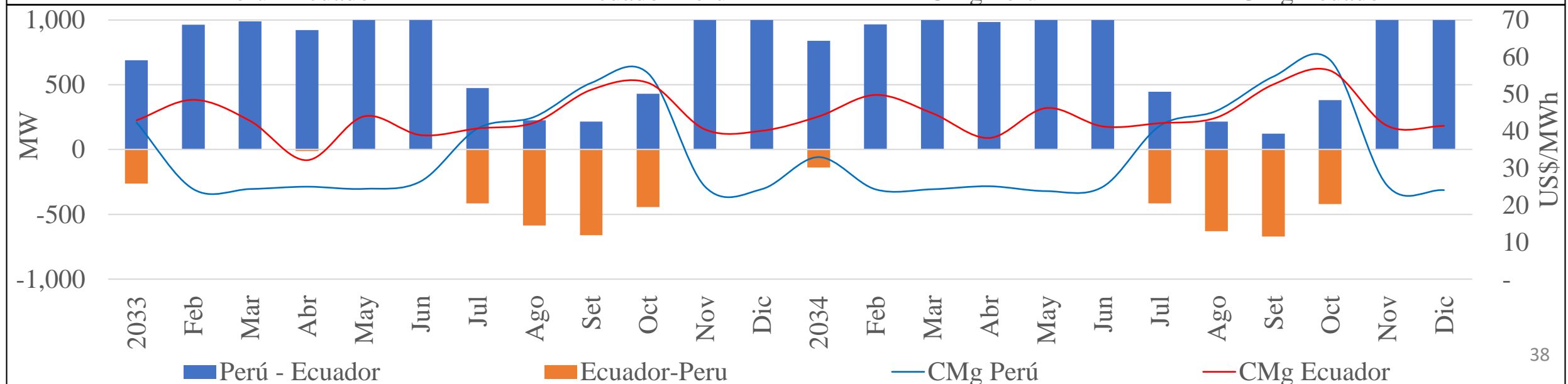
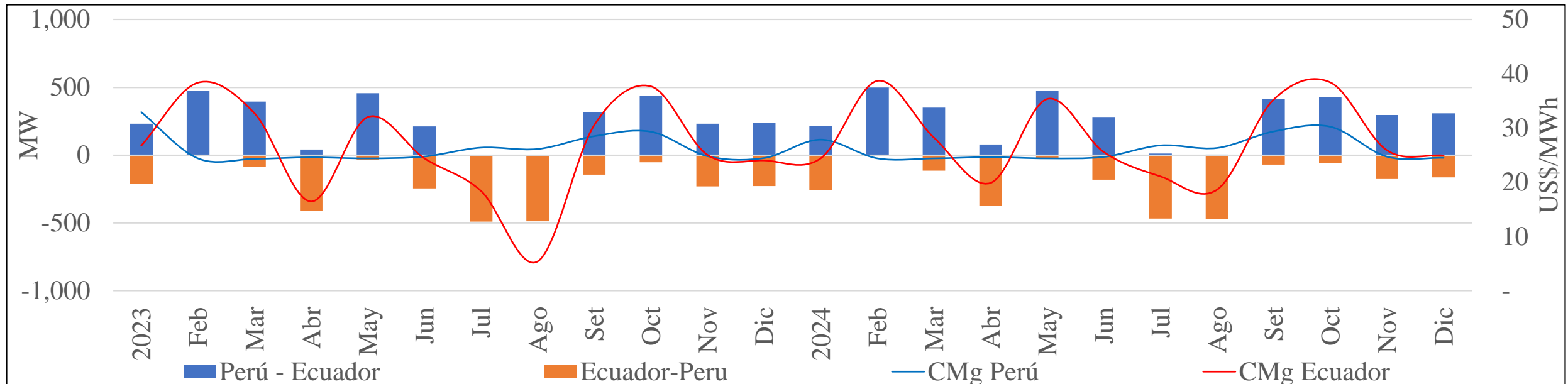
Despacho de electricidad (avenida Perú 05/03/33)



Despacho de electricidad (estiaje Perú 12/08/33)



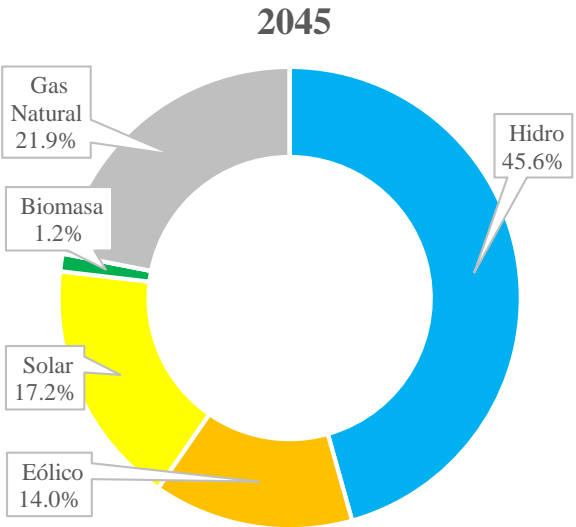
Flujo de energía – ampliación del interconector (E01)



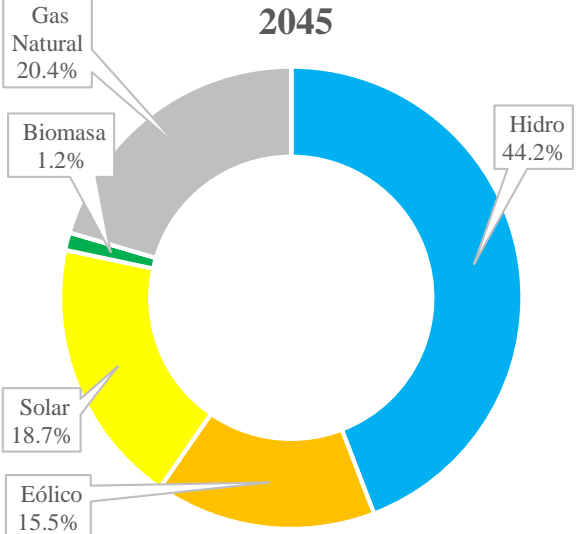
Efecto de los Pagos por Capacidad

Perú

E1

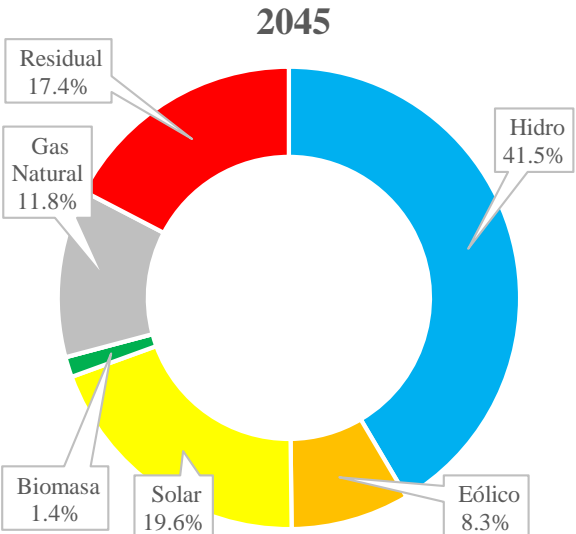


E6

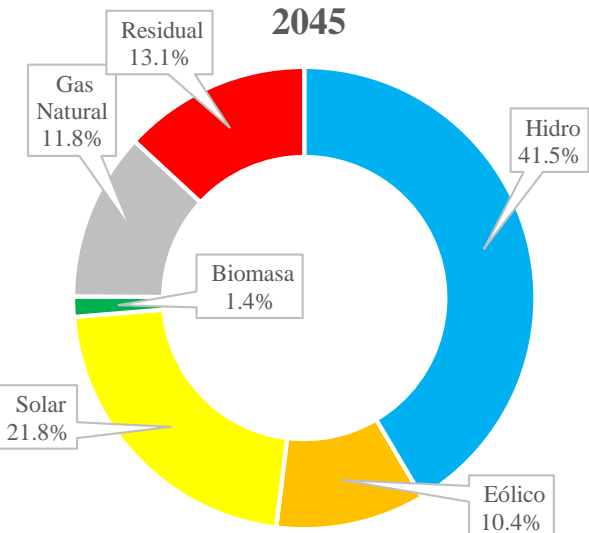


Ecuador

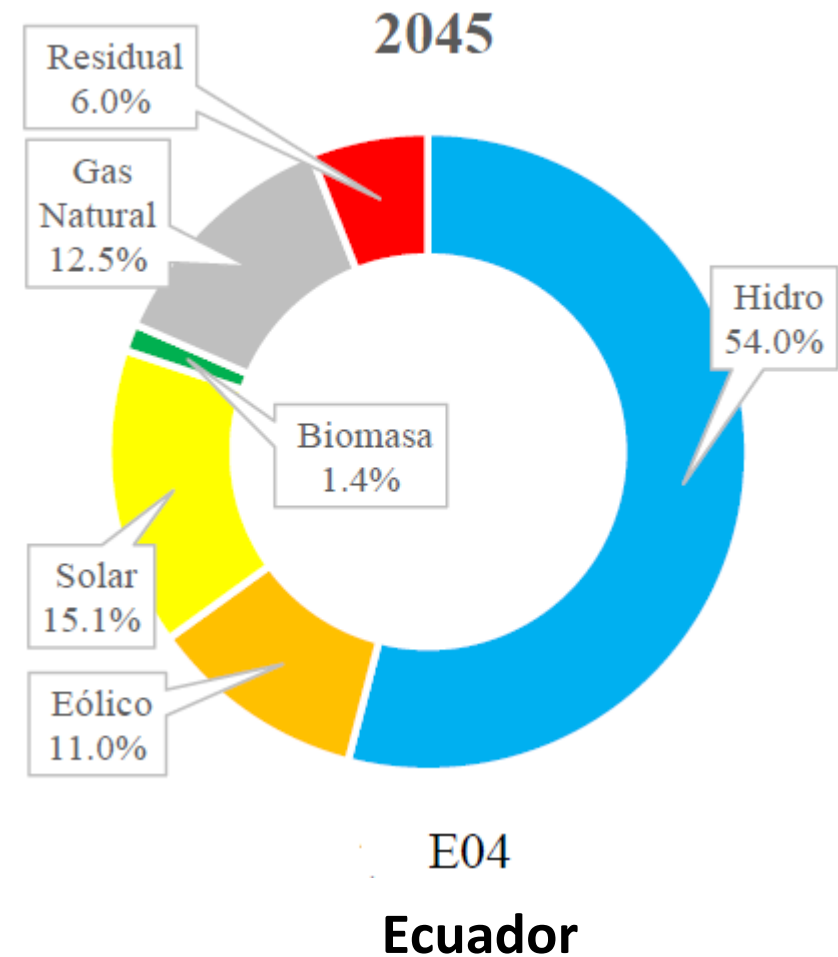
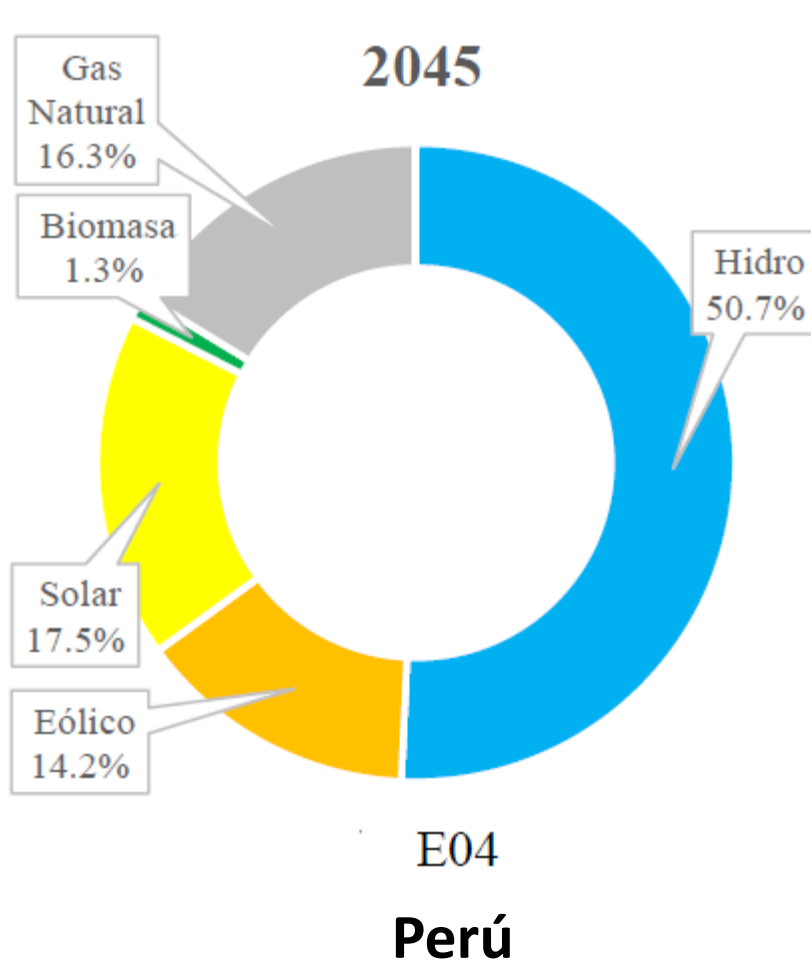
E1



E5



Escenario E04 (eliminación de subsidios a combustibles)

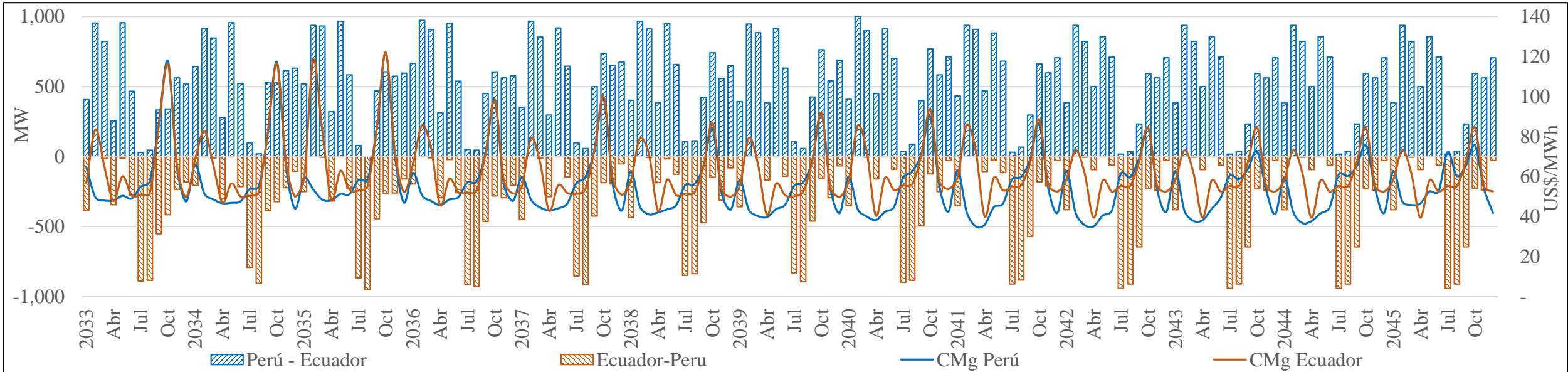
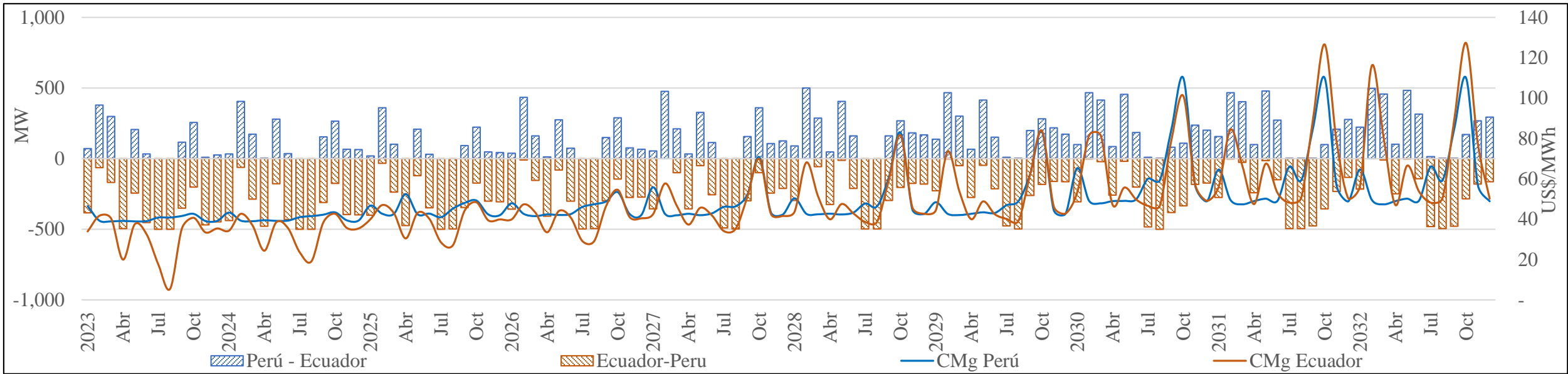


La participación de las fuentes RER sube en Perú y; más notablemente en Ecuador que llega casi a igualar la matriz eléctrica peruana al reducir prácticamente a la mitad la participación de los hidrocarburos del escenario con subsidios.

Intercambios de energía en escenarios evaluados

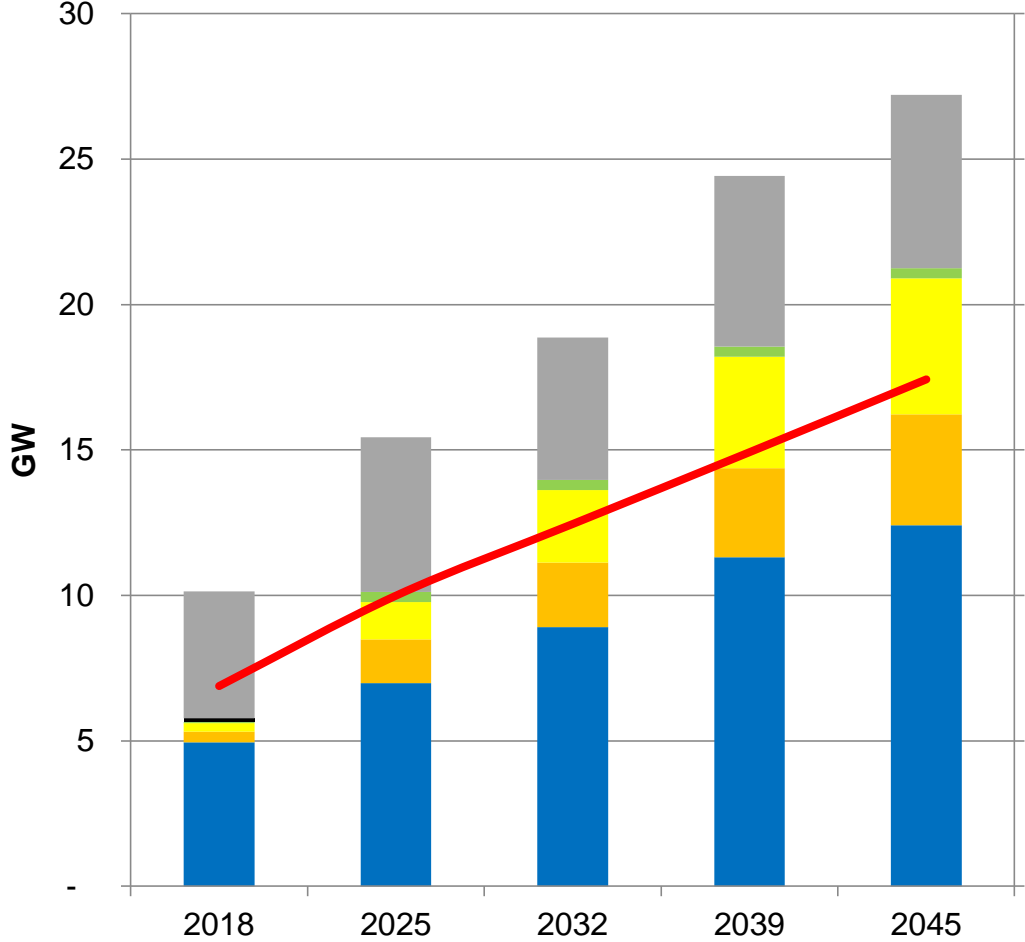
Escenario	Periodo	Unidad	Perú - Ecuador	Ecuador - Perú
E01	2023 - 2045	GWh	122,255	27,684
		%	82	18
E02	2023 - 2045	GWh	39,520	84,714
		%	32	68
E03	2023 - 2045	GWh	124,074	26,321
		%	83	18
<u>E04</u>	2023 - 2045	GWh	76,343	57,842
		%	57	43
E05	2023 - 2045	GWh	122,196	27,631
		%	82	18
E06	2023 - 2045	GWh	113,423	30,052
		%	79	21

Flujo de energía E04 (mayor complementariedad)



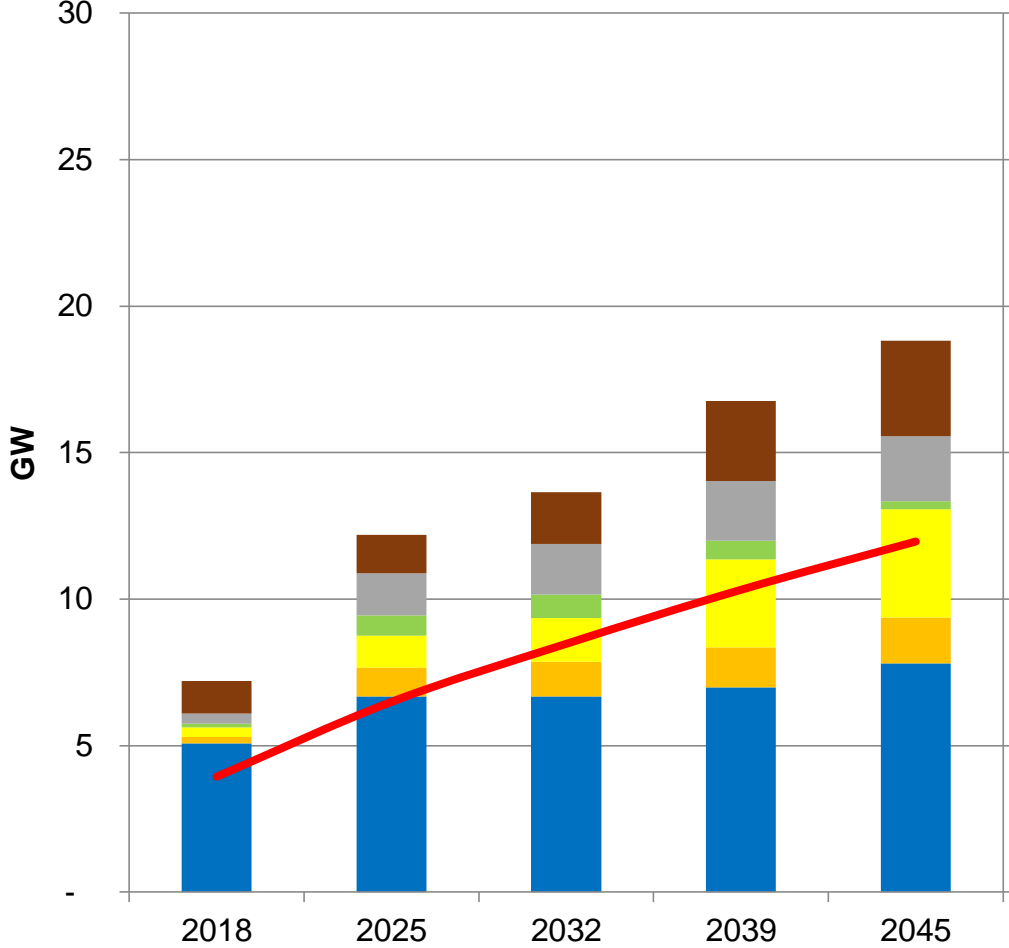
Capacidad instalada de generación E01

Perú



■ Hidro
■ Carbón
■ Eólico
■ Gas Natural

Ecuador



■ Solar
■ Biomasa
■ Residual
■ Demanda

Conclusiones

Conclusiones

- El bajo precio de GN en el Perú y del combustible residual en Ecuador, son subsidiados influyen, y llegan a **distorsionar el CMg** en ambos sistemas eléctricos.

- El CMg artificialmente bajo (GN subsidiado) en Perú causa que el mayor intercambio de energía se realice desde Perú a Ecuador representando **hasta 82% del total de intercambios**; mientras que, en el escenario E04 sin subsidios en ambos países, se presenta un intercambio de energía equilibrado, aprox **57% del total**.

- La eliminación de los subsidios en ambos países posibilitará **mejorar la complementariedad energética, reducir los precios de la electricidad y lograr una matriz más limpia y sostenible** en ambos países.

Conclusiones

- Un CMg bajo con precio subsidiado del GN, incide en que la matriz eléctrica de oferta en el Perú al año 2045 tenga una **participación del GN de más del 20%**, relegando a tecnologías que requieren mayor inversión inicial al momento de evaluar para decisión de inversión.

- Las políticas de suficiencia de capacidad de generación (hidroeléctrica en Ecuador y termoeléctrica a GN en Perú) han originado **altos márgenes de reserva en el Perú** y Ecuador, y adicionalmente en Perú los artificialmente bajos cmarg, han **obstaculizado el ingreso de nuevos proyectos** de generación en ambos países .

Conclusiones

- El esquema actual de pagos por capacidad y de potencia y energía firme, así como la cuota del 5% de participación; representan fuertes **barreras para el ingreso de generación con tecnologías de ERNC**; en sentido contrario a la descarbonización de la matriz eléctrica y de la transición energética.

- La implementación y posterior ampliación de la interconexión, tiene un **efecto al alza del CMg en el país exportador y una reducción en el país importador**, en el caso de Perú y Ecuador su complementariedad hídrica hace que los periodos de exportación e importación se intercalen con las épocas de avenida y estiaje en cada país.

Advertencias y recomendaciones finales

- El planeamiento dinámico (coord. el CP y el LP) que se ha realizado, permite a los hacedores de política energética **anticipar posibles escenarios**, obtener información sobre el comportamiento dinámico futuro del sistema energético e, **identificar los nuevos desafíos** para los reguladores como consecuencia del acoplamiento de los mercados de electricidad fronterizos.
- El acoplamiento de los mercados de electricidad de países fronterizos puede traer beneficios en términos de menores precios de la electricidad y mejor uso de los recursos energéticos en cada país, como los hidro energéticos en el caso de Perú y Ecuador; sin embargo, **estos beneficios dependen en gran medida** de las políticas de desarrollo energético, suficiencia de generación, y del grado de interconexión, de ambos países, y también de otros factores, como las políticas de subsidios a los combustibles y la promoción a diferentes tecnologías de generación de electricidad.

Advertencias y recomendaciones finales

- Una política agresiva de desarrollo de generación con fuentes renovables no convencional por uno de los países fronterizos **no es suficiente para que exista complementariedad energética**, sino que esta depende de la composición de la matriz eléctrica de oferta y del diferencial de los CMGs en ambos países.
- Las políticas de desarrollo energético deben ser evaluadas tomando en consideración todo el sector energía, ya que existen numerosas interrelaciones entre los subsectores por lo que **una política orientada a un subsector específico puede terminar distorsionando otro subsector**.

Advertencias y recomendaciones finales

- La política de suficiencia de generación debe ser **diseñada con ponderación** ya que puede convertirse en una barrera para incorporación de nuevas tecnologías de generación en la matriz eléctrica de oferta futura.
- La política de interconexión debe ser evaluada tomando en cuenta todas las políticas energéticas y de suficiencia previamente implementadas, ya que aspectos de dichas políticas **pueden crear distorsiones** que reduzcan los posibles beneficios de ésta.
- El acoplamiento de mercados eléctricos fronterizos puede resultar en el **beneficios solo para uno** de los países interconectados.
- Debe haber una coordinación de las políticas energéticas y de desarrollo de la capacidad de generación entre los países fronterizos, **antes y después de la interconexión eléctrica**, para lograr un beneficio equitativo y sostenido de la integración, forjando confianza mutua.

Finalmente, podemos decir que:

El mundo está experimentando una nueva transición energética, de la hegemonía de los recursos fósiles a las fuentes renovables y limpias; siendo la electricidad el vector energético predominante.

“ningún viento es favorable para el que no sabe a dónde va”.

Séneca