

LA RED DEL FUTURO

Desarrollo de una red
eléctrica limpia y sostenible
para América Latina



LA RED DEL FUTURO

Desarrollo de una red
eléctrica limpia y sostenible
para América Latina

Coordinación general

Juan Paredes M.Sc. BID

ENERGY EXEMPLAR

Randell Johnson Ph.D.
Tao Guo Ph.D.
Steven Broad
Frank Leañez M.Sc.

QUANTUM AMERICA

Darío Calderón M.Sc.

**CENTRO DE ENERGÍA
UNIVERSIDAD DE CHILE**

Rodrigo Palma Behnke Ph.D.
Francisco Martínez-Conde M.Sc.

**AWS TRUEPOWER,
una compañía UL**

Michael Brower Ph.D.
Jaclyn Frank
Mikel Shakarjian

**PUNTOAPARTE
BOOKVERTISING**

Dirección editorial
Andrés Barragán
Roy Nijhof

Dirección de arte

Mateo L. Zúñiga

Diseño y diagramación

María Paula Leiva
Felipe Caro
Daniela Mesa

Impresión

Zetta Comunicadores



Catalogación en la fuente proporcionada por
la Biblioteca Felipe Herrera del

Banco Interamericano de Desarrollo

Paredes, Juan Roberto.

Red del futuro: desarrollo de una red eléctrica limpia y
sostenible para América Latina / Juan Roberto Paredes.

p. cm. — (Monografía del BID ; 565)

Incluye referencias bibliográficas.

1.Electric power distribution-Latin America. 2. Renewable energy
sources-Latin America. 3. Energy security-Latin America. I. Banco
Interamericano de Desarrollo. División de Energía. II. Título. III. Serie.

IDB-MG-565

Palabras clave: Energía renovable, seguridad energética, cambio
climático, energía solar, energía eólica, complementariedad.

Códigos JEL: O13, Q40, Q42, Q51, Q54.

Copyright © 2017 Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra
se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons IGO 3.0
Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC-
ND) (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>)
y puede ser reproducida para cualquier uso no-comercial otorgando
el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras derivadas.

Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que
no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de
conformidad con las reglas de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso
del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento
respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta
licencia CC-IGO y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y
condiciones adicionales de esta licencia.

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



LA RED DEL FUTURO

Desarrollo de una red
eléctrica limpia y sostenible
para América Latina

PRÓLOGO

La sostenibilidad del planeta está en nuestras manos

Imagen por Karsten Würth
(@inf1783) en Unsplash

En los últimos tres años las emisiones globales de dióxido de carbono resultantes del uso de combustibles fósiles se han estabilizado luego de haber venido en aumento por décadas. Esta podría ser una señal de que las políticas y las inversiones en mitigación del cambio climático están empezando a dar resultado.

Como mínimo la estabilización demuestra que es posible desligar el crecimiento económico de las emisiones de gases de efecto invernadero, ya que durante el mismo período la economía global creció en por lo menos un 3% anual, sobre todo en los países en desarrollo.

Los datos dan esperanza de poder vencer el reto más grande al que estamos enfrentados: fortalecer las economías en desarrollo al mismo tiempo que se logra la descarbonización de la economía global, y esto de manera apresurada.

El año 2020, que no está muy lejos, no sólo es importante porque marca el inicio de la implementación del Acuerdo de París sino también es muy relevante

por otra razón, pero que tiene que ver mucho más con la física que con la política. Al hablar de cambio climático, la rapidez de los cambios lo es todo. De acuerdo con estudios recientes, si las emisiones globales aumentaran después del año 2020, o inclusive, si se mantuvieran estables sin descender, las metas acordadas en París no podrían ser alcanzadas. Además, el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas del año 2015 se vería seriamente amenazado.

Las consecuencias no se harían esperar. Ya con el 1°C de aumento en la temperatura promedio global alcanzado desde la era preindustrial, las capas de hielo de Groenlandia y Antártica están perdiendo masa a un ritmo muy acelerado. En el Ártico, la cobertura de hielo en los veranos está prácticamente desapareciendo y los arrecifes de coral están muriendo por estrés térmico. De otro lado, los impactos directos a la humanidad, como las olas de calor intensificadas, sequías, huracanes, el aumento del nivel del mar y la expansión de enfermedades tropicales son inexorables y siempre los pobres y más vulnerables serán los más afectados.

Pero no estamos condenados a este futuro nefasto. La buena noticia es que el hacerle frente al cambio climático ha sido finalmente entendido como una

La buena noticia es que el hacerle frente al cambio climático ha sido finalmente entendido como una gran oportunidad.

gran oportunidad. El año pasado la nueva capacidad instalada en energías renovables no convencionales llegó a un récord de 161 gigavatios, con una inversión de \$286 billones a nivel mundial, 6 veces más que en el 2004. La mitad de esas inversiones se dio en proyectos en economías emergentes. La economía verde ya es rentable y además crea nuevos puestos de trabajo. Un reporte de la Agencia Internacional de la Energía de este año muestra que los esfuerzos de combatir el cambio climático pueden impulsar la economía global en \$19 trillones. La Agencia también ha dicho que la implementación del Acuerdo de París podría desencadenar inversiones por más de \$13.5 trillones antes del 2050. En este contexto, el estudio Red del Futuro del BID es un insumo muy importante para la discusión sobre la descarbonización del sector eléctrico en América Latina, cuantificando los costos y beneficios de una red integrada latinoamericana y de cómo una meta de 80% de energías renovables en la matriz eléctrica es alcanzable en el mediano plazo. Mi propio país, Costa Rica, ha demostrado en los últimos años que es posible abastecer casi el 100% de la demanda eléctrica con energías limpias de una manera confiable y segura.

Siempre habrá personas que oculten sus cabezas en la arena, ignorando tanto los riesgos del cambio climático como los beneficios de hacerle frente. Pero somos más los que estamos comprometidos con el cambio. Seamos optimistas y actuemos juntos decididamente.



Christiana Figueres

@CFigueres

Ex Secretaria Ejecutiva de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC). Lideró el proceso de negociación que condujo a 195 países a la firma del Acuerdo de París en diciembre de 2015, señalado como un hecho histórico en la historia reciente de la diplomacia internacional. En el 2016 fue nombrada por la revista TIME como uno de los 100 personajes más influyentes del mundo.

Actualmente es la directora de la campaña Misión 2020, enfocada en aumentar la ambición y las acciones en sectores clave de la economía para reducir las emisiones globales a partir del año 2020 (www.mission2020.global).

PRESENTACIÓN

El potencial en Latinoamérica

El Directorio Ejecutivo del Banco Interamericano de Desarrollo ha dado como mandato a la administración apoyar iniciativas que ayuden a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y los efectos del cambio climático. El sector de energía es un candidato idóneo para atender este mandato a través del apoyo a proyectos que promuevan el uso de tecnologías limpias para generar electricidad y la eficiencia energética. En particular, el uso extensivo de energías renovables no convencionales como la generación eólica y la fotovoltaica constituyen un medio eficaz para

reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y apoyar la agenda de cambio climático.

En este reporte se presentan resultados muy positivos y motivantes para apoyar la agenda de cambio climático. El reporte incluye análisis reveladores acerca del potencial en Latinoamérica para el uso de energías renovables y de los potenciales resultados en la reducción de gases de efecto invernadero que se tendrían por adoptar el uso de

El uso de más energía renovable no solo es factible técnica y económicamente, es además menos costoso y evidentemente más sostenible en el largo plazo.

estas tecnologías en sustitución de tecnologías más contaminantes basadas en combustibles fósiles como el carbón, el diésel y el combustóleo entre otros. Los resultados son muy reveladores. El uso de más energía renovable no solo es factible técnica y económicamente, es además menos costosa y evidentemente más sostenible en el largo plazo comparada con las opciones térmicas adoptadas actualmente en varios países.

Otro resultado revelador en el reporte es la sinergia de los proyectos de generación basados en energías renovables no convencionales y los proyectos de integración energética regional. Una mayor integración regional permite tomar ventaja de las economías de escala asociadas a proyectos de generación con uso de renovables y permite también aprovechar la complementariedad entre fuentes de energía renovable no convencional en diferentes espacios geográficos. Esta conclusión es una muestra contundente de cómo se pueden armonizar dos mandatos de nuestro Directorio Ejecutivo. Por un lado, el mandato de atender la agenda de cambio climático a través de la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y por otro, el mandato de promover la agenda de integración regional.

En resumen, los resultados de este reporte motivan a una seria reflexión de las acciones de política que deben ser adoptadas en la región para tener un sector energético más sostenible, más limpio y más integrado. Los beneficios para la sociedad por la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y por el menor costo de generación de las energías renovables nos dan la pauta para promoverlas y adoptarlas como opciones viables en las matrices de generación de los países de la región. En el Banco continuaremos con un dialogo constructivo con los países para que se promueva más el uso de tecnologías de generación eléctrica renovable y para llevar adelante los proyectos de integración energética regional que faciliten la adopción de estas tecnologías.



Ariel Yépez
@BIDenergía

Es jefe de la División de Energía en el Banco Interamericano de Desarrollo. En esta posición es responsable de orientar la estrategia de energía del Banco para implementar proyectos, iniciativas y productos de conocimiento que promuevan la agenda de desarrollo sustentable del sector energético en Latinoamérica y el Caribe. El ámbito de influencia estas actividades incluye iniciativas de energía renovable, eficiencia energética, acceso a energía, integración energética regional y mejora de la gestión operativa y financiera de las empresas del sector energético.

INTRODUCCIÓN

Una visión energética común para América Latina

La Red del Futuro cuantifica los beneficios de aprovechar la complementariedad de los abundantes recursos hídricos, solares y eólicos en nuestra región. Si bien estos recursos dependen del clima y son variables, la integración eléctrica regional constituye una de las muchas opciones que pueden ayudar a mitigar esta variabilidad e inclusive mejorar la seguridad energética de los países. De hecho, los resultados del estudio nos muestran que este camino de la integración representa un menor costo que desarrollar los recursos renovables de forma aislada. Además, la integración generaría beneficios en la mayoría de los países en términos de reducción de emisiones de efecto invernadero, adicionales a la explotación misma de los recursos renovables locales.

De otro lado, no sólo tenemos que considerar lo que las renovables nos pueden aportar en términos de mitigación del cambio climático. Tal vez mucho más importante en el contexto de América Latina es el aporte de la diversificación a través de energías renovables no convencionales a la adaptación a los posibles impactos del cambio climático. Si bien la contribución de las emisiones del sector eléctrico de la región es relativamente marginal a nivel global (cerca del 1%), las matrices eléctricas de la mayoría de los países no están muy diversificadas. O son altamente dependientes de los combustibles fósiles, o de otras renovables convencionales como la hidroeléctrica. En el primer caso es clara la vulnerabilidad frente a choques externos de precios, ya que generalmente se trata de combustibles fósiles importados, generando en algunos casos importantes impactos a nivel fiscal. En el segundo, cuando existe una alta dependencia de la disponibilidad de agua, es el mismo cambio climático y fenómenos exacerbados por éste, como El Niño, quienes hacen vulnerables a los países que deciden generar la mayor parte de su electricidad con este energético.

Desde este punto de vista la diversificación de las matrices eléctricas, y energéticas en el largo plazo, constituye la mejor opción de adaptación a los grandes cambios en el clima global que veremos en las próximas décadas. Esta situación nos lleva a una aparente ironía: se podría argumentar que al incluir otras fuentes renovables que dependen de variables climáticas, como el sol y el viento, se podría aumentar la vulnerabilidad del sector al cambio climático. Sin embargo, el BID ha realizado estudios recientes sobre los impactos a largo plazo del cambio climático en los recursos hídricos, solares y eólicos. Respecto a estos dos últimos se puede afirmar que de acuerdo con los análisis realizados no se prevé una disminución en la disponibilidad del recurso en las siguientes décadas. Por el contrario, en el caso del recurso hídrico, se han podido determinar impactos tanto positivos como negativos a nivel regional, con déficits significativos de disponibilidad de agua para producción de electricidad en algunas zonas específicas de América Latina. Otros estudios realizados de manera independiente también confirman estas proyecciones.

¿Pero cómo podemos llegar a concretar los beneficios de una integración regional basada en fuentes renovables? La respuesta está en la planificación conjunta, no de forma individual como se ha hecho tradicionalmente en América Latina. Cuando las interconexiones están planificadas con criterios de complementariedad de recursos renovables el flujo de electricidad es bidireccional, ya que se aprovecha su complementariedad geográfica y temporal, mejorando la seguridad energética de ambas partes. Por el contrario, la mayoría de las conexiones y transacciones de energéticos de origen fósil están pensadas exclusivamente para la exportación o importación, y por lo tanto no se puede hablar allí realmente de un intercambio. Lo que se puede llegar a generar en estos casos es mayor dependencia y vulnerabilidad ya que estas transacciones dependen en muchos casos de precios internacionales y variables geopolíticas difíciles de predecir en el futuro.

La abundancia de los recursos eólico y solar en América Latina, unida a los costos decrecientes de las tecnologías, aseguran su competitividad y protagonismo en las décadas por venir.

Con las renovables el factor precio del combustible está fuera de la ecuación de la integración, ya que a veces se nos sigue olvidando que el costo del combustible renovable es cero y estable a largo plazo. Por lo tanto, es una variable menos en la discusión de la integración que debería simplificar los acuerdos transfronterizos al mismo tiempo que refuerza la confianza entre partes. Pero el precio final de la electricidad renovable no es sólo el del combustible, por supuesto hay un importante costo de capital, que, junto con el recurso disponible, constituyen las dos variables más importantes para determinar la rentabilidad de un proyecto. En ese sentido también los resultados del estudio nos indican que la abundancia de los recursos eólico y solar en América Latina, unida a los costos decrecientes de las tecnologías, aseguran su competitividad y protagonismo en las décadas por venir. La tarea que queda por hacer es sentarnos a la mesa y desarrollar esta visión de manera conjunta. Sin habérselo propuesto las renovables pueden ser la invitación que estábamos esperando en el escenario de integración latinoamericana para pasar de la retórica a la acción.



Juan Paredes

@juanrenovable

Experto líder en el área de energía renovable en el BID. Ha asesorado entre otros a ministerios de energía, reguladores y empresas públicas de la región en diseño de políticas y marcos regulatorios para la integración de las energías renovables no convencionales en los sistemas eléctricos, redes inteligentes y proyectos de integración eléctrica regional.

Coordinador del equipo autor del estudio Red del Futuro, incluyendo a Energy Exemplar de Australia, el Centro de Energía de la Universidad de Chile, AWS Truepower de Estados Unidos y Quantum de Argentina.

LA RED
DEL FUTURO

CONTENIDOS

1

DATOS CLAVE
Y CONTEXTO

P. 10 a 23

2

METODOLOGÍA
Y SUPUESTOS

P. 24 a 45

3

RESULTADOS
Y ESCENARIOS

P. 46 a 63

4

RESULTADOS
NACIONALES

P. 64 a 103

CONCLUSIONES

P. 106 a 109

Acrónimos

BID	Banco Interamericano de Desarrollo
Billón	En términos monetarios 10 ⁹
ERNC	Energía Renovable No Convencional
FPB	Factor de Planta Bruto
FV	Fotovoltaico
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GJ	Gigajulio (x10 ⁹ julios)
Gt	Gigatonelada (x10 ⁹ toneladas métricas)
GW	Gigavatio (x10 ⁹ vatios)
GWh	Gigavatio-hora
HVAC	Interconexión de alto voltaje en corriente alterna
HVDC	Interconexión de alto voltaje en corriente continua
IEA	Agencia Internacional de la Energía
IPCC AR5	Reporte de evaluación 5 del Panel Intergubernamental de Cambio Climático
kV	kilovoltio (x10 ³ voltios)
Mbtu	millón de unidades térmicas británicas
Mtoe	Millón de toneladas equivalentes de petróleo
MW	megavatio (x10 ⁶ vatios)
MWh	megavatio-hora
RGH	Radiación Global Horizontal
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central
TW	Teravatio (x10 ¹² vatios)
TWh	Teravatio-hora

El **factor de planta** (también llamado factor de capacidad neto o factor de carga) **de una central eléctrica** es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período (generalmente anual) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período, conforme a los valores nominales de las placas de identificación de los equipos. Es una indicación de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo.

LA RED
DEL FUTURO

DATOS CLAVE Y CONTEXTO



Los combustibles fósiles han sido, y siguen siendo, los principales recursos para la producción de energía tanto en el mundo como en la región de América Latina y el Caribe. Como consecuencia las emisiones de carbono producidas debido a su uso han aumentado y ya existen múltiples evidencias sobre los considerables impactos que estas emisiones tienen en el clima mundial y en la sociedad en general. Los efectos negativos que se manifestarán de una manera mucho más explícita en los años por venir requieren de una acción inmediata y esto implica la necesidad de una transición hacia fuentes de energía

renovables más sostenibles y amigables con el medio ambiente. En las últimas décadas, muchos países de la región ya han dado pasos importantes hacia una producción de energía más sostenible, pero, como muestra este capítulo, la mayoría de los países aún dependen en gran medida de los combustibles fósiles.

Afortunadamente, hay una gran oportunidad en la región para diversificar las matrices energéticas a través del uso de recursos renovables como la energía hidroeléctrica, la energía solar, la energía eólica, biomasa, geotermia y energías marinas. En este capítulo se muestra que los recursos renovables no son solo alternativas viables debido a una disminución en sus costos, sino que la complementariedad que existe dentro de la región hace que se puedan considerar como una alternativa viable para satisfacer de manera confiable y sostenible la demanda de energía, ahora y en el futuro.

1. DATOS CLAVE Y CONTEXTO

Emisiones y cambio climático

Desde la Segunda Guerra Mundial, el planeta ha sido testigo de un aumento dramático en las emisiones de carbono. Alrededor del 80% de la energía que se consume a nivel mundial todavía se produce mediante la combustión de gas natural, petróleo y carbón y, por lo tanto, no es de extrañar que estos combustibles fósiles hayan sido las principales fuentes de emisiones de carbono en los últimos 50 años. De hecho, el aumento en el nivel de emisiones puede explicarse casi por completo por el aumento en el uso de combustibles fósiles.

Es importante destacar que las emisiones de gas natural, petróleo y carbón se han estabilizado en los últimos 3 años debido principalmente a un aumento en el uso de fuentes de energía renovables, sin embargo, el impacto de una producción de energía dependiente de combustibles fósiles en el clima mundial ya es claramente perceptible. Desde la década de 1980, cada año la temperatura de la superficie del planeta ha sido más alta que el promedio de tempe-

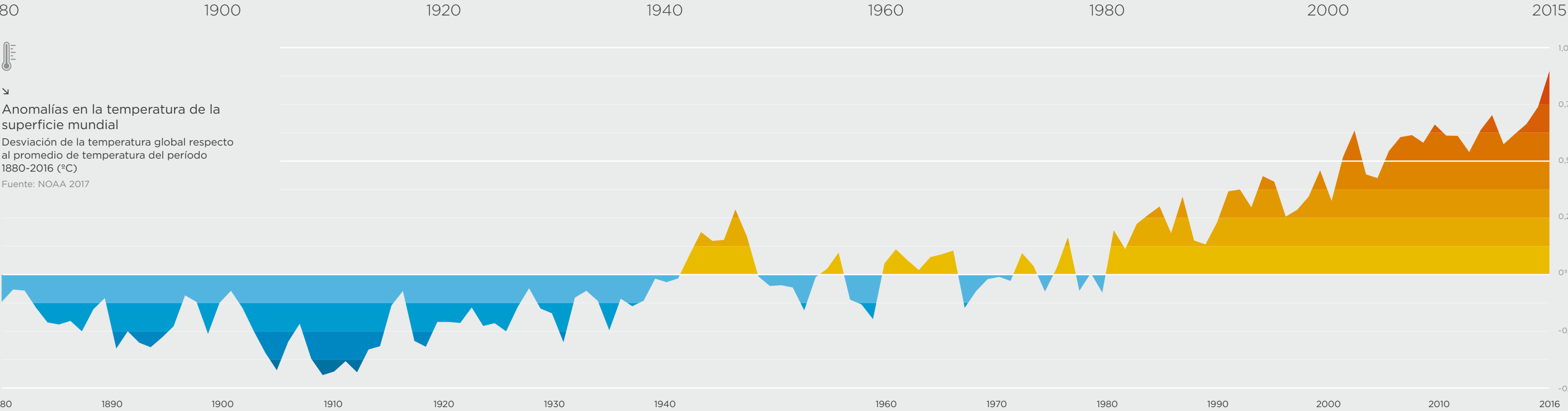
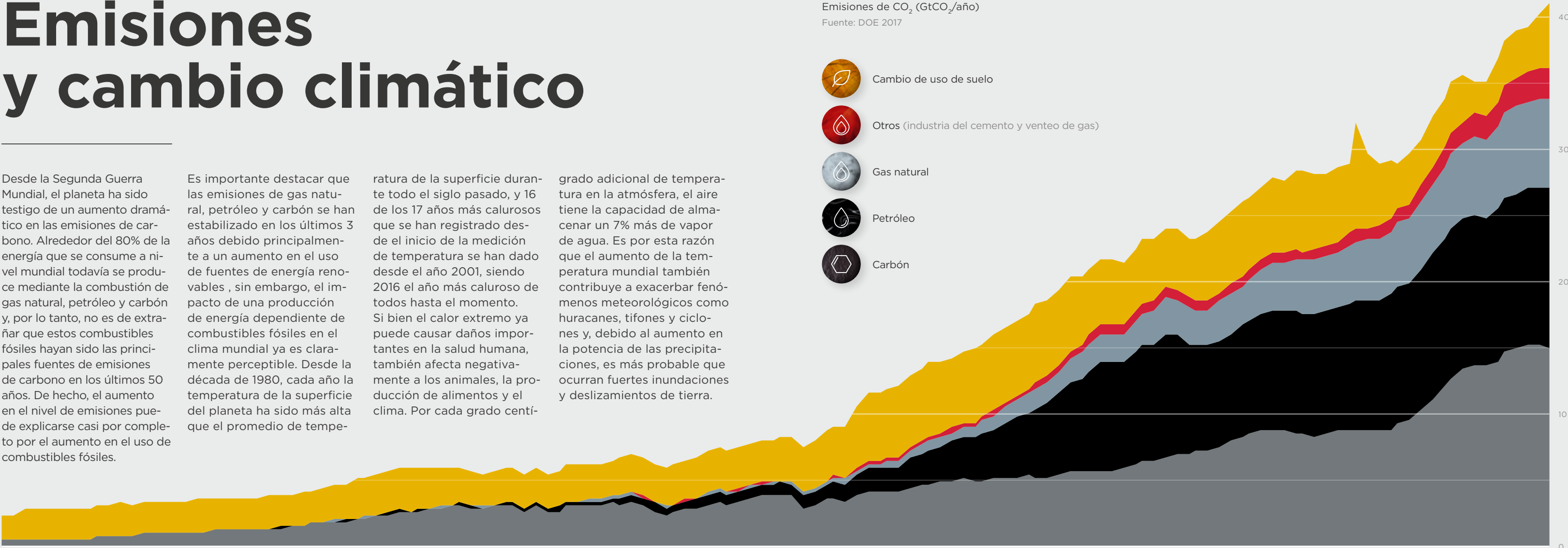
ratura de la superficie durante todo el siglo pasado, y 16 de los 17 años más calurosos que se han registrado desde el inicio de la medición de temperatura se han dado desde el año 2001, siendo 2016 el año más caluroso de todos hasta el momento. Si bien el calor extremo ya puede causar daños importantes en la salud humana, también afecta negativamente a los animales, la producción de alimentos y el clima. Por cada grado centí-

grado adicional de temperatura en la atmósfera, el aire tiene la capacidad de almacenar un 7% más de vapor de agua. Es por esta razón que el aumento de la temperatura mundial también contribuye a exacerbar fenómenos meteorológicos como huracanes, tifones y ciclones y, debido al aumento en la potencia de las precipitaciones, es más probable que ocurran fuertes inundaciones y deslizamientos de tierra.



Emisiones por fuente
Emisiones de CO₂ (GtCO₂/año)
Fuente: DOE 2017

- Cambio de uso de suelo
- Otros (industria del cemento y venteo de gas)
- Gas natural
- Petróleo
- Carbón



1. DATOS CLAVE Y CONTEXTO

La importancia de actuar pronto

Escenarios de Emisiones y Probabilidades de Temperatura

Las negociaciones internacionales de mitigación del cambio climático buscan reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a través de metas de reducción por país denominadas Contribuciones Previstas y Determinadas a Nivel Nacional (INDC). Estas constituyen la base de los compromisos a los cuales la mayoría de los gobiernos se han comprometido bajo el Acuerdo de París. Por eso es importante visualizar el impacto de estas metas en el objetivo de reducción

de temperatura planteado en el Acuerdo y tratar de mantener el aumento de temperatura promedio global de la superficie en menos de 2°C respecto a la era preindustrial y esforzarse por lograr que no sea superior a 1.5°C.

↗
Emisiones Globales de CO₂ de la industria y el sector energía
(GtCO₂/año)
Fuente: Science 2015

IPCC AR5
rango de escenarios que limitan el calentamiento global a menos de 2°C al 2100 con al menos un 50% de probabilidad

IPCC AR5
rango de escenarios sin nuevas políticas de mitigación de GEI

INDCs

Referencia - Sin políticas

↑↓
Probabilidad de calentamiento proyectado a 2100
Porcentaje de probabilidad (%)
Fuente: Science 2015

Más de 4°C
3 a 4°C
2 a 3°C
1,5 a 2°C
1 a 1,5°C

Referencia - Políticas de baja ambición

Probabilidades de diferentes aumentos de temperatura promedio de la superficie global durante el siglo 21 respecto a la era preindustrial en los cuatro escenarios de política. A pesar de que la gráfica de la izquierda muestra sólo emisiones de energía e industria los resultados de

temperaturas están basados en todos los posibles GEI, aerosoles y emisiones de corta vida. El escenario 50% corresponde de manera ilustrativa a una trayectoria de emisiones que alcanza un 50% de probabilidad de mantener las temperaturas por debajo de 2°C al 2100.

París - Ambición continuada

Una estimación reciente analiza el cumplimiento de este objetivo para cuatro escenarios de política según la figura. El análisis concluye que en cualquier caso la implementación de las INDC reduce la probabilidad de alcanzar los peores aumentos de temperatura al 2100 pero dependerá especialmente del nivel de ambición a partir del 2030. El escenario de "Ambición Continuada-París" implica que los países continúan

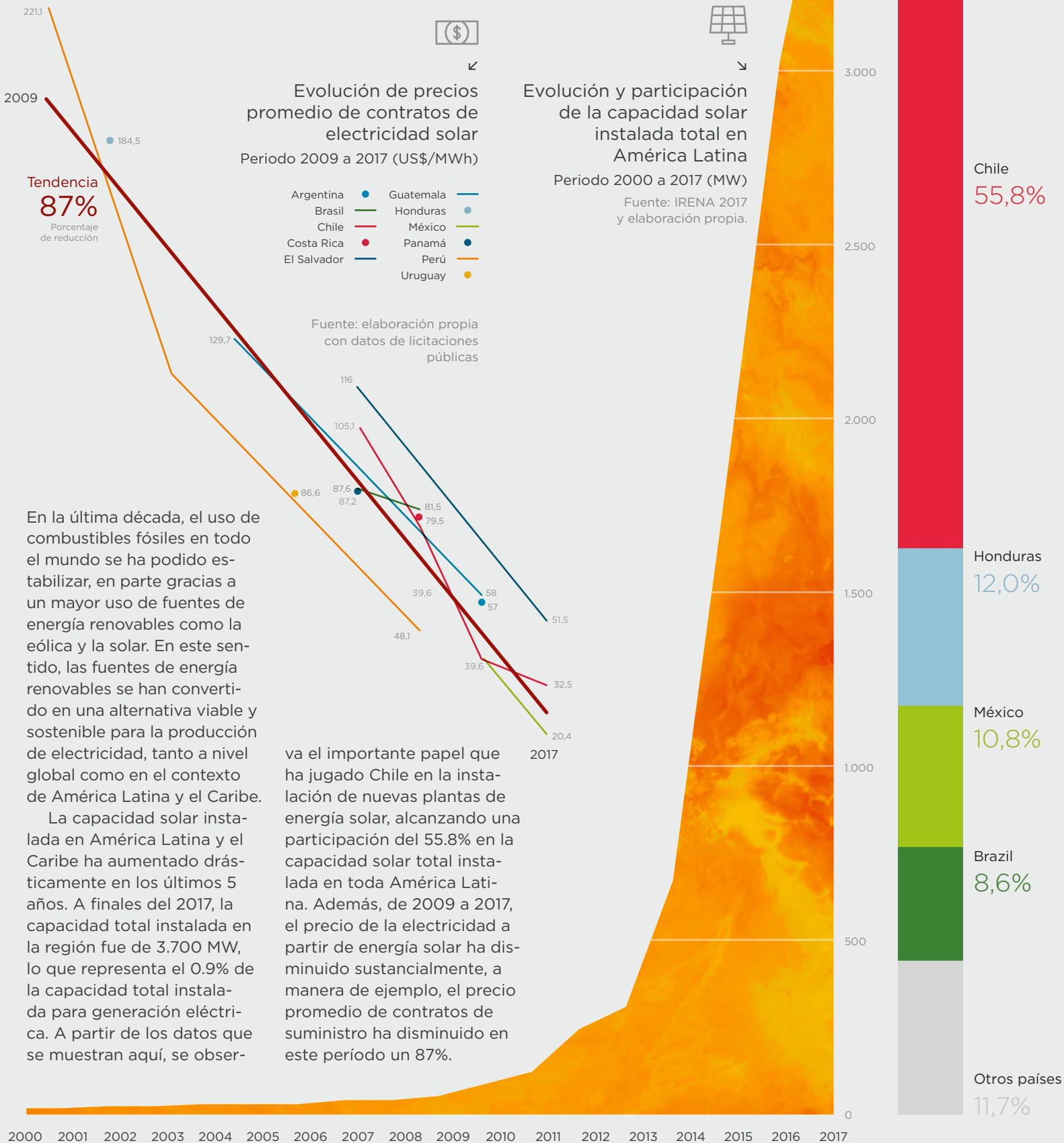
descarbonizando sus economías después del 2030 al mismo ritmo que usaron para cumplir sus INDC en el período 2020-2030. Aún en este escenario la probabilidad de limitar el aumento por debajo de 2°C es de sólo un 8%, mientras que se tendrían que aumentar las metas de reducción en un escenario de "Ambición Aumentada-París" para llegar por lo menos a un 30% de probabilidad para mantenerse debajo de los 2°C.

París - Ambición aumentada

Escenario 50%

1. DATOS CLAVE Y CONTEXTO

Capacidad solar instalada



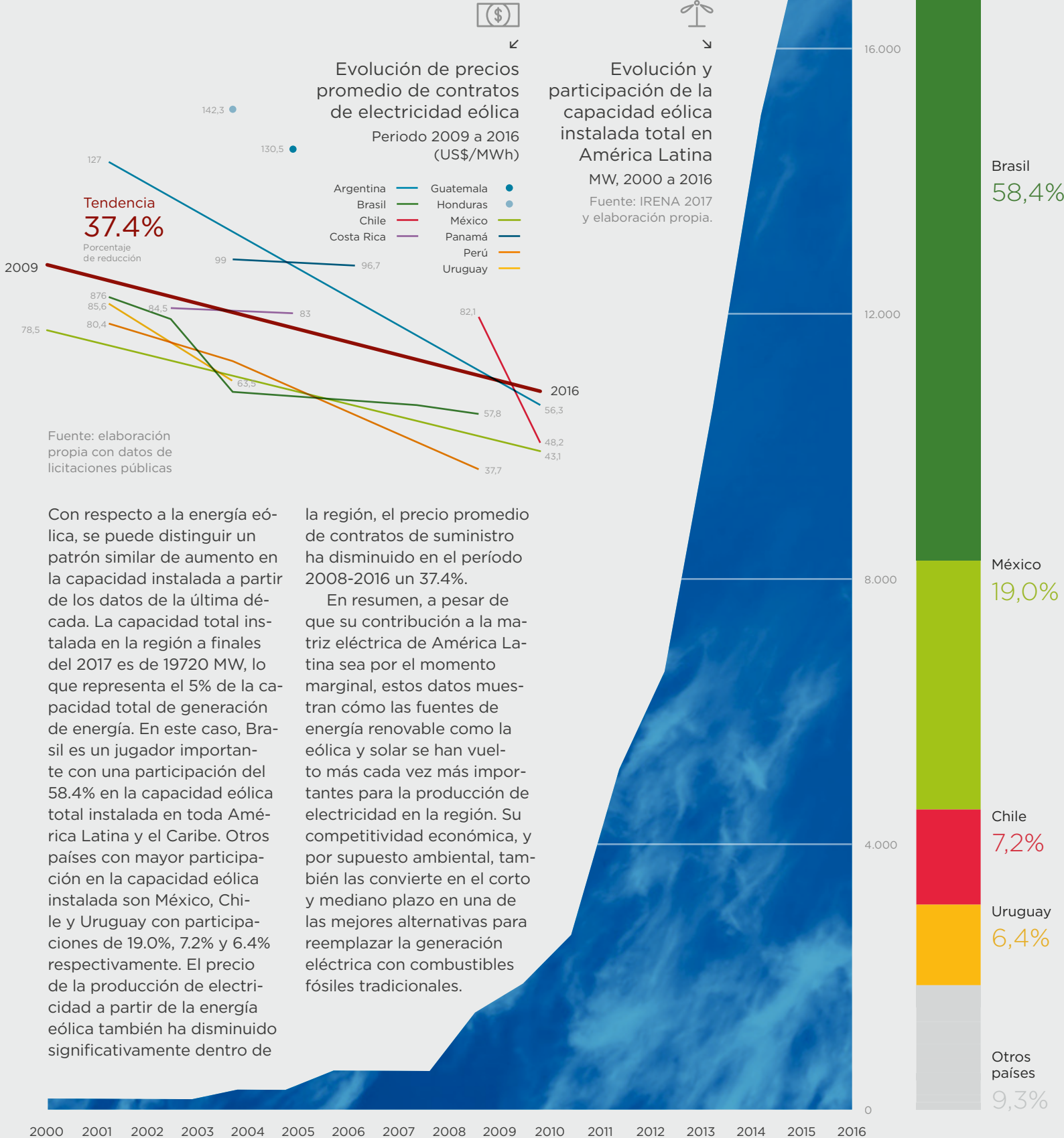
En la última década, el uso de combustibles fósiles en todo el mundo se ha podido estabilizar, en parte gracias a un mayor uso de fuentes de energía renovables como la eólica y la solar. En este sentido, las fuentes de energía renovables se han convertido en una alternativa viable y sostenible para la producción de electricidad, tanto a nivel global como en el contexto de América Latina y el Caribe.

La capacidad solar instalada en América Latina y el Caribe ha aumentado drásticamente en los últimos 5 años. A finales del 2017, la capacidad total instalada en la región fue de 3.700 MW, lo que representa el 0.9% de la capacidad total instalada para generación eléctrica. A partir de los datos que se muestran aquí, se obser-

va el importante papel que ha jugado Chile en la instalación de nuevas plantas de energía solar, alcanzando una participación del 55.8% en la capacidad solar total instalada en toda América Latina. Además, de 2009 a 2017, el precio de la electricidad a partir de energía solar ha disminuido sustancialmente, a manera de ejemplo, el precio promedio de contratos de suministro ha disminuido en este período un 87%.

1. DATOS CLAVE Y CONTEXTO

Capacidad eólica instalada



Con respecto a la energía eólica, se puede distinguir un patrón similar de aumento en la capacidad instalada a partir de los datos de la última década. La capacidad total instalada en la región a finales del 2017 es de 19720 MW, lo que representa el 5% de la capacidad total de generación de energía. En este caso, Brasil es un jugador importante con una participación del 58.4% en la capacidad eólica total instalada en toda América Latina y el Caribe. Otros países con mayor participación en la capacidad eólica instalada son México, Chile y Uruguay con participaciones de 19.0%, 7.2% y 6.4% respectivamente. El precio de la producción de electricidad a partir de la energía eólica también ha disminuido significativamente dentro de

la región, el precio promedio de contratos de suministro ha disminuido en el período 2008-2016 un 37.4%.

En resumen, a pesar de que su contribución a la matriz eléctrica de América Latina sea por el momento marginal, estos datos muestran cómo las fuentes de energía renovable como la eólica y solar se han vuelto más cada vez más importantes para la producción de electricidad en la región. Su competitividad económica, y por supuesto ambiental, también las convierte en el corto y mediano plazo en una de las mejores alternativas para reemplazar la generación eléctrica con combustibles fósiles tradicionales.

1. DATOS CLAVE Y CONTEXTO

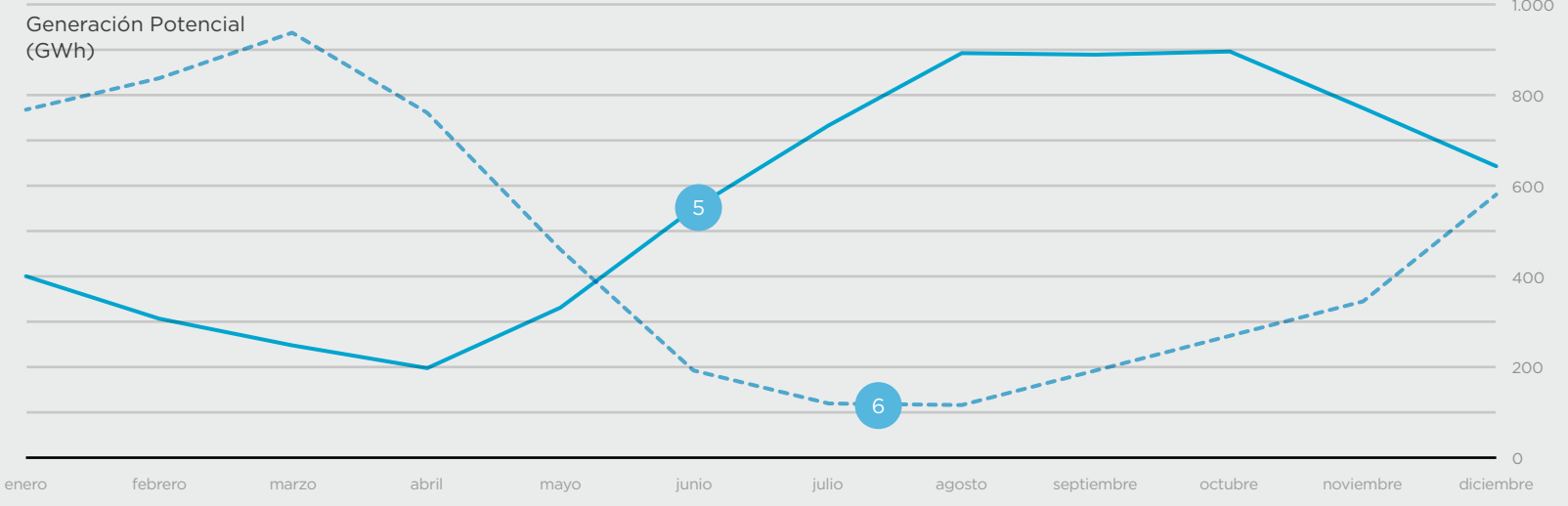
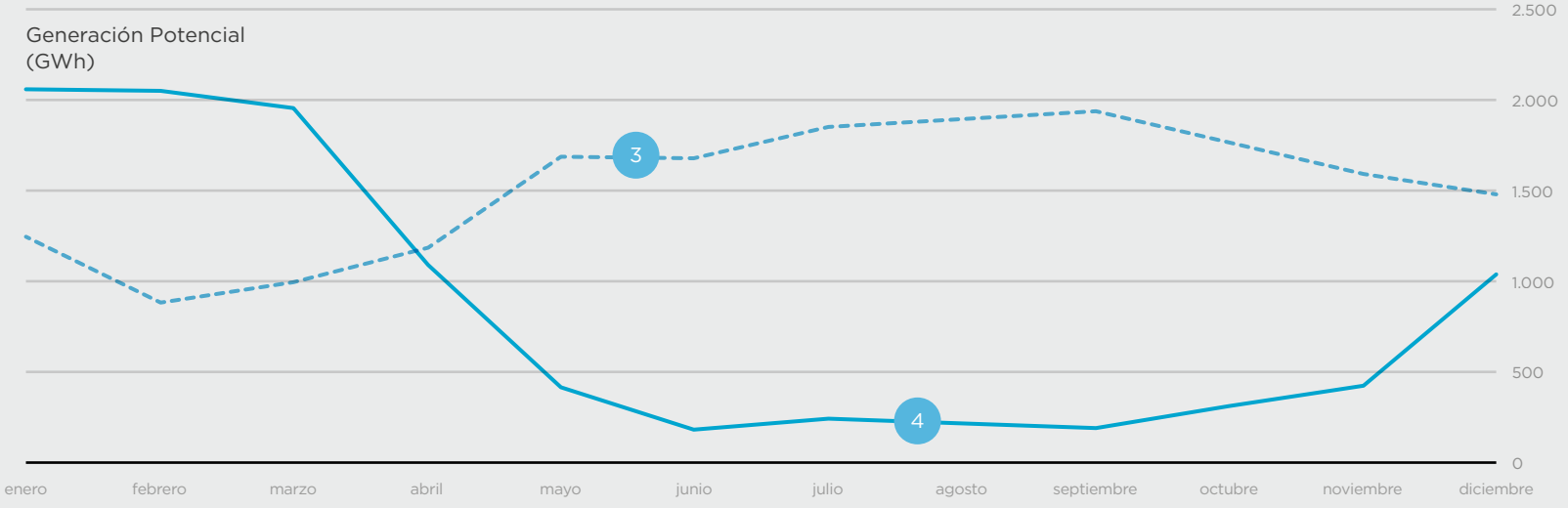
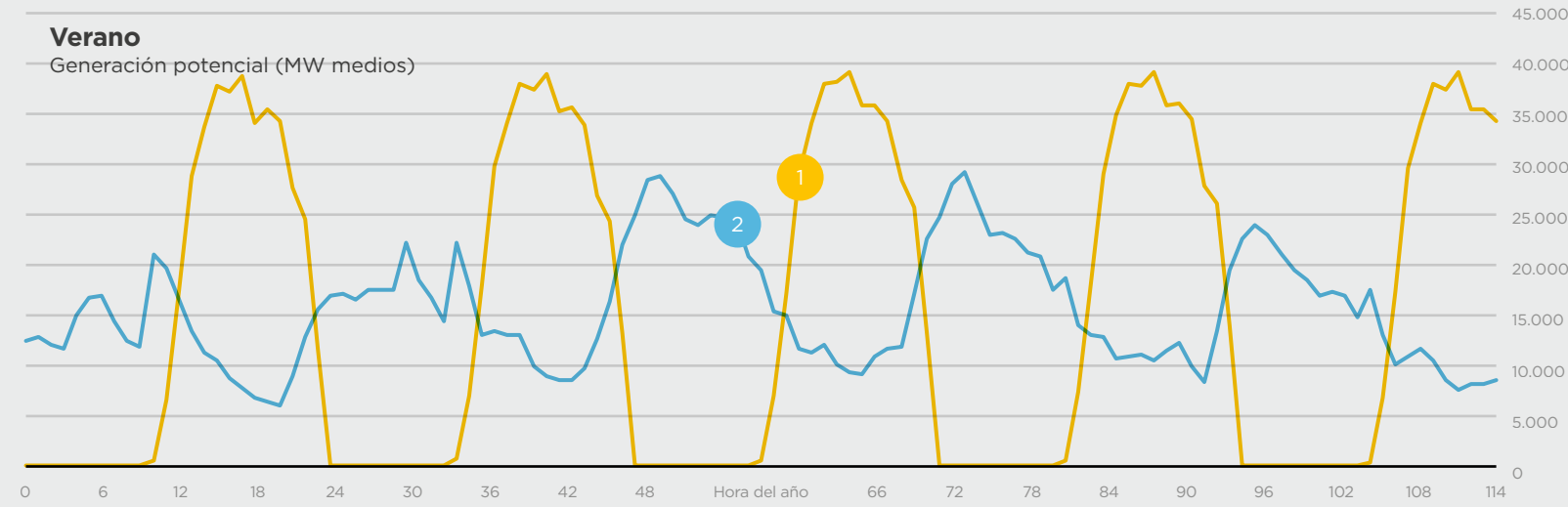
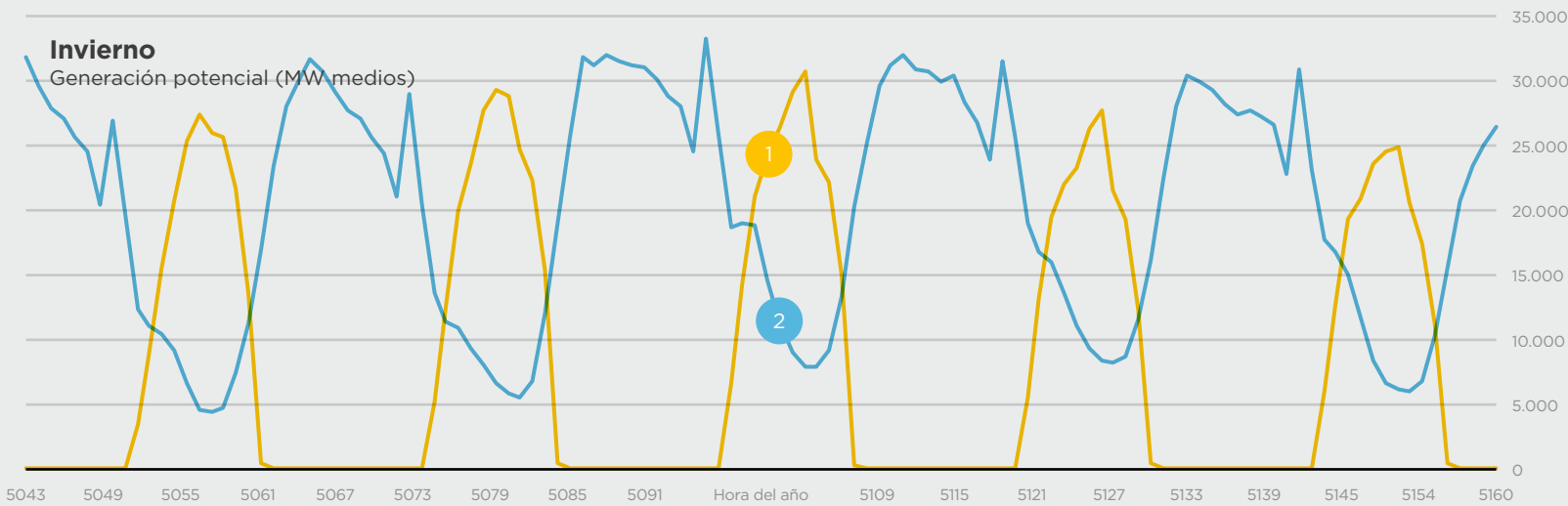
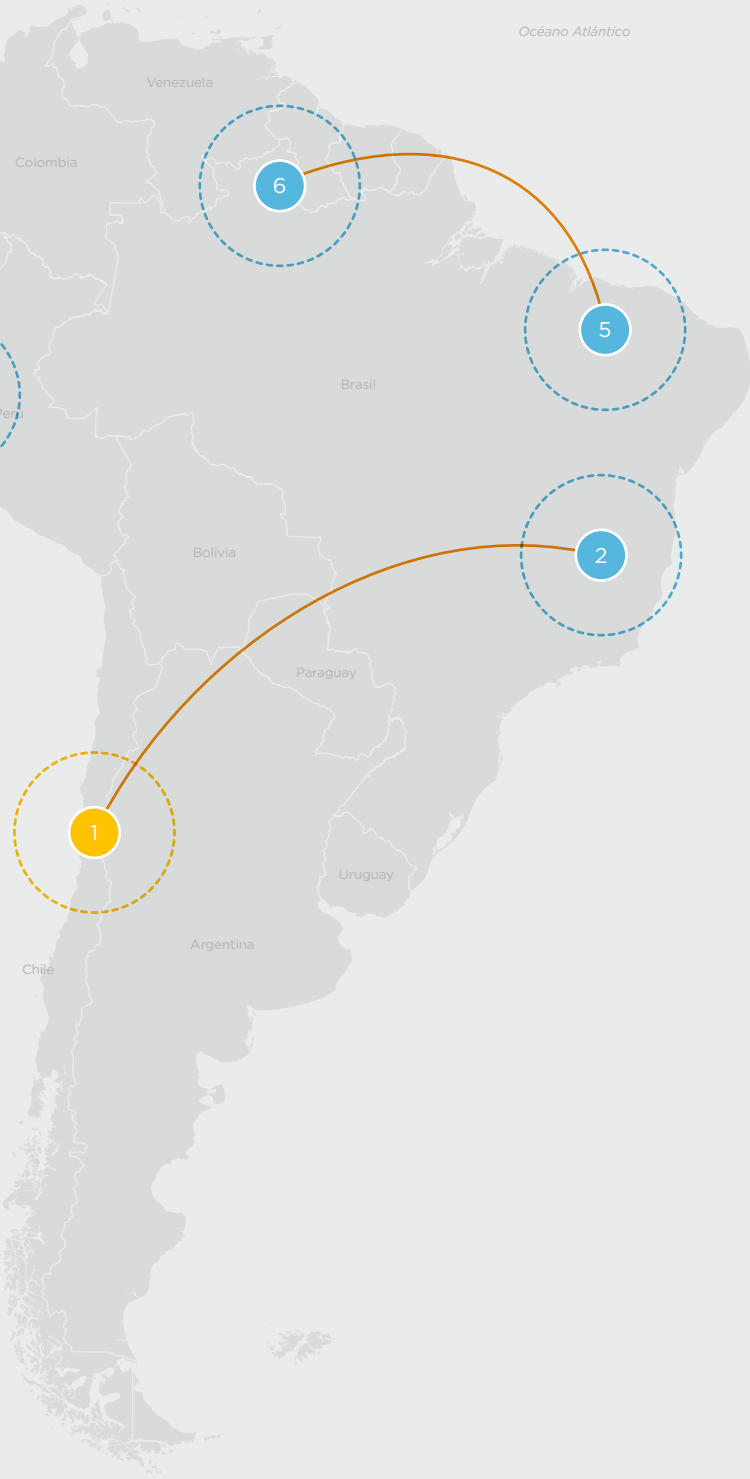
Complementariedades energéticas

→→
Generación potencial y posibles complementariedades
Fuente: Complementariedad BID 2017

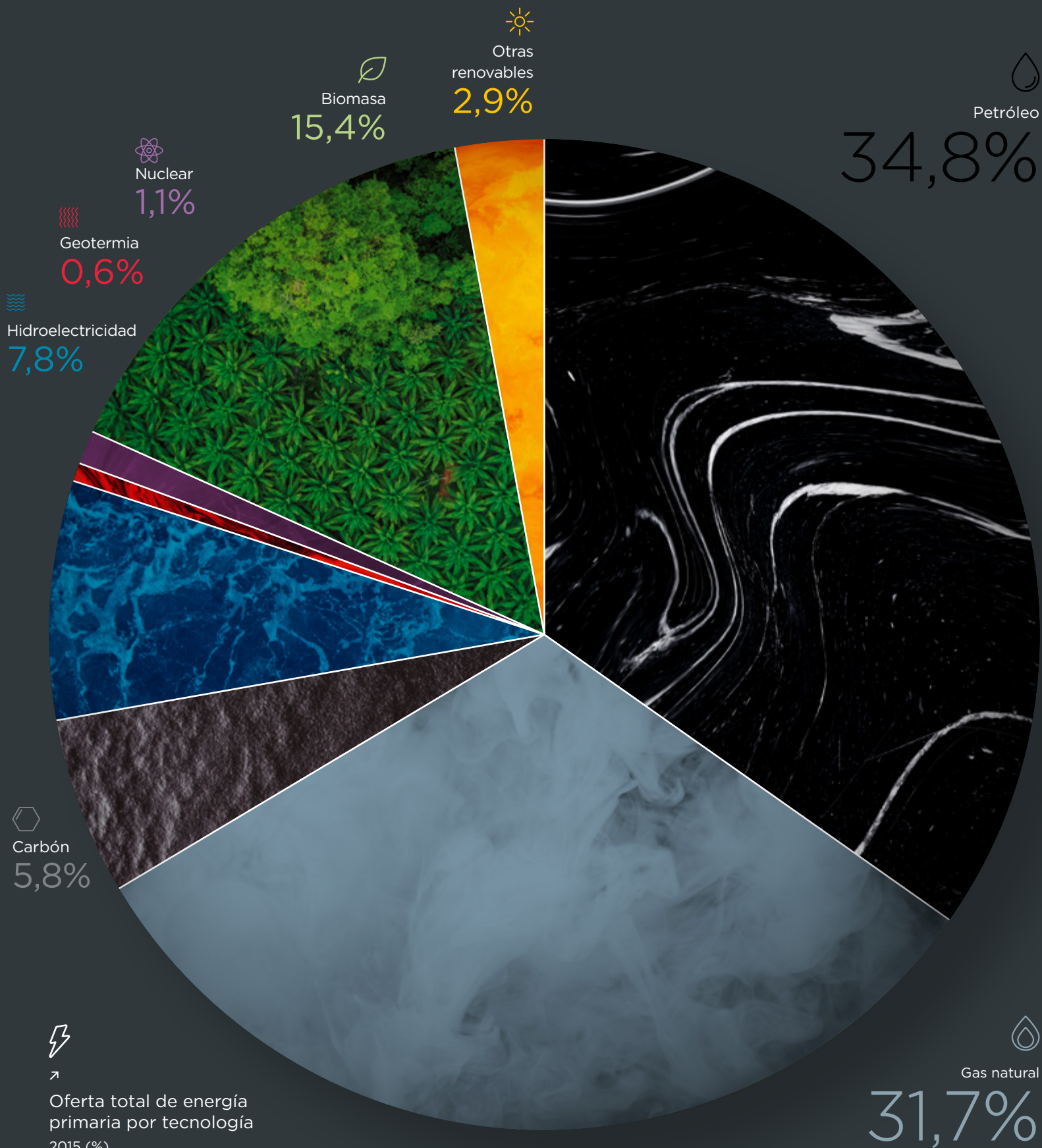


Además del hecho de que las fuentes de energía renovable se han convertido en alternativas viables debido a una disminución en sus costos, la región de América Latina y el Caribe también muestra amplias oportunidades para aprovechar la complementariedad energética dentro de la región misma. Esta complementariedad geográfica y temporal de los recursos renovables puede constituirse en una alternativa importante para mitigar la variabilidad tanto diaria como estacional en la generación eléctrica a partir de ellos. Por ejemplo, mientras existen emplazamientos en Brasil con un fuerte potencial para la producción de energía eólica durante las horas nocturnas, otras regiones en países cercanos como Bolivia, Perú o Chile muestran un fuerte potencial para el uso de la energía solar durante el

día. En este sentido, estos países podrían complementarse para satisfacer su demanda de energía mediante el uso de fuentes de energía renovables, aprovechando las diferentes circunstancias geográficas y climáticas. Una complementariedad mucho mayor se observa a nivel estacional durante todo el año entre recursos renovables entre diferentes regiones del continente. Este aspecto constituye una gran oportunidad para la integración de los mercados eléctricos con importantes beneficios económicos, medioambientales y de seguridad energética para los países.



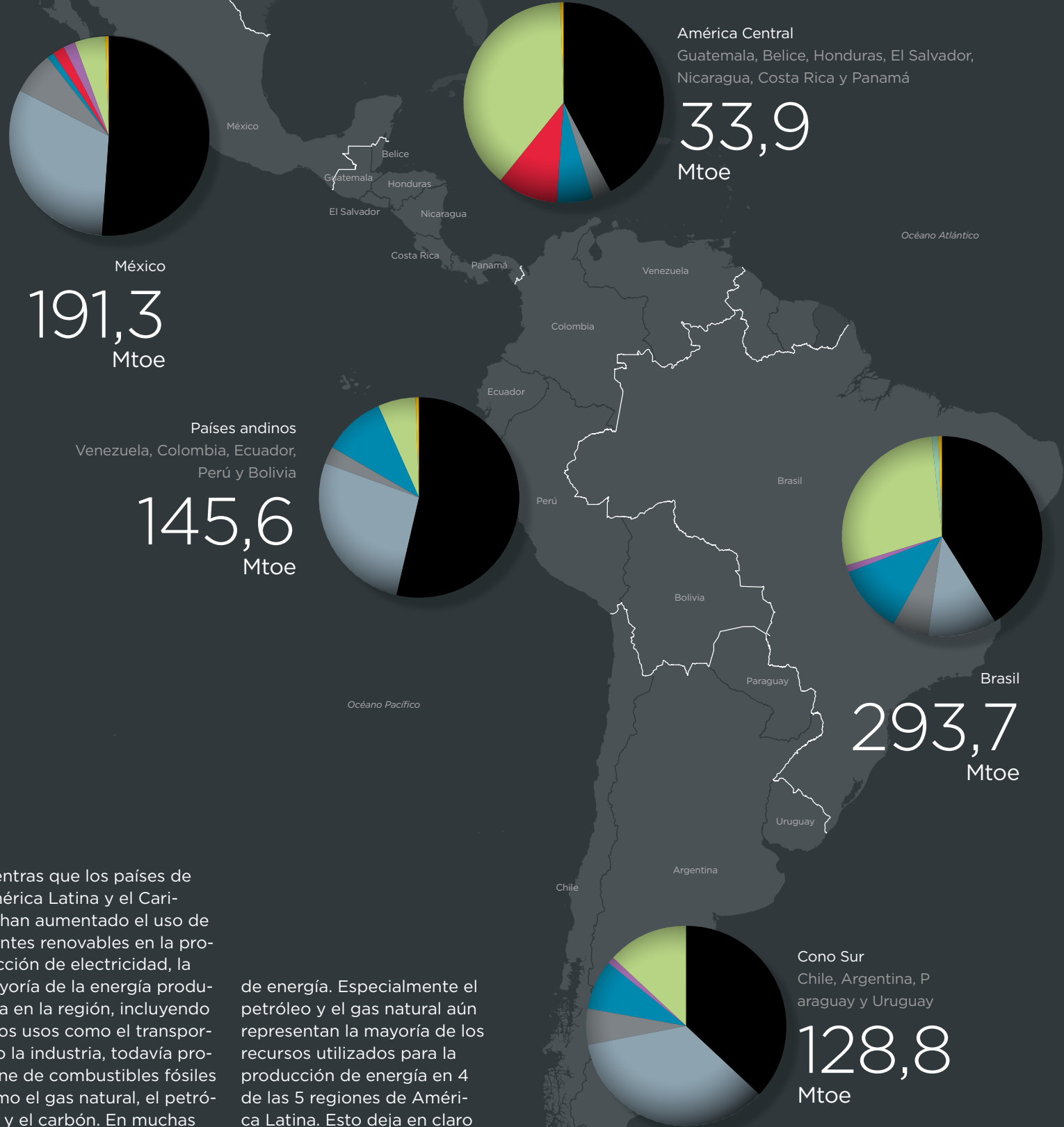
Energía primaria



Oferta total de energía primaria por tecnología 2015 (%)
Fuente: OLADE 2015



Oferta regional de energía primaria por tecnología 2013 (%)
Fuente: IRENA 2016



Mientras que los países de América Latina y el Caribe han aumentado el uso de fuentes renovables en la producción de electricidad, la mayoría de la energía producida en la región, incluyendo otros usos como el transporte o la industria, todavía proviene de combustibles fósiles como el gas natural, el petróleo y el carbón. En muchas regiones de América Latina y el Caribe, estos combustibles fósiles representan el 75% o más de los recursos utilizados para la producción

de energía. Especialmente el petróleo y el gas natural aún representan la mayoría de los recursos utilizados para la producción de energía en 4 de las 5 regiones de América Latina. Esto deja en claro que, aunque se han realizado avances, la región aún depende significativamente de los combustibles fósiles para la producción de su energía.

1. DATOS CLAVE Y CONTEXTO

Matriz eléctrica



Participación en la generación eléctrica 2016 (%)

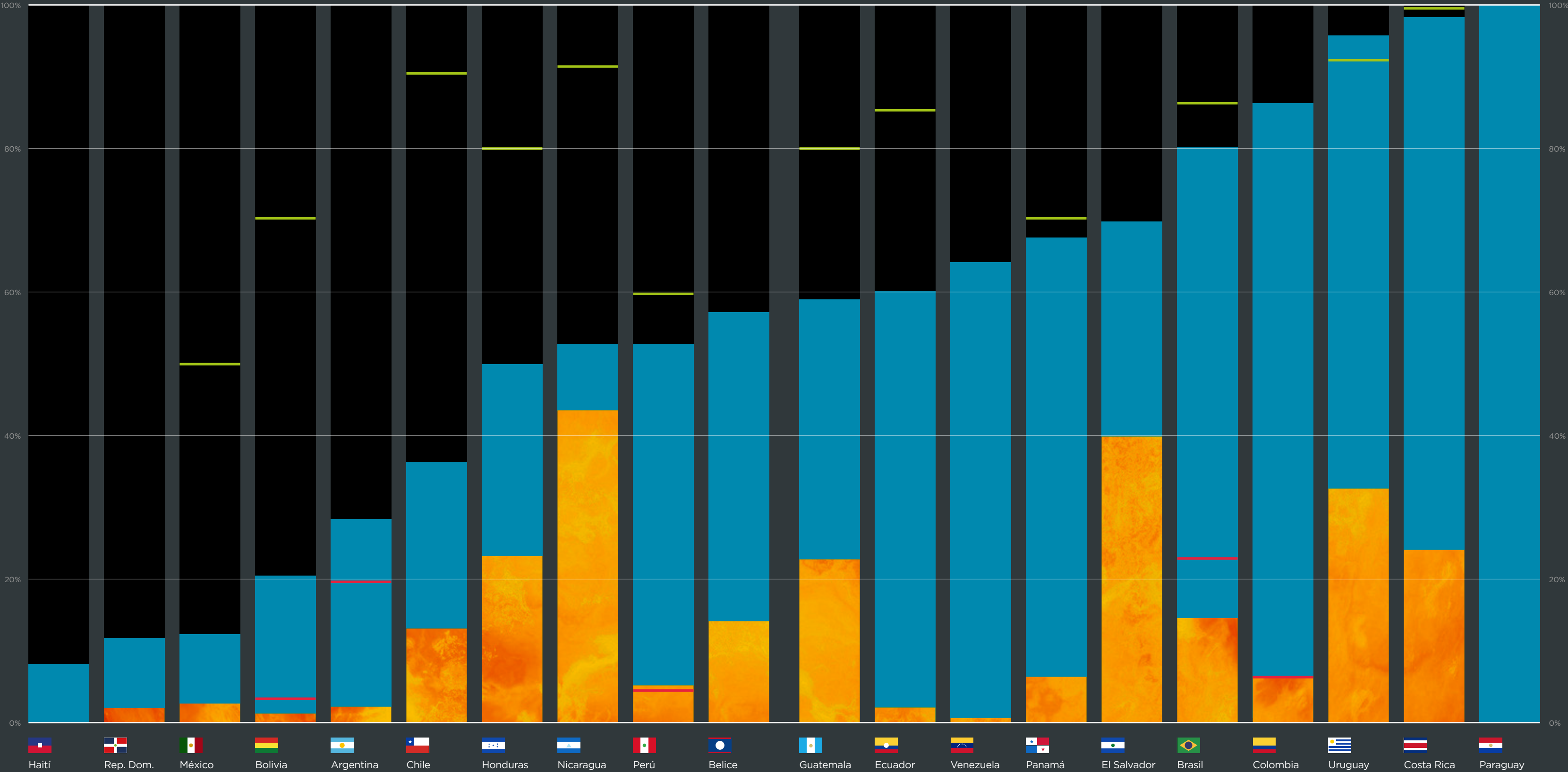
Fuente: elaboración propia con datos de organismos operadores.

- Fósiles y nuclear para Argentina, Brasil y México
- Hidroelectricidad
- ERNC (solar, eólica, biomasa, pequeña centrales hidroeléctricas y geotermia)
- Meta ER
- Meta ERNC

La imagen siguiente muestra un panorama más detallado de las fuentes de electricidad para los diferentes países de la región. Además, muestra algunas de las metas a las que se han comprometido algunos gobiernos con respecto al uso de recur-

sos renovables en los próximos años, en la mayoría de los casos incluyendo también la energía hidroeléctrica de gran escala o en otros, metas específicas para energías renovables no convencionales. Aunque algunos países han cumplido claramente con

sus objetivos para tener una matriz eléctrica más diversificada y sostenible, la mayoría de los países están aún muy por debajo de las metas establecidas y en la actualidad dependen en gran medida de los combustibles fósiles para su producción de electricidad.



LA RED
DEL FUTURO

METODOLOGÍA Y SUPUESTOS



Para poder cuantificar los beneficios netos en un sistema eléctrico interconectado en América Latina, así como para confirmar la posibilidad de un alto nivel de participación de energía renovable al 2030, se desarrolló un modelo de simulación a gran escala para 21 países de la región. En este capítulo se presenta una descripción detallada de los principales supuestos.

Estos supuestos incluyen principalmente la caracterización geográfica y temporal de los recursos renovables (solar, eólico e hidroeléctrico), las estimaciones de demanda eléctrica futura de los distintos países, los precios internacionales de combustible, las estimaciones de costos de inversión por tipo de tecnología y muchos otros. Estos supuestos de entrada incorporaron ajustes regionales que permiten que las tendencias de los precios internacionales se adapten a las condiciones económicas de cada país. Por otro lado, en el modelo también se implementaron un conjunto de supuestos de entrada específicos basados en la situación actual de cada mercado de energía.

Metodología

Esta sección resume la metodología de planificación usada para este estudio y su aplicación con el fin de optimizar los distintos escenarios de expansión de generación y transmisión eléctrica en América Latina continental.

El enfoque de modelado se denomina fundamental, ya que se pretenden determinar escenarios de inversión futura para América Latina continental minimizando el valor presente neto del costo de inversión y operación de todo el sistema eléctrico. Este se obtiene a partir de la solución óptima de una co-optimización a largo plazo de la generación y transmisión, formulada como un problema de optimización mixto-entero de gran escala. El modelo resultante contiene más de 5000 plantas generadoras, más de 200 líneas de transmisión y cubre un período de 17 años. Se buscó la solución mediante técnicas de programación lineal utilizando una máquina virtual Google Cloud con 24 núcleos y 120 GB de RAM. El término "expansión de la capacidad" se refiere al problema de encontrar la combinación óptima de generación y transmisión de nuevas construcciones y retiros de plantas que minimicen el valor presente neto de los costos totales del sistema en un horizonte de planificación. El horizonte de optimización de expansión de capacidad para América Latina continental abarca desde 2016 hasta 2030 (15 años). El horizonte de expansión de la capacidad se extiende para incluir los años 2031 y 2032 con el fin de considerar los efectos finales de los grandes embalses hidroeléctricos. Las condiciones y supuestos para 2030 (curvas de carga, precios de combustibles, costos de capital, etc.) se usaron para los años 2031 y 2032.

Pasos para el ejercicio de la optimización en la expansión de capacidad

1 Creación de la Base de Datos

El primer paso de la optimización de la expansión de la capacidad es construir una base de datos sólida para América Latina continental. El proceso de creación de la base de datos siguió un riguroso diseño de especificación y un sistema de control de seguimiento de cambios. La etapa de recopilación intensiva de datos fue seguida por un proceso de validación en cada país. Este proceso consistió en replicar la operación de cada sistema eléctrico existente local, comparando el modelo con otros estudios similares y ajustando ciertas variables (flujos de energía hidroeléctrica, restricciones obligatorias, expansión máxima permitida) con el fin de crear un caso base confiable para cada país operando de manera aislada (o con restricciones al intercambio de electricidad internacional). Finalmente, las bases de datos individuales se fusionaron en una sola base de datos consolidada con 21 países de América Latina.

2 Definición de datos de entrada

La creación de un modelo de expansión a largo plazo también requiere la configuración de las entradas más relevantes del sistema. Los tres insumos más importantes son la oferta de generación eléctrica (productores de energía), la demanda y la red de transmisión. Estas entradas representan los principales elementos del sistema de potencia en tres categorías diferentes:

Sistema de energía existente. Es la representación de los sistemas eléctricos para el año 2016 (inicio del horizonte).

Capacidades de generación y transmisión planificadas. Estos elementos son componentes actualmente en construcción o proyectos que seguramente entrarán en operación en el futuro cercano. Su disponibilidad se considera firme en el horizonte de planificación.

Candidatos para expansión. Estos son los elementos del sistema que se construirán o no en la planificación a largo plazo. La disponibilidad de estos proyectos (tamaño, ubicación, tecnología, etc.) debe ser coherente con los recursos locales, las tendencias de los precios, la infraestructura existente y el potencial de los recursos energéticos. Se construirán sólo si muestran un beneficio neto para el sistema eléctrico modelado para América Latina, lo cual implica que los costos de construirlos, operarlos y mantenerlos deben minimizar el costo total de la expansión.

3

Modelado de plantas de generación existentes y planificadas

Los componentes del sistema eléctrico se agrupan en forma de clases en el modelo de datos. La interacción entre los componentes define la topología del sistema y las propiedades de los componentes individuales definen las características técnicas y económicas del sistema.

Los componentes del sistema de energía planificados generalmente están relacionados con nuevas plantas de generación eléctrica o nuevas redes de transmisión que son componentes en construcción o proyectos en firme, según los planes de expansión oficiales. El modelado de los componentes planificados sigue las mismas pautas que los componentes del sistema de potencia existentes. La principal diferencia radica en la definición de la fecha de puesta en marcha de la instalación.

4

Modelado de plantas candidatas de generación eléctrica

Para los proyectos "candidatos" de generación y transmisión, el costo de inversión (también llamado costo de construcción o costo de capital) debe definirse para calcular los costos de capital anualizados. Los pagos de los costos de inversión se pueden definir a partir de la fecha de inicio del proyecto o un par de años antes de la fecha de inicio de operación. Los costos de capital son diferentes según la tecnología, el tamaño y la ubicación. Los candidatos serán construidos por el modelo si la decisión minimiza el costo total, es decir, el valor presente neto del costo de inversión y el costo de operación y mantenimiento.

El modelo resultante contiene más de 5000 plantas generadoras y más de 200 líneas de transmisión. Considerando el horizonte de simulación de 15 años y resolución de 6 bloques mensuales, el modelo genera problemas de optimización de 83 millones de variables.

5

Modelado de proyectos candidatos de transmisión eléctrica

La expansión de la transmisión óptima se refiere a la adición o eliminación de líneas de corriente alterna (CA) y corriente continua (CC) del sistema, cambiando la topología de transmisión existente y refuerzo de los corredores de transmisión existentes (representados por interfaces). Cuando los costos de inversión para diferentes alternativas de transmisión se definen para una interconexión, se considera el que tiene el costo más bajo para la optimización. Además, cuando no es posible derivar el costo de expansión al menos para una tecnología de transmisión porque no hay multiplicadores disponibles a nivel regional para una o las dos regiones interconectadas, se considerará un valor unitario como costo de la expansión.

6

Modelado de restricciones de seguridad y operación

Finalmente, se incluyeron una variedad de restricciones adicionales de seguridad y operacionales en el modelo. Estas restricciones se resumen a continuación:

- Requisitos de reserva rodante y no rodante
- Límites de despacho (grupo de generadores, interfaces)
- Restricciones de mínima generación / despacho de grupo no económico
- Restricciones de mínimo flujo hidráulico
- Limitaciones de combustible
- Flujos de interconexión fijos y contratos bilaterales
- Límites de transmisión especiales

2. METODOLOGÍA Y SUPUESTOS

Estimación de la demanda

Según las proyecciones, la demanda total de energía para América Latina continental aumentará de aproximadamente 1.500 TWh en 2016 a más de 2.500 TWh en 2030. Esto es, un crecimiento total acumulado del 72%. Para cubrir el crecimiento de la demanda de energía en el transcurso de 15 años, se requiere a manera de ejemplo la energía equivalente de 568 nuevos

generadores con turbinas de gas tradicionales o 388 plantas de ciclos combinados de gas, lo cual puede dar una idea aproximada de las grandes inversiones necesarias en el futuro para suplir las nuevas necesidades energéticas en la región.

Las proyecciones anuales de consumo de energía y de carga máxima para cada uno de los 21 países en el horizonte de planifi-

cación 2016-2030 se encuentran entre los muchos insumos que requiere el modelo. La tasa de crecimiento promedio de la demanda de América Latina continental en su conjunto se estima en un 3,67%. Hay que tener en cuenta que las áreas de mayor consumo (Este de Brasil, Argentina, México y Venezuela) muestran tasas de crecimiento por debajo del promedio de América

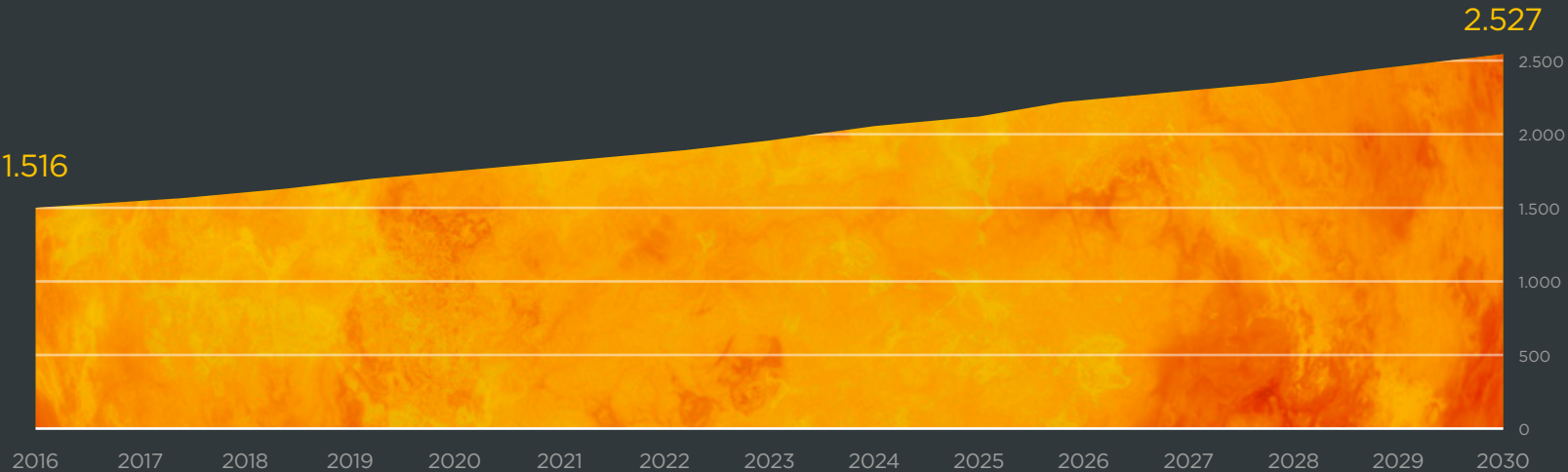
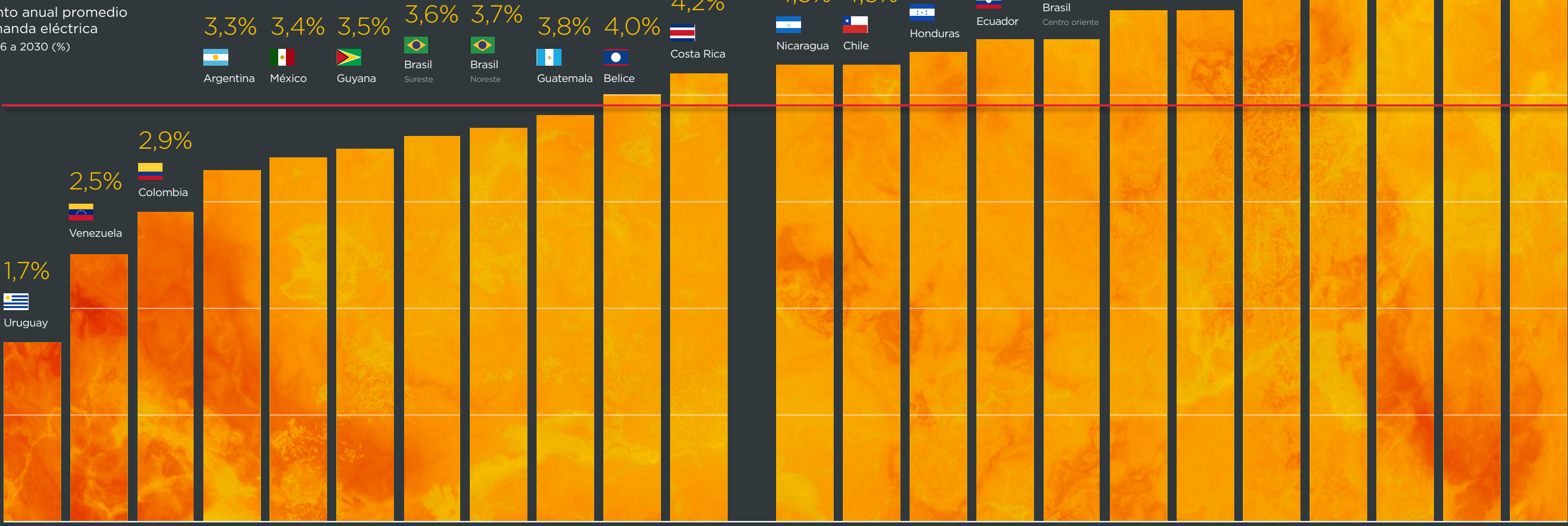
Latina, por lo tanto, cambios significativos en estos mercados pueden afectar sensiblemente los resultados del ejercicio de planificación. Para los países donde no hay datos de proyecciones de demanda en el horizonte de planificación, las tasas de crecimiento promedio para los últimos años disponibles se extienden hasta el resto del horizonte de planificación.



Crecimiento anual promedio de la demanda eléctrica
Periodo 2016 a 2030 (%)

Promedio América Latina

3,7%



Estimación de la Demanda Futura en América Latina
Periodo 2016 a 2030 (TWh)

2. METODOLOGÍA Y SUPUESTOS

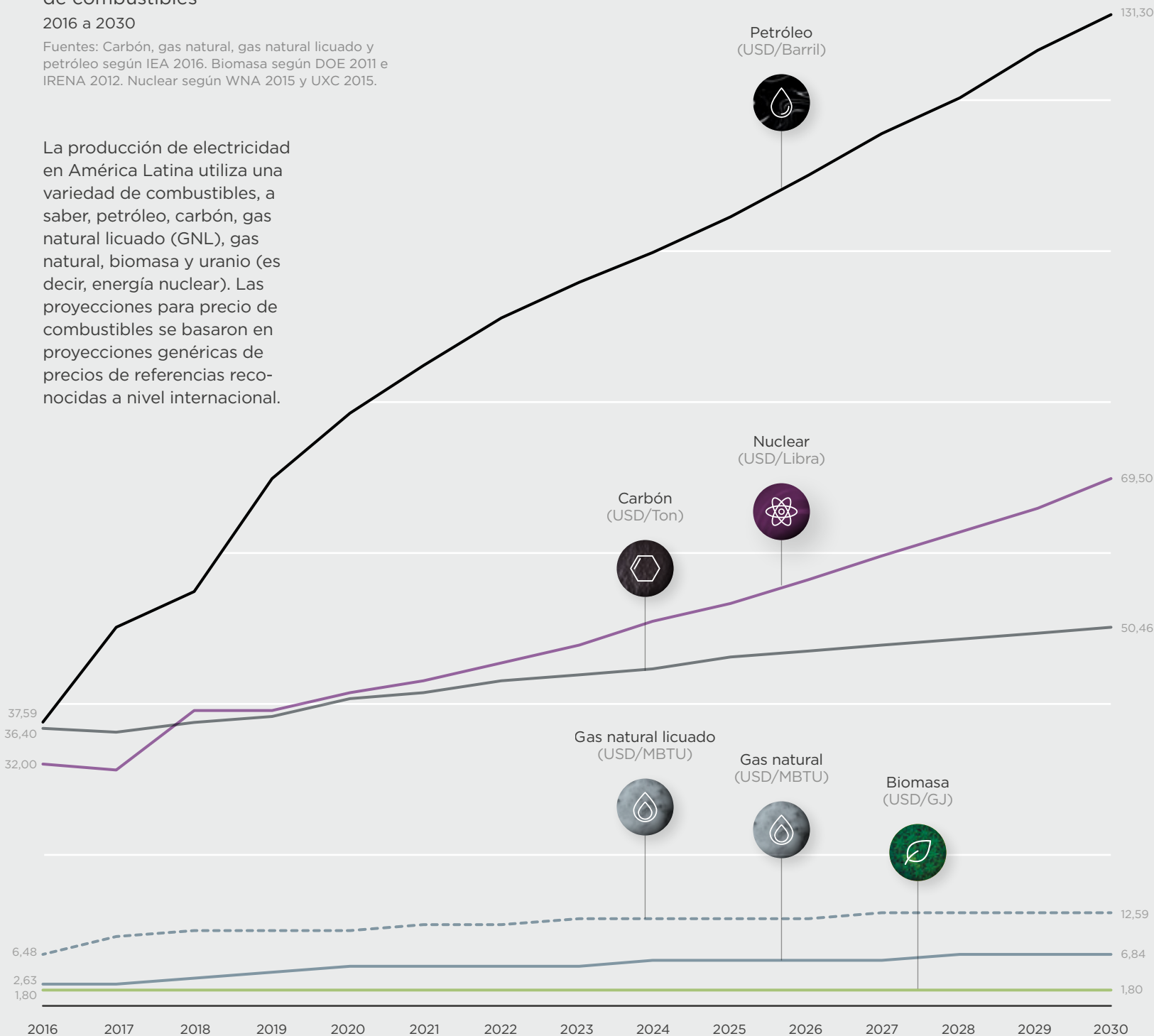
Precios futuros de los combustibles



Proyección de precios internacionales de combustibles
2016 a 2030

Fuentes: Carbón, gas natural, gas natural licuado y petróleo según IEA 2016. Biomasa según DOE 2011 e IRENA 2012. Nuclear según WNA 2015 y UXC 2015.

La producción de electricidad en América Latina utiliza una variedad de combustibles, a saber, petróleo, carbón, gas natural licuado (GNL), gas natural, biomasa y uranio (es decir, energía nuclear). Las proyecciones para precio de combustibles se basaron en proyecciones genéricas de precios de referencias reconocidas a nivel internacional.



Factores regionales de ajuste de precio de combustibles

- Carbón
- Petróleo
- Gas natural licuado
- Gas natural
- Biomasa
- Nuclear

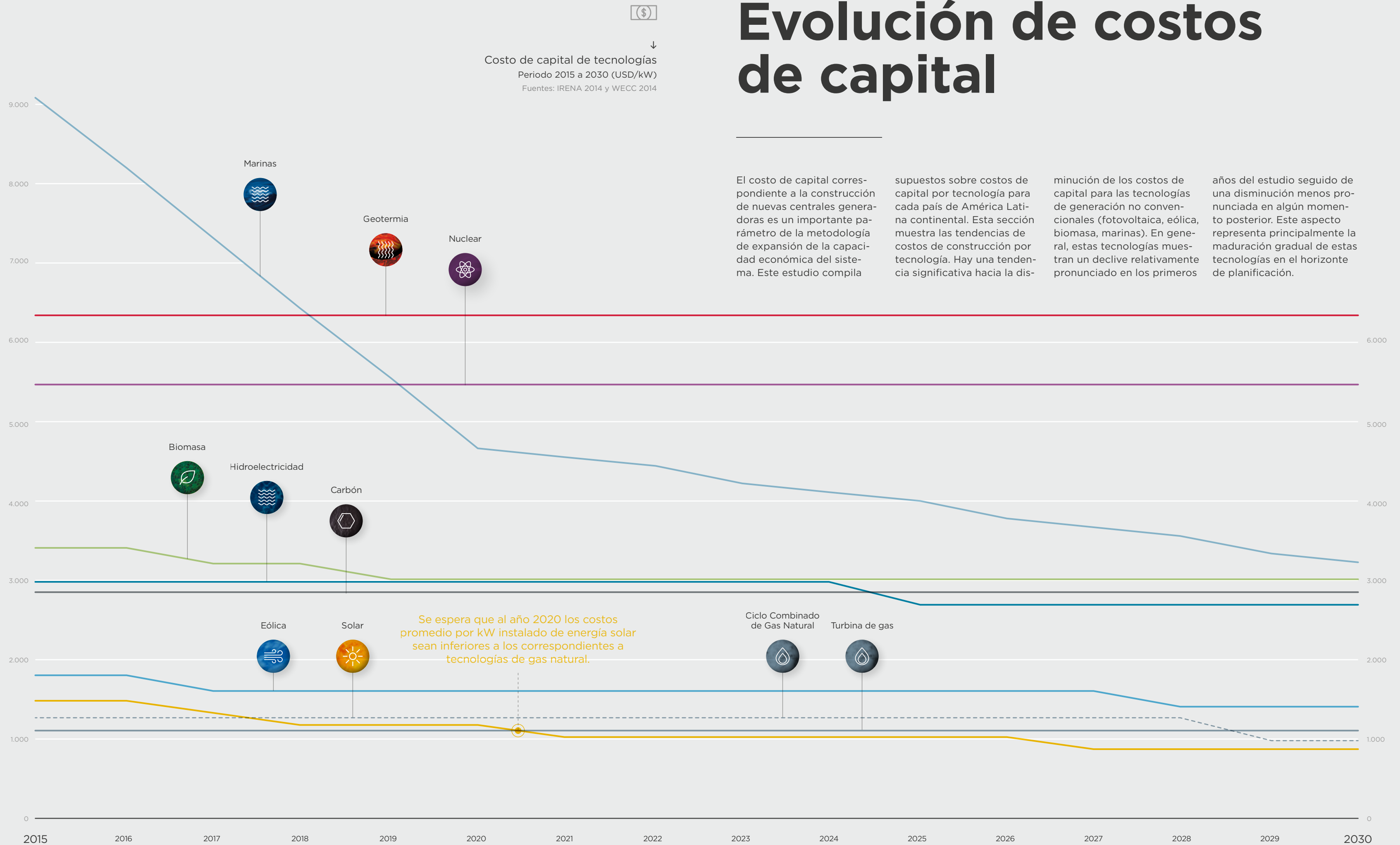
Las estimaciones locales del precio de combustible por país y por tipo de combustible se calculan como el producto del precio de la referencia internacional multiplicado por un factor local de ajuste correspondiente. En el caso de Chile, vale la pena mencionar que las centrales eléctricas de ciclos combinados con turbinas de gas (CCGT, por sus siglas en inglés) siguen siendo una tecnología predominante en el país, a pesar del precio relativamente alto al que Chile importa GNL en comparación con otros países. Las inversiones en las plantas de CCGT en Chile comenzaron cuando los precios de importación

de gas natural eran mucho más bajos desde Argentina. La construcción de las centrales eléctricas CCGT sigue siendo una opción presente y futura debido a la operación existente de la terminal de regasificación. En contraste, Perú, Bolivia, Ecuador, Venezuela y otros son productores de gas natural, por lo que sus programas de expansión de generación generalmente tienden a incluir más proyectos de generación eléctrica a partir del gas natural







2. METODOLOGÍA Y SUPUESTOS

Evolución de costos de capital





→ Factores regionales de ajuste de precio de tecnologías

-  Carbón
-  Ciclo combinado de gas natural
-  Turbina de gas
-  Nuclear

2. METODOLOGÍA Y SUPUESTOS

Costos de capital

De forma similar a las tendencias de los pronósticos locales del precio de los combustibles, los factores de ajuste regional se utilizan para "ajus-

tar" los costos de capital de estas tecnologías y obtener una mejor estimación de las condiciones locales para estas inversiones en cada país.



→ Factores regionales de ajuste de precio de tecnologías

-  Hidroeléctrica
-  Biomasa
-  Solar
-  Eólica
-  Geotermia
-  Marinas

Energía solar

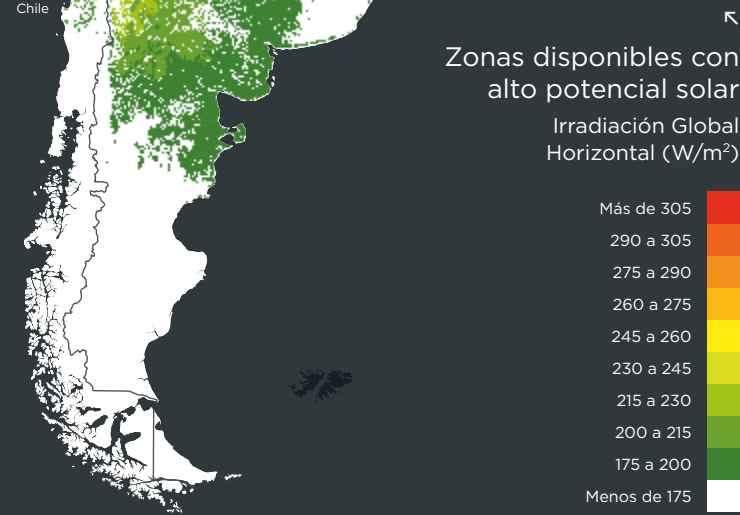
Energía eólica

2. METODOLOGÍA Y SUPUESTOS

Potencial de energía renovable

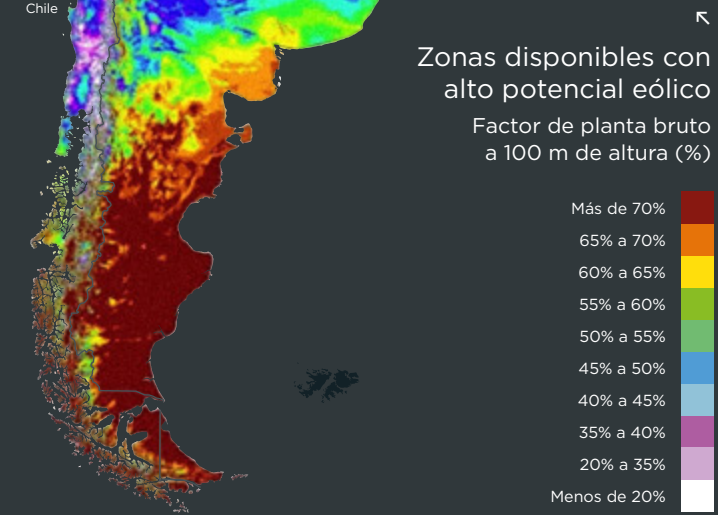
El potencial energético de las tecnologías de generación renovables depende de manera muy sensible de la ubicación geográfica del recurso. Factores tales como la latitud, el clima, la nubosidad y la frecuencia y consistencia de la velocidad del viento o radiación solar influyen en el grado en que una planta de energía renovable instalada en un lugar específico será capaz de proporcionar energía eléctrica. En el caso de que estos factores no sean favorables, el desarrollo

y factibilidad económica de un proyecto en ese emplazamiento no será viable. Con el fin de permitir una comparación adecuada de los recursos solar y eólico para los países de América Latina continental, este estudio aplica una metodología consistente para estimar no solo la capacidad potencial de energía eólica y solar por país y por zona de energía renovable, sino también las características de los recursos a nivel diario y estacional. Entretanto, los mapas de energía



renovable para energía eólica e irradiación solar indican el potencial de generación renovable en el área del proyecto. Un proceso sistemático identifica el área potencial disponible para el desarrollo de proyecto eólicos y solares después de la aplicación de múltiples filtros de uso de tierra que tienen en cuenta restricciones de tipo orográfico, ambiental, social, urbano, arqueológico etc. Las áreas de alto recurso, definidas como aquellas que superan un factor de planta bruto de 35% para energía eólica y una radiación solar global horizontal de más de 175 W/m² para emplazamientos solares, proporcionan el potencial para ubicar posibles proyectos candidatos tanto eólicos como solares con una variedad de tamaños de planta e interconexión a cada nodo de transmisión en el modelo.





















Las zonas de alto potencial de energía renovable están designadas tanto para energía eólica como solar, según la continuidad y consistencia del recurso, independientemente de las líneas fronterizas entre países. Las áreas dentro de estas zonas se categorizan en intervalos numéricos (bins) dependiendo del factor de planta bruto eólico (FPB) e irradiación horizontal global solar (IHG). Finalmente, los candidatos de proyectos eólicos y solares están caracterizados con la capacidad y el factor de planta bruto determinados por zona y por país para la optimización de la planificación a largo plazo.























2. METODOLOGÍA Y SUPUESTOS

Potencial de energía renovable

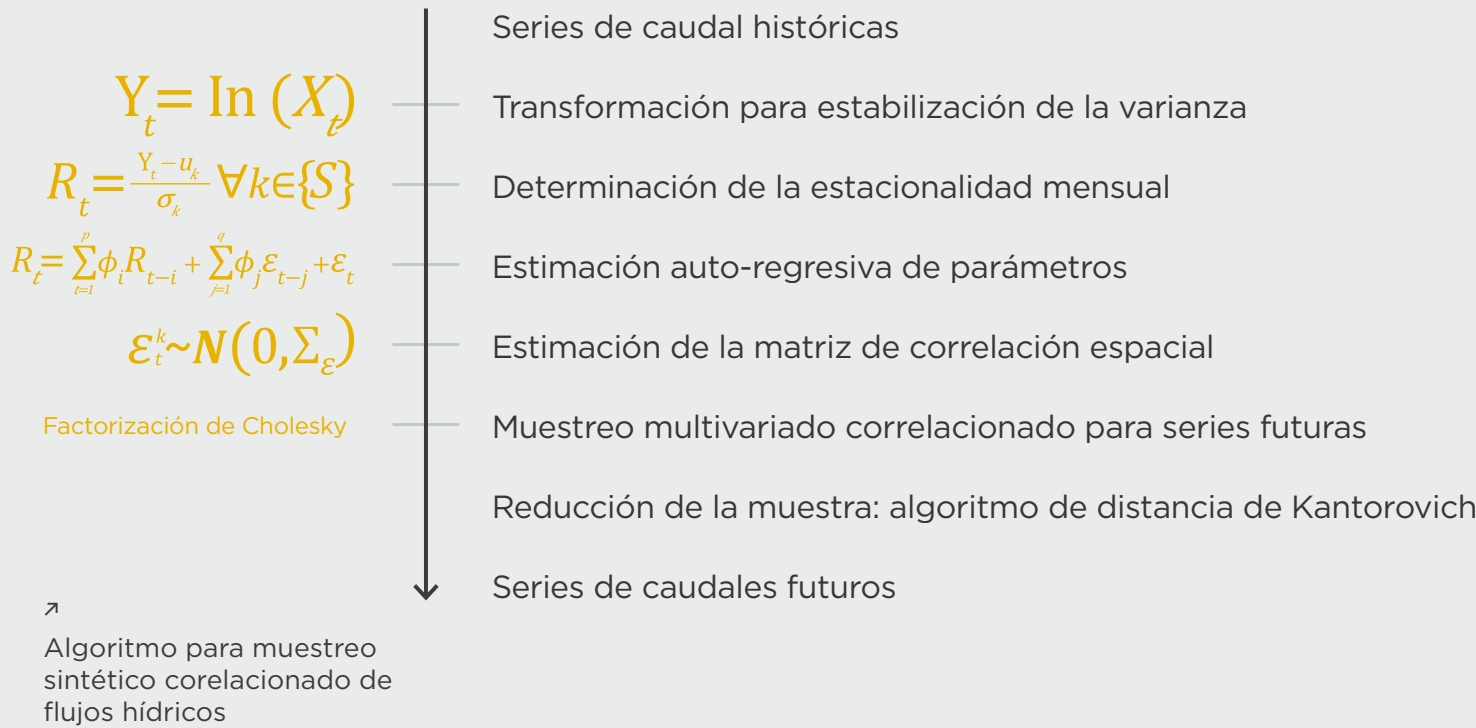


TOTAL	12.512	9,2	1.931	11.559	2.108	1.040	39,1	116,6	34,9	107,9	45,5	38,2	2.189	50,0	28,5	772,9	1.025	8,7	1.058	677
Más de 305	217		91		751															
290 a 305	87		173		365											5				
275 a 290	106		357	12	162			0,5		11				13		61				1
260 a 275	125		198	244	78			12,3	14,3			4,9	81	4,4		143				5
245 a 260	169		112	589	56	9		15,5	23,0	0,3		2,7	692	20,5		168				44
230 a 245	284		44	1.927	51	63	31	0,2	5,6	23,3	8,9	1,1	522	11,3	0,2	176	0,1			280
215 a 230	931	0,6	47	3.387	93	161	6,1	0,9	0,9	9,4	20,2	1,9	215	1,6	2,0	0,9	212	2,3		214
200 a 215	1.280	2,0	481	2.572	132	349	3,7			7,0	9,7	16,6	305	3,0	14,8	2171	145	6,0		124
175 a 200	6.166	6,7	426	2.228	95	411	12,0	25,6		29,5	6,3	10,9	359	9,1	10,2	554,9	106	0,4		8
Menos de 175	3.147		1	600	325	47	14,3	87,8		0,2	0,01	0,05	4	0,1	1,3	0,04	8			
																				



TOTAL	2.849	0,89	111,6	1.570	143,6	13,9	8,1	2,7	0,6	1,8	18,9	2,3	310,9	17,5	1,3	300,5	13,6	1,0	301,0	95,6
Más de 70%	527			8	48,7	0,3							0,9							6,0
65% a 70%	164			17	9,8	0,3	0,1						2,9	0,1			0,3			3,1
60% a 65%	178		3,7	33	7,2	0,1	0,3				0,1		6,1	0,3			0,4		0,6	4,6
55% a 60%	168		9,7	67	6,4	0,1	0,6	0,1			0,4		9,8	1,2		0,9	0,7		6,8	5,1
50% a 55%	177		18,6	123	6,9	0,8	0,6	0,5			0,2	1,4	0,1	18,3	2,3		3,2	1,1	47,9	7,8
45% a 50%	215		23,5	224	10,4	2,0	1,0	0,6	0,1	0,3	4,2	0,3	56,9	3,6	0,1	37,1	1,7	0,1	87,8	13,2
40% a 45%	593	0,22	216	418	21,8	5,0	2,6	0,6	0,1	0,5	5,1	0,7	86,2	4,2	0,3	112,3	2,9	0,4	96,3	21,0
35% a 40%	827	0,67	34,6	681	32,4	5,4	2,9	1,0	0,4	0,7	7,8	1,1	129,7	5,8	0,9	1471	6,5	0,5	61,6	34,8
																				

Caracterización de la energía renovable variable



Los recursos de energía eólica y solar aprovechables dependen sensiblemente del comportamiento y la cantidad de sol y viento en cualquier momento dado. Por lo tanto, la generación de electricidad a partir de estas fuentes puede mostrar unas variaciones significativas en intervalos cortos de tiempo que afectarán el portafolio de generación de un país.

Esto significa que la capacidad de estos proyectos para entregar energía, por ejemplo, en una escala horaria, tiene un impacto fundamental en la simulación del sistema de potencia, por lo tanto, se debe tener mucho cuidado para estimar con precisión las series temporales de generación renovable, a menudo conocidos como “perfiles de generación”. El

modelo de Investigación y Predicción Meteorológica (WRF, por sus siglas en inglés) se usó para simular variables atmosféricas desde 2000-2014 y producir series de tiempo de generación de energía eólica y solar. Las simulaciones de modelado numérico abarcaron el período comprendido entre el 1 de enero de 2000 y el 1 de enero de 2015 con una resolución





















horizontal de 27 km y una resolución temporal de 60 minutos (es decir, intervalos de una hora). Estos datos, junto con los supuestos de las tecnologías de generación de energía eólica y solar, se utilizan para sintetizar una serie temporal histórica de quince años de perfiles de potencia por hora para cada zona de alto potencial e intervalo de recursos (factor de

planta en el caso eólico y radiación horizontal en el caso solar). De otro lado, la generación de energía hidroeléctrica depende en gran medida del grado en que se puede aprovechar el agua superficial, por ejemplo, de la lluvia y la nieve y hielo proveniente de glaciares. Este aspecto es algo diferente al de la energía eólica y solar, ya que el agua se puede

almacenar en embalses; sin embargo, la cantidad de agua recolectada, comúnmente llamada afluencia natural, puede tener un impacto significativo en la disponibilidad de energía hidroeléctrica. La metodología utilizada para crear diversidad de afluentes naturales en el proceso de simulación sigue una metodología estado del arte para estimar

los parámetros estadísticos de un proceso estocástico autorregresivo espacialmente correlacionado a partir del análisis de los flujos naturales históricos. Para cada uno de los afluentes naturales (modelados como variables aleatorias) junto con una matriz de correlación entre cada una de estas variables aleatorias se calcula un modelo P-ARMA a partir de datos

históricos. En general, este algoritmo incorpora valores históricos para cada afluente natural junto con estadísticas descriptivas (valor medio y varianza) para generar flujos naturales futuros con las mismas características estadísticas que las series originales. Esta serie futura también conserva la correlación entre las entradas históricas en diferentes lugares de la región.

DATOS HISTÓRICOS						ESTACIONES HIDRO		
	País	Año inicio	Año final	Resolución	Unidades	Disponibles	Requeridas	(%)
	Argentina	1943	2014	Semanal	m³/s, GWh	23	25	92%
	Belize					0	3	0%
	Bolivia	1979	2014	Mensual	m³/s	42	48	88%
	Brasil	1931	2012	Semanal	m³/s	544	204	100%
	Chile	1960	2013	Semanal	m³/s	107	105	102%
	Colombia	2000	2015	Semanal	m³/s	29	46	63%
	Costa Rica	1965	2013	Semanal		29	29	100%
	Ecuador	1964	2015	Semanal	m³/s, GWh	35	41	85%
	El Salvador	1985	2013	Semanal		4	7	57%
	Guatemala	1951	2014	Semanal		39	39	100%
	Guyana	1952	1995	Semanal	m³/s	7	8	88%
	Honduras	1965	2013	Semanal		15	15	100%
	Nicaragua	1965	2013	Semanal		10	10	100%
	Panamá	1956	2015	Semanal		68	68	100%
	Paraguay	1943	2014	Semanal	m³/s	2	3	67%
	Perú	1965	2013	Semanal		63	104	61%
	Surinam	1952	1995	Semanal	m³/s	7	3	33%
	Uruguay	1943	2014	Semanal	m³/s	1	4	25%
	Venezuela	1950	2003	Semanal	m³/s	7	4	100%
	México	1941	2004	Semanal	m³/s	17	22	77%

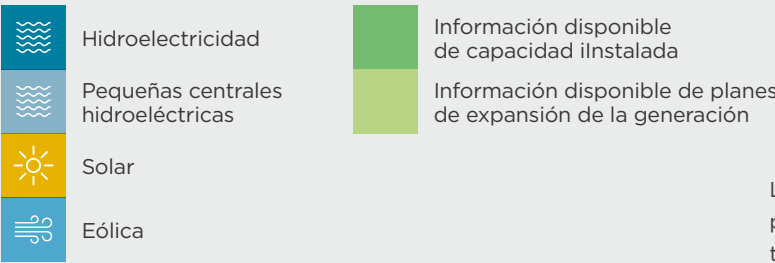
↗
Información y especificaciones de flujos hídricos

2. METODOLOGÍA Y SUPUESTOS

Planificación de la generación

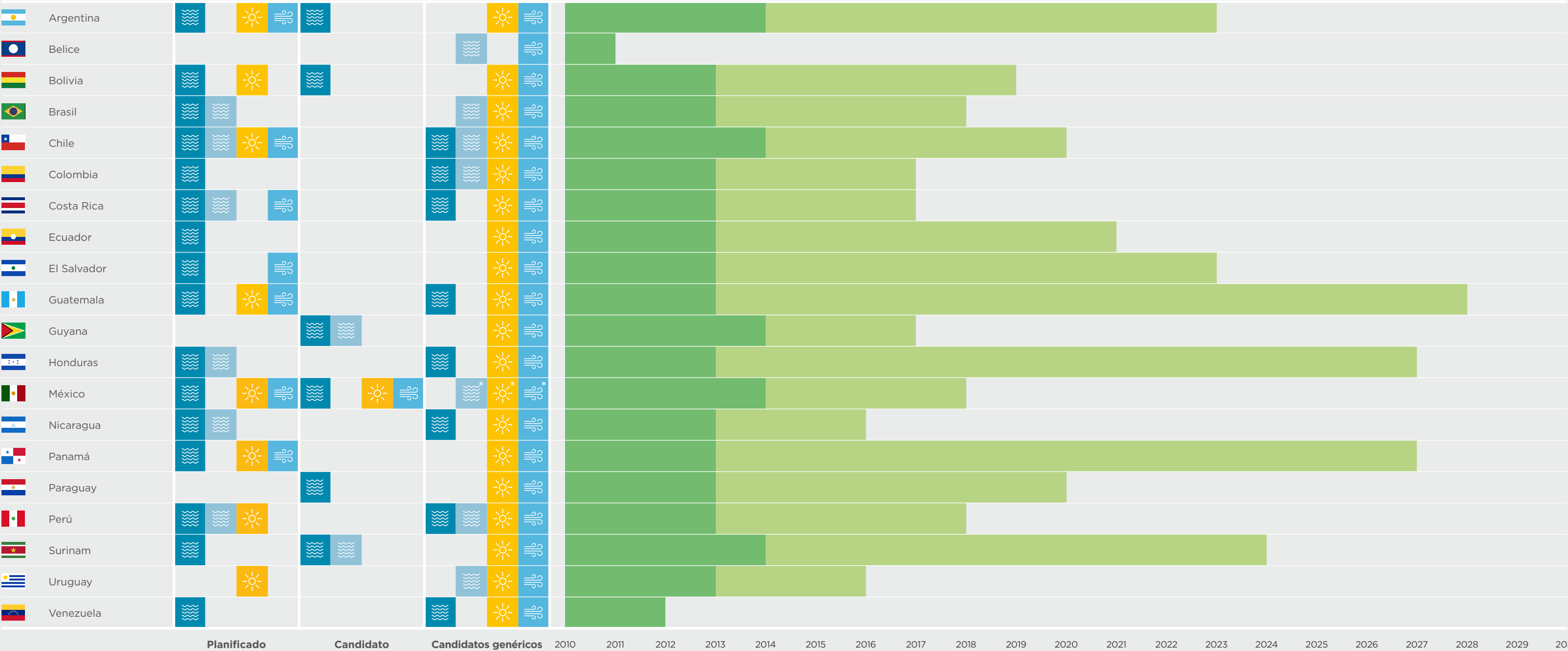


Información disponible de capacidad instalada y planes de expansión
Periodo 2010 a 2030
Fuente: documentos oficiales de planes de expansión de la generación.



La instalación máxima para la expansión de generación está limitada por:

1. Potencial total de la tecnología. En el caso de las energías renovables, está limitado por los potenciales brutos regionales y la infraestructura existente o planificada para las tecnologías convencionales.



Candidatos de expansión de generación

Fuente: documentos oficiales de planes de expansión de la generación.

Planificado. Estos proyectos firmes son aquellas plantas o unidades de generación que se obtuvieron a partir de algún informe de expansión oficial o están en construcción o en una etapa avanzada de factibilidad.

Candidato. Son los proyectos que se consideran con una alta probabilidad de ser construidos en el corto o mediano plazo, cuyas características principales (capacidad, energía, ubicación, costo de inversión, etc.) son conocidas.

Candidatos genéricos. Estos proyectos están constituidos por las centrales o plantas genéricas, la mayoría de ellas plantas de energía solar y eólica obtenidas a partir del estudio de potencial.

2. Límites anuales. Se trata de un conjunto de restricciones realistas introducidas en la planificación óptima para limitar el número máximo (o tamaño) de proyectos candidatos de generación que se pueden construir cada año. Estos valores dinámicos (modificados en el horizonte temporal del estudio) consideran las características del mercado local, ajustadas para cada tecnología y escenario.

BASE



Sistema de transmisión
escenario BASE

En operación
Proyectadas

765 a 800 kV
500 kV
400 kV
230 kV
220 kV
161 kV
115kV
69 kV

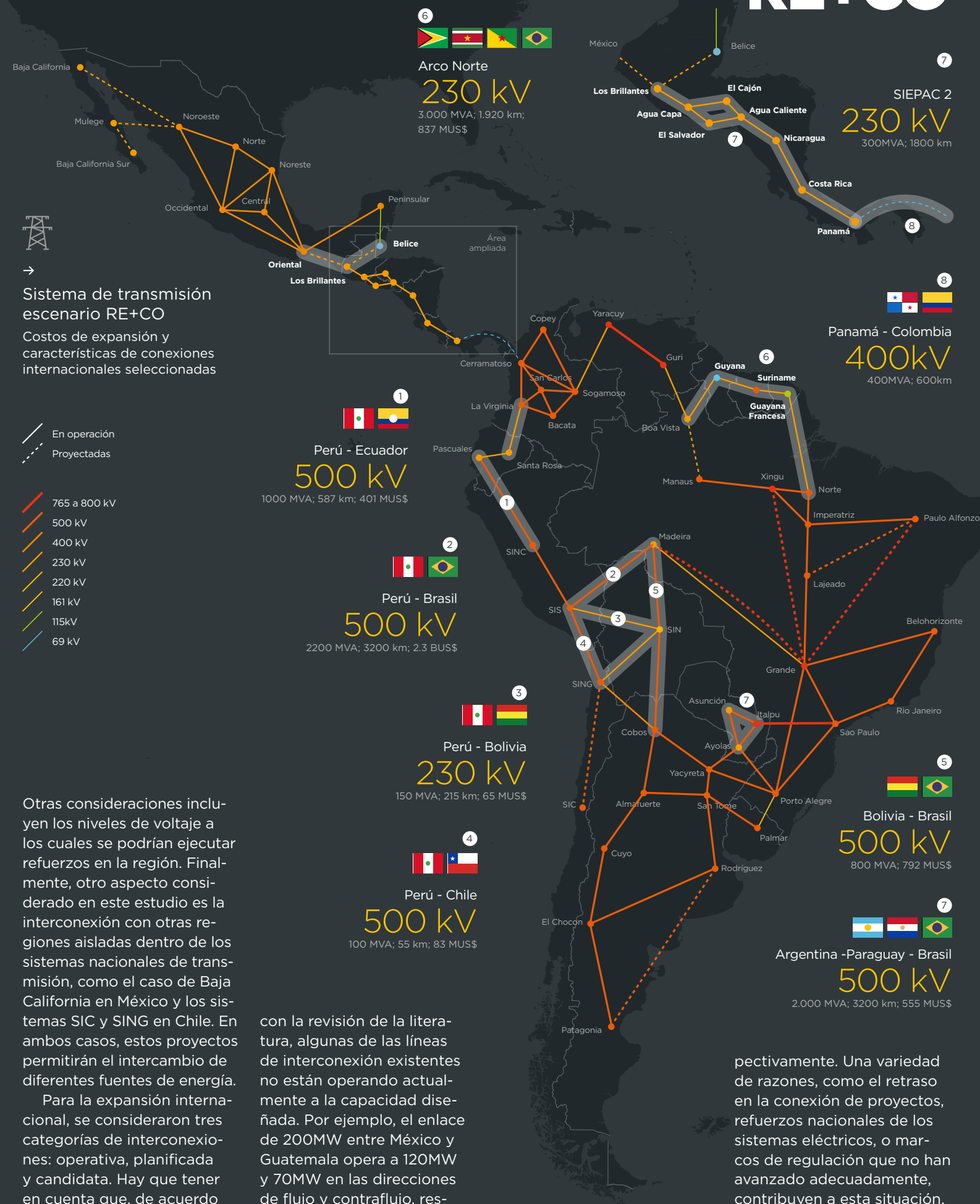
2. METODOLOGÍA Y SUPUESTOS

Supuestos de transmisión

Esta sección resume los principales supuestos para el sistema de transmisión, como extensión de la red, la topología existente, la posible expansión (actualizaciones de la transmisión) y los proyectos candidatos de interconexión. El sistema de transmisión está representado por nodos primarios para cada país, la configuración de la red, las áreas de intercambio de energía existentes y la posibi-

lidad de refuerzo de transmisión debido a restricciones. Para cada país, se identificaron tres tipos de conexiones internas: líneas de transmisión existentes (operativas), proyectos planificados (en construcción o con una fecha de inicio estimada) y proyectos candidatos (incluidos los proyectos existentes que, en escenarios de nueva generación, presentan oportunidades para expandirse).

RE+CO



Sistema de transmisión
escenario RE+CO
Costos de expansión y
características de conexiones
internacionales seleccionadas

En operación
Proyectadas

765 a 800 kV
500 kV
400 kV
230 kV
220 kV
161 kV
115kV
69 kV

Otras consideraciones incluyen los niveles de voltaje a los cuales se podrían ejecutar refuerzos en la región. Finalmente, otro aspecto considerado en este estudio es la interconexión con otras regiones aisladas dentro de los sistemas nacionales de transmisión, como el caso de Baja California en México y los sistemas SIC y SING en Chile. En ambos casos, estos proyectos permitirán el intercambio de diferentes fuentes de energía. Para la expansión internacional, se consideraron tres categorías de interconexiones: operativa, planificada y candidata. Hay que tener en cuenta que, de acuerdo

con la revisión de la literatura, algunas de las líneas de interconexión existentes no están operando actualmente a la capacidad diseñada. Por ejemplo, el enlace de 200MW entre México y Guatemala opera a 120MW y 70MW en las direcciones de flujo y contraflujo, res-

pectivamente. Una variedad de razones, como el retraso en la conexión de proyectos, refuerzos nacionales de los sistemas eléctricos, o marcos de regulación que no han avanzado adecuadamente, contribuyen a esta situación.

LA RED
DEL FUTURO

RESULTADOS Y ESCENARIOS



Los resultados de la simulación para la región de América Latina en su conjunto presentados a continuación verifican que es posible lograr un objetivo de participación de la generación de energía renovable del 80% para todo el continente. El portafolio de energía renovable incluye energía hidroeléctrica, solar, eólica, biomasa y geotérmica. Además,

los resultados económicos de la simulación muestran que los escenarios optimistas con alta participación de energía renovable resultan en menores costos de operación e inversión, en comparación con la tendencia actual. Otro punto para resaltar es el beneficio de mayores niveles de interconexión eléctrica entre países. Se observa que incrementos relativamente menores en las inversiones en transmisión permiten alcanzar niveles más eficientes de participación de energía renovable, mediante una mayor utilización de los recursos construidos (mayores factores de planta), al tiempo que se reduce el costo total del suministro de electricidad.

Los resultados muestran que la ruta óptima de inversión, considerando las múltiples restricciones de suficiencia e independencia energética de cada país, dada la ubicación de los recursos y la distribución de las necesidades energéticas en el continente, apunta hacia una América Latina totalmente interconectada, incluso para la situación actual donde los intercambios eléctricos representan una cuota marginal de las necesidades totales de energía. Finalmente, dados los esfuerzos globales para mitigar el cambio climático y las preocupaciones mundiales por los altos niveles de contaminación de las fuentes generadoras de electricidad, los resultados validan el efecto positivo del aumento en los niveles de participación de la energía renovable y el rol de las interconexiones eléctricas entre países, apalancando un mayor porcentaje de generación limpia.

Escenarios

Escenario

BASE

**Baja penetración de
energía renovable**
**Baja integración de
transmisión internacional**

El escenario BASE considera una trayectoria "tradicional" para cumplir con la demanda proyectada en el horizonte de planificación desde el año 2016 hasta el año 2030. Se orienta respecto a los planes de expansión de generación y transmisión de los países al 2015 a los que se ha tenido acceso de manera pública. Este escenario refleja las tendencias actuales en el despliegue de las energías renovables y no comprende integración regional adicional.

Escenario

RE+

REnovables
**Alta penetración de
energía renovable**
**Baja integración de
transmisión internacional**

El escenario RE+ da la posibilidad que se incorporen de manera óptima (minimizando el costo total del sistema eléctrico) más candidatos renovables, especialmente solares y eólicos, en la expansión del sistema y un mayor porcentaje de energía renovable para el continente en 2030 (mínimo de 80%). Se mantienen las interconexiones internacionales existentes en el escenario BASE.

Escenario

RE+CO

REnovables COnectadas
**Alta penetración de
energía renovable**
**Alta integración de
transmisión internacional**

El escenario RE+CO incorpora de manera óptima una mayor generación de energía renovable para el continente en 2030 (mínimo de 80%) y un alto grado de interconexión internacional, es decir, todas las líneas de transmisión que permiten de manera óptima el alto grado de integración de energía renovable.

3. RESULTADOS Y ESCENARIOS

Expansión de la capacidad óptima

Esta sección presenta los resultados de expansión de capacidad óptima para el escenario BASE, el escenario RE+ y el escenario RE+CO.

Varias observaciones clave surgen de la simulación de expansión de capacidad de generación eléctrica en el escenario BASE. En la mayoría de los casos los recursos seleccionados en el proceso de optimización de la expansión de la capacidad corresponden a recursos solares y eólicos, mientras que se observa una disminución gradual de la generación térmica en las matrices de generación en América Latina. La energía hidroeléctrica, que actualmente domina la generación eléctrica en casi toda la región, también disminuye su participación, aunque se mantiene en los próximos 15 años como el principal contribuyente a la capacidad de generación de energía eléctrica considerando América Latina como un todo.

Comparado con el escenario BASE, el objetivo de un mínimo de 80% de generación renovable considerado en el escenario RE+ provoca una reducción en instalación de nuevas centrales térmicas de gas natural, reemplazando esta capacidad con tecnología solar y eólica. Este es el resultado tanto de aumentar los límites en la construcción anual como de satisfacer el objetivo de energía renovable (incluyendo la gran hidroeléctrica)

del 80%. La gran mayoría de la nueva capacidad en el escenario RE+ proviene de tecnologías solar y eólica, más variables que la generación tradicional basada en combustibles fósiles. Sin embargo, la futura capacidad instalada de las centrales térmicas e hidroeléctricas con almacenamiento podría cubrir la carga máxima, asumiendo unas condiciones hidrológicas adecuadas. Esta observación respalda la conclusión de que incluso bajo el supuesto de un agresivo plan de reposición de la capacidad de la generación, la futura generación de América Latina todavía tendría suficiente capacidad programable para mitigar la variabilidad eólica y solar.

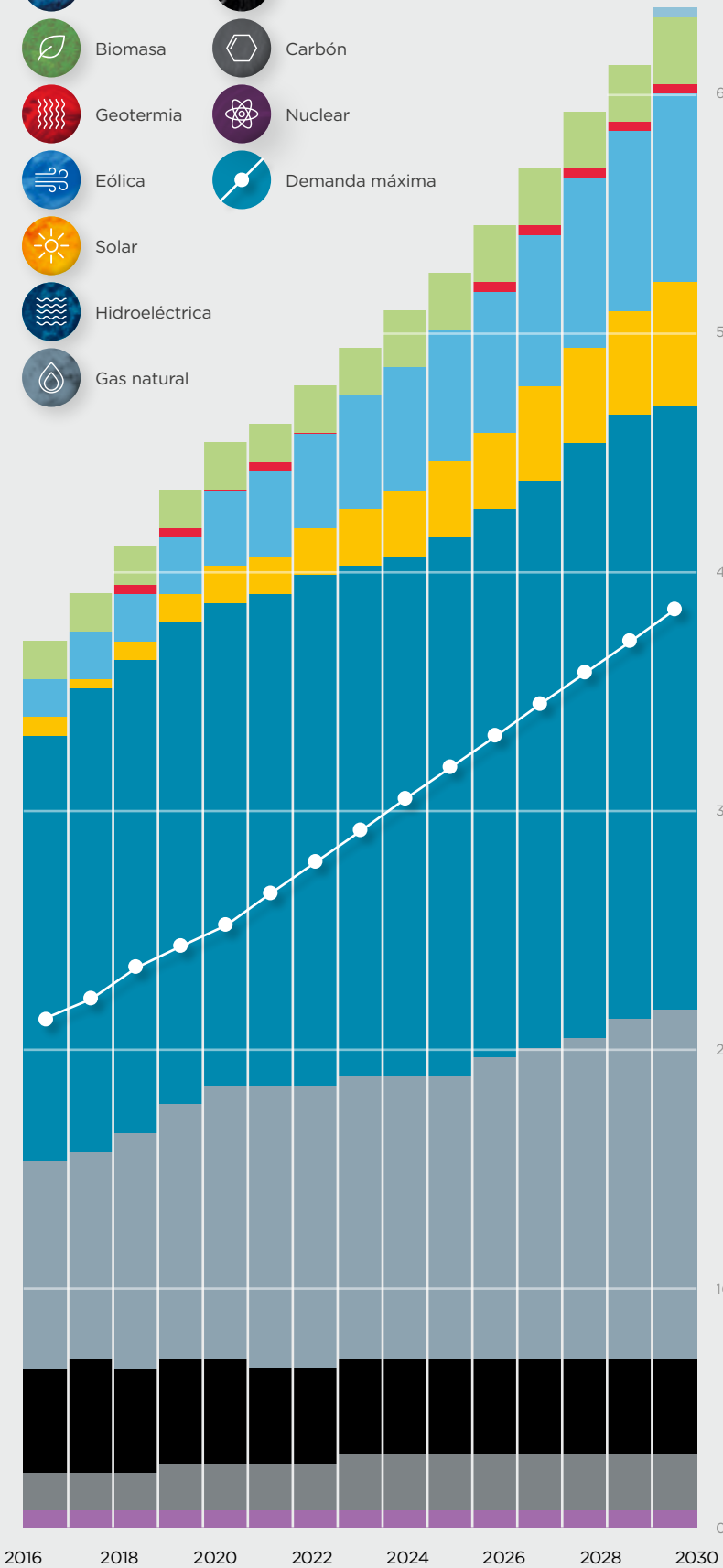
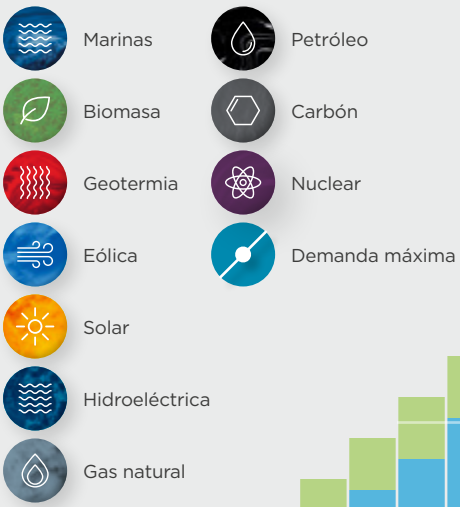
El escenario RE+CO tiene el mismo objetivo de energía renovable (mínimo 80%) que el escenario RE+, pero construye menos capacidad renovable que el modelo RE+. Este efecto contrario a la intuición se explica por un aumento en la capacidad de interconexión eléctrica regional. La mejora en transmisión impulsa una mayor eficiencia en el aprovechamiento de los recursos solares y eólicos en sus respectivos emplazamientos. En particular, se favorecen los recursos renovables con factores de planta más altos y su energía se distribuye más fácilmente a través de una mayor capacidad de interconexión. Por lo tanto, se necesita menos capacidad renovable instalada para cumplir con el mismo objetivo renovable.

Escenario

BASE

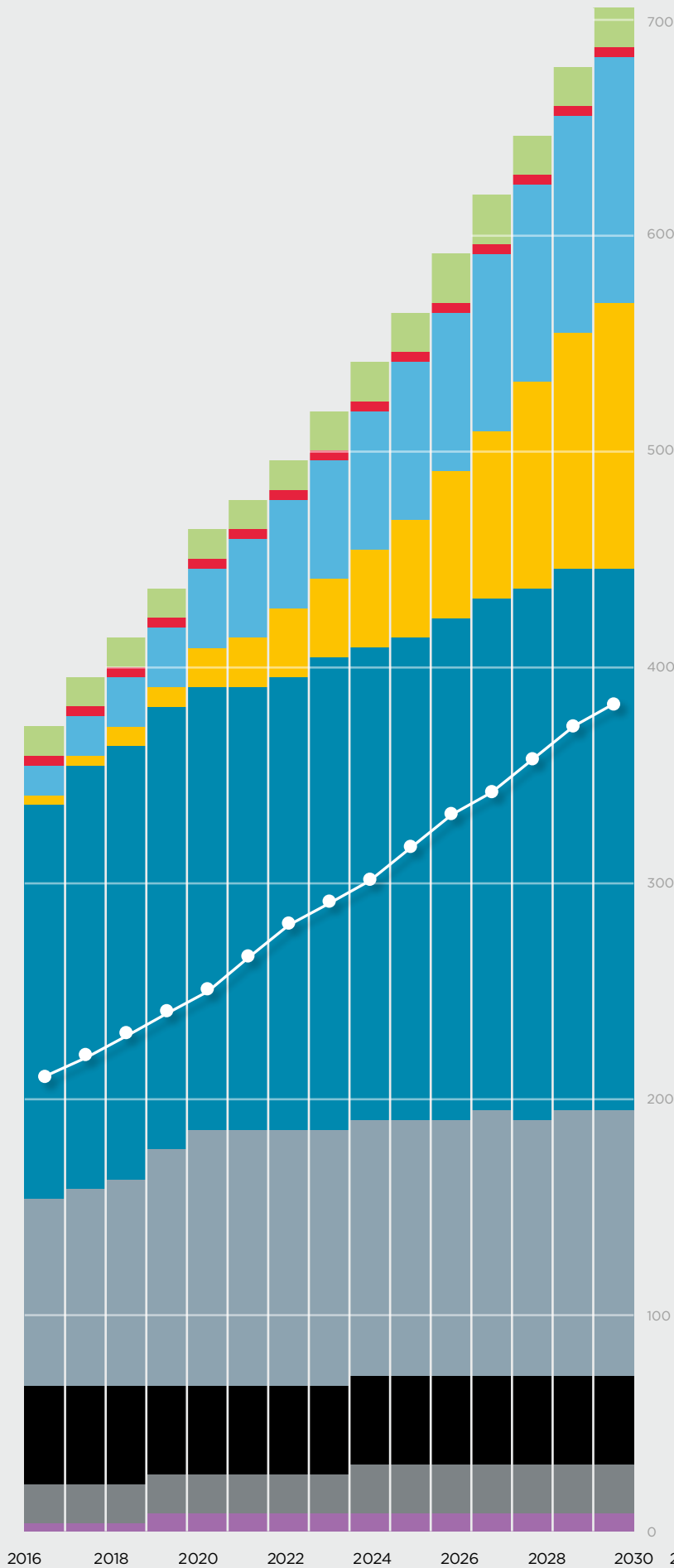
→→

Capacidad instalada total por tecnología
Periodo 2016 a 2030 (GW)



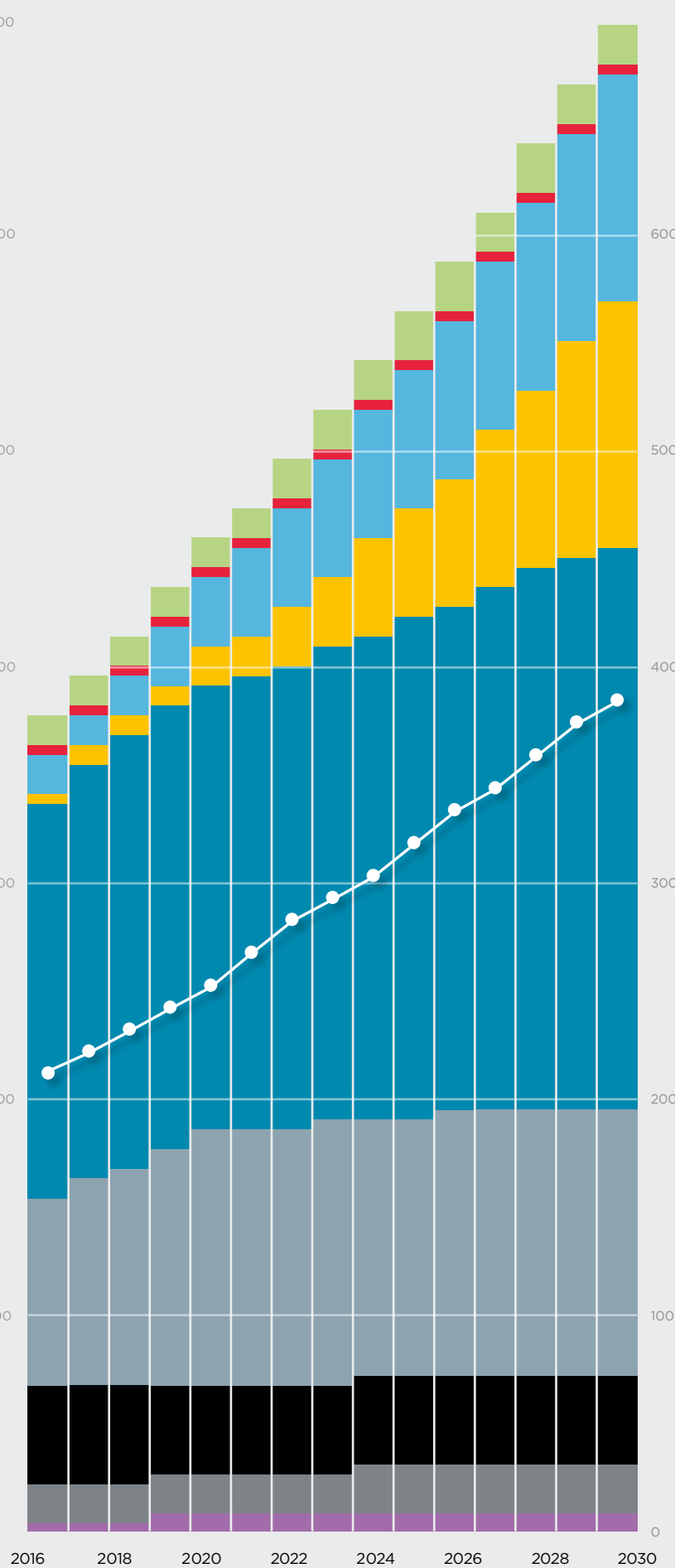
Escenario

RE+



Escenario

RE+CO



3. RESULTADOS Y ESCENARIOS

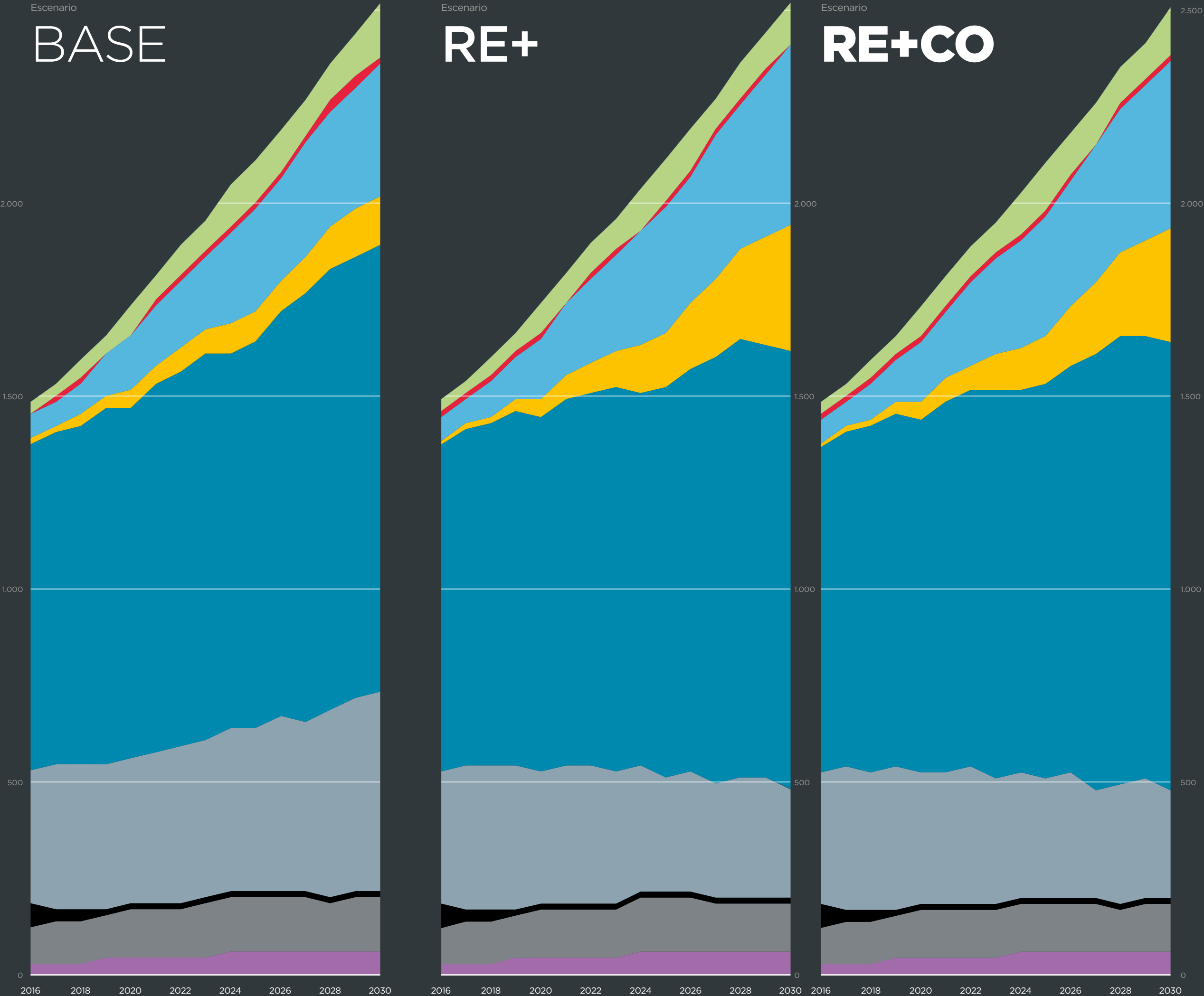
Generación eléctrica

→→
Evolución de la generación eléctrica en América Latina
Período 2016 a 2030 para los tres escenarios (TWh)

-  Biomasa
-  Gas natural
-  Geotermia
-  Petróleo
-  Eólica
-  Carbón
-  Solar
-  Nuclear
-  Hidroeléctrica

Los resultados en cuanto a generación eléctrica son consistentes con los datos de capacidad instalada discutidos en la sección anterior. En el escenario BASE, la participación de energía renovable crece de 64.3% en 2016 a 70.8% en 2030. La proporción de energía renovable variable, compuesto principalmente por recursos solares y eólicos, aumenta de 5.1% a 18.9% de la generación total en el horizonte de planificación de quince años. El escenario RE+ implica necesariamente cambios en el portafolio de recursos energéticos utilizados a lo largo de América Latina. La generación térmica disminuye en este escenario tanto en términos absolutos como en su proporción a la generación total, con una reducción neta del 9%. Esta reducción se ve compensada por la generación renovable, principalmen-

te la generación eólica, que crece del 4.3% al 18.3% de la generación total. La proporción de capacidad instalada en el escenario RE+CO que es renovable disminuye respecto al escenario RE+ pero la proporción de generación eléctrica renovable se mantiene prácticamente igual. Esto demuestra las eficiencias introducidas por las mejoras del sistema de transmisión. Este efecto no se refleja de manera uniforme en toda la región ya que la expansión de la transmisión se limitó a un conjunto realista de posibles candidatos de interconexión. Por lo tanto, la expansión de la capacidad de transmisión, aunque factible en la mayoría de los casos, sigue siendo marginal si se compara con la capacidad instalada total de generación (y demanda de energía) de los países latinoamericanos.



3. RESULTADOS Y ESCENARIOS

Evolución de la nueva capacidad



Los resultados del escenario BASE muestran que la tecnología solar, sujeta a las tendencias actuales y los supuestos del estudio, se vuelve especialmente competitiva hacia el final del horizonte de planificación. Una serie de grandes proyectos hidroeléctricos que actualmente se consideran como firmes y el crecimiento agresivo (y óptimo desde el punto de vista económico)

co) de la generación eólica desplazan a la energía solar inicialmente, pero su efecto agregado disminuye hacia el final del horizonte. En el caso de Centroamérica, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras y Panamá alcanzan sus respectivos límites asumidos de construcción anuales para los recursos solares. Esta situación se presenta a la inversa en Suramérica, es

decir, para un grupo diferente de países, a saber, Argentina, Chile, Colombia, Ecuador, Perú, Uruguay y Venezuela no se alcanzan los límites de instalación de capacidad anuales solares durante el período de planificación. Esta inversión de la factibilidad económica y por lo tanto de la competitividad de estas dos tecnologías entre América del Sur y América Central reflejan la

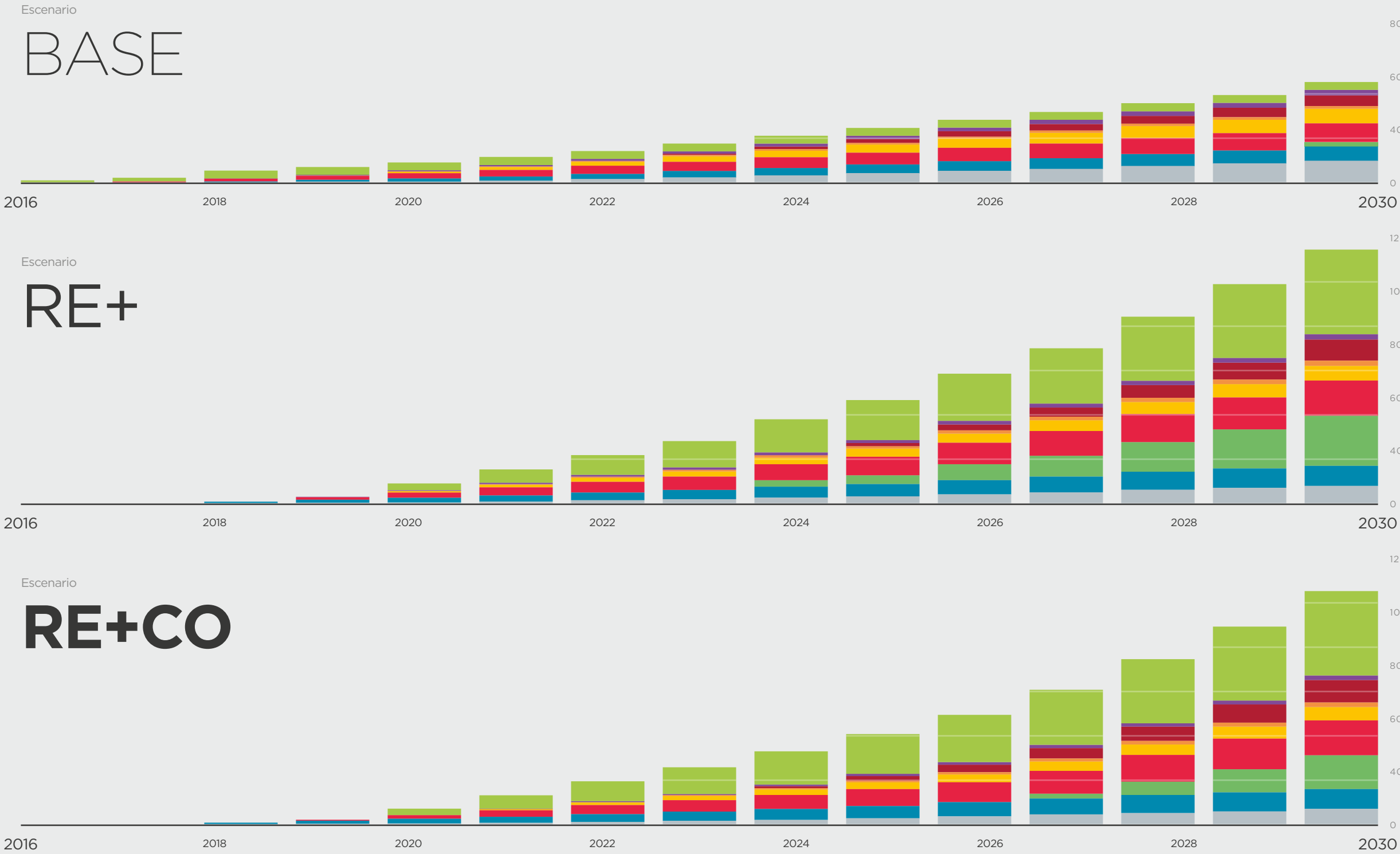
gran diferencia entre los potenciales eólicos y solares de estas dos regiones. En el escenario RE+, los resultados de la simulación para Brasil y México también muestran un enorme crecimiento en la instalación de nueva capacidad solar. Brasil construye casi once veces más capacidad solar en el escenario RE+ comparado con el escenario BASE, mientras

que en el caso de México se aumenta la capacidad en un poco más de diez veces en los próximos 15 años entre estos dos escenarios. Este resultado refuerza la noción de que los dos países tienen un gran potencial para aumentar la participación de las energías renovables porque, en el primer caso de Brasil, la futura reducción de costos en la tecnología solar hace que a par-

tir del año 2024 se instale una gran capacidad solar para cubrir la demanda eléctrica de manera competitiva, mientras que en el caso de México existe desde ya la posibilidad de que la energía solar pueda reemplazar también de manera competitiva grandes bloques de energía térmica ya que el gas natural es la tecnología predominante en el escenario BASE en este país.

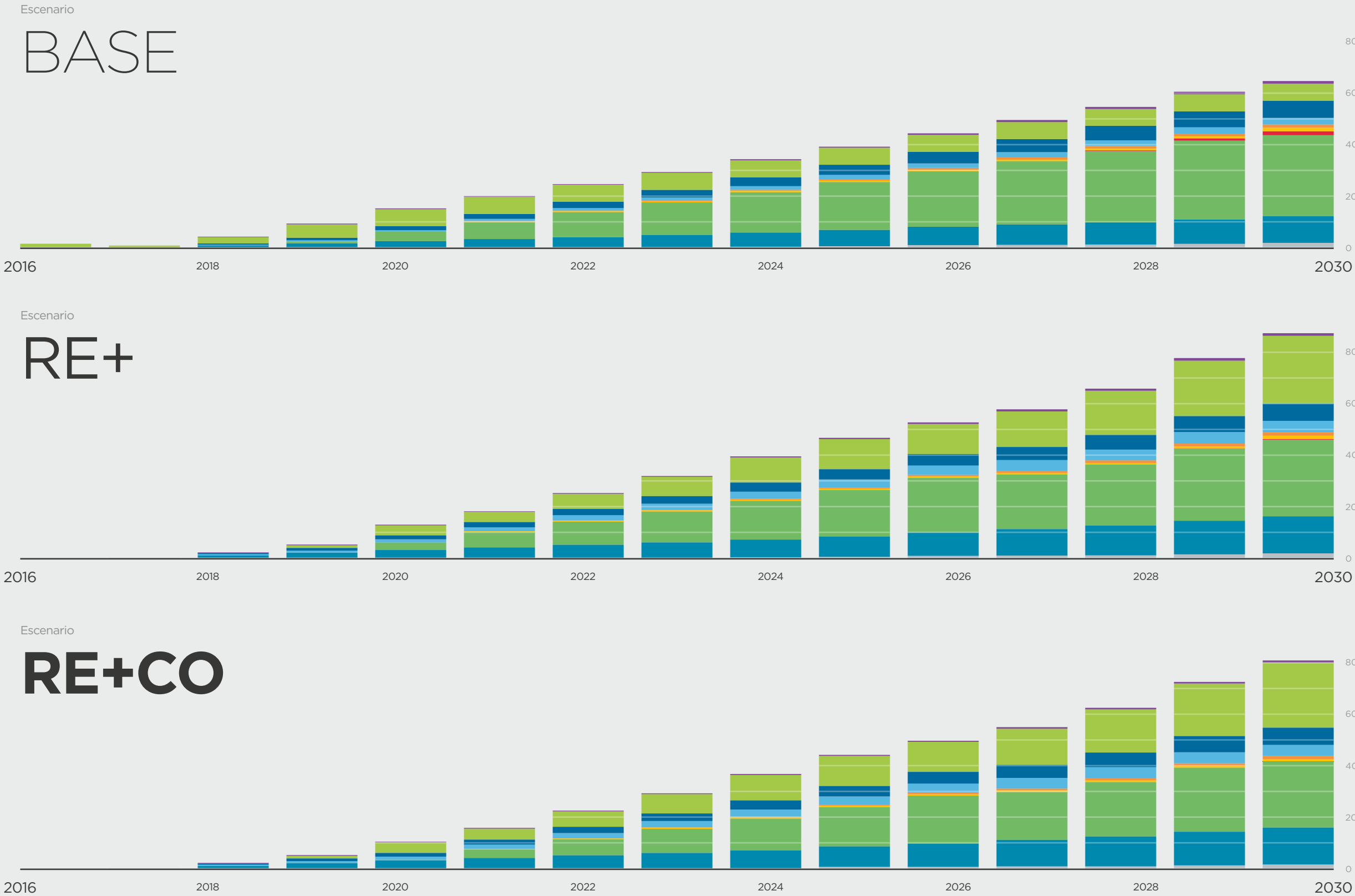
Al comparar las adiciones de capacidad solar, se observa en todos los países, que el escenario RE+CO instala más energía solar que el escenario BASE y algo menos que el escenario RE+. En general, la instalación de plantas solares se acerca a los límites de expansión de capacidad anuales respectivos. En el escenario altamente interconectado, se ha construido un

132% más de capacidad solar que en el Escenario BASE. México construye un 23% más de capacidad solar que Chile y Brasil en conjunto; estos dos países comparten el segundo lugar en nuevas construcciones solares para toda la región. Perú es otro jugador importante en la expansión de esta tecnología, agregando casi el 9% de la nueva capacidad solar.



3. RESULTADOS Y ESCENARIOS

Evolución de la nueva capacidad



La tecnología de generación eólica ha demostrado en los últimos años ser competitiva en América Central y del Sur. La tasa de construcción óptima (minimizando costos del sistema) de plantas eólicas en el escenario BASE es igual o muy cercana a los límites defi-

nidos en los supuestos de este estudio. Además, se observa que varios países agregan capacidad eólica al límite de construcción anual asumido hasta casi el final del período de planificación. En América del Sur, Argentina, Ecuador, Uruguay y Venezuela son

ejemplos de este fenómeno y demuestran aún más la preferencia económica temprana de la energía eólica sobre la solar. En América Central, todos los países alcanzan el límite anual de construcción eólica antes del final del horizonte de planificación, excep-

to en Costa Rica, que alcanza su límite anual de capacidad eólica en el último año del horizonte de planificación. Como era de esperar, el escenario RE+ construye más energía eólica y solar en comparación con el escenario BASE. Brasil y México mues-

tran el mayor crecimiento total (óptimo) de la capacidad eólica en el modelo con un aumento combinado del 47% sobre el escenario BASE. México casi cuadruplica su capacidad eólica en comparación con el escenario BASE, mientras que Brasil disminuye un 6%.

En el escenario RE+CO, al igual que en el escenario RE+, la mayoría de los países tienen un potencial de nueva capacidad eólica anual disponible mayor en comparación con el caso BASE, pero solo Argentina y Uruguay aprovechan esta mayor oportunidad.

Por el contrario, la mayoría de los países en realidad construyen menos capacidad eólica en el modelo de escenario RE+CO que en el escenario BASE. Pero los dos países mencionados disponen de capacidad eólica con grandes factores de planta, y como

tales, los recursos eólicos se ven favorecidos en estos lugares. En promedio para toda la región, según los resultados del modelo se prevé que las nuevas adiciones de la capacidad eólica sean un 25% mayores en el escenario RE+CO que en el escenario BASE.

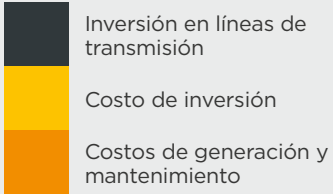
3. RESULTADOS Y ESCENARIOS

Costos totales del sistema eléctrico

Los principales componentes que se han calculado para determinar el costo total del sistema eléctrico, y por lo tanto de cada escenario, son los costos de inversión, los costos de combustible, los costos de operación y mantenimiento fijos y variables. Los costos de inversión se refieren a los costos de capital anualizados, mientras que las anualidades se calculan de acuerdo con la vida útil de los proyectos y el costo de capital ponderado promedio (CCPP o WACC, por sus siglas en inglés) de los proyectos de generación y transmisión.

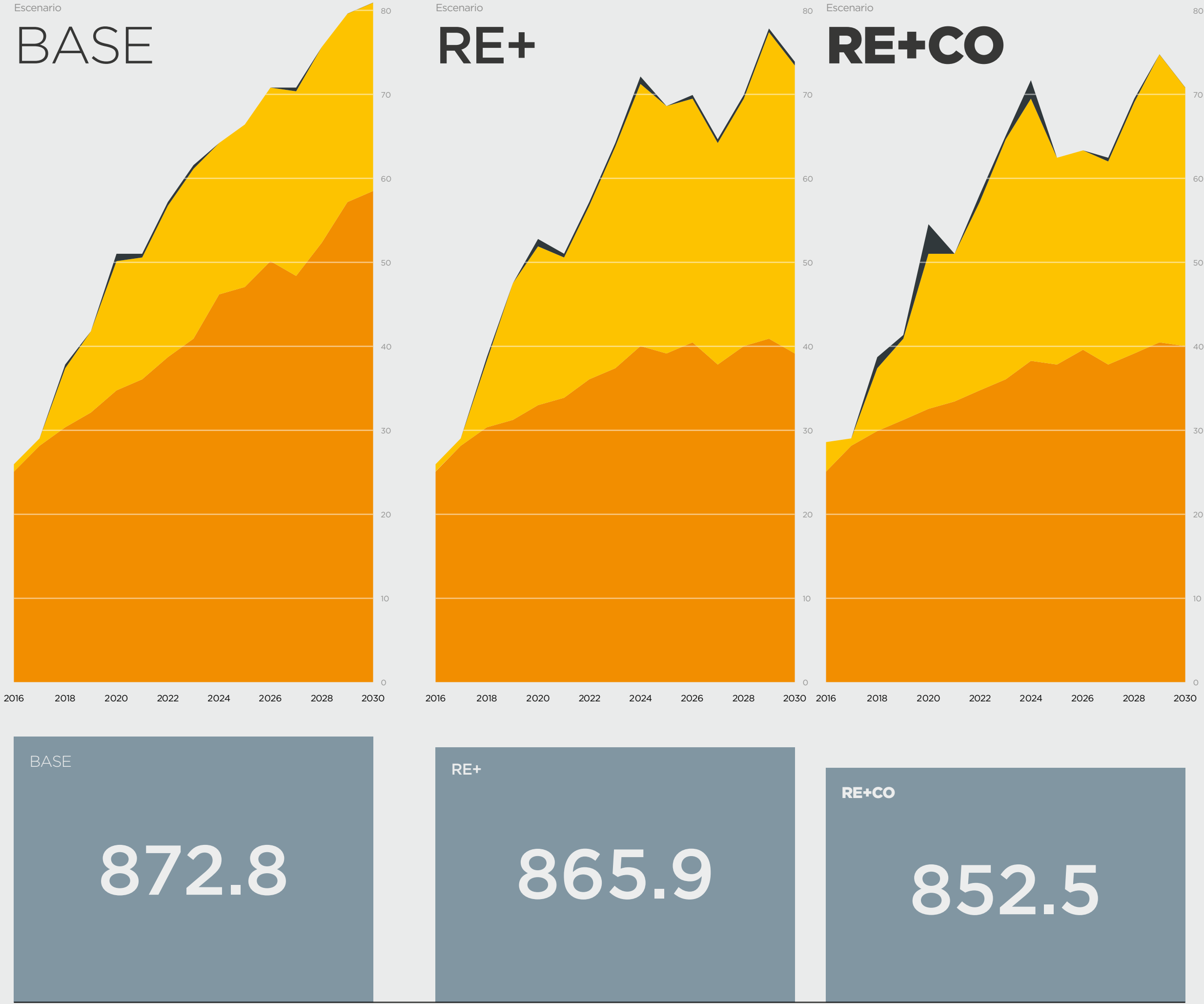
La diferencia de tecnologías de generación entre el escenario BASE y el escenario RE+ explica los cambios en la estructura de costos del sistema eléctrico en América Latina. Hay una reducción notable en el componente de costo de combustible entre estos dos escenarios, explicado por la menor participación de electricidad de plantas de energía térmica con combustibles fósiles, mientras que para la mayor capacidad renovable en el escenario RE+ el costo del combustible es cero. El componente costo de inversión aumenta desde el escenario BASE a RE+, siendo una consecuencia directa del gran crecimiento en la capacidad de las tecnologías renovables y la generación total.

→ →
Costo total del generación y expansión del sistema
(Billones de USD)



→ →
Costo total del sistema eléctrico
(Billones de USD)

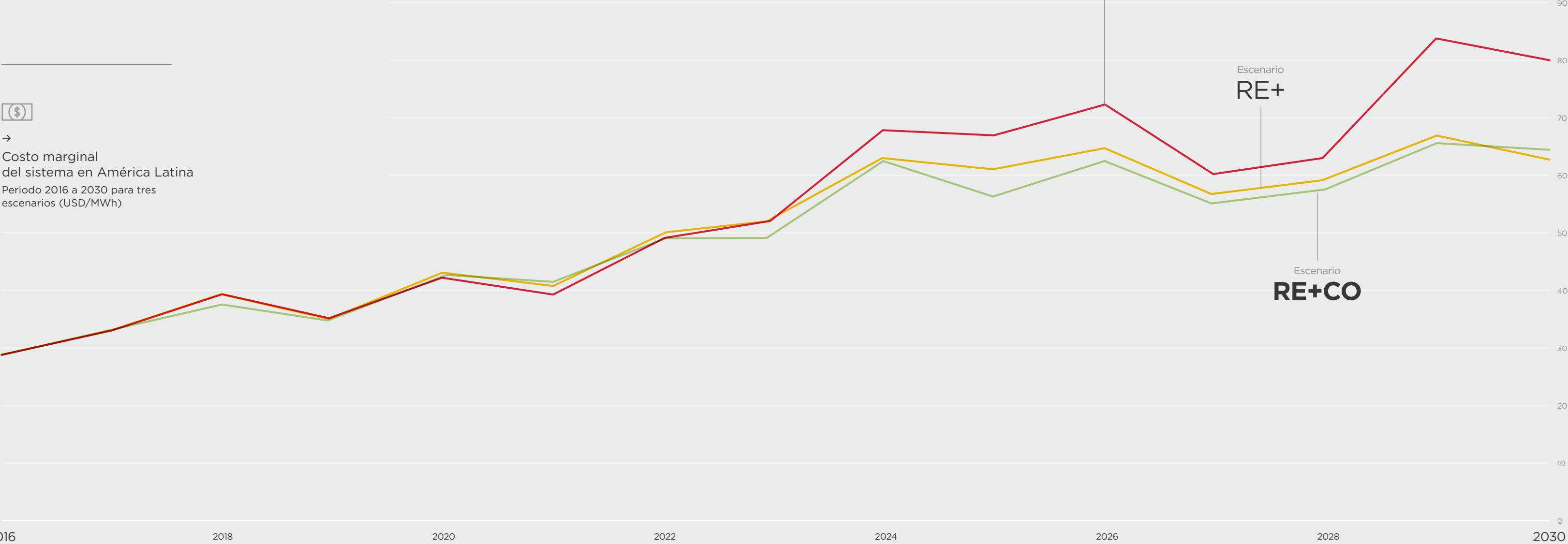
Mientras tanto en el escenario RE+CO se tienen costos operativos similares al escenario RE+, pero los costos de inversión son notablemente más bajos. El escenario RE+CO reemplaza la inversión en capacidad renovable con inversión de transmisión respecto al escenario RE



3. RESULTADOS Y ESCENARIOS

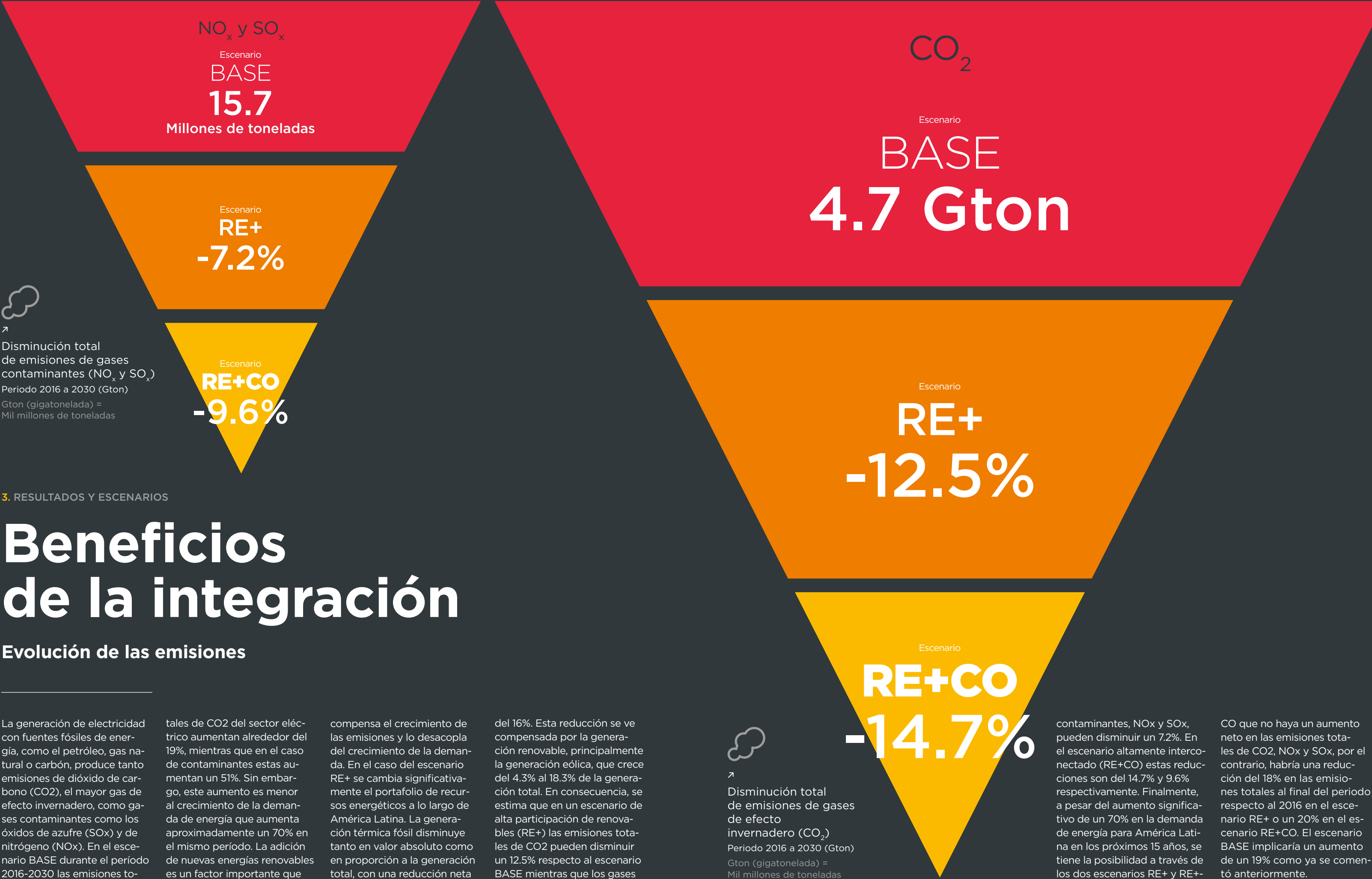
Beneficios de la integración

Evolución de los costos marginales



El modelo de planificación usado en el estudio representa una red eléctrica simplificada de 21 países en América Latina, donde las decisiones de inversión en nueva capacidad y despacho de energía se hacen de manera integrada. Las tecnologías asociadas a cada nodo de esta red y sus correspondientes costos de combustible y operación determinan por lo tanto los costos de la generación (y parte del transporte) de electricidad y constituyen una buena aproximación a los costos finales de la energía para los consumidores. El costo marginal anual promedio para la región se calcula en este estudio como el costo promedio ponderado de carga en todos los nodos del sistema de transmisión. Los tres escenarios propuestos tienen grandes participaciones de recursos térmicos que usan combustibles fósiles que dan lugar a costos marginales que reflejan los precios de estos combustibles. Se puede observar que en los tres escenarios hay una tendencia al crecimiento en el costo marginal, impulsado por el aumento paulatino en los precios de los combustibles fósiles a lo largo del horizonte de planificación. Sin embargo, en el escenario RE+ y el escenario RE+CO, los costos marginales anuales promedio se reducen mediante el aumento de la penetración renovable (costo de combustible cero).

El escenario BASE también tiene un componente de generación térmica significativamente mayor, lo que implica que las centrales térmicas más caras (y menos eficientes) se utilizan con mayor frecuencia, lo que resulta en un mayor costo marginal promedio regional. Los escenarios RE+ y RE+CO tienen una generación térmica proporcionalmente menor, y el costo marginal promedio regional en estos casos es similar siendo el más bajo el del escenario altamente interconectado. En esos dos escenarios, la energía térmica es reemplazada progresivamente por la producción de energía renovable e hidroeléctrica en los escenarios RE+ y RE+CO en el horizonte de estudio.



3. RESULTADOS Y ESCENARIOS

Beneficios de la integración

Evolución de las emisiones

La generación de electricidad con fuentes fósiles de energía, como el petróleo, gas natural o carbón, produce tanto emisiones de dióxido de carbono (CO₂), el mayor gas de efecto invernadero, como gases contaminantes como los óxidos de azufre (SO_x) y de nitrógeno (NO_x). En el escenario BASE durante el período 2016-2030 las emisiones to-

tales de CO₂ del sector eléctrico aumentan alrededor del 19%, mientras que en el caso de contaminantes estas aumentan un 51%. Sin embargo, este aumento es menor al crecimiento de la demanda de energía que aumenta aproximadamente un 70% en el mismo período. La adición de nuevas energías renovables es un factor importante que

compensa el crecimiento de las emisiones y lo desacopla del crecimiento de la demanda. En el caso del escenario RE+ se cambia significativamente el portafolio de recursos energéticos a lo largo de América Latina. La generación térmica fósil disminuye tanto en valor absoluto como en proporción a la generación total, con una reducción neta

del 16%. Esta reducción se ve compensada por la generación renovable, principalmente la generación eólica, que crece del 4.3% al 18.3% de la generación total. En consecuencia, se estima que en un escenario de alta participación de renovables (RE+) las emisiones totales de CO₂ pueden disminuir un 12.5% respecto al escenario BASE mientras que los gases

contaminantes, NO_x y SO_x, pueden disminuir un 7.2%. En el escenario altamente interconectado (RE+CO) estas reducciones son del 14.7% y 9.6% respectivamente. Finalmente, a pesar del aumento significativo de un 70% en la demanda de energía para América Latina en los próximos 15 años, se tiene la posibilidad a través de los dos escenarios RE+ y RE+

CO que no haya un aumento neto en las emisiones totales de CO₂, NO_x y SO_x, por el contrario, habría una reducción del 18% en las emisiones totales al final del período respecto al 2016 en el escenario RE+ o un 20% en el escenario RE+CO. El escenario BASE implicaría un aumento de un 19% como ya se comentó anteriormente.

LA RED
DEL FUTURO

RESULTADOS NACIONALES

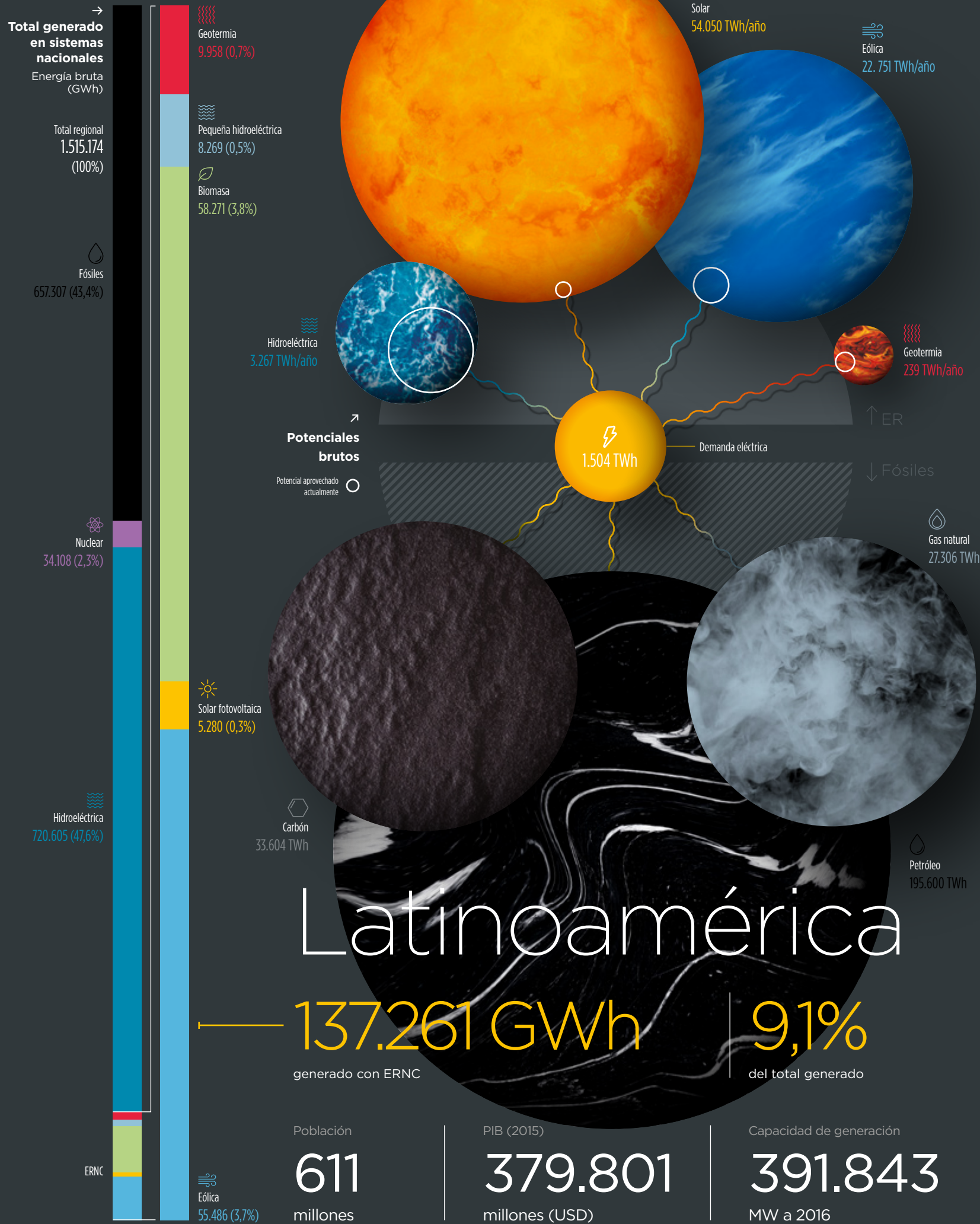


Además de los resultados generales presentados en el capítulo 3, el modelo que se implementó brinda la oportunidad de analizar los resultados de la simulación de cada país en forma aislada. Este capítulo presenta el resultado específico para cada país incluido en el modelo.

Para cada uno de los países incluidos, se proporciona una visión general de la combinación actual de recursos utiliza-

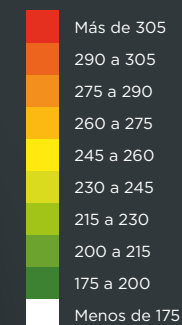
dos para la producción local de electricidad, así como el potencial total de los diferentes recursos disponibles en cada país. Es notable que todos los países presentados muestran un gran potencial para el uso de recursos renovables en su producción de energía y para enfatizar este hecho, también se incluyen mapas del potencial eólico y solar en las diferentes regiones del país.

Finalmente, también se incluyen los resultados individuales de la evolución de la matriz de generación eléctrica hasta el año 2030 para los escenarios BASE y RE+CO. Esto muestra que, en un escenario altamente interconectado, la región como un todo puede alcanzar el objetivo propuesto de generación de energía renovable del 80% al final del período de una manera costo efectiva.



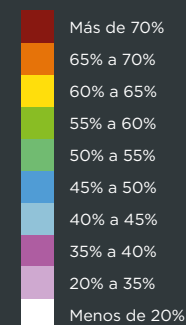
Energía solar

Zonas disponibles con alto potencial solar
Irradiación Global Horizontal (W/m²)



Energía eólica

Zonas disponibles con alto potencial eólico
Factor de capacidad bruta a 100 m (%)

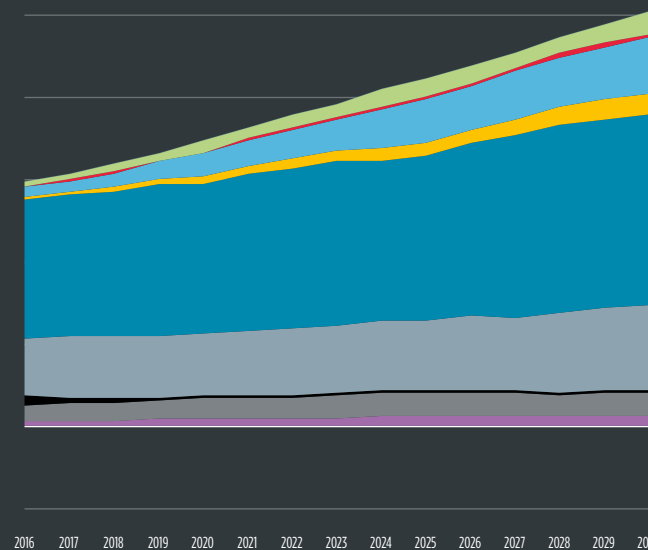


→ Evolución de la red eléctrica
Miles de GWh



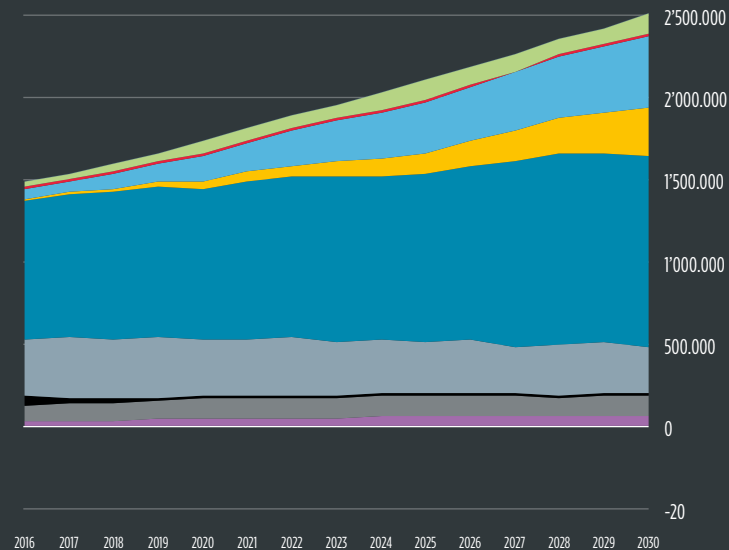
Escenario
BASE

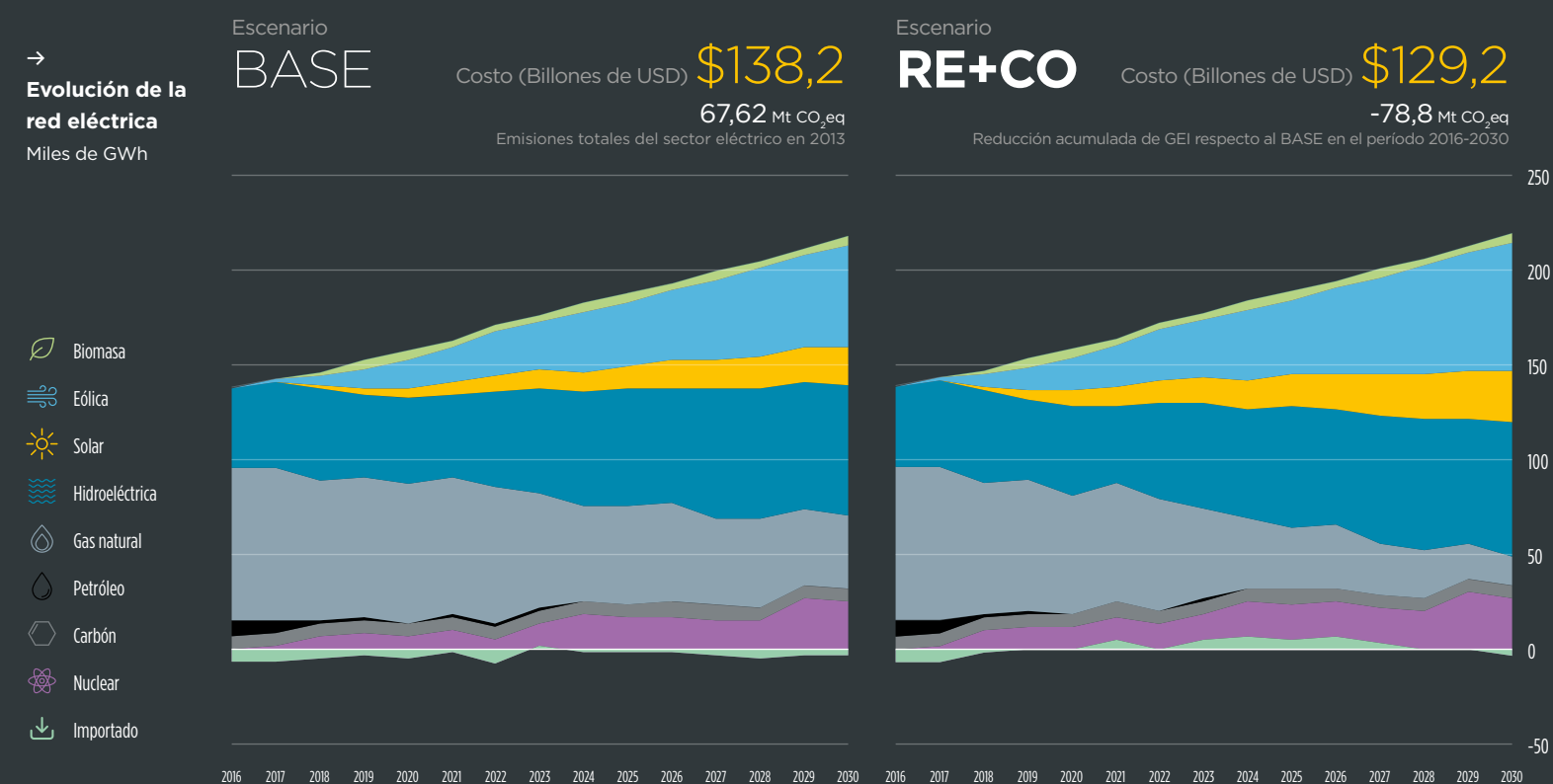
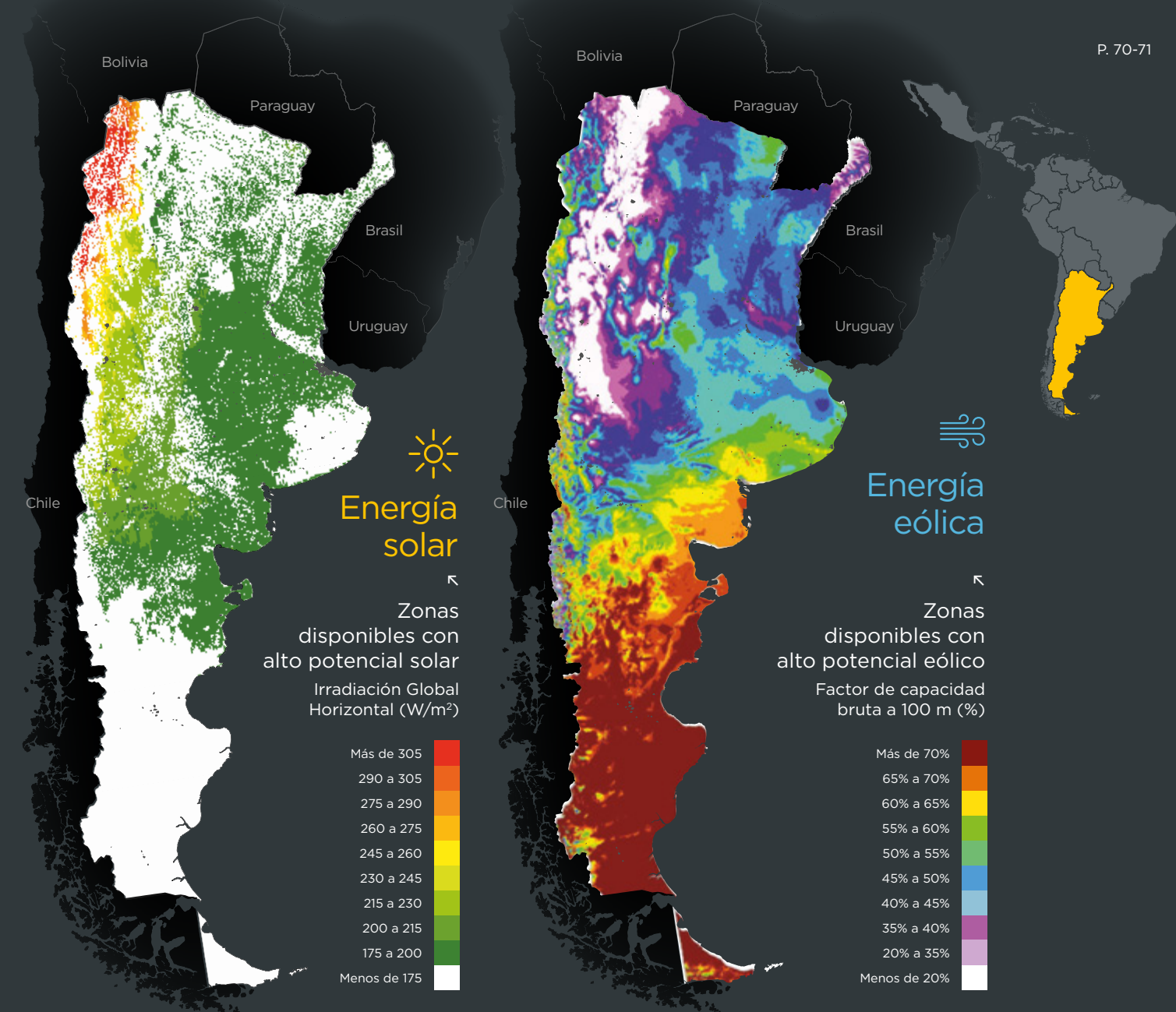
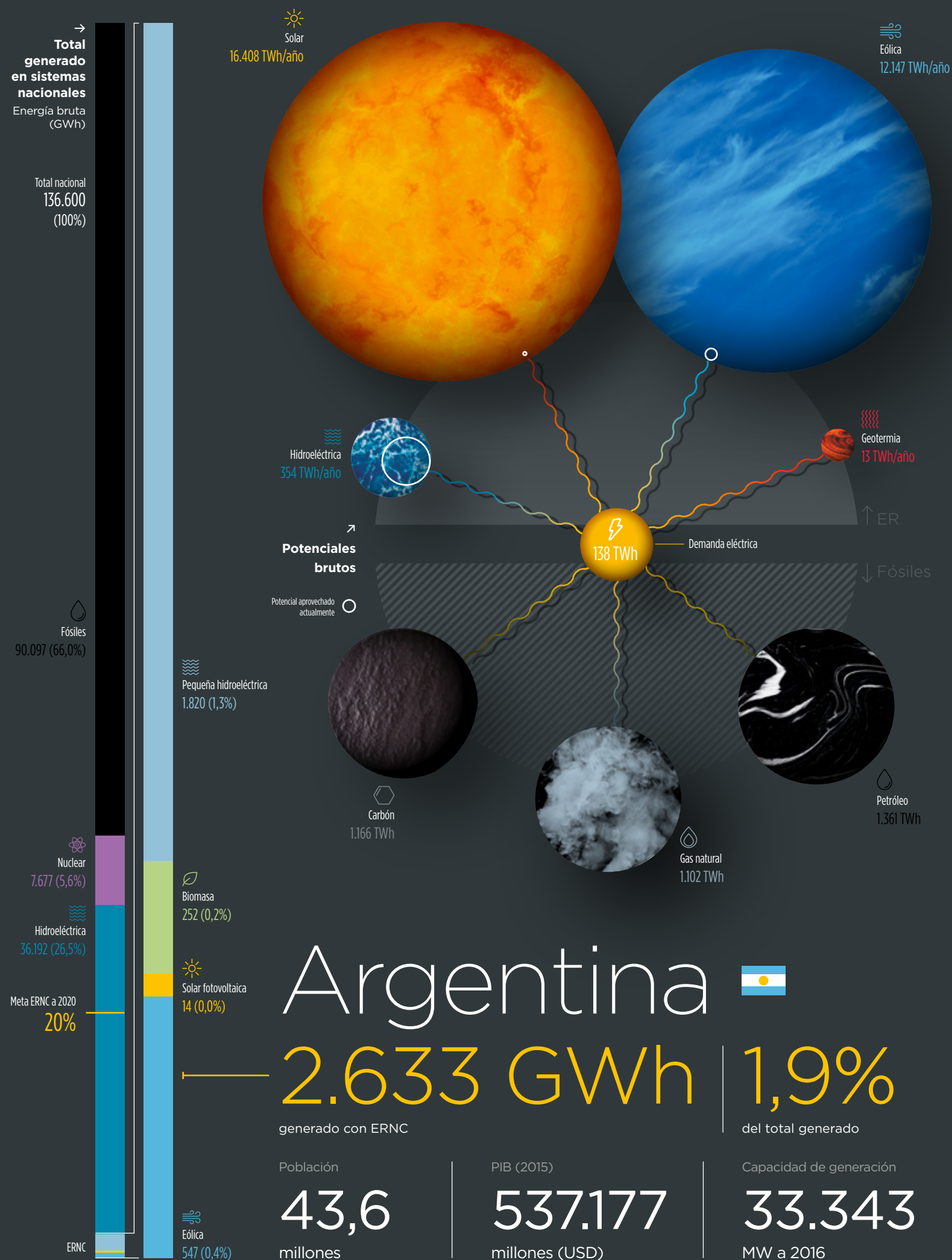
Costo (Billones de USD) **\$868,7**
574,54 Mt CO₂eq
Emisiones totales del sector eléctrico en 2013

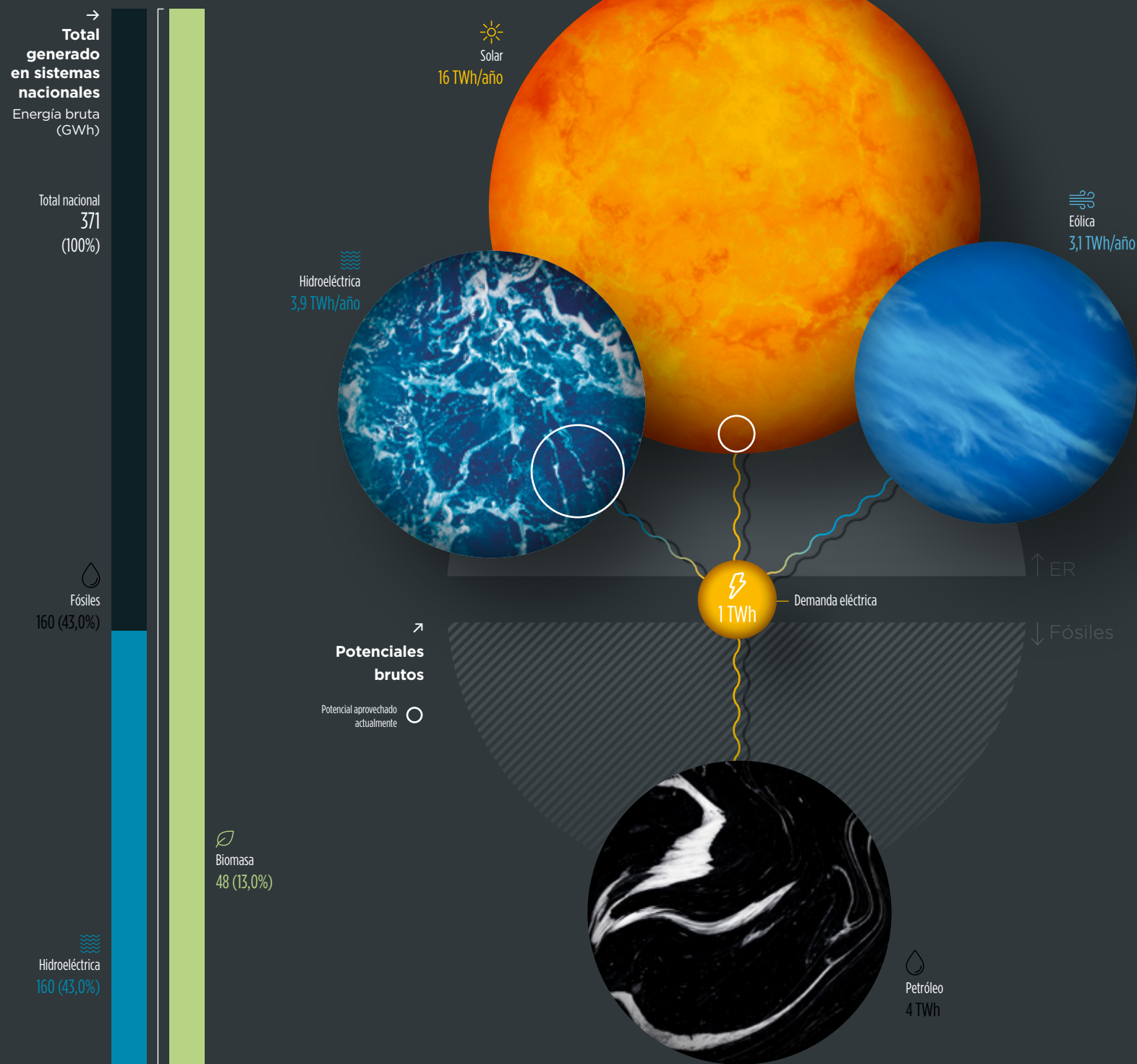


Escenario
RE+CO

Costo (Billones de USD) **\$842,1**
-688,6 Mt CO₂eq
Reducción acumulada de GEI respecto al BASE en el periodo 2016-2030







Belice 🇧🇩

52 GWh | 14,2%

generado con ERNC

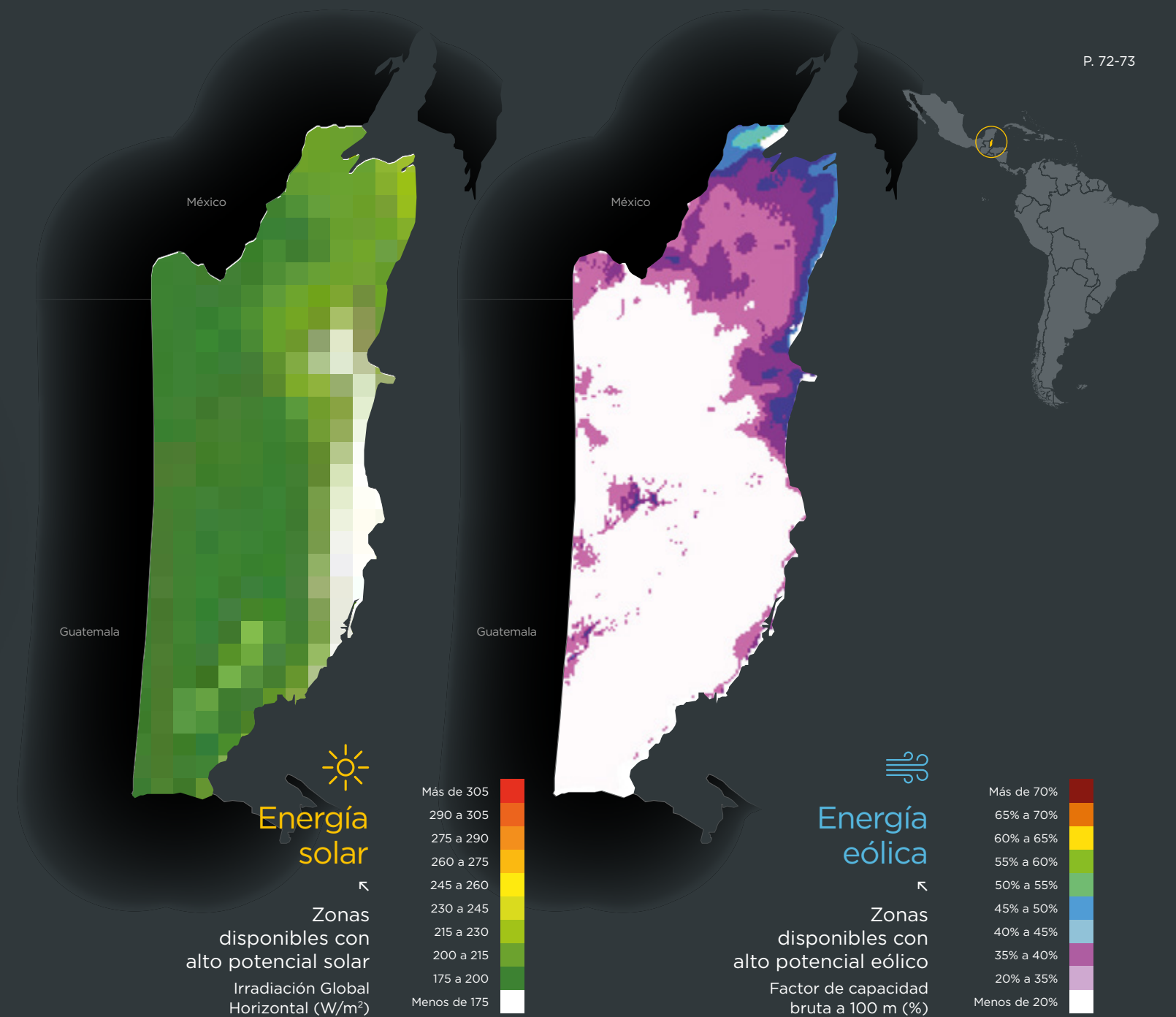
del total generado

Población
0,36 millones

PIB (2015)
1.742,5 millones (USD)

Capacidad de generación
153,6 MW a 2016

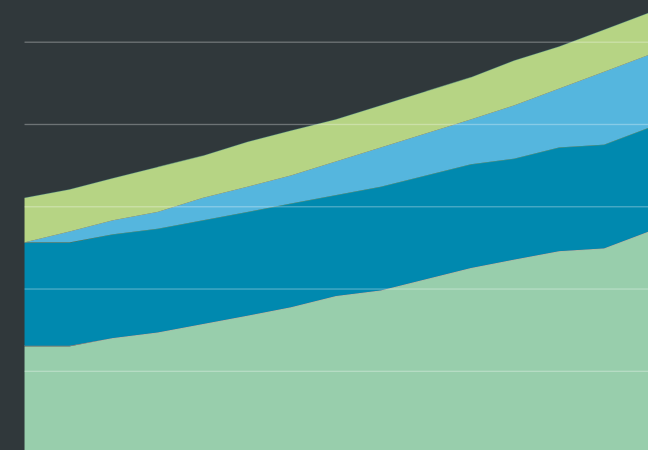
Solar fotovoltaica 4 (1,0%)



→ Evolución de la red eléctrica
Miles de GWh

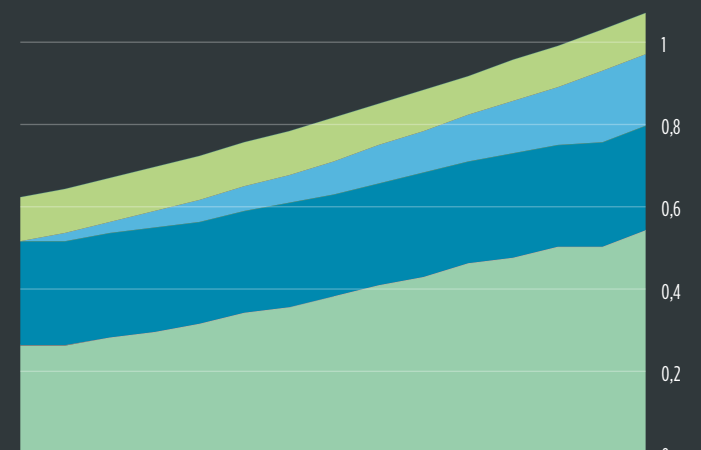
Escenario BASE

Costo (Billones de USD) \$252,8

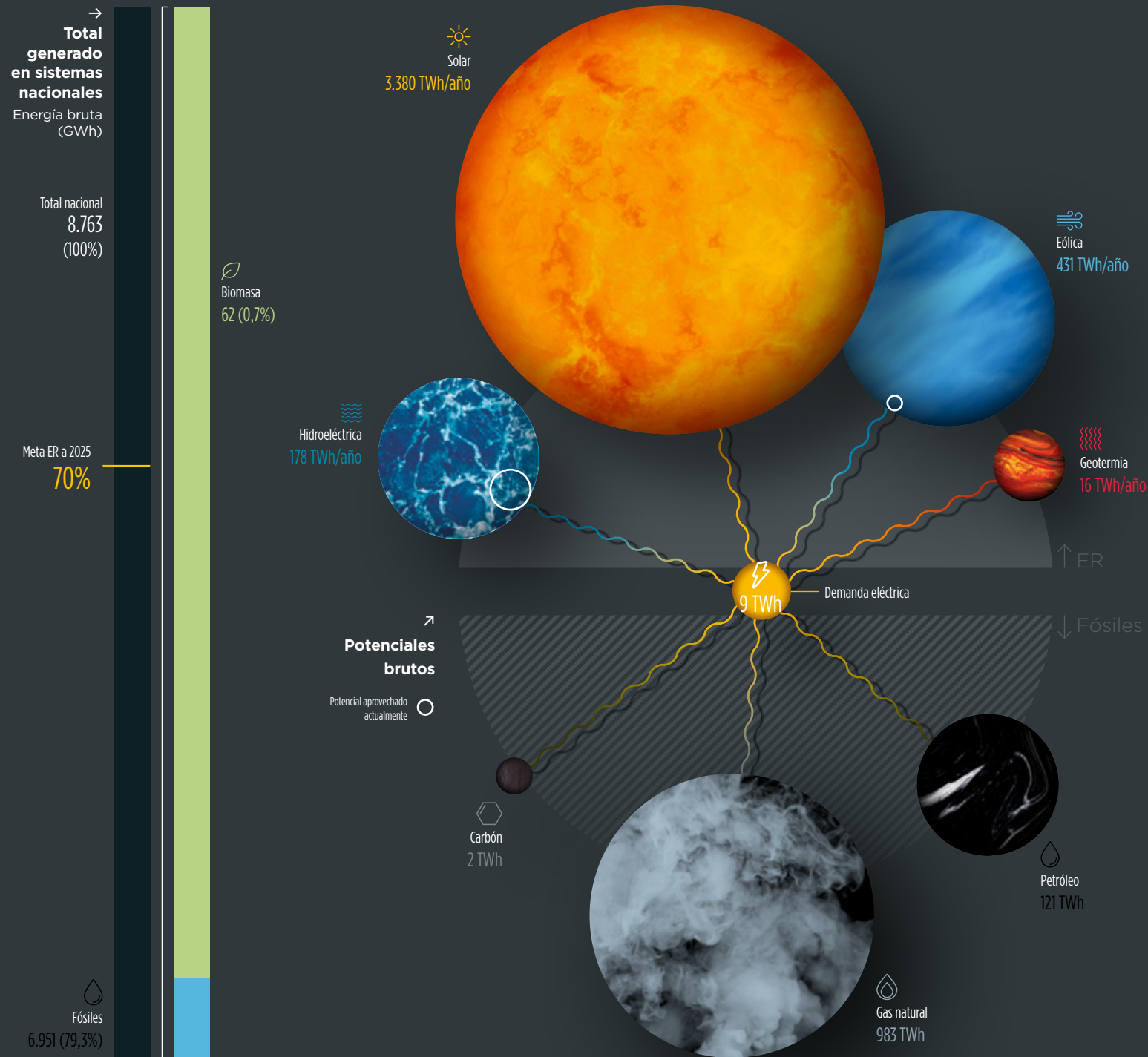


Escenario RE+CO

Costo (Billones de USD) \$251,7



2016 2017 2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024 2025 2026 2027 2028 2029 2030



Bolivia

97 GWh | 1,1%

generado con ERNC

del total generado

Población

10,7

millones

PIB (2015)

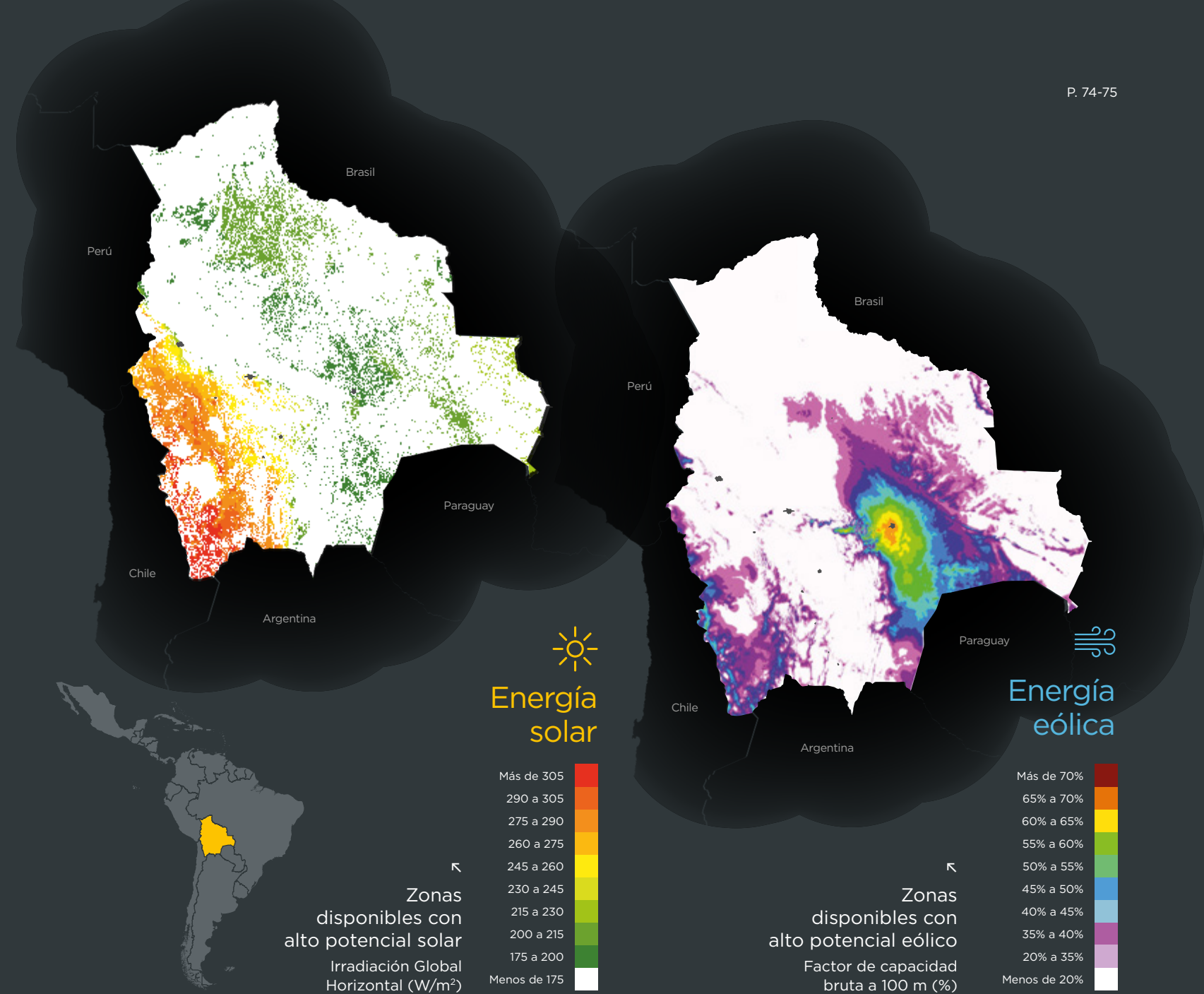
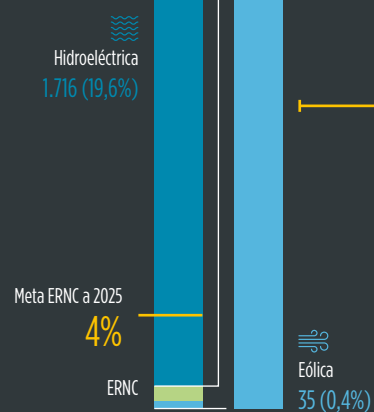
33.564

millones (USD)

Capacidad de generación

1.855

MW a 2016



→ Evolución de la red eléctrica
Miles de GWh

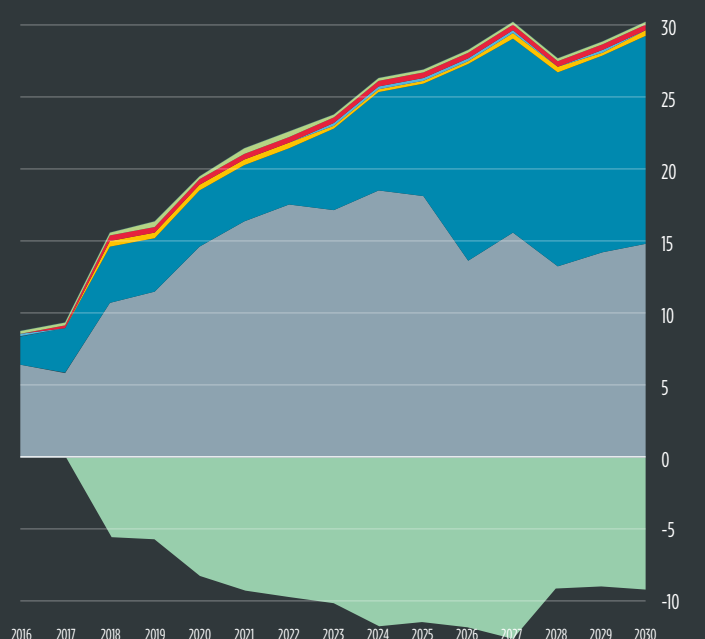
Escenario BASE

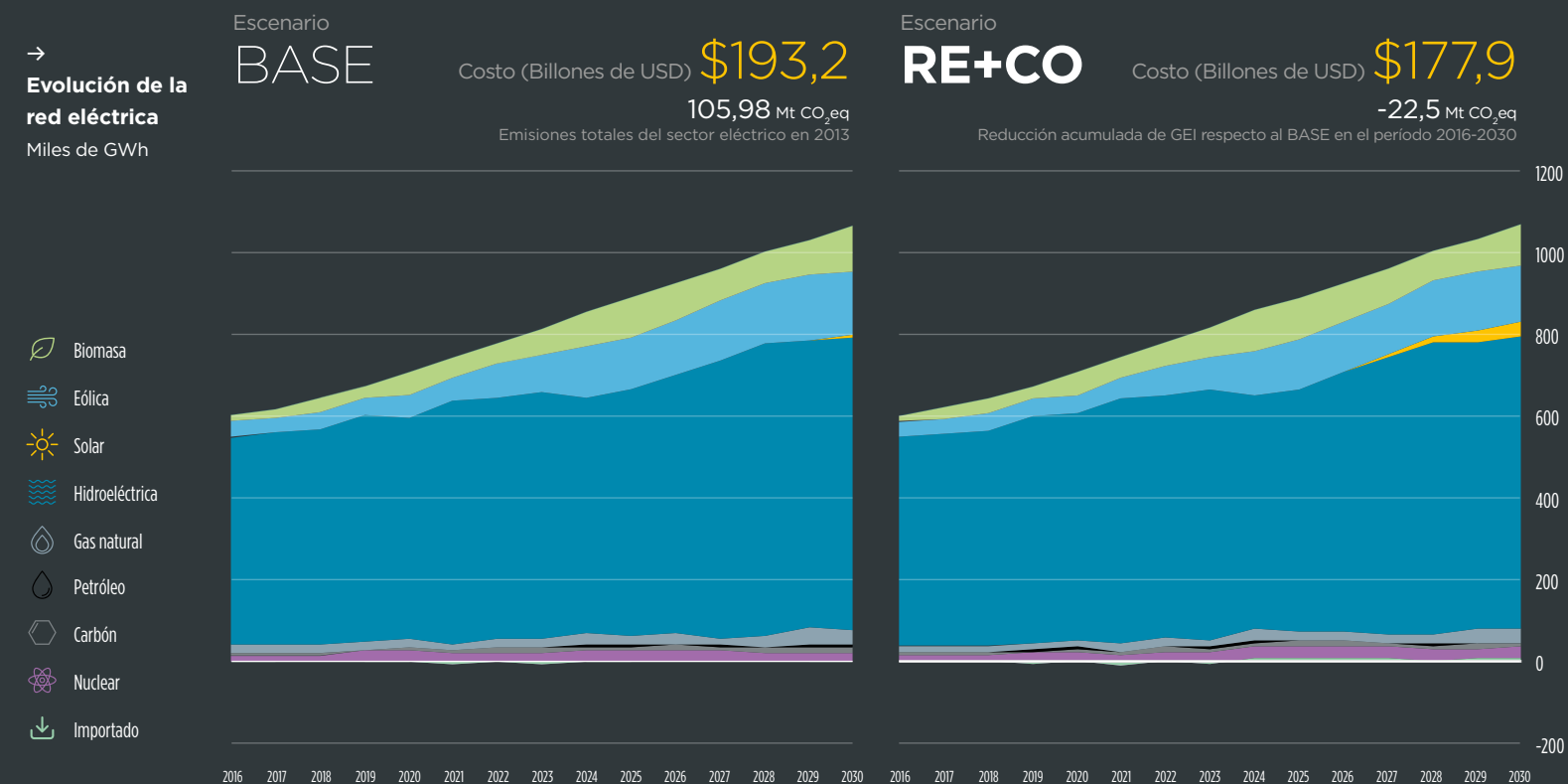
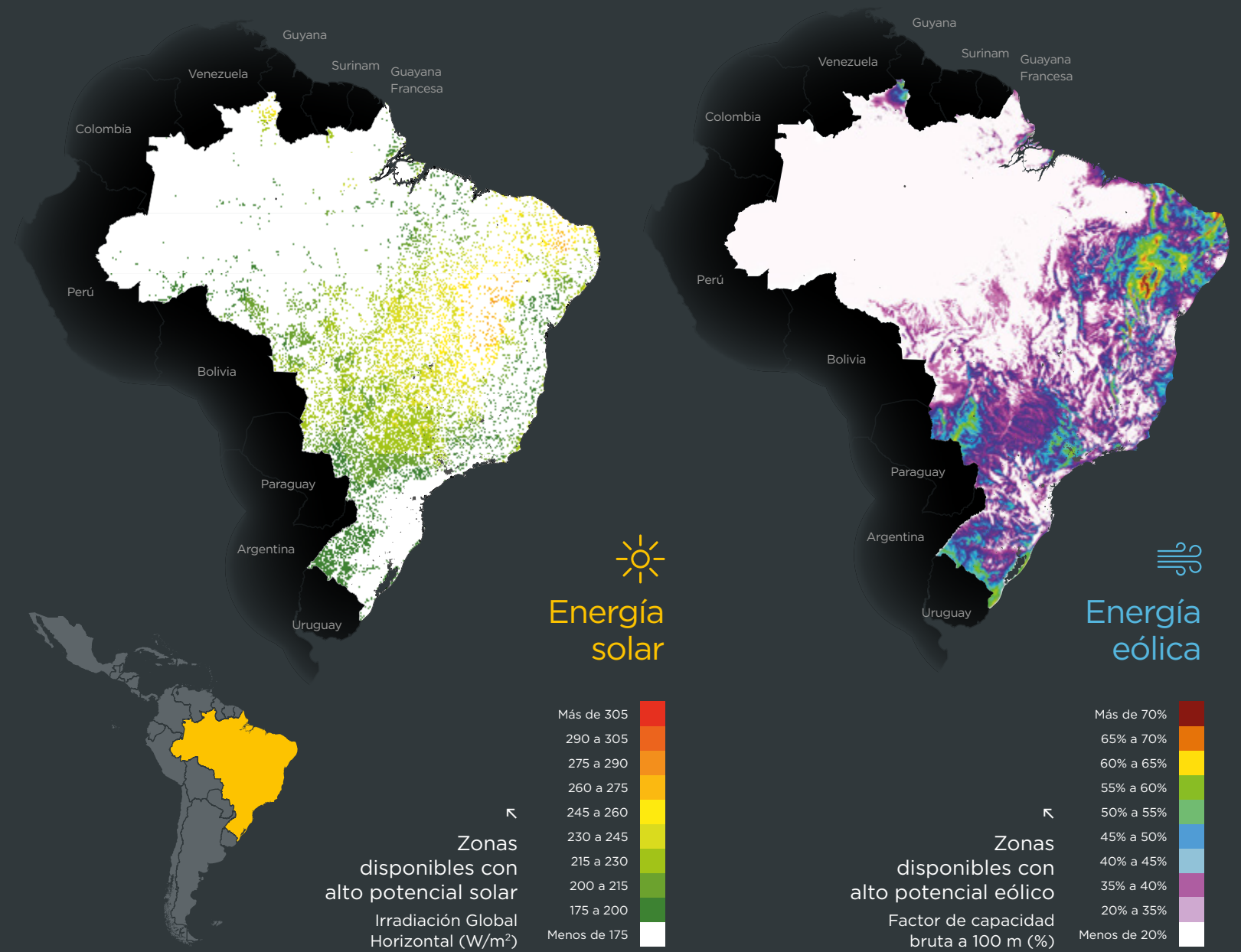
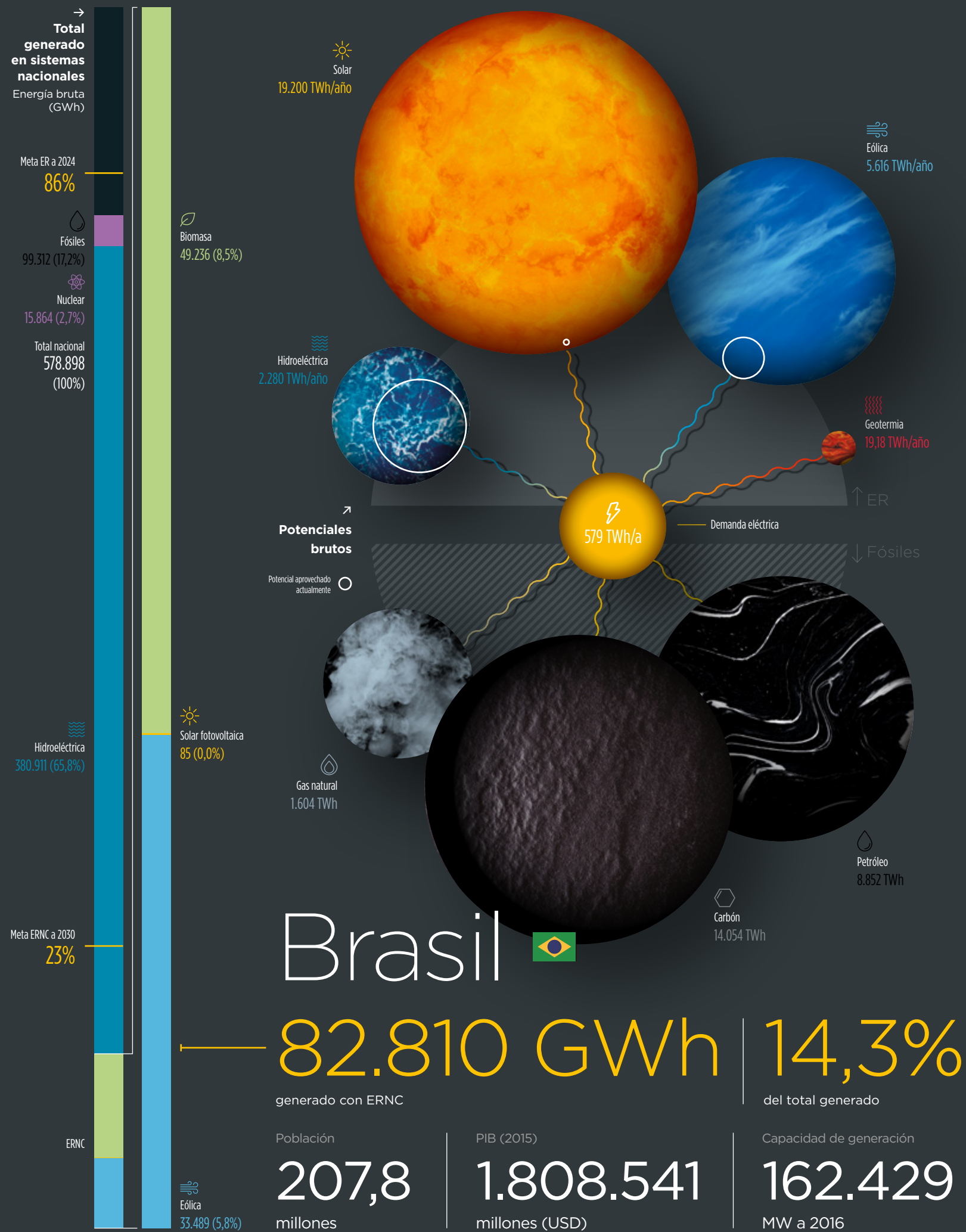
Costo (Billones de USD) \$6,1
4,16 Mt CO₂eq
Emisiones totales del sector eléctrico en 2013

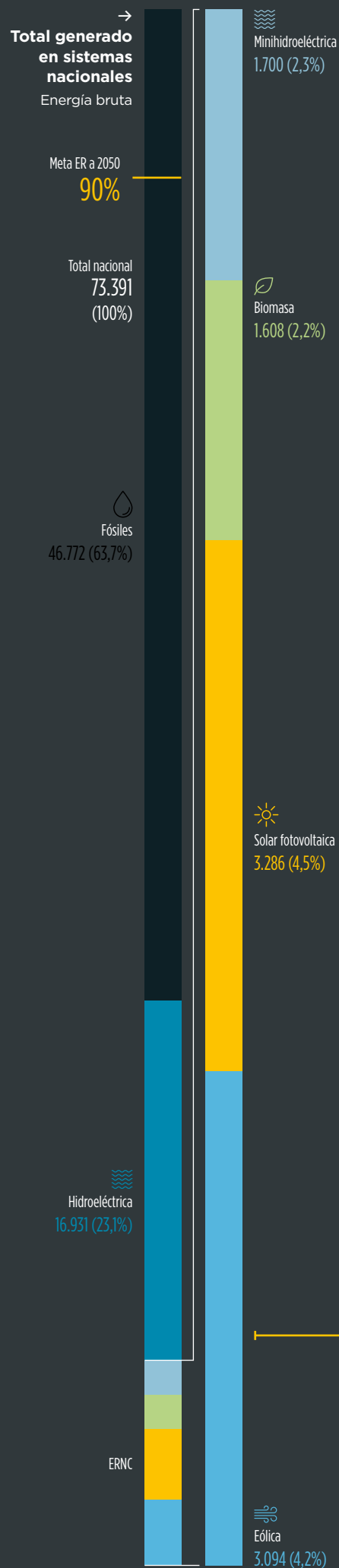


Escenario RE+CO

Costo (Billones de USD) \$10
+51,6 Mt CO₂eq
Aumento acumulado de GEI respecto al BASE en el periodo 2016-2030







Chile

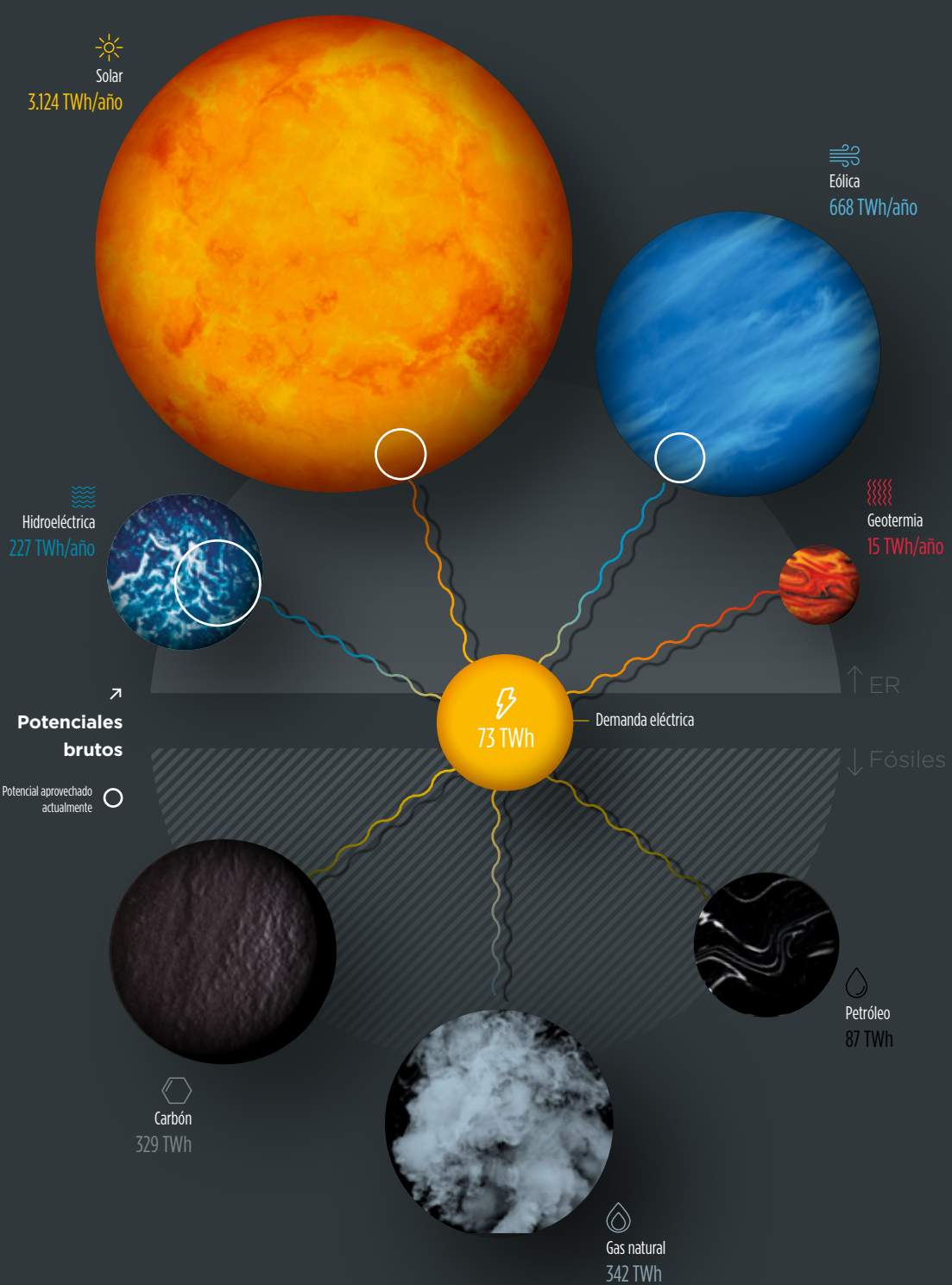
9.688 GWh | 13,2%

generado con ERNC

Población
17,9
millones

PIB (2015)
241.160
millones (USD)

Capacidad de generación
23.388
MW a 2016



→ **Evolución de la red eléctrica**
Miles de GWh

Escenario **BASE**

Costo (Billones de USD) **\$67,3**
38,45 Mt CO₂eq
Emisiones totales del sector eléctrico en 2013

Escenario **RE+CO**

Costo (Billones de USD) **\$62,8**
-143,4 Mt CO₂eq
Reducción acumulada de GEI respecto al BASE en el periodo 2016-2030

Biomasa

Geotermia

Eólica

Solar

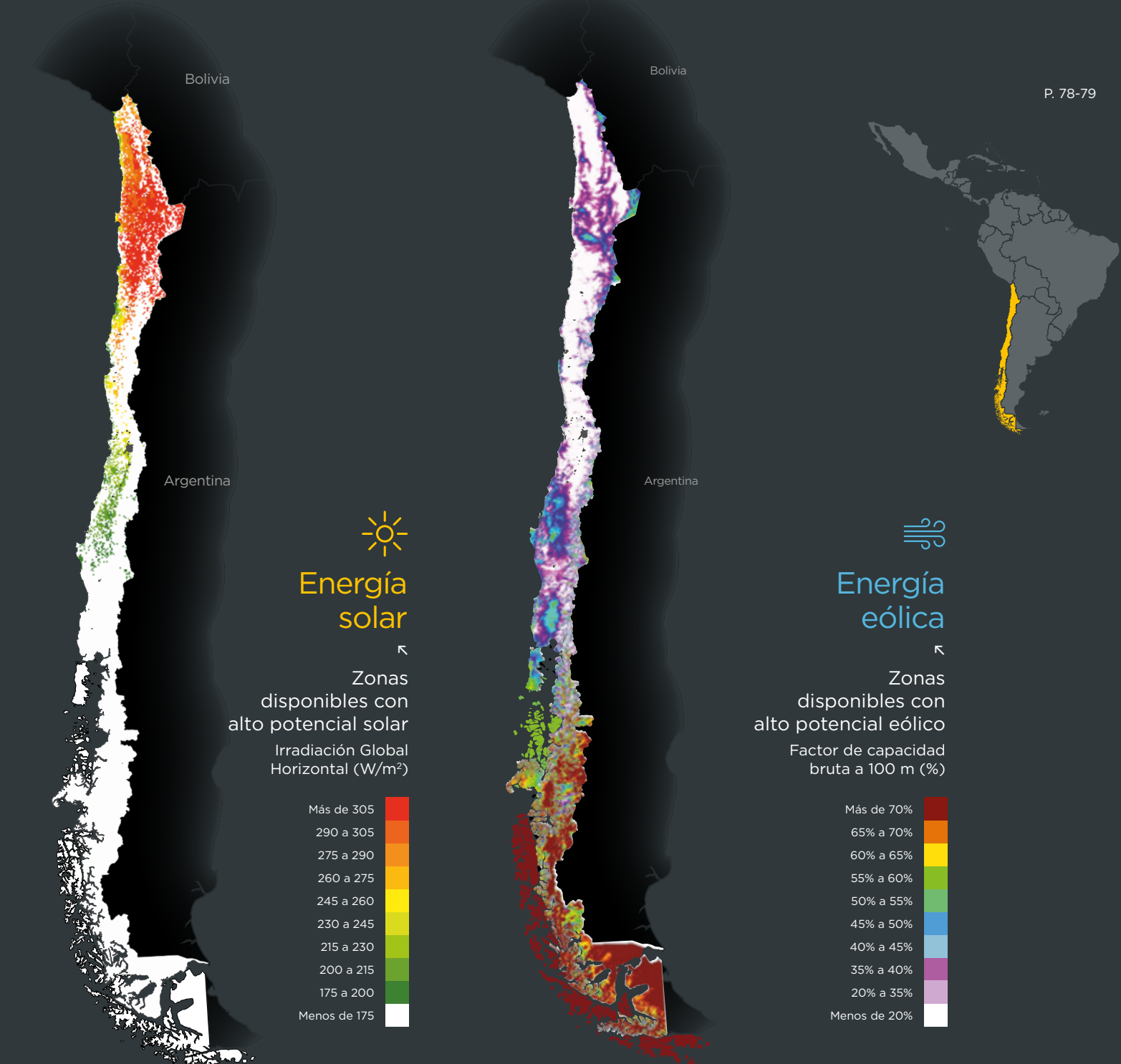
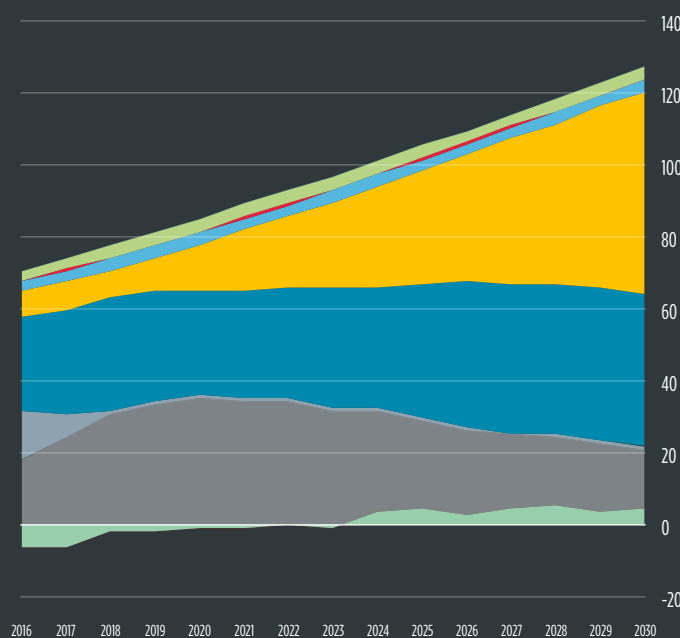
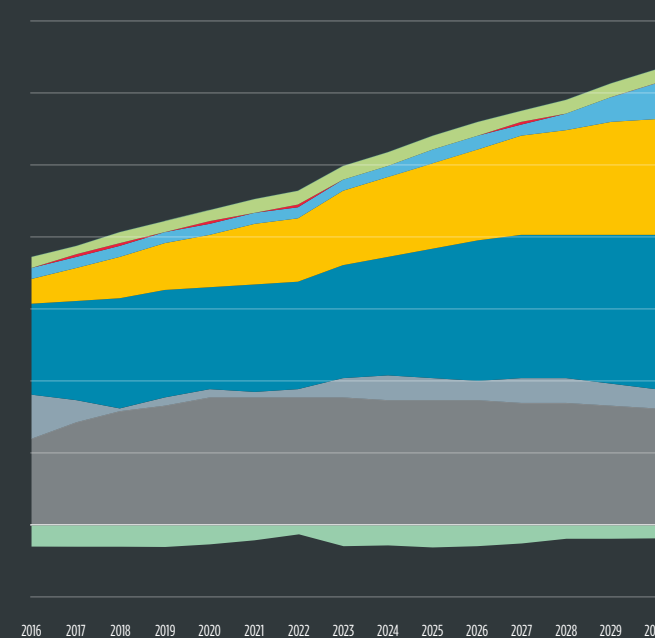
Hidroeléctrica

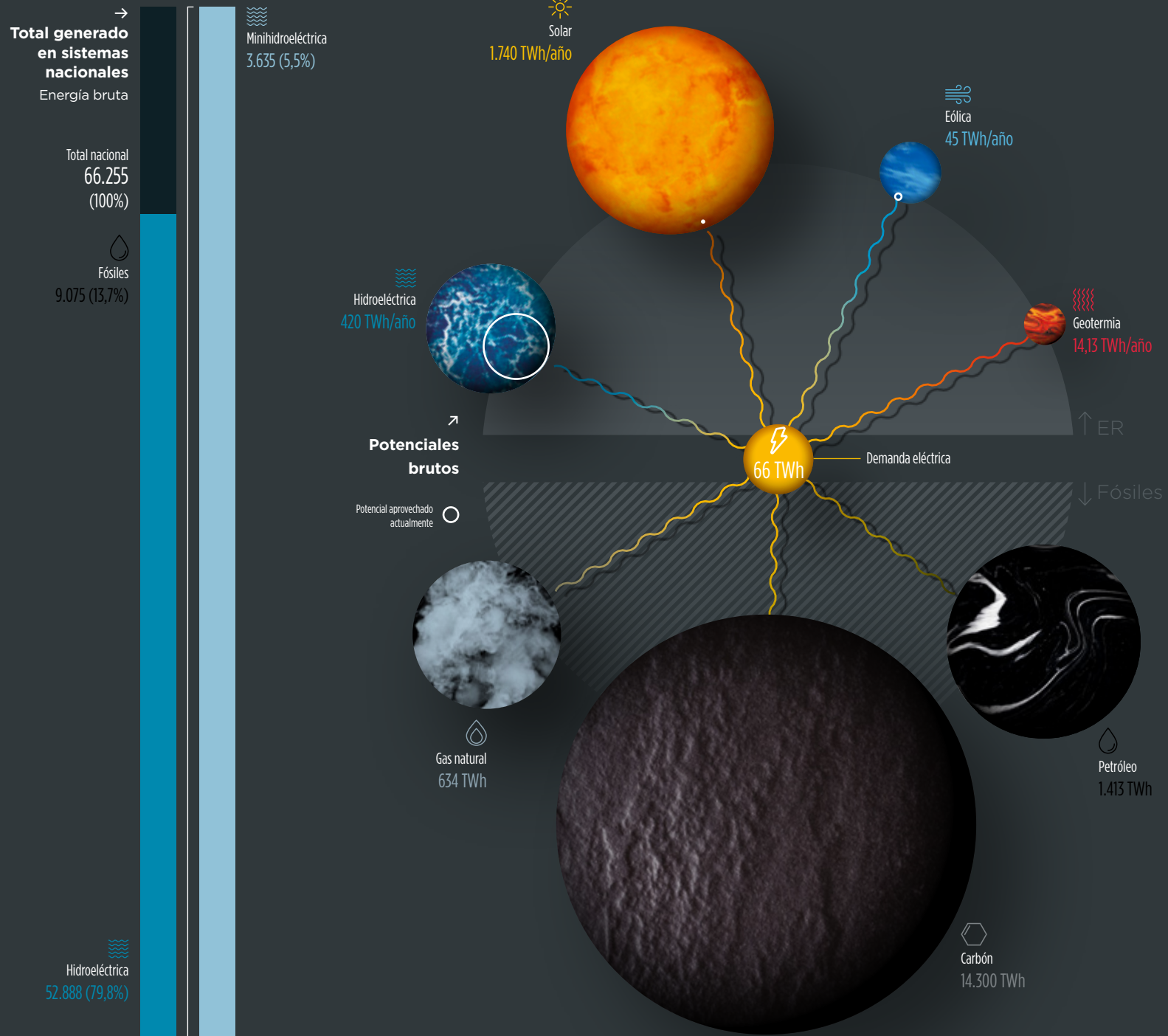
Gas natural

Petróleo

Carbón

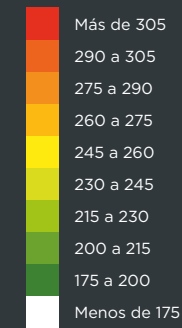
Importado





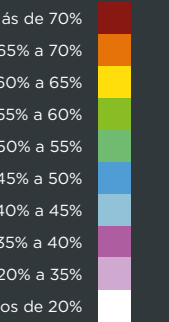
Energía solar

Zonas disponibles con alto potencial solar
Irradiación Global Horizontal (W/m²)



Energía eólica

Zonas disponibles con alto potencial eólico
Factor de capacidad bruta a 100 m (%)



Colombia

4.292 GWh

generado con ERNC

6,5%

del total generado

Población
48,2
millones

PIB (2015)
283.244
millones (USD)

Capacidad de generación
16.750
MW a 2016

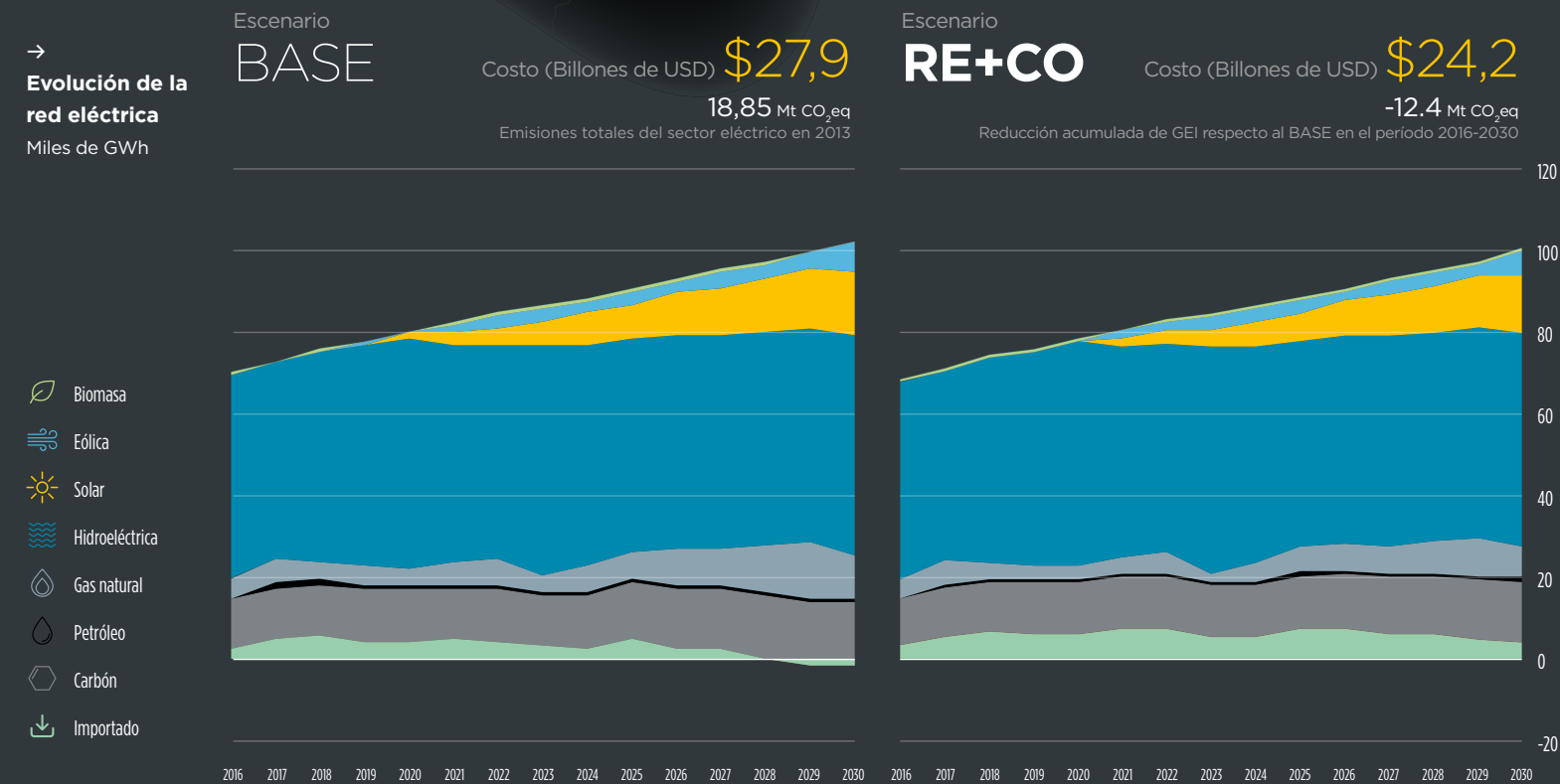
Meta ERNC
6,5%
a 2020

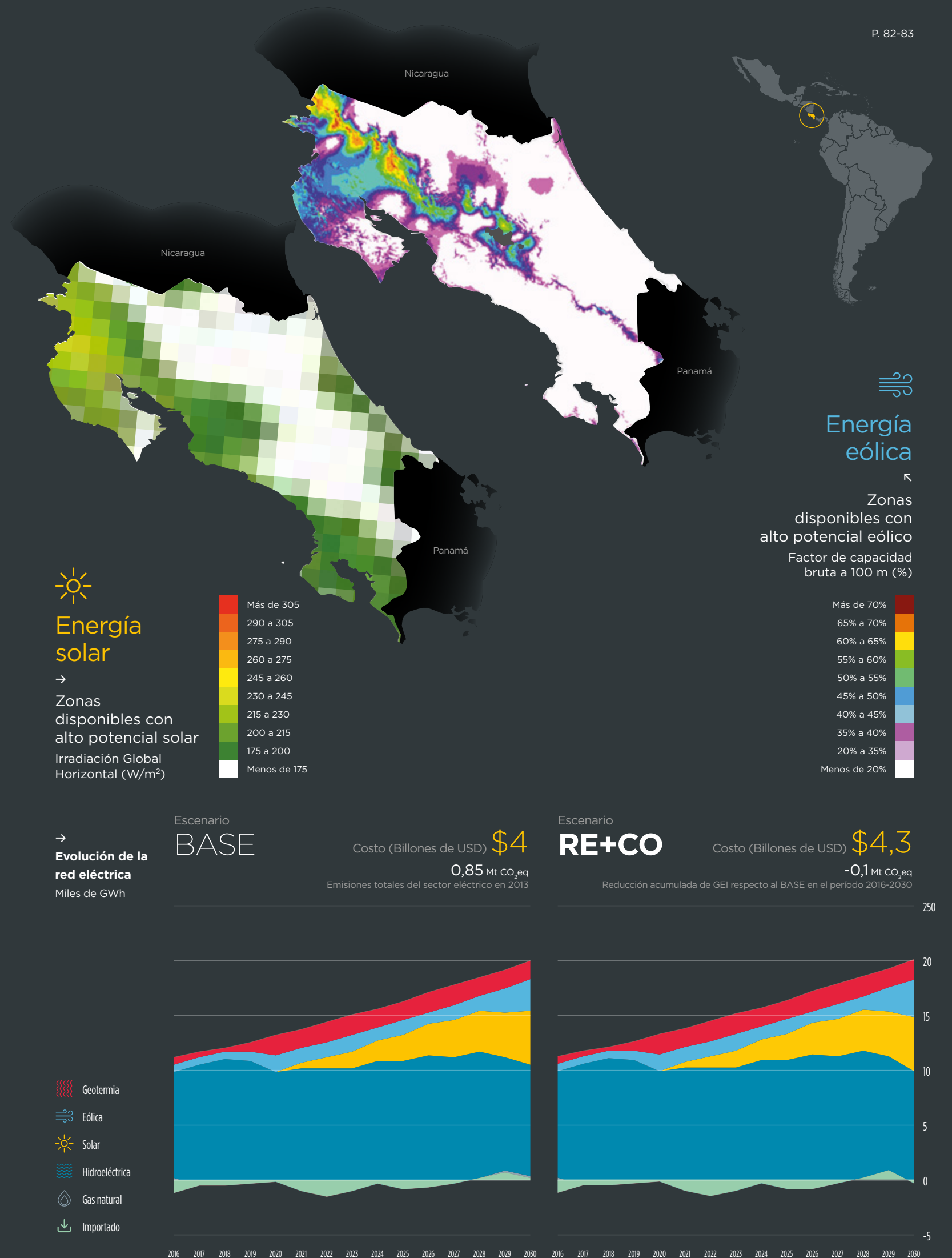
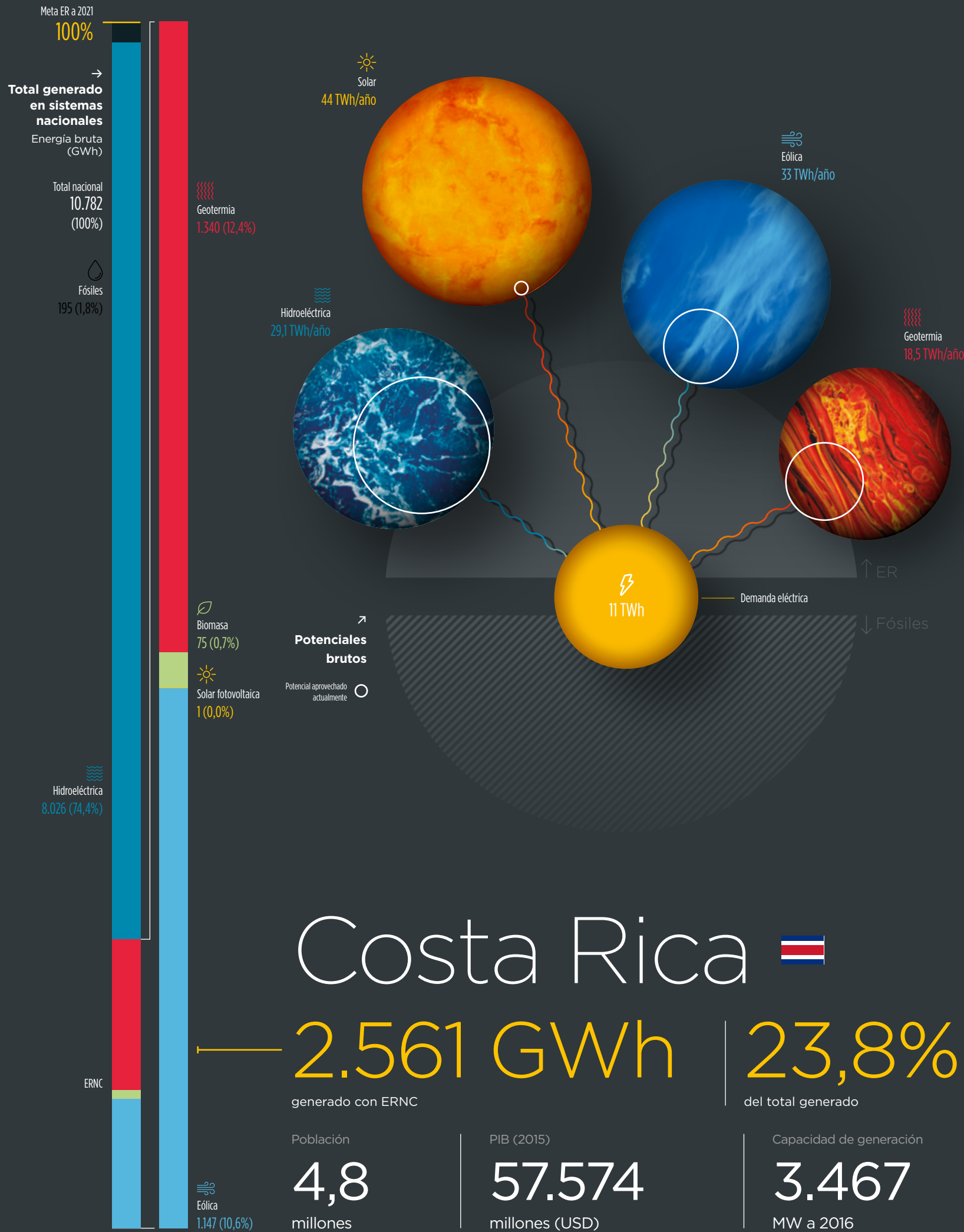
ERNC

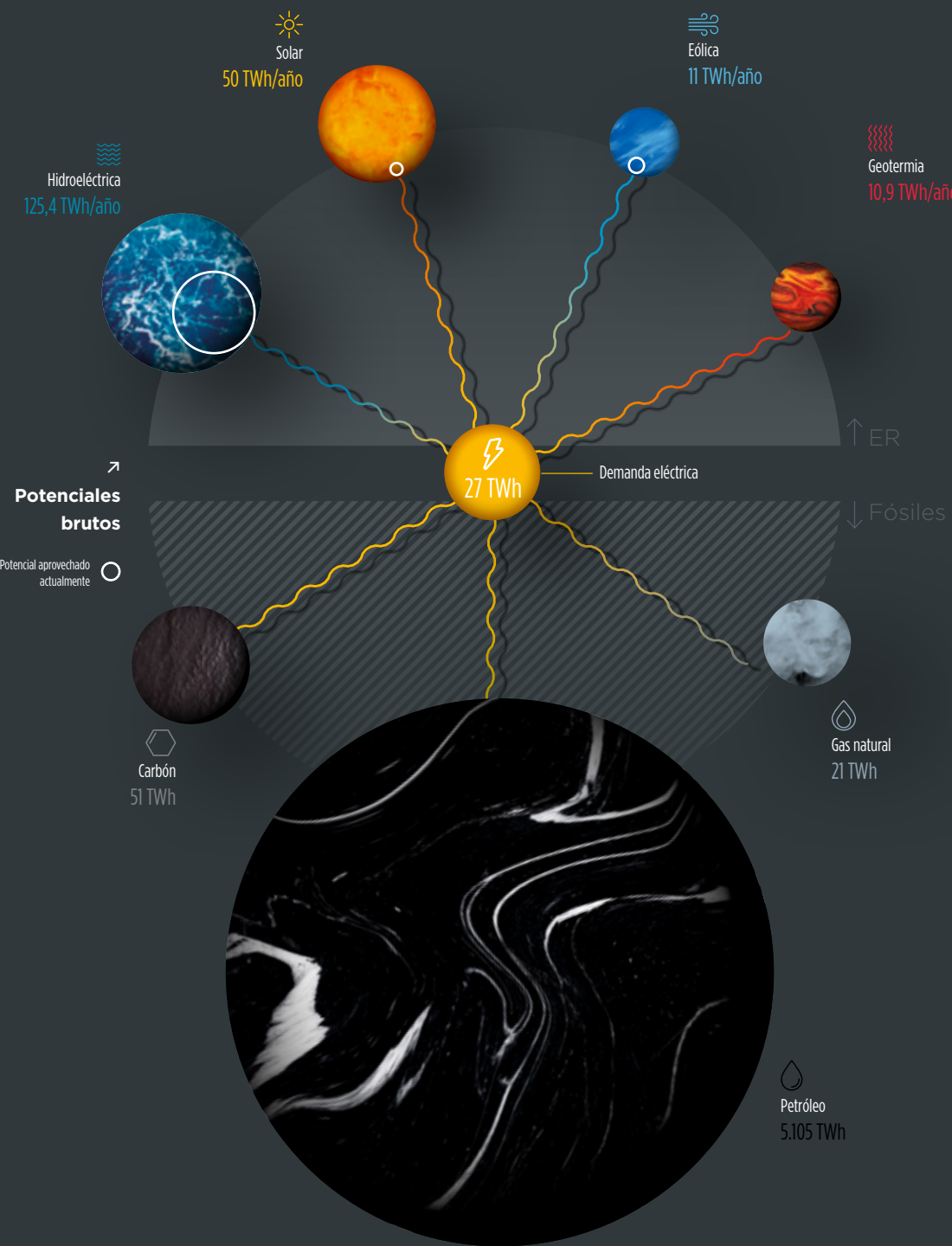
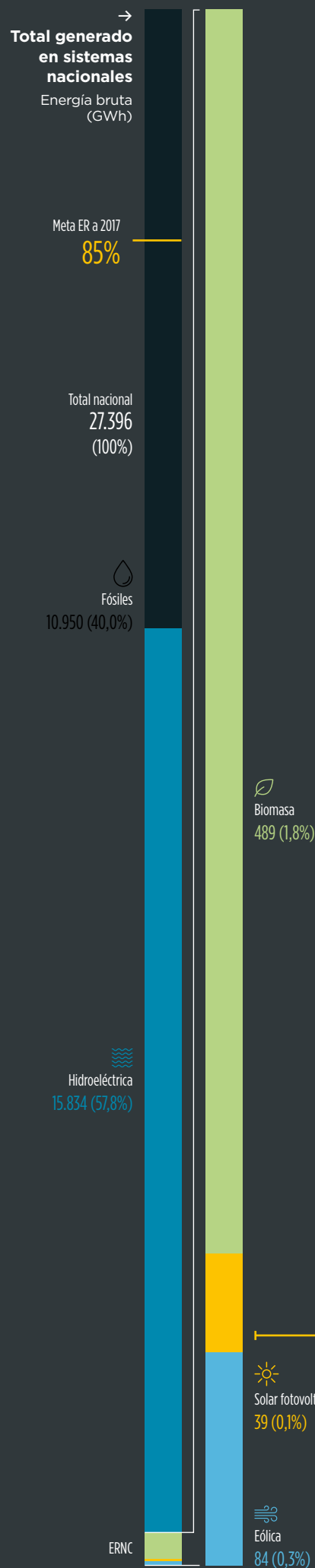
Biomasa
606 (0,9%)

Solar fotovoltaica
2 (0,0%)

Eólica
51 (0,1%)







Ecuador

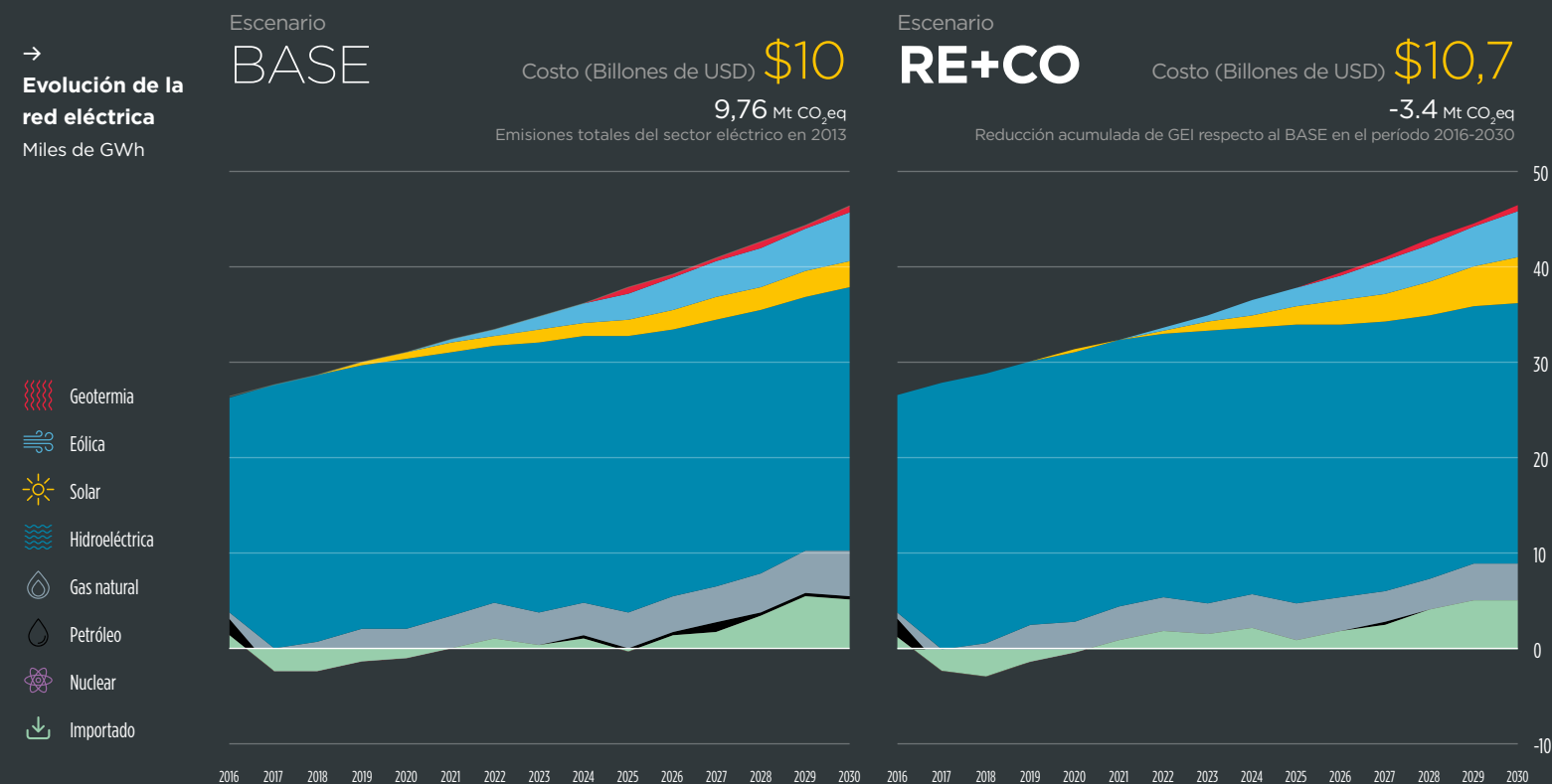
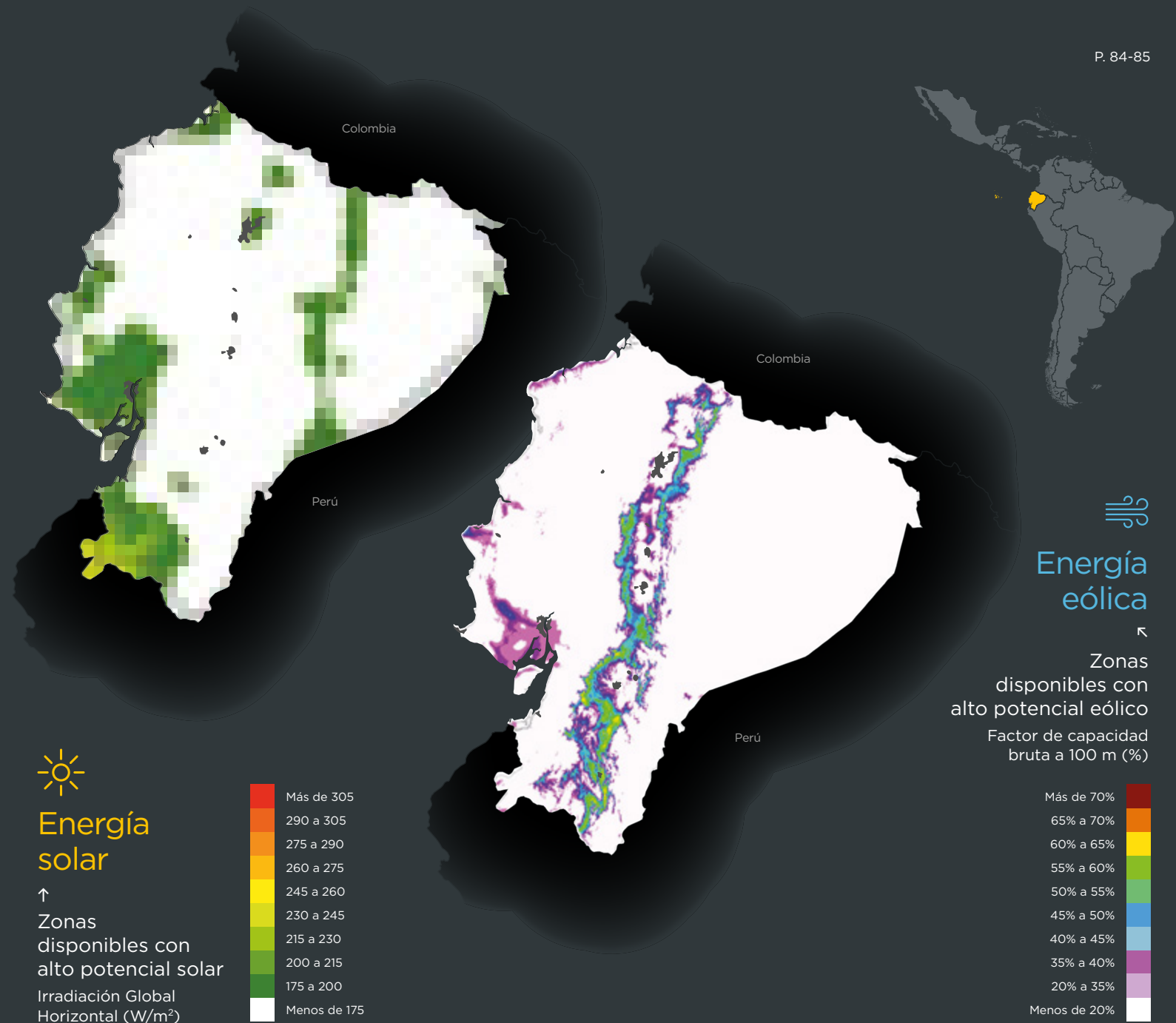
612 GWh | 2,2%

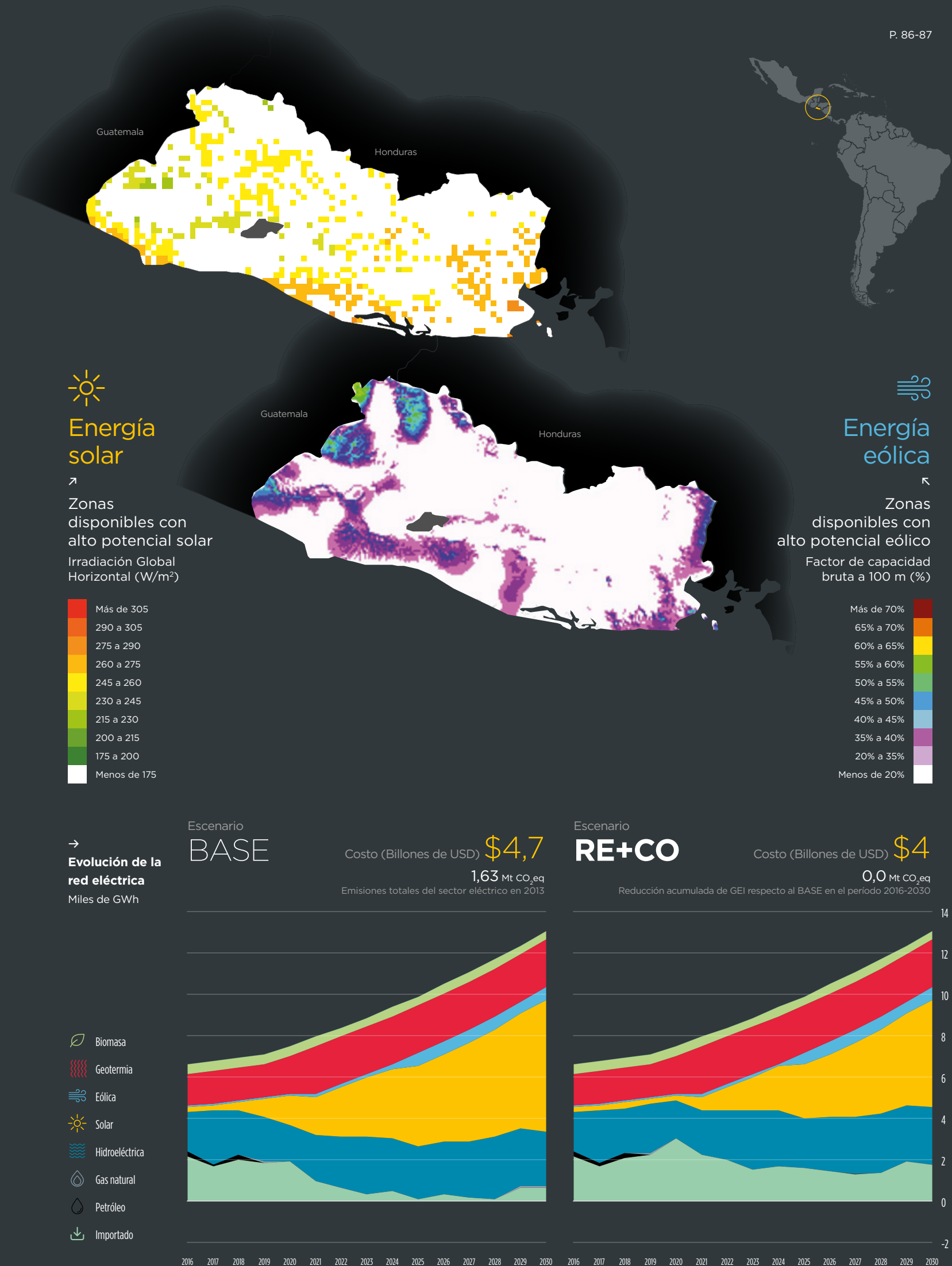
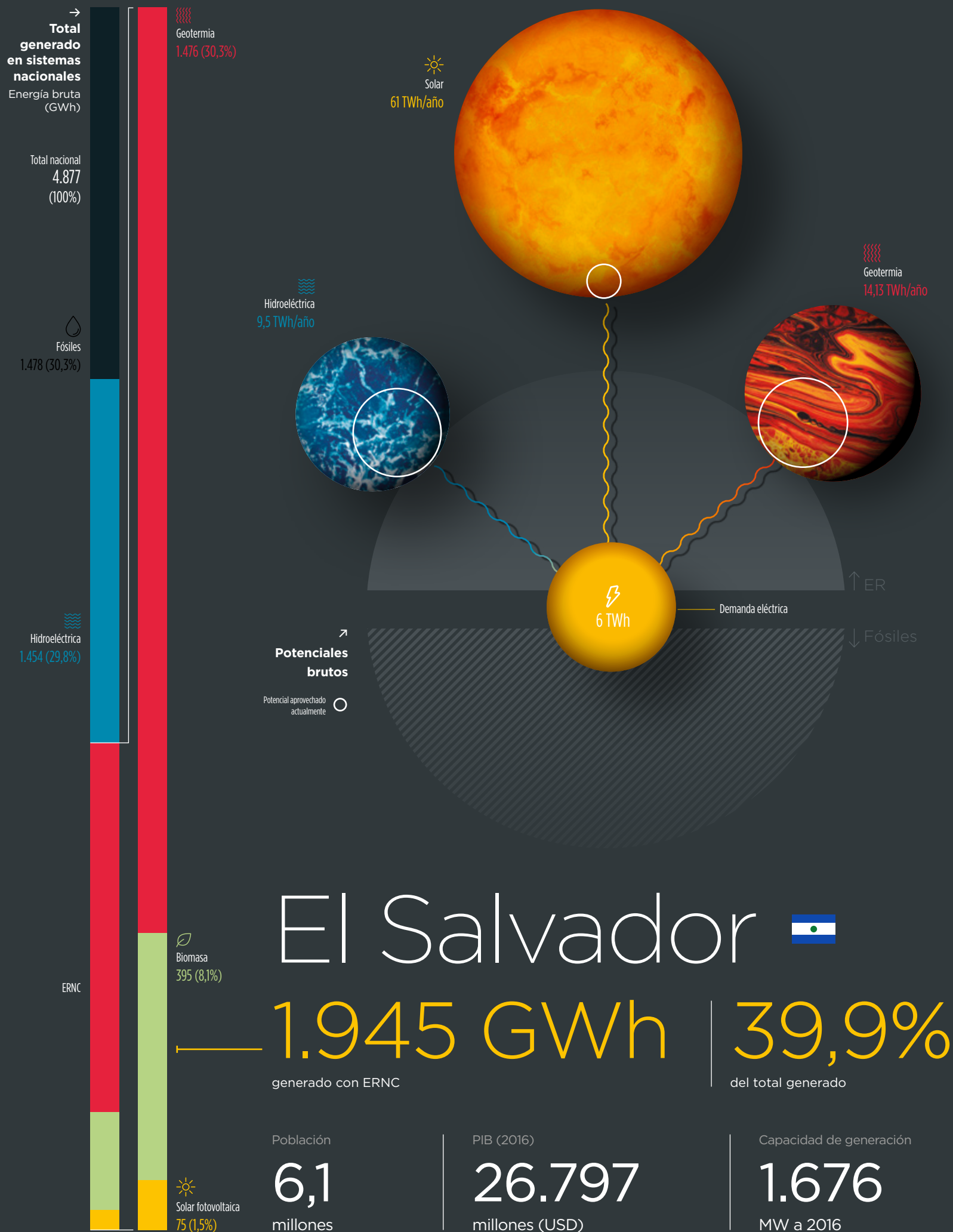
generado con ERNC del total generado

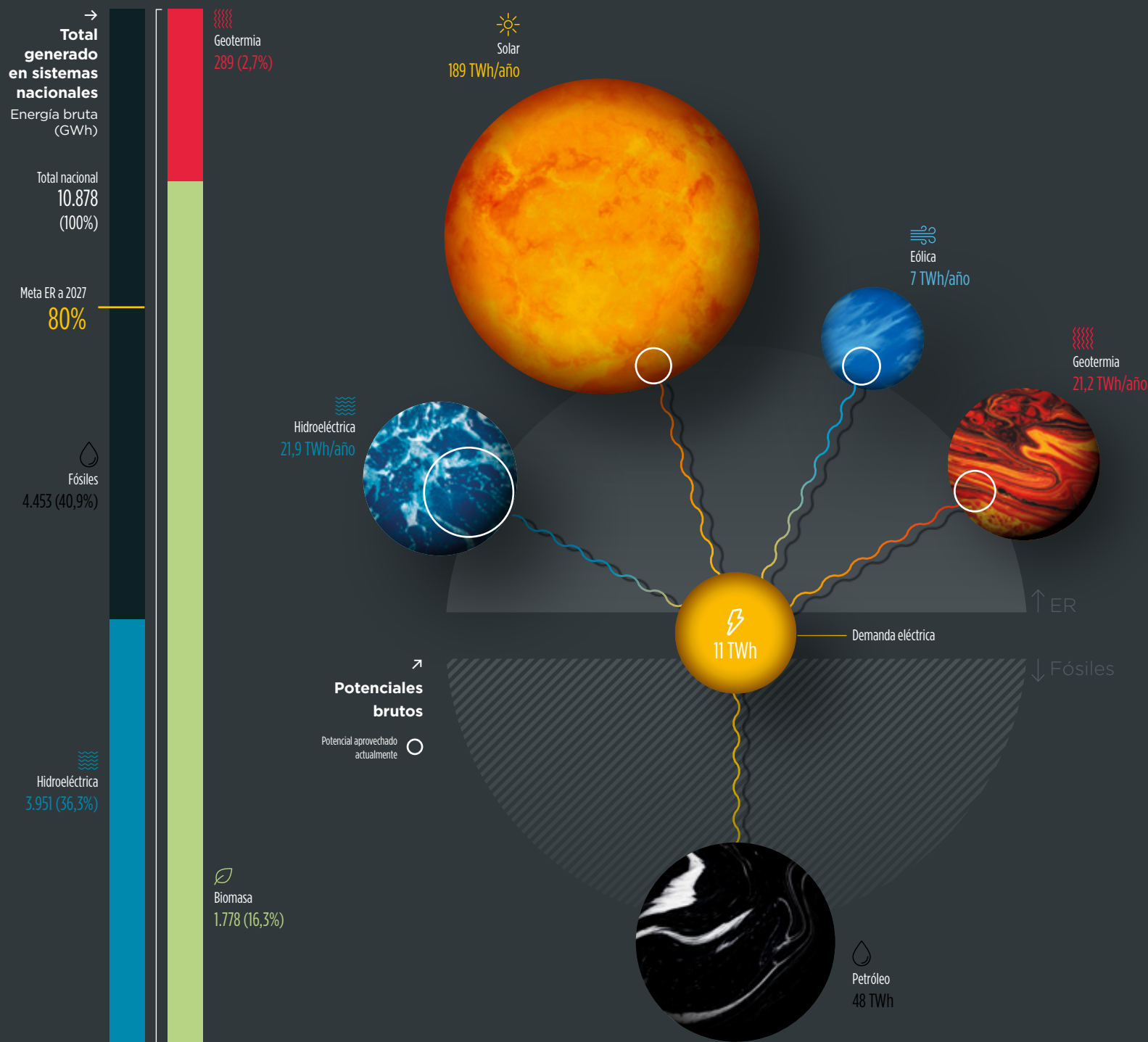
Población **16,1** millones

PIB (2016) **97.802** millones (USD)

Capacidad de generación **8.226** MW a 2016

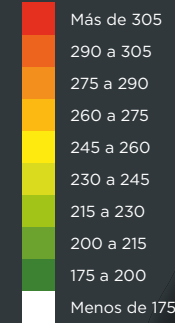






Energía solar

→ Zonas disponibles con alto potencial solar
Irradiación Global Horizontal (W/m²)



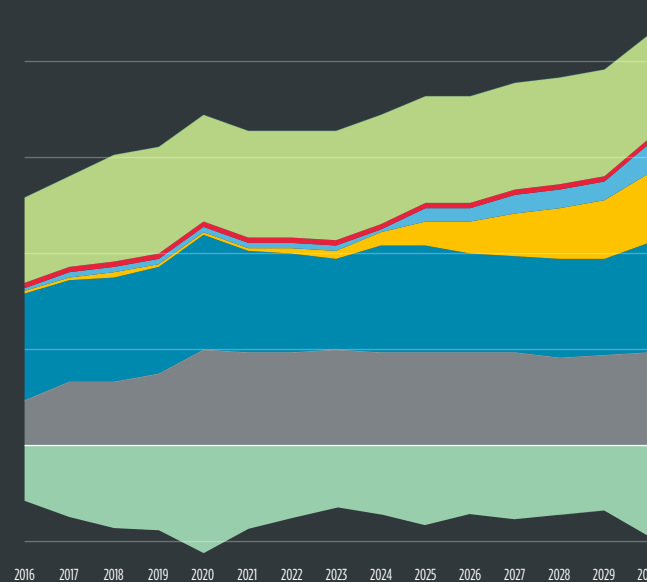
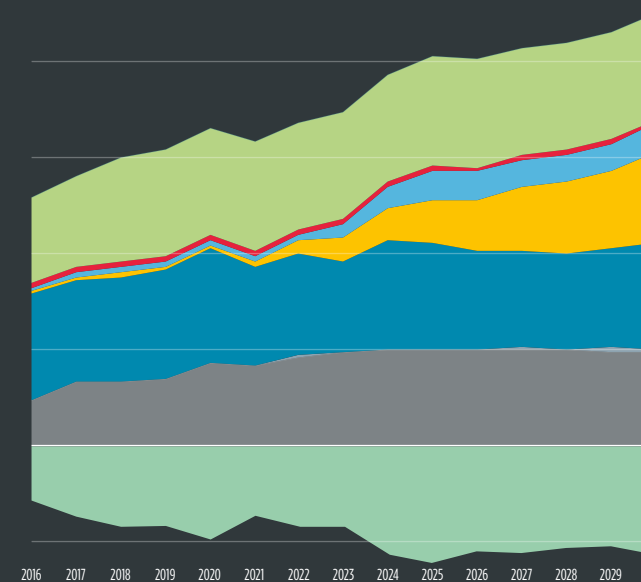
→ **Evolución de la red eléctrica**
Miles de GWh

Escenario **BASE**

Costo (Billones de USD) **\$9,2**
2,97 Mt CO₂eq
Emisiones totales del sector eléctrico en 2013

Escenario **RE+CO**

Costo (Billones de USD) **\$8,6**
+0,6 Mt CO₂eq
Aumento acumulado de GEI respecto al BASE en el periodo 2016-2030



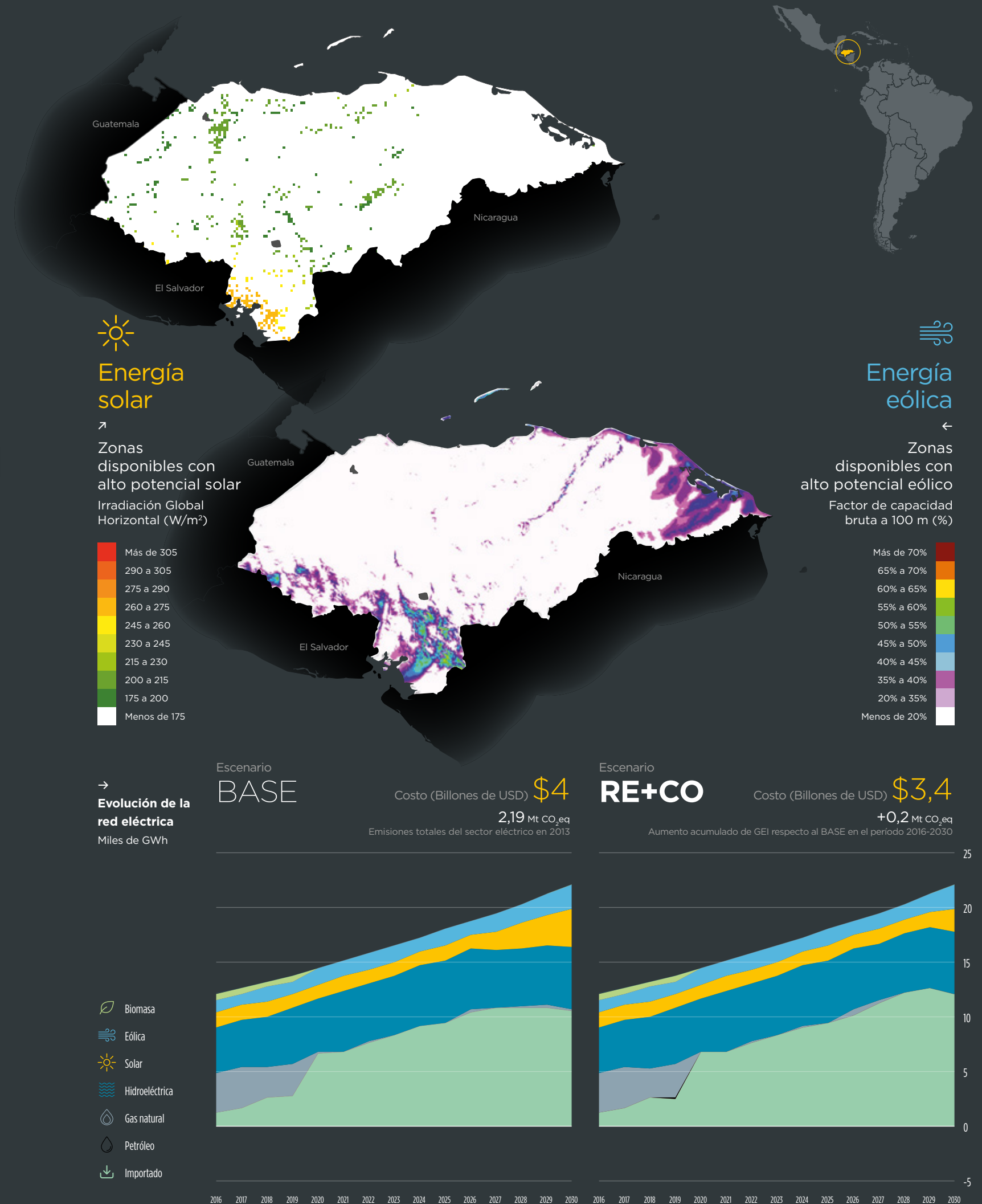
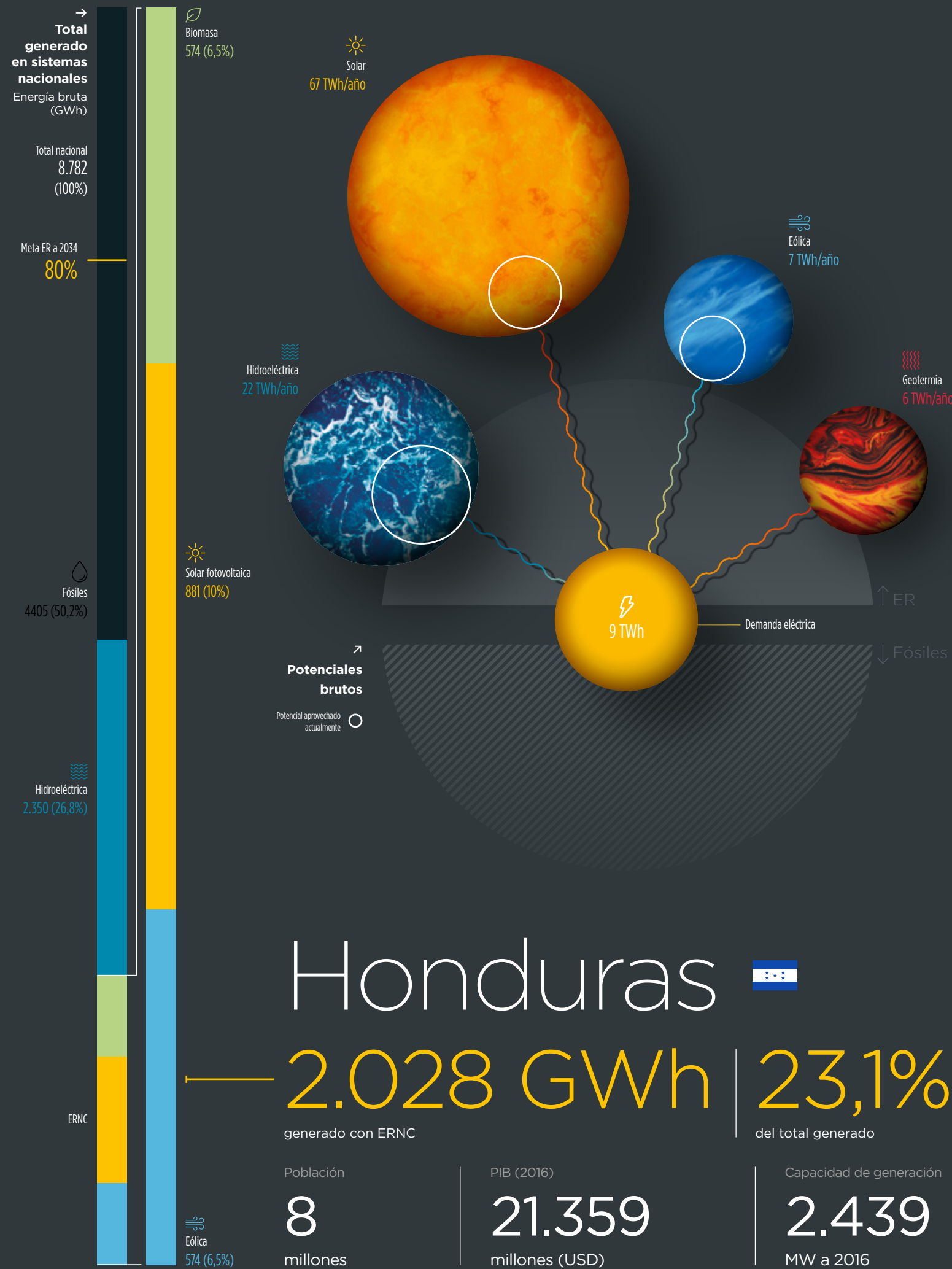
Guatemala

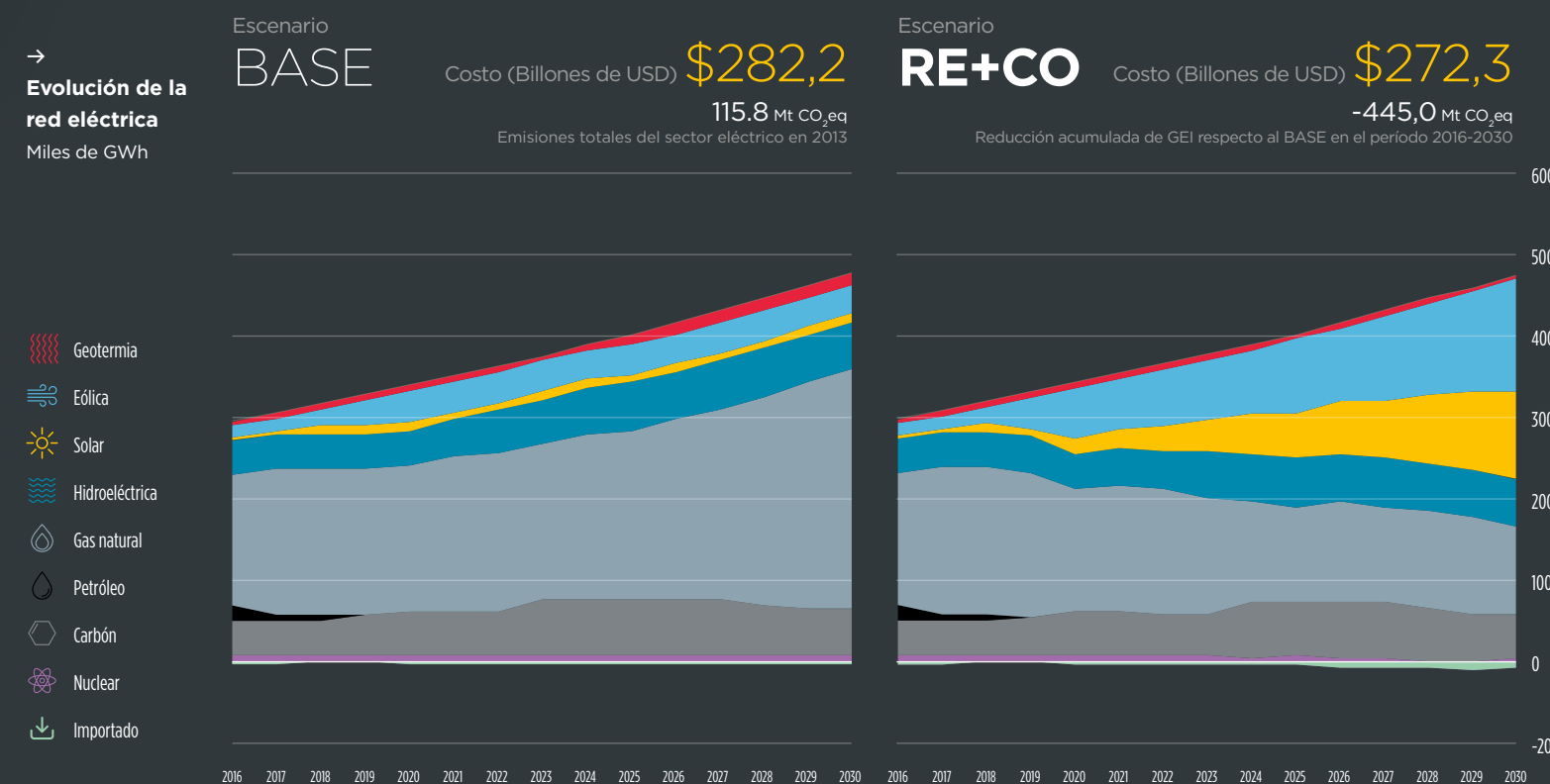
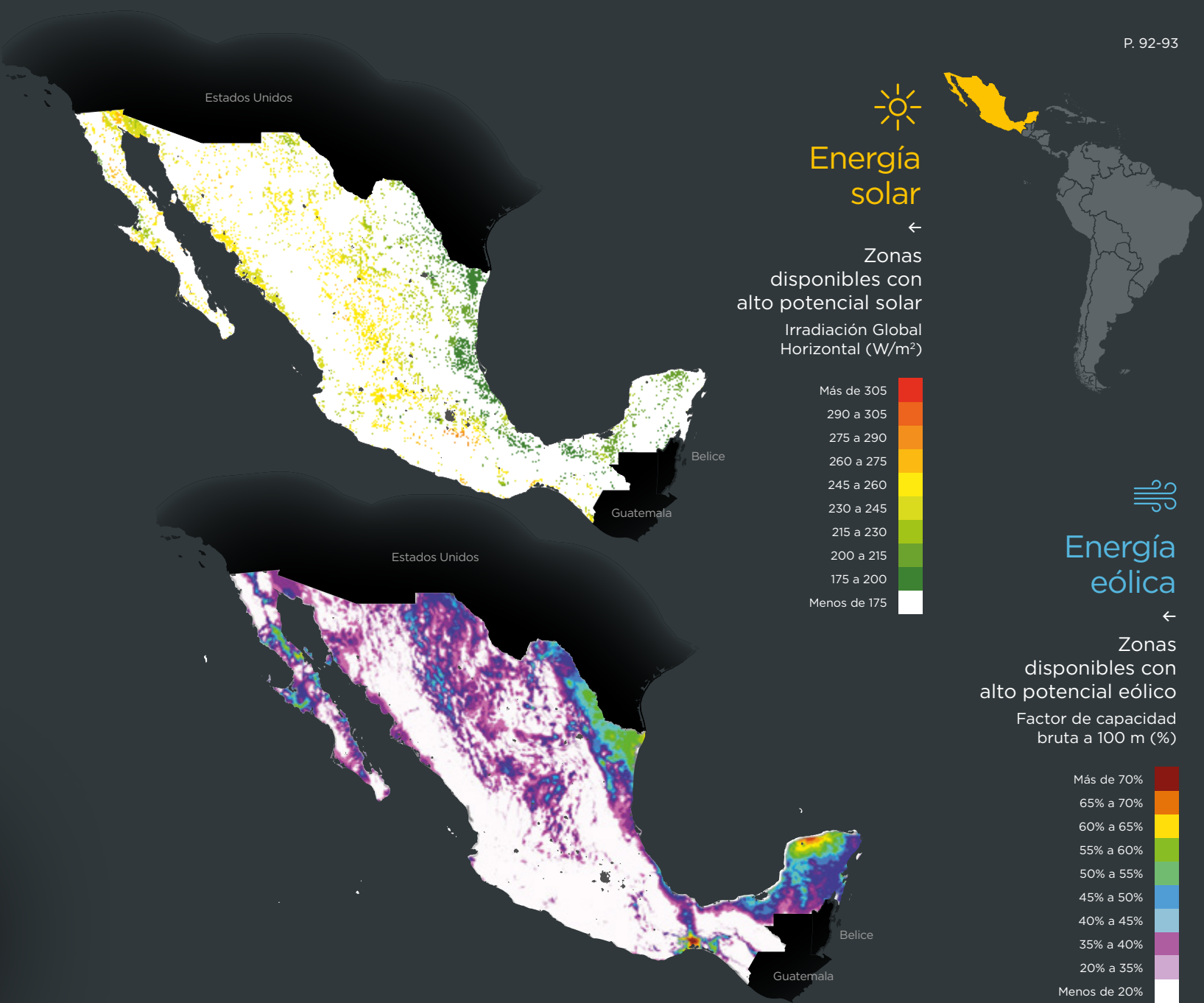
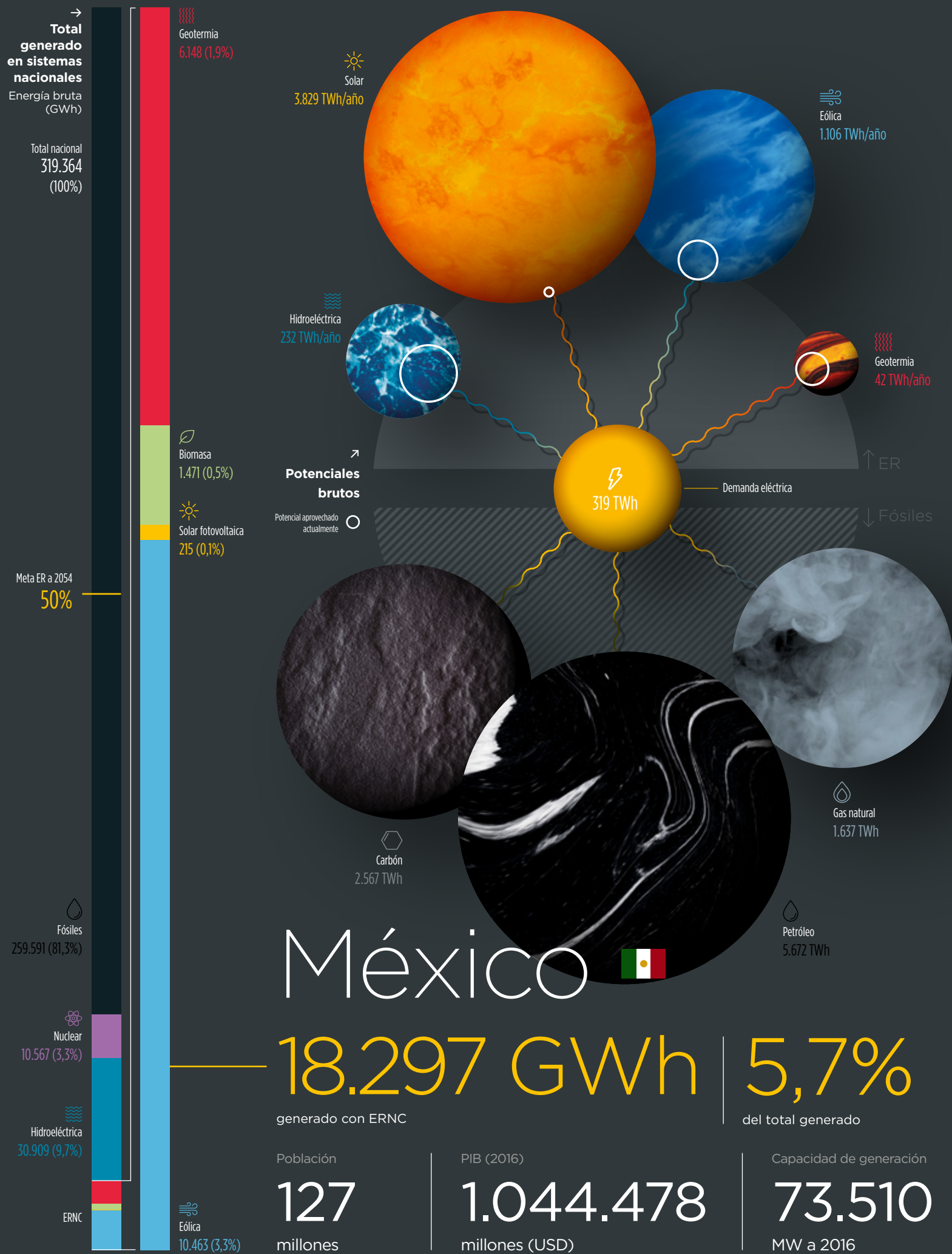
2.474 GWh | **22,7%**
generado con ERNC del total generado

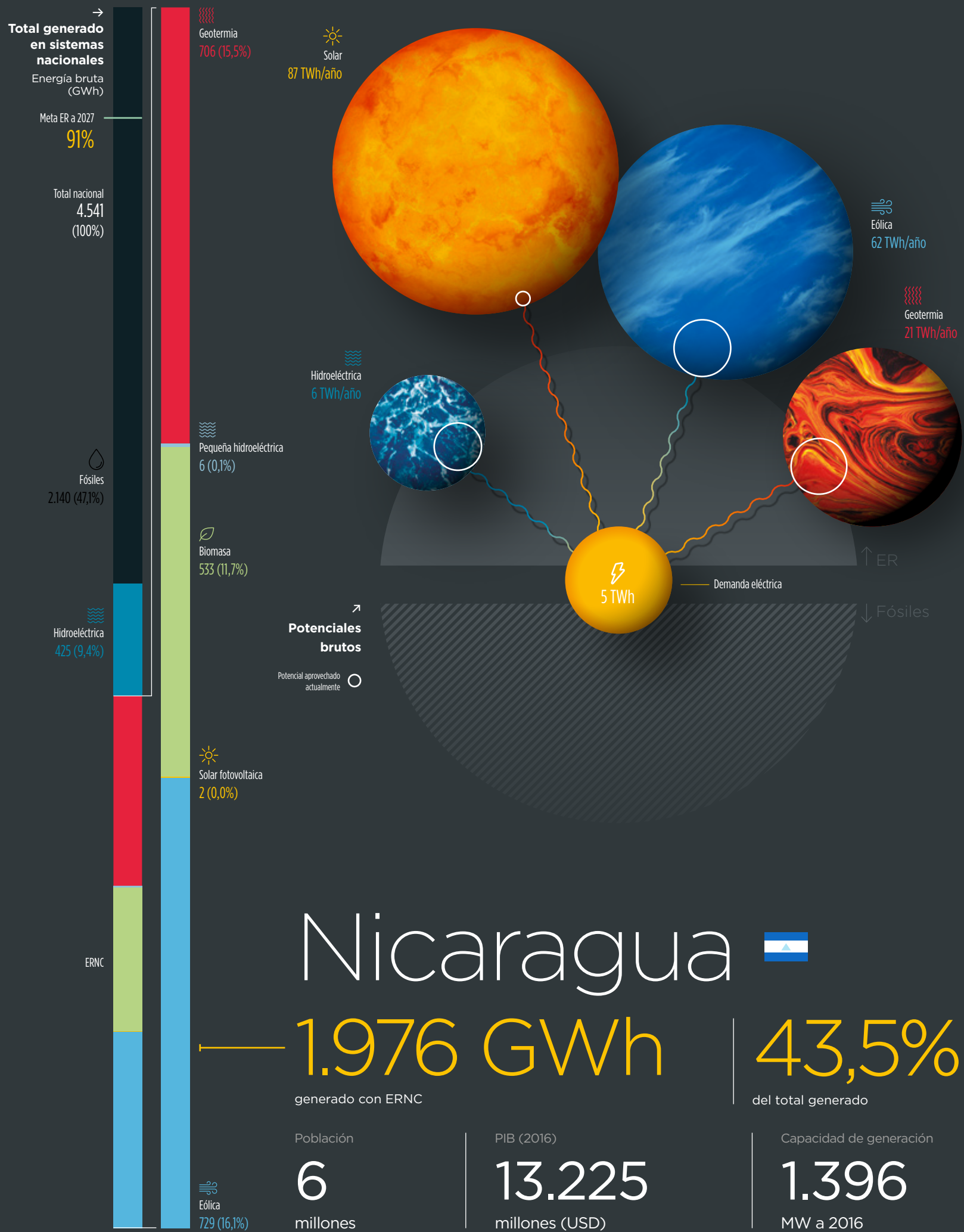
Población
16,3
millones

PIB (2016)
68.785
millones (USD)

Capacidad de generación
4.205
MW a 2016





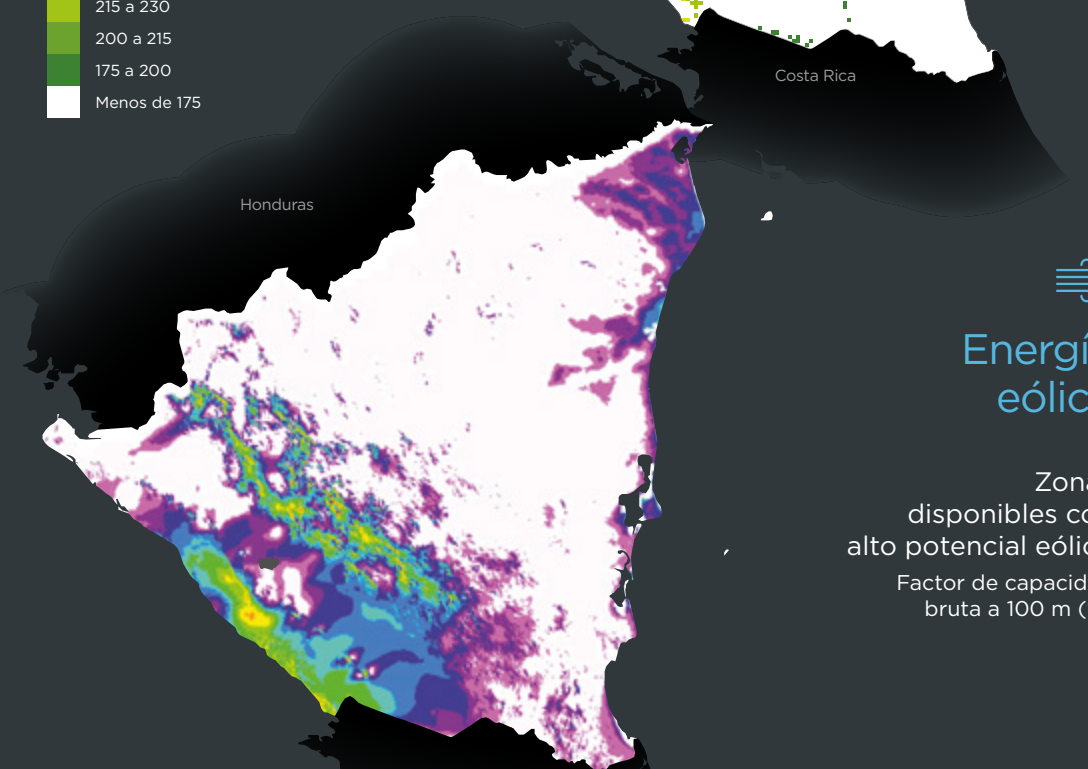
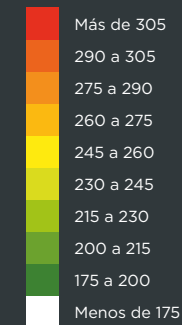


Energía solar



Zonas disponibles con alto potencial solar

Irradiación Global Horizontal (W/m²)



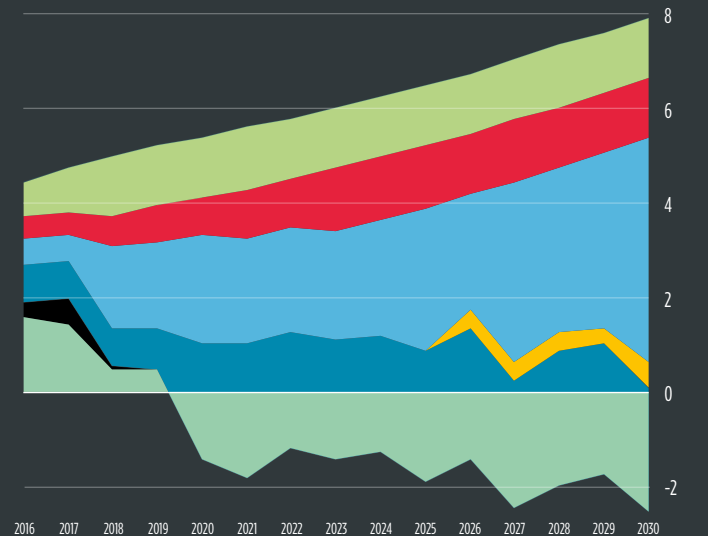
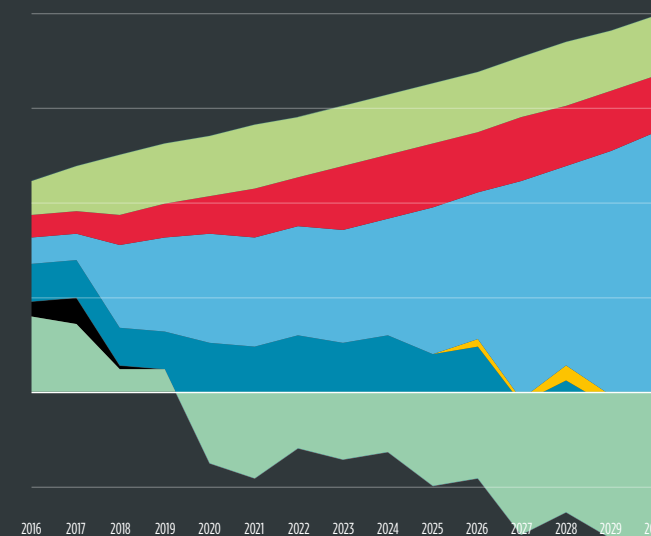
Evolución de la red eléctrica
Miles de GWh

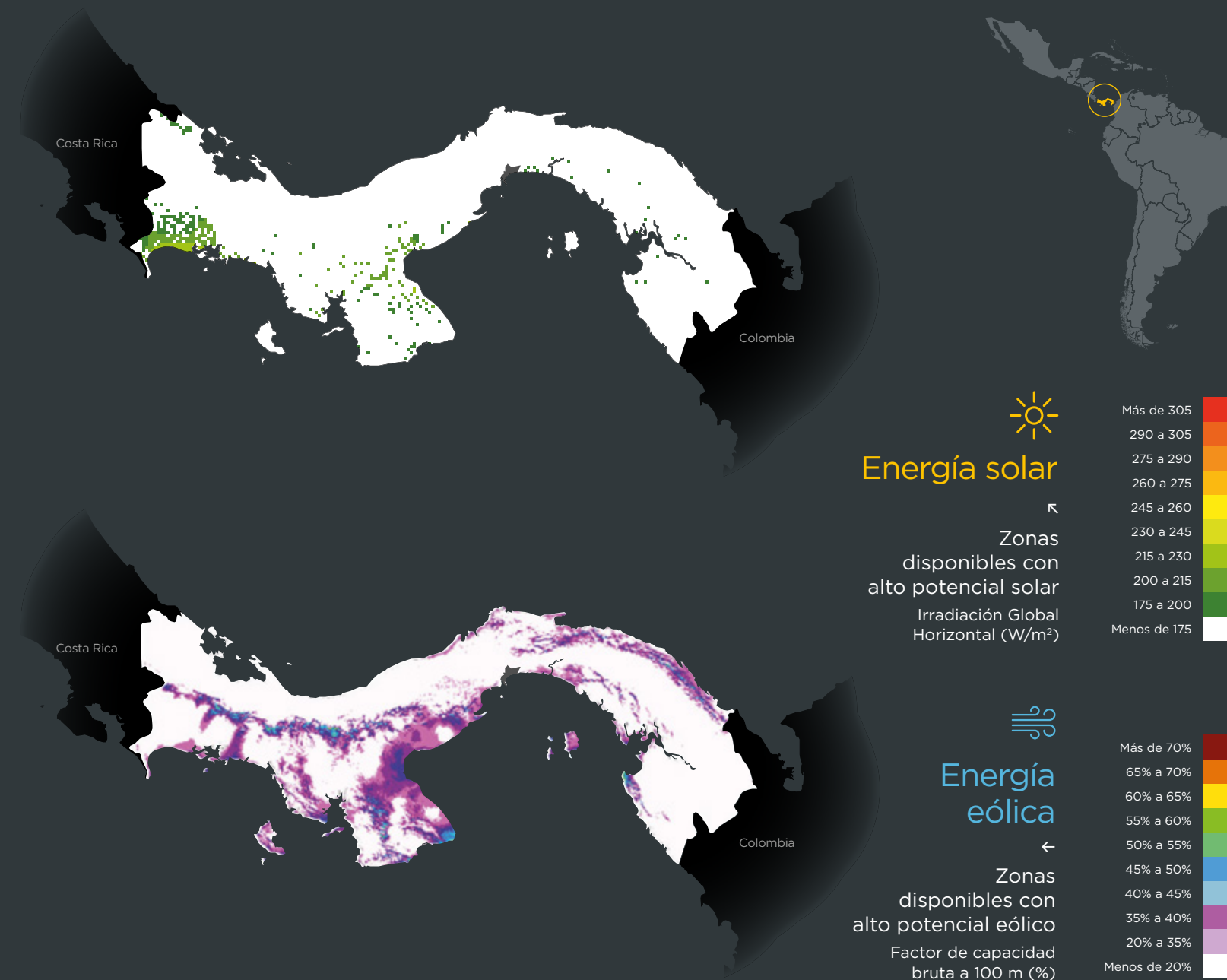
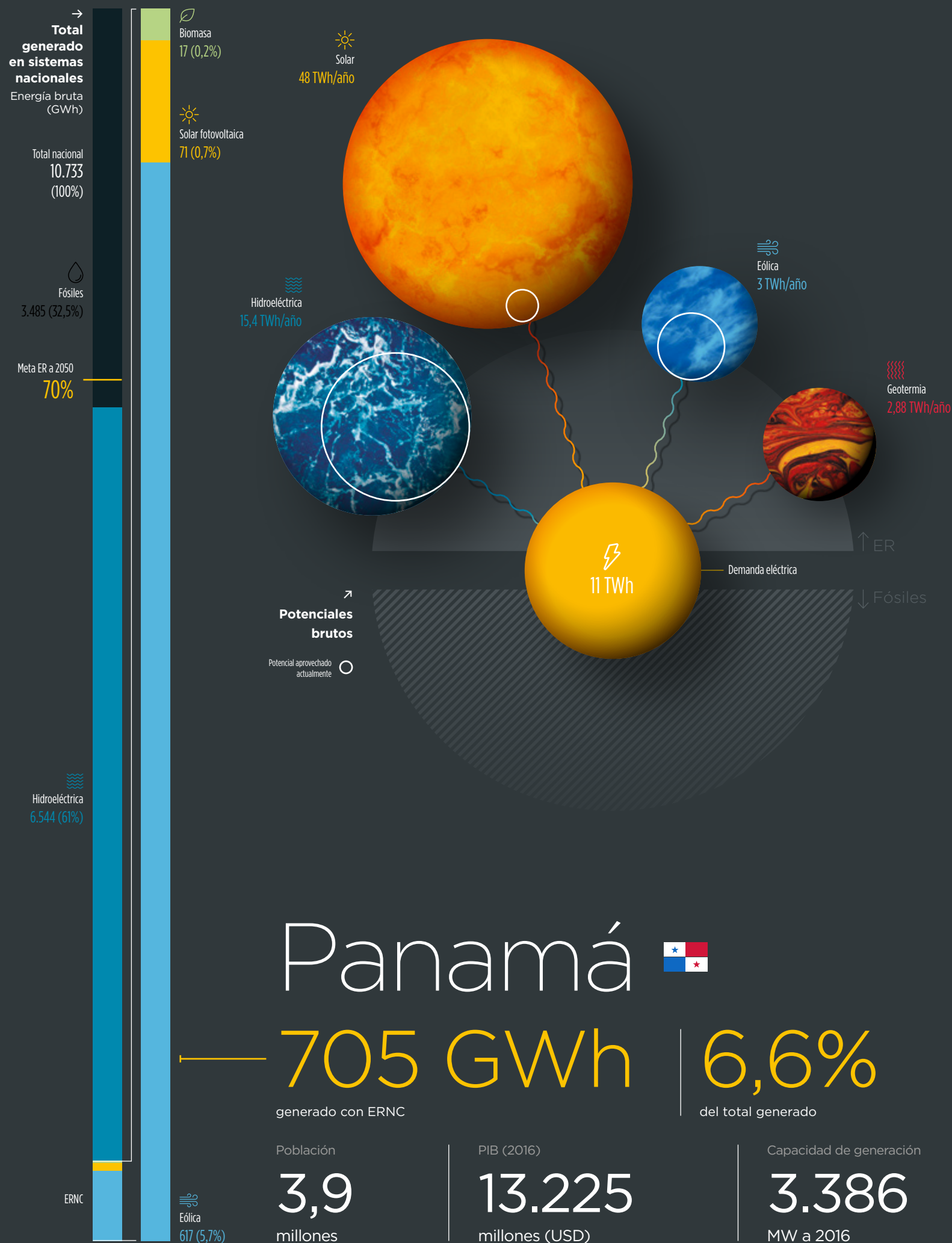
Escenario **BASE**

Costo (Billones de USD) **\$3,7**
1,51 Mt CO₂eq
Emisiones totales del sector eléctrico en 2013

Escenario **RE+CO**

Costo (Billones de USD) **\$3,3**
0,0 Mt CO₂eq
Reducción acumulada de GEI respecto al BASE en el periodo 2016-2030





→ **Evolución de la red eléctrica**
Miles de GWh

Escenario **BASE**

Costo (Billones de USD) **\$5,7**
2,91 Mt CO₂eq
Emisiones totales del sector eléctrico en 2013

Escenario **RE+CO**

Costo (Billones de USD) **\$5,3**
-0,7 Mt CO₂eq
Reducción acumulada de GEI respecto al BASE en el periodo 2016-2030

Biomasa

Solar

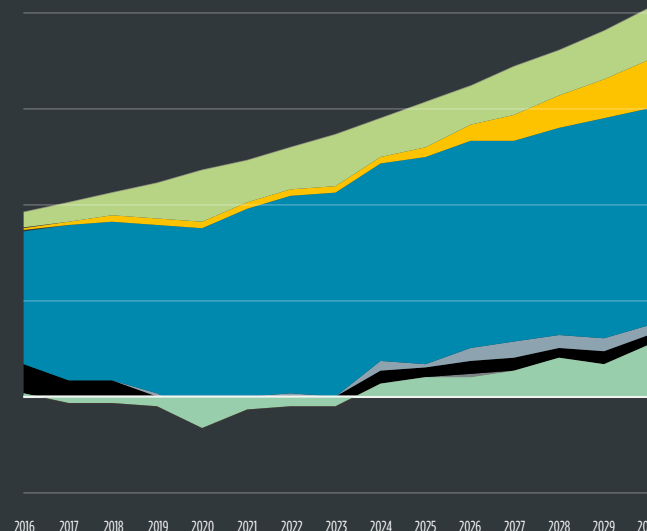
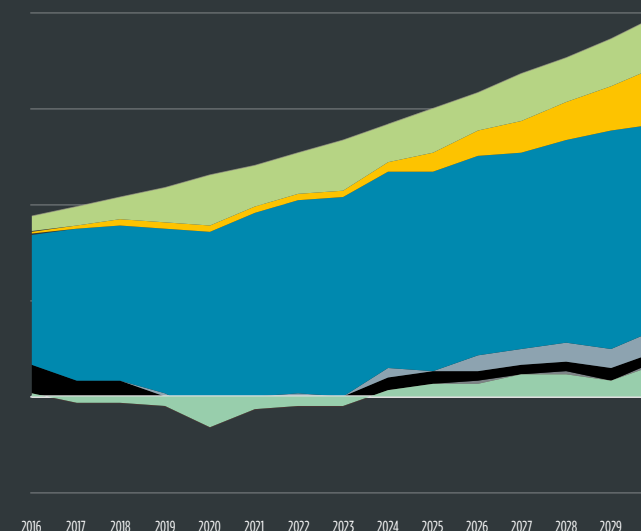
Hidroeléctrica

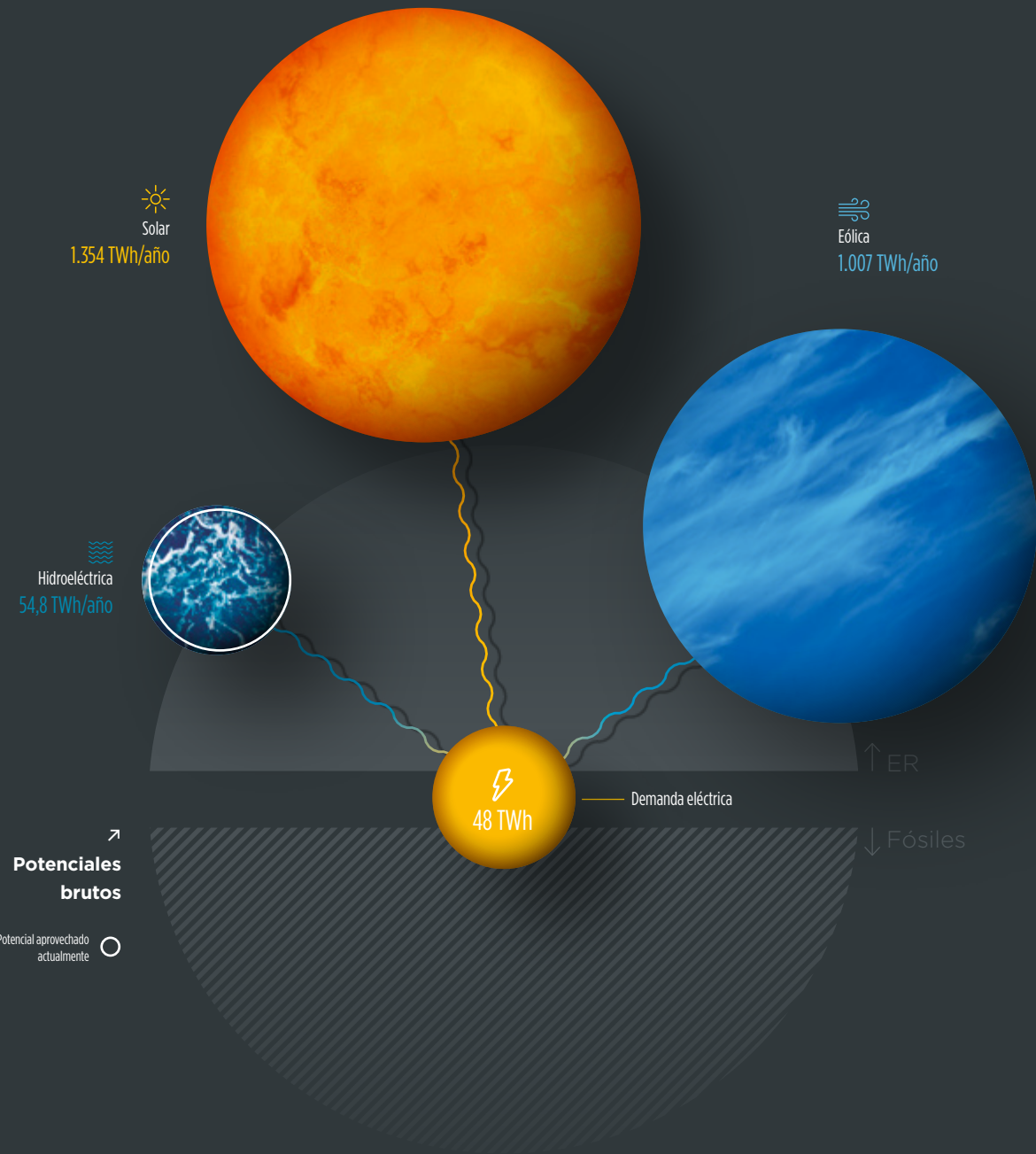
Gas natural

Petróleo

Carbón

Importado





Paraguay



144 GWh

generado con ERNC

0,3%

del total generado

Población
6,6
millones

PIB (2016)
27.417
millones (USD)

Capacidad de generación
7.775
MW a 2016

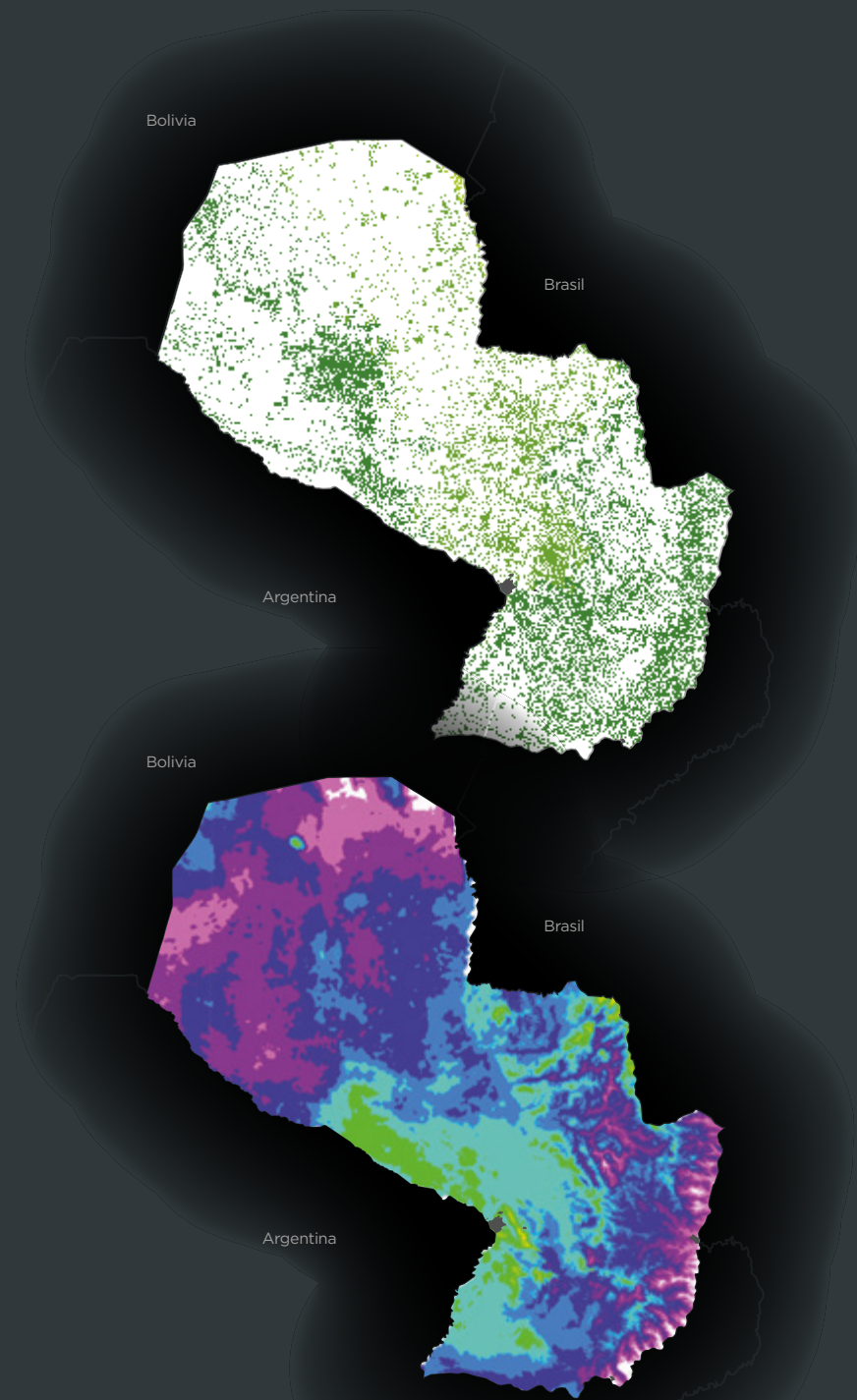
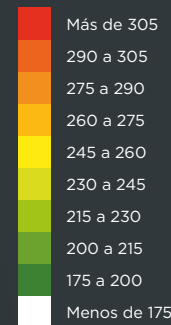


Energía solar



Zonas disponibles con alto potencial solar

Irradiación Global Horizontal (W/m²)



P. 98-99

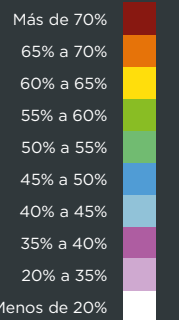


Energía eólica



Zonas disponibles con alto potencial eólico

Factor de capacidad bruta a 100 m (%)



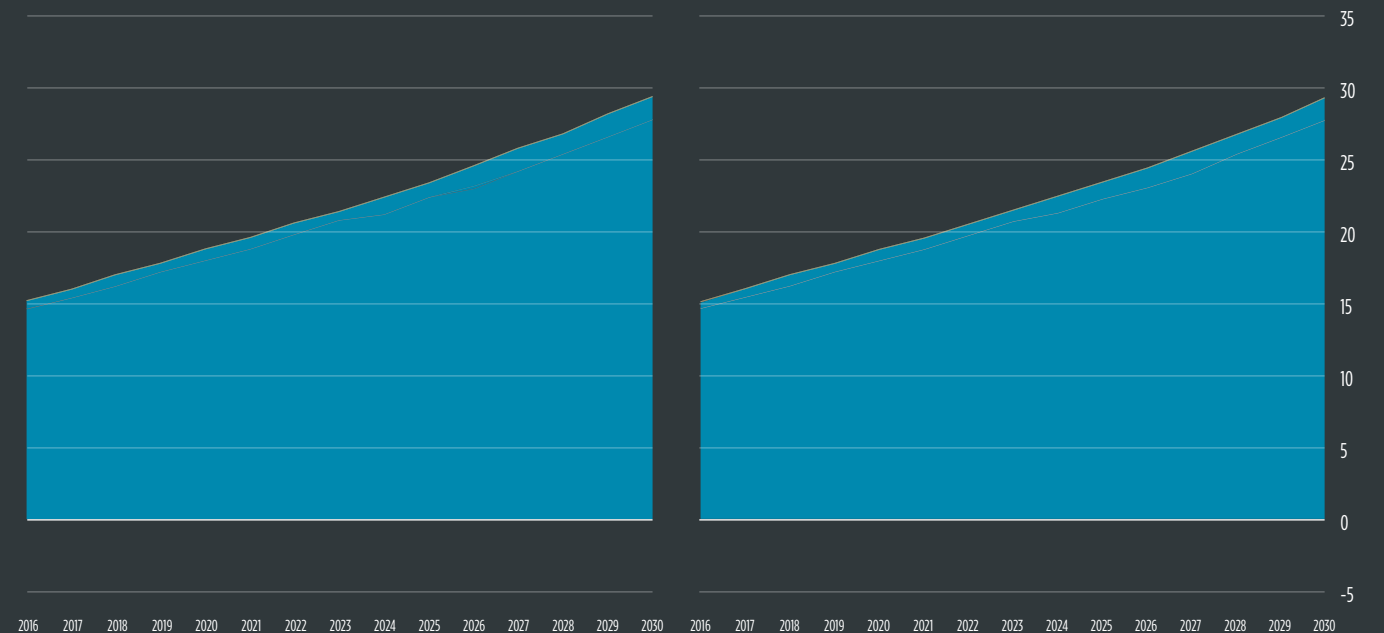
Evolución de la red eléctrica
Miles de GWh

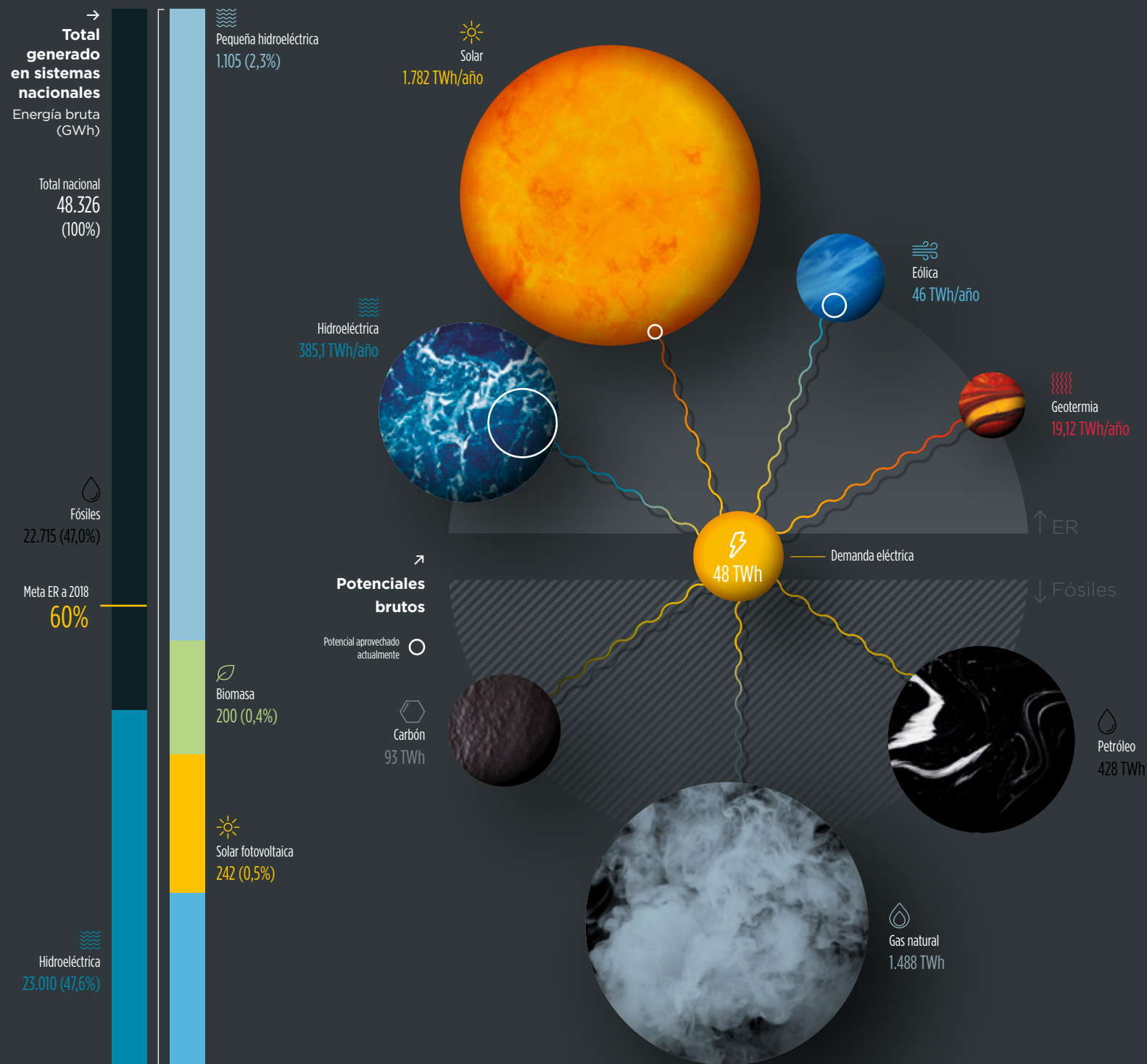
Escenario
BASE

Costo (Millones de USD) **\$379.2**
0,0 Mt CO₂eq
Emisiones totales del sector eléctrico en 2013

Escenario
RE+CO

Costo (Millones de USD) **\$374.0**
0,0 Mt CO₂eq
Reducción acumulada de GEI respecto al BASE en el periodo 2016-2030





Perú 

2.602 GWh

generado con ERNC

5,4%

del total generado

Población

31,3

millones

PIB (2016)

206.233

millones (USD)

Capacidad de generación

12.078

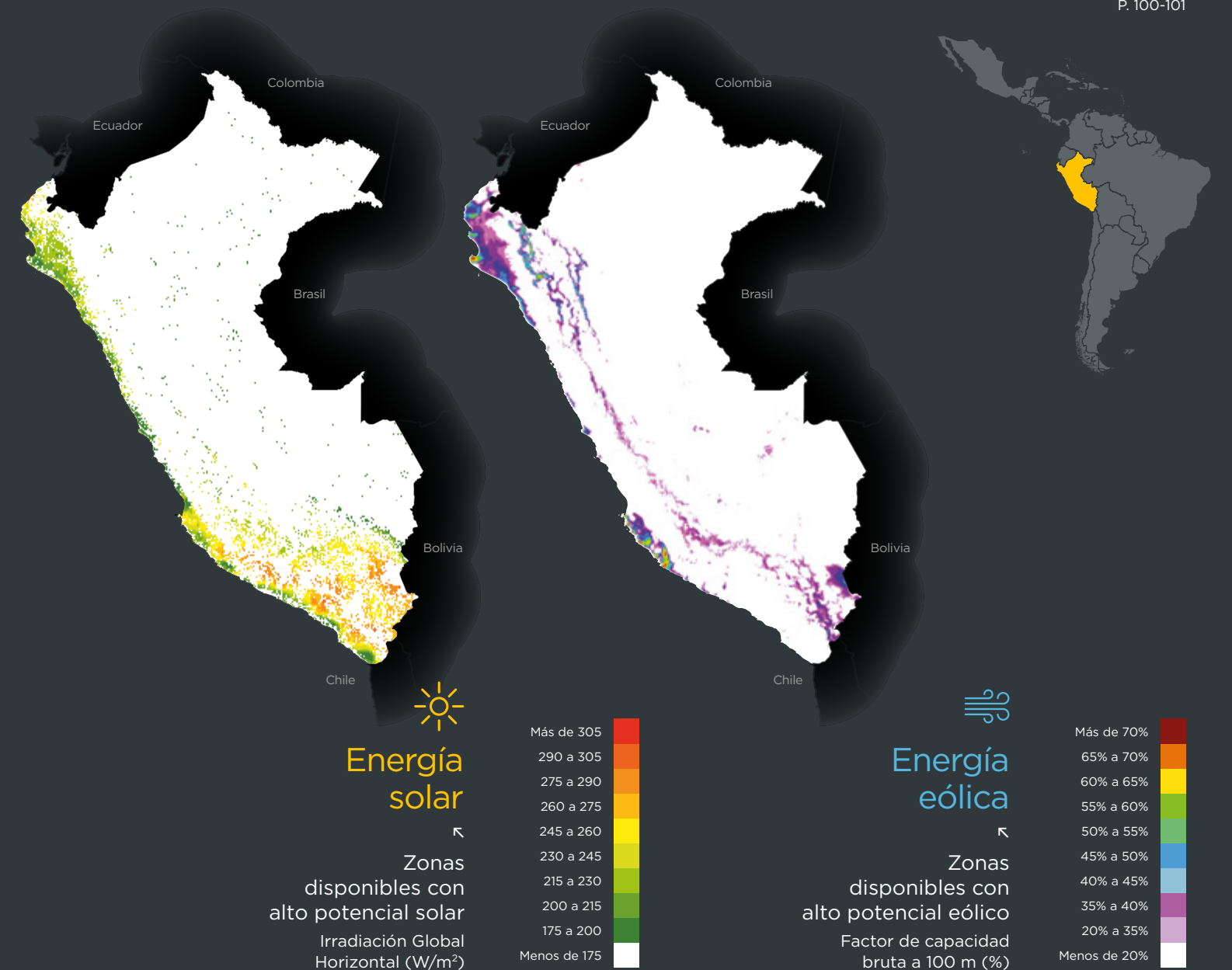
MW a 2016

Meta ERNC a 2018 5%

ERNC



Eólica 1.054 (2,2%)



→ **Evolución de la red eléctrica**
Miles de GWh

Escenario **BASE**

Costo (Millones de USD) **\$53,9**
13,18 Mt CO₂eq
Emisiones totales del sector eléctrico en 2013

Escenario **RE+CO**

Costo (Millones de USD) **\$58,7**
-27,8 Mt CO₂eq
Reducción acumulada de GEI respecto al BASE en el periodo 2016-2030

Biomasa

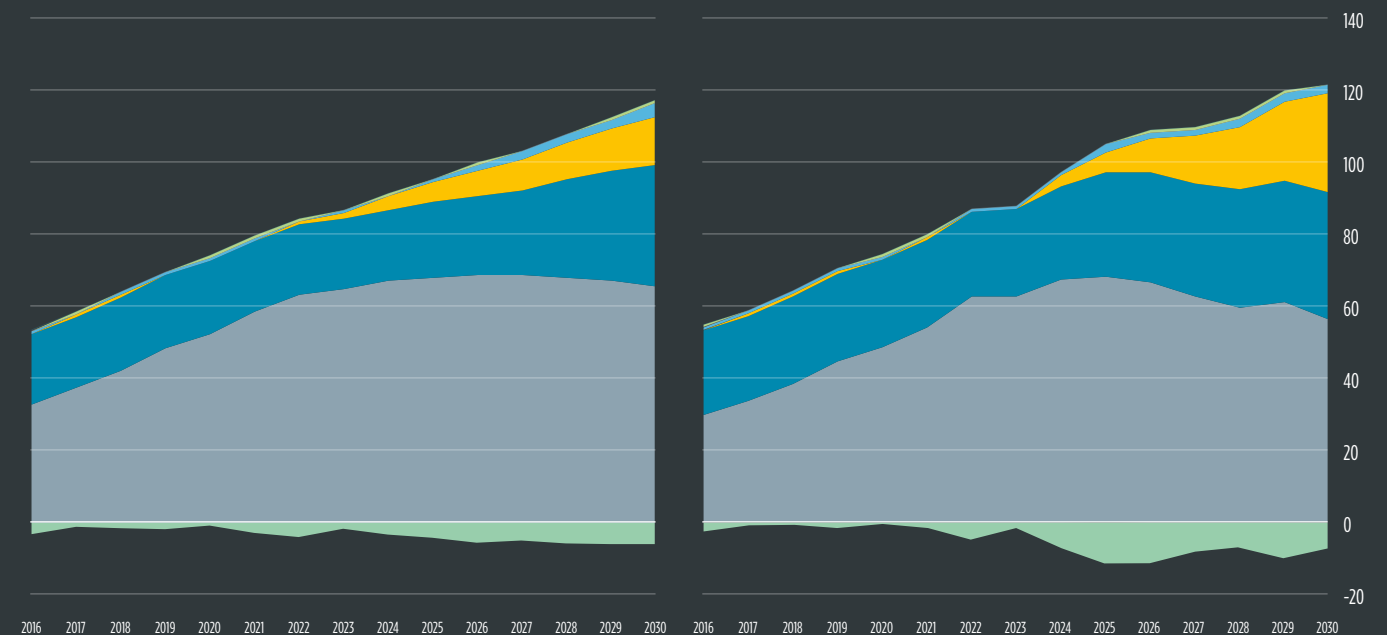
Eólica

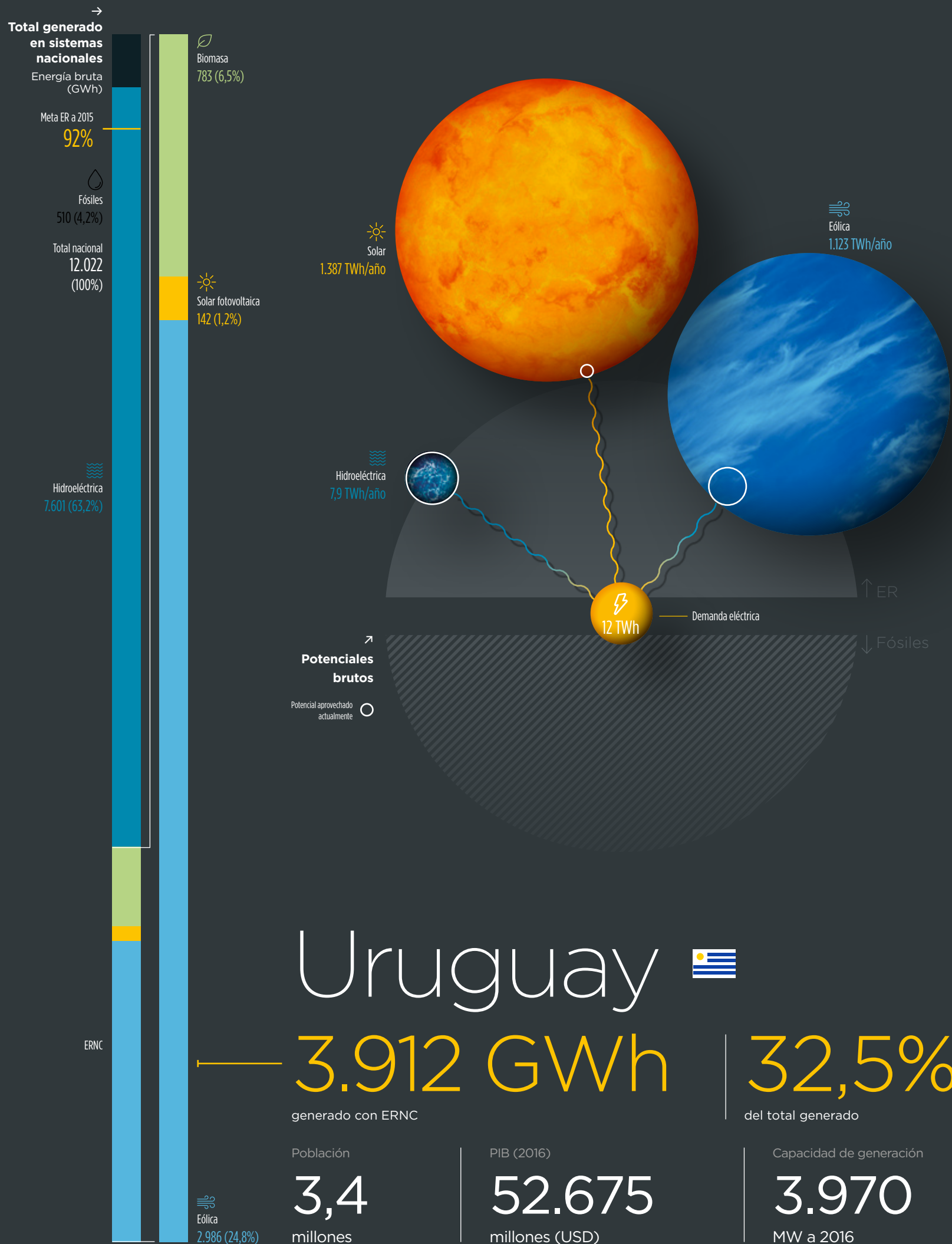
Solar

Hidroeléctrica

Gas natural

Importado



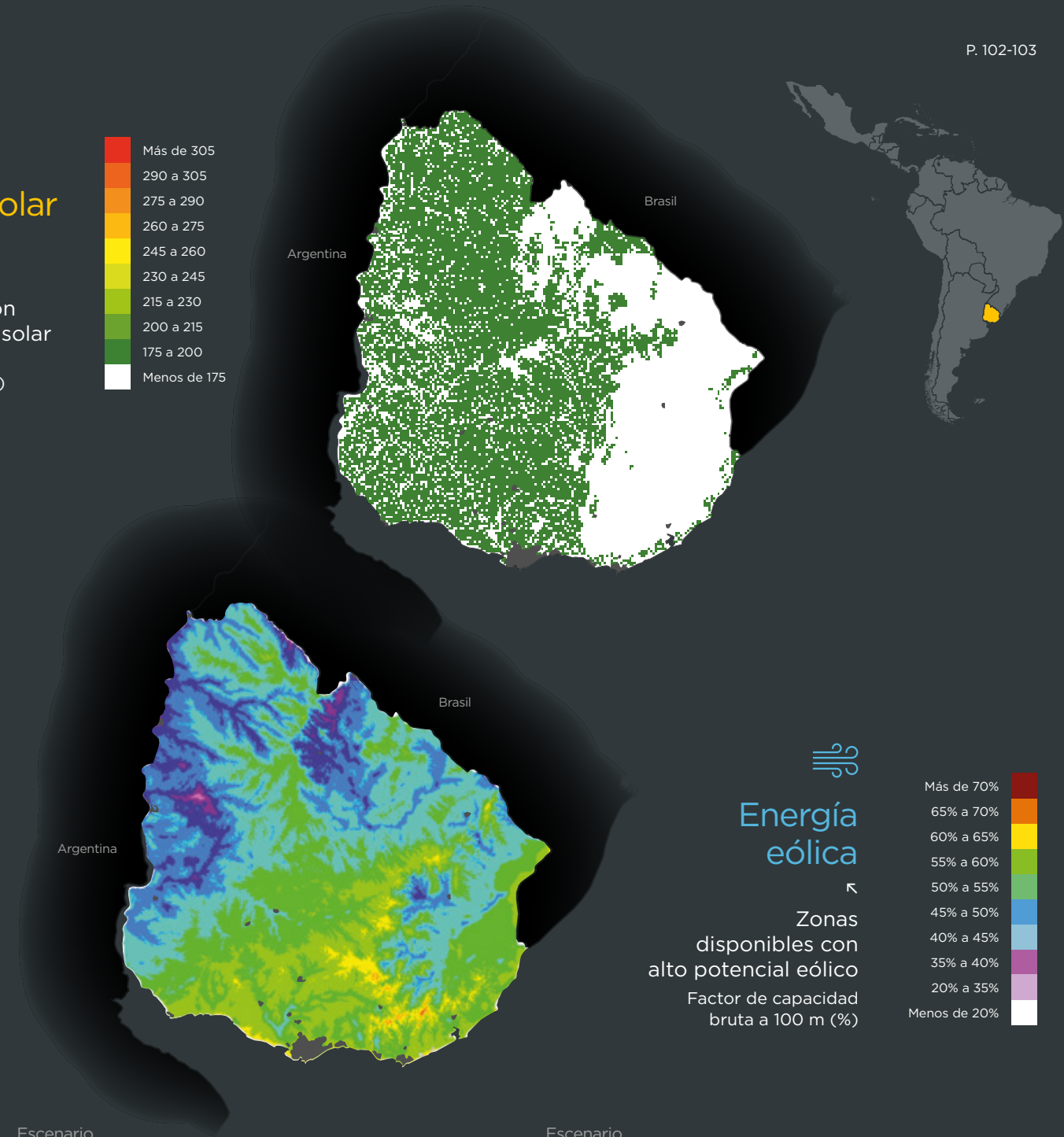
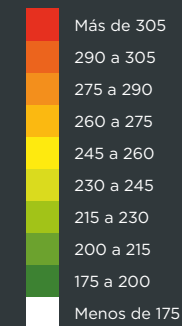


Energía solar



Zonas disponibles con alto potencial solar

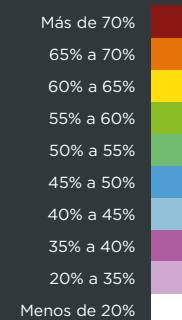
Irradiación Global Horizontal (W/m²)



Energía eólica

Zonas disponibles con alto potencial eólico

Factor de capacidad bruta a 100 m (%)



Evolución de la red eléctrica

Miles de GWh

Escenario **BASE**

Costo (Millones de USD) **\$14,4**

1,84 Mt CO₂eq

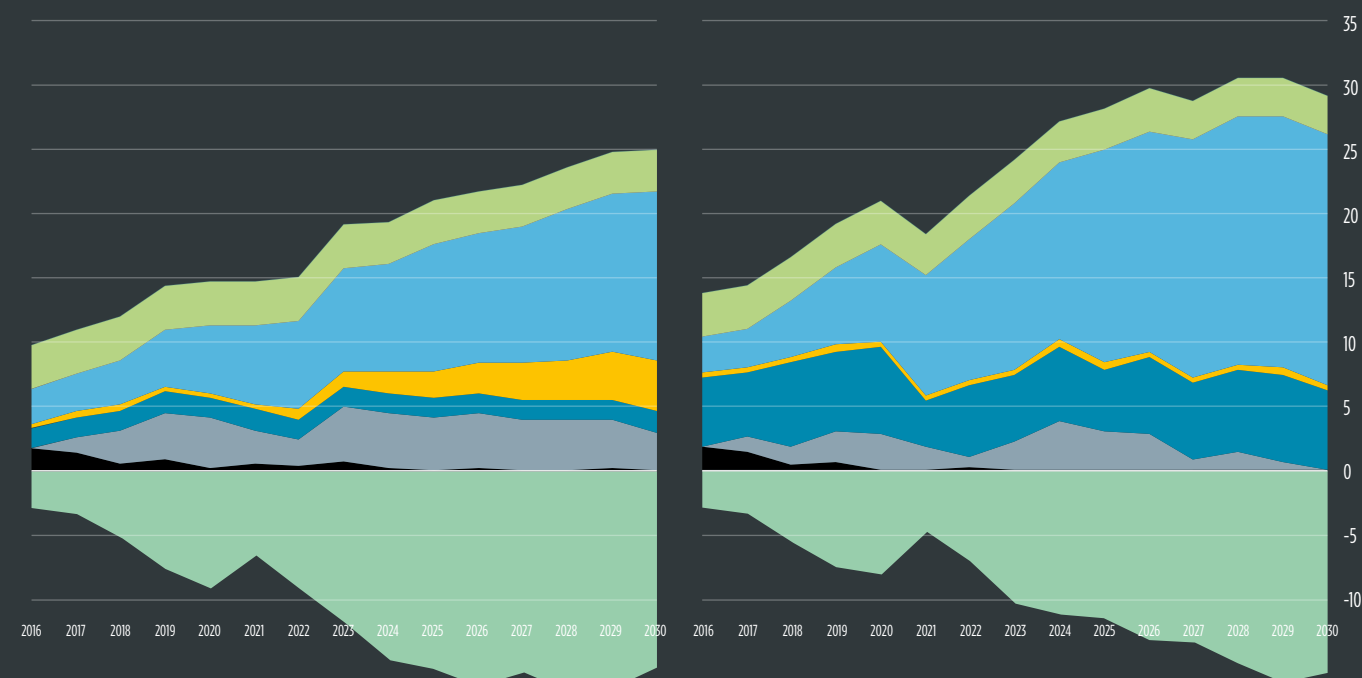
Emissiones totales del sector eléctrico en 2013

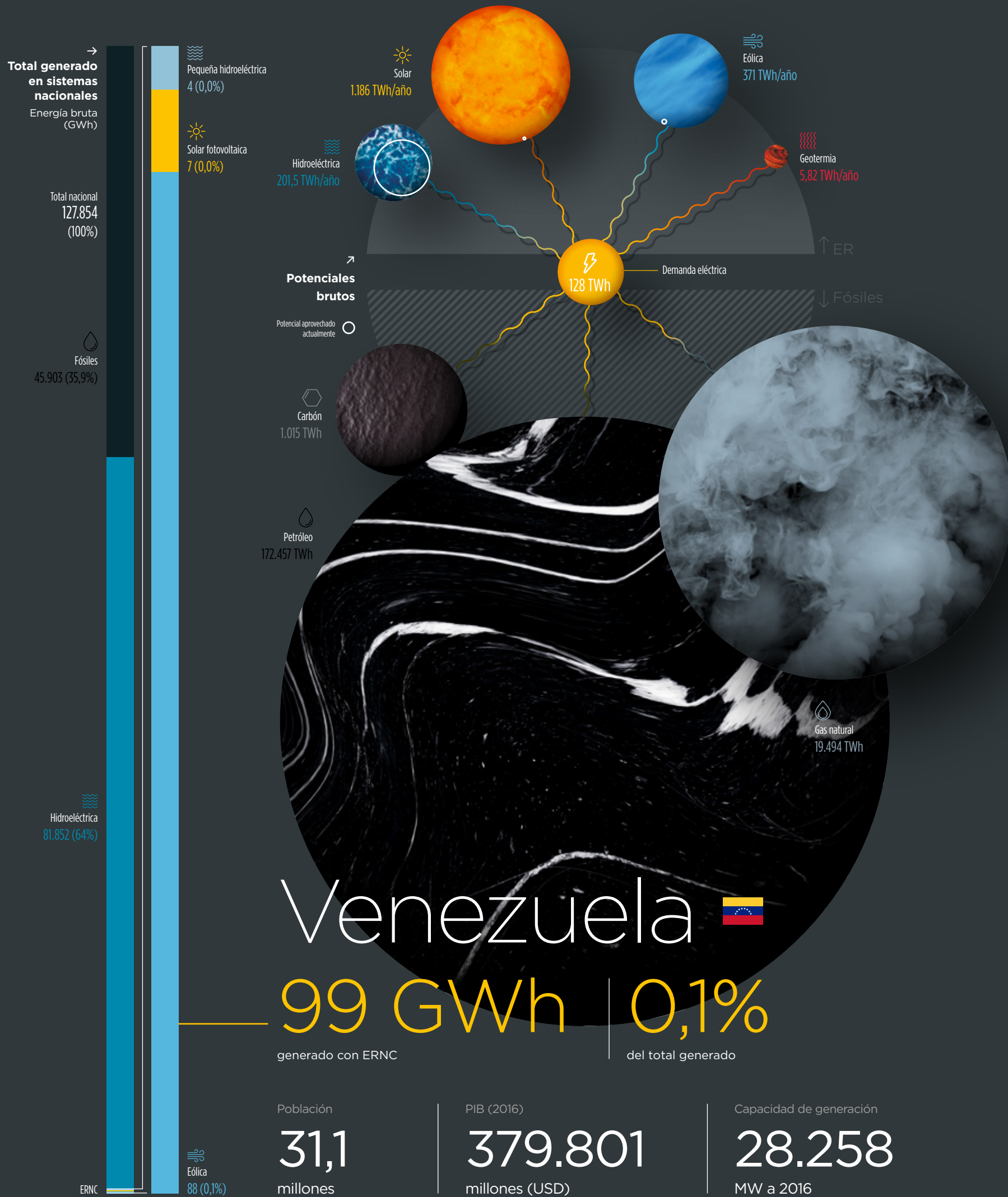
Escenario **RE+CO**

Costo (Millones de USD) **\$14**

-10,4 Mt CO₂eq

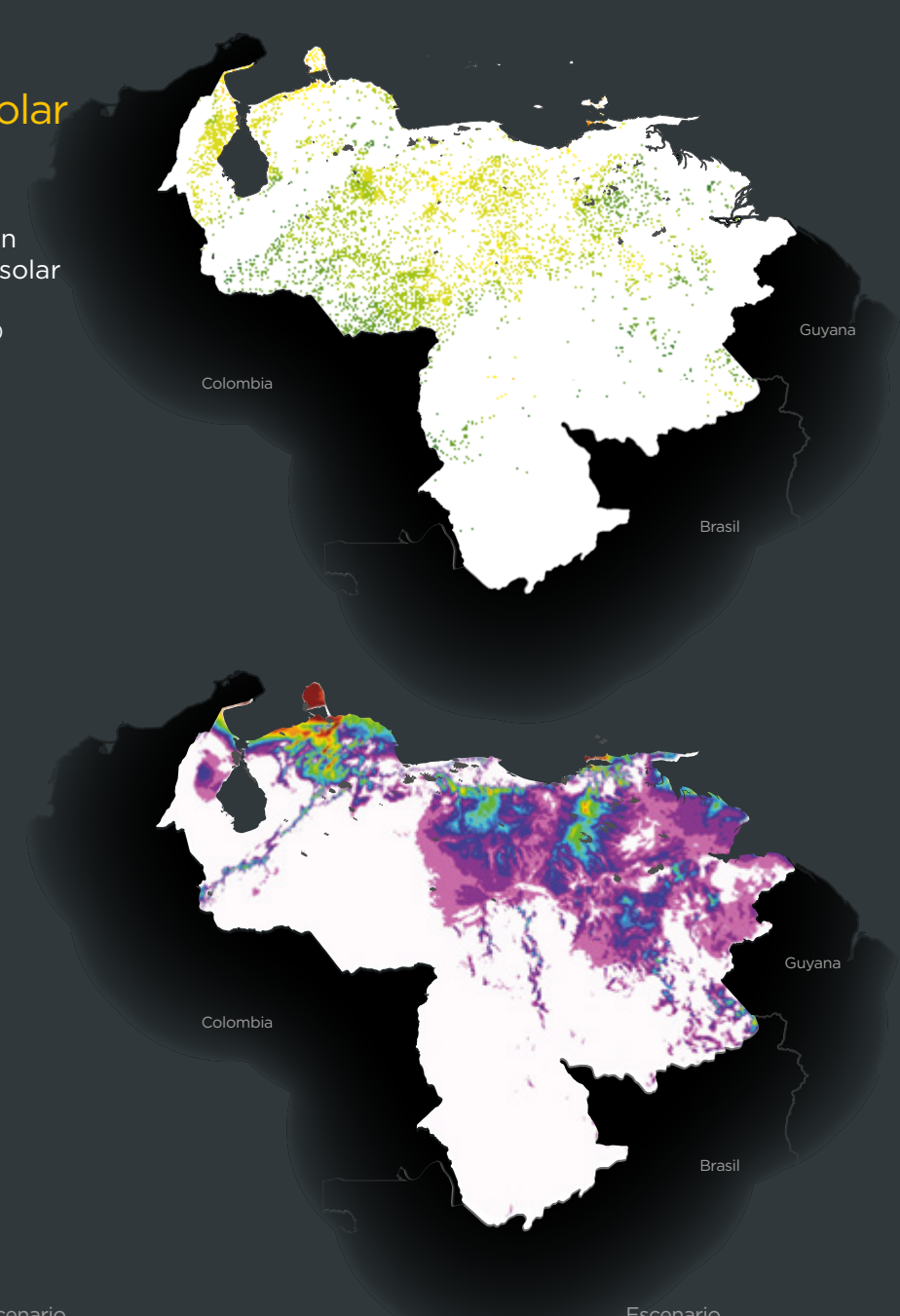
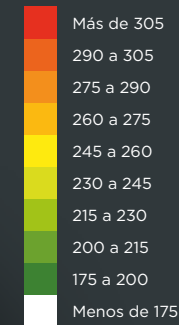
Reducción acumulada de GEI respecto al BASE en el periodo 2016-2030





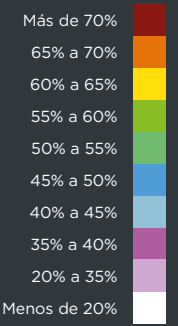
Energía solar

→ Zonas disponibles con alto potencial solar
Irradiación Global Horizontal (W/m²)



Energía eólica

← Zonas disponibles con alto potencial eólico
Factor de capacidad bruta a 100 m (%)



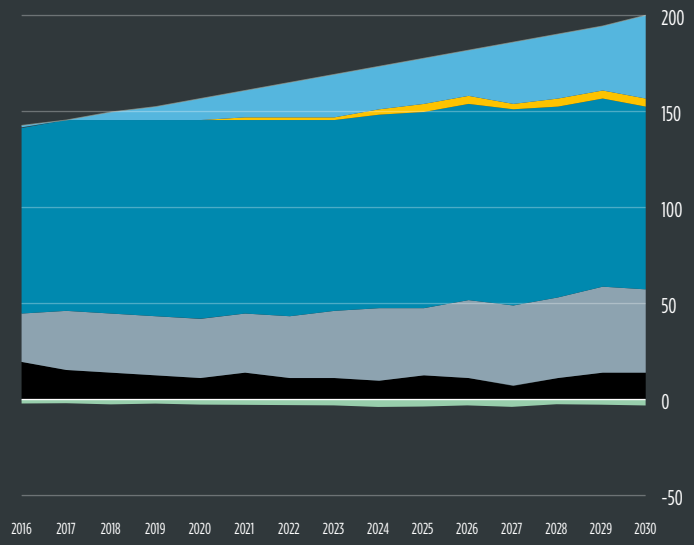
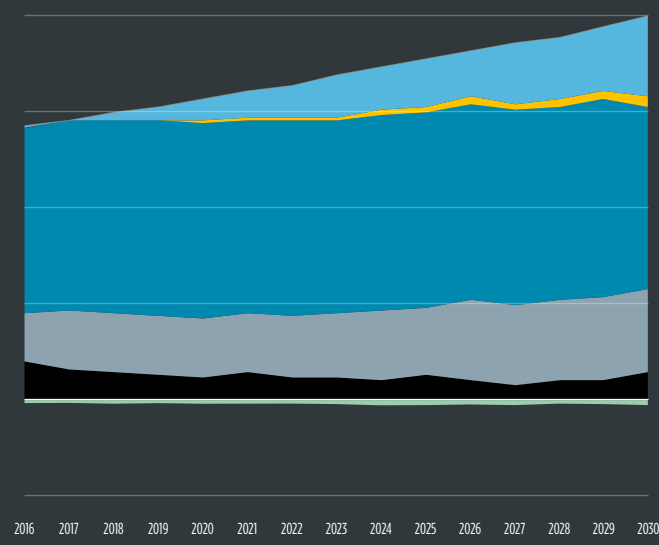
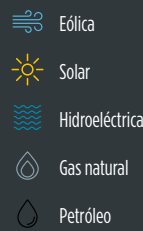
→ Evolución de la red eléctrica
Miles de GWh

Escenario BASE

Costo (Millones de USD) \$48,4
57,38 Mt CO₂eq
Emisiones totales del sector eléctrico en 2013

Escenario RE+CO

Costo (Millones de USD) \$48,5
+4,0 Mt CO₂eq
Aumento acumulado de GEI respecto al BASE en el periodo 2016-2030



Conclusiones

Es posible que América Latina continental alcance un **objetivo de participación de energía renovable de 80% para el año 2030**, haciendo uso de los abundantes recursos solares y eólicos en la región y sin aumentar los costos globales del sistema eléctrico.

Aún en un escenario de referencia (BASE), orientado a los planes oficiales de expansión de generación y transmisión eléctrica de los países de América Latina, se espera que la **participación de energía renovable variable (solar y eólica) aumente casi 4 veces durante el período 2016-2030**.

En un escenario altamente renovable e interconectado **(RE+CO) en América Latina se reducirían los factores de polución del aire** (SO_x , NO_x) del sector eléctrico en un 9.6% **y las emisiones de CO_2** en un 14.7% durante el período 2016-2030.

La integración regional eléctrica facilita el **flujo de electricidad de bajo carbono** y por lo tanto ayuda a que se puedan cumplir las metas nacionales de participación de energía renovable y los compromisos del Acuerdo de París de manera costo efectiva.

CONCLUSIONES

Capacidad y costos

Uno de los principales objetivos de este estudio es analizar el impacto de una mayor penetración de la energía renovable, incluida la energía hidroeléctrica y las fuentes renovables variables no convencionales, en el sistema eléctrico de América Latina. Los siguientes son los principales hallazgos de este ejercicio de planificación independiente:

Nueva Capacidad de Generación

En América Latina continental, el escenario BASE construye la menor capacidad adicional de generación con 181,196 MW, mientras que el escenario RE+ construye la mayor capacidad adicional de generación con 238,187 MW para cumplir con el objetivo de suministro de un mínimo de 80% de la demanda total regional de electricidad con energía renovable al 2030. El escenario RE+CO construye algo menos de capacidad de generación (228,743MW) que el escenario RE+. En cambio, este mismo escenario altamente interconectado (RE+CO) construye de manera óptima más capacidad de transmisión internacional, mejorando la eficiencia del sistema de energía de América Latina, por lo que requiere menos capacidad renovable e hidroeléctrica para alcanzar la meta renovable del 80% de suministro de la demanda al final del horizonte de planificación.

Producción de Energía Renovable

La generación de energía renovable (incluyendo las grandes hidroeléctricas) cubre el 64.3% de la demanda total de

América Latina para 2016, alcanzando el 70.8% para el año 2030 en el escenario BASE. El portafolio de tecnologías que constituye este significativo porcentaje está compuesto principalmente por generación hidroeléctrica, eólica y solar, biomasa y geotermia. La penetración renovable en los escenarios RE+ y RE+CO llega justo por encima de la meta de 80% de energía renovable en 2030. De la energía renovable en 2030, 31.0% corresponde a eólica y solar en el escenario RE+ y 29.3% en el escenario RE+CO. Estos porcentajes indican que de acuerdo con los supuestos informados del modelo y a pesar de ser un escenario relativamente conservador, el porcentaje de energía solar y eólica en la matriz eléctrica de América Latina aumentará casi 4 veces al 2030 en el escenario BASE, mientras que en un escenario altamente interconectado se podría llegar inclusive a aumentar en 6 veces la participación actual de estas dos tecnologías que es del 5.1% en 2016.

Costos de Inversión en Nueva Capacidad y Costos de Generación Eléctrica

El escenario BASE presenta los costos de generación eléctrica (aquí se incluyen los costos de combustibles, operación y mantenimiento) y los costos de inversión en nueva capacidad de generación de \$868.75 billones de dólares, los más altos para los tres escenarios analizados. El escenario RE+ tiene el segundo costo más alto de generación y de inversión de \$860.99 billones

de dólares. El costo de generación e inversión del escenario RE+ es menor que en el escenario BASE, ya que hay más plantas eólicas y solares en el escenario RE+ que el modelo ha construido de manera óptima minimizando costos. El escenario RE+CO presenta el menor costo de generación e inversión por un monto de \$842.08 billones de dólares. Las construcciones adicionales de capacidad de transmisión internacional hacen que el sistema de energía de América Latina sea más eficiente y requiera menos energía renovable y capacidad hidroeléctrica para cumplir con la meta de 80% de energía renovable al 2030.

Costos Totales del Sistema Eléctrico

Al sumar a los anteriores costos los costos asociados a la construcción y operación de la nueva infraestructura de transmisión eléctrica se obtienen los costos totales del sistema eléctrico. El escenario BASE presenta el mayor costo con \$872.81 billones de dólares mientras que el escenario RE+ tiene el segundo costo total más alto con \$865.90 billones de dólares. Los ahorros, en comparación con el escenario BASE, son de casi 7 billones de dólares. El escenario RE+CO presenta el menor costo total del sistema eléctrico con un monto de \$852.52 billones, inclusive teniendo el mayor costo de inversión en nueva capacidad de transmisión de \$10.44 billones de dólares. Los ahorros, en comparación con el escenario BASE, son de \$20.3 billones, y en comparación con el escenario RE+ \$13.4 billones.

CONCLUSIONES

Emisiones y eficiencia

Reducción de Emisiones

El portafolio de tecnologías del escenario BASE genera la mayor producción del principal gas de efecto invernadero CO₂, y otros gases contaminantes como los NO_x y SO_x con 4,725 millones de toneladas, 9 millones de toneladas y 6.7 millones de toneladas respectivamente durante los 15 años correspondientes al horizonte de planificación. El escenario RE+ presenta la segunda producción más alta de CO₂, NO_x y SO_x con 4,135 millones de toneladas, 8.2 millones de toneladas y 6.3 millones de toneladas respectivamente. Los ahorros sobre el escenario BASE son 589.8 millones de toneladas o 12.5% para CO₂, 0.76 millones de toneladas o 8.5% para NO_x, y 0.36 millones de toneladas o 5.4% para SO_x respectivamente. El escenario RE+-CO tiene las menores producciones de CO₂, NO_x y SO_x con 4,028 millones de toneladas, 8.1 millones de toneladas y 6.1 millones de toneladas respectivamente. Los ahorros, a diferencia del escenario BASE, son 696.9 millones de toneladas o 14.7% para CO₂, 0.92 millones de toneladas o 10.3% para NO_x, y 0.59 millones de toneladas o 8.8% para SO_x respectivamente.

Eficiencia del Sistema Eléctrico

La construcción de mayor capacidad de transmisión eléctrica regional en el escenario RE+CO aumenta la capacidad de intercambio entre los países en 15,650MW. Esta capacidad es aproxima-

damente cuatro veces más que la capacidad existente en los escenarios BASE y RE+ durante el horizonte del estudio. Con la expansión de la capacidad de transmisión en el escenario RE+CO, el sistema eléctrico de América Latina es más eficiente. La eficiencia tiene varios efectos notables:

Mayores intercambios de electricidad entre países e incremento de la seguridad energética a nivel regional.

Las inversiones en energías renovables se hacen en plantas más eficientes ya que se hace un mejor uso de los recursos eólicos o solares (mayores factores de planta). Al mismo tiempo se aprovecha mejor la complementariedad temporal y geográfica de las energías renovables variables lo cual trae importantes beneficios en la operación de los sistemas eléctricos mitigando de esta forma su variabilidad natural.

Un sistema de energía eficiente reduce el costo total del sistema y por lo tanto se da la oportunidad a los países de transferir estos ahorros a los consumidores finales.

REFERENCIAS

DOE (2011), Biomass Energy Data Book, Laboratorio Nacional Oak Ridge, Departament de Energía de los Estados Unidos, 2011.

DOE (2017), Boden, T.A., G. Marland, and R.J. Andres. 2017. Global, Regional, and National Fossil-Fuel CO₂ Emissions. Carbon Dioxide Information Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory, U.S. Department of Energy, Oak Ridge, Tenn., U.S.A. doi 10.3334/CDIAC/00001_V2017

IEA (2016), Annual Energy Outlook, International Energy Agency, 2016.

IRENA (2012), Biomass for Power Generation. Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, IRENA, 2012.

IRENA (2014), Renewable Power Generation Costs, 2014.

IRENA (2016), Renewable Energy Market Analysis: Latin America. IRENA, Abu Dhabi.

NOAA (2017), National Oceanic and Atmospheric Administration, "Climate at a Glance: Global Time Series," National Centers for Environmental Information, accesado Febrero, 2017. http://www.ncdc.noaa.gov/cag/time-series/global/globe/land_ocean/yttd/12/1880-2016

OLADE (2015), Base de datos de la Organización Latinoamericana de Energía.

Science (2015), Gráfica tomada de "Can Paris pledges avert severe climate change? Allen A. Fawcett, Gokul C. Iyer, Leon E. Clarke, James A. Edmonds, Nathan E. Hultman, Haewon C. McJeon, Joeri Rogelj, Reed Schuler, Jameel Alsalam, Ghassem R. Asrar, Jared Creason, Minji Jeong, James McFarland, Anupriya Mundra and Wenjing Shi. Science 350 (6265), 1168-1169." Reproducida con permiso de la AAAS.

WNA (2015), World Nuclear Association, disponible en www.world-nuclear.org/info/Economic-Aspects/Economics-of-Nuclear-Power, accesado junio 2015.

UxC (2015), UxC Nuclear Fuel Price Indicators, disponible en www.uxc.com/p/prices/UxCPrices.aspx, accesado junio 2015.

WECC (2014), Capital Cost Review of Power Generation Technologies, Western Electricity Coordinating Council, 2014.





LA RED DEL FUTURO

Desarrollo de una red
eléctrica limpia y sostenible
para América Latina

