



Decanato de Posgrado

**Trabajo final para optar por el Título de
Maestría en Ingeniería Eléctrica mención Potencia**

Título

**Propuesta de mejora al mecanismo de remuneración de seguridad
de suministro en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República
Dominicana, inclusión pagos por capacidad a la generación con
energía renovables.**

Sustentante

Carlos Efraín Martínez Mata

2019-0452

Profesor:

Emilio J. Contreras, MSEE, MBA

Santo Domingo, D.N.
Abril, 2021

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero agradecer a Dios nuestro creador por su misericordia para con nosotros, por permitirme cursar el Máster en Ingeniería Eléctrica Mención Potencia sin ningún contratiempo en época de pandemia.

A mi jefe y asesor René Báez Santana, muchas gracias por sus orientaciones, su disposición para conmigo y por sus importantes aportes para poder desarrollar este trabajo final.

Agradecerle al Organismo Coordinador OC-SENI en especial la Gerencia Comercial por permitirme cursar la maestría, por facilitarme las informaciones y herramientas necesarias para desarrollar el modelo propuesto.

A mis Padres Carlos y Adriana por su amor incondicional, a mi esposa Luly por su ayuda y comprensión y por último a mis dos (2) hijos Emma y Matteo quienes me sirvieron de gran motivación para cursar y terminar esta maestría.

ÍNDICES GENERAL

1. Introducción y objetivos.	1
1.1. Introducción.	2
1.2. Objetivos.	5
2. Descripción del Estado del Arte.	6
2.1. Preocupación por la confiabilidad del suministro.	7
2.2. Concepto de confiabilidad del sistema y seguridad del suministro.	8
2.3. Índices de confiabilidad.	10
2.3.1. Índices de confiabilidad deterministas.	11
2.3.2. Índices de confiabilidad probabilistas.	12
2.4. Firmeza en los Sistemas de Potencia.	14
2.4.1. Métodos basados en procedimientos heurísticos.	15
2.4.2. Métodos basados en técnicas de convolución.	15
2.5. Mecanismos de seguridad del suministro.	16
2.5.1. Mercado de solo precio de energía.	16
2.5.2. Mecanismos de precio.	17
2.5.3. Mecanismos de cantidad.	18
2.6. Caracterización del Mecanismo de suministro en el MEM de la REP. DOM. 19	
2.7. Esquema de apoyo a las fuentes de energías renovables.	20
2.7.1. Mecanismos basados en el precio.	21
2.7.2. Mecanismos basados en cantidades.	22
2.7.3. Mecanismos basados en la capacidad.	22

2.8. Valor de capacidad o crédito de capacidad para fuentes de energía renovables.	23
3. Situación Actual MEM República Dominicana.	26
3.1. Descripción del sistema y mercado eléctrico dominicano.	27
3.2. Evolución del mercado eléctrico Mayorista de la República Dominicana.	30
3.3. Mercado Eléctrico Mayorista.	33
3.4. Mercado Spot.	34
3.5. Mecanismo de servicios auxiliares.	35
3.6. Red de transmisión, pérdidas y congestiones.	36
3.7. Mecanismo de capacidad.	37
3.8. Esquema de apoyo renovable.	41
3.9. Descripción del problema.	43
3.9.1. Formulación del problema.	46
4. Propuesta.	48
5. Metodología propuesta.	52
5.1. Modelo	53
5.2. Supuestos y simplificaciones en el modelo	57
5.3. Fuente de datos.	58
5.4. Metodología	60

6. Resultados	62
6.1. Caso Base	63
6.2. Caso 1	65
6.3. Resultado Metodología.	68
6.4. Caso estudio, Aplicación en las Transacciones económicas	69
7. Discusión	75
8. Conclusiones	78
9. Recomendaciones	81
10. Bibliografías	84
11. Apéndice	87

Índice de Figuras

FIGURA 1. CURVA DE CARGA CARACTERÍSTICA.....	27
FIGURA 2. CAPACIDAD INSTALADA POR TECNOLOGÍA [%] PARA EL 2020.....	28
FIGURA 3. CAPACIDAD INSTALADA POR PROPIETARIO DICIEMBRE 2020.....	32
FIGURA 4. ENERGÍA TRANSADA MERCADO SPOT VS MERCADO DE CONTRATO AÑO 2020.....	33
FIGURA 5. POTENCIA FIRME MENSUAL EN EL PERIODO 2015 – 2020 [MW].....	45
FIGURA 6. DEMANDA MÁXIMA EN HORAS DE PUNTA 2020.....	46
FIGURA 7. DESPACHO SEMANA DEL 11 AL 17 DE JULIO 2020 SALIDA DEL MODELO CASO BASE.....	64
FIGURA 8. DESPACHO SEMANA DEL 11 AL 17 DE JULIO 2020 SALIDA DEL MODELO CASO 1.....	67
FIGURA 9. COMPARACIÓN POTENCIA FIRME MÉTODO PROPUESTO VS DICIEMBRE 2020.....	74
FIGURA 10. DISTRIBUCIÓN VALOR DE CAPACIDAD POR TIPO DE ENERGÍAS RENOVABLES.....	74

Índice de Tablas

TABLA 1. MODELO CONCEPTUAL DE LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DE LA REPÚBLICA DOMINICANA.....	19
TABLA 2. NÚMERO DE PARTICIPANTES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DOMINICANO.....	29
TABLA 3. INCENTIVOS A LAS FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE EN REPÚBLICA DOMINICANA.....	42
TABLA 4. PROBLEMÁTICAS QUE SE PROPONE RESOLVER REFERENTE AL MECANISMO DE SEGURIDAD DE SUMINISTRO REP. DOM.	47
TABLA 5. DESPACHO MODELO GAMS ENERGÍA POR TECNOLOGÍA (CASO BASE) AÑO 2020.....	63
TABLA 6. POTENCIA EFECTIVA NETA OPTIMA RESULTADO SIMULACIÓN GAMS EN [MW] (CASO BASE).	65
TABLA 7. DIFERENCIA DESPACHO MODELO GAMS ENERGÍA POR TECNOLOGÍA AÑO 2020.....	66
TABLA 8. POTENCIA EFECTIVA NETA OPTIMA RESULTADO SIMULACIÓN GAMS EN [MW] (CASO 1). .	68
TABLA 9. DIFERENCIA POTENCIA EFECTIVA NETA EN [MW].	69
TABLA 10. DEMANDA MÁXIMA A CONSIDERAR PARA LA REMUNERACIÓN POTENCIA FIRME.....	70
TABLA 11. POTENCIA FIRME TERMOELÉCTRICA APLICACIÓN METODOLOGÍA PROPUESTA.....	71
TABLA 12. POTENCIA FIRME TERMOELÉCTRICA Y RENOVABLE APLICACIÓN METODOLOGÍA PROPUESTA.....	72
TABLA 13. VALORIZACIÓN POTENCIA FIRME TÉRMICA DICIEMBRE 2020.....	73
TABLA 14. POTENCIA EFECTIVA NETA TÉRMICA DICIEMBRE 2020.....	88
TABLA 15. CAPACIDAD INSTALADA ENERGÍA RENOVABLE 2020.....	90
TABLA 16. CAPACIDAD INSTALADA ENERGÍA RENOVABLE 2020.....	92
TABLA 17. DATOS DE CENTRALES GAMS.....	93

Lista de abreviaturas

CCGTN:	Ciclo Combinado a Gas Natural.
CDEEE:	Corporación dominicana de empresas eléctricas estatales.
CNE:	Comisión Nacional de Energía.
COALST:	Turbina de vapor a carbón.
ELCC:	Capacidad efectiva de cubrir la carga.
ENS:	Energía No servida.
ERNC:	Energías renovables no convencionales.
ETED:	Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana.
FCE:	Capacidad equivalente firme.
FER:	Fuentes de energías Renovables
FOR:	Tasa de salida forzada.
FUOENG:	Motores de combustión interna fuel Oíl.
GNENG:	Motores de combustión interna Gas Natural.
LOEP:	Probabilidad de pérdida de energía.
LOLE:	Pérdida de carga esperada.
LOLP:	Probabilidad de pérdida de carga.
MEM:	Mercado Eléctrico Mayorista.
NERC:	North American Electric Reliability Corporation.
OCGTFO:	Ciclo combinado Fuel Oíl.
OCGTNG:	Ciclo combinado Gas Natural.
OC-SENI:	Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado.
RALGE:	Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad.
RM:	Margen de reservas.
SENI:	Sistema Eléctrico Nacional Interconectado.
SIE:	Superintendencia de Electricidad.
XLLOL:	Pérdida de carga esperada.

Lista de Símbolos

p	Set de periodos horarios ($p \in H$).
g	Set de generadores.
F	Set de generadores de combustión fósiles ($F \in g$).
W	Set de generadores ($W \in g$).
S	Set de generadores solares fotovoltaico ($S \in g$).
DM_p	Demanda en periodo 'p' [MW].
CMP	Costo marginal de potencia de punta [\$/MW/año].
VC_g	Costos variables del generador 'g' ($F \in g$) [\$/MWh].
SU_g	Costo arranque en marcha del generador 'g' ($F \in g$) [\$/MW].
PC	Precio tope / precio de escasez [\$/MWh].
$QMIN_g$	Capacidad mínima de producción como porcentaje de la capacidad total [%].
FOR_g	Tasa de interrupción forzosa del generador 'g' ($F \in g$) [%].
AF_g	Factor de disponibilidad anual del generador 'g' ($F \in g$) [%].
$AVAIL_{p,g}$	Disponibilidad horaria de generación renovables ($W, S \in g$) [%].
x_g	Potencia efectiva neta de tecnología combustibles fósiles ($g \in F$), y capacidad instalada de cada tecnología viento ($g \in W$) y solar ($g \in S$) [MW].
$e_{p,g}$	Despacho horario de energía para cada generador 'g' durante el periodo 'p' [MWh].
$pmin_{p,g}$	Despacho por hora de energía de mínimo técnico para cada generador 'g' durante el periodo 'p' ($F \in g$) [MWh].
$e1_{p,g}$	Despacho por hora de energía por encima del mínimo técnico para cada generador 'g' durante el periodo 'p' ($F \in g$) [MWh].
nse_p	Energía no servida para cada periodo 'p' [MWh].
$suc_{p,g}$	Capacidad de arranque de cada generador 'g' ($F \in g$) durante la hora 'p', que corresponde a la salida mínima.

Resumen.

El diseño de cualquier propuesta regulatoria en el mercado eléctrico debe realizarse de forma tal que no se produzcan tratamientos diferenciados para un mismo grupo de agentes (Generadores), es por ello que las señales económicas del mercado deben ser percibidas de la misma manera para todos los agentes involucrados. Este trabajo propone una mejora al mecanismo de remuneración de seguridad de suministro en el MEM de la Rep. Dom., donde se plantea una metodología para determinar el valor de capacidad de los generadores de fuentes de energía renovables.

Para determinar la contribución de firmeza o valor de capacidad de las renovables se utilizaron las inyecciones netas para el año 2020 de todas las centrales eólicas y solares existentes, en base a estos insumos y otros parámetros se determinaron unos índices de confiabilidad, que luego de modelar la salida de las renovables, estos índices deberán ser garantizados por el despacho de las centrales térmicas. Las diferencias de las potencias de cada escenario, se utilizó para medir la contribución de las renovables.

La metodología arrojó que para el año 2020, el valor de capacidad del parque de generación renovables de la Rep. Dom. es de 34.75 MW para la fotovoltaicas y 129.91 MW para eólicas, lo que representa un 29% de la capacidad instalada renovable existente, lo cual es un valor considerable si lo comparamos con cero (0) que actualmente es aplicado para este tipo de centrales en base a la aplicación de la normativa vigente.

Palabras clave: energías renovables, mecanismos de capacidad, valor de capacidad.

ABSTRACT

The design of any regulatory proposal in the electricity market must be carried out in such a way that no discrimination is produced for a same group of agents (Generators) that is why the economic signals of the market must be perceived in the same way for all agents involved. This work proposes an improvement in the remuneration mechanism for security of supply in the Dominican wholesale electricity market, where a methodology is proposed to determine the capacity value of generators from renewable energy sources.

To determine the firmness contribution or capacity value of renewables, the net injections for the year 2020 of all existing wind and solar plants were used. Based on these inputs and other parameters, reliability indices were determined, which after modeling the output of renewables, these indexes must be guaranteed by the dispatch of the thermal power plants. The differences in the capacity of each scenario were used to measure the contribution of renewables.

The methodology showed that by 2020, the capacity value of the renewable generation in the Dominican Republic is 34.75 MW for photovoltaic and 129.91 MW for wind, which represents 29% of the existing installed renewable capacity, which is a considerable value if it is compared with zero (0) that is currently applied to this type of technologies based on the application of current regulations.

Capítulo 1

1. Introducción y objetivos.

1.1. Introducción.

La electricidad es de vital importancia para el desarrollo social y económico, las sociedades modernas dependen por completo de la disponibilidad de la energía eléctrica. De ahí que sea de gran importancia para el ente regulador y los operadores de los sistemas eléctricos que los mismo funcionen correctamente, evitando situaciones de emergencia y/o apagones.

La liberalización de los mercados eléctricos modificó los riesgos que los inversores hasta ese momento solían enfrentarse, y ahora el cambio de mix de generación tradicional por la llegada de las tecnologías renovables ha cambiado la forma de ver la confiabilidad en los sistemas eléctricos. Por lo que los reguladores y los agentes tratan de implementar diferentes soluciones que permiten evolucionar los sistemas acordes a las nuevas realidades.

Como en otros países, la República Dominicana no es la excepción, nuestra normativa no ha dado ese cambio en relación con los nuevos tiempos o al mix de generación que existe actualmente. Que de crear medidas para incentivar un tipo de tecnología debe de pasar a crear las condiciones para que todas las centrales en el Mercado Mayorista compitan con las mismas reglas del juego. En este trabajo se desarrolla una metodología y propone unas adecuaciones a la normativa para que las señales económicas de pago por capacidad sean percibidas de la misma manera para todos los agentes involucrados.

El mecanismo de seguridad de suministro en vigor en República Dominicana sólo remunera generación convencional (contando generación hidroeléctrica), pero que pasaría si se evidencia que la integración de energía

renovable tiene un impacto positivo en la confiabilidad del sistema, ¿esto podría servir como justificación para que sean remuneradas por sus aportes a la confiabilidad?

La participación de energías renovables en el sector eléctrico a nivel nacional asciende al 11.3% de la generación eléctrica total. Esto se conforma de un 7.5% de energía eólica, y un 3.8% corresponde a energía solar fotovoltaica, mediante los cálculos realizado por el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (OC-SENI) se evidencia que las mismas se encuentran contribuyendo en un 5% del total de las inyecciones en las horas de la Demanda de Punta. Se estima que este crecimiento continúe en los próximos años.

La metodología propuesta para resolver la problemática antes descrita está basada en un modelo de programación lineal que optimiza una función de minimización de costos utilizando el solucionador CPLEX. Esta propuesta está orientada a igualar las condiciones de mercado de las renovables con otras tecnologías.

La estructura del trabajo es la siguiente. En capítulo 2 se presenta una revisión de los conceptos relacionados a la confiabilidad del sistema, mecanismos de seguridad del suministro, esquemas de apoyo a las Fuentes de Energías Renovables, y valor de capacidad de las Renovables.

En el capítulo 3 muestra una descripción general del Sistema y Mercado Eléctrico Dominicano, mediante la revisión de temas tales como el Mercados Mayorista, Mercado Spot, pagos de capacidad, también se plantean las problemáticas que motivan el desarrollo de este proyecto final.

Capítulo 4 presenta las propuestas para solucionar cada una de las problemáticas detallada en la sección 3.9, relativo al procedimiento de cálculo de la Potencia Firme de cada unidad generadora del SENI, específicamente artículo 269 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad.

En el capítulo 5 se describe la metodología que se propone con el objetivo de resolver la problemática presentada en la sección 3.9. Posteriormente, los resultados de la metodología se presentan en el Capítulo 6.

En el capítulo 7 se analizaron e interpretaron los resultados arrojados de la aplicación de la metodología. Las conclusiones de este trabajo se encuentran en el Capítulo 8.

Las recomendaciones y línea de investigación para futuros trabajos se encuentran en el capítulo 9. Finalmente, En el capítulo 10 se organizan las referencias que apoyaron este proyecto, y el Apéndice se encuentra en el capítulo 11.

1.2. Objetivos.

El objetivo principal es proponer una metodología que evalúe la contribución de las energías renovables (eólicas y solares) a la mejora de los índices de confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) con el fin de permitir que estas tecnologías participen en el mecanismo de remuneración de Potencia Firme.

El trabajo abordará objetivos adicionales tales como:

- Implementar un modelo para ser utilizado en la metodología de la remuneración de firmeza o valor de capacidad para las centrales renovables (eólicas y solares).
- Proponer adecuaciones al procedimiento de cálculo de la Potencia Firme de cada unidad generadora termoeléctrica del SENI artículo 269 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad (RALGE) para complementar la metodología propuesta.
- Validar la metodología con un caso de estudio de la República Dominicana.

Capítulo 2

2. Descripción del Estado del Arte.

En este capítulo se presenta una revisión de los conceptos relacionados a la confiabilidad del sistema, mecanismo de seguridad del suministro, índices de confiabilidad, caracterización del mecanismo de suministro en el MEM, esquemas de apoyo a las Fuentes de Energías Renovables, y valor de capacidad de las Renovables.

2.1. Preocupación por la confiabilidad del suministro.

Previo a la liberalización de las actividades de generación, en un escenario centralizado, las inversiones de la generación eran responsabilidad del ente central que solía tomar las decisiones necesarias para lograr un nivel aceptable de confiabilidad. Por lo que el problema de confiabilidad del suministro solía resolverse teóricamente de una manera más simple, aunque con errores de planificación desde el estado. Hoy en día en un mercado liberalizado en el sector generación la confiabilidad del sistema depende de alguna manera de las interacciones de mercado entre consumidores y generadores (libre competencia), pero las señales provistas por los consumidores no necesariamente garantizan todas las necesidades energéticas (suficiencia y seguridad) que el sistema necesita o al menos el nivel deseable por los reguladores.

Entre los principales impulsores que hacen que el mercado de libre competencia no sea un mecanismo suficiente para afrontar los problemas de confiabilidad según (P. Rodilla, & C. Batlle,) [1] son:

- Baja elasticidad de la demanda a corto plazo para determinar la probabilidad de tiempos de escasez.
- Alta penetración de generación variable.
- La aversión al riesgo de los inversores y reguladores.
- Regulación imperfecta existencia de Precio Tope.

2.2. Concepto de confiabilidad del sistema y seguridad del suministro.

La confiabilidad en el suministro de electricidad es una de las preocupaciones principales que guía la restructuración de la industria eléctrica, considerando que la electricidad tiene ciertas cualidades que la distinguen de otros productos (como el hecho de que sea producida y consumida de manera instantánea), y por otro lado, reconociendo que la electricidad es un componente fundamental de la sociedad cuyo abastecimiento impacta en el desarrollo social y económico de los países.

La definición de confiabilidad que tradicionalmente ha utilizado la NERC (North American Electric Reliability Corporation), comprende los conceptos de suficiencia y de confiabilidad de corto plazo. El término suficiencia se refiere a la capacidad del sistema eléctrico para suministrar la potencia eléctrica agregada y los requerimientos de energía de los consumidores de electricidad en todo momento. Y el término confiabilidad de corto plazo es la capacidad del sistema eléctrico para soportar perturbaciones repentinas, tales como cortocircuitos eléctricos o pérdida imprevista de los componentes del sistema.

En un sistema de energía, la confiabilidad se mide por la capacidad del sistema para asegurar la demanda del suministro. La confiabilidad es uno de los principales impulsores de la planificación y funcionamiento del sistema, ya que la estructura social y económica de un país depende de la seguridad de suministro de la electricidad tanto a corto como a largo plazo. Debido a esto, la confiabilidad se divide en dos partes: seguridad y adecuación [2].

De manera simplificada, la confiabilidad del sistema se puede evaluar tomando en cuenta las componentes temporales de largo, mediano y corto plazo, como se muestra a continuación:

$$\textit{Confiabilidad} = \textit{Política Energética} + \textit{Suficiencia} + \textit{Firmeza} + \textit{Seguridad}$$

Para comprender el problema de la seguridad de suministro, es necesario abordar sus cuatro dimensiones de tiempo diferentes como se describe por primera vez en Enhancing power supply adequacy in Spain [3]:

- “La seguridad: es la capacidad del sistema eléctrico para soportar imprevistos perturbaciones tales como cortocircuitos eléctricos o pérdidas inesperadas de componentes del sistema o desconexión repentina. En efecto, la seguridad dispone de capacidad suficiente y de procedimientos de operación adecuados para garantizar la operación segura en el corto plazo”.
- “La firmeza: se define como la disponibilidad de generación de corto y mediano plazo resultante de la programación operativa de la capacidad instalada. Su finalidad es garantizar un margen de reserva en el medio plazo. La remuneración de esta dimensión sirve como incentivo a la disponibilidad”.
- “La adecuación, a largo plazo, se refiere a la cuestión de si hay suficientes capacidades de generación y transmisión disponible instalada o por instalar, para cumplir la carga a largo plazo de manera eficiente. Su remuneración incentiva la inversión”.

- “La política de expansión estratégica gestiona los recursos e infraestructuras energéticas en el muy largo plazo. Esta dimensión generalmente involucra la diversificación del suministro de combustible y el mix de generación”.

Existe una interdependencia entre estas dimensiones. Los requisitos para la inversión en generación para satisfacer la demanda en años futuros deben ser consistentes con las necesidades a corto plazo. Asimismo, si el gobierno de un país establece un objetivo ambicioso de fuente de energía renovables intermitentes, debe asegurarse de que haya suficiente flexibilidad en la generación.

2.3. Índices de confiabilidad.

El objetivo principal de la planificación y operación de los sistemas eléctricos de energía es proporcionar niveles de confiabilidad a un costo mínimo. Para determinar qué es un nivel aceptable, primero se requiere establecer niveles de confiabilidad objetivo. El parámetro que mide aspectos relacionado con la confiabilidad del funcionamiento de un sistema eléctrico se conoce como índice de confiabilidad.

Los índices de confiabilidad que se describirán en los siguientes acápite miden la confiabilidad desde la perspectiva de la generación. Los aspectos más relevantes que deben cuantificar los índices de confiabilidad son el número o frecuencia de fallas, duración e incidencia de fallas.

Es fundamental aclarar que cada índice, determinista o probabilístico, tiene fortalezas y debilidades y, en consecuencia, no pueden proporcionar una descripción completa por sí sola de la confiabilidad del sistema.

2.3.1. Índices de confiabilidad deterministas.

Estos índices reflejan la continuidad promedio del suministro de un sistema y no consideran la incertidumbre en el funcionamiento del sistema eléctrico, se utilizan con frecuencia debido a su cálculo simple y la poca información necesaria para determinarlos. Otra característica es que permiten una fácil comparación entre sistemas. En el grupo de los índices de confiabilidad determinista encontramos los siguientes: Margen de reserva y pérdida del mayor generador.

Margen de reserva (RM): mide el exceso de capacidad de generación disponible para satisfacer la demanda máxima anual. El método es muy sencillo y fácil de usar. Sin embargo, presenta limitaciones al no tomar en cuenta las reservas de agua, tamaños de unidades, tecnologías o tasas de fallo. Se determina a partir de la siguiente expresión:

$RM[\text{en MW}] = \text{Generación Disponible} - \text{Potencia Máxima Demandada}$
$RM[\text{pu}] = \frac{\text{Generación Disponible} - \text{Potencia Máxima Demandada}}{\text{Potencia Máxima Demandada}}$

Pérdida del mayor generador (LU): este índice considera la posible indisponibilidad del mayor generador y presenta una mejora al (RM) al tomar en cuenta el tamaño de las centrales. Se determina a partir de la siguiente expresión:

$$LU[\text{en p.u.}] = RM [\text{en MW}] / \text{Potencia del mayor generador}$$

Un valor $LU < 1$ indica que en el sistema tendrá energía no servida en caso de que se pierda la unidad de mayor tamaño.

Un valor $LU > 1$ indica que la unidad más grande se puede perder sin tener energía no servida en el sistema.

2.3.2. Índices de confiabilidad probabilistas.

En contraste con los índices deterministas, los índices de confiabilidad probabilísticos consideran característica de estocasticidad del funcionamiento del sistema eléctrico. Además, permiten el análisis cuantitativo de las alternativas del sistema considerando parámetros que influyen en la confiabilidad, como las capacidades de las unidades generadoras individuales y la tasa de interrupción forzada de cada unidad [4]. Por tanto, se puede decir con seguridad que brindan más información y de mejor calidad.

Entre los índices de confiabilidad probabilistas encontramos los siguientes: probabilidad de pérdida de carga, pérdida de carga esperada, probabilidad de margen positivo, pérdida de energía esperada, probabilidad de pérdida de energía, pérdida de carga esperada, capacidad de carga efectiva, capacidad equivalente firme. A continuación, se detallan:

Probabilidad de pérdida de carga (LOLP) y Pérdida de carga esperada (LOLE). Refleja la probabilidad de que el sistema no tenga suficiente capacidad de generación disponible para satisfacer demanda total. El valor de LOLP representa una duración esperada de todas las interrupciones en lugar

de que la probabilidad de que ocurran estos cortes. Tomando en cuenta que la pérdida de carga esperada LOLE mide el número de días o de horas al año en las que se espera no satisfacer la demanda con la generación disponible, se puede expresar la LOLP en función de la LOLE.

$$LOLP_{365} = \frac{LOLE}{365 \text{ días}} \quad \text{ó} \quad LOLP_{8760} = \frac{LOLE}{3760 \text{ horas}}$$

Los índices de fiabilidad LOLP y LOLE son los más utilizados, sin embargo, presentan el inconveniente de señalar la única información de que hace falta generación, sin especificar detalles relacionados con la duración y la frecuencia de los fallos, ni con la incidencia de las pérdidas de carga.

Probabilidad de margen positivo (POPM). Refleja la probabilidad de satisfacer la demanda durante la hora de máxima demanda durante un año con generación disponible. POPM se expresa como una probabilidad de tener éxito en cubrir demanda en lugar de la probabilidad de no hacerlo.

Pérdida de energía esperada (LOEE). También conocido como energía esperada no servida (EENS) o Energía Esperada No Servida (EUE), LOEE mide la energía esperada no a suministrar por año por indisponibilidad de generación o escasez de energía primaria suministro.

Probabilidad de pérdida de energía (LOEP). Se define como la probabilidad de no suministrar un (1) kWh con la generación disponible. Eso representa la proporción de la cantidad esperada de energía no servida debido a no disponible capacidad de generación a la energía total requerida para el sistema.

$$LOEP(pu) = \frac{LOEE}{Carga\ Total}$$

Los índices de confiabilidad LOEE y LOEP miden la profundidad del fallo. El LOEE y el LOEP se recomiendan en sistemas hidrotérmicos que presentan límites de energía primaria.

Pérdida de carga esperada (XLOL). También conocido como carga esperada no suministrada (XLSN), este índice indica la magnitud esperada de la carga no servida una vez que se ha producido una falla sucedió. Se puede obtener mediante las siguientes expresiones:

$$XLOL(MW) = \frac{ENS(MWh)}{LOLE(horas)} = \frac{ENS(MWh)}{LOLP * 8760\ horas}$$

2.4. Firmeza en los Sistemas de Potencia.

La firmeza en los sistemas de potencia se define como la capacidad máxima que está disponible para generar durante un intervalo de tiempo definido. En la normativa vigente de la República Dominicana, el concepto de firmeza en el sistema de potencia se sustenta en la Potencia Firme, la cual se concibe como la potencia que puede ser suministrada con alto grado de confiabilidad por una unidad en los periodos de escasez. Las consideraciones de estas necesidades son relevantes para calcular la firmeza de cada tecnología para contribuir a la seguridad del sistema.

La metodología utilizada para evaluar la firmeza en los sistemas de potencia juega un papel importante para la determinación del problema. Ejemplo, la capacidad firme de una la planta generadora no será la misma en caso de que se calcule con base en los datos históricos, (procedimientos heurísticos), en lugar de si se calcula en base a la producción cuando existe un alto riesgo de escasez de oferta caracterizada por una alta precios en el Mercado Mayorista.

2.4.1. Métodos basados en procedimientos heurísticos.

Estos métodos tienen la ventaja de ser simples de calcular y se definen principalmente como función de la potencia máxima de salida de cada generador, determinada por el valor nominal capacidad y su tasa de interrupción definida por la disponibilidad técnica de la planta generadora, sin embargo, no son capaces de reflejar la contribución que hace cada generador a la fiabilidad del sistema. La fiabilidad no depende de forma exclusiva del aporte de capacidad de un generador, también depende de la contribución de los demás generadores que conforman el sistema. Un Ejemplos de estos métodos podemos obsérvalos en los mercados de capacidad PJM [5].

2.4.2. Métodos basados en técnicas de convolución.

Este método tiene la ventaja de que consideran al sistema en su conjunto al momento de determinar las contribuciones a la confiabilidad que realizan las unidades de generación. En estos métodos se toma en cuenta la capacidad de cada generador en el sistema. Para conocer la contribución individual, cada generador es removido del sistema mediante un proceso de desconvolución.

Con la ausencia de cada generador, el sistema registra una cantidad de energía no servida.

2.5. Mecanismos de seguridad del suministro.

Basado en índices de confiabilidad como los de la sección anterior, el ente regulador y los operadores del sistema eléctrico, han evaluado la seguridad del suministro. Si el rendimiento de un sistema es inadecuado, podría ser una señal de que se requiere intervención. En este enfoque, el regulador diseña un mecanismo que debería garantizar la seguridad del suministro. Otro enfoque es el mercado de solo energía mercados donde no hay intervención del regulador con la esperanza de que el mercado alcanzará el resultado eficiente por sí mismo en lo que respecta a la seguridad del suministro. Una explicación más detallada de estos métodos se puede ver en el Capítulo 12 de Regulation of the Power Sector [6]. En los siguientes acápite se abordarán algunos de los mecanismos implementados hasta el momento, para superar la incertidumbre asociada a la seguridad del suministro.

2.5.1. Mercado de solo precio de energía.

Mercado con solo precio de energía, el regulador decide no intervenir para garantizar la seguridad de suministro. Entonces, se esperaría que la demanda eventualmente aprenda a manejar el riesgo firmando contratos a largo plazo y respondiendo a los precios, el soporte teórico de este mercado está sustentado en el supuesto de elasticidad de la demanda. Esta manera de concebir los sistemas de energía eléctrica se observa en los mercados como

California hasta la crisis del 2001, Nord Pool (anillo energético entre Dinamarca, Suecia, Noruega y Finlandia) y el sistema Australiano de Victoria.

En los mercados que solo se paga energía, se observa que se cuenta con un parque de generación sobredimensionado y también cuentan con importantes interconexiones con otros sistemas. Por lo que la garantía de suministro a largo plazo no es un objetivo prioritario.

2.5.2. Mecanismos de precio.

Los pagos son determinados administrativamente por un producto orientado a garantizar la seguridad de suministro. Estos mecanismos se pueden resumir en lo que se denomina pagos por capacidad.

Pagos por capacidad. Consiste en pagos adicionales que se otorgan a los generadores con el objetivo de incentivar la inversión y su disponibilidad. El mecanismo representa una señal que estabiliza los ingresos de generadores, especialmente unidades marginales y/o unidades de pico. El regulador es responsable de definir el nivel de capacidad adicional requerido para cubrir el máximo demanda y establece el precio a pagar por la capacidad. Fue introducido por primera vez en Chile en 1982, y se ha utilizado en otros países como Reino Unido, Argentina, e Italia.

Este modelo presenta algunas desventajas. Si la implementación no se realiza correctamente, podría introducir distorsiones en las señales económicas y, en consecuencia, en el comportamiento de generadores en el mercado de corto plazo. También es difícil determinar el volumen de capacidad ser remunerado por las diferentes tecnologías en una combinación.

2.5.3.Mecanismos de cantidad.

Los mecanismos de cantidad difieren de los mecanismos de precio en que el ente regulador deja que el mercado fije el precio. En el mecanismo de cantidad, el regulador define un producto de confiabilidad y determina la cantidad a comprar, mientras que el mercado determina el precio. Algunos países en los cuales se aplica este tipo de mercado son: Guatemala, PJM, Brasil, Colombia, Francia entre otros sistemas.

Mercado de Capacidad, este modelo corrige el problema de determinar el precio de pago por capacidad, porque en este caso se organiza un mercado donde los consumidores compran potencia a los distintos generadores, y es mediante un cruce de oferta y demanda que se establece el precio de pago por MW. Dentro de estos mercados, los generadores no pueden contratar u ofrecer más que su suministro firme. Estos mercados pueden considerarse como una mezcla de acuerdos bilaterales a largo plazo obligatoria y el modelo de pagos por capacidad. Esto último se debe a que se realiza un pago a cambio por tener capacidad disponible en el mercado, y porque la demanda es requerida para comprar la oferta firme ofrecida en el mercado.

Subastas a largo plazo. Utilizadas en países como Colombia y Brasil, son subastas para contratos a largo plazo que garantizan una reducción en la exposición al riesgo del ganador de la subasta. Es caracterizado por el establecimiento de un período de retraso, que le da tiempo al ganador de la subasta para construir las unidades. Se puede encontrar una descripción completa de esta metodología en el apéndice del Capítulo 12 en Regulation of the Power Sector [6].

Reservas estratégicas. Como se ve en los países nórdicos (Suecia, Finlandia y Noruega), el operador del sistema compra reservas para los momentos en que la generación es escasa. El proceso para la selección de proveedores se realiza mediante subastas. Estos generadores solo se requieren para suministrar energía y capacidad en tiempos de escasez.

2.6. Caracterización del Mecanismo de suministro en el MEM de la REP. DOM.

El mecanismo de seguridad de suministro que actualmente es utilizado el MEM de la República Dominicana, permite identificar en el conjunto de enfoques regulatorios adoptado de los mercados competitivos orientados a garantizar la confiabilidad del sistema, la siguiente tabla muestra el diseño conceptual adoptado por la regulación.

Tabla 1. Modelo Conceptual de la Seguridad de Suministro en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Dominicana.

Fuente: Elaboración propia.

Concepto	Tipo	Modelo RD
Mecanismo de Seguridad de Suministro	De Precio	▪
	De Cantidad	
Caracterización del Mercado	Pago por Capacidad	▪
	Mercado de Capacidad	
	Subasta a largo plazo	
	Reservas estratégicas	

Concepto	Tipo	Modelo RD
Metodología de Cálculo de Potencia Firme	Técnicas Heurísticas	
	Técnicas Convolución	▪
	Optimización del Despacho	
Criterio de Pago por Capacidad	Mantener Margen de Reserva	
	Establecer Price Cap.	
	Disponibilidad en Momento de Escasez	▪

2.7. Esquema de apoyo a las fuentes de energías renovables.

Otra área importante de intervención regulatoria en el mercado eléctrico es la promoción de fuentes de energía renovables para abordar los objetivos de sostenibilidad. A continuación, una breve descripción de los diferentes esquemas de apoyo a las fuentes de energía renovable se da en las siguientes subsecciones. Las posibles implicaciones de estos esquemas de apoyo en República Dominicana también son analizadas con base en la valoración general realizada en Regulatory Design for RES-E Support Mechanisms [7]. Las dos metodologías más conocidas son: mecanismos basados en precios, que se determinan por el regulador o por el gobierno; y el basado en la cantidad, que se puede determinar a través de mecanismos de mercado.

2.7.1.Mecanismos basados en el precio.

Tarifa de alimentación (FIT). Es una política de suministro de energía que garantiza un precio específico a los generadores de energías renovables por la electricidad que producen. Estos pagos generalmente se otorgan como contratos a largo plazo establecidos durante un período de 15 años o más, donde el FIT es lo suficientemente alto para garantizar la recuperación a largo plazo de los costos de una tecnología determinada.

Prima de alimentación (FIP). La prima son pagos garantizados a los generadores renovables además de los precios del mercado de la electricidad; por tanto, el FIP funciona de forma similar a una especie de pago por “capacidad renovable”. Al igual que el FIT, estas primas son válidas por un periodo de contrato específico. El FIP puede ser constante o deslizante, es decir, con tasas o niveles variables dependiendo de la evolución de los precios de mercado.

Es más fácil implementar un FIP fijo, pero existe la posibilidad de una compensación excesiva cuando los precios de mercado son altos y los precios de mercado de compensación insuficiente son bajos. Por consiguiente, es normal complementar un FIP fijo con niveles de piso y tope ya sea para la prima o, por la remuneración total (FIP + precio de mercado).

Incentivos fiscales. Estos incentivos reducen el costo de financiamiento para los productores de fuentes de energía renovables, ya sea mediante depreciación o por exenciones fiscales. En el caso de la República Dominicana los incentivos están estipulados en la Ley 57-07.

2.7.2.Mecanismos basados en cantidades.

Estándar de cartera renovable (RPS). También conocido como certificados verdes (TGC). Establecen requisitos de cuotas para consumidores y/o generadores para garantizar que una parte de su electricidad provenga de fuentes renovables [8]. Esto certificados no significa necesariamente un requisito de generación, ya que puede aplicarse a consumidores para asegurar que un porcentaje de su electricidad provenga de fuentes de energía renovable. Los certificados se otorgan por cada unidad producida a partir de Energía renovable y luego se compran en un mercado secundario por aquellos requerido para cumplir con la cuota.

Subastas. A través de licitaciones, los gobiernos y reguladores establecen la capacidad renovable deseada para un período determinado. Esto sin duda traería las mejores ofertas técnicas económicas de los participantes. Al ganador de la licitación generalmente se le ofrece un contrato a largo plazo. Esta es una ventaja para los inversionistas ya que se reduce el riesgo; y para el regulador porque ya fija el precio a pagar a la energía renovable suministrada.

2.7.3.Mecanismos basados en la capacidad.

Es un esquema de apoyo a las fuentes de energía renovable relativamente nuevo en comparación con el precio y la cantidad. Este mecanismo tiene como objetivo cubrir la diferencia de los generadores entre los costos de inversión y sus ingresos de mercado, que harán rentable el proyecto y, por lo tanto, atractivo para los inversores. Tiene en cuenta varios factores. La primera cuestión es determinar el pago real a realizar a través del

mecanismo de recuperación de las inversiones, que corresponde a la diferencia entre los costos totales. En segundo lugar, la frecuencia (anual, mensual) y la actualización (por ejemplo, ajuste según el rendimiento). Finalmente, dado que existe la posibilidad de que los inversores prefieran utilizar tecnología de bajo costo para recuperar la inversión a través de este mecanismo, existe la necesidad de solicitar requisitos mínimos de desempeño junto con el incentivo. El análisis completo de las características de diseño de este mecanismo se proporciona en Revisiting Support Policies for RES-E [9].

2.8. Valor de capacidad o crédito de capacidad para fuentes de energía renovables.

El valor de capacidad mide la contribución de los generadores para asegurar la oferta de demanda. La contribución de la generación convencional depende de las características tales como su capacidad efectiva y su tasa de fallas. Del mismo modo debe estar asegurando la adquisición de combustible y que se haya dado el correcto mantenimiento para evitar cortes. Por otro lado, la generación de RES intermitente depende de la disponibilidad del recurso natural. Se ha comprobado que las fuentes de energías renovables tienen un impacto en la adecuación del sistema que justifica su valor de capacidad. No obstante, el valor de la capacidad puede variar entre el 10% y el 15% del valor para las eólicas y 25% a 30% para la solar según estudio Western Wind and Solar Integration Study [10], mientras que, para unidades convencionales, el valor de capacidad se aproxima al rango del 90% al 95%, dependiendo de la tasa de falla.

Los generadores convencionales tienen la ventaja de depender únicamente de su mecánica y disponibilidad de combustible, y una cierta tasa de fallas, por lo que tienen una mayor probabilidad de tener un alto valor de

capacidad. El caso de la generación renovable intermitente difiere, debido al alto grado de incertidumbre con respecto al recurso renovable, pero cuando está disponible, reduce el riesgo de falta de generación.

Hay algunos conceptos en la literatura relacionados con la determinación del valor de capacidad de la fuente de energía renovable intermitente como, por ejemplo:

Capacidad efectiva de cubrir la carga (ELCC). ELCC es un índice destinado a medir la Contribución que un generador individual o grupo de generadores hacen al sistema general, fue propuesto por primera vez en Effective load carrying capability of generating units [11]. Para su cálculo, es necesario definir un aumento de la demanda máxima que se puede cubrir con un generador de sistema, manteniendo constante un cierto índice de confiabilidad. Otro enfoque sería definir una mejora en el índice de confiabilidad y medir la demanda que necesita ser cubierto por un generador del sistema para alcanzar este nuevo nivel en el índice de confiabilidad. El cálculo del ELCC depende de las características de la unidad, es decir, potencia máxima, tasa de fallos, mantenimientos programados, así como las características del sistema de energía en que opera [12].

Comparación con la capacidad de carga de una planta convencional. Esta se puede hacer comparando el impacto en la confiabilidad al excluir la energía renovable y sustituirla por una capacidad convencional que mantenga el mismo nivel de confiabilidad; o por comparación directa con la capacidad de carga de una unidad convencional de prueba [13].

La contribución de la generación de fuente de energía renovable se puede comparar con la capacidad de los generadores diésel, turbinas de gas y otros tipos de tecnología convencionales que se necesitan para obtener el mismo impacto en la confiabilidad. Este enfoque se sigue en este trabajo para determinar la ELCC o valor de capacidad de la generación de energía renovable.

Muchos factores influyen en la forma en que se determina el ELCC para la energía renovable. El factor principal es la interacción de la disponibilidad y escasez de recursos naturales. Si tanto la solar como el viento pueden garantizar una capacidad sustancial durante las horas de escasez, el correspondiente valor de capacidad será relativamente alto. Por el contrario, si la contribución es pequeña o nula durante estos períodos, el valor de la capacidad resultará bajo o incluso cero. Para calcular el valor de la capacidad de las energías renovables, se necesita sus perfiles de generación, perfiles de carga y características de la generación convencional, como se explica en *Crediting Wind and Solar Renewables in Electricity Capacity Markets* [14].

Capítulo 3

3. Situación Actual MEM República Dominicana.

En este capítulo se presenta una descripción general del sistema y mercado eléctrico dominicano, mediante la revisión de temas como los mercados mayoristas, mercado Spot, los pagos de capacidad y el apoyo renovable esquema en vigor. También se plantean las problemáticas que motivan el desarrollo de este proyecto final.

3.1. Descripción del sistema y mercado eléctrico dominicano.

Mediante información obtenida de la memoria anual del 2020 del operador del sistema [15] las inyecciones totales anual fueron de 17,663.25 GWh, la demanda máxima fue de 2,696.06 MW, la cual que se produjo el 18 de agosto durante el periodo 21. A continuación se muestra la curva de carga característica del sistema para el día de la demanda máxima, en la cual se puede observar que los períodos de mayor demanda tienden estar entre los periodos 20 y 24 del día.

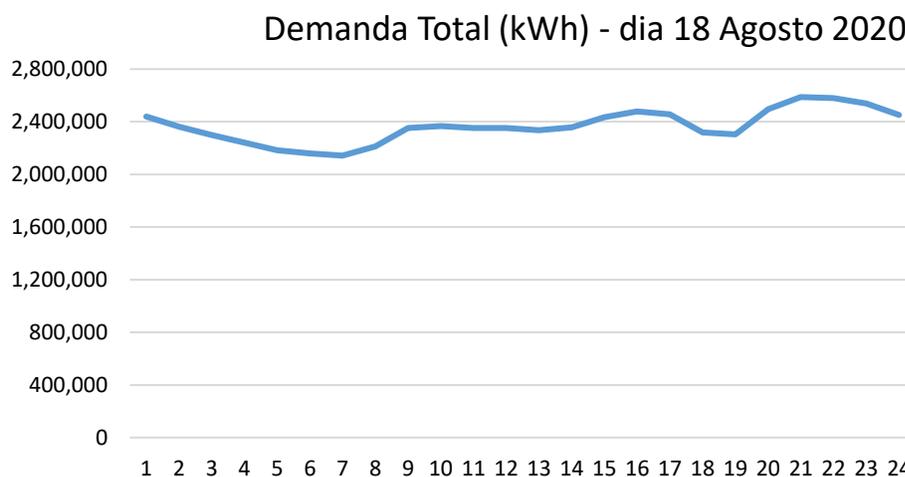


Figura 1. Curva de carga característica.

Fuente: Informe Demanda Máxima 2020, OC [16].

Para el suministro eléctrico, República Dominicana cuenta con una capacidad instalada y una capacidad efectiva de 4,921.39 MW y 4,404.02 MW respectivamente. Los motores de combustión interna dominan con un 26.1% y las renovables representan un 11.3% (24.0% considerando la generación Hidroeléctrica).

El crecimiento de la generación de fuentes de energía renovables en los últimos años es notable. En 2012, se instaló el primer parque eólico a gran escala (Los Cocos) con una capacidad inicial de 25 (MW) y luego aumentó a 77.2 MW. En 2016, otros 49.5 MW de energía eólica entraron en operación (Larimar I), también la primera planta solar (Monte Plata Solar) inició sus operaciones en el mismo año con 30 MW.

Para el 2018 entraron 48.3 MW de energía eólica en operación (Larimar II) y 58 MW fotovoltaicos (Montecristi solar). Finalmente, para el 2019 entraron en operación 187 MW de energía eólica (Parque eólico Agua Clara 52.5 MW, Guanillo 52.5 MW, Matafongo 34 MW, y los Guzmancitos 48 MW) y 99.5 MW capacidad instalada en fotovoltaica entre lo que se encuentran parque Canoa con 32.6 MW y Mata de Palma 66.9 MW).

Capacidad Instalada por tecnología año 2020

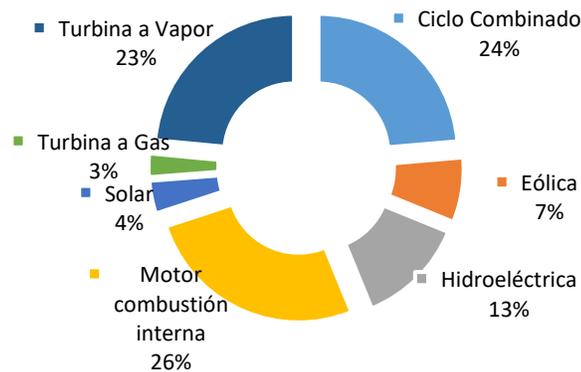


Figura 2. Capacidad Instalada por tecnología [%] para el 2020.

Fuente: Memorial Anual 2020, OC [15].

Como se puede observar para el 2020 los motores de combustión interna son el tipo de planta más predominante en el mercado con un 26% seguida de los ciclos combinados y turbina a vapor con un 24% y 23% respectivamente.

El número de participantes en el sistema eléctrico, dividido por su actividad en el mercado mayorista, se muestra a continuación:

Tabla 2. Número de participantes en el Sistema Eléctrico Dominicano.

Fuente: Elaboración propia.

Actividad	Cantidad	Definición¹
Generación	26	Empresa eléctrica cuyo objetivo principal es operar una o varias unidades de generación eléctrica
Transmisión	1	Empresa eléctrica estatal cuyo objetivo principal es operar un Sistema Interconectado, para dar servicio de transmisión de electricidad a todo el territorio nacional.
Distribución	3	Empresa beneficiaria de una concesión para explotar obras eléctricas de distribución, cuyo objetivo principal es distribuir y comercializar energía eléctrica a Clientes o usuarios de Servicio Eléctrico Público, dentro de su Zona de concesión
Auto Productor	1	Entidades o empresas que disponen de generación propia para su consumo de electricidad, independientemente de su proceso productivo, que eventualmente, a través del SENI, venden a terceros sus excedentes de potencia o de energía eléctrica.
Auto Productor	1	Entidades o empresas que disponen de generación propia para su consumo de electricidad, independientemente de su proceso productivo, que eventualmente, a través del SENI, venden a terceros sus excedentes de potencia o de energía eléctrica.
Usuarios No Regulados	95	Son aquellos cuya demanda mensual sobrepasa los límites establecidos en el Artículo 108 de esta ley, siempre y cuando cumpla con los requisitos que a esos fines estarán consignados en el Reglamento.

¹ De acuerdo con las definiciones provista por la Ley General de Electricidad 125-01

3.2. Evolución del mercado eléctrico Mayorista de la República Dominicana.

Inicialmente, todas las actividades del sistema eléctrico estaban integradas y gestionadas verticalmente por la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE). La CDE fue creada en 1955 como una empresa estatal, y se le otorgó jurisdicción y autonomía para ejercer la autoridad exclusiva sobre todas las actividades del sistema de poder en el territorio nacional. Previo al proceso de capitalización, el CDE era responsable de desarrollar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, y la administración de los contratos de suministro de energía con los Productores Independientes de electricidad (IPP) [17].

Con la promulgación de la Ley 141-97 de 24 de junio de 1997, de Reforma y Capitalización de Empresas Estatales, el sector eléctrico inició un proceso de reestructuración en el que cinco (5) nuevas empresas se constituyeron y capitalizaron sociedades con activos pertenecientes a CDE y en el que el Estado mantiene el control del 50% de las acciones. Dos (2) son generación empresas: EGEITABO y EGEHAINA. Tres (3) empresas distribuidoras: EDENORTE, EDEESTE y EDESUR. Todos los demás activos, incluidos los de transmisión y generación hidroeléctrica, permanecen bajo control estatal, a través del Estado dominicano Corporaciones de Electricidad (CDEEE), antiguamente CDE como resultado de la transformación del sector eléctrico dominicano iniciada por la General Ley de Reforma de Empresas Públicas No. 141-97, los derechos del CDE para operar la generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en República Dominicana fueron transferidos a empresas privadas y de capital mixto que se adjudicó después de la licitación procesos llevados a cabo [17].

La liberalización de la actividad de generación atrajo nuevas inversiones y las condiciones fueron creadas para iniciar un nuevo mercado, mientras que en el lado de la distribución, se aplicó un mecanismo de concesión, que otorga 40 años para el ejercicio de dicha actividad, mediante un proceso de licitación pública durante el desarrollo de la reforma de capitalización de las empresas. En este orden, las empresas distribuidoras beneficiarias podrán explotar trabajar para distribuir y vender la energía a los usuarios finales dentro de su área geográfica.

Es por ello que el regulador eléctrico (SIE)² y la Comisión Nacional de Energía (CNE) fueron creados como un organismo descentralizado dependiente de la secretaría de Industria y Comercio (SEIC), cuyo objeto en términos generales consistió en regular, promover, y funciones de supervisión del sector eléctrico en República Dominicana [18].

El Operador del Mercado (OC)³ fue creado el 29 de octubre de 1998, mediante Resolución No. 235 del Ministerio de Industria y Comercio, para coordinar la operación de las empresas de generación, transmisión y distribución participando en el sistema eléctrico dominicano. Posteriormente, la Ley General de Electricidad No. 125-01, promulgada el 26 de julio de 2001, establece que las empresas de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como los autoprodutores y cogeneradores, deben coordinar el funcionamiento de sus instalaciones para brindar el mejor servicio al mínimo costo. Para ello, deben constituir e integrar

² Página oficial: <http://sie.gob.do/>

³ Página oficial del operador de mercado (Organismo Coordinador - OC): <http://www.oc.org.do>

un organismo que coordine la operación de generación, transmisión y sistemas de distribución, el sistema y el operador del mercado [19].

Además, con la reforma sectorial que supuso la entrada en vigor de la Ley General Ley de Electricidad No 125-01, que fue promulgada el 26 de julio de 2001, el regulador se convirtió en institución descentralizada del Estado dominicano, con patrimonio propio y capacidad de adquirir activos, ejercer derechos y contraer obligaciones.

Los intereses políticos han impedido que la industria eléctrica funcione correctamente, dada la falta de continuidad de las iniciativas que no se puedan lograr dentro de un período de gobierno de cuatro (4) años, y considerando que el Estado tiene una activa participación en todas las actividades del sector eléctrico, los beneficios del proceso que fueron inicialmente considerados para mejorar el desempeño del sector eléctrico fueron cuestionados en 2004, iniciando un proceso que terminó devolviendo a las tres (3) empresas distribuidoras al Estado dominicano.

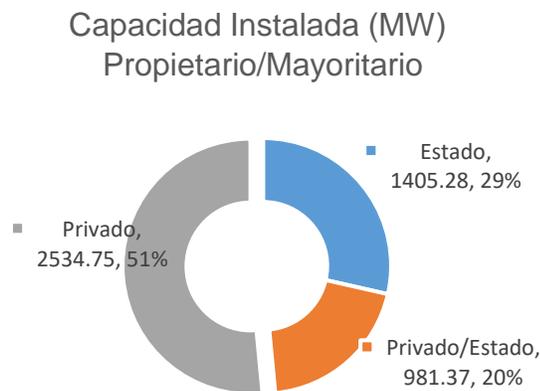


Figura 3. Capacidad Instalada por Propietario diciembre 2020.

Fuente: Memorial Anual 2020, OC [15].

3.3. Mercado Eléctrico Mayorista.

Es el mercado mayorista, donde interactúan los generadores, distribuidores, Empresa de Trasmisión y los Usuarios No Regulados y Distribución, vendiendo y transportando electricidad. El mismo comprende el mercado Spot y el Mercado de Contrato.

El mercado mayorista de electricidad, donde compiten los generadores, se organiza a través los precios de la libre competencia, basado en el costo marginal, en el cual los generadores pueden vender su energía ya sea a través del mercado de ocasión o spot, o a través de acuerdos bilaterales en contratos negociados libremente [20].

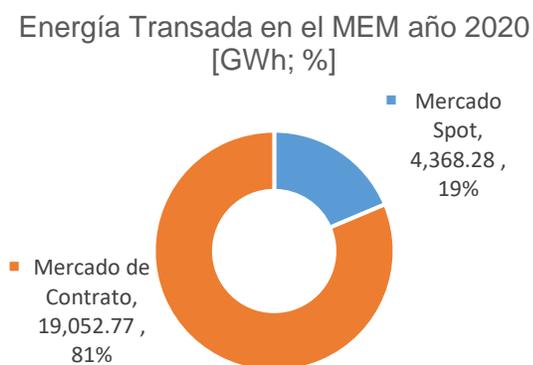


Figura 4. Energía transada Mercado spot vs mercado de contrato año 2020.

Fuente: Memorial Anual 2020, OC [15].

El administrador de mercado es el Organismo Coordinador (OC), entre sus funciones están, supervisar la coordinación de las operaciones de las empresas generadoras para que la misma sea operada a un costo mínimo, garantizando confiabilidad y seguridad en el suministro. El OC también

establece los precios de mercado a corto plazo para energía y transferencias de energía entre generadores, distribuidores y grandes consumidores, cuando estas transacciones no correspondan a contratos.

3.4. Mercado Spot.

De acuerdo con la Ley de Electricidad (Ley 125-01 y su reglamento), el precio del mercado spot es el valor del Costo Marginal de Energía a Corto Plazo en cada hora, definido como el costo variable incurrido por el sistema para suministrar una unidad adicional de energía considerando la demanda y la generación disponible [21]. El costo marginal a corto plazo corresponde al costo variable máximo de las unidades generadoras llamadas por despacho económico y es la que establece el precio spot en esa hora.

Unidades generadoras que operan fuera del régimen permanente, es decir, en régimen de transición, régimen de prueba o en condiciones forzadas, no participan en la determinación del precio. Para el despacho económico se necesitan las ofertas de los generadores, para las centrales hidroeléctricas, la información necesaria corresponde a la energía disponible en el embalse, y otras características descritas en la ley.

La información anterior se utiliza para la programación a corto plazo (programación semanal) para determinar los costos variables y el valor del agua de acuerdo con los resultados de la optimización modelo utilizado por el Organismo Coordinador. Posteriormente, el programa diario utiliza estos resultados anteriores en conjunto con las restricciones de transmisión, para establecer el despacho económico que determina los costos.

3.5. Mecanismo de servicios auxiliares.

Aparte del mercado de la energía y los pagos por capacidad, hay otros tipos de mecanismos o transacciones que se pueden encontrar a nivel mayorista. Hay un mecanismo para remuneración de los servicios auxiliares, considerando:

- **Reservas giratorias**, que tiene dos componentes:
Una reserva de regulación (al menos 3% hasta el margen habilitado) de una unidad generadora que está sincronizado con el sistema eléctrico se utiliza exclusivamente para participar en la regulación de frecuencia primaria.
- Reserva operativa, cuya finalidad es participar en la regulación secundaria. Ambos tipos de reservas son remuneradas por el precio marginal en cada hora, más un incentivo establecido por el reglamento de este servicio.
- **Generación Forzada**, que es la generación activa que no está en régimen de prueba u otro servicio complementario, y presenta un costo variable superior al precio marginal del mercado. Esto puede suceder cuando una unidad generadora está obligada operar fuera del despacho económico por razones de calidad o restricciones de confiabilidad de otros generadores o red de transmisión. La energía generada por estas unidades se remunera a su costo variable, y el costo total es asignado a la demanda y a aquellos agentes que se beneficien de la aplicación del tope de precio. Del mismo modo, los generadores que entran en el despacho económico, pero presentan un costo variable

que es más alto que el costo de la energía no servida, son remunerados en función de su coste variable.

- **Compensación por desviaciones en el programa operativo diario**, cualquier agente que se desvíe del programa diario tendrá un cargo que se traduce en compensación. La compensación total para pagar se distribuirá entre el resto de los agentes.

3.6. Red de transmisión, pérdidas y congestiones.

La red de transmisión es una red de transporte eminentemente radial con una red principal de 345 kV que conecta la región norte con la región de Santo Domingo y con 138 kV líneas radiales que conectan las áreas norte, sur y este con el Santo Domingo área. Además, las líneas de 69 kV conectan las principales subestaciones de distribución al 138 Red kV. La República Dominicana no tiene interconexión con ningún otro sistema de energía.

En República Dominicana, la energía eléctrica en el mercado mayorista se valoriza en cada nodo de la red. Cada día, el OC calcula el Factor de Pérdida de Energía Nodal en el despacho diario, utilizando un modelo de despacho que representa todo el sistema de transmisión.

El precio de la energía que se verá afectada por el factor de pérdida de energía nodal puede diferir de una región a otra. Esto se debe a las aperturas de líneas de transmisión que desacoplarse físicamente de la red, o debido a la congestión en las líneas de transmisión.

En ambos casos pueden aparecer diferentes precios zonales. El propietario de la transmisión recibe una remuneración mediante la regulación del costo del servicio. Cada año, el regulador establece un peaje de transmisión basado en los costos de inversión y operación de la red de transmisión, que se paga mensualmente principalmente por los Agentes de generación durante todo el año.

3.7. Mecanismo de capacidad.

Existe un mecanismo de capacidad que se relaciona con la oferta firme (Potencia Firme) de cada unidad generadora de acuerdo con sus características técnicas, su potencia máxima, y disponibilidad, considerando las restricciones de la planta. La oferta firme se determina para Unidades de combustibles fósiles y unidades hidráulicas, según el tipo de tecnología, la metodología para obtener la oferta en firme varía.

La determinación de la Potencia Firme de las unidades generadoras se realiza con la información actualizada en la base de datos de indisponibilidad, al momento de determinar las inyecciones y retiros de Potencia Firme para cada uno de los Agentes, el OC debe considerar los compromisos de potencia que se han establecido mediante contratos y las estimaciones máxima demanda anual.

En el caso de las unidades de combustibles fósiles, la reducción de potencia proviene por las fallas en los equipos o elementos que componen la unidad, y por mantenimiento o por limitaciones de combustible. Para unidades hidroeléctricas, los datos históricos de entrada se utilizan para determinar su oferta firme.

El suministro firme total es la cantidad de energía necesaria para cubrir la demanda máxima, que es la demanda proyectada para el año dada por los distribuidores, grandes consumidores y autoconsumo de los generadores. Estos agentes presentan su metodología de proyección, energía y potencia por hora, y curvas de carga típicas para días no laborables, fines de semana y festivos. Con esta información, se calcula la demanda máxima pronosticada del sistema. La demanda coincidente prevista para cada agente que aparece durante el pico de demanda es la demanda individual en firme de cada uno de esos agentes.

El suministro firme total que el conjunto de todas las unidades generadoras termoeléctricas es capaz de asegurando sobre la base de la base de datos de indisponibilidad para cubrir la demanda máxima, debe garantizar un nivel de seguridad que oscila entre el noventa y cinco por ciento (95%) y el noventa y ocho por ciento (98%), comenzando con el valor del 95%, y utilizando el método probabilístico de convolución para determinar la potencia disponible. Una explicación detallada de este procedimiento es mostrada en Revisión de Conceptos sobre la Remuneración de Potencia Firme de las Centrales Térmicas [22].

La diferencia entre la Potencia Firme total de las unidades hidroeléctricas y la Potencia Firme inicial potencia de todas las unidades generadoras de combustibles fósiles y la demanda máxima del sistema es calculada, esta diferencia puede denominarse residuo final.

“Si el residuo final calculado es mayor que cero, el nivel de seguridad se incrementa hasta que el residuo final sea igual a cero. Si se alcanza un nivel de seguridad del noventa y ocho por ciento (98%) y el residuo final sigue

siendo mayor que cero, esta diferencia se reduce de la unidad de generación de combustible fósil con el costo de generación variable más alto, y así continúa con las siguientes unidades hasta que el residuo final sea cero (0)".

“Si el residuo final calculado es inicialmente menor que cero, la oferta firme de las unidades de combustibles fósiles se multiplicará por un factor común, de modo que llevar el residuo final al valor de cero (0)” [21].

Por tanto, el porcentaje de cobertura de la demanda máxima que puede ofrecer una unidad depende de tres factores:

- Su indisponibilidad histórica durante las horas pico,
- El nivel de seguridad que el sistema puede garantizar,
- Sus costos variables.

En febrero del próximo año, el proceso se vuelve a realizar, pero considerando la demanda real, para verificar la oferta firme real que tienen los generadores para la demanda del sistema real. Luego se calcula la diferencia entre los resultados con la demanda pronosticada y real, establecer un nuevo equilibrio entre acreedores y deudores en las transacciones correspondientes.

La Potencia se valoriza según lo que se denomina "Costo marginal de capacidad máxima". La siguiente formulación calcula este precio [23]:

$$CMPPBR_{mes,i,n} = CMPPBR_{Dic,n-1} * A * \frac{D}{D_o} \text{ siendo}$$

$$A = \left(\frac{CPI_{mes,i-1}}{CPI_{nov,n-1}} \right); \text{ si } \left(\frac{CPI_{mes,i-1}}{CPI_{nov,n-1}} \right) < 1.02$$

$$A = 1.02; \text{ si } \left(\frac{CPI_{mes,i-1}}{CPI_{nov,n-1}} \right) > 1.02$$

Dónde:

$CMPPBR_{mes,i,n}$: Precio (RD\$/kW-mes) de la Potencia de Punta del mes i y el año n.

$CMPPBR_{Dic,n-1}$: Precio (RD\$/kW-mes) de la Potencia de Punta de diciembre del año anterior.

$CPI_{mes,i-1}$: Índice de precios al consumidor de los Estados Unidos de América “all cities items” en el mes anterior al que se realiza el ajuste.

$CPI_{nov,n-1}$: Índice de precios al consumidor de los Estados Unidos de América “all cities items” en el mes de noviembre del año anterior al año en que se realiza el ajuste.

D : Tasa de cambio promedio del dólar americano en el mercado oficial publicada por el Banco Central de la República Dominicana para ventas en efectivo en el mercado extrabancario, correspondiente al mes anterior al que se realiza el ajuste.

D_o : Tasa de cambio promedio del dólar americano en el mercado oficial publicada por el Banco Central de la República Dominicana para ventas en efectivo en el mercado extrabancario, correspondiente al mes de noviembre del año anterior.

El Costo Marginal de Potencia que se define en el Artículo 277 del RLGE es fijado por la Superintendencia de Electricidad cada cuatro (4) años, conforme a lo establecido en el Artículo 279 del RLGE [23].

3.8. Esquema de apoyo renovable.

República Dominicana ha promulgado leyes para incentivar la inversión en renovables. La Ley No 57-07 y su reglamento promulgan las reglas para incentivos renovables. La ley ha ayudado a mitigar los riesgos del inversor con respecto a las elevadas inversiones en estas tecnologías. Los principales objetivos de esta Ley son:

- Incrementar la diversidad energética del país en términos de autosuficiencia, siempre que los recursos no convencionales son más viables que los convencionales.
- Reducir la dependencia de combustibles fósiles importados.
- Estimular la inversión privada para proyectos de Fuente de Energía Renovable.
- Mitigar los impactos ambientales negativos de las operaciones de energía de combustibles fósiles;
- Promover la inversión social comunitaria en proyectos de energía renovable;

Sin embargo, el gobierno ha interferido con los incentivos de esta ley. En 2012, el gobierno promulgó la Ley No 253-12 sobre el fortalecimiento de la sostenibilidad fiscal del estado donde algunos de los incentivos fueron recortados o reducidos. En la siguiente tabla se muestran los incentivos y los cambios hechos por la Ley No 253-12.

Tabla 3. Incentivos a las Fuentes de Energía Renovable en República Dominicana.

Fuente: Ley 57-07 [24]

Incentivo	Descripción según Ley 57-07 ⁴	Cambios a través de la ley 253-12
Exención de aranceles e impuestos de importación.	Cargos y aranceles consulares en la importación de maquinaria y equipos, utilizados exclusivamente para la generación de energía en el área donde se ubican los proyectos de energía renovable. También están exentos de todos los impuestos a la venta final. Este incentivo es válido durante el período de preinversión y construcción, el cual no excederá los 10 años [24].	Sin cambios
Exención del Impuesto sobre la Transferencia de Bienes y Servicios Industrializados (ITBIS)	Los generadores están exentos del impuesto a la renta que se derive de la generación y venta de electricidad a partir de fuentes de energía renovables. Los instaladores están exentos del impuesto a la renta derivado de la instalación de equipos con un mínimo del 35% del valor que se producirá en República Dominicana. La exención es aplicable por 10 años, hasta el año 2020 [24].	Eliminado
Exención del Impuesto sobre la Transferencia de Bienes y Servicios Industrializados (ITBIS)	Exención del 100% del ITBIS para proyectos basados en energías renovables, impuesto al valor agregado aplicable a la transferencia e importación de la mayoría de los productos y la mayoría de los servicios (la tarifa normal es del 18%) [24].	Sin cambios

⁴ Ley 57-07 Sobre incentivo al desarrollo de fuentes renovables de energía y sus regímenes especiales

Baja tasa de interés de financiamiento externo	El pago de la tasa de interés de financiamiento externo para proyectos de energía renovable está limitado al 5% [24].	Sin cambios
Crédito fiscal para autogeneradores	Los propietarios de equipos de tecnología de energía renovable tienen una exención sobre sus ingresos de hasta el 75% de los costos del equipo [24].	Reducido al 40% del costo del equipo.
Préstamos a bajo interés para proyectos comunitarios	Subsidios y préstamos para financiar hasta el 75% del costo de los equipos para instalaciones de pequeña escala (<500 kW) desarrollados por comunidades u organizaciones sociales [24].	Se eliminaron los incentivos para las instituciones sociales y culturales.
Prima de alimentación	Estipula una prima que se pagará además del precio mayorista de la electricidad por la energía producida a partir de recursos energéticos renovables. Esto se aplicaría durante un período de 10 años hasta 2018 [24].	Sin cambios

3.9. Descripción del problema.

La remuneración de Potencia Firme o pago por capacidad tiene el objeto de incentivar la inversión y la disponibilidad de las centrales de generación. El procedimiento de cálculo de la Potencia Firme de cada unidad generadora termoeléctrica del SENI se describe en el artículo 269 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad (RALGE).

A continuación, se plasmará lo que estipulan los literales h y j del Artículo 269 del RALGE, se identificaran por número de caso (C#) las problemáticas detectadas, para posteriormente proponer soluciones a cada una.

- C1. Literal h del Artículo 269: “Se calculará la diferencia entre la suma de las potencias firmes de las unidades hidroeléctricas y de las potencias firmes iniciales de todas las unidades generadoras termoeléctricas y la demanda máxima del SENI. Esta diferencia se denominará residuo final.” [21]. Como se puede deducir en el literal h solo se contempla remuneración de Potencia Firme para las centrales hidroeléctricas y centrales térmicas no para las renovables.

- C2. Literal j del Artículo 269: “Si el residuo final calculado en h) es menor que cero, se multiplicará la Potencia Firme inicial de las unidades termoeléctricas por un factor único, de manera tal de llevar el residuo final al valor de cero (0).” [21]. Al aplicar factor el único la demanda estará pagando por unos niveles de seguridad superiores a los disponibles por las centrales térmicas enviando una señal de distorsión.

A continuación, se muestra una comparación entre el total de Potencia firme mensual ajustado y el correspondiente sin ajuste que se obtiene del físico de las transacciones económicas de potencia. Como se puede apreciar en el periodo 2015-2020 para alcanzar el valor de seguridad del 95% se debe hacer ajuste de factor único, evidenciando que se remunera más Potencia Firme que la que se brinda.

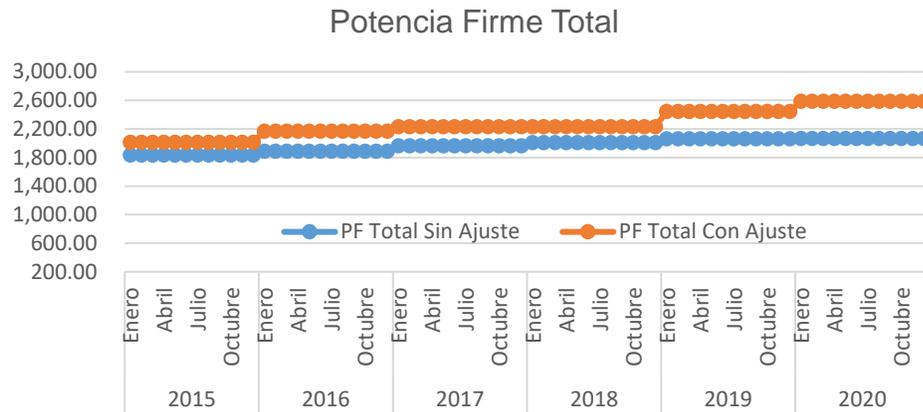


Figura 5. Potencia Firme Mensual en el Periodo 2015 – 2020 [MW].

Fuente: Elaboración Propia.

- C3. El Artículo 264 del RLGE define la Demanda Máxima Anual como sigue: “Se denominará Demanda Máxima anual coincidente del SENI, a la demanda bruta media horaria, durante un año calendario, del total de las unidades generadoras del sistema, ocurrida dentro de las horas de punta del sistema” [21]. Como se puede observar para el cálculo de Demanda Máxima se consideran el aporte de todas las unidades de generación sin discriminación alguna, por lo que sí, durante las horas de punta del sistema está inyectando una central renovable, estas inyecciones serán consideradas para el cálculo.

Para el año 2020, la Demanda Máxima del sistema se produjo el 18 de Agosto del 2020 durante el periodo 21 con unas inyecciones brutas de 2,696.06 MW. En la siguiente gráfica se presenta como estaba distribuida la participación de los generadores en el abastecimiento de la Demanda Máxima.

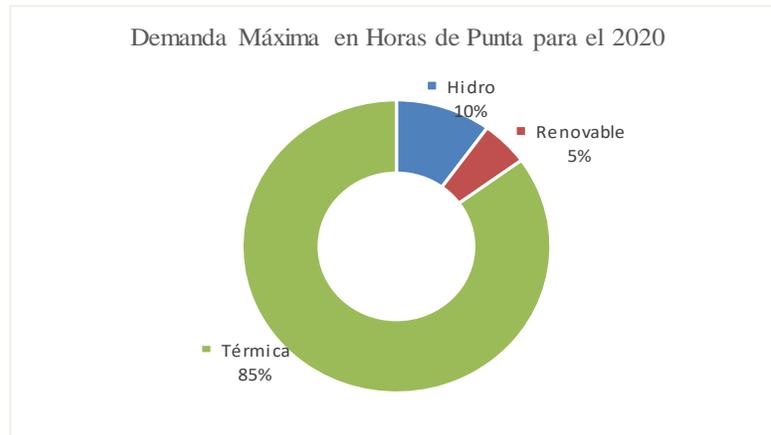


Figura 6. Demanda Máxima en horas de Punta 2020.

Fuente: Memorial Anual 2020, OC [15].

3.9.1. Formulación del problema.

Para el 2020 las energías renovables en República Dominicana han alcanzado un 11.3% de la capacidad instalada del parque de generación (7.5% eólica y 3.8% solar), y las mismas se encuentran aportando un 5% del total de las inyecciones en las horas de la Demanda de Punta. Se estima que este crecimiento continúe en los próximos años.

El mecanismo de pago por capacidad en vigor en República Dominicana solo remunera la generación convencional (considerando generación hidroeléctrica), pero qué pasaría si se evidencia que la integración de energía renovable tiene un impacto positivo en la confiabilidad del sistema, ¿esto podría servir como justificación para que las renovables sean remuneradas por sus aportes a la confiabilidad? y ¿Cuál metodología se utilizaría para remunerar su contribución?

A continuación, se muestran las problemáticas que se intenta resolver con este trabajo:

Tabla 4. Problemáticas que se propone resolver referente al mecanismo de seguridad de suministro Rep. Dom.

Casos	Descripción Problemática
C1	La Normativa no contempla pago por capacidad a las Centrales de fuentes de energía renovables
C2	Señal de distorsión al aplicar factor único para incrementar la Potencia Firme inicial hasta la Demanda Máxima total del sistema.
C3	Determinar el valor de Demanda a utilizar para considerar la remuneración de Potencia Firme para centrales térmicas.

Capítulo 4

4. Propuesta.

El objetivo de este capítulo es presentar las propuestas de solución a cada una de las problemáticas detallada en la sección 3.9 referente a la no remuneración de firmeza o valor de capacidad de las centrales renovables en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Dominicana.

La propuesta se plantea trabajarla en dos (2) fases. Una primera en donde se expone una metodología para determinar el valor de capacidad de las tecnologías renovables (solares y eólicas) en la contribución de firmeza del sistema y una segunda fase que propone presentar modificaciones al artículo 269 de la Ley General de Electricidad referente a la determinación de Potencia Firme para las centrales termoeléctricas del SENI y así mitigar algunas distorsiones que se presenta en el mecanismo de remuneración.

1^{era} Fase.

Se propone aplicar una metodología de cálculo de la potencia de suficiencia basada en el concepto de ELCC, es decir, capacidad efectiva de cubrir la carga (Effective Load Carrying Capacity). Este método ha sido planteado por NREL y adoptado por varios mercados tales como USA, Canadá Colombia y Chile.

El ELCC mide el valor de capacidad (confiabilidad) de un determinado generador a la contribución del sistema [11], en base a este concepto, se realizó un modelo de optimización que toma decisión sobre la potencia efectiva neta y el despacho horario de las tecnologías termoeléctricas con la finalidad de cuantificar la contribución de las energías renovables obteniendo su valor de capacidad.

El modelo adoptado contempla el parque de generación efectivo instalado en la República Dominicana al mes de Diciembre 2020, en el mismo las centrales se agrupa por tipo de tecnología, para la energía renovables se tomó las inyecciones reales en baja tensión durante todo el 2020, se tomó el costo marginal de potencia de punta estipulado por la SIE para el periodo 2017-

2021⁵. En base a estas informaciones, se realizó un caso base con un periodo de modelación de 8784 horas donde se obtienen unos índices de confiabilidad.

Luego que se obtienen los resultados de modelar el caso base, se toman esos índices de confiabilidad resultantes de la contribución de las renovables y se fijan como valor objetivo. Para posteriormente correr el modelo nuevamente (caso 1), sin contemplar las inyecciones de las fuentes de energías renovables. La diferencia de potencia despachada por las térmicas en el caso 1 y la despachada en caso base se considera como el valor de capacidad aportado por las tecnologías renovables.

Se propone que el valor de capacidad resultante del modelo sea distribuido para ambas tecnologías sin considerar las horas de puntas del sistema, para no penalizar a las centrales fotovoltaicas que también contribuyen a la confiabilidad del sistema.

2^{da} Fase

Se plantea darles respuesta a las problemáticas C#2 y C#3 descrita en la sección 3.9 donde se plantea modificaciones al artículo 269 de la Ley General de Electricidad 125-01 concerniente a la determinación de Potencia Firme para las centrales termoeléctricas del SENI.

Se plantea que la Demanda Máxima anual coincidente del SENI para la remuneración de las centrales térmicas, no contemple las contribuciones

⁵ Resolución SIE-026-2017 MEM Fijación del valor del costo marginal de potencia de punta en el Mercado Eléctrico Mayorista para el periodo 2017-2011

realizadas por las energías renovables en las horas definidas como horas de punta. También se propone eliminar la aplicación del factor único como método de remuneración, aunque se quede como indicador para medir el nivel logrado y enviar la señal adecuada del mecanismo, se propone no sea utilizado para remunerar un valor de seguridad no alcanzado por el sistema, y así eliminar la distorsión en los montos pagado por la demanda.

En el capítulo siguiente, se detallan a profundidad la metodología a desarrollar para darle solución a las propuestas aquí mencionadas.

Capítulo 5

5. Metodología propuesta.

En este capítulo se presenta una metodología para resolver la problemática C1 planteada en la sección 3.9. La propuesta de solución está fundada en una de las metodologías presentadas en impact of an optimum renewable portfolio standard in the system adequacy [25]. Dicha metodología está basada en un modelo de programación lineal que optimiza una función de minimización de costos utilizando el solucionador CPLEX.

El modelo contempla el parque de generación efectivo instalado en la República Dominicana al mes de diciembre 2020 y en base a informaciones tales como, generación de energía renovable, costo marginal de potencia de punta, se simulan un periodo de modelación de 8784 horas donde se obtienen unos índices de confiabilidad (caso base).

Los resultados obtenidos en el caso base se fijan como función objetivo para posterior correr el modelo nuevamente (caso 1), ahora se realiza la corrida en el modelo sin contemplar las inyecciones de las fuentes de energías renovables. La diferencia resultante de potencia entre el caso 1 y el caso base es considerado como la contribución realizada por las energías renovables.

5.1. Modelo

Se modificó un modelo matemático para los mercados de crédito combinado de energía-capacidad-renovable proporcionada por el departamento de Salud e Ingeniería Ambiental de The Johns Universidad Hopkins [26]. El modelo está adaptado al lenguaje de modelado GAMS, y se ha desarrollado para incluir restricciones de compromiso de unidad. El modelo optimiza una función de minimización de costos utilizando el solucionador CPLEX. Para este modelo, se consideran las siguientes tecnologías:

- Una turbina de vapor a carbón.
- Un ciclo combinado alimentado por gas natural.
- Una turbina de gas alimentada por gas natural.
- Un motor diésel alimentada por fuel-oil.
- Un motor diésel alimentada por gas natural.
- Una turbina de gas alimentada por fuel-oíl.

- Dos generadores eólicos ubicados en diferentes zonas.
- Dos generadores solares fotovoltaicos ubicados en diferentes zonas.

Notación: Sets

p	Set de periodos horarios ($p \in H$).
g	Set de generadores.
F	Set de generadores de combustión fósiles ($F \in g$).
W	Set de generadores ($W \in g$).
S	Set de generadores solares fotovoltaico ($S \in g$).

Notación: Parámetros

DM_p	Demanda en periodo 'p' [MW].
CMP	Costo marginal de potencia de punta [\$/MW/año].
VC_g	Costos variables del generador 'g' ($F \in g$) [\$/MWh].
SU_g	Costo puesta en marcha del generador 'g' ($F \in g$) [\$/MW].
PC	Precio tope / precio de escasez [\$/MWh].
$QMIN_g$	Capacidad mínima de producción como porcentaje de la capacidad total [%].
FOR_g	Tasa de interrupción forzosa del generador 'g' ($F \in g$) [%].
AF_g	Factor de disponibilidad anual del generador 'g' ($F \in g$) [%].
$AVAIL_{p,g}$	Disponibilidad horaria de generación renovables ($W, S \in g$) [%].

Notación: Variables

x_g	Potencia efectiva neta de tecnología combustibles fósiles ($g \in F$), y capacidad instalada de cada tecnología viento ($g \in W$) y solar ($g \in S$) [MW].
$e_{p,g}$	Despacho horario de energía para cada generador 'g' durante el periodo 'p' [MWh].
$pmin_{p,g}$	Despacho por hora de energía de mínimo técnico para cada generador 'g' durante el periodo 'p' ($F \in g$) [MWh].
$e1_{p,g}$	Despacho por hora de energía por encima del mínimo técnico para cada generador 'g' durante el periodo 'p' ($F \in g$) [MWh].
nse_p	Energía no servida para cada periodo 'p' [MWh].
$suc_{p,g}$	Capacidad de arranque de cada generador 'g' ($F \in g$) durante la hora 'p', que corresponde a la salida mínima.

Los valores óptimos de estas variables se dan minimizando el objetivo (1) a continuación, sujeto al mercado especificado y generando restricciones. Los costos relacionados a los pagos por capacidad [\$/MW/año], los costos variables, los costos de puesta en marcha y el precio de escasez/precio tope están representados en (1).

$$MIN (\$) = \sum_{g \in G} [CMP * x_g] + \sum_{p \in H, g \in F} [VC_g * e_{p,g} + SU_g * suc_g] + \sum_p [PC * nse_p] \quad (1)$$

Sujeto a:

$$\sum_g e_{p,g} + nse_p = DM_p \quad \forall p \quad (2)$$

$$\frac{pmin_{p,g}}{QMIN_{p,g}} \leq x_g * (1 - FOR_g) \quad \forall g \in F; p \quad (3)$$

$$e1_{p,g} \leq \left(\frac{1}{QMIN_g} - 1 \right) * pmin_{p,g} \quad \forall g \in F; p \quad (4)$$

$$e_{p,g} \leq x_g * AVAIL_{p,g} \quad \forall g \in W, S; p \quad (5)$$

$$\sum_p e_{p,g} \leq x_g * AF_g * |H| \quad \forall g \in F \quad (6)$$

$$pmin_{p,g} \leq pmin_{p-1,g} + suc_{p,g} \quad \forall g \in F; p \quad (7)$$

$$e_{p,g} = pmin_{p,g} + e1_{p,g} \quad \forall g \in F; p \quad (8)$$

También se considera que todas las variables son positivas. A continuación, detalles:

- La ecuación (2) establece el balance energético horario entre oferta y demanda.
- La ecuación (3) relaciona la capacidad máxima de producción afectada por la tasa forzada, al mínimo técnico $pmin_{p,g}$;
- La ecuación (4) relaciona el mínimo técnico $pmin_{p,g}$ a la generación producida en adición a dicho mínimo técnico $e1_{p,g}$;

- La ecuación (5) define la generación de energía eólica/solar como igual o menor a la disponibilidad del recurso o perfil ($AVAIL_g$), multiplicado por la capacidad instalada;
- La ecuación (6) límite superior de la generación fósil anual basado en un factor de disponibilidad anual (AF) para contabilizar el mantenimiento;
- La ecuación (7) se relaciona el mínimo técnico $pmin_{p,g}$ a la capacidad de puesta en marcha $suc_{p,g}$;
- La ecuación (8) indica que la energía total por hora es igual a la carga estable de mínimo técnico más la energía por encima de dicha carga estable de mínimo técnico;

5.2. Supuestos y simplificaciones en el modelo

Esta sección describe las principales suposiciones hechas para el estudio de caso:

- La generación hidroeléctrica se restó de la carga real. Esto se debe a que solamente se tomarán las decisiones sobre la potencia efectiva neta a ser despachada para cada tecnología con combustibles fósiles en cada una de las horas. El valor de capacidad se obtendrá basándose en la potencia efectiva neta de las tecnologías con combustibles fósiles, como se verá más adelante en la aplicación de la metodología.
- El tratamiento de recortes a las renovables solares y eólicas no se ha tenido en cuenta en este trabajo.

- Se asume un despacho uninodal, por lo que no se consideran restricciones de transmisión para el caso de estudio. Por tanto, el valor de la capacidad de los generadores, en general, no se penaliza debido a limitaciones de transmisión.
- La participación de las FER requiere capacidad disponible y flexible como reservas. Esta capacidad flexible garantiza el equilibrio generación-demanda independientemente de la estocasticidad de la generación renovable. Teniendo en cuenta que actualmente hay mucha capacidad flexible de unidades alimentadas con combustibles fósiles además de la de los reservorios hidroeléctricos, las restricciones relacionadas con las reservas no se incluyeron en el modelo. No obstante, se recomienda agregar esta restricción a escenarios con porcentajes muy altos de renovables.

5.3. Fuente de datos.

Para probar el modelo y la metodología, se utilizó un año de datos, se tomó para ello el 2020. Todas las tablas de datos están dentro del Apéndice. Del Organismo Coordinador (OC), se espera obtener las siguientes informaciones.

- **Demanda horaria (DM_p).**
- **Costos variables de producción para generadores de combustibles fósiles (VC_g).**
- La carga estable mínima real de los generadores de combustibles fósiles necesaria para calcular **la capacidad de salida mínima como un porcentaje de la capacidad total ($QMIN_g$).**

- **Precio tope / costo de la energía no servida o precio de escasez (PC).**
- La capacidad instalada efectiva de la matriz de generación.
- Generación horaria a partir de la matriz de generación.
- Costo marginal de potencia de punta.
- **Perfiles solares y eólicos ($AVAIL_{p,g}$).** Se determinan los perfiles a partir de la razón entre la energía en baja tensión entregada por estas tecnologías y la capacidad instalada de las mismas.

De los resultados del proyecto Artelys de la European Commission / Artelys [27], se obtiene la siguiente información:

- **Los costos de arranque (SU_g)** para los generadores de combustibles fósiles.

De los reportes GADS de la North American Electric Reliability Corporation (NERC):

- **Tasa de salida forzada (FOR_g).** Los FOR utilizados en los modelos se obtuvieron de los informes del Sistema de generación de datos de disponibilidad (GADS) de la Corporación de Confiabilidad Eléctrica de América del Norte (NERC).
- **Factor de disponibilidad (AF_g).** El factor de disponibilidad para tener en cuenta el mantenimiento de los generadores de combustibles fósiles también se obtuvo de los informes de GADS.

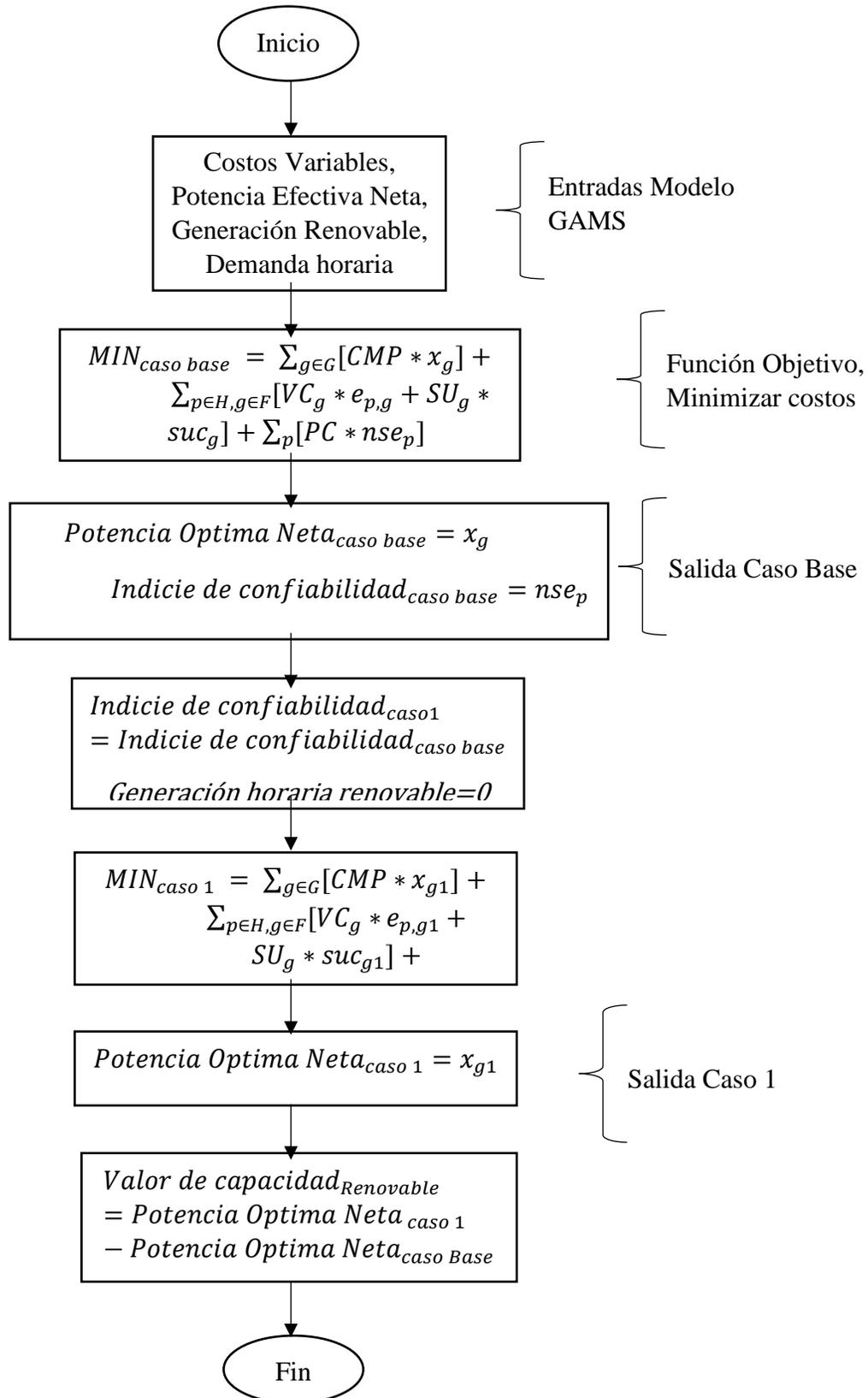
5.4. Metodología

El modelo será utilizado bajo un esquema de simulaciones donde se establecerán etapas. Cada etapa arrojará un resultado que alimentará a la siguiente etapa.

Primera etapa. Se define el "caso base". La potencia efectiva neta de la generación a partir de combustibles fósiles que arrojará el modelo se limita a la potencia efectiva neta declarada en el sistema. Esta etapa determina el efecto del precio tope / precio de escasez en la potencia efectiva neta y la operación de estas unidades. La energía entregada por las renovables se realiza en función del perfil determinado y la capacidad máxima. En esta primera etapa, se obtiene el resultado de las horas con energía no servida y la cantidad de energía no servida (índice de confiabilidad), además de la potencia efectiva neta de las tecnologías con combustibles fósiles necesaria para abastecer la demanda, cumpliendo con la función objetivo de minimizar los costos.

Segunda etapa. Se simula el escenario estableciendo como límite inferior a la potencia efectiva neta de las tecnologías con combustibles fósiles, la resultante de la primera etapa. Se excluye la generación a partir de la energía renovable, y se incluye una restricción que lleve al modelo a obtener la misma cantidad de energía no servida que en el "Caso base". Esto presentará un aumento en la potencia efectiva neta de las tecnologías con combustibles fósiles, lo cual se traduce en la capacidad firme equivalente de las tecnologías renovables, es decir, su valor de capacidad.

A continuación, se muestra el diagrama de flujo donde se explica el proceso de la metodología aplicado.



Capítulo 6

6. Resultados

En este capítulo se presentan los resultados de la metodología propuesta para determinar el valor de capacidad de las centrales eólicas y fotovoltaicas. El caso base se presenta en el 6.1 donde se simula el total de las inyecciones correspondiente al año 2020 del mercado eléctrico dominicano, en el 6.2 se modela el escenario con la salida de las centrales renovables. En el acápite 6.3 se muestran los resultados del valor de capacidad arrojado para el parque de generación existente, ya en el punto 6.4 se realiza un caso de estudio donde se aplica el modelo propuesto a las transacciones económicas del Mercado Mayorista de la República Dominicana para luego reflejar el impacto en dichas transacciones y establecer la discusión sobre cuáles aspectos regulatorios deberían considerarse para poder implementar la propuesta.

6.1. Caso Base

Después recolectar todas las informaciones requeridas para aplicar la metodología, se alimentan el GAMS para modelar el caso base, donde como ya se ha planteado, se simulan 8784 horas donde se tienen todas las inyecciones de las centrales de fuentes renovables para el 2020 agrupadas por zonas, y la capacidad efectiva de las centrales térmicas. Las salidas brindadas por modelo se presentan a continuación:

Tabla 5. Despacho Modelo GAMS Energía por tecnología (caso base) año 2020.

Fuente: Elaboración Propia.

Tecnología	Energía [MWh]
Ciclo Combinado gas Natural (CCGTNG)	4,731,085
Turbina de vapor a Carbón (COALST)	7,165,236
Motores de combustión interna (FUOENG)	-
Motores de combustión interna Gas Natural (GNENG)	795,969
Ciclo combinado Fuel Oil (OCGTFO)	-
Ciclo combinado Gas Natural (OCGTNG)	2,072,014
EOLICANORTE	533,749
EOLICASUR	607,387
SOLARNORTE	101,012
SOLARSUR	204,312
Energía no servida	263,997

A continuación, se muestra el despacho de la semana del 11 al 17 de Julio del 2020 concerniente a las inyecciones por tecnologías simuladas en el caso base.

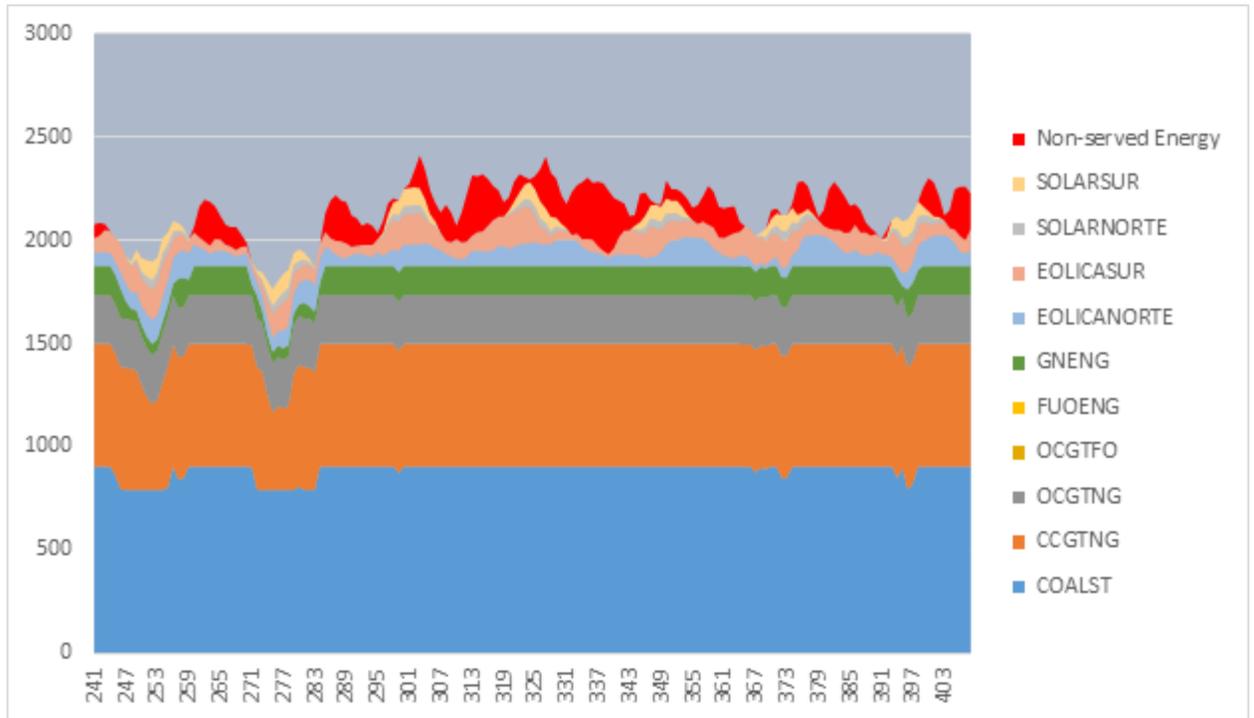


Figura 7. Despacho semana del 11 al 17 de julio 2020 salida del modelo caso base.

Fuente: Elaboración Propia

En la [tabla 6](#) se presenta una comparación entre la potencia efectiva neta térmica instalada hasta el 2020 en República Dominicana, y la potencia efectiva óptima como resultado de las decisiones tomadas por el modelo, donde se observa que el valor de 1,984.9 MW es la potencia efectiva que satisface el despacho a mínimo costo para el año simulado.

Tabla 6. Potencia efectiva neta optima resultado simulación GAMS en [MW] (caso base).

Fuente: Elaboración Propia

Tecnología	Potencia Efectiva Neta Parque Térmico 2020 [MW]	Potencia Efectiva Neta Optima Caso Base [MW]
CCGNTG	614.00	614.00
COALST	957.31	957.31
FUOENG	851.24	0
GNENG	232.67	153.77
OCGTFO	276.20	0
OCGTNG	259.79	259.79
Total	<u>3,191.21</u>	<u>1,984.87</u>

6.2. Caso 1

El caso 1 presenta, como se ha mencionado en la propuesta y en la metodología el escenario donde se ejecuta el modelo sin contemplar las inyecciones de las fuentes de energías renovables, para este caso se toman los índices de confiabilidad resultantes de la contribución de las renovables (caso base) y se fijan como valor objetivo, para luego tomar decisiones sobre el despacho de las centrales térmicas.

Como se puede apreciar en la [tabla 7](#), no considerar el despacho de las renovables provoca que el óptimo (minimización de costo) se logre incrementando la generación de centrales de motores de combustión interna y ciclo combinado a gas natural.

Tabla 7. Diferencia despacho Modelo GAMS Energía por tecnología año 2020.

Fuente: Elaboración Propia.

Tecnología	Energía [MWh] Caso base	Energía [MWh] Caso 1	Diferencias [MWh]
Ciclo Combinado gas Natural (CCGTNG)	4,731,085	4,731,085	-
Turbina de vapor a Carbón (COALST)	7,165,236	7,165,236	-
Motores de combustión interna fuel Oíl (FUOENG)	-	346,988	346,988
Motores de combustión interna Gas Natural (GNENG)	795,969	1,893,989	1,098,020
Ciclo combinado Fuel Oíl (OCGTFO)	-	-	-
Ciclo combinado Gas Natural (OCGTNG)	2,072,014	2,073,466	1,452
EOLICANORTE	533,749	-	533,749
EOLICASUR	607,387	-	607,387
SOLARNORTE	101,012	-	101,012
SOLARSUR	204,312	-	204,312
Energía no servida	263,997	263,997	-

En la siguiente figura se muestra el despacho de la semana del 11 al 17 de Julio del 2020 concerniente a las inyecciones por tecnologías simuladas en el caso 1.

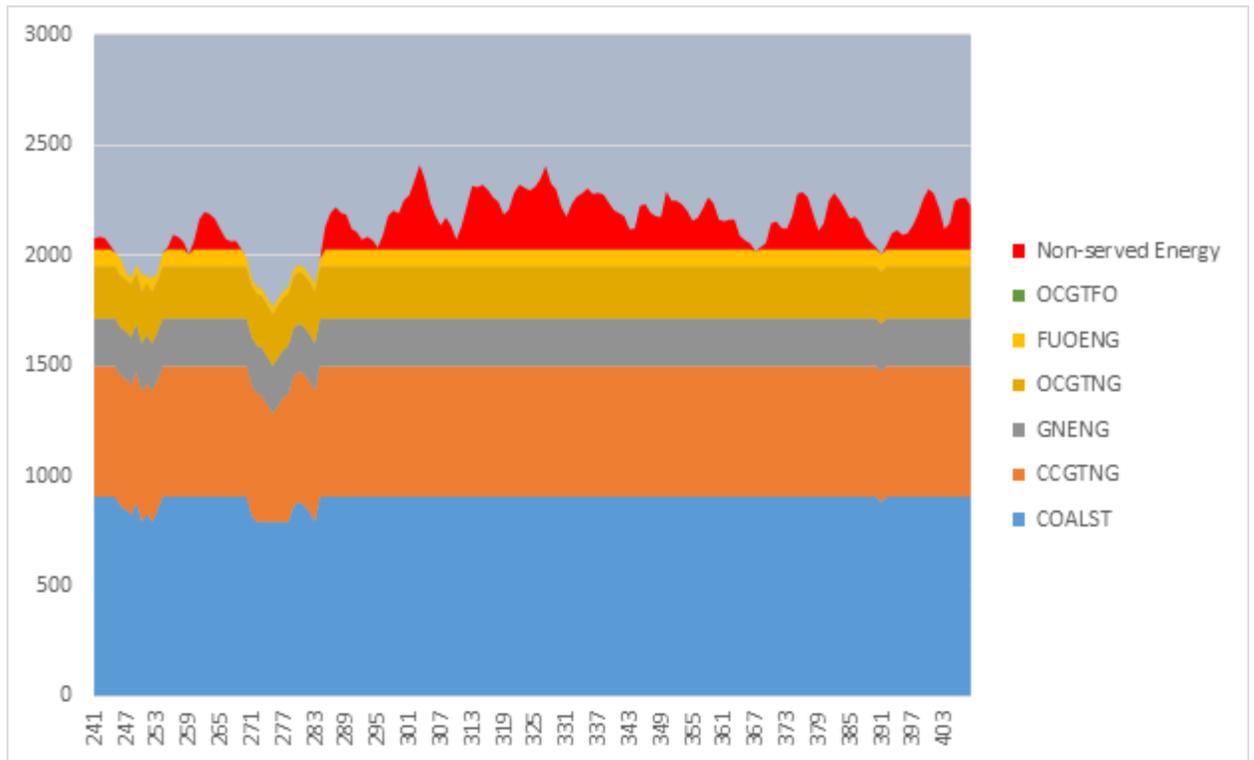


Figura 8 Despacho semana del 11 al 17 de julio 2020 salida del modelo caso 1.

Fuente: Elaboración Propia

En la [tabla 8](#), se observa que la potencia térmica ha aumentado con relación al caso base. Este aumento de potencia efectiva es producto a la sustitución del aporte de la energía renovable para mantener los mismos niveles de confiabilidad con fuente de energías convencionales. Este método de comparación es el enfoque que persigue este trabajo para determinar la ELCC o valor de capacidad de la generación de energía renovable.

Tabla 8. Potencia efectiva neta optima resultado simulación GAMS en [MW] (caso 1).

Fuente: Elaboración Propia

Tecnología	Potencia Efectiva Neta Optima Caso 1 [MW]
CCGNTG	614.00
COALST	957.31
FUOENG	85.73
GNENG	232.67
OCGTFO	0
OCGTNG	259.79
Total	<u>2,149.5</u>

6.3. Resultado Metodología.

En la tabla 9 se muestra la diferencia de potencia efectiva neta como resultado de la modelación en GAMS del caso 1 (sin considerar renovable) y el caso base (considerando las inyecciones de centrales renovables). El valor de potencia efectiva resultante para la modelación del año 2020 fue de **164.66 MW**, que será el valor de capacidad que se propone remunerar para la capacidad instalada de las tecnologías renovables existente en el Mercado Eléctrico Mayorista para el 2021.

Tabla 9. Diferencia Potencia efectiva neta en [MW].

Fuente: Elaboración Propia

Tecnología	Potencia Efectiva Neta Optima Caso 1 [MW]	Potencia Efectiva Neta Optima Caso Base [MW]	Diferencias [MW]
CCGNTG	614.00	614.00	-
COALST	957.31	957.31	-
FUOENG	85.73	0	85.73
GNENG	232.67	153.77	78.93
OCGTFO	0	0	-
OCGTNG	259.79	259.79	-
Total	<u>2,149.5</u>	<u>1,984.9</u>	<u>164.66</u>

Se plantea que el valor de capacidad que resulte del año simulado sea distribuido a proporción de las inyecciones neta de todas las centrales renovables (Eólica y Fotovoltaica). Se propone realizar la distribución de esta forma porque si se realiza solo viendo las horas de punta del sistema se penalizará a las centrales fotovoltaicas.

6.4. Caso estudio, Aplicación en las Transacciones económicas

En esta sección se realizará una simulación del cálculo de Potencia Firme utilizando la metodología propuesta, luego estos resultados serán comparados con los cálculos realizados para el mes de diciembre 2020 publicado por el OC

en las transacciones económicas diciembre 2020 [28] y así ver el impacto económico de lo planteado.

Potencia Firme Térmica e Hidroeléctrica

Se propone que la Potencia Firme de las centrales térmicas e Hidroeléctrica sea igualada a la Demanda Máxima del SENI después de descontarle la Demanda en horas de punta de las centrales renovables. Para el año 2020 sería 2,454.06 MW.

Tabla 10. Demanda Máxima a considerar para la remuneración Potencia Firme.

Fuente: Elaboración Propia.

Demanda Máxima SENI [MW]	Demanda Máxima Renovables [MW]	Demanda Máxima Térmica e Hidro [MW]
<u>2,587.74</u>	<u>133.68</u>	<u>2,454.06</u>

Luego de obtener la Demanda Máxima sin considerar las renovables, se procederá a igualar este valor con las potencias firmes de todas las unidades térmicas, para posteriormente calcular las diferencias a la que se denominará residuo final.

Si el residuo final es menor que cero (0) en este trabajo se plantea no multiplicar la potencia firme por un factor único para eliminar la distorsión en la distribución del monto que paga la demanda por potencia firme entre las unidades de generación.

A continuación, se muestran las Potencias Firmes termoeléctricas resultantes considerando la utilización de la Demanda Máxima luego de descontar el aporte de las fuentes de energías renovables.

Tabla 11. Potencia Firme termoeléctrica aplicación metodología propuesta.

Fuente: Elaboración Propia.

Tecnología	Potencia Firme [MW]
CCGNTG	521.39
COALST	305.99
FUOENG	815.13
GNENG	232.7
OCGTFO	0
OCGTNG	22.39
Total	<u>1,897.60</u>

Se utilizará como valor de capacidad para las renovables el determinado en el acápite 6.3 como resultado Metodología el cual fue de **164.66 MW**.

En la Tabla 12 presenta cómo sería la remuneración de la Potencia Firme y valor de capacidad de las centrales térmicas y renovables respectivamente aplicando la metodología propuesta en este trabajo.

Tabla 12. Potencia Firme termoeléctrica y renovable aplicación metodología propuesta.

Fuente: Elaboración Propia

Tecnología	Potencia Firme Térmica y renovable	Precio de Potencia de Punta RD/MW-Mes	Valorización RD\$
CCGNTG	521.39	550,710	287,134,686.90
COALST	305.99	550,710	168,511,752.90
FUOENG	815.13	550,710	448,900,242.30
GNENG	232.7	550,710	128,150,217.00
OCGTFO	0	550,710	-
OCGTNG	22.39	550,710	12,330,396.90
FER	164.66	550,710	90,679,908.60
Total	<u>2,062.26</u>		<u>1,135,707,204.6</u> <u>0</u>

Del informe de Reliquidación de Potencia Firme y Derecho de conexión del 2020 publicado por el OC [29], se toma la valorización de los resultados correspondiente al mes de diciembre 2020 para compáralos con los arrojado por la metodología.

Tabla 13. Valorización Potencia Firme térmica Diciembre 2020.

Fuente: informe de Reliquidación de Potencia Firme y Derecho de conexión del 2020 [29].

Tecnología	Valorización RD\$
CCGNTG	330,402,686.79
COALST	168,545,190.91
FUOENG	461,743,623.77
GNENG	126,655,304.73
OCGTFO	-
OCGTNG	12,965,531.71
FER	-
Total	<u>1,100,312,337.9</u> <u>1</u>

En la figura 9 se muestra los resultados de Potencias Firme y valor de capacidad resultante de la metodología propuesta, también se presenta la Potencia Firme del mes de diciembre del año 2020.

Potencia Firme por tecnología

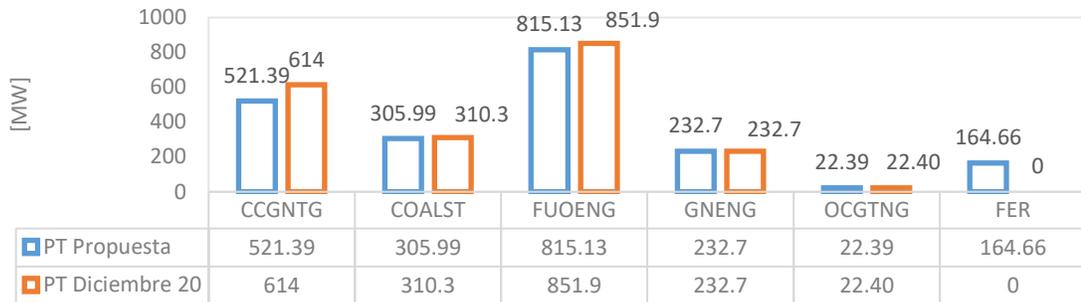


Figura 9 Comparación Potencia Firme método propuesto vs Diciembre 2020.

Fuente: Elaboración Propia.

En la figura 10 se muestra cómo quedaría la distribución del valor de capacidad asociado a las centrales con fuentes renovables para el año simulado (2020), la distribución se hizo a proporción de las inyecciones neta de cada central y se agrupó por tipo de tecnología renovable.

Distribución valor de capacidad por tipo energía renovable

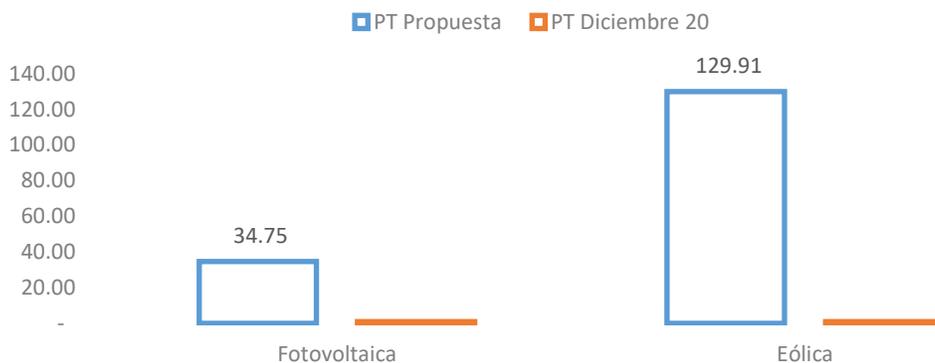


Figura 10 Distribución valor de capacidad por tipo de energías renovables.

Fuente: Elaboración Propia

Capítulo 7

7. Discusión

En este capítulo se analizarán e interpretarán los resultados arrojados de la aplicación de la metodología propuesta para determinar el valor de capacidad el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Dominicana, como también se discutirán sobre las adecuaciones de los aspectos regulatorios que deberían considerarse para poder implementar la propuesta.

Como se apreció en el capítulo 6, la metodología desarrollada arrojó un valor de capacidad de 164.66 MW para las centrales de energías renovables durante la simulación del año 2020, que para una tecnología con una capacidad instalada de 559.71 MW, este valor representa un 29%, lo cual es considerable si lo comparamos con el valor cero (0) que actualmente es aplicado para este tipo de centrales basado en la aplicación de la ley que nos rige.

El valor de capacidad arrojado por la metodología solo mide el aporte a la firmeza de la renovable para el año 2020. Como la propuesta contempla que se simule un año de perfiles horarios, para obtener este valor para el 2021 se deberá realizar el procedimiento el primer mes del año posterior al cálculo (enero 2022). Como la normativa contempla que la Potencia Firme deberá ser recalculada con su valor definitivo (ocurrencia en la Demanda Máxima), para implementar la metodología se deberá considerar valores preliminares para cada central y luego se deberá reliquidar con el valor de capacidad arrojado por el modelo. Por lo que la metodología propuesta es consistente como lo establece la normativa.

En este trabajo también se propone adecuar la Demanda Máxima a considerar para la remuneración de Potencia Firme de las centrales térmicas. Se mostró que para el año de simulación la demanda Máxima ocurrió el 18 de agosto a las 21 horas, cuando se observa la data de la demanda residual al descontarle la participación de la renovable, arrojó que puede cambiar el mes de ocurrencia, pero siempre resultó dentro de las horas de punta estipulada por las resoluciones completaría a la normativa (lo establecido en la resolución vigente OC-70-2020, que fija las horas de punta en una ventana fija comprendida entre las 19:00 y las 24:00), por lo que la propuesta asumida en este trabajo va en consonancia también con la normativa. El valor resultante

de la demanda residual en horas de punta para igualar con la Potencia Firme térmicas e hidroeléctricas fue de 2,454.06 MW.

La propuesta de realizar esta adecuación a la Demanda Máxima residual a igualar con la Potencia Firme térmica e hidro se hizo bajo el sustento de que no se quería introducir distorsiones en la metodología y que la Demanda pague dos veces el valor de MW aportados por las renovables.

Otra adecuación que se propuso es al procedimiento de cálculo de la Potencia Firme de cada unidad generadora termoeléctrica del SENI artículo 269 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad (RALGE). La interpretación de un residuo final menor a cero, es que, existe un déficit de Potencia Firme y ese déficit al multiplicarse por un porcentaje para igualarlo a la Demanda Máxima, hace que la demanda pague unos niveles de calidad de abastecimiento los cuales no se han brindados, generando distorsión en la distribución de los montos a pagar a las unidades generadoras. Para eliminar esa problemática en este trabajo se propone no aplicar factor único.

El resultado final obtenido del valor de capacidad que se va a remunerar para las renovables, se va a distribuir para todas las fuentes renovables (eólica, Fotovoltaicas) a proporción de sus inyecciones neta, para no afectar las centrales fotovoltaicas, debido a que si se toma otra metodología como considerar esa capacidad en hora de punta, se afectaría a las centrales que no contribuyen en esos periodos, y como se ve en los resultados las centrales fotovoltaicas son tecnología que también contribuyen a la confiabilidad del sistema. Por eso es que los resultados arrojan un valor de 34.75 MW para la fotovoltaicas y 129.91 MW para las eólicas.

Capítulo 8

8. Conclusiones

Los mecanismos de remuneración de capacidad tienen como propósito incentivar la inversión y la disponibilidad de las centrales de generación, por tanto, el mecanismo que sea adoptado debe estimular la participación de todas las tecnologías para no distorsionar la señal y crear barrera. Por eso la finalidad de éste trabajo ha sido proponer una metodología para evaluar la firmeza o valor de capacidad de las fuentes de energía renovables para que las mismas vayan en consonancia al mecanismo establecido en la normativa vigente (Ley General de Electricidad y su reglamento de Aplicación 125-01).

Como se pudo comprobar las fuentes de energía renovable tienen un impacto en la adecuación del sistema. Esto se evidenció con un valor de capacidad que, aunque no es tan alto como en los generadores convencionales, contribuye a la confiabilidad del sistema. Para el año 2020 la metodología arrojó un valor de capacidad de 164.66 MW para el parque de generadores renovables de la Rep. Dom.

Para implementar la metodología propuesta al mercado eléctrico dominicano, se requiere adecuaciones al marco regulatorio. Entre la que se encuentra modificar la demanda Máxima a considerar para igualar a la Potencia Firme térmica y que la Demanda pague dos (2) veces el valor de MW aportados por las renovables.

Otra de las mejoras que se propuso en este trabajo, fue corregir una debilidad que posee el mecanismo de seguridad de suministro en vigor, en el caso específico cuando la potencia firme del parque de generación térmico no alcance un nivel de probabilidad de excedencia de por lo menos del 95%. En este documento se propone no aumentar el porcentaje para llevarlo al 95% y así evitar que la demanda pague por unos niveles de seguridad que no se han brindados.

Al aplicar la metodología propuesta aún caso de estudio, específicamente diciembre 2020, se evidenció que la demanda tendría que pagar un incremento de 1.5% en el monto a remunerar si lo comparamos con el monto si no se aplicará la metodología.

El supuesto de este trabajo que considera la distribución del valor de capacidad en proporción de las energías inyectadas de las centrales renovable permite establecer un mecanismo abierto a todos los participantes involucrados en la adecuación del sistema.

La remuneración del valor de la capacidad de generación de fuentes de energía renovable podría reemplazar cualquier apoyo mecanismo en vigor y también podría complementarse con los incentivos fiscales actuales, con el objetivo de reducir las elevadas inversiones de capital que estas las tecnologías requieren.

Se proyecta que la generación de electricidad con energía renovable continuará creciendo en la República Dominicana, por lo que desde ya se deben ir creando las condiciones para que estas tecnologías participen de igual a igual en todos los ámbitos en el mercado eléctrico mayorista de la Republica Dominicana.

Capítulo 9

9. Recomendaciones

Se pueden hacer una serie de recomendaciones en cuanto a la metodología, su implementación y evaluación de sus resultados tales como:

- **Desarrollar un modelo más robusto.** Aunque las centrales se modelaron por agrupaciones por tecnología para simplificar el modelo en GAMS, se recomienda para obtener resultados más precisos que la metodología implementada en un modelo que contemple las características individuales de cada central, por ejemplo; potencia mínima, gradiente toma de carga, potencia máxima, tiempo mínimo de parada y arranque, etc.
- **Modelar la contribución individual de las eólicas y las fotovoltaicas.** El modelo utilizado para determina el valor de capacidad de las renovables lo realiza en base a la contribución total de ambas tecnologías, lo que para futuro trabajos se podría proponer que se mida la contribución individual de cada tecnología a la confiabilidad del sistema.
- **Incluir generación hidroeléctrica en el modelado.** La República Dominicana tiene aproximadamente 560 MW de capacidad hidroeléctrica instalada efectiva. El modelo no considera ningunas decisiones con respecto a la generación hidroeléctrica, por lo que, la viabilidad de incluir esa se podría evaluar la decisión en el modelo.
- **Ejecución de más escenarios.** Es de suma importancia probar varios escenarios para diferentes perfiles de demanda, así como perfiles solares y eólicos. Aunque la metodología arrojó un valor determinado, no siempre se podrá concluir que a mayor participación de las renovables mayores será el valor de capacidad arrojado, porque de

llegar a un índice de penetración es muy elevados el comportamiento de la contribución es posible que sea diferente.

- **Incluir los impactos ambientales.** El enfoque seguido por la propuesta metodológica se centra en determinar el valor de capacidad. Sin embargo, las energías renovables también tienen un impacto positivo en el medio ambiente. El aumento de las energías renovables contribuye en la reducción de emisiones y se podría incluirse en la metodología.
- **Evaluación de firmeza con solución de almacenamiento.** Utilizar soluciones de almacenamiento (BESS) a gran escala para la renovable es una posibilidad que tarde o temprano llegará al sistema eléctrico dominicano. Esta podría ser una futura línea de investigación que se puede realizar con el fin de evaluar el incremento de la firmeza con la introducción de estos elementos.

Capítulo 10

10. Bibliografías

- [1] P. Rodilla, P. Mastropietro y C. Batlle, «Mecanismo de capacidad y opciones de fiabilidad: criterios de diseño en un contexto con alta incertidumbre,» *papeles de energia*, p. 27, 2018.
- [2] R. Billinton y R. N. Allan, «Power System Reliability in Perspective,» *IEE J. Electronics Power*, nº 30, pp. 231-6, 1984.
- [3] C. Batlle, C. Vázquez, M. Rivier y I. Pérez-Arriaga, «Enhancing power supply adequacy in Spain: Migrating from capacity payments to reliability options,» *Energy Policy*, nº 35, pp. 4545-4554, 2007.
- [4] M. Ventosa y A. Ramos, Modelos de Sistemas de Energía Eléctrica.
- [5] P. b. C. M. O. PJM, «PJM Capacity performance Proposal,» 2018.
- [6] I. Pérez-Arriaga et al., Regulation of the Power Sector, Madrid: Springer, 2013.
- [7] C. Batlle, I. Pérez-Arriaga y P. Zambrano-Barragán, *Regulatory Design for RES-E Support Mechanisms: Learning Curves, Market Structure, and Burden-Sharing*, MIT-CEEPR, 2011.
- [8] National Renewable Energy Laboratory, «NREL,» [En línea]. Available: <http://www.nrel.gov/>. [Último acceso: 2 May 2017].
- [9] S. Huntington, P. Rodilla y C. Batlle, «Revisiting Support Policies for RES-E Adulthood: Towards Market Compatible Schemes,» MIT Energy Initiative, 2016.
- [10] GE Energy, «Western Wind and Solar Integration Study,» The National Renewable Energy Laboratory, Schenectady, New York, 2010.
- [11] L. Garver, «Effective load carrying capability of generating units,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 85, nº 8, 1966.

- [12] M. Ventosa y A. Ramos, Modelos de Sistemas de Energía Eléctrica, índices, medidas y criterio de fiabilidad, Universidad Pontificia Comillas.
- [13] M. Milligan y K. Porter, «Determining the Capacity Value of Wind: An Updated Survey of Methods and Implementation,» Texas, 2008.
- [14] C. Bothwell y B. Hobbs, «Crediting Wind and Solar Renewables in Electricity Capacity Markets: The Effects of Alternative Definitions upon Market Efficiency,» *Energy Journal*, vol. 38, 2017.
- [15] Organismo Coordinador OC-SENI, «Memoria anual 2020,» 2020.
- [16] Organismo Coordinador OC-SENI, Informe Demanda Máxima 2020.
- [17] C. Marcos, EVOLUCION DEL SECTOR ELECTRICO DOMINICANO, 2018.
- [18] Superintendencia de Electricidad, «<http://sie.gob.do/>,»
- [19] O. C. -. OC, «<https://www.oc.org.do/>
- [20] M. A. L. S. Pablo, «La privatización y el marco regulatorio: una evaluación de la liberalización del sector eléctrico en la República Dominicana,» p. 306, 2016.
- [21] LGE07, «Superintendencia de Electricidad, República Dominicana,» "*Ley General de Electricidad 125-01. Modificada por la Ley 186-07 del 06 de agosto de 2007*".
- [22] M. A. Domínguez G., «Revisión de Conceptos sobre la Remuneración de Potencia Firme de las Centrales Térmicas en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Dominicana y Propuesta de Adecuación,» Instituto Global de Altos Estudios en Ciencias Sociales (IGLOBAL), Santo Domingo, R.D., 2013.
- [23] Superintendencia de electricidad, Fijación del valor del costo marginal de potencia de punta en el MEM periodo 2017-2021, 2017.
- [24] Comisión nacional de energía, Ley número 57-07 Sobre incentivo al desarrollo de fuentes renovables de energía y sus regimenes especiales, 2012.
- [25] B. Santana, IMPACT OF AN OPTIMUM RENEWABLE PORTFOLIO STANDARD IN THE SYSTEM ADEQUACY, 2017.

- [26] C. Bothwell y B. Hobbs, «Crediting Wind and Solar Renewables in Electricity Capacity Markets: The Effects of Alternative Definitions upon Market Efficiency,» *Energy Journal*, vol. 38, nº KAPSARC Special Issue, pp. 173-188, 2017.
- [27] European Commission / Artelys, «METIS Technical Note T2 - METIS Power Market Models,» 2016.
- [28] Organismo Coordinador OC-SENI, «Transacciones Economicas Diciembre,» 2020.
- [29] Organismo Coordinador OC-SENI, «Reliquidación de Potencia Firme y Derecho de conexión,» 2020.

Capítulo 11

11. Apéndice

Datos de Potencia Efectiva Centrales Térmicas

A continuación, se muestra un resumen de datos de las centrales térmicas utilizados en el caso de estudio

Tabla 14. Potencia Efectiva Neta Térmica Diciembre 2020.

Fuente: Informe Transacciones Económicas de Potencia 2020, OC

Datos Centrales Térmica 2020				
Agente	Central	Unidad	No. de unidades	POT. Efectiva Neta
				MW
AES Andrés	AES Andrés	AES Andrés	1	296.0
BIO-Energy	BIO-Energy	BIO-Energy	1	27.8
CDEEE	CESPM 1	CESPM 1	1	96.3
	CESPM 2	CESPM 2	1	98.4
	CESPM 3	CESPM 3	1	99.6
CEPP	CEPP 1	CEPP 1 UNIDAD 1	1	5.4
	CEPP 1	CEPP 1 UNIDAD 1	1	5.4
	CEPP 1	CEPP 1 UNIDAD 1	1	5.4
	CEPP 2	CEPP 2	9	49.0
DPP	PARQUE LOS MINA	PARQUE LOS MINA	1	318.0
GPLV	PALAMARA	PALAMARA 1 UNIDAD 1	1	10.3
		PALAMARA 1 UNIDAD 2	1	10.3
		PALAMARA 1 UNIDAD 3	1	10.3
		PALAMARA 1 UNIDAD 4	1	10.3
		PALAMARA 1 UNIDAD 5	1	10.3
		PALAMARA 1 UNIDAD 6	1	10.3
		PALAMARA 1 UNIDAD 7	1	10.3
		PALAMARA 1 UNIDAD 8	1	10.3

Datos Centrales Térmica 2020				
Agente	Central	Unidad	No. de unidades	POT. Efectiva Neta
				MW
		PALAMARA 1 UNIDAD 9	1	10.3
		PALAMARA 1 UNIDAD 10	1	10.3
	LA VEGA	LA VEGA 1 UNIDAD 1	1	17.5
		LA VEGA 1 UNIDAD 2	1	17.5
		LA VEGA 1 UNIDAD 3	1	17.5
		LA VEGA 1 UNIDAD 4	1	17.5
		LA VEGA 1 UNIDAD 5	1	17.5
HAINA	HAINA TG	HAINA TG	1	99.8
	SAN PEDRO VAPOR	SAN PEDRO VAPOR	1	31.4
	BARAHONA CARBON	BARAHONA CARBON	1	48.5
	SULTANA DEL ESTE	SULTANA DEL ESTE 6	1	16.7
		SULTANA DEL ESTE 7	1	16.7
		SULTANA DEL ESTE 8	1	16.7
		SULTANA DEL ESTE 9	1	16.7
	PALENQUE	PALENQUE 1	1	6.1
		PALENQUE 2	1	6.1
		PALENQUE 3	1	6.1
		PALENQUE 4	1	6.1
QUISQUEYA 2	QUISQUEYA 2	12	220.9	
ITABO	ITABO 1	ITABO 1	1	117
	ITABO 2	ITABO 2	1	117
LEAR	MONTE RIO	MONTE RIO	13	96
LAESA	PIMENTEL 1	PIMENTEL 1	4	30.8
	PIMENTEL 2	PIMENTEL 2	4	27.5

Datos Centrales Térmica 2020				
Agente	Central	Unidad	No. de unidades	POT. Efectiva Neta
				MW
	PIMENTEL 3	PIMENTEL 3	3	50.4
LOS ORIGENES	LOS ORIGENES	LOS ORIGENES	5	57.3
METALDOM	METALDOM	METALDOM	4	40.7
MONTE RIO	INCA KM22	INCA KM22	4	14.2
	BERSAL	BERSAL	4	23.9
PVDC	QUISQUEYA 1	QUISQUEYA 1	4	66.8
SAN FELIPE	SAN FELIPE	SAN FELIPE	1	176.8
SEABOARD	ESTRELLA DEL MAR	ESTRELLA DEL MAR	7	108

Datos Capacidad Instalada Energía Renovable.

A continuación, se muestra la capacidad instalada, la tecnología de cada unidad de generación Renovable en el SENI a finales de diciembre del año 2020.

Tabla 15. Capacidad Instalada Energía Renovable 2020.

Fuente: Memorial Anual 2020, OC [15].

Datos Capacidad Instalada Energía Renovable año 2020			
Agente	Central	Tecnología	Capacidad Instalada MW
EGEHAINA	JUANCHO LOS COCOS	EÓLICO	25.2
	LOS COCOS 2	EÓLICO	52.0
	QUILVIO CABRERA	EÓLICO	8.3

Datos Capacidad Instalada Energía Renovable año 2020			
Agente	Central	Tecnología	Capacidad Instalada MW
	LARIMAR I	EÓLICO	49.5
	LARIMAR II	EÓLICO	48.3
MONTE PLATA SOLAR	MONTE PLATA SOLAR	SOLAR	30
MONTE CRISTI SOLAR	MONTE CRISTI SOLAR T1	SOLAR	28.98
	MONTE CRISTI SOLAR T2	SOLAR	28.98
IC POWER DR OPERATIONS	AGUA CLARA	EÓLICO	52.5
PECASA	GUANILLO	EÓLICO	52.5
GRUPO EOLICO DOMINICANO	MATAFONGO	EÓLICO	34
EMERALD SOLAR	SOLAR CANOA	SOLAR	32.6
POSEIDON ENERGIA	LOS GUZMANCITOS	EÓLICO	50
WCG ENERGY	MATA DE PALMA	EÓLICO	66.9

Datos de Capacidad Instalada, Tecnología y Combustible.

A continuación, se muestra la capacidad instalada, la tecnología y el tipo de combustible de cada unidad de generación térmica en el SENI a finales de diciembre del año 2020.

Tabla 16. Capacidad Instalada Energía Renovable 2020.

Fuente: Memorial Anual 2020, OC [15]

Datos Centrales Térmica 2020				
Agente	Central	Tecnología	Tipo de Combustible	Capacidad Instalada MW
AES Andrés	AES Andrés	Ciclo Combinado	Gas Natural	319
BIO-Energy	BIO-Energy	Turbina a Vapor	Biomasa	30
CDEEE	CATALINA 1	Turbina a Vapor	Carbón	391
	CATALINA 2	Turbina a Vapor	Carbón	391
CESPM	CESPM 1	Ciclo Combinado	Gas y FUEL OIL #2	100
	CESPM 2	Ciclo Combinado	Gas y FUEL OIL #2	100
	CESPM 3	Ciclo Combinado	Gas y FUEL OIL #2	100
CEPP	CEPP 1	Motor de combustión Interna	FUEL OIL #6	18.7
	CEPP 2	Motor de combustión Interna	FUEL OIL #6	58.1
METALDOM	METALDOM	Motor de combustión Interna	FUEL OIL #6	42
DPP	LOS MINA 5	Ciclo Combinado	Gas Natural	118
	LOS MINA 6	Ciclo Combinado	Gas Natural	118
	LOS MINA 7	Ciclo Combinado	Gas Natural	123.3
GPLV	PALAMARA	Motor de combustión Interna	FUEL OIL #6	107
	LA VEGA	Motor de combustión Interna	FUEL OIL #6	87.5
HAINA	HAINA TG	Turbina a Gas	FUEL OIL #2	100
	SAN PEDRO VAPOR	Turbina a Vapor	FUEL OIL #2	33
	BARAHONA CARBON	Turbina a Vapor	Carbón	51.9
	SULTANA DEL ESTE	Motor de combustión Interna	FUEL OIL #6	66.4
	PALENQUE	Motor de combustión Interna	FUEL OIL #6	25.6

Datos Centrales Térmica 2020				
Agente	Central	Tecnología	Tipo de Combustible	Capacidad Instalada MW
	QUISQUEYA 2	Motor de combustión Interna	Gas y FUEL OIL #6	225.2
ITABO	ITABO 1	Turbina a Vapor	Carbón	128
	ITABO 2	Turbina a Vapor	Carbón	132
LEAR	MONTE RIO	Motor de combustión Interna	FUEL OIL #6	101.5
LAESA	PIMENTEL 1	Motor de combustión Interna	FUEL OIL #6	31.4
	PIMENTEL 2	Motor de combustión Interna	FUEL OIL #6	27.9
	PIMENTEL 3	Motor de combustión Interna	Gas y FUEL OIL #6	51.2
LOS ORIGENES	LOS ORIGENES	Motor de combustión Interna	Gas y FUEL OIL #6	60.7
MONTE RIO	INCA KM22	Motor de combustión Interna	FUEL OIL #6	14.6
	BERSAL	Motor de combustión Interna	FUEL OIL #6	25.2
PVDC	QUISQUEYA 1	Motor de combustión Interna	Gas y FUEL OIL #6	156.6
	QUISQUEYA 1 SPM	Motor de combustión Interna	Gas y FUEL OIL #6	68.28
SAN FELIPE	SAN FELIPE	Ciclo Combinado	FUEL OIL #6 y #2	185
SEABOARD	ESTRELLA DEL MAR	Motor de combustión Interna	Gas y FUEL OIL #6	11.3

Datos de centrales convencionales GAMS.

Tabla 17. Datos de centrales GAMS.

Fuente: Memorial Anual 2020, OC [15].

Central	Technology-GAMS	Potencia efectiva neta	VC (US\$/MWh)
HAINA TG	OCGTF0	99.8	158.35
BARAHONA CARBON	COALST	48.54	45.60

Central	Technology-GAMS	Potencia efectiva neta	VC (US\$/MWh)
SULTANA DEL ESTE	FUOENG	66.84	75.10
QUISQUEYA 2	FUOENG	220.9	48.12
ITABO 1	COALST	116.99	27.25
ITABO 2	COALST	117	32.67
CESPM 1	OCGTNG	84.97	56.38
CESPM 2	OCGTNG	86.63	54.91
CESPM 3	OCGTNG	88.19	57.21
PIMENTEL 1	FUOENG	30.8	91.96
PIMENTEL 2	FUOENG	27.5	92.93
PIMENTEL 3	FUOENG	50.4	87.20
ESTRELLA DEL MAR 2	GNENG	108.6	63.72
PALAMARA	FUOENG	102.5	75.53
LA VEGA	FUOENG	87.5	85.72
CEPP 1	FUOENG	16.2	126.51
CEPP 2	FUOENG	49	125.09
PARQUE ENERGETICO LOS MINA CC TOTAL	CCGTNG	318	41.81
PALENQUE	FUOENG	24.2	81.66
AES ANDRES	CCGTNG	296	35.06
MONTE RIO	FUOENG	96.6	62.62
METALDOM	FUOENG	40.7	91.02
INCA KM22	FUOENG	14.2	93.31
BERSAL	FUOENG	23.9	93.24
LOS ORIGENES	GNENG	57.3	76.05
SAN FELIPE	OCGTFO	176.4	142.27
QUISQUEYA 1	GNENG	66.77	59.74
PUNTA CATALINA 1	COALST	337.39	28.28
PUNTA CATALINA 2	COALST	337.39	28.31

Conjunto de parámetros en GAMS

```

SETS
/
p
/p1*p8784/
g          Generators
/
CCGTNG
COALST
FUOENG
GNENG
OCGTFO
OCGTNG
EOLICANORT
E
EOLICASUR
SOLARNORTE
SOLARSUR
/
year
/
2020
/
    
```

```

SETS
/
t(g)      Thermal Generators
          (Fossil)
/
CCGTNG
COALST
FUOENG
GNENG
OCGTFO
OCGTNG
/
w(g)      Wind Generation
/
EOLICANORT
E
EOLICASUR
/
s(g)      Solar Generation
/
SOLARNORTE
SOLARSUR
/
    
```

Costo energía no servida

```

SCALARS
pc          non-served energy cost
          (US$ per MWh)
/
112.48
/
    
```

xmax(g)	Maximum effective installed capacity of g [MW]
/	
CCGTNG	614.0
COALST	957.3
FUOENG	851.2
GNENG	232.7
OCGTFO	276.2
OCGTNG	259.8
EOLICANORTE	
E	155.0
EOLICASUR	217.3
SOLARNORTE	58.0
SOLARSUR	129.5
/	

Demanda horaria en [MW]

d(p)	Demand of the system in period p [MW]
/	
p1	1791.48
p2	1802.85
p3	1766.88
p4	1719.77
p5	1667.26
p6	1645.15
p7	1627.96
p8	1560.8
p9	1500.15
p10	1503.08
p11	1457.51
p12	1506.83
p13	1532.27
*****	*****
p8772	1573.17
p8773	1557.92
p8774	1610.79
p8775	1639.41
p8776	1641.04
p8777	1629.31
p8778	1584.65
p8779	1616.08
p8780	1693.22
p8781	1657.62
p8782	1598.64
p8783	1581.28
p8784	1555.21

Perfiles Solares Zona Sur

solp2(p)	solar profile 2	SOLARSU R
/		
p1	0.00	
p2	0.00	
p3	0.00	
p4	0.00	
p5	0.01	
p6	0.08	
p7	0.17	
p8	0.23	
p9	0.27	
p10	0.49	
p11	0.53	
p12	0.62	
*****	*****	
p8777	0.31	
p8778	0.10	
p8779	0.00	
p8780	0.00	
p8781	0.00	
p8782	0.00	
p8783	0.00	
p8784	0.00	
/		