

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
SUPERVISIÓN Y VIGILANCIA DEL MER

PROYECCIÓN DE LA GENERACIÓN INTERMITENTE
EN EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL
AÑOS 2015 A 2019

Responsables

Emil Cálix

Sonia Fernández

10 /07 /2015

Contenido

INTRODUCCIÓN.....	3
1. ENERGÍA EÓLICA Y SOLAR EN LA MATRIZ ENERGÉTICA REGIONAL DE 2014	4
2. PLANES DE EXPANSIÓN, UBICACIÓN FÍSICA DE LOS PROYECTOS	5
2.1 GUATEMALA.....	6
2.2 EL SALVADOR.....	7
2.2 HONDURAS.....	9
2.4 NICARAGUA.....	13
2.5 COSTA RICA	15
2.6 PANAMÁ.....	17
3. GENERACIÓN ERNC EN LA MATRIZ ENERGÉTICA REGIONAL AL 2019	20
4. REGÍMENES ESPECIALES PARA INCENTIVO DE PROYECTOS DE ERNC EN LA REGIÓN.	23
6. CONCLUSIONES	27
7. RECOMENDACIONES.....	27

INTRODUCCIÓN

Las nuevas fuentes de energía renovable (eólica y solar), conocidas como fuentes de energía renovable no convencional (ERNC), están obteniendo un papel creciente en Centroamérica. Debido a sus características, de moderada y alta variabilidad, estacionales, intermitentes, o no controlables, estas fuentes requieren una estructuración diferente en la forma de operar y planificar los sistemas eléctricos en la región. Al no haber dos sistemas eléctricos iguales, cada sistema plantea retos diferentes al estudiar la forma correcta de operarlos y planificarlos.

Se han realizado algunos estudios en los países del área sobre este tema, por ejemplo, El Salvador, Costa Rica y Panamá cuentan con sus respectivos estudios, Guatemala y Honduras está realizándolos, Nicaragua no posee información al respecto. Estos estudios tienen el propósito de medir el impacto y previsión de la futura expansión de la capacidad de generación ERNC, capaces de considerar de forma adecuada el papel que estas nuevas fuentes de generación están teniendo.

La penetración de nuevas fuentes de origen renovable plantea retos tanto para el desarrollo futuro de la actividad de generación como para la planificación integrada de los sistemas de transporte (en alta y baja tensión) tomando en cuenta múltiples escenarios de generación y demanda. El presente informe incluye:

- La energía eólica y solar en la matriz energética regional correspondiente al año 2014, en Centroamérica y por país.
- Plan de expansión de la generación y ubicación física para los próximos 5 años de los proyectos de energía intermitente por país.
- Reglamentaciones o regímenes especiales para el incentivo del desarrollo de fuentes renovables de energías no convencionales.
- Estudios técnicos realizados para medir los efectos de la integración de las tecnologías fotovoltaicas y eólicas en los sistemas nacionales.

Este trabajo se ha hecho con información recibida de los organismos reguladores de los países de Centroamérica: Comisión Nacional de Energía (CNE), de Guatemala; Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), de El Salvador; Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), de Honduras; Instituto Nicaragüense de Energía (INE), de Nicaragua; Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), Costa Rica; Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), de Panamá; Análisis del impacto del incremento de la generación de energía renovable no convencionales en los sistemas eléctricos latinoamericanos (BID).

1. ENERGÍA EÓLICA Y SOLAR EN LA MATRIZ ENERGÉTICA REGIONAL DE 2014

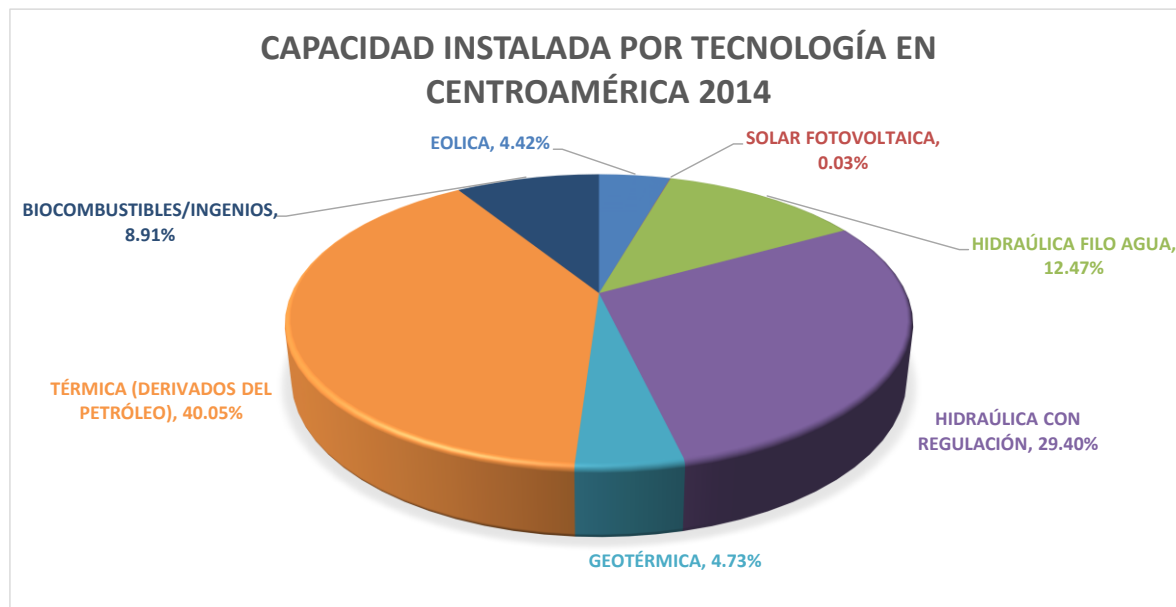
A continuación se presenta información de la producción de electricidad de los países centroamericanos a diciembre de 2014, de igual forma el gráfico No. 1 nos indica el peso porcentual de las diferentes tecnologías en la matriz regional de capacidad.

Cuadro No. 1

CAPACIDAD DE GENERACIÓN INSTALADA POR TECNOLOGÍA EN CENTROAMÉRICA 2014 (MW)

AÑO 2014	GUATEMALA	EL SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMÁ	TOTAL
EOLICA	0.00	0.00	152.00	190.60	196.46	55.00	594.06
SOLAR FOTOVOLTAICA	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	2.40	3.40
HIDRAÚLICA FILO AGUA	377.34	14.20	193.18	14.40	505.61	570.31	1,675.04
HIDRAÚLICA CON REGULACIÓN	629.00	472.60	411.50	104.40	1,328.57	1,004.13	3,950.20
GEOTÉRMICA	49.20	204.40	0.00	164.19	217.46	0.00	635.25
TÉRMICA (DERIVADOS DEL PETRÓLEO)	1,314.21	756.60	847.30	717.50	595.69	1,150.04	5,381.34
BIOCOMBUSTIBLES/INGENIOS	675.45	253.40	92.55	135.80	40.00	0.00	1,197.21
TOTAL	3,045.20	1,701.20	1,696.53	1,326.89	2,884.80	2,781.88	13,436.50

Gráfica No. 1



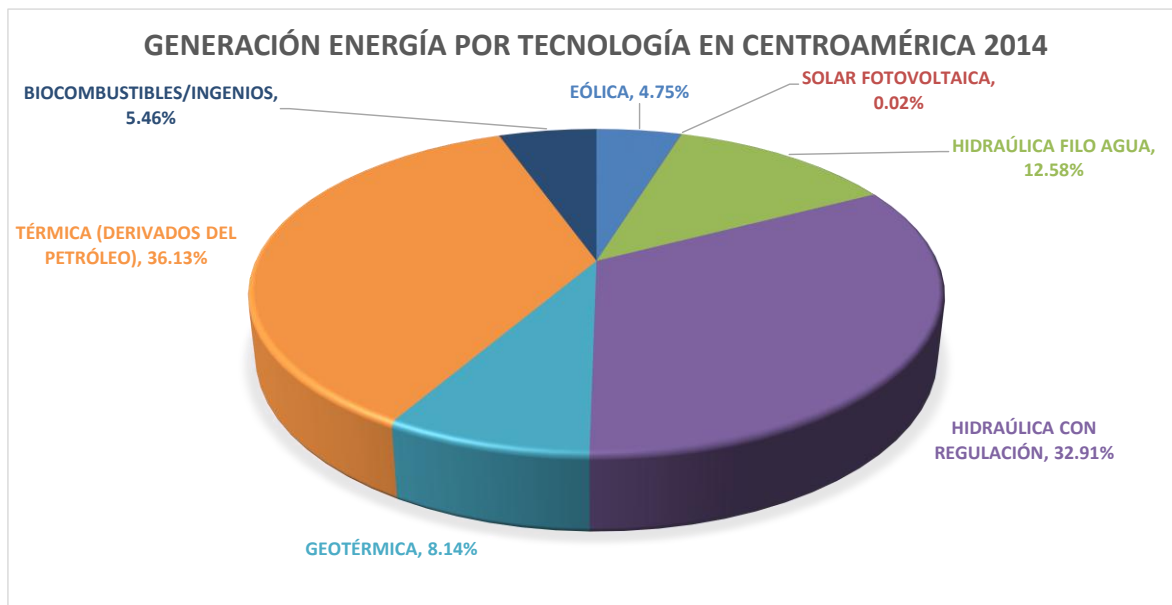
En el 2014 la penetración de las ERNC en la matriz centroamericana era marginal. Estos valores de ERNC no crean impactos técnicos a la RTR, con el 4.4% de eólica y .3% fotovoltaica

A continuación se presenta la producción centroamericana de energía generada durante el año 2014 (cuadro # 2); de igual forma el gráfico No. 2 nos indica el porcentaje de las diferentes tecnologías en la matriz energética regional.

Cuadro No. 2
GENERACIÓN ENERGÍA POR TECNOLOGÍA EN CENTROAMÉRICA 2014 (GWh)

AÑO 2014	GUATEMALA	EL SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMÁ	TOTAL
EÓLICA	0.0	0.0	550.1	832.9	734.8	113.2	2,230.8
SOLAR FOTOVOLTAICA	7.1	0.0	0.0	0.0	1.5	1.5	10.1
HIDRÁULICA FILO AGUA	1,620.3	72.8	465.6	49.3	1,911.3	1,786.44	5,905.6
HIDRÁULICA CON REGULACIÓN	3,203.4	1,713.0	2,273.1	330.3	4,805.9	3,121.0	15,446.7
GEOTÉRMICA	246.6	1,443.9	0.0	590.4	1,538.1	0.0	3,819.0
TÉRMICA (DERIVADOS DEL PETRÓLEO)	2,967.9	2,371.3	4,597.9	1,892.8	1,043.2	4,086.7	16,959.7
BIOCOMBUSTIBLES/INGENIOS	1,731.7	264.9	179.6	304.5	83.6	0.0	2,564.3
TOTAL	9,776.9	5,865.9	8,066.3	4,000.1	10,118.3	9,108.8	46,936.3

Gráfica No. 2



Se presenta una mayor producción hidráulica (45%), con Guatemala, Costa Rica y Panamá; el componente ERNC es bajo (4.95%), denotando poco impacto y la oportunidad de desarrollar más estas tecnologías como opción a sustituir la componente térmica y complementar al elemento hidráulica en los procesos estacionales de temporada lluviosa y seca.

2. PLANES DE EXPANSIÓN, UBICACIÓN FÍSICA DE LOS PROYECTOS

Se muestran a continuación una descripción por país de las plantas eólicas y solares existentes, las que están planificadas para los próximos 5 años, su ubicación física y nodo de conexión en los casos que se tiene información, así como el impacto que estas tecnologías tendrán en la matriz de su respectivo país.

2.1 GUATEMALA

A.- PLAN EXPANSIÓN EÓLICO – SOLAR 2015 – 2019

Se presenta el plan de expansión eólico y solar durante el siguiente quinquenio.

Cuadro No. 3: Guatemala, plan de expansión eólico y solar

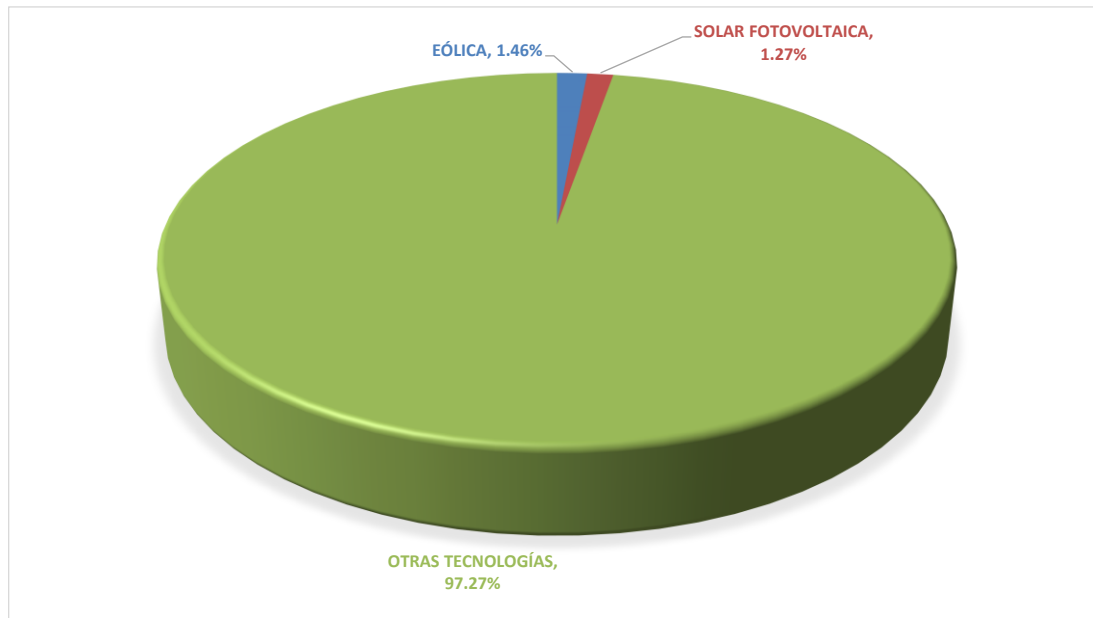
Planta	Nodo Conexión	(PSS/E)	Tecnología	Capacidad MW	Subestación	Estatus
Sibo			Solar	5.00		2015
Viento Blanco			Eólica	21.00		2015
El Sitio			Eólica	50.00		2015
Rainbow			Solar	50.00		2015
Horus II Planta 1			Solar	5.00		2017
Horus II Planta 2			Solar	5.00		2017
Horus II Planta 3			Solar	5.00		2017
Horus II Planta 4			Solar	5.00		2017
Horus II Planta 5			Solar	5.00		2017
Horus II Planta 6			Solar	5.00		2017
Solaris FV 2.5 MW			Solar	2.50		2017
Transmision_1			Eólica	30.00		2018
Total				188.50		

B.- GENERACIÓN EÓLICA Y SOLAR EN LA CAPACIDAD TOTAL A INSTALAR EN EL 2019 EN GUATEMALA

La gráfica No.3 presenta la baja penetración esperada de generación basada en ERNC en los próximos 5 años (2.73%), no representan un problema para el total de la matriz energética planteada al 2019.

Gráfica No. 3

Guatemala: penetración ERNC en 2019



C.- IMPACTO GENERACIÓN INTERMITENTE EN GUATEMALA

Guatemala no cuenta con estudios que analicen el impacto de las ERNC en la red. La Gerencia de Proyectos de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica tiene planificado la realización de un “Estudio de penetración de ERNC al sistema nacional”. Por ahora, su bajo impacto en la matriz energética (un 3% en el total al año 2019) ha hecho que la aceptación de los proyecto, evaluando cada uno de forma particular y no previéndose por ahora problemas mayores al sistema.

2.2 EL SALVADOR

A.- PLAN EXPANSIÓN EÓLICO – SOLAR 2015 – 2019

El cuadro No. 4 presenta el plan de expansión eólico y solar durante el siguiente quinquenio.

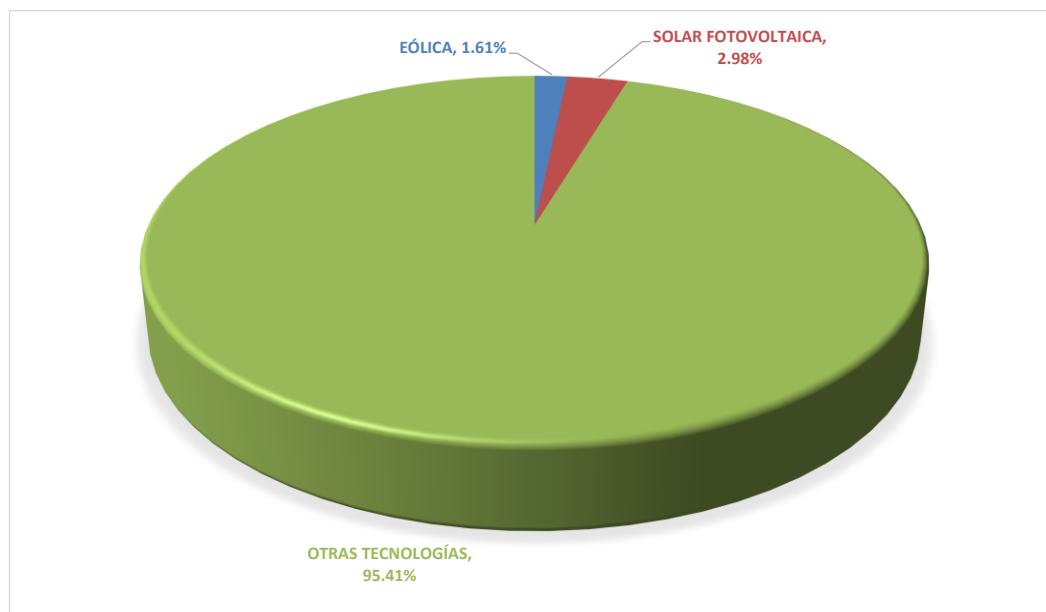
Cuadro No. 4: El Salvador, Plan de expansión energía eólica y solar

Planta	Nodo Conexión	(PSS/E)	Tecnología	Capacidad MW	Subestación	Estatus
CEL Fotovoltaica			Solar	14.20		2015
FV Zona Oriental			Solar	60.00		2017
Proyecto Eólico			Eólica	40.00		2018
Total				114.20		

B.- GENERACIÓN EÓLICA Y SOLAR EN LA CAPACIDAD TOTAL A INSTALAR EN EL 2019

La gráfica No. 4 presenta la baja penetración esperada de generación de ERNC en los próximos 5 años (4.6%); esta capacidad total por instalar no representan impacto importante en la matriz energética proyectada para el 2019.

Gráfica No. 4: El Salvador, penetración ERNC en 2019



C.- IMPACTO GENERACIÓN INTERMITENTE EN EL SALVADOR

Se realizó un estudio por parte de Moeller & Poller Engineering (MPE), donde se investigó el impacto a la red en el caso de conectarse hasta 72MW de generación eólica y 123.2 MW de generación fotovoltaica. En el estudio se consideró el año 2013 como referencia del sistema, y una proyección de escenarios a partir del 2016 al 2019, período en el que se espera que estos proyectos ya estén en operación, así como sus efectos con la línea SIEPAC.

El foco del estudio se centró en evaluar el máximo impacto posible de esta inyección acoplada a la generación con fuentes existentes (hidroeléctrica, geotérmica y térmica) y la Transmisión para los años 2016 y 2019, considerando escenarios para la evaluación de contingencias en condiciones de máxima y mínima demanda, en época de verano e invierno. El estudio concluye que:

- Las líneas de transmisión nacionales se encuentra ligeramente cargadas, pero que en conjunto con la seguridad adicional que brinda la línea SIEPAC, es posible incorporar de forma segura la nueva generación con ERNC, siempre que se cumplan las condiciones de conexión definidas en la regulación.
- Se identificaron algunos problemas menores de sobrecarga de las líneas debido a la nueva generación de energía renovable, sobre todo en los últimos años del modelo en estudio en la medida que aumenta la carga del sistema y nueva generación síncrona se añade al sistema. Los incumplimientos que el modelo arrojó resultaron de simular la red en condiciones extremas coincidentes, con la salida completa de la generación renovable. Se indica que si esto ocurriera, se podría manejar con re despachos de la generación a través del operador del sistema.
- Las simulaciones dinámicas para diferentes condiciones de operación y en casos de fallo, concluyen que las plantas de generación ERNC, tienen un impacto muy leve en la estabilidad del sistema.

Por otro lado, estudios relacionados con el impacto de la variabilidad de la generación eólica y fotovoltaica en el balance del sistema y el despacho no fueron cubiertos por los estudios presentados en el informe y todavía tienen que ser llevados a cabo.

Para estos estudios se requieren datos de series de tiempo de generación eólica y fotovoltaica, así como los datos relativos a la variación de la carga y limitaciones del despacho de la generación convencional.

2.2 HONDURAS

A.- PLAN EXPANSIÓN EÓLICO – SOLAR 2015 – 2019

El cuadro No.5 presenta el actual desarrollo en generación eólico y solar, así como el plan de expansión durante el siguiente quinquenio; se incluye las subestaciones y nodos de conexión donde se inyectará esta energía.

Cuadro No. 5: Honduras, Plan de expansión energía eólica y solar, 2015-2019

Planta	Nodo Conexión	(PSS/E)	Tecnología	Capacidad MW	Subestación	Estatus
Generación Nacaome I	3211	NAC230	Solar	49.90	Nacaome	2015
Generación Nacaome II	3211	NAC230	Solar	49.90	Nacaome	2015
Marcovia Solar (GESTAM)	3553	SLU B637	Solar	40.50	Santa Lucía	2015
Choluteca Energía Solar I	3553	SLU B637	Solar	20.00	Santa Lucía	2015
Choluteca Energía Solar II	3553	SLU B637	Solar	30.00	Santa Lucía	2015
Solar Fotovoltaico El Caguano	3553	SLU B637	Solar	61.00	Santa Lucía	2015
Solar Fotovoltaico Nacaome	3211	NAC230	Solar	50.00	Nacaome	2015
Solar Fotovoltaico Valle	3211	NAC230	Solar	50.00	Nacaome	2015
Llanos del Sur Fotovoltaica	3034	PAV B620	Solar	14.81	Pavana	2015
Solar del Sur	3553	SLU B637	Solar	25.00	Santa Lucía	2015
Solar Helios	3553	SLU B637	Solar	25.00	Santa Lucía	2015
Granja Solar El Pollito			Solar	20.00	Naco	2015
Parque Fotovoltaico Pavana Solar	3034	PAV B620	Solar	24.00	Pavana	2015
Granja Solar del Pacifico I	3553	SLU B637	Solar	20.00	Santa Lucía	2015
Granja Solar San Lorenzo			Solar	48.00	Naco	2015
Fotovoltaica Fray Lazaro	3301	AGC B624	Solar	48.00	Aguacaliente	2016
Energías Solares	3310	PRD B618	Solar	6.73	Los Prados	2015
Foto Sol	3310	PRD B618	Solar	5.39	Los Prados	2015
Los Prados	3310	PRD B618	Solar	10.77	Los Prados	2015
Sureña	3310	PRD B618	Solar	12.12	Los Prados	2015
Chinchayote			Eólica	45.00	Bijagual	2016

Continuación Cuadro No. 5

Planta	Nodo Conexión	(PSS/E)	Tecnología	Capacidad MW	Subestación	Estatus
Generaciones Energéticas	3310	PRD B618	Solar	12.10	Los Prados	2016
La Manzanilla	3553	SLU B637	Solar	21.90	Santa Lucía	2016
Las Lajas	3553	SLU B637	Solar	11.90	Santa Lucía	2016
Vientos San Marcos (ampliación)			Eólica	12.00	Bijagual	2016
Eólica Cololaca			Eólica	112.00	La Labor (futura)	2016
Eólica Los Tablones	3544	CDH B629	Eólica	40.00	Cerro Hula	2016
PEYSSA	3544	CDH B629	Eólica	0.00	Cerro Hula	2017
PEGSA	3544	CDH B629	Eólica	0.00	Cerro Hula	2019
Cerro Hula	3544	CDH B629	Eólica	102.00	Cerro Hula	en operación
Ampliación Cerro Hula	3544	CDH B629	Eólica	24.00	Cerro Hula	en operación
Vientos de San Marcos			Eólica	49.50	Bijagual	en operación
Total				1041.52		

Se visualiza una alta concentración de inyección de energía en 6 nodos de la RTR, los cuales están ubicados en solo tres departamentos aledaños del centro sur del país (Francisco Morazán, Valle y Choluteca):

Carga esperada por nodo de la RTR:

NODO	MW	ESTATUS
AGUACALIENTE	48.00	RTR BÁSICA
CERRO HULA	166.00	NODO CONTROL
NACAOME	199.8	RTR BÁSICA
PAVANA	38.81	NODO CONTROL
PRADOS	47.11	RTR BÁSICA
SANTA LUCIA	361.80	NODO CONTROL

Los nodos de la RTR básica son los nodos que forman parte de las interconexiones existentes a niveles de tensión mayores de 115 kV, incluyendo la línea SIEPAC. Los Nodos de Control en cada sistema eléctrico nacional son los nodos más cercanos eléctricamente al nodo terminal de una interconexión (sin incluirlo) donde los agentes pueden hacer ofertas al MER, y el OS/OM puede controlar la inyección/retiro de energía en forma independiente de otros nodos. Debido al alto porcentaje de generación ERNC inyectado directamente en nodos de la RTR, un análisis e implementaciones en las capacidades de transmisión de la RTR y de la línea SIEPAC debe ser llevado a cabo obligatoriamente.

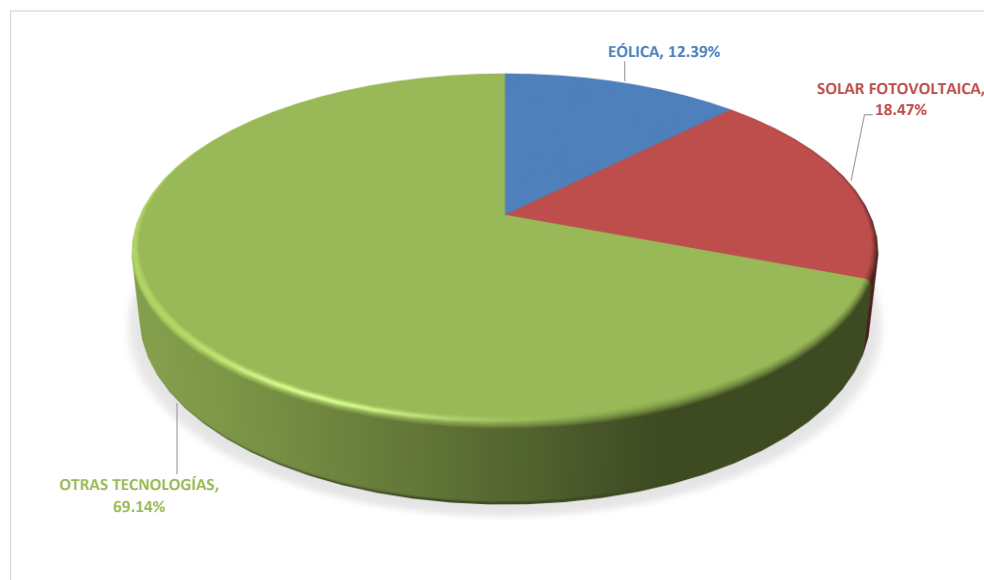
B.- GENERACIÓN EÓLICA Y SOLAR EN LA CAPACIDAD TOTAL A INSTALAR EN EL 2019 EN HONDURAS

El sistema de generación hondureño se verá altamente impactada al tener incorporada dentro de 5 años un total de 30.86% de ERNC dentro de su matriz energética (gráfico No.5).

Este impacto es a su vez más manifiesto pues por los momentos no se tienen estudios o herramientas que definan la forma en que se manejará toda esta energía.

Gráfica No. 5

Gráfica No. 4: Honduras, penetración ERNC en 2019



C.- IMPACTO GENERACIÓN INTERMITENTE EN HONDURAS

El caso de Honduras presenta especiales particularidades en el desarrollo de la generación basado en ERNC, planteadas a continuación:

- El decreto 70-2007 “Ley promoción Generación EE.RR” da una serie de beneficios fiscales a quien desarrolle la energía renovable, sin hacer distinción del tipo de tecnología a usar. Dicha ley da prioridad de despacho y compra de toda la generación renovable que se produzca, lo cual no introduce ninguna limitación en relación a las diferentes tecnologías existentes.
- El decreto 138-2013 “Reformas a la ley de energías renovables” se concibió como un estímulo complementario para la generación de energía eólica y solar al

garantizarles el pago de potencia firme, y en el caso de la energía solar, garantizarles un precio base correspondiente al CMCP del año 2012 y un sobrepago de 3 centavos de dólar para los primeros 300 MW que entren antes de julio del 2015. En ambos casos no se definió ningún límite máximo de potencia a instalar. En Honduras se carece de estudios que generen evidencia sobre los límites reales de penetración posible en Honduras de ERNC y de los requerimientos sistémicos asociados, tales como:

- Estudios dinámicos.
- Ajustes a la expansión del sistema de transmisión.
- Distribución optimizada de los puntos de inyección de los parques de generación.
- Condiciones y criterios de operación tomando un escenario de peor caso de la relación inyección/demanda.
- Variabilidad del recurso a evaluar.
- Reservas de operación necesarias.
- Otros relacionados

2.4 NICARAGUA

A.- PLAN EXPANSIÓN EÓLICO – SOLAR 2015 – 2019

El cuadro No.6 presenta el actual desarrollo en generación eólico y solar, así como el plan de expansión durante el siguiente quinquenio; se incluye las subestaciones y nodos de conexión donde se inyectará esta energía.

Cuadro No. 6: Nicaragua, Plan de expansión energía eólica y solar-2015-2019

Planta	Nodo Conexión	(PSS/E)	Tecnología	Capacidad MW	Subestación	Estatus
Blue Power	4410	SMT-230	Eólica	44.00	San Martín	en operación
Amayo I,II	4750	AMY-230	Eólica	63.00	Amayo	en operación
Eolo	4803	EOLO-230	Eólica	44.00	Eolo	en operación
Alba Rivas	4832	ABR-230	Eólica	39.60	Alba Rivas	en operación
El Crucero			Eólica	63.00		2015
El Velero			Fotovoltaica	12.00		2016
La Virgen			Eólica	17.00		2017
Total				282.60		

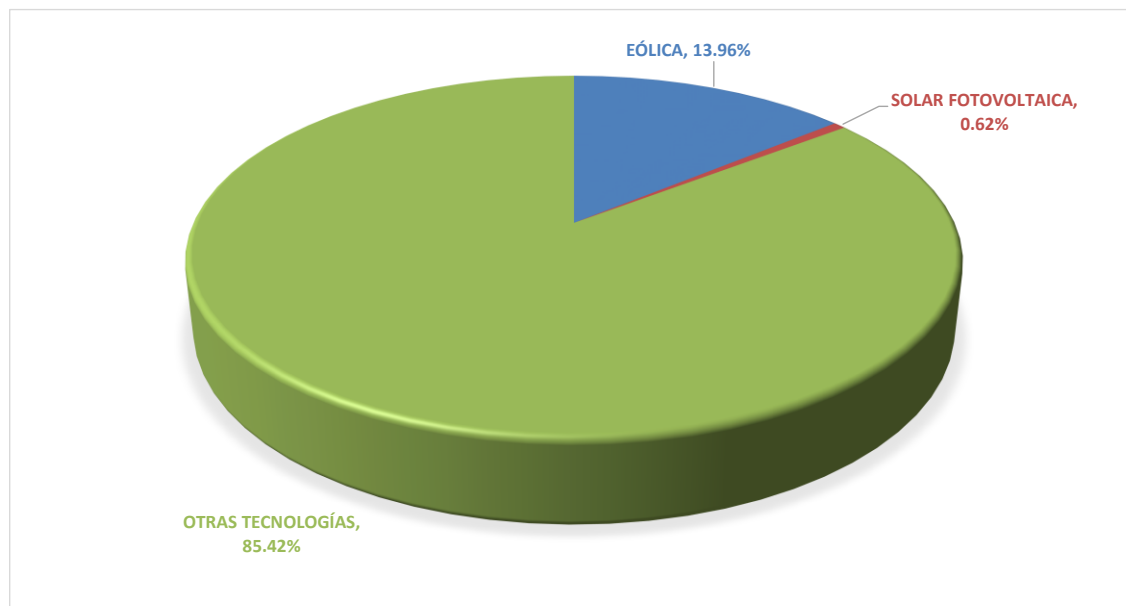
B.- GENERACIÓN EÓLICA Y SOLAR EN LA CAPACIDAD TOTAL A INSTALAR EN EL 2019

La gráfica No. 6 presenta la penetración de ERNC en Nicaragua, la cual reviste 2 peculiaridades:

a.- Es mayoritariamente de origen eólico, tecnología que tiene menores problemas de variabilidad que la solar.

b.- Su penetración total es de un 14.58%, valores que se manejan internacionalmente dentro del rango de aceptables en la matriz energética de una zona de control.

Gráfica No. 6: Nicaragua, penetración ERNC en 2019



C.- IMPACTO GENERACIÓN INTERMITENTE EN NICARAGUA

Nicaragua no cuenta con estudios generales que analicen el impacto de las ERNC en la red.

El ingreso de los proyectos en cartera es por tanto discrecional, únicamente limitado por el resultado que den estudios particulares que evalúen la integración de cada proyecto en específico. En su defecto cada desarrollador debe presentar ante las diferentes instituciones involucradas (INE, ENATREL):

- Un estudio sobre la variabilidad del recurso a evaluar y las reservas de operación necesarias.

- Un estudio sobre la evaluación del impacto eléctrico a la red por la inclusión del proyecto a la luz de los criterios locales y regionales de seguridad operativa (flujos de carga, cortocircuito y estabilidad transitoria) en la operación, cuando aplica.

2.5 COSTA RICA

A.- PLAN EXPANSIÓN EÓLICO – SOLAR 2015 – 2019

El cuadro No.7 presenta el actual desarrollo en generación eólico y solar, así como el plan de expansión durante el siguiente quinquenio; se incluye las subestaciones y nodos de conexión donde se inyectará esta energía.

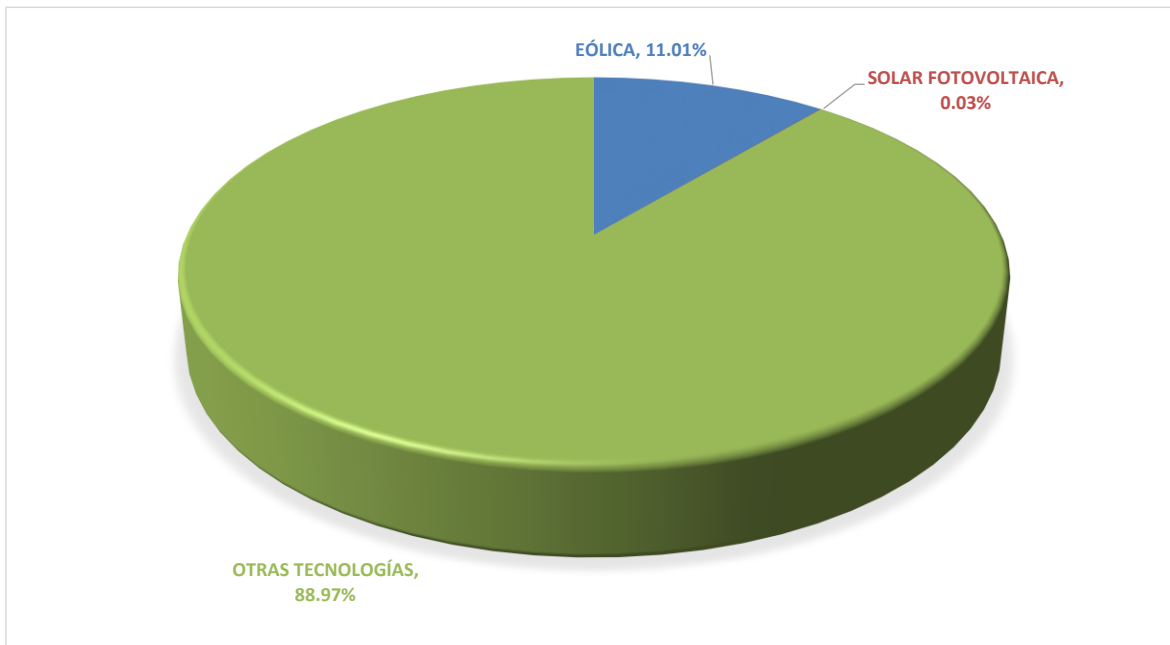
Cuadro No. 7: Costa Rica, Plan de expansión energía eólica y solar 2015-2019

Planta	Nodo Conexión	(PSS/E)	Tecnología	Capacidad MW	Subestación	Estatus
P.E. Tejona	50214	TEJ34.3	Eólica	19.80	Tejona	en operación
P.S. FV Miravalles	50262	M15-U12	Solar	1.00	Miravalles	en operación
Aeroenergía	59002	AERO0.69	Eólica	6.75	Tanque	en operación
Movasa	59004	MOV0.69	Eólica	20.00	Corobicí	en operación
Plantas Eólicas	59001	PESO.48	Eólica	22.66	Tejona	en operación
Tila Wind I	59010	ETEN3	Eólica	20.00	Tanque	en operación
Planta Eólica Guanacaste (PEG)	50300	MOG230	Eólica	49.70	Mogote	en operación
Chiripa	59007	CHI12	Eólica	49.50	Chiripa	en operación
Los Santos			Eólica	12.75		en operación
Eólico Cap1 Conc 1a			Eólica	50.00		2016
Orosí	59006	ORO0.69	Eólica	50.00	Orosí	2016
Eólico Cap1 Conc 1b			Eólica	50.00		2017
Eólico Cap1 Conc 2			Eólica	50.00		2017
Total				402.16		

B.- GENERACIÓN EÓLICA Y SOLAR EN LA CAPACIDAD TOTAL A INSTALAR EN EL 2019

En la gráfica No. 7, la penetración de ERNC en Costa Rica es mayoritariamente de origen eólico, tecnología que tiene menores problemas de variabilidad que la solar, con una penetración es de un 11.04%.

Gráfica No. 7: Costa Rica, penetración ERNC en 2019



C.- IMPACTO GENERACIÓN INTERMITENTE EN COSTA RICA

Los estudios realizados por el ICE definen en lo relativo a la energía eólica, tiene las siguientes conclusiones:

- Se determinó que las plantas eólicas contribuyen en forma directa a reducir la generación térmica en la época seca y que afectan la capacidad de regulación del SEN en la época de lluvias durante los periodos en que hay exceso de generación con recursos renovables.
- Se identificó las características de las variaciones de potencia de la generación eólica que tienen el potencial de afectar la operación del SEN. Con base en ello se determinó la estrategia para agregar más generación eólica al SEN, sin que sea necesario incrementar las reservas de regulación primaria y secundaria, haciendo uso en su lugar de la reserva fría con rápida capacidad de respuesta la cual sería aportada por las plantas hidroeléctricas con embalses de regulación; específicamente por las plantas Cachí (y las plantas en cascada La Joya y Angostura) y Pirrís, para posteriormente utilizar las plantas térmicas de respaldo.

- Se determinó que en el periodo 2016-2018 la capacidad instalada de generación eólica en el SEN se puede incrementar hasta los 460 MW, por la entrada en servicio de la planta hidroeléctrica Reventazón.
- En lo que respecta a la capacidad de transmisión del SEN, los resultados del estudio realizado por la UEN Transporte de Electricidad, se identificó como principal refuerzo el tener habilitado el segundo circuito de la línea SIEPAC en el tramo Mogote-Cañas.
- Se identificó que si el plan de expansión de la generación se cumple, a partir del año 2016 habrá sobre instalación de plantas generadoras con recursos renovables, particularmente en la época de lluvias. Esto limita la instalación de más plantas eólicas, por el problema de agotamiento de la reserva de regulación del SEN en las horas de mínima demanda.
- Se identificó que habrá necesidad de limitar en determinadas situaciones la producción de electricidad con dicha fuente renovable, para evitar llegar a una situación de falta de regulación del SEN.

En lo relativo a la energía solar fotovoltaica se determinó que:

- La capacidad total de la generación solar fotovoltaica que se instale en el SEN no debe superar los 60 MW.
- La capacidad instalada de cada planta individual no debe ser superior a 5 MW.
- Las plantas deben estar localizadas en diferentes zonas geográficas.
- En el caso de considerar la posibilidad de instalar plantas solares fotovoltaicas en la provincia de Guanacaste, sería necesario revisar la capacidad de transmisión del SEN.

En los estudios se definieron los criterios técnicos que deben cumplir las plantas de generación eólica y solar que se instalen en el SEN, tales como: soportar huecos de tensión, controlar el factor de potencia en el punto de interconexión, tener la capacidad de limitar su generación de potencia en función de las instrucciones que reciba del CENCE, capacidad de adquirir y transmitir en tiempo real al Centro de Control del ICE los datos de radiación solar y generación total de la planta.

2.6 PANAMÁ

A.- PLAN EXPANSIÓN EÓLICO – SOLAR 2015 – 2019

El cuadro No.8 presenta el actual desarrollo en generación eólico y solar, así como el plan de expansión durante el siguiente quinquenio.

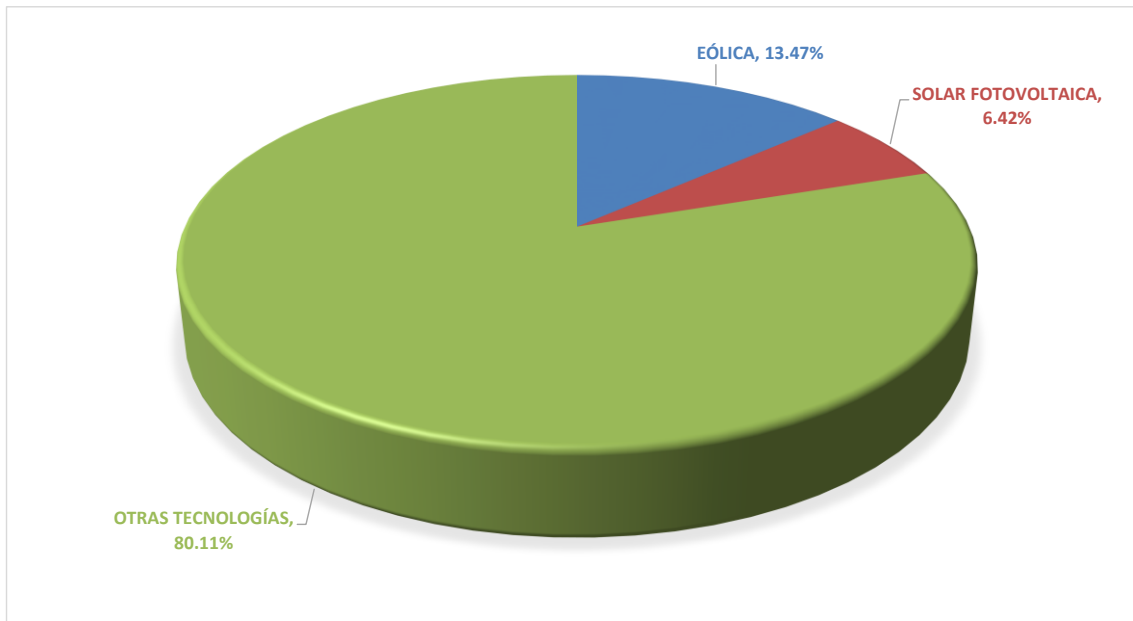
Cuadro No. 8: Panamá, plan de expansión generación eólica y solar a 2019

Planta	Tecnología	Capacidad MW	Estatus
Sarigua	Solar	2.40	en operación
Unión Eólica	Eólica	55.00	en operación
Chiriquí Solar	Solar	9.00	2015
IKAKO I	Solar	9.90	2015
Edition	Solar	10.00	2015
Unión Eólica Panameña	Eólica	160.00	2015
Unión Eólica Panameña	Eólica	50.00	2016
Panasolar	Solar	9.90	2016
Solar 21 (UP)	Solar	20.00	2016
Enel Fortuna Solar	Solar	9.90	2016
Energía Solar III y IV	Solar	19.80	2016
Solar 21 (UP2)	Solar	20.00	2017
Energía Solar V y VI	Solar	19.80	2017
IKAKO 2	Solar	9.90	2017
Bajo Frío Solar	Solar	19.90	2017
TOABRE	Eólica	225.00	2017
Antón	Eólica	105.00	2018
SDR Los Llanos	Solar	10.00	2018
SDR Boqueron	Solar	10.00	2018
FRV Progreso	Solar	36.00	2018
Campo Solar Tocumén	Solar	45.00	2018
Solar	Solar	60.00	2019
Eólica UEP + Santa Cruz	Eólica	80.00	2019
Total		996.50	

B.- GENERACIÓN EÓLICA Y SOLAR EN LA CAPACIDAD TOTAL EN 2019

La gráfica No. 8 presenta la penetración de ERNC en Panamá, la cual es mayoritariamente de origen eólico con 13.47% y 6.42% de fotovoltaica, con porcentaje estimado de 19.89%, entre las dos.

Gráfica No. 8 Panamá, penetración ERNC en 2019



C. GENERACIÓN INTERMITENTE EN PANAMÁ

De acuerdo a los estudios existentes, la máxima de inyección de energía eólica a la red para la configuración del año 2017 puede llegar a los 600 MW si se toman en cuenta las siguientes modificaciones a la red:

- La adición de un tercer capacitor en paralelo al SVC previsto en la subestación Llano de Sánchez 230kV.
- Un SVC en la subestación Panamá II conectado a la barra de 230 kV con las mismas características que el SVC que se prevé instalar en la barra de 115 kV.
- La compensación paralelo capacitiva de 120 MVAR instalada en la barra de 115 kV de la subestación Panamá II no es de-comisionado. (El nuevo SVC no reemplazará, sino que se añadirá, a los capacitores en el bus de 115 kV de la subestación Panamá II).

El aumento en la generación eólica no puede ser utilizado en su totalidad para sustituir la generación térmica en la región oriental, y debe ser utilizado para desplazar la generación hidráulica convencional. Esta limitación es debido a las restricciones de tensión / transmisión a la región oriental. Sin embargo bajo condiciones de demanda máxima, se indica que es posible desplazar la generación térmica en la zona de canal, y a la vez reducir la generación hidráulica convencional.

Bajo condiciones de alto viento y con niveles de demanda por debajo del máximo, se puede predecir un exceso de generación eólica. A su vez indican que dicho excedente de potencia puede hacerse disponible para la exportación; sin embargo no se indica quienes pueden ser los candidatos a comprar dicho excedente. Los estudios de estabilidad de frecuencia indican que la desconexión de un parque eólico de hasta 150 MW no causa ninguna acción de la desconexión de carga automática por baja frecuencia, y presentan una recuperación final aceptable. La desconexión de 300 MW provocará una desconexión automática de la carga, por lo que se recomienda que los parques eólicos deben de configurarse de tal manera que la pérdida de una rama no cause la desconexión de más de 150 MW.

Debe tenerse en cuenta que Panamá considera instalar 675 MW de energía eólica y 321.5 MW de energía solar en su horizonte al año 2019 y no existe un estudio complementario sobre la incorporación de energía solar como tampoco se indica que refuerzos o contingencias se manejarían para soportar el total de esta energía.

3. GENERACIÓN ERNC EN LA MATRIZ ENERGÉTICA REGIONAL AL 2019

Tomando en consideración los diversos proyectos programados a entrar en el período 2,015-2,019, se adjunta cuadro resumen indicativo de la expansión esperada en Este período (cuadro No.9). Se espera que ingresen al sistema regional un total de 9,797.79 MW.

Cuadro No. 9

PROYECCIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN CENTROAMÉRICA 2019 (MW)

TECNOLOGÍA	GUATEMALA	EL SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMÁ	TOTAL	PORCENTAJE
EÓLICA	101	40	233	80	220	620	1,294	13.21%
SOLAR FOTOVOLTAICA	88	74	574	12	0	319	1,067	10.89%
HIDRAÚLICA FILO AGUA	623	0	236	37	318	407	1,621	16.55%
HIDRAÚLICA CON REGULACIÓN	1,156	146	205	253	326	0	2,086	21.29%
GEOTÉRMICA	300	72	35	35	55	0	497	5.07%
TÉRMICA (DERIVADOS DEL PETRÓLEO)	1,493	380	77	140	-20	882	2,952	30.13%
BIOCOMBUSTIBLES/INGENIOS	100	76	51	54	0	0	281	2.87%
TOTAL	3,860.50	787.90	1,411.37	611.00	899.00	2,228.02	9,797.79	100.00%

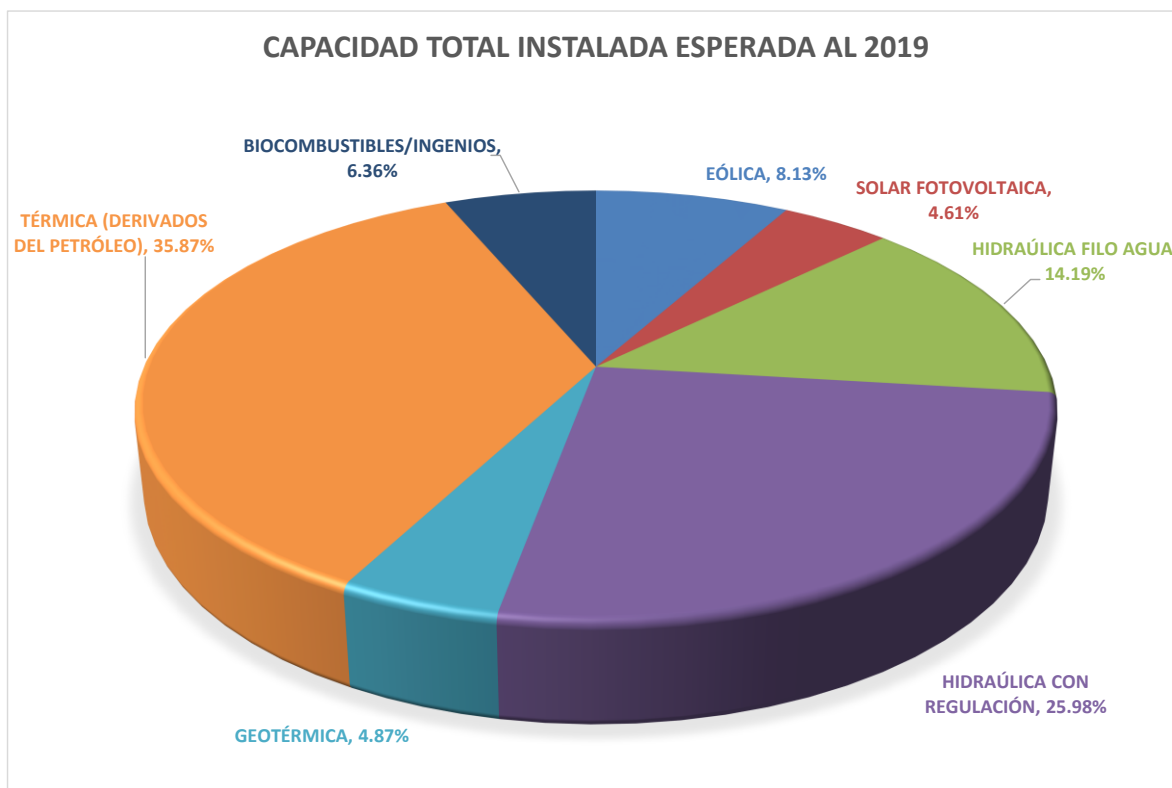
Con esta nueva capacidad, se estima que la capacidad total en el 2019 será de 23,234 MW, de acuerdo a lo mostrado en el cuadro No 10; y en la gráfica No. 9 se muestra la matriz de la capacidad total instalada esperada al 2019.

Cuadro No. 10

PROYECCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA EN CENTROAMÉRICA AÑO 2019 (MW)

TECNOLOGÍA	GUATEMALA	EL SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMÁ	TOTAL
EÓLICA	101	40	385	271	416	675	1,888
SOLAR FOTOVOLTAICA	87.5	74	574	12	1	322	1,070
HIDRAÚLICA FILO AGUA	1,000	14	429	51	824	977	3,296
HIDRAÚLICA CON REGULACIÓN	1,785	618	617	357	1,655	1,004	6,036
GEO TÉRMICA	349	276	35	199	272	0	1,132
TÉRMICA (DERIVADOS DEL PETRÓLEO)	2,807	1,137	924	858	576	2,032	8,333
BIOCOMBUSTIBLES/INGENIOS	775	329	144	190	40	0	1,478
TOTAL	6,906	2,489	3,108	1,938	3,784	5,010	23,234

Gráfica No. 9



La capacidad instalada esperada al 2019 suma 23,234 MW, cifra que representa un crecimiento del 72.92% respecto al 2014. Lo anterior constituye un incremento neto esperado de 9,797.5 MW.

Comparada con el 2014, la matriz energética centroamericana para el 2019, se denota un fuerte crecimiento de la tecnología eólica (8.13% duplicando su capacidad) y de la solar se proyecta un 4.61% en el 2019.

Las capacidad instalada en centrales a base de combustibles fósiles versus energías renovables al 2019, en comparación al 2014, se reducen en un 4.18%, básicamente por el fuerte incremento en ERNC. En ello se ve disminuida también la participación hidráulica y de biocombustibles (-1.7% y -2.53% respectivamente).

4. REGÍMENES ESPECIALES PARA INCENTIVO DE PROYECTOS DE ERNC EN LA REGIÓN.

	referencia	Comentarios
Guatemala	decreto 52-2003, ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable	exención de: impuestos importación, IVA, impuesto empresas mercantiles y agropecuarias (IEMA), ISR, todos ellos por período preinversión y 10 años operación; los certificados de reducción de emisiones pertenecen a los propietarios de los proyectos.
	acuerdo gubernativo 211-2005, reglamento ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable	define: disposiciones generales, evaluación y calificación de proyectos, procedimientos específicos, obligaciones, metodología aplicación de incentivos, certificados de emisiones, disposiciones generales.
El Salvador	decreto 462-2007, ley de incentivos fiscales para el fomento de las energías renovables en la generación de electricidad.	incentivos por exención de: derechos arancelarios de importación (10 años) equipos involucrados, aplica solo proyectos hasta 20 MW; ISR por 5 años para proyectos entre 10 a 20 MW y 10 años para proyectos menores a 10 MW, se reducen pago de impuestos por ingresos en la venta de bonos de carbono.
	decreto 70 reglamento ley general electricidad.	Las concesiones pueden finalizarse por incumplimientos y/o renuncias (sección III, cap. II); se puede incrementar capacidad de generación ampliando la concesión existente (sección IV, cap. II); interconexiones a las redes de distribución o generación no pueden ser negadas a menos que afecte la seguridad operativa (sección V, cap. II).

Honduras	Decreto 70-2007 Ley promoción Generación EE.RR	incentivos por exención de: pago Impuesto sobre ventas (IVA), impuestos de importación; exoneración por 10 años pago ISR (impuesto sobre la renta), Aportación Solidaria Temporal, Impuesto Activo Neto, Tasa Seguridad y todo impuesto a la renta; en caso de venta a la ENEE logrado con los PPA de antes de la ley de reordenamiento del sector eléctrico un incentivo durante 10 años de: 10 % sobre el precio vigente al momento, indexación del 1.5% anual; contratos por 20 años, que se cambiaron con ley 138-2013 a 20 años (menores de 50 MW) y 30 años (mayores de 50 MW); apoyo solidario del estado ante el financiamiento; considera renovable generación biomasa y sus derivados, residuos urbanos, calor residual de cualquier tipo; prioridad de despacho y compra de toda la generación renovable que se produzca; pago de mejoras en el SIN reembolsables por parte del estado.
	138-2013 reformas a la ley de energías renovables	Se pagará potencia firme primeros 10 años a generación intermitente (eólica y solar); resolución abreviada de evaluaciones ambientales en función del tamaño del proyecto; concesiones de 50 años explotación del recurso natural; incentivo 3 cts dolar sobre el CMCP del 2,012 para los primeros 300 MW o entrada antes de julio 2,015 de energía solar; usuarios que autogeneren con potencia menor a 250 KW, energía se contabilizará bidireccionalmente obligando a la distribuidora a crear un credito de energía al usuario.
Nicaragua	decreto ley 532 sobre explotación energía eléctrica con recursos renovables.	incentivo por exención de impuestos de: importación (DAI), IVA (preinversión y construcción sin caducidad), Impuesto sobre la renta IR (7 años), municipales (10 años, escalonado), explotación recursos naturales (5 años), Impuestos Timbres Fiscales (ITF) 10 años); prioridad en contratación por las distribuidoras (licitaciones con plazo mínimo 10 años);mercado spot renovable precios deben oscilar entre 5.5 y 6.5 centavos de dolar; exportación supeditada a permiso de Intendencia de Energía; restricciones por reserva rodante y servicios auxiliares; se exige estudio de verificación en plantas eólicas de que no causen disturbios a la red; se considera renovable biomasa de producción vegetal, restos industriales y residuos solidos de basura; este decreto deroga completamente el anterior existente (12-2004).

Costa Rica	Ley 7200 Ley Generación Autónoma o Paralela, reformado por Ley 7508	No existen incentivos tributarios al desarrollo energético privado; obligatorio que el 35% del capital social de una empresa sea costarricense, ICE tiene autoridad para comprar energía renovable en bloques no mayores de 50 MW.
Panamá	Ley 45 - 2004 Régimen de Incentivos fomento generación renovable	Incentivos Exoneraciones Fiscales: Impuesto sobre la renta (ISR) hasta un 25% por 10 años (aplican restricciones); ISR hasta un 5% por obras conexas ejecutadas (aplican restricciones); Renovables menores de 10 MW podrán hacer contratos compraventas directos con distribuidoras sin cargo por uso de redes de distribución o transmisión.
	Ley 44 - 2011 Régimen de Incentivos fomento generación eólica	Incentivos exoneraciones fiscales: Impuestos de Importación, uso de método de depreciación acelerada para el cálculo de la utilidad neta, exoneración todo gravamen impositivo por 15 años para la producción de equipo en territorio nacional; Licitaciones exclusivas para generación eólica por períodos de hasta 15 años.
	Ley 37 - 2013 Régimen de Incentivos fomento generación solar	Incentivos exoneraciones fiscales: Impuestos de Importación, crédito fiscal sobre el ISR por un máximo del 5% de la inversión directa, uso de método de depreciación acelerada para el cálculo de la utilidad neta; Licitaciones exclusivas para generación solar por períodos de hasta 20 años.

5. ESTUDIOS TÉCNICOS EXISTENTES PARA LA INCORPORACIÓN DE GENERACIÓN ERNC

	referencia	estudio técnico	Comentarios
Guatemala		N.D.	No existen estudios técnicos ni hay referencia de que se este ejecutando alguno.
El Salvador	P13032 (GIZ)	Grid and System Integration Study for El Salvador July 2013	Capítulo 6 propone condiciones de conexión para la nueva generación renovable no síncrona (eólica y solar).
	P13075	Analysis of the impactt of the integration of 100 MW of Non-Conventional Renewable Energy (PV/Wind) on the Spinning Reserve of the electrical system of El Salvador	
Honduras		N.D.	No existen estudios técnicos, se esta realizando uno por parte de la Pacific Northwest National Laboratory para la ENEE.
Nicaragua		N.D.	no existen estudios generales, se les pide a cada nuevo proyecto un estudio particular que demuestre que no perturba la SIN.
Costa Rica		Capacidad máxima de la generación eólica que se puede instalar en el SEN en el período 2013-2018	Elaborado por Procesamiento Planeamiento y Despacho de Energía del ICE
		Capacidad máxima de la Generación Solar Fotovoltaica que se puede instalar en el SEN	Elaborado por Procesamiento Planeamiento y Despacho de Energía del ICE
Panamá	P1492 septiembre 2011	Determinación de la capacidad máxima de generación eólica a instalarse en el sistema nacional - fase1: Estudio de Integración del Sistema.	Preparado por DIGSILENT para la Secretaría Nacional de Energía - Panamá, incluye Anexos

6. CONCLUSIONES

- a) Los estudios que se han realizado dan cuenta de un análisis en torno al aspecto técnico de las tecnologías y su impacto sobre la penetración de ERNC en los sistemas Interconectados; no se encuentra ningún estudio que profundice en el aspecto económico, en torno al ahorro o sobrecosto que puedan generar dichas energías, por estar presentes en la matriz eléctrica.
- b) La experiencia internacional sólo es importable parcialmente, por lo tanto Centroamérica requiere desarrollar sus propios modelos para conocer de los impactos y hacer factible la penetración de ERNC en los sistemas eléctricos.

Para ello, se debe profundizar con estudios y análisis técnicos-económicos de penetración (inyecciones de ERNC a los sistemas, despachos, complementariedad con otras tecnología (hídrica – térmica), ampliaciones al sistema de transmisión, otros) y de requerimientos sistémicos asociados (SCADA, AGC, BESS, modelos de pronóstico, manejo dinámico de la reserva, esquemas de control de demanda, etc.).

- c) El régimen de producción de las ERNC presenta complementariedades con el correspondiente a las centrales hidroeléctricas, lo que puede permitir generar sinergias de gran valor para los sistemas (ver estudios de penetración ERNC en Costa Rica y Panamá).

7. RECOMENDACIONES

- a. Que los países centroamericanos realicen, complementen o actualicen los diversos estudios necesarios para poder implementar adecuadamente la generación ERNC tanto en sus sistemas como su implicación a la RTR a nivel regional. Estos estudios deben incluir los aspectos técnicos, económicos, regulatorios, ambientales y sociales correspondientes.
- b. Implementar en la medida de lo oportuno las experiencias internacionales; a su vez desarrollar modelos de operación propios adaptados a nuestras realidades.
- c. Desarrollo de regímenes y políticas que permitan la implementación de generación con ERNC a nivel regional.