



**FACULTAD DE POSTGRADO
TRABAJO FINAL DE GRADUACIÓN**

**EFFECTO DE LA PENETRACIÓN DE PLANTAS SOLARES
FOTOVOLTAICAS EN EL DESPACHO HIDROTÉRMICO DEL
SISTEMA ELÉCTRICO HONDUREÑO**

SUSTENTADO POR:

WALTER ANTONIO CARRANZA BONILLA

PREVIA INVESTIDURA AL TÍTULO DE

**MÁSTER EN
GESTIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE**

TEGUCIGALPA, FRANCISCO MORAZÁN, HONDURAS, C.A.

OCTUBRE, 2018

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA

UNITEC

FACULTAD DE POSTGRADO

AUTORIDADES UNIVERSITARIAS

RECTOR

MARLON ANTONIO BREVÉ REYES

SECRETARIO GENERAL

ROGER MARTÍNEZ MIRALDA

DECANA DE LA FACULTAD DE POSTGRADO

CLAUDIA MARIA CASTRO VALLE

**EFECTO DE LA PENETRACIÓN DE PLANTAS
SOLARES FOTOVOLTAICAS EN EL DESPACHO
HIDROTÉRMICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO
HONDUREÑO**

**TRABAJO PRESENTADO EN CUMPLIMIENTO DE LOS
REQUISITOS EXIGIDOS PARA OPTAR AL TÍTULO DE
MÁSTER EN**

GESTIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

ASESOR METODOLÓGICO

WILFREDO CÉSAR FLORES CASTRO

MIEMBROS DE LA TERNA:

**JORGE CENTENO
ROQUE LOPEZ
JORGE NUÑEZ**



FACULTAD DE POSTGRADO

Efecto de la penetración de plantas solares fotovoltaicas en el despacho hidrotérmico del sistema eléctrico hondureño

Walter Antonio Carranza Bonilla

Resumen

A partir del año 2011 y con la incorporación de parque de generación eólico ubicado en Cerro de Hula Francisco Morazán con una capacidad instalada de 102MW, la matriz de generación de electricidad en el sistema eléctrico hondureño sufre un cambio en la operación de despacho e inicia una manera diferente realizarlo. El despacho hidrotérmico que se manejaba años anteriores se vio afectado mayormente cuando en el año 2015 se instalan en la región sur de Honduras una capacidad significativa de plantas solares fotovoltaicas (FV) que amparados en la Ley de Incentivos a la Generación de Energía Eléctrica, Decreto 70-2007 y su reforma Decreto 138-2013 suscribieron contratos de suministro con la Empresa Nacional de Energía eléctrica, ENEE. La cantidad de electricidad generada por plantas con recursos renovables no convencionales se ha incrementado y esto conlleva a una operación de despacho diferente que por su obligatoriedad de despacho y no se garantiza el menor costo. El propósito de este trabajo es estudiar el efecto de la incorporación de la generación fotovoltaica en la operación del sistema eléctrico hondureño, comparar la operación previa a la instalación de las misma y proponer el despacho hidrotérmico óptimo del sistema que nos permita reducir los costos de operación en un horizonte de estudio a mediano plazo. Para lograr el objetivo, en esta tesis se simulará la operación del sistema eléctrico utilizando el modelo matemático SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming) desarrollado para optimizar despacho eléctrico, que nos permita en un horizonte de estudio estimar la función de costos futuros con estimaciones de los despachos hidrotérmicos óptimos.

Palabras claves: Despacho económico, demanda eléctrica residual, energía solar fotovoltaica, optimización despacho hidrotérmico



GRADUATE SCHOOL

Effect of the penetration of photovoltaic solar plants in the hydrothermal office of the Honduran electrical system

Walter Antonio Carranza Bonilla

Abstract

As of 2011 and with the incorporation of a wind generation park located in Cerro de Hula Francisco Morazán with an installed capacity of 102MW, the electricity generation matrix in the Honduran electricity system undergoes a change in the dispatch operation and initiates a different way to do it. The hydrothermal dispatch handled in previous years was mainly affected when, in 2015, a significant capacity of photovoltaic (PV) solar plants was installed in the southern region of Honduras, which are covered by the Electric Power Generation Incentives Law, Decree 70-2007 and its reform Decree 138-2013 signed supply contracts with the National Electric Energy Company, ENEE. The amount of electricity generated by plants with unconventional renewable resources has increased and this leads to a different dispatch operation than due to its obligatory nature of dispatch and the lowest cost is not guaranteed. The purpose of this work is to study the effect of the incorporation of photovoltaic generation in the operation of the Honduran electrical system, compare the operation prior to the installation of the same and propose the optimal hydrothermal dispatch of the system that allows us to reduce operating costs in a medium-term study horizon. To achieve the objective, this thesis simulates the operation of the electrical system using the SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming) mathematical model developed to optimize electrical dispatch, which allows us in a study horizon to estimate the function of future costs with estimates of the optimal hydrothermal offices.

Keywords: Economic dispatch, residual electricity demand, photovoltaic solar energy, hydrothermal dispatch optimization.

DEDICATORIA

A mi hermano Wilmer Alonzo por ser mi orgullo y admiración, alguien que ha sabido brindarme consejos en momentos difíciles y ha acompañado esta meta desde un inicio a pesar de no tenerlo cerca.

A mi esposa Karina Isabel y mis hijos, Grecia, Daniel y Mia Valentina por todo su amor y comprensión

A mis padres Luis Alonzo y Alma Lorena que cada día me demuestran su amor

A mis hermanos Williams y Wilson por su apoyo incondicional.

AGRADECIMIENTO

A Dios todo poderoso porque sin su ayuda de Él no podría cumplir esta meta, ha guiado mis pasos cada día

Al asesor metodológico Doctor Wilfredo Flores de UNITEC y al asesor temático Doctor Wilfredo Sifuentes del COES, Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado del Perú, por brindarnos su tiempo, conocimientos, ideas y apoyo durante todo el proceso de la investigación.

A la empresa Azucarera La Grecia por su apoyo incondicional, por permitirnos desarrollarnos académicamente y por el apoyo recibido durante la realización de la presente investigación

ÍNDICE DE CONTENIDO

DEDICATORIA	ix
AGRADECIMIENTO	x
ÍNDICE DE CONTENIDO	xi
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiii
ÍNDICE DE TABLAS	xiv
ACRÓNIMOS.....	xv
CAPÍTULO I. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN	1
1.1 Introducción	1
1.2 Antecedentes del Problema	2
1.3 Definición del Problema.....	3
1.4 Objetivos del Proyecto	3
1.5 Justificación.....	4
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	5
2.1 Despacho Hidrotérmico.....	5
2.2 Modelo de despacho hidrotérmico SDDP	8
2.3 Sistema eléctrico de California	8
2.4 Sistema eléctrico regional	12
2.4.1 Sistema eléctrico de Guatemala	12
2.4.2 Sistema eléctrico de El salvador	15
2.4.3 Sistema eléctrico de Costa Rica.....	18
2.5 Sistema eléctrico de Honduras	21
2.5.1 Apertura del mercado eléctrico hondureño.....	22
2.6 Marco Regulatorio del Mercado Eléctrico Hondureño	24
CAPÍTULO III. METODOLOGÍA	28
3.1 Metodología de evaluación del impacto de penetración de plantas solares fotovoltaicas. .	28
3.1.1 Parámetro de los estudios	30
3.1.2 Datos de la red de transmisión	30
3.1.3 Configuración hidrotérmica	30
3.1.4 Modulo de estimación de parámetros.....	31
3.1.5 Demanda de electricidad	32

3.1.6 Combustibles	32
3.2 Formulación y simulación óptima del problema del despacho eléctrico incorporando la generación solar fotovoltaica	32
3.2.1 Problema de despacho hidrotérmico	32
3.2.2 Incorporación de las plantas solares fotovoltaicas	34
3.3 Modelación de centrales.....	35
3.3.1 Plantas térmicas.....	35
3.3.2 Plantas hidroeléctricas.....	36
3.3.3 Plantas Solares fotovoltaicas	38
3.4 Despacho Hidrotérmico, formulación base.....	41
CAPÍTULO IV. RESULTADOS Y ANÁLISIS	43
4.1 Definición de parámetros del modelo.	43
4.1.1. Plantas de generación hidroeléctricas consideradas en la simulación.....	43
4.1.2. Plantas de generación térmicas consideradas en la simulación.....	44
4.1.3. Plantas de generación Solar fotovoltaica en la simulación	46
4.2 Resultados del modelo.	48
4.2.1. Suministro de la demanda, despacho. Dos escenarios	48
4.2.2. Despacho con inclusión del parque de generación solar fotovoltaico.....	48
4.2.3. Despacho sin inclusión del parque de generación solar fotovoltaico.....	53
CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	58
5.1 Conclusiones	58
5.2 Recomendaciones.....	60
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	61
ANEXOS	64
Anexo 1 Programa de simulación para optimización de despacho eléctrico a mediano y largo plazo SDDP.....	64
Anexo 2 Flujo de entrada caudal m ³ /s principales plantas hidroeléctricas de Honduras	65
Anexo 3 Cota final en metros, comparativos represa hidroeléctrica El Cajón. Ambos escenarios, con y sin plantas solares fotovoltaicas.....	67
Anexo 4 Demanda estimada para el horizonte de estudio. Resultado del modelo SDDP	69
Anexo 5 Ingreso spot de plantas renovables para el año 2019. Resultado del modelo SDDP .	71

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Proceso de decisión para despacho hidrotérmico	7
Figura 2. Curva de demanda California 1 de enero 2018	9
Figura 3. Curva de pato. Demanda neta resultante del sistema CAISO	10
Figura 4. Proyección de instalación de generación FV techos en California	11
Figura 5. Capacidad instalada efectiva al 2016	13
Figura 6. Precios de oportunidad de la energía en el mercado eléctrico de Guatemala	15
Figura 7. Capacidad instalada sistema eléctrico salvadoreño	16
Figura 8. Precios de oportunidad de la energía en el mercado eléctrico de El Salvador	18
Figura 9. Capacidad Instalada sistema eléctrico de Costa Rica.....	19
Figura 10. Capacidad Instalada sistema eléctrico de Honduras.....	21
Figura 11. Marco regulatorio del sector.....	26
Figura 12. Capacidad Instalada en sistema eléctrico centroamericano.....	27
Figura 13. Método de evaluación de estudio.	29
Figura 14. Sistema Eléctrico Nacional.....	31
Figura 15. Rampas de subida y bajada por inyección de plantas solares	34
Figura 16. Generación diaria plantas solares fotovoltaicas 26 de septiembre de 2017	38
Figura 17. Costos inmediatos y futuros por volumen turbinado.....	41
Figura 18. Adición anual de capacidad de generación solar fotovoltaica.....	47
Figura 19. Dispersión del Costo Marginal, con plantas solares FV	49
Figura 20. Volumen en hm^3 de la represa El Cajón y demanda proyectada	50
Figura 21. Generación en GWh plantas solares fotovoltaicas año 2019	51
Figura 22. Matriz de generación electricidad, ambos escenarios de simulación	54
Figura 23. Costo marginal por etapa, ambos escenarios de simulación	57

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Aporte con recursos renovables en la operación CAISO	12
Tabla 2. Instituciones y funciones en el mercado eléctrico de Guatemala	14
Tabla 3. Instituciones y funciones en el mercado eléctrico de El Salvador.....	17
Tabla 4. Instituciones y funciones en el mercado eléctrico de Costa Rica	20
Tabla 5. Instituciones y funciones en el mercado eléctrico de Honduras.....	23
Tabla 6. Mapeo hora-bloque, planta solar fotovoltaica de capacidad 50MWp Honduras.....	39
Tabla 7. Duración de los bloques de demanda en %	39
Tabla 8. Mapeo hora-bloque de la demanda de electricidad en GWh para la primera etapa de simulación.....	40
Tabla 9. Parámetros para modelación usando el SDDP	43
Tabla 10. Conjunto de planta hidroeléctricas para modelación usando el SDDP	44
Tabla 11. Conjunto de planta térmicas para modelación usando el SDDP	45
Tabla 12. Plantas de generación solar fotovoltaica usadas para la simulación.....	46
Tabla 13. Generación en GWh. Incluye operación de generación fotovoltaica	49
Tabla 14. Resultados de la simulación utilizando el SDDP. 2019-2024	52
Tabla 15. Generación en GWh. NO incluye operación de generación fotovoltaica.....	53
Tabla 16. Costo marginal por etapa, ambos escenarios de simulación.....	55

ACRÓNIMOS

SDDP: programación dinámica dual estocástica

ENEE: Empresa Nacional de Energía Eléctrica

SIN: Sistema Interconectado Nacional

AMM: Administrador de Mercado Mayorista (Guatemala)

CAISO: Sistema operador independiente California EEUU

RPS: Portafolio Estándar Renovable EEUU

MER: Mercado Eléctrico Regional

CNE: Consejo Nacional de Energía (El Salvador)

UT: Unidad de Transacciones (El Salvador)

SIGET: Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones

MINAE: Ministerio de Ambiente y Energía (Costa Rica)

ICE: Instituto Costarricense de Electricidad

ARESEP: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Costa Rica)

CENCE: Centro Nacional de Control de Energía Costa Rica

CAPÍTULO I. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 Introducción

La matriz de generación de electricidad en Honduras pasó de ser una matriz con operación de plantas hidroeléctricas, plantas térmicas y de biomasa hasta el año 2010 a una operación actual con una capacidad instalada significativa de plantas renovables intermitentes como eólicas y solares fotovoltaicas, estas últimas instaladas y operadas en la zona sur del país.

La cantidad de plantas solares fotovoltaicas, es resultado de una política de incentivo a este tipo de tecnologías materializadas en los Decretos 70-2007 Ley de promoción a la generación de electricidad con fuentes renovables y su reforma, Decreto 138-2013. La preocupación en la operación del sistema eléctrico hondureño existe y abarca no solo la búsqueda de los costos de operación mínima si no también la seguridad operativa del mismo.

“El rápido crecimiento de la capacidad instalada de energías variables requiere de una adaptación del sistema eléctrico para evitar un impacto negativo en su estabilidad y confiabilidad” (Banco Mundial, 2016, p. 11)

El presente estudio busca analizar el despacho previo a la incorporación de las fuentes de generación variable, el impacto de la penetración de electricidad proveniente actualmente de las mismas y desarrollar un modelo de despacho hidrotérmico óptimo que permita un menor costo en un horizonte de estudio a mediano plazo.

1.2 Antecedentes del Problema

“Honduras es una de las economías de menor tamaño de Centroamérica. Para el 2016, su PIB (nominal) alcanzó USD 21,5 millardos y su población 9,1 millones de habitantes; ubicando el PIB per cápita en USD 2.360”(Levy, Anaya, & Vieira de Carvalho, 2017, p. 113).

El mercado eléctrico hondureño cuenta con participación en su matriz de generación de electricidad de plantas estatales operadas por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica ENEE y plantas de inversionistas privados. Actualmente la capacidad instalada es de 2,602 MW de los cuales 38.4% utilizan fuentes de combustibles fósil y 61,65% fuentes de recursos renovables (ENEE, 2018).

La instalación de la mayoría de plantas solares fotovoltaicas que actualmente están operando en Honduras se ubica en el sur del país, en los departamentos de Choluteca y Valle. La instalación acelerada de este tipo de tecnología es resultado de una política de incentivos a la generación de electricidad con fuentes renovables y en el caso de este tipo de planta con un valor agregado de tres centavos de dólar (0.03 US\$) al kilowatts siempre y cuando se instalaran en los primeros dos años de la vigencia del Decreto 138-2013 o hasta que se alcanzarán 300 MW de potencia instalada (Flores, W., 2016)

La falta de planificación en los planes de expansión de la red eléctrica y tipo de tecnologías que puedan suplir la demanda de electricidad al igual que el desarrollo de proyectos de eficiencia energética del país conlleva a que la administración operativa del sistema sea un reto de grandes proporciones.

Flores W. (2016) afirma que: “En Honduras no existe una política energética de Estado de largo plazo, hasta ahora sólo han existido políticas de Gobierno cada cuatro años” (p. 118).

1.3 Definición del Problema

El despacho hidrotérmico en el sistema eléctrico nacional cambió debido a la incorporación de la generación de electricidad con fuentes intermitentes principalmente solar fotovoltaica, la operación del sistema se enfrenta a un reto más con la incertidumbre agregada de este tipo de tecnologías, es importante mantener plantas de reserva que puedan suplir la demanda por la variación de este tipo de plantas y esto puede ser costoso, por eso importante poder estimar la disponibilidad de recursos considerando datos confiables, nuevas metodologías, sistemas y tecnologías de información (Serrano, 2017).

Ahora el operador del sistema se enfrenta a una nueva etapa de gestión tanto de la demanda y de la oferta de electricidad.

1.4 Objetivos del Proyecto

1.1.4. Objetivos Generales.

- Determinar el efecto en el despacho de plantas térmicas e hidroeléctricas debido a la inyección de electricidad por parte de plantas solares fotovoltaicas instaladas en el sur del país.

1.1.5. Objetivos Específicos.

- Comprobar con el modelo SDDP, el modelo GAMS propuesto en la tesis Análisis comparativo del despacho económico en el sistema eléctrico de potencia hondureño considerando los contratos de compra de energía al 2017 presentada por Pablo de Jesús Meraz
- Estudiar el potencial actual y futuro de la generación fotovoltaica en el sur de Honduras.

- Evaluar el efecto en la operación del sistema eléctrico nacional debido a la generación fotovoltaica, restricciones actuales y estimaciones de despachos futuros
- Proponer el despacho hidrotérmico óptimo para la operación del SIN considerando la generación solar fotovoltaica

1.5 Justificación

Al sufrir cambios en la operación del sistema eléctrico hondureño es necesario tomar medidas para estimar de la mejor manera el recurso energético disponible y poder planificar un despacho óptimo que permita reducir los costos de operación en un horizonte de estudio propuesto.

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

En el presente capítulo se expone el marco teórico que sustenta la investigación, iniciamos con una descripción detallada del problema de despacho hidrotérmico seguido del panorama a nivel de una de las economías más importantes del mundo como ser el estado de California en Estados Unidos como referencia de mercado con una gran participación de fuentes de generación con recursos renovables intermitentes, de igual forma mostramos qué está pasando en la región y finalmente un bosquejo de lo sucedido y actual operación del sistema eléctrico hondureño.

2.1 Despacho Hidrotérmico

Para explicar el despacho hidrotérmico se presenta un resumen de lo que es un despacho económico básico. Se supone que para cada generador térmico existe una función que relaciona una producción en MW y el costo que esa generación implica. Esta relación se deriva de la curva de “consumo específico” que expresa la cantidad de combustible consumido por hora y la producción eléctrica en MWh, y es una medida de la eficiencia del generador y del precio del combustible.

El costo total de la operación de un sistema con n generadores es la suma de los costos individuales siendo cada uno una función de la producción particular de cada generador.

La suma de la energía generada en el sistema eléctrico debe ser igual a la demanda del mismo incluyendo las pérdidas. El despacho económico consiste en minimizar el costo total de producción con respecto a los generadores, sujeto al equilibrio de potencia y a los límites de producción de los generadores.

El despacho hidrotérmico tiene como principal objetivo optimizar el uso del recurso agua en las plantas hidroeléctricas que minimice el costo operativo total dado por el costo de combustible en las plantas termoeléctricas más algunas penalizaciones por racionamiento (PSR, 2018).

El costo total es la suma del costo de operación presente y el costo de operación futuro, la decisión de generar a un costo cero en el presente utilizando los embalses de las hidroeléctricas puede implicar altos costos de generación en el futuro debido al agotamiento o la reducción del recurso agua (prescindiendo de utilizar plantas térmicas), por otro lado, si la decisión de hoy es almacenar agua para uso futuro despachando en el presente generación térmica y los caudales futuros son húmedos será necesario verter agua lo cual es un desperdicio de energía.

Los posibles escenarios de aportaciones hidráulicas constituyen una de las mayores preocupaciones a la hora de planificar los sistemas de generación hidrotérmicos pues una mala gestión de los embalses puede dar lugar a situaciones de sequía o de vertidos. (Ramos, Alonso-Ayuso, & Pérez, 2011, p. 153)

Los factores meteorológicos afectan no solo la oferta de energía eléctrica con el uso o no de planta hidroeléctricas, de igual forma afecta la demanda con el uso o no de aires acondicionado por ejemplo o el número de horas luz natural a lo largo del día.

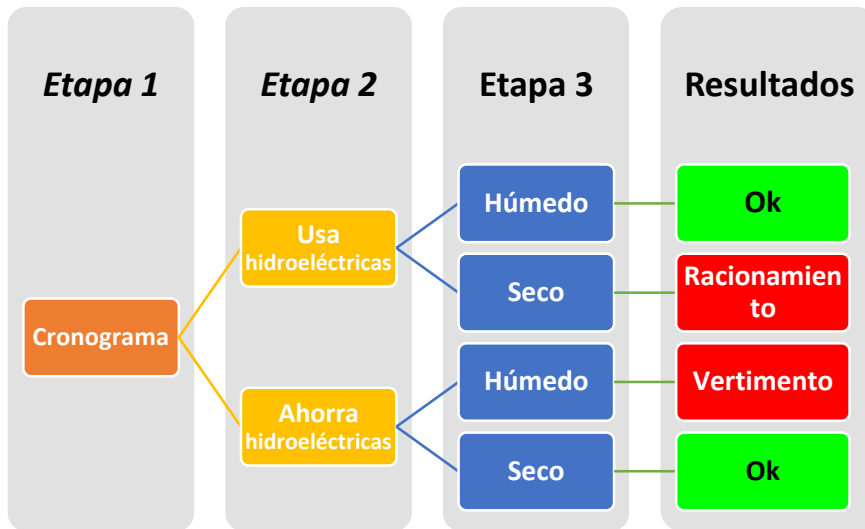


Figura 1 Proceso de decisión para despacho hidrotérmico

Fuente: Elaboración propia, (PSR, 2018)

El problema de despacho se descompone en subproblemas de una etapa, donde el objetivo es minimizar como lo mencionamos anteriormente los costos operativos inmediatos y futuros.

Las fuentes posibles de incertidumbre son muchas y es ahí la importancia de contar con las herramientas necesarias para poder planificar considerando las más relevantes. Podemos mencionar algunas tales como: desde la perspectiva de los generadores térmicos el precio de los combustibles (carbón, gas, etc.) no son conocidos a priori y cuando se planifica su explotación es necesario considerar que el coste final en el que se incurra podrá variar en función de la evolución de estas materias primas en los mercados internacionales. (Ramos et al., 2011).

Fallas en los equipos de generación y medios de transporte es otra incertidumbre relevante, para que la planificación del sistema sea robusta igual hay que conocer cómo se comporta la demanda y eso puede incluir proyectos de electrificación proyectados.

2.2 Modelo de despacho hidrotérmico SDDP

El modelo basado en programación dinámica dual estocástico conocido como SDDP, es un modelo ampliamente usado en alrededor de 30 países para estudio operativo de sus sistemas eléctricos, en particular, podemos mencionar el uso en los centros de despacho de la región como ser Guatemala, El Salvador y Panamá. Es un modelo de despacho hidrotérmico con representación de la red de transmisión y utilizado en los estudios operativos de corto, mediano y largo plazos.

La metodología utilizada en el modelo SDDP es la llamada programación dinámica estocástica dual (PDED), que el equipo de PSR desarrolló en la década del 80. Esta metodología permite representar la función de costo futuro de la PDE tradicional como una función lineal por partes.(PSR, 2018).

2.3 Sistema eléctrico de California

La creciente competitividad económica de las fuentes de generación que utilizan recursos renovables tales como la energía eólica y solar fotovoltaica ha atraído una gran atención a nivel mundial. Muchos países consideran en su política energética el uso de esta tecnología para reducir el impacto en el medio ambiente y aquellos que son netamente importadores de combustibles fósiles tratan de reducir su dependencia a los mismos.

Sin embargo, esta incorporación de tecnologías intermitentes trae consigo un reto para los planificadores y operadores de los sistemas eléctricos. La mayoría de estas fuentes no son despachables, es decir, su generación no puede ser controlada por el operador del sistema y la generación de energía es altamente volátil y puede cambiar significativamente de una hora a otra.(PSR, 2018).

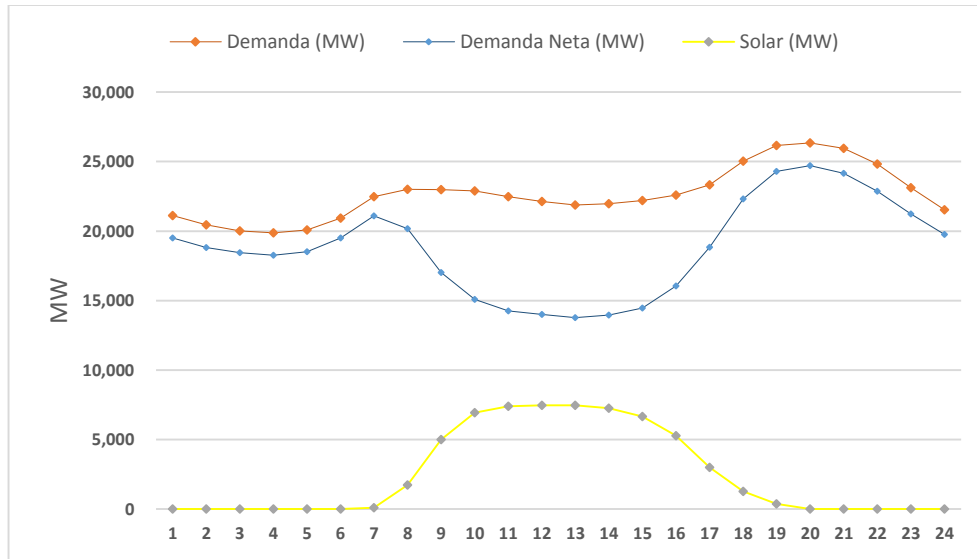


Figura 2. Curva de demanda California 1 de enero 2018

Fuente: Elaboración propia, información CAISO

La energía renovable en los EE. UU. Representó el 13,44 por ciento de la electricidad producida en el país en 2015. California es un estado líder en la integración de recursos renovables, con aproximadamente el 29 por ciento de la electricidad de California provista por fuentes renovables (incluida la energía hidroeléctrica pequeña). Además, California también lidera las políticas de cambio climático destinadas a reducir las emisiones de todos los sectores, incluido el sector eléctrico, en un 40 por ciento de los niveles de 1990 para 2030 y un 80 por ciento de los niveles de 1990 para 2050. Si California quiere alcanzar estos objetivos, manteniendo la confiabilidad de la red, todos los recursos, incluidos los recursos renovables, deben aprovecharse para brindar servicios esenciales de confiabilidad. (Loutan & Gevorgian, 2017, p. 9)

A continuación se muestran las curvas de demanda neta (demanda del sistema menos generación renovable intermitente) en el pasado y las esperadas en el futuro

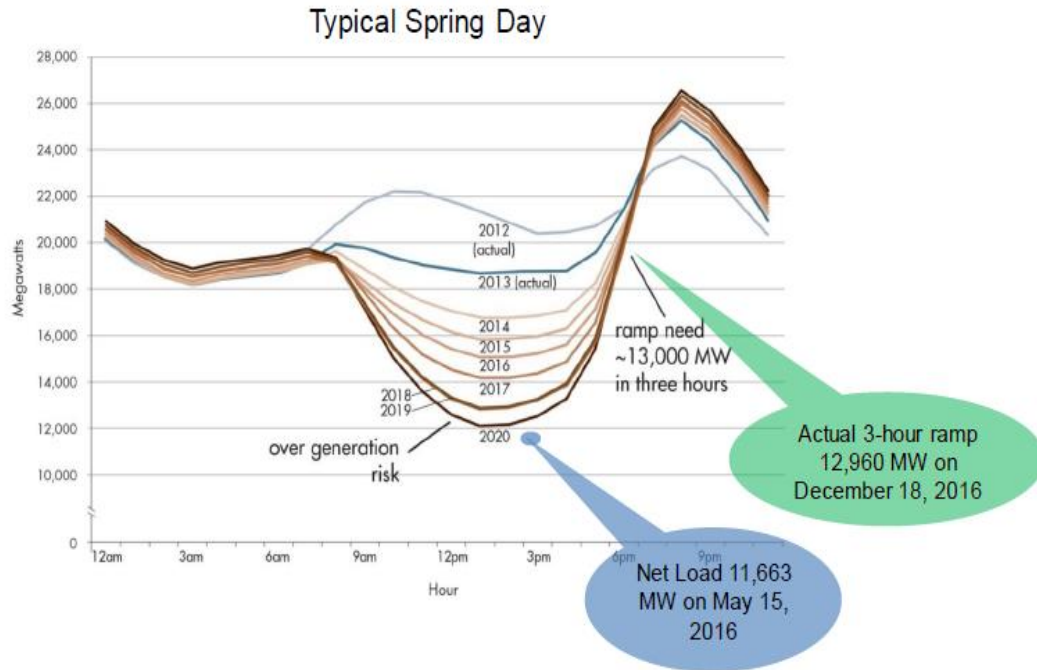


Figura 3. Curva de pato. Demanda neta resultante del sistema CAISO

Fuente: (CAISO, 2017)

La rápida penetración de generación renovable variable en la red eléctrica de California ya está cambiando la forma en la que los operadores están administrando la red, se puede observar en la figura 2 la rampa de incremento de más de 12,000 MW en aproximadamente 3 horas lo que implica tener una reserva de generación considerable para hacerle frente.

California además de las plantas de generación fotovoltaicas acogidas a la regulación del portafolio estándar renovable (RPS) CAISO reporta un incremento de la generación fotovoltaica de auto productores generalmente paneles montados en los techos de los edificios, esto de igual forma pone en aprietos al operador cuando sale el sol y al atardecer.

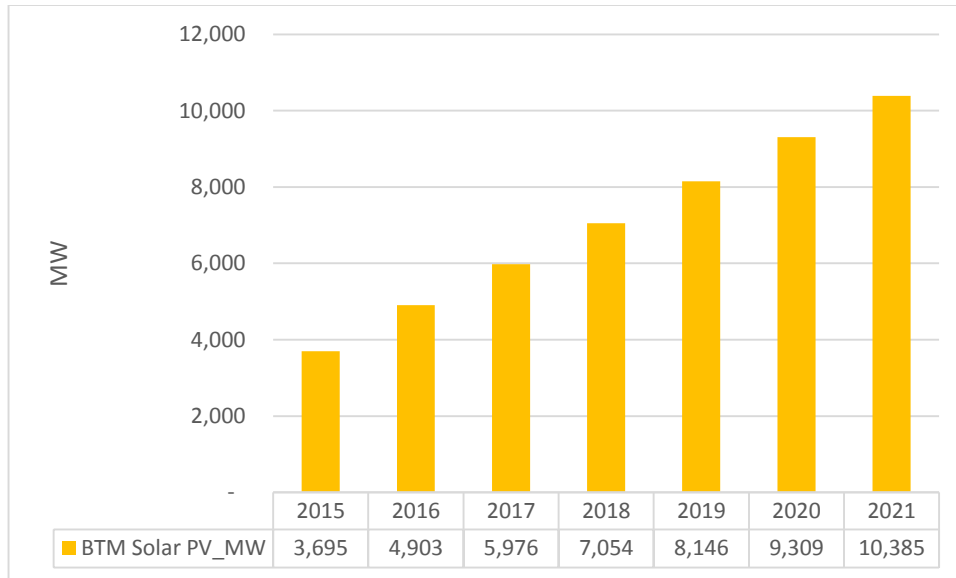


Figura 4. Proyección de instalación de generación FV techos en California

Fuente: Elaboración propia, información CAISO

Los recursos térmicos que se utilizan durante la noche prácticamente hay que desconectarlos a la salida del sol y la sobre generación puede ocurrir en ese periodo de tiempo si no se tiene el control adecuado por la alta volatilidad.

Tabla 1. Aporte con recursos renovables en la operación CAISO

<i>Fuente renovable</i>	<i>Hora, producción pico</i>	<i>Pico de generación (MW)</i>	<i>Producción diaria (MWh)</i>
<i>Solar térmica</i>	14:06	650	6,653
<i>Solar fotovoltaica</i>	14:22	10,054	104,181
<i>Eólica</i>	19:28	4,948	90,108
<i>Pequeña hidro</i>	19:20	560	9,338
<i>Biogás</i>	04:40	248	5,794
<i>Biomasa</i>	03:30	399	9,012
<i>Geotérmica</i>	23:58	995	23,404
Total renovables			248,490
	Total demanda (MWh)		622,517
	Participación de las fuentes renovables		40%

Fuente: CAISO

2.4 Sistema eléctrico regional

A diciembre de 2016 la capacidad instalada en los ocho sistemas fue de 20.237 MW, cifra superior en 6,9% respecto a la capacidad instalada observada en 2015, lo que representó un incremento de 1.312 MW netos (cifra que tiene descontados retiros de centrales por finalización de contratos, mantenimientos u obsolescencia). Ese parque generador está repartido en las siguientes proporciones: 20,8% en Guatemala; 17,9% en la República Dominicana; 17,1% en Costa Rica; 16,5% en Panamá; 12% en Honduras; 8,3% en El Salvador; 6,8% en Nicaragua; y 0,9% en Belice. El 54,4% de esa capacidad (10.327 MW) correspondió a plantas que utilizan fuentes renovables de energía (FRE). (Rojas Navarrete, 2017, p. 17)

2.4.1 Sistema eléctrico de Guatemala

El sistema eléctrico guatemalteco está formado principalmente por generación térmica y generación hidroeléctrica con una capacidad instalada efectiva de 3,207.642 MW y una participación de 90 MW de solar fotovoltaico. Sus principales centrales hidroeléctricas son CHIXOY con una capacidad de 300MW, HIDRO XACBAL 94MW, PALO VIEJO 85MW, AGUACAPA con una capacidad de 90MW y RENACE II 100MW. (CNEE, 2018.)

La participación de Guatemala en el mercado regional es significativa para el año 2016 según estadísticas del Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y La Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) la exportación al Mercado Eléctrico Regional (MER) fue de 1,284.49 GWh, con lo cual el país alcanzó 57.01% de participación en las inyecciones de energía en el MER, representando esto un 11.05% de la generación total del país.

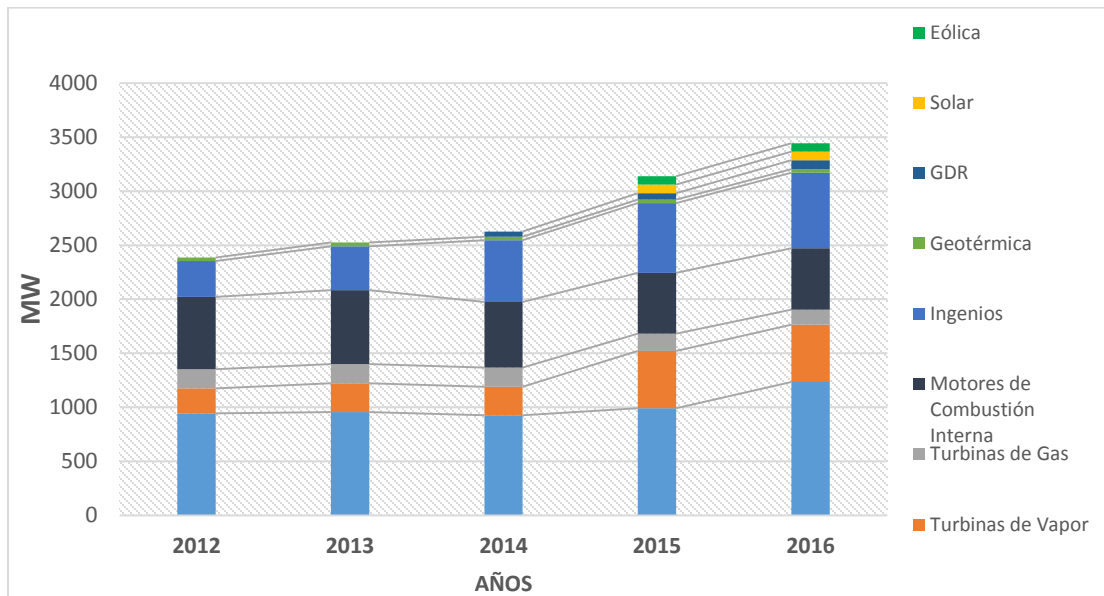


Figura 5. Capacidad instalada efectiva al 2016

Fuente: Elaboración propia, información AMM-Guatemala

La reforma del sector eléctrico de Guatemala inició con su marco legal. Para 1996 se promulgó La Ley General de Electricidad y en 1997 se publicó su reglamento y en 1998 se creó el reglamento del administrador del mercado mayorista.

Los principios generales que la Ley estableció fueron:

- Separar las funciones, creando de esta manera las Instituciones.
- Obligar a la desintegración vertical, estableciendo una nueva estructura
- Permitted la participación privada.
- Libertad de instalación de Centrales Generadoras.
- Transporte y distribución regulados

Las instituciones en relacionadas en sistema eléctrico de Guatemala y sus funciones las mencionamos a continuación:

Tabla 2. Instituciones y funciones en el mercado eléctrico de Guatemala

Ministerio de Energía y Minas	Comisión Nacional de Energía Eléctrica. CNEE	Administración del Mercado Mayorista. AMM
Velar por el estricto cumplimiento de las leyes y reglamentos atinentes a sus funciones y atribuciones	Cumplir la Ley y sus reglamentos.	Coordinación de la operación de centrales, líneas e interconexiones al mínimo costo
Formular y coordinar las políticas de Estado y programas indicativos de las diversas fuentes energéticas.	Imponer sanciones.	Establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía, cuando ellas no correspondan a contratos de largo plazo libremente pactados.
	Proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas contra la libre competencia y prácticas abusivas y discriminatorias.	Garantizar la seguridad y abastecimiento.
	Definir tarifas de transmisión y distribución.	Programación de la Operación.
	Emitir las Normas.	Despacho de Carga

Fuente: Ministerio de Minas de Guatemala, Comisión Nacional de Energía Eléctrica CNEE, AMM

La estructura y los procesos relacionados en la industria eléctrica de Guatemala están siendo de alguna forma similares a lo desarrollado en el mercado eléctrico de Honduras por lo cual esperamos en un futuro poder contar con un mercado competitivo que dé como resultado los menores costos de operación.

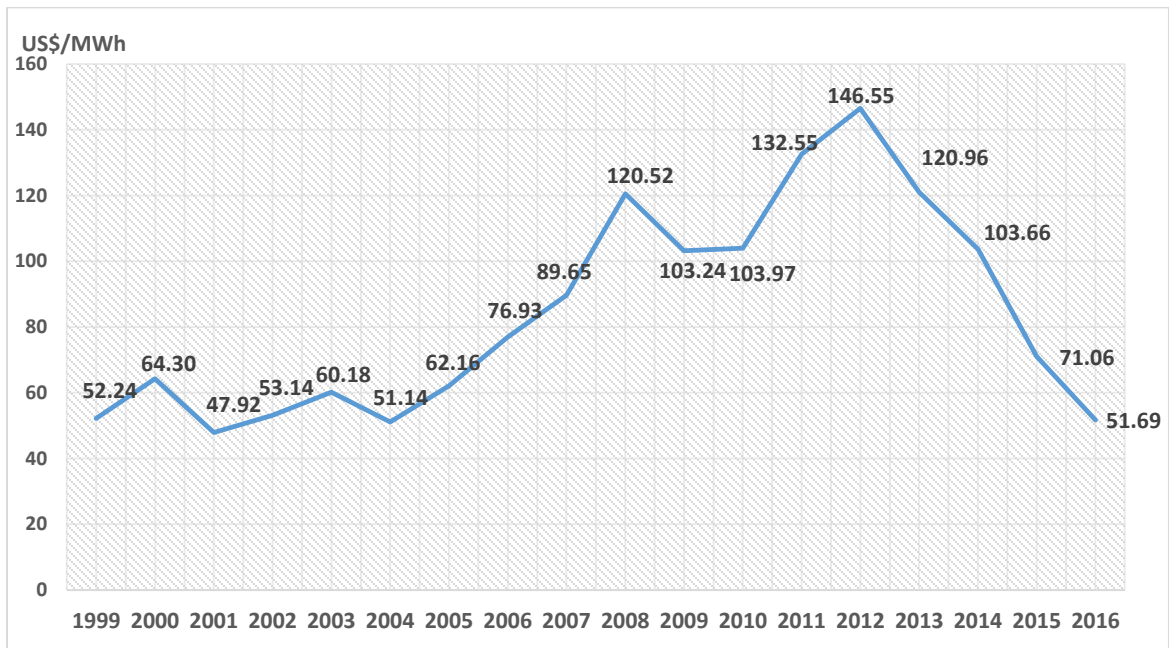


Figura 6. Precios de oportunidad de la energía en el mercado eléctrico de Guatemala

Fuente: Elaboración propia, información AMM-Guatemala

2.4.2 Sistema eléctrico de El Salvador

El Salvador es el país que más retira energía eléctrica del mercado regional, para el 2016 importó alrededor de 1,2012 GWh correspondiente al 61,82% del total de retiros del MER. La capacidad instalada de El Salvador está conformada por plantas térmicas, hidroeléctricas y geotérmicas. La participación de fuentes de generación con recursos renovables intermitentes como solar son apenas 10.9 MW para el 2016.

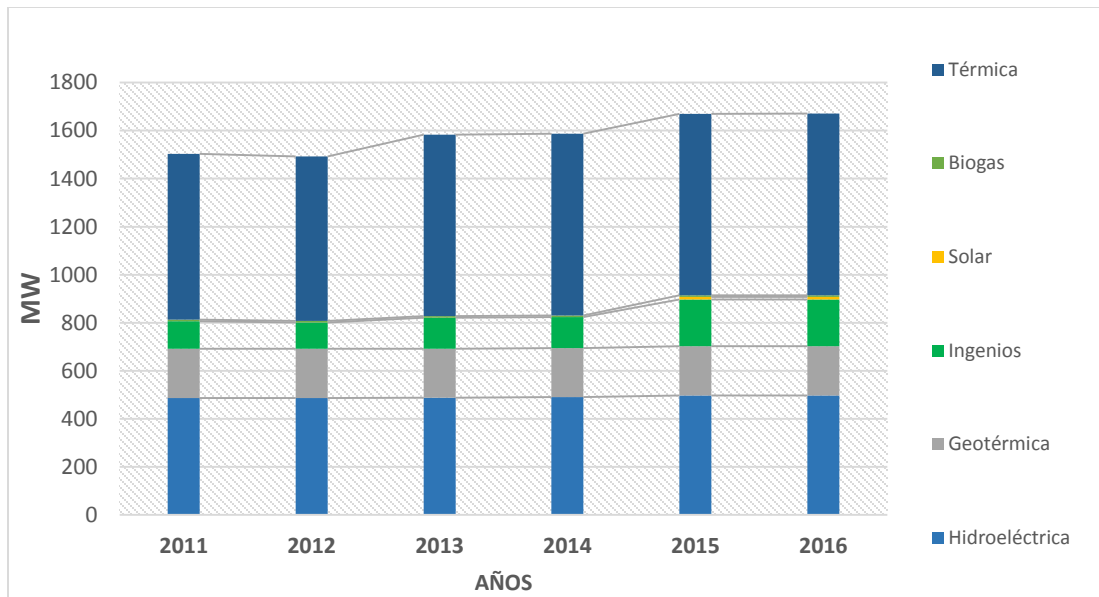


Figura 7. Capacidad instalada sistema eléctrico salvadoreño

Fuente: Elaboración propia, información UT-El Salvador

Algunos antecedentes históricos del sistema eléctrico salvadoreño, en la década de los 40 el desarrollo energético estuvo en manos del estado, fueron construidas las primeras centrales hidroeléctricas y las centrales térmicas y geotérmicas operadas de igual forma por el estado. En la década de los 90 el sector energético nacional experimento reformas con el objetivo de redefinir el rol del estado. Para el año 2007 la Asamblea Legislativa aprobó la Ley de Creación del Consejo Nacional de Energía (CNE), como la autoridad superior, rectora y normativa en materia de Política Energética y ente coordinador de los distintos sectores energéticos.

En agosto de 2009, el Consejo Nacional de Energía inicia operaciones con el objetivo de desarrollar la Política Energética Nacional, con una visión integradora del tema energético en el país; elaborar un sistema de información energética para la toma de decisiones y el impulso de leyes y reglamentos del sector.

Tabla 3. Instituciones y funciones en el mercado eléctrico de El Salvador

Consejo Nacional de Energía (CNE)	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)	Unidad de Transacciones (UT)
<p>El Consejo Nacional de Energía (CNE) es la autoridad superior, rectora y normativa en materia de política energética. Tiene por finalidad el establecimiento de la política y estrategia que promueva el desarrollo eficiente del sector energético.</p>	<p>La SIGET es una institución autónoma de servicio público, con competencias para la aplicación de leyes y reglamentos que rigen el sector eléctrico, y atribuciones para aplicar las normas contenidas en tratados internacionales sobre electricidad y telecomunicaciones.</p>	<p>La UT, es una sociedad anónima creada en la Ley General de Electricidad (LGE) que tiene por objeto la operación del sistema de transmisión y la operación del mercado mayorista de energía eléctrica.</p>

Fuente: Elaboración propia, Consejo Nacional de Energía

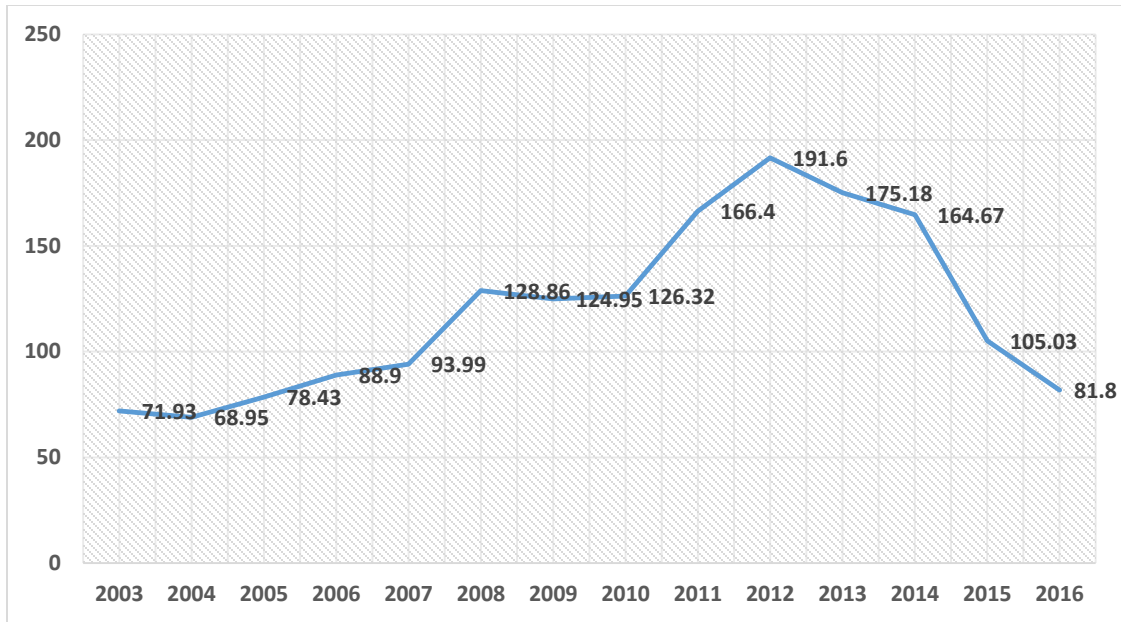


Figura 8. Precios de oportunidad de la energía en el mercado eléctrico de El Salvador

Fuente: Elaboración propia, información UT-El Salvador

2.4.3 Sistema eléctrico de Costa Rica

En el sistema eléctrico de Costa Rica predomina la generación renovable con centrales hidroeléctricas, para abril de 2018 y según reporte diario del Centro Nacional de Control de Energía la capacidad instalada es de 1,683.818 MW que corresponde al 67.88% de la capacidad instalada total, seguido del parque de generación térmico con una capacidad de 571.69MW con una participación del 23.05% de la matriz de generación.

Un ejemplo claro de la capacidad de generación con fuentes renovables convencionales que tiene Costa Rica es el hecho que para el 7 de junio de 2018 no hubo participación de fuentes de generación térmica, la generación geotérmica aportó el 11% de la demanda y la generación eólica registró una potencia máxima de 327.5MW. En Costa Rica la generación de electricidad solar fotovoltaica prácticamente es nula con una capacidad instalada de 1MW

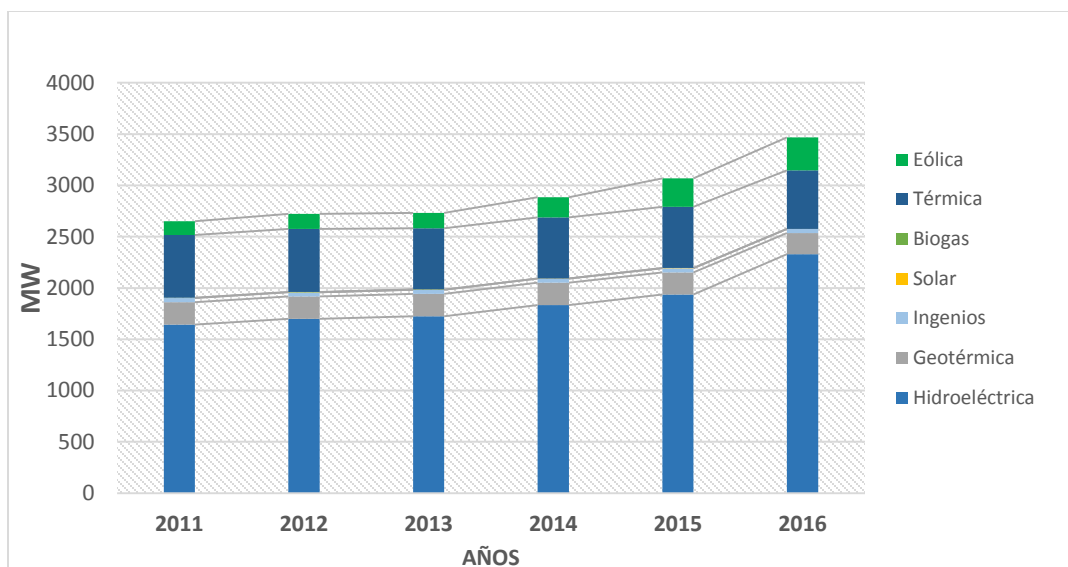


Figura 9. Capacidad Instalada sistema eléctrico de Costa Rica

Fuente: Elaboración propia, información CNCE

El sector eléctrico costarricense se caracteriza por una amplia participación del Estado. Considerado como un bien público, la producción, transmisión y distribución de energía eléctrica son actividades donde el Estado tiene una participación preponderante, que va desde la formulación de políticas hasta el establecimiento de las tarifas aplicables al servicio. («El sector eléctrico en Costa Rica», 2017, p. 15)

El mercado eléctrico de Costarricense está verticalmente estructurado y en todo el proceso se observa una posición dominante de las empresas públicas, principalmente el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

Las empresas privadas participan en la producción de energía eléctrica, pero bajo una serie de condiciones que en la práctica representan barreras de entrada al mercado, tales como el tamaño de las plantas y la cantidad de energía que pueden vender al ICE, un comprador único (monopolista).

El ICE es la única empresa autorizada por ley a generar electricidad de fuente térmica.

Tabla 4. Instituciones y funciones en el mercado eléctrico de Costa Rica

El Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE)	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP)	Centro Nacional de Control de Energía Costa Rica - CENCE
<p>Es el órgano del poder ejecutivo que ejerce la rectoría y dirección política del sector energía.</p> <p>Es responsable de emitir las políticas ambientales, el manejo y uso sostenible de los recursos naturales y la promoción del uso de las fuentes de energía renovables para lograr el cumplimiento de los objetivos y metas propuestas en los programas ministeriales y en el Plan Nacional de Desarrollo.</p>	<p>La ARESEP es la instancia encargada de aprobar y aplicar las metodologías para la fijación tarifaria, conocer las solicitudes tarifarias que realicen los operadores bajo las metodologías aprobadas, y recibir e investigar quejas de los usuarios de los servicios públicos.</p>	<p>Operador del Sistema eléctrico nacional de Costa Rica, responsable de la seguridad de suministro de electricidad.</p>

Fuente: Elaboración propia, Academia de Centroamérica

2.5 Sistema eléctrico de Honduras

El sistema eléctrico hondureño experimenta a partir del 2011 un cambio significativo en su matriz de generación, hasta el 2010 estaba constituida principalmente por plantas de generación hidroeléctricas, térmicas y plantas de biomasa. Las principales plantas hidroeléctricas propiedad del estado como ser represa Francisco Morazán con una capacidad de 300MW, Cañaveral y Rio Lindo (80+29 MW) y el Níspero con 22.5MW por otra parte el parque térmico dominado por la empresa privada con sus principales plantas como ser Enersa con capacidad de 276.1MW, Lufusa III 267.4MW, Lufusa Valle y Elcosa con 80MW.

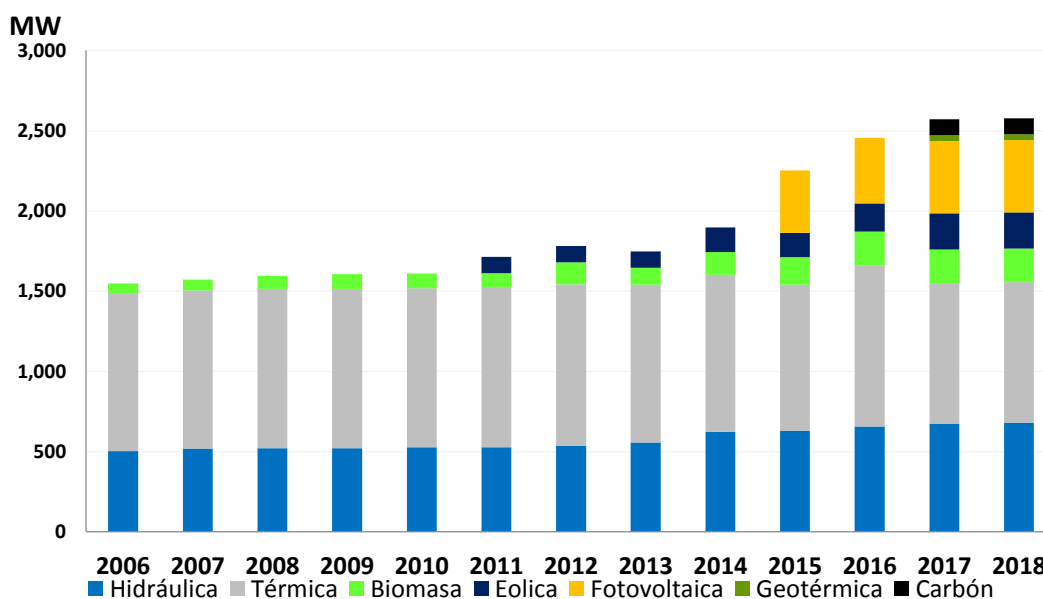


Figura 10. Capacidad Instalada sistema eléctrico de Honduras

Fuente: Elaboración propia, información ENEE

La participación de fuentes renovables intermitentes comienza a partir del 2011 y se incrementa en el año 2015 con la incorporación de plantas solares fotovoltaicas. Uno de los objetivos, no necesariamente el principal fue reducir la dependencia del consumo de combustibles fósiles.

La variación mensual de las fuentes de generación con recursos renovables no marca una estacionalidad significativa, solamente se evidencia la producción con biomasa generada principalmente en ingenios azucareros en su periodo de cosecha y molienda de caña de azúcar.

Debido a la estructura del mercado eléctrico de Honduras, prácticamente la totalidad de los generadores privados tienen una operación comercial basada en un contrato de compra y venta de energía (Power Purchase Agreements, PPA) con la ENEE como contraparte.

La modalidad de los contratos difiere, pero el despacho de las plantas se realiza en función de los costos o precios variables de producción, y de las condiciones técnicas y de seguridad de suministro.

“Se considera una tasa de crecimiento anual de la demanda del 4% para el período 2015 – 2030”(ENEE, 2016, p. 21).

El mercado hondureño se caracteriza por disponer de una importante participación de energías renovables variables (eólica y solar), y de un número también importante de centrales hidroeléctricas a filo de agua, con mínima regulación de caudales (horaria), por lo que existe una parte de la producción de energía que no es firme, es decir, de la que no se tiene certeza de su disponibilidad en los momentos críticos del sistema eléctrico.

2.5.1 Apertura del mercado eléctrico hondureño

Se publica en mayo del 2014 el Decreto 404-2913 Ley General de La Industria Eléctrica la cual tiene como objeto regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, así como la operación del Sistema Eléctrico Hondureño y la importación y exportación de energía eléctrica dentro del Mercado Eléctrico Regional (MER).

La Ley General de La Industria Eléctrica menciona la creación del ente encargado de regular las actividades del sector como también el encargado de la política energética del país, por tal razón y como resultado de muchos intentos por conformar se crea mediante Decreto ejecutivo número PCM 48-2017 la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (SEN), la cual está adscrita al Gabinete Sectorial de Desarrollo Económico.

Tabla 5. Instituciones y funciones en el mercado eléctrico de Honduras

Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (SEN),	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica. CREE	de Operador del Sistema. ODS
<p>La SEN, es la Institución Rectora del sector energético nacional y de la integración energética regional e internacional. Está encargada de proponer al Consejo Nacional de Energía la Estrategia Energética Nacional y las políticas relacionadas con el desarrollo integral y sostenible del sector energético</p>	<p>La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica es una entidad desconcentrada del Ministerio Sectorial de Conducción y Regulación Económica, con independencia funcional, presupuestaria y facultades administrativas suficientes.</p>	<p>Tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de generación y transmisión al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado eléctrico.</p>
<p>Asimismo está a cargo de la formulación, planificación, coordinación, ejecución, seguimiento y evaluación de las estrategias y políticas del sector energético</p>	<p>Ente regulador del mercado eléctrico</p>	<p>supervisión y el control de las operaciones del Sistema Interconectado Nacional y el resto de sus funciones en coordinación con las empresas y operadores del sistema eléctrico, bajo los principios de transparencia, objetividad, independencia y eficiencia Económica.</p>
	<p>Definir tarifas de transmisión y distribución.</p>	<p>Programación de la Operación.</p>
	<p>Emitir los reglamentos y normas.</p>	<p>Despacho de Carga</p>

Fuente: Decreto 404-2013, Ley General de La Industria Eléctrica,

2.6 Marco Regulatorio del Mercado Eléctrico Hondureño

Desde hace aproximadamente 60 años, el subsector eléctrico de Honduras estuvo organizado según el modelo monopolístico tradicional: una empresa estatal, integrada verticalmente, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). El Gobierno de Honduras inició la liberalización del mercado eléctrico en mayo de 2014, con la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE).

La Ley establece un mercado mayorista de electricidad. Bajo este modelo, agentes productores pueden vender su electricidad a distribuidoras, comercializadoras, consumidores calificados, otros generadores y al mercado regional de América Central. El proceso de cambio a este nuevo sistema avanza de manera lenta, después de la publicación de La Ley de La Industria Eléctrica en mayo de 2014 a penas se han publicado algunos reglamentos tales como:

- Reglamento de compra de capacidad firme (15 de noviembre de 2015)
- Reglamento General de La Industria Eléctrica (18 de noviembre de 2015)
- Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (18 de noviembre de 2015)
- Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (17 de noviembre 2015)
- Reglamento del Servicio Eléctrico (14 de noviembre de 2017)
- Norma Técnica de Calidad de la Distribución NT-CD (14 de noviembre de 2017)
- Norma Técnica de Calidad de la Transmisión NT-CT (14 de noviembre de 2017)

- Norma Técnica del Mercado Eléctrico de Oportunidad NT-MEO (7 de junio de 2018)

A continuación en la figura 11 se presenta un resumen del marco regulatorio del sector en Honduras, estructura actual del sector con la integración de la nueva Secretaria de Estado en el Despacho de Energía; entidad rectora del sector energético nacional que dentro de sus funciones principales está la formulación, planificación, coordinación, ejecución, seguimiento y evaluación de las estrategias y políticas del sector energético. Estructura planteada en la Ley General de la Industria Eléctrica, Decreto 404-2013, sus reglamentos y normas.

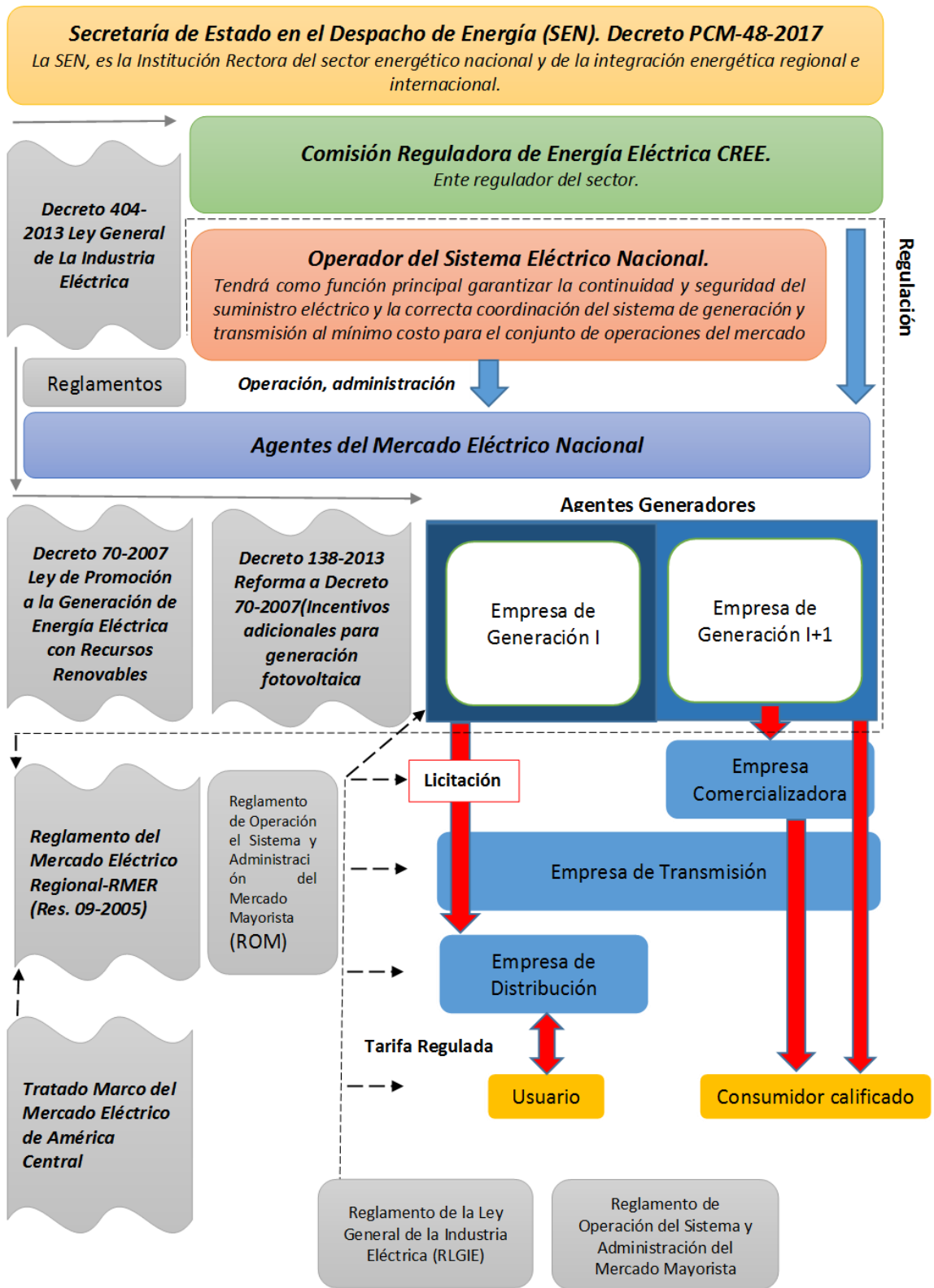


Figura 11. Marco regulatorio del sector

Fuente: Elaboración propia, Leyes del sector

En la figura 12 se muestra el escenario de participación de energía eléctrica con fuentes renovables intermitentes en la región, específicamente solar fotovoltaica.

A nivel de Centroamérica, Honduras es el país que ha experimentado un crecimiento significativo en la capacidad instalada de plantas de generación con recursos renovables intermitentes por tal razón debe ser pionero en los análisis de optimización para garantizar el menor costo de generación en el mercado eléctrico. El hecho que Honduras cuente con una alta penetración de energía solar fotovoltaica obliga al estudio de efectos naturales que pongan en riesgo la operación del SIN, tal es el caso de los resultados del eclipse del 21 de agosto de 2017 que mostró la estrecha relación existente entre este tipo de fenómenos y la operación de la red eléctrica hondureña (Flores et al., 2018).



Figura 12. Capacidad Instalada en sistema eléctrico centroamericano

Fuente: Elaboración propia, información CEPAL 2016

Este estudio incorpora la entrada en operación de plantas de diferentes tipos, se toma como referencia el plan estratégico ENEE (PEI-ENEE, 2016).

Como resultado de lo expuesto anteriormente simulamos haciendo uso de la programación dinámica estocástica dual con el SDDP, modelo mencionado en la sección 2.2 para determinar en un horizonte de estudio de mediano plazo la estadísticas operativas, los costos de operación marginal y el efecto de la generación fotovoltaica en el sistema eléctrico hondureño.

CAPÍTULO III. METODOLOGÍA

3.1 Metodología de evaluación del impacto de penetración de plantas solares fotovoltaicas.

La evaluación del impacto en los costos de operación del Sistema Interconectado Nacional, SIN, debido a la penetración de las centrales solares fotovoltaicas, se inicia con una optimización y simulación del despacho del sistema completo y la inclusión de las plantas solares.

El SIN es representado en el programa SDDP, con el cual se obtienen resultados de estadísticas operativas y costos marginales de la operación.

Es valioso mencionar que no se considera el impacto en la reducción de emisiones de efecto invernadero por el uso de fuentes renovables, y esto en vista que según Sepúlveda & Rudnick, (2018), la evaluación del despacho hidrotérmico que considera emisiones genera un problema que se escapa de los objetivos del presente trabajo.

En la siguiente la figura, se muestra la estructura que se sigue en la introducción de datos al modelo SDDP

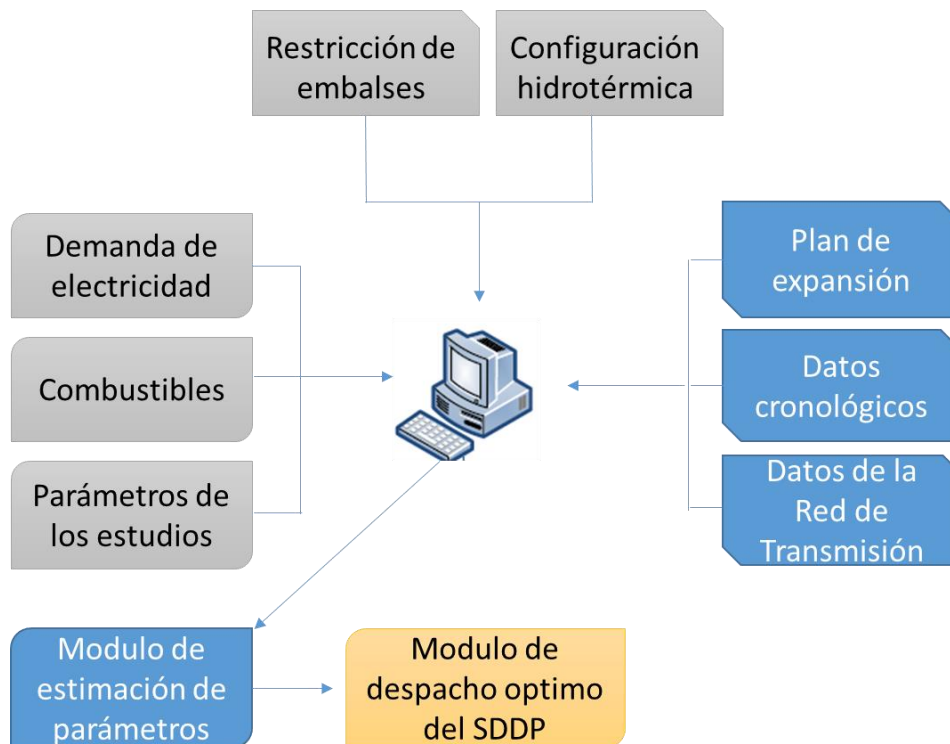


Figura 13. Método de evaluación de estudio.

Fuente: Elaboración propia, SDDP programa

A continuación, se detalla cada uno de los módulos que se muestran en la figura anterior.

El sistema Interconectado Nacional se caracteriza por su participación de diversas fuentes de generación que incluye un balance entre hidroeléctricas de gran, mediana y pequeña escala al igual que plantas térmicas de motores de combustión interna que utilizan combustible fósil. La incorporación de fuentes de generación a partir de la biomasa y plantas que utilizan carbón mineral están siendo integradas y operadas en los últimos años.

3.1.1 Parámetro de los estudios

Se simula la operación del SIN para un periodo de 6 años hidrológicos los que comienzan a partir de 01 de enero de 2019 al 31 de diciembre de 2024. Las etapas de resolución son mensuales. La información de la base de datos de Honduras utilizada fue actualizada en los meses de octubre y noviembre de 2017. Se considera para el estudio la evolución de las condiciones operativas del sistema como ser la demanda de energía eléctrica, precios de combustibles, condiciones hidrológicas, incorporación de nuevos elementos del sistema como ser generadores con sus restricciones operativas.

3.1.2 Datos de la red de transmisión

En la base de datos del SIN son modeladas las redes de transmisión con sus correspondientes parámetros técnicos y restricciones. Las redes con tensiones menores a 138 KV contienen algunas simplificaciones y equivalencias con la premisa que dichas simplificaciones y equivalencias no distorsionan los flujos resultantes en las redes con valores de tensión igual o superior a 138KV.

Para el análisis en nuestro horizonte de estudio no se considera incorporación de nuevas redes de transmisión en el sistema eléctrico hondureño.

En la figura 13 se muestra un modelo simplificado como referencia, donde mostramos la mayoría de líneas y nodos con los que cuenta para la operación el SIN. La simulación en el modelo SDDP incorpora la red completa, actualizada a diciembre de 2017.

3.1.3 Configuración hidrotérmica

La matriz de generación utilizada es la presentada en el plan estratégico del grupo ENEE 2016-2020 conciliada con los datos del Centro Nacional de Despacho y la gerencia de planificación y su publicación en el boletín informativo marzo 2018.

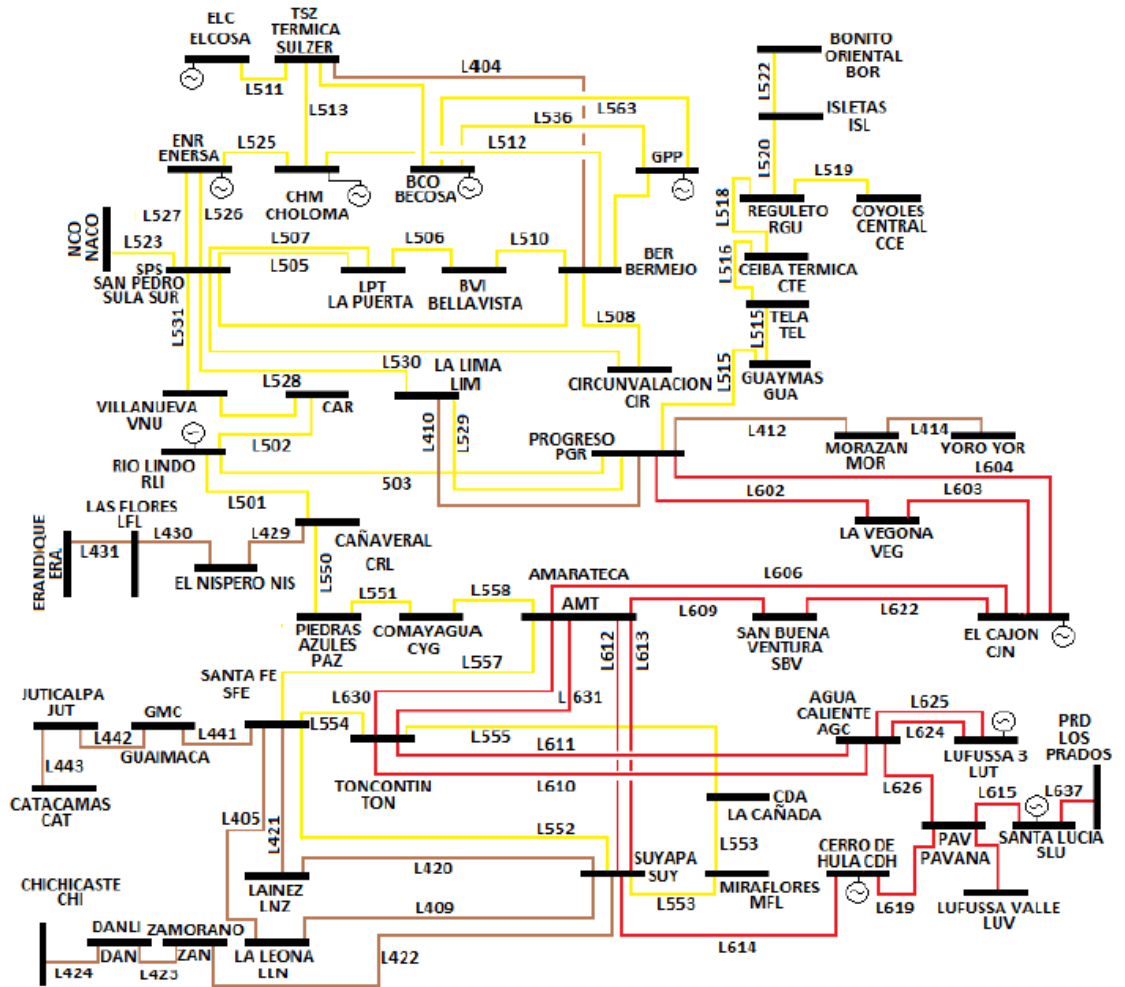


Figura 14. Sistema Eléctrico Nacional.

Fuente: (MERAZ, P., 2017)

3.1.4 Modulo de estimación de parámetros

La demanda de energía se ha presentado en cinco (5) bloques de energía, asignado el bloque de demanda máxima al bloque 1 y en orden descendente a los demás bloques siendo el bloque 5 el de menor demanda. Para el horizonte de estudio del presente trabajo se estima la incorporación de la planta hidroeléctrica Patuca 3 con capacidad de 104 MW para octubre de 2018 y la planta Tornillito con capacidad de 160MW para diciembre de 2021. La incorporación de estas plantas impacta directamente en la estimación de costos a futuro con tendencia a reducir el valor.

3.1.5 Demanda de electricidad

Es la presentada en el plan estratégico del grupo ENEE 2016-2020 donde se incluye las plantas a retirar y la proyección de plantas a entrar en operación en el futuro, durante el horizonte del estudio. En el anexo 4 se muestra la demanda proyectada para el estudio del 2019-2024

3.1.6 Combustibles

Los precios de la energía eléctrica en Honduras al igual que en todos los países de Centroamérica son sensibles a los precios de los combustibles debido a la significativa participación de fuentes de generación que utilizan como energía primaria los combustibles fósiles, los cuales se encuentran indexados al precio internacional del crudo (EOR, 2018) .

La proyección de precios de combustibles utilizada en el presente estudio corresponde al Annual Energy Outlook (AEO) de enero 2017 para los años posteriores.

3.2 Formulación y simulación óptima del problema del despacho eléctrico incorporando la generación solar fotovoltaica

Surge la necesidad de una representación más detallada de la operación del total de las plantas del sistema para analizar el despacho eléctrico y poder optimizar el uso de los recursos renovables.

3.2.1 Problema de despacho hidrotérmico

El despacho hidrotérmico óptimo del sistema eléctrico hondureño se determina utilizando modelos de programación matemáticos estocásticos que minimizan el costo total de operación del sistema en el periodo de la simulación. El costo total es la suma del costo de operación presente más el costo de operación futuro.(PSR, 2018)

El sistema eléctrico hondureño cuenta con un número de centrales hidroeléctricas con embalse regulatorio, por lo cual el problema es decidir el volumen de agua a embalsar para generar en el futuro mostrando un equilibrio que minimice el costo.

(Sifuentes, W., 2006) menciona como principales restricciones para un despacho económico hidrotérmico a corto plazo, las siguientes:

- Restricciones de las unidades térmicas
- Restricciones de las unidades hidroeléctricas
- Restricciones de embalses
- Restricciones de recursos primarios.
- Restricciones contractuales.
- Restricciones por mantenimiento de los componentes del sistema.
- Restricciones de seguridad del Sistema
- Balance nodal
- Restricciones de operación
- Restricciones de las interconexiones internacionales

Para la simulación del sistema hondureño y lograr los objetivos propuestos se consideraron las restricciones anteriores excluyendo las restricciones de recurso primario.

3.2.2 Incorporación de las plantas solares fotovoltaicas

La penetración de fuentes renovables intermitentes causa grandes impactos en el perfil de la demanda neta (demanda de electricidad menos generación de fuentes renovables). Es importante mencionar en este tipo de operación el incremento de las rampas de subida y de bajada de la demanda neta en horas de la mañana y al atardecer tal como se muestra en la figura 14 para un día en específico con una participación de las plantas solares fotovoltaicas, lo que implica la necesidad de contar con fuentes térmicas para poder cubrir la demanda nacional y responder de manera rápida a estos cambios para mantener la confiabilidad y estabilidad del sistema. Lo anterior implicaría el aumento en los arranques y paradas de plantas térmicas.

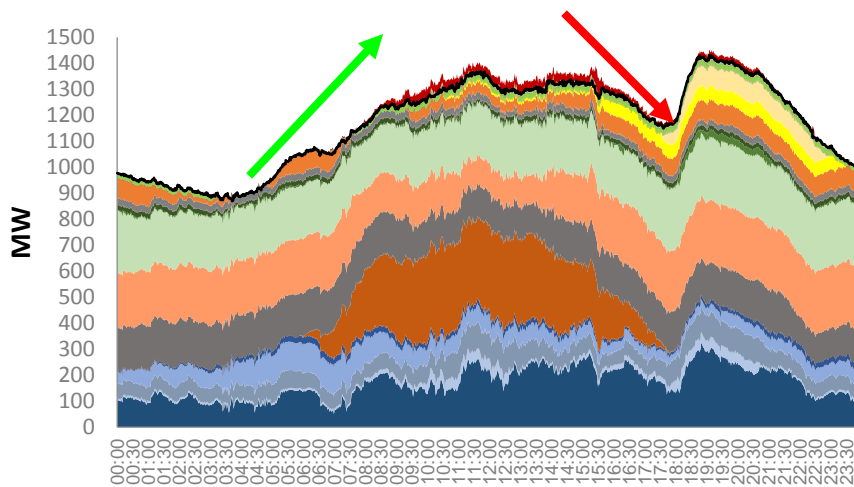


Figura 15. Rampas de subida y bajada por inyección de plantas solares

Fuente: Elaboración propia, información ENEE 2016

Es importante ajustar esta variabilidad migrando de la simulación por bloque a una representación horaria que permita representar la operación de las plantas solares lo más cercano a la realidad y así evitar sobredimensionar este tipo de centrales de generación.

Es importante mencionar también que la generación solar fotovoltaica en el sistema hondureño se inyecta en nodos alejados a los principales nodos de demanda del país y existen actualmente restricciones en las líneas de transmisión que están en el paso del flujo de carga.

Es difícil y requiere un esfuerzo computacional significativo la simulación completa de estas centrales, y por ello se optó en generar perfiles anuales, que permitan estimar este tipo de operación. De igual forma se han agregado restricciones de operación a las centrales térmicas base las cuales son desplazadas por las plantas solares fotovoltaicas. El software utilizado es el SDDP cuya descripción se encuentra en la sección 2.2. y anexo 1

3.3 Modelación de centrales

Es necesario la modelación de los componentes básicos del sistema para poder simular su operación en el sistema eléctrico y tomar en cuenta cada una de las restricciones mencionadas anteriormente.

3.3.1 Plantas térmicas

En sistemas puramente térmicos el costo operativo de cada central depende básicamente de su costo de combustible. Por lo tanto, se representa una planta térmica por su costo operativo unitario $\{c_j, j = 1, \dots, J\}$ y su capacidad de generación.

$$g_t(j) \leq \bar{g}(j) \quad \text{Para} \quad j = 1, \dots, J \quad (1.1)$$

Donde:

- j Índice de las plantas térmicas
- J Número de plantas
- $g_t(j)$ Energía producida por la planta j en la etapa t
- $\bar{g}(j)$ Capacidad de generación de la planta j

Dado que las plantas solares fotovoltaicas presentan una alta variabilidad en su producción y, esta variabilidad es controlada modificando el despacho de las unidades térmica, resulta importante que el modelamiento incorpore dicha variabilidad a fin observar cómo finalmente esta característica se traduce en el costo operativo de operación del Sistema Interconectado Nacional habida cuenta que este costo está casi íntegramente formado por el de las unidades térmicas.

3.3.2 Plantas hidroeléctricas

El almacenamiento al final de la etapa t (inicio de la etapa $t + 1$) es igual al almacenamiento inicial menos el desfogue total (turbinamiento, vertimiento y riego) más el volumen afluente (caudales laterales más el desfogue de las plantas aguas arriba).

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) - u_t(i) - s_t(i) + a_t(i) + \delta r_t(i) + \sum_{m \in v_i} [u_t(m) + s_t(m)] \quad (1.2)$$

Para $i = 1, \dots, I$

I	Número de plantas	
$v_{t+1}(i)$	Volumen almacenado en la planta i al final de la etapa t	m^3
$v_t(i)$	Volumen almacenado en la etapa i en el inicio de la etapa t	m^3
$a_t(i)$	Caudal lateral afluente a la planta i en la etapa t	m^3
$r_t(i)$	Riego en la planta i en la etapa t	m^3
$\delta r_t(i)$	Violación del riego de la planta i en la etapa t	m^3
$u_t(i)$	Volumen turbinado en la etapa t	m^3
$s_t(i)$	Volumen vertido en la etapa t	m^3
$m \in u_i$	Conjunto de plantas inmediatamente aguas arriba de la planta i	

Limites en el almacenamiento y desfogue

$$v_t(i) \leq \bar{v}(i) \quad \text{Para } i = 1, \dots, I \quad (1.3)$$

$$u_t(i) \leq \bar{u}(i) \quad \text{Para } i = 1, \dots, I \quad (1.4)$$

Donde:

$\bar{v}(i)$ Capacidad de almacenamiento de la planta i

$\bar{u}(i)$ Capacidad de turbinamiento de la planta i

Las plantas hidroeléctricas convierten la energía potencial del agua almacenada en energía cinética, la cual se usa para mover las turbinas acopladas a generadores.

La energía producida se calcula:

$$g_t(i) = \rho(v_t(i)) \times u_t(i) \quad (1.5)$$

Donde:

$g_t(i)$	Energía generada en la central i , en la etapa t	MWh
$\rho(v_t(i))$	Coefficiente de producción de la central i	MWh / m^3
$u_t(i)$	Turbinamiento de la central hidroeléctrica i , en la etapa t	m^3

El coeficiente de producción $\rho(v_t(i))$ se calcula:

$$\rho(v_t(i)) = \eta(i) \times \phi \times \gamma \times h(vt(i)) \quad (1.6)$$

Donde:

$\eta(i)$	Eficiencia del conjunto de turbinas/generadores de la central hidroeléctrica i	
ϕ	Masa específica del agua	kg / m^3
γ	Factor de gravedad	m / s^2
$h(vt(i))$	Caída neta, diferencia entre la cota del embalse y aguas debajo	m

En cuanto a la incertidumbre hidrológica, los datos históricos de las principales centrales hidroeléctricas son los manejados por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica ENEE para los años 1965 al 2014.

3.3.3 Plantas Solares fotovoltaicas

La potencia máxima generable se determinó a partir de la estadística disponible de generación real de centrales de este tipo en SIN para los años 2015-2018 (ENEE, 2017)

El procedimiento que se utilizó para determinar la generación solar es el siguiente:

- Para las plantas de generación fotovoltaica de mayor capacidad en el SIN se construyó un perfil horario de generación con una representación mensual de los datos.

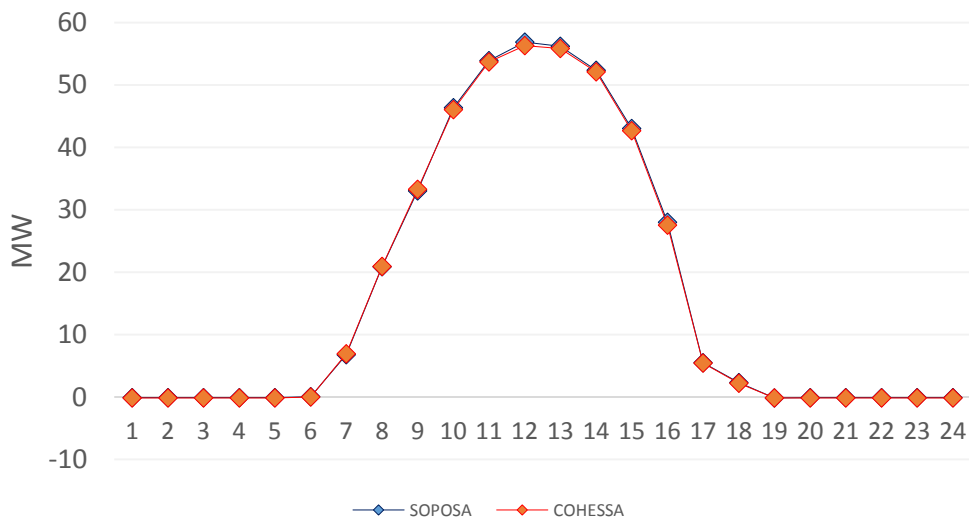


Figura 16. Generación diaria plantas solares fotovoltaicas 26 de septiembre de 2017

Fuente: Elaboración propia, información ENEE 2017

- Mapeo hora-bloque. Este genera resultados directos de promedio de la demanda por bloque y duración de cada bloque. En la siguiente figura se muestra el mapeo hora bloque de una de las plantas solares fotovoltaicas de mayor capacidad del Sistema eléctrico hondureño. Valores en valores por unidad (p.u.).

Tabla 6. Mapeo hora-bloque, planta solar fotovoltaica de capacidad 50MWp Honduras

Bloque	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44
3	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30
4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Elaboración propia, base de datos SDDP

La curva de demanda no cronológica en orden descendente se conoce como curva de duración de carga. En general el procedimiento de ajuste de la curva de carga tiene como objetivo minimizar la suma de las diferencias (absolutas o cuadráticas) entre el promedio de la demanda de cada bloque y las demandas horarias. Además es importante preservar la cantidad total de energía en la etapa (PSR 2018).

La duración, en porcentaje de cada bloque se representa en la siguiente tabla y es el utilizado como información de entrada al modelo.

Tabla 7. Duración de los bloques de demanda en %

Bloques	Duración de los bloques %
1	8.55
2	28.43
3	21.00
4	20.60
5	21.42
Total	100

Fuente: Elaboración propia, base de datos SDDP

Igual se presenta a continuación un mapeo hora-bloque de la demanda de energía en GWh para el Sistema Eléctrico Nacional (SIN)

Tabla 8. Mapeo hora-bloque de la demanda de electricidad en GWh para la primera etapa de simulación

Año	Bloque	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2019	1	55.24	61.31	122.05	225.64	82.04	245.35	74.97	141.18	139.53	94.17	60.27	43.42
2019	2	287.65	251.01	297.93	336.59	339.34	287.88	290.25	338.17	340.71	389.85	347.04	282.41
2019	3	204.67	224.69	220.98	187.81	231.43	168.72	235.99	209.77	177.26	179.62	184.68	241.70
2019	4	189.00	158.59	192.65	149.99	217.02	134.30	206.21	158.89	145.74	146.11	161.97	187.59
2019	5	198.85	154.63	153.62	109.13	140.33	125.18	152.44	137.89	137.91	154.68	159.38	188.55

Fuente: Elaboración propia, base de datos SDDP

3.4 Despacho Hidrotérmico, formulación base

El problema de despacho se descompone en varios subproblemas de una etapa, donde el objetivo es minimizar la suma de los costos operativos inmediatos y futuros.

Como se muestra en la figura siguiente la función de costo inmediato disminuye al aumentar el volumen turbinado en las centrales hidroeléctricas sin embargo la función de costo futuro aumenta, al incrementarse el valor de volumen turbinado por la necesidad de utilizar centrales térmicas para suplir la demanda.

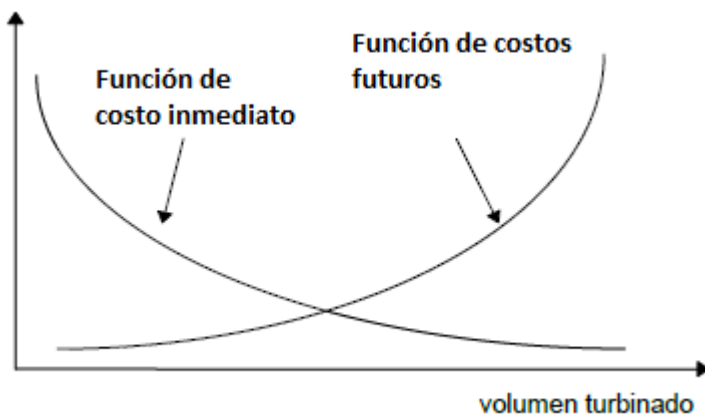


Figura 17. Costos inmediatos y futuros por volumen turbinado

Fuente: Elaboración propia, (PSR, 2018)

El problema de despacho hidrotérmico se presenta de la siguiente forma para la etapa t

$$\min FCI + FCF \quad (1.7)$$

Sujeto a las restricciones operativas básicas de cada etapa.

El costo inmediato FCI está dado por los costos térmicos $c(j)xg_{tk}(j)$ en la etapa t más las penalizaciones por violación a las restricciones en cada etapa.

$$FCI = \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J c(j) \cdot x g_{tk}(j) + c_{\delta} + \delta_{gt} \quad (1.8)$$

k	Bloques de demanda en la etapa t	
K	Números de bloques	
j	Índices de las centrales térmicas	
J	Conjunto de centrales térmicas	
$c(j)$	Costo variable de la operación de la central j	\$/MWh
$g_{tk}(j)$	Energía producida en la planta j en el tiempo t y bloque k	MWh
c_{δ}	Costo por violación a una restricción	\$/unidad
δ_{gt}	Monto de la violación en la etapa t	unidad-violación

Y la función de costos futuros FCF se representa por la siguiente función

$$FCF = \alpha_{(t+1)}(v_{t+1}, a_t) \quad (1.9)$$

v_{t+1}	Almacenamiento al final de la etapa t	hm^3
a_t	Caudal afluente a los embalses durante la etapa t	hm^3

Para el modelo simulado en este estudio se muestra los caudales afluentes de las principales centrales hidroeléctricas de Honduras en el anexo 2, de igual forma la cota final en metros para la hidroeléctrica más importante del sistema, la represa Hidroeléctrica Francisco Morazán, comparativo de ambos escenarios en el anexo 3

A continuación, se muestra el resultado de la simulación del SIN con diferentes escenarios ingresados en el programa SDDP que indican el efecto de las plantas solares fotovoltaicas en el despacho hidrotérmico, los costos proyectados de operación del sistema y de igual forma se presenta la operación óptima que permite operar al menor costo el parque de generación hondureño.

CAPÍTULO IV. RESULTADOS Y ANÁLISIS

4.1 Definición de parámetros del modelo.

Los parámetros utilizados en el modelo de simulación para dar cumplimiento a los objetivos planteados en el estudio fueron:

Tabla 9. Parámetros para modelación usando el SDDP

Horizonte de análisis	El estudio abarca los años 2019-2024, en etapas de resolución mensual. . Etapa inicial: enero-2019 .Etapa final: diciembre-2024
Año inicial de hidrología	Se definió el año 2012
Tasa de descuento	12.64% (con base en el cálculo de la WACC para américa central)
Tipo de estudio	Estocástico
Modelo de caudales	Sintéticos ARP
Número de escenarios forward	100
Número de escenarios backward	50
Número mínimo de iteraciones	1
Número máximo de iteraciones	15

Fuente: Elaboración propia, Base de datos SDDP

4.1.1. Plantas de generación hidroeléctricas consideradas en la simulación

Se presenta el total de plantas consideras en la simulación, incluye su configuración, números de unidades por planta y capacidad de las mismas. Plantas con embalse regulatorio como plantas instaladas en el futuro.

Tabla 10. Conjunto de planta hidroeléctricas para modelación usando el SDDP

Nombre	AAbajo Turb.	AAbajo Vert.	# Unidades	Capacidad (MW)	Coef. Prod. (MW/M³/s)	Volumen Min.(hm³)	Volumen Max. (hm³)
El Cajón	La Vegona	La Vegona	4	300	0.84008	1684.1	5652.7
Cañaverál	RioLindo-H		2	29	1.04	1270	1788
Rio Lindo-H			4	80	3.03	0	0
Nispero-H			1	22.5	0.95	0	0
Nacaome			3	28.1	0.2	29.3	42.3
Cuyamapa			2	12.5	3.4	0	0
Cuyamel-H			2	7.8	0.89	0	0
Esperanz			2	12.8	5.7	0	0
RioBlanc-H			1	5	1.08	0	0
Cortésit-H			2	5.5	2.15	0	0
Gloria			2	5.8	1.38	0	0
Juan-H			1	6.6	2.4	0	0
Chamelec			2	11	0.6	0	0
LaVegona			2	38.5	0.2	0	0
Laureles			2	3.5	3	0	0
Patuca3	3Patuca2AH		2	104	0.38518	620	1200
OjoAgua			2	19.5	2.6	0	0
Llanitos	3-JicatuyoH		2	98.186	0.6533	264.87	731.75
Patuca2			3	270	0.6527	439.6	1364
Tablon			2	20	0.417	0	0
Jicatuyo			4	172.9	0.5753	77.2	786.5
Tornillt			3	160.2	0.42381	107.4	176.4
Patuca2A	3-Patuca2H		3	150	0.46875	123.8	310.52
Cangrejl			2	40.2	1.4337	0	0

Fuente: ENEE, Base de datos SDDP

4.1.2. Plantas de generación térmicas consideradas en la simulación

La configuración de plantas de generación que utilizan combustibles fósiles y utilizadas para la simulación se presentan en la tabla siguiente.

Tabla 11. Conjunto de planta térmicas para modelación usando el SDDP

Nombre planta térmica	# Unidades	Capacidad MW
Lufusa III_AGC-TV	14	247.9
Enersa-MT	13	235.2
BECOSA1-TV	1	120
Elcosa1-MT	8	80
LUFUSA_Valle-MT	8	80
Emce Choloma-MT	5	55
Geoplatanares-GT	1	35
GPP_KG	1	35
TFIC06070193	1	35
EXC_LUFUSA-MT	1	30.5
EXC_ENERSA-MT	1	30
KG_HGP_C	1	24
CAHSA-TV	1	20
Envasa Nac-TV	1	20
NAINSA-MT	1	20
TFIC05730150	1	20
VETASA	1	20
UDEHSA	15	20
Elcatex-MT	1	19.9
Tres Valles-TV	1	19.5
TFIC05600169	1	19.5
CELSUR-TV	1	18.75
CELSR_C-TV	1	18.75
LPT_HI-TG	1	18
KG_MPP_G	1	16
LPT_GE-TG	1	15
CHUMB-TV	1	15
La Grecia-TV	2	12
CARACOL_G	1	12
KG_HGP_G	1	11
Emce Ceiba-MT	4	10
Park_naco	6	10
CAHSA_C-TV	1	10
AZUNOSA_G-TV	1	10
GREC_C-TV	1	7
SantaFe-MT	2	5
CHUMB_C-TV	1	5
JUT5-MT	1	5

Nombre planta térmica	# Unidades	Capacidad MW
AZU_C-TV	1	4
PARKDAL_C	1	4
MPP_C	1	2
ELCTX_C-TV	1	2
PALMASA	1	1.8
ECOPALS-TV	1	1.2
ACEYDES-TV	1	1.1
YODECO-TV	1	0.3
CEIBDIE-MT	1	0
TFIC06060191	1	0

Fuente: ENEE, Base de datos sddp

4.1.3. Plantas de generación Solar fotovoltaica en la simulación

La mayoría de las plantas solares fotovoltaicas están instaladas en la zona sur del país en los departamentos de Valle y Choluteca. La capacidad instalada de cada planta y el año de incorporación se muestra a continuación.

Tabla 12. Plantas de generación solar fotovoltaica usadas para la simulación

Ítems	Nombre	Fecha	Potencia Instalada (MWp)
1	SOPOSA	01/05/2015	50.00
2	COHESSA	01/05/2015	50.00
3	FOTERSA	01/05/2015	20.00
4	ENERSOL	01/10/2016	6.73
5	FOTOSOL	01/10/2016	5.39
6	PRADOS	01/10/2016	10.00
7	SUREÑA	01/10/2016	11.20
8	MECER	01/05/2015	25.00
9	GENERSA	01/06/2015	11.20
11	MARCVIA	01/06/2015	35.00
12	CHOLUTECA 1	01/06/2015	20.00
13	CHOLUTECA 2	01/06/2015	30.00
14	CAGUAN	01/06/2015	50.00
15	MANZANILLAS	01/01/2017	21.90
16	GEN_ENR	01/03/2016	25.00

Ítems	Nombre	Fecha	Potencia Instalada (MW)
17	LLA_SUR	01/10/2016	14.00
18	FRAY	01/01/2017	48.00
19	PACIFIC	01/10/2016	50.00
20	NACA2	01/07/2015	50.00
21	POLLITO	01/07/2015	20.00
22	ENERBSA	01/07/2015	25.00
23	LAJAS	01/01/2017	11.90
23	HELIOS	01/07/2017	25.00
23	SNMARCO	15/05/2018	12.00

Fuente: ENEE, Base de datos SDDP

El incentivo a la generación de electricidad especialmente en la producción con el recurso solar, publicado en el Decreto 138-2013, permitió que para el año 2015 iniciaran operación comercial la mayoría de las plantas que actualmente están operando.

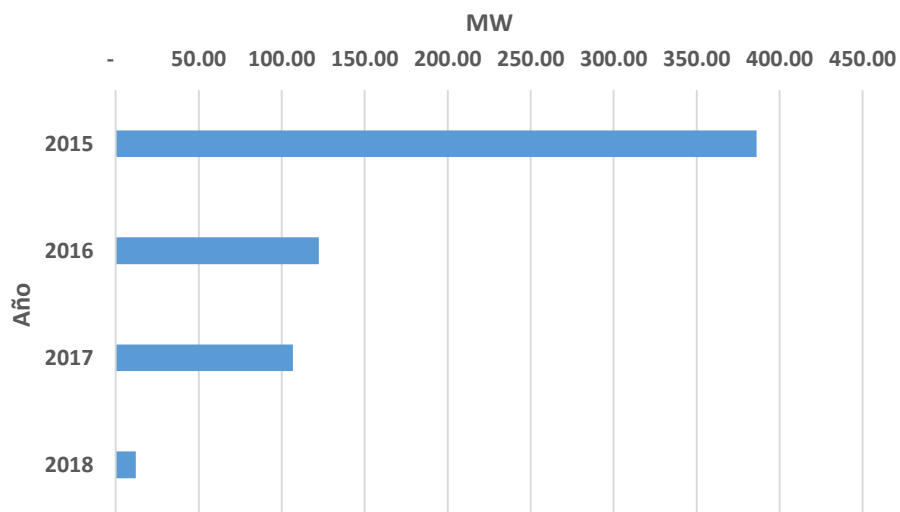


Figura 18. Adición anual de capacidad de generación solar fotovoltaica

Fuente: Elaboración propia, información ENEE, base de datos SDDP

4.2 Resultados del modelo.

El caso de estudio fue conformado y ejecutado en el modelo de simulación SDDP versión 14.0.17, con información de la base de datos del sistema eléctrico hondureño actualizada en los meses de octubre y noviembre del año 2017.

4.2.1. Suministro de la demanda, despacho. Dos escenarios

La energía para suministrar la demanda del sistema de Honduras en el periodo de estudio, enero de 2019-diciembre de 2024, es suplida principalmente por generadores hidroeléctricos y térmicos. Para el análisis del presente trabajo hemos realizado dos simulaciones, una de ellas incluyendo la generación de parque de generación fotovoltaico del sistema y otro excluyendo esta inyección, a continuación, mostramos los resultados obtenidos.

4.2.2. Despacho con inclusión del parque de generación solar fotovoltaico.

El objetivo de este análisis es indicar cual operación representa el menor costo del sistema. Durante el desarrollo de la simulación del modelo no presenta problemas de déficit para el sistema eléctrico de Honduras.

La participación de las plantas de generación fotovoltaica impacta directamente en el costo de operación del sistema, considerando solamente el costo marginal de generación, este se reduce al ser despachadas por obligatoriedad, según Ley General de la Industria Eléctrica.

En la siguiente figura se muestra el comportamiento del costo marginal de generación para las primeras 12 etapas del estudio, se muestra el promedio en cada etapa como la posible variación considerando percentiles inferiores 10%, 20% al igual que superiores, lo anterior para poder tener una mejor estimación de los precios para valorar los riesgos de participación en un mercado eléctrico.

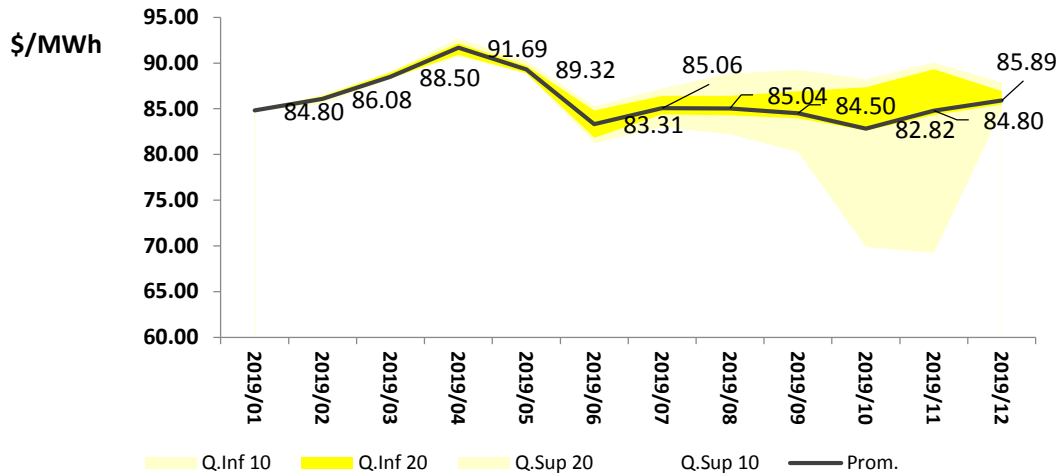


Figura 19. Dispersión del Costo Marginal, con plantas solares FV

Fuente: Elaboración propia, resultados de simulación SDDP

La capacidad de generación para poder suplir la demanda bajo este escenario es la presentada en la tabla siguiente en la que podemos observar como principales fuentes de suministro las plantas hidroeléctricas y térmicas.

Tabla 13. Generación en GWh. Incluye operación de generación fotovoltaica

FUENTE	ENERO-DICIEMBRE E 2019	ENERO-DICIEMBRE 2020	ENERO-DICIEMBRE 2021	ENERO-DICIEMBRE 2022	ENERO-DICIEMBRE 2023	ENERO-DICIEMBRE 2024
TOTAL HIDRO	3,384.00	3,298.00	3,587.00	4,348.00	4,241.00	4,267.00
TOTAL TERMICO	4,703.00	5,197.00	5,350.00	5,062.00	5,180.00	5,158.00
TOTAL RENOVABLE	2,611.00	2,611.00	2,611.00	2,628.00	2,628.00	2,628.00
TOTAL GENERACIÓN	10,698.00	11,106.00	11,548.00	12,039.00	12,050.00	12,054.00
PERDIDAS	206.00	199.00	196.00	219.00	230.00	234.00
DEMANDA	10,491.00	10,907.00	11,356.00	11,820.00	11,820.00	11,820.00
DEM.INTERR.	-	-	-	-	-	-
DEFICIT	-	-	-	-	-	-

Fuente: Elaboración propia, resultados de simulación SDDP

El comportamiento del volumen de la principal planta hidroeléctrica del país, Central Francisco Morazán, conocida comúnmente como represa El Cajón tiene el siguiente comportamiento para las primeras 12 etapas de estudio. Podemos comparar con la variación del costo marginal de generación y la demanda proyectada. En la siguiente figura observamos parte de los resultados de la simulación del SDDP para el año 2019.

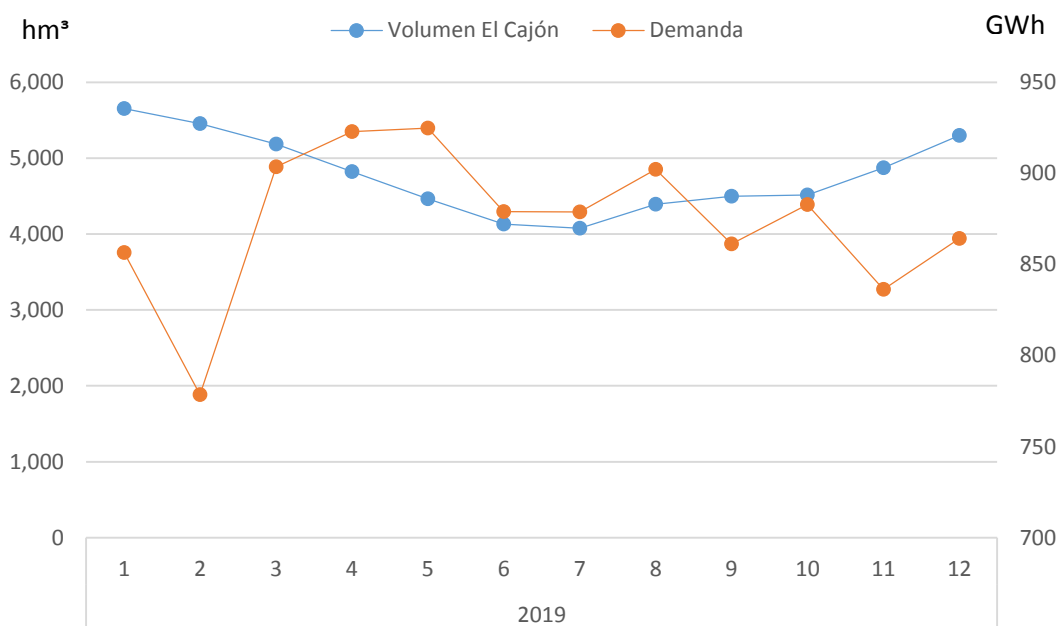


Figura 20. Volumen en hm^3 de la represa El Cajón y demanda proyectada

Fuente: Elaboración propia, resultados de simulación SDDP

Gran porcentaje de la reserva rodante del sistema eléctrico hondureño es asignado al cajón alrededor de 34% según estudios de Banco Mundial en el 2016 al igual que gran parte de potencia reactiva necesaria para mejorar los niveles de voltaje en la zona norte de Honduras. La pérdida de una de las cuatro unidades del Cajón representa una contingencia extrema por la importancia para el sistema eléctrico hondureño. La incorporación de un alto nivel de fuentes intermitentes, entre

ellas, las plantas solares fotovoltaicas y parques eólicos obligan en la actualidad que la central hidroeléctrica Francisco Morazán proporcione la reserva rodante para mantener la estabilidad del sistema, y este servicio en un mercado competitivo debe ser remunerado y esperamos que en un futuro próximo sea de tal forma.

El aporte de energía por inyección de las plantas solares fotovoltaicas para las primeras 12 etapas lo mostramos a continuación en la siguiente figura.

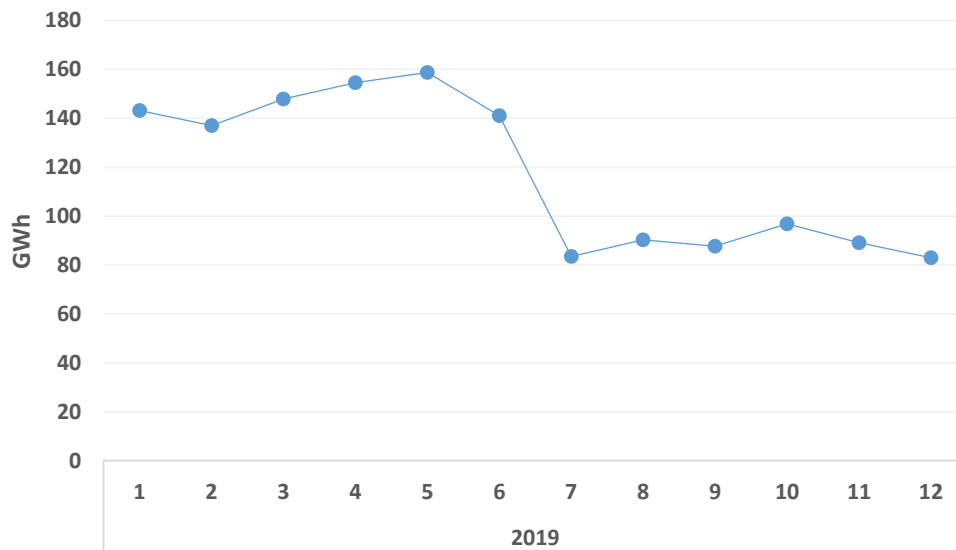


Figura 21. Generación en GWh plantas solares fotovoltaicas año 2019

Fuente: Elaboración propia, resultados de simulación SDDP

Al considerar los precios al cual se paga la generación FV, el costo total se incrementa considerablemente reforzando el resultado obtenido en la tesis de Pablo Meraz del año 2017: Análisis comparativo del despacho económico en el sistema eléctrico de potencia hondureño considerando los contratos de compra de energía al 2017.

En la tabla 14, se muestran los resultados del modelo para el horizonte de estudio y considerando la operación del parque solar fotovoltaico.

Se puede apreciar el incremento en el costo de operación del sistema al excluir la generación solar fotovoltaica.

Tabla 14. Resultados de la simulación utilizando el SDDP. 2019-2024

Año	Generación FV_GWh	Total Demanda_GWh	Costo marginal (\$/MWh) _con FV	Costo marginal (\$/MWh) _Sin FV	Despacho económico. K\$	PPA Solares. US\$/MWh	Despacho considerando PPA. US\$/MWh		Diferencias k\$
2019	1,413.10	10,491.00	83.32	89.68	874,110.12	24.25	107.57	1128,468.34	254,358.22
2020	1,413.10	10,907.00	90.47	99.31	986,756.29	23.32	113.79	1241,114.51	254,358.22
2021	1,413.10	11,356.00	111.67	122.03	1268,124.52	22.40	134.07	1522,482.74	254,358.22
2022	1,413.10	11,820.00	95.88	105.01	1133,301.60	21.52	117.40	1387,659.82	254,358.22
2023	1,413.10	11,820.00	84.49	93.17	998,671.80	21.52	106.01	1253,030.02	254,358.22
2024	1,413.10	11,820.00	77.3	87.17	913,686.00	21.52	98.82	1168,044.22	254,358.22

Fuente: Elaboración propia, resultados de simulación SDDP

Considerando la generación proyectada al incorporar el parque de generación fotovoltaica nos da resultados presentados en la tabla 14, en los cuales se puede observar que al agregar el valor total de la energía entregada por las plantas solares, cantidad de generación en GWh multiplicado por el precio de venta de las plantas solares suscrito en los contratos de suministro he incluyendo el incentivo a esta tecnología, existe una diferencia marcada en promedio de \$254 358,220 anuales adicionales durante el horizonte del estudio; en relación a un despacho económico con mayor participación del parque de generación térmica convencional.

4.2.3. Despacho sin inclusión del parque de generación solar fotovoltaico.

Al realizar la ejecución del segundo escenario excluyendo la generación solar fotovoltaica la variación es principalmente absorbida por el parque térmico y se puede observar en la siguiente tabla.

Tabla 15. Generación en GWh. NO incluye operación de generación fotovoltaica

FUENTE	ENERO- DICIEMBRE 2019	ENERO- DICIEMBRE 2020	ENERO- DICIEMBRE 2021	ENERO- DICIEMBRE 2022	ENERO- DICIEMBRE 2023	ENERO- DICIEMBRE 2024
TOTAL HIDRO	3,387.00	3,293.00	3,524.00	4,344.00	4,250.00	4,431.00
TOTAL TERMICO	6,098.00	6,605.00	6,823.00	6,469.00	6,575.00	6,397.00
TOTAL RENOVABLE	1,170.00	1,170.00	1,170.00	1,188.00	1,188.00	1,188.00
TOTAL GENERACIÓN	10,655.00	11,069.00	11,517.00	12,001.00	12,013.00	12,016.00
PERDIDAS	164.00	162.00	165.00	181.00	193.00	196.00
DEMANDA	10,491.00	10,907.00	11,356.00	11,820.00	11,820.00	11,820.00
DEM.INTERR.	-	-	-	-	-	-
DEFICIT	-	-	-	-	-	-

Fuente: Elaboración propia, resultados de simulación SDDP

Al disponer o no del parque de generación fotovoltaico, la participación de las fuentes térmicas de generación son las principalmente afectadas. En la figura número 21 se muestran los resultados del modelo SDDP para ambos escenarios. La generación por parte de las plantas térmicas son las que reemplazan la inyección de las plantas solares fotovoltaicas.

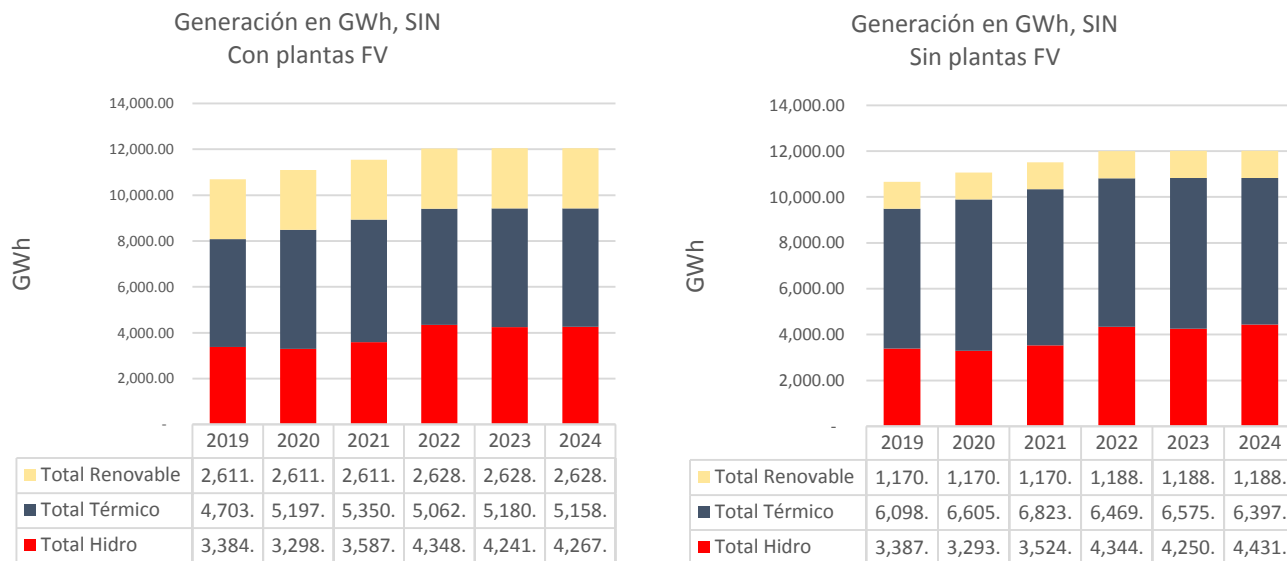


Figura 22. Matriz de generación electricidad, ambos escenarios de simulación

Fuente: Elaboración propia, modelo SDDP

A continuación, en la Tabla No. 13, se puede observar un comparativo de costos marginales de generación por etapas para ambos escenarios de simulación.

Existe un incremento en el valor estimado del costo marginal al excluir el parque de generación solar fotovoltaico, debido esto, al incremento de generación por parte de las plantas de generación térmicas. Este incremento ocasiona un impacto en la importación de combustibles fósiles para poder operar las plantas térmicas, encargadas de suplir la generación solar fotovoltaicas.

Tabla 16. Costo marginal por etapa, ambos escenarios de simulación

Etapa	Con plantas FV US\$/MWh	Sin plantas FV US\$/MWh
2019/01	81	88
2019/02	82	90
2019/03	85	93
2019/04	90	99
2019/05	84	94
2019/06	83	90
2019/07	82	87
2019/08	83	89
2019/09	83	88
2019/10	81	85
2019/11	82	86
2019/12	83	88
2020/01	85	95
2020/02	86	99
2020/03	90	101
2020/04	114	127
2020/05	91	103
2020/06	90	98
2020/07	89	96
2020/08	89	96
2020/09	90	96
2020/10	86	93
2020/11	87	94
2020/12	88	95
2021/01	90	102
2021/02	91	104
2021/03	102	114
2021/04	268	277
2021/05	149	163
2021/06	96	106
2021/07	91	101
2021/08	94	103
2021/09	93	102
2021/10	90	98
2021/11	89	98

Etapa	Con plantas FV US\$/MWh	Sin plantas FV US\$/MWh
2021/12	88	96
2022/01	91	101
2022/02	93	104.1616
2022/03	96	108
2022/04	128	147
2022/05	104	117
2022/06	97	104
2022/07	94	100
2022/08	93	99
2022/09	91	98
2022/10	87	94
2022/11	88	94
2022/12	91	96
2023/01	88	93
2023/02	90	94
2023/03	92	101
2023/04	94	106
2023/05	92	103
2023/06	83	95
2023/07	83	91
2023/08	82	92
2023/09	76	88
2023/10	70	80
2023/11	77	85
2023/12	87	90
2024/01	87	92
2024/02	90	94
2024/03	92	100
2024/04	96	105
2024/05	93	102
2024/06	74	93
2024/07	80	87
2024/08	71	81
2024/09	57	72
2024/10	46	65
2024/11	63	71
2024/12	80	84.30508

Fuente: Elaboración propia, modelo SDDP

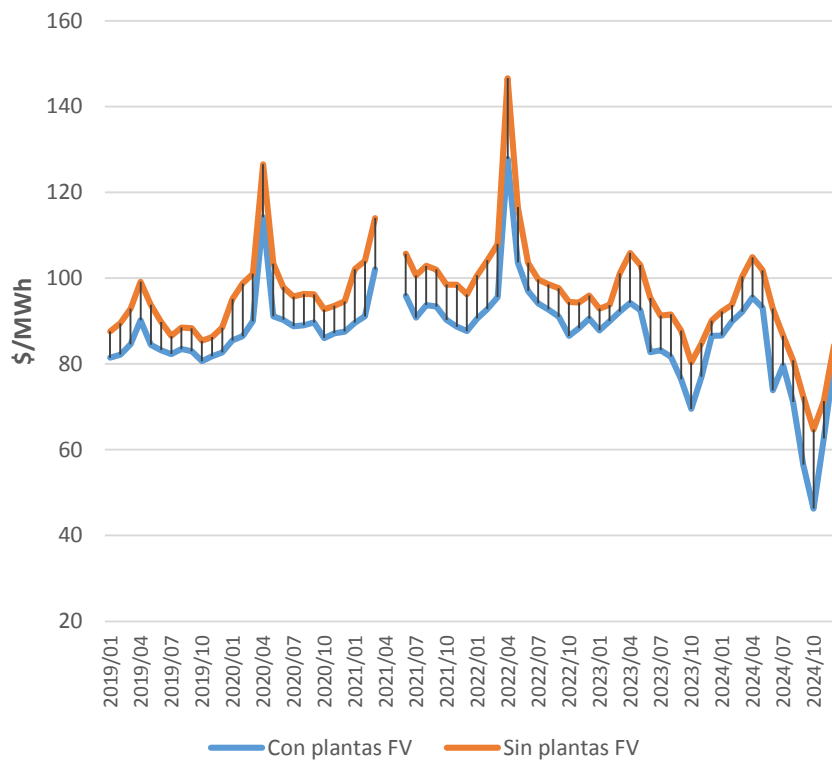


Figura 23. Costo marginal por etapa, ambos escenarios de simulación

Fuente: Elaboración propia, resultados del modelo SDDP

CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

De acuerdo a la metodología expuesta en el capítulo III, en este estudio se han realizado cada uno de los pasos planteados y considerando los objetivos mostrados en el capítulo I, nos permite concluir lo siguiente:

1. La generación de electricidad inyectada por las plantas solares fotovoltaicas ha desarrollado una nueva forma de despacho en el sistema eléctrico hondureño, dado su obligatoriedad de ser despachadas y variabilidad por disponibilidad del recurso, se produce una mayor incertidumbre en la operación del parque térmico principalmente como se observó en la figura número 22.
2. Como resultado del modelo SDDP, considerando un despacho económico sin el impacto del precio de la energía eléctrica generada por las plantas solares fotovoltaicas, durante el horizonte de estudio se ahorrarían un estimado de **US\$254 358,220 /anuales** por el incremento del costo marginal de generación de 91.96 US\$/MWh a un valor de 112.94 US\$/MWh, este valor incluye el costo de operación del sistema más el precio de venta multiplicado por el total de energía generada por las plantas solares, reforzando el resultado obtenido en la tesis de Pablo Meraz del año 2017: Análisis comparativo del despacho económico en el sistema eléctrico de potencia hondureño considerando los contratos de compra de energía al 2017.
3. El potencial de generación de fuentes variables que no ofrecen potencia firme, caso específico de las plantas solares fotovoltaica, debe ser analizado con profundidad para adecuar la operación óptima de despacho eléctrico del sistema hondureño.

4. El despacho optimo considera la función de minimizar la suma del costo inmediato y costo futuro de generación estimando la inyección de generación solar fotovoltaica para reducir el uso de la generación con fuentes térmicas tal y como se muestra en la figura número 21. Dado los sobrecostos mostrados en los ítems previos existe la necesidad de revisar los precios establecidos en los contratos de suministro entre productores y compradores dado los excesivos sobrecostos comparado con un crecimiento basado en generación convencional.

5.2 Recomendaciones

Considerando lo expuesto en capítulos anteriores, este estudio pretende evidenciar el efecto directo que tiene la generación solar fotovoltaica en el despacho eléctrico del sistema nacional; el comportamiento en los bloques de demanda diario y la participación de los parques de generación hidroeléctrica y térmica. Por la razón antes expuesta a continuación se sugiere trabajos a futuro para poder profundizar en el tema y permita tener mayor robustez con resultados más amplios.

1. Simulación que incluya la interconexión de la red eléctrica entre los países centroamericanos para poder analizar el efecto de la importación y exportación de energía entre los países vecinos.
2. Análisis de la reserva primaria y secundaria como efecto de una alta penetración de fuentes variables al sistema eléctrico hondureño, efecto directo en la frecuencia del sistema.
3. Impacto de la generación solar fotovoltaica en la reducción en la importación de combustibles fósiles para ser usados en el parque de generación térmica y efectos directos en la reducción de gases efecto invernadero.
4. Análisis de los costos de arranque y costos de incremento de potencia para las plantas térmicas por efecto de la inyección de energía solar fotovoltaica en el sistema.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Banco Mundial, B. I. de R. y F. (2016). Análisis Técnico y Económico de Máxima Penetración de Energía Eólica y Solar en la Red Eléctrica de Honduras.
- Bienvenidos a Ente Operador Regional. (s. f.). Recuperado 13 de septiembre de 2018, de <http://www.enteoperador.org/#>
- EIA - Annual Energy Outlook 2018. (s. f.). Recuperado 14 de septiembre de 2018, de <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>
- El sector eléctrico en Costa Rica. (2017, febrero 15). Recuperado 17 de junio de 2018, de <https://www.academiaca.or.cr/programa-vision/sector-electrico-costa-rica/>
- ENEE. (2016, noviembre). Plan Estratégico Empresa Nacional de Energía Eléctrica 2016 - 2020.
- ENEE. (2017, 2018). Boletines Estadísticos 2017 - 2018. Recuperado 1 de junio de 2018, de <http://www.enee.hn/index.php/planificacionicono/182-boletines-estadisticos>
- ENTE OPERADOR REGIONAL. (2018a). *INFORME DE METODOLOGÍA Y PREMISAS PLANEAMIENTO OPERATIVO DE AMERICA CENTRAL 2018-2019* (Metodología No. I Semestre 2018) (p. 14). EOR, El Salvador.
- ENTE OPERADOR REGIONAL. (2018b). *PLANEAMIENTO OPERATIVO DE AMÉRICA CENTRAL 2018-2019* (Informe de resultados No. I Semestre 2018) (p. 61). EOR, El Salvador.
- Fatouros, P., Konstantelos, I., Papadaskalopoulos, D., & Strbac, G. (2017). Stochastic Dual Dynamic Programming for Operation of DER Aggregators under Multidimensional Uncertainty. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, *PP*, 1-1. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2017.2764065>
- Flores, W. (2016). *El sector energía de Honduras aspectos necesarios para su comprensión y*

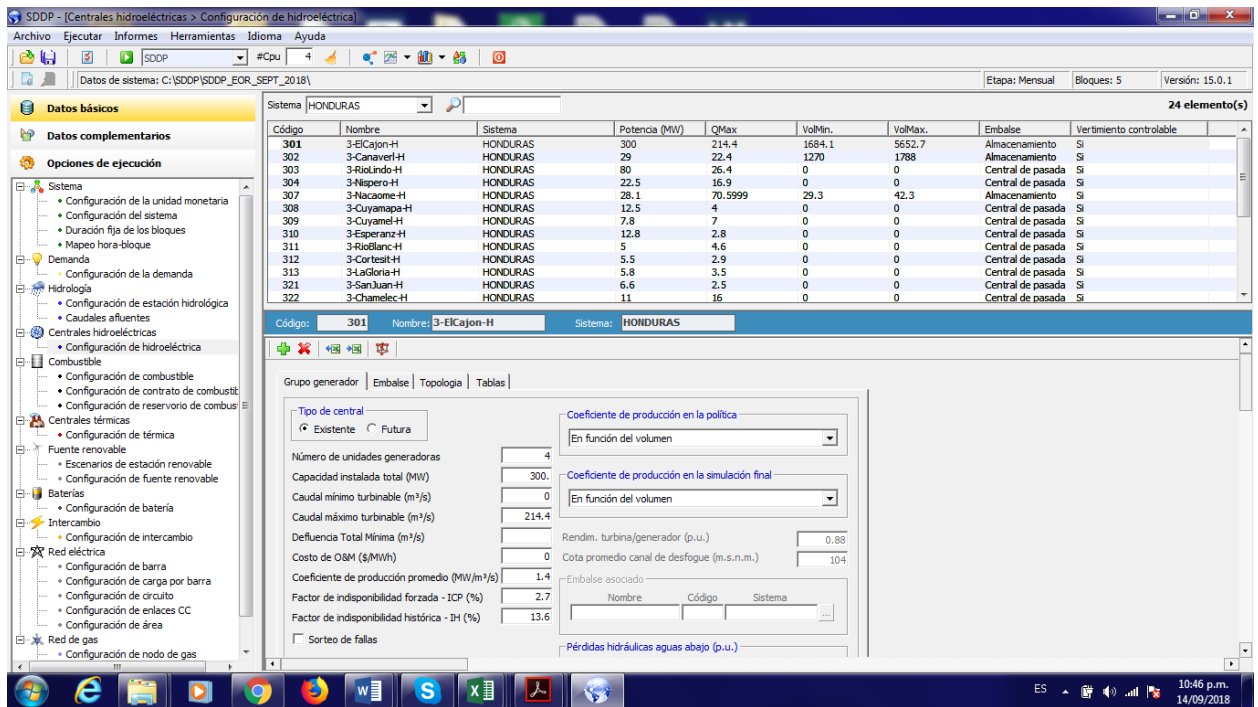
- estudio* (1.^a ed.). Honduras: Centro Publicitario elCountry. ISBN: 978-99926-52-78-7
- Flores, W., Meraz, P., Berrios, J., Melara, D., Barahona, C., and Sifuentes, W. (2018). The Solar eclipse of August 21, 2017 in Honduras: Evidence of the impact on the power system operation. *IEEE Transmission and Distribution LA, 2018, Lima, Peru, 17-21 september, 2018*.
- Levy, A., Anaya, F., & Vieira de Carvalho, A. (2017). Sol, viento, fuego y agua: El futuro de las energías renovables no convencionales en Centroamérica.
<https://doi.org/10.18235/0000936>
- LEY DE PROMOCIÓN A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON RECURSOS RENOVABLES, Pub. L. No. 70-2017, 15 (2007).
- Loutan, C., & Gevorgian, V. (2017). Using renewables to operate a low-carbon grid: Demonstration of advanced reliability services from a utility-scale solar pv plant, 66.
- Matriz histórica de generación | CNEE. (s. f.). Recuperado 17 de junio de 2018, de
http://www.cnee.gob.gt/wp/?page_id=3293
- MERAZ MATAMOROS, P. D. J. (2017). *Análisis comparativo del despacho económico en el sistema eléctrico de potencia hondureño considerando los contratos de compra de energía al 2017*. Tesis de Maestría en Gestión de Energías Renovables, UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA, UNITEC, Tegucigalpa, Honduras, 2017.
- PSR. (2018). S D DP MA N U A L DE ME T O DO LOG Í A.
- Ramos, A., Alonso-Ayuso, A., & Pérez, G. (2011). *Optimización bajo incertidumbre*. Madrid, UNKNOWN: Universidad Pontificia Comillas. Recuperado de
<http://ebookcentral.proquest.com/lib/bvunitecvirtualsp/detail.action?docID=4776113>
- REFORMA LEY DE INCENTIVOS A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON RECURSOS RENOVABLES, Pub. L. No. 138-2013 (2013).

- Rojas Navarrete, M. E. (2017, diciembre 20). Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2016. CEPAL. Recuperado de <https://www.cepal.org/es/publicaciones/42720-estadisticas-subsector-electrico-paises-sistema-la-integracion-centroamericana>
- Sepúlveda, L., & Rudnick, H. (2018). Impacto de Costos Ambientales en el Despacho del Sistema Interconectado Central.
- Serrano, M. G. (2017, diciembre 20). América Central busca optimizar el costo de la energía a través de las renovables [Text]. Recuperado 1 de junio de 2018, de <http://blogs.worldbank.org/latinamerica/es/am-rica-central-busca-optimizar-el-costo-de-la-energ-trav-s-de-las-renovables>
- Short-Term Energy Outlook - U.S. Energy Information Administration (EIA). (s. f.). Recuperado 14 de septiembre de 2018, de <https://www.eia.gov/outlooks/steo/>
- Software |. (s. f.). Recuperado 30 de junio de 2018, de <https://www.psr-inc.com/software-es/>
- Sifuentes, W. (2006). *Despacho Económico Activo-reactivo de Corto Plazo Multiembalse Multinodal. Aplicación de Técnicas de Descomposición*. Tesis Doctoral, UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN JUAN, Argentina, agosto 2006.

ANEXOS

Anexo 1 Programa de simulación para optimización de despacho eléctrico a mediano y largo plazo SDDP.

SDDP es un modelo de despacho hidrotérmico con representación de la red de transmisión y utilizado en los estudios operativos de corto, mediano y largo plazos. El modelo calcula la política operativa estocástica de mínimo costo de un sistema hidrotérmico.



Informe de Convergencia con plantas solares fotovoltaicas

Iter	Zinf	Zsup	Gap	Tol	CPURec	CPUFwr
1	830,000.00	831,000.00	1082	12,694.00	1,324.00	115.00
Cpu time Política Operativa (s)	1,460.00					
Costo Promedio	935,622.45					
Cpu time Simulación Operativa (s)	1,473.00					
Total CPU time	2967 s					

Anexo 2 Flujo de entrada caudal m3/s principales plantas hidroeléctricas de Honduras

Etap	ElCajon-H	Cañaveral	Rio Lindo	Nispero	Nacaome
-5	77.90	20.40	21.60	4.00	42.40
-4	277.10	26.30	28.10	4.80	34.00
-3	258.80	40.90	43.20	7.30	131.80
-2	346.90	49.40	51.30	13.40	37.70
-1	388.80	44.30	47.10	19.50	55.10
0	87.50	17.00	20.10	6.70	22.40
1	74.04	12.57	14.52	5.41	3.24
2	45.13	7.81	9.57	3.53	1.51
3	31.68	5.29	7.00	2.29	1.06
4	24.76	2.95	4.06	1.48	0.62
5	22.67	3.70	4.93	1.15	1.07
6	41.90	11.62	13.13	1.23	22.06
7	159.03	27.87	29.33	6.95	77.47
8	144.91	27.71	29.86	8.60	18.93
9	177.50	33.41	35.66	10.04	33.21
10	292.92	39.66	41.82	15.59	135.05
11	271.77	32.18	34.44	15.10	100.63
12	115.48	16.70	19.16	6.83	17.23
13	58.61	11.71	13.48	5.09	3.86
14	43.90	7.35	9.05	3.14	1.62
15	30.53	4.89	6.44	2.28	1.17
16	23.76	2.52	3.75	1.48	0.75
17	22.52	3.32	4.67	1.22	1.22
18	42.63	11.69	13.05	1.19	21.88
19	148.42	27.30	28.67	6.58	71.17
20	133.24	26.09	28.30	8.04	17.44
21	168.19	34.23	36.52	9.77	32.86
22	283.10	39.27	41.53	14.86	112.53
23	269.44	32.13	34.51	14.13	87.90
24	115.96	17.49	19.91	6.61	17.23
25	57.85	12.07	13.54	4.96	3.24
26	44.44	7.69	9.40	3.29	1.60
27	31.28	5.74	7.28	2.29	1.07
28	23.74	2.27	3.57	1.43	0.67
29	24.11	3.40	4.78	1.20	1.25
30	48.58	12.00	13.39	1.19	24.22
31	138.62	27.05	28.47	6.39	71.96
32	152.46	27.19	29.41	8.19	18.74
33	180.79	32.38	34.74	9.72	31.78

Etap	ElCajon-H	Cañaveral	Rio Lindo	Nispero	Nacaome
34	303.38	38.19	40.50	15.48	131.65
35	269.78	31.36	33.73	15.28	87.13
36	119.66	17.04	19.50	7.62	16.59
37	57.81	12.33	14.02	5.22	3.15
38	42.86	7.19	8.93	3.38	1.59
39	30.31	5.22	6.87	2.28	1.05
40	23.72	2.35	3.64	1.46	0.70
41	22.99	3.53	4.90	1.25	1.15
42	49.74	11.76	13.17	1.20	22.69
43	180.46	27.29	28.72	7.17	84.98
44	159.54	28.89	31.04	9.34	22.64
45	188.65	34.60	36.83	10.60	47.65
46	326.17	39.33	41.56	16.61	151.83
47	268.74	32.50	34.77	15.71	112.83
48	119.10	17.01	19.31	6.83	20.57
49	59.85	11.11	13.03	5.15	3.66
50	45.92	7.69	9.44	3.48	1.69
51	31.79	5.01	6.51	2.37	1.11
52	25.01	2.93	4.14	1.48	0.80
53	24.05	4.14	5.45	1.21	1.18
54	44.01	11.70	13.07	1.17	21.40
55	145.61	27.34	28.74	6.96	71.73
56	142.55	25.23	27.31	8.41	19.08
57	178.10	31.86	34.12	10.02	43.35
58	301.29	36.13	38.27	15.22	133.56
59	263.91	32.21	34.47	15.33	104.01
60	111.11	16.48	18.86	7.13	16.85
61	57.34	12.20	13.41	5.31	3.55
62	43.81	7.30	8.97	3.27	1.69
63	30.75	5.14	6.65	2.23	1.08
64	23.43	2.62	3.78	1.42	0.71
65	22.36	3.55	4.79	1.21	1.19
66	43.96	10.73	12.12	1.19	22.17
67	150.40	27.78	29.15	7.21	83.69
68	136.89	26.35	28.48	8.88	19.67
69	166.08	33.38	35.60	10.07	35.71
70	283.95	37.61	39.80	15.56	130.97
71	261.11	31.89	34.23	14.64	100.40
72	105.28	17.18	19.49	6.61	17.52

Anexo 3 Cota final en metros, comparativos represa hidroeléctrica El Cajón. Ambos escenarios, con y sin plantas solares fotovoltaicas

Etapas	ElCajon-H_con_FV (m)	3-ElCajon-H_Sin_FV (m)
1	283.0162	284.7343
2	280.1085	283.1069
3	276.3631	279.995
4	272.3642	276.0289
5	268.017	271.9226
6	264.7183	269.1409
7	266.8869	270.421
8	268.9694	271.1602
9	271.374	272.8844
10	277.2704	278.666
11	283.0616	283.3794
12	283.5507	283.4998
13	281.4717	282.5602
14	278.6332	280.5752
15	275.171	277.5304
16	271.2823	273.5458
17	267.22	269.276
18	266.3762	267.095
19	268.7427	269.1471
20	269.8961	270.3637
21	271.9881	272.8125
22	277.8473	278.7511
23	283.1552	283.7043
24	283.6857	283.7056
25	282.3675	282.3803
26	279.9747	280.1803
27	277.1193	276.8521
28	273.0908	272.805
29	268.8318	268.4436
30	266.2119	265.6315
31	266.7341	266.4589
32	268.098	267.8168
33	270.2051	270.1044
34	276.7039	276.439
35	280.2076	280.3378
36	279.3736	280.6645
37	276.4616	278.8966
38	273.2059	276.0123
39	269.0764	271.9749

Etapas	ElCajon-H_con_FV	3-ElCajon-H_Sin_FV
40	264.2545	267.4934
41	259.2171	262.479
42	257.5865	259.3162
43	260.9283	262.2192
44	262.5378	263.6586
45	265.2083	266.1589
46	271.2153	272.5759
47	274.4401	276.0355
48	273.0264	274.8491
49	269.7423	272.0572
50	266.653	268.8672
51	262.0592	264.5735
52	256.8462	259.6856
53	250.9057	254.4271
54	248.1217	251.5794
55	248.355	253.6232
56	250.8243	255.7082
57	255.1584	259.2614
58	263.9499	267.049
59	268.4671	271.67
60	266.7936	270.2601
61	263.0295	266.658
62	258.8493	262.6609
63	253.0642	257.1925
64	246.5625	250.7842
65	239.1567	243.5977
66	233.9913	237.265
67	234.1319	236.6367
68	234.0073	235.8022
69	236.1333	237.2452
70	243.6698	244.1019
71	248.3728	248.574
72	244.9279	245.0743

Anexo 4 Demanda estimada para el horizonte de estudio. Resultado del modelo SDDP

Año	Etapas	Serie	Total GWh
2019	1	100	856.55
	2	100	778.48
	3	100	903.57
	4	100	922.95
	5	100	924.86
	6	100	879.09
	7	100	878.83
	8	100	902.21
	9	100	861.25
	10	100	882.87
	11	100	836.31
	12	100	864.22
2020	13	100	890.62
	14	100	809.39
	15	100	939.34
	16	100	959.26
	17	100	961.57
	18	100	913.59
	19	100	913.73
	20	100	937.87
	21	100	895.30
	22	100	917.87
	23	100	869.51
	24	100	898.58
2021	25	100	927.47
	26	100	842.85
	27	100	978.06
	28	100	998.54
	29	100	1,001.29
	30	100	950.93
	31	100	951.47
	32	100	976.47
	33	100	932.12
	34	100	955.77
	35	100	905.49
	36	100	935.83

Año	Etapa	Serie	Total GWh
2022	37	100	965.46
	38	100	877.36
	39	100	1,017.95
	40	100	1,039.04
	41	100	1,042.26
	42	100	989.45
	43	100	990.40
	44	100	1,016.29
	45	100	970.09
	46	100	994.84
	47	100	942.57
	48	100	974.18
2023	49	100	965.46
	50	100	877.36
	51	100	1,017.95
	52	100	1,039.04
	53	100	1,042.26
	54	100	989.45
	55	100	990.40
	56	100	1,016.29
	57	100	970.09
	58	100	994.84
	59	100	942.57
	60	100	974.18
2024	61	100	965.46
	62	100	877.36
	63	100	1,017.95
	64	100	1,039.04
	65	100	1,042.26
	66	100	989.45
	67	100	990.40
	68	100	1,016.29
	69	100	970.09
	70	100	994.84
	71	100	942.57
	72	100	974.18
Grand Total			68,213.74

Anexo 5 Ingreso spot de plantas renovables para el año 2019. Resultado del modelo SDDP

Año	Etap	Con plantas FV			sin plantas FV		
		k\$	GWh	US\$/MWh	k\$	GWh	US\$/MWh
2019	1	15,328.30	200.54	76.44	4,826.84	54.60	88.40
	2	13,351.97	177.41	75.26	3,522.31	37.71	93.41
	3	14,394.05	184.07	78.20	3,143.35	33.30	94.40
	4	15,442.14	188.29	82.01	3,059.58	30.68	99.73
	5	17,242.33	213.42	80.79	4,841.82	51.64	93.76
	6	21,836.29	272.54	80.12	11,553.37	128.66	89.80
	7	18,352.48	220.27	83.32	12,278.91	135.15	90.86
	8	20,438.10	249.30	81.98	14,369.47	157.29	91.36
	9	22,210.61	263.91	84.16	15,859.60	174.49	90.89
	10	23,142.60	279.26	82.87	17,088.37	180.56	94.64
	11	17,735.46	205.26	86.41	10,799.56	114.34	94.45
	12	13,122.77	156.55	83.83	6,696.04	71.97	93.04