

olade

ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA | LATIN AMERICAN ENERGY ORGANIZATION | ORGANIZAÇÃO LATINO-AMERICANA DE ENERGIA | ORGANISATION LATINO-AMERICAINE D'ENERGIE



MINISTERIO
DE ENERGÍA Y MINAS
REPÚBLICA DOMINICANA



PLANIFICACIÓN DE INVERSIONES EN GENERACIÓN ELÉCTRICA DE REPÚBLICA DOMINICANA 2040



Planificación de Inversiones en Generación Eléctrica de República Dominicana 2040

Este documento se realizó en el marco del Acuerdo de Subvención (*Grant Agreement*) celebrando entre OLADE y el “Proyecto Transición Energética - Fomento de Energías Renovables para implementar los Objetivos Climáticos en la República Dominicana” de la GIZ (Contract No. 81247873).



Proyecto
Transición
Energética

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Por encargo de:



de la República Federal de Alemania



Ing. Alfonso Blanco
Secretario Ejecutivo

Dr. Andrés Schuschny
Director de Estudios, Proyectos e
Información

Ing. Fabio García
Especialista Asociado



Dr. Antonio Isa Conde
Ministro de Energía y Minas

Ing. Ernesto Vilalta
Vice Ministro de Energía

Ing. Oscar Antonio De La Maza,
Director de Energía Renovable

Ing. Aníbal Mejía
Director de Energía Convencional

El presente documento fue realizado por el Ing. Ruben Chaer, Consultor Senior de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). La coordinación ejecutiva y revisión técnica del trabajo estuvo a cargo del Dr. Andrés Schuschny, Director de Estudios, Proyectos e Información de la OLADE y el Ing. Oscar de la Maza, del Ministerio de Energía y Minas (MEM) de la República Dominicana. Se agradece la participación de los Sres. Aníbal Mejía, Juan Moreno, Tomás Varona, Ernesto Acevedo y Francisco Cruz del Ministerio de Energía y Minas de la República Dominicana y a la Sra. Mercedes Arias de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y del Ing. Fabio García de la OLADE por sus aportaciones durante la realización del estudio Asimismo, se desea agradecer a los Sres. Pedro Betancourt, Ernesto Caamaño, Omar García, Luis Garrido, Ivan Guzman, Yovanny Heredia, Gabriel Mejia, Emely Mendez, Zoila Morillo, Deury Ogando, Luis Jonás Ortiz, Jarrizon Quevedo, Agustín Santana Ciprian, Hector Freddy Santana Castillo, Miozotty de los Santos, Juan Vasquez y y a Evgueni Matias Jouk, Daniel Almarza y Clemens Findeisen de la GIZ por sus aportes durante las discusiones que se mantuvieron durante la realización del estudio.

Este documento se realizó en el marco del Acuerdo de Subvención (Grant Agreement) celebrando entre OLADE y el “Proyecto Transición Energética - Fomento de Energías Renovables para implementar los Objetivos Climáticos en la República Dominicana” de la GIZ (Contract No. 81247873). Se agradece a Blanca Guanocunga de OLADE por el formateo y diseño del documento. Las fotografías de la portada fueron tomadas del sitio web Pixabay.com y son gratuitas para uso comercial, de dominio público y no requieren atribución.

Las opiniones expresadas en este documento son de exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de las organizaciones participantes. Las denominaciones empleadas en los mapas y la forma en que aparecen presentados los datos que contienen no implican juicio alguno sobre la condición jurídica de países, territorios, ciudades o zonas, o de sus autoridades, ni respecto de la delimitación de sus fronteras o límites.

ÍNDICE

Resumen Ejecutivo	2
1. Introducción.....	7
1.1. Objetivo	7
1.2. Metodología	7
2. Modelado del SENI actual	9
2.1 Demanda	9
2.2 Escalones y Costo de Falla	12
2.3 Generación Hidráulica.....	12
2.4 Algunos resultados de simulación del sistema hidráulico	16
2.5 Generación Térmica	17
2.6 Generación Eólica y Solar.....	18
3. Hipótesis de expansión.....	21
3.1. Escenarios analizados.....	21
3.2. Red de transmisión.....	22
3.3. Expansión térmica	26
3.4. Eólica y Solar	28
3.5. Centrales hidroeléctricas	30
3.6. Centrales de Biomasa y Residuos Sólidos Urbanos.....	30
3.7. Eficiencia energética	31
3.8. Generación distribuida.....	31
3.9. Autorespaldo existente	31
4. Indexación de los precios de combustibles	33
4.1. Biomasa	33
4.2. Carbón.....	33
4.3. Fueloil.....	33
4.4. Gas Natural.....	33
4.5. Petróleo	35
5. Modelos estocásticos CEGHs	41
5.1. Caudales a las centrales hidroeléctricas	41
5.2. Eólica, Solar.....	43
5.3. Precios de combustibles.....	45
6. Resultados de la optimización de inversiones.....	47
6.1. Resultados del Caso Base (Optimización Libre).....	47
6.2. Reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero.....	54
6.3. Caso R25. Integración mínima de renovables	57
6.4. Caso CC145.....	62
6.5. Sensibilidad a los factores de capacidad de la eólica y la solar	63
7. Consideraciones sobre el impacto del cambio en la matriz energética eléctrica de República Dominicana.....	65
7.1. Cambios en figuras de riesgo del valor marginal	66
7.2. Servicio de Confiabilidad del Sistema (SCS).....	78

Resumen Ejecutivo

En este estudio se presenta un plan de inversiones de generación eléctrica para cubrir la demanda futura del SENI¹ hasta el año 2040. Se modeló en forma detallada el sistema hidroeléctrico del SENI, el conjunto de centrales térmicas agrupándolas según el tipo de combustible (Biomasa, Carbón, Fuel Oil y Gas Natural) y por el tipo de central (de Base o de Punta) y las centrales eólicas y solares existentes.

A partir de la información y lineamientos definidos por el MEM y el resto de organizaciones que participaron en la definición de la modelación se asumió: a) Que las opciones de expansión consideradas fueran eólica, solar y centrales térmicas de base y de punta funcionando a gas natural y b) Que las ampliaciones de red necesarias para las nuevas centrales se modelarán suponiendo que las mismas deben incurrir en el costo de construcción de un tramo de línea de 30 km en caso de las eólicas y de 5 km para las solares y térmicas más los costos de adaptación de la estación de llegada.

Se construyeron modelos estocásticos para representar el recurso hidroeléctrico, eólico y solar, así como para representar la tendencia y variabilidad de los precios de los combustibles.

Los precios de las opciones de expansión eólica y solar se consideraron con variación futura a la baja.

En el horizonte de análisis se incorporan al SENI 5,000 MW de eólica comenzando en el año 2025. Los primeros 3,000 MW se instalan entre el 2025 y el 2031 lo que implica un ritmo de incorporación de eólica es 430 MW/año. La instalación de nuevas plantas de energía solar comienza en el año 2030 con 50 MW llegando a incorporar 400 MW al año 2036 totalizando así 563 MW de solar en el SENI. En 2033, el sistema incorpora la primera Central Térmica de Punta (60 MW) y recién en 2038 realiza la primera inversión en ciclo combinado.

¹ SENI significa Sistema Eléctrico Nacional Interconectado. Es el conjunto de centrales de generación eléctrica y sistemas de distribución que se encuentran interconectados entre sí.

El Plan de Inversiones resultante implica una reducción importante de los Gases de Efecto Invernadero (GEI) que medidos en toneladas equivalentes de CO_2 representan aproximadamente 0.55 Ton/MWh a 0.3 Ton/MWh en 2033. A partir del 2033, se mantiene en ese valor dado que el crecimiento de la Demanda implica la incorporación de centrales térmicas.

La incorporación de energías eólica y solar reduce los factores de uso de las centrales térmicas a 50% para las centrales de base y a valores entre 15 y 18% para las centrales de punta. Esto significa un cambio importante respecto al funcionamiento actual, lo que ameritaría una revisión de la forma en que perciben la remuneración dichas centrales. En el mismo sentido, las centrales hidroeléctricas y las térmicas de punta, tendrán un uso diferente al actual prestando un servicio de dar flexibilidad a la operación del SENI lo que permite la incorporación de las energías eólica y solar.

Los resultados permiten caracterizar tres etapas de la expansión del SENI. Etapa inicial del 2020 al 2024 en la que no es necesario realizar expansiones de la generación y en la que los precios de los combustibles están bajos por el efecto y consecuencias remanentes del COVID-19. Etapa eólica, del 2025 al 2030 con una fuerte expansión eólica. Y por último la Etapa multi-fuente, del 2031 en adelante donde se continúa con la expansión eólica a menor ritmo y comienza a ser conveniente incluir energía solar y térmica.

La expansión óptima, alcanzaría el objetivo de cubrir por lo menos el 25% del suministro en base a energías renovables, previsto en el artículo 21 de la Ley 57-07, durante el año 2025. Si se quiere alcanzar ese objetivo antes del año 2025 sería necesario adelantar los proyectos del 2025 al 2024.

Como todo plan de futuro, los resultados están sujetos a las hipótesis y la incertidumbre sobre el cumplimiento de las mismas; esta incertidumbre es mayor cuanto más lejos en el tiempo se analicen los resultados. En particular es muy probable que cuando se esté avanzando en la Etapa Eólica, se tengan novedades sobre otras tecnologías (como puede ser la bajada disruptiva del precio de las baterías y/o de las celdas de hidrógeno) que lleven a una re-optimización y a cambios en la Etapa multi-fuente. De cualquier manera, dada la modularidad de los proyectos eólicos, se considera que el plan previsto para esa etapa es robusto dado que no se visualiza un riesgo de arrepentimiento por los posibles cambios que hoy nos imaginamos pueden ocurrir.

En la etapa final de este trabajo, se recibió la información de la instalación de una central de ciclo combinado de 145 MW en base a gas natural, que entraría en operación en septiembre de 2021. Esta incorporación está claramente por fuera de lo que sería el Plan Óptimo y se analizó sobre la base de suponer que dicha central generará con igual factor de capacidad que el resto de las centrales de ciclo combinado del SENI. Se supuso entonces que comienza con

un factor de despacho del entorno al 85% y que dicho factor se reduce al entorno del 50% al incorporarse masivamente las energías renovables. Esta incorporación implica una reducción de 190 MW en la instalación de energía eólica respecto del óptimo.

Como ya se mencionó, la incorporación masiva de energías renovables llevará a una reducción sustancial del factor de despacho de las centrales térmicas, lo que posiblemente lleva a la necesidad de adecuaciones en la regulación para reflejar adecuadamente el valor que cada central agrega en el SENI. Para colaborar en este propósito, se presentan los capítulos 8 y 9. En el capítulo 8 se analizan las figuras de riesgo asociadas a la valorización marginal de la energía. En el capítulo 9 se presenta una propuesta de metodología para el cálculo de un Servicio de Confiabilidad del Sistema que tiene por propósito valorar el aporte de las diferentes fuentes de generación al mantenimiento del balance de potencia del SENI.

Este trabajo se realizó como continuación de un curso de capacitación realizado en Santo Domingo en febrero de 2020. Como resultado del mismo, un equipo de aproximadamente 20 profesionales de las distintas instituciones del sector eléctrico de República Dominicana adquirieron el conocimiento suficiente para ejecutar las simulaciones y análisis que aquí se presentan a partir de los archivos con el modelado del SENI que se suministran como resultado de este estudio.

Finalmente, cabe destacar que la capacitación realizada y el producto de este proceso de asistencia técnica se deben considerar como una etapa más de un camino de mejora continua. Se identifican como posibles próximos trabajos: i) Integración de las herramientas suministradas a las diferentes etapas de la programación de la operación del SENI en períodos semestrales, mensuales, semanales y diarios. ii) La incorporación de un simulador en tiempo real de la operación óptima que pueda asimilar los pronósticos de generación con el estado actual del SENI y generar señales de precios que pudieran en un futuro ser utilizadas por Demandas con Respuesta. iii) Incorporación de la planificación de la red de transmisión al problema de optimización de inversiones.

1. Introducción

1.1. Objetivo

El objetivo principal del presente estudio es la realización de una propuesta de plan de inversiones de generación de energía eléctrica para República Dominicana. Es un objetivo secundario el realizar un modelado en la plataforma SimSEE² del SENI, con el detalle suficiente para el propósito de planificación de inversiones y que a su vez pueda servir como un primer modelo para su posterior refinamiento y utilización con propósitos de programación de la operación de mediano y corto plazo.

1.2. Metodología

Todos los valores monetarios están expresados en dólares estadounidenses de marzo 2020. A los efectos de las simulaciones realizadas para la optimización de inversiones, se considera una tasa de descuento anual real de 12%. Este valor sin duda es superior a las tasas de rentabilidad esperada de los proyectos del sector eléctrico, pero se utiliza al solo efecto de comparar opciones de inversión haciendo pesar la incertidumbre inherente, a la información seguramente incompleta, que se utiliza para modelar el futuro.

Se realizó el modelado del SENI con la información suministrada, incluyendo modelo de Demanda, Centrales hidráulicas, Térmicas, Eólicas y Solares.

El modelo realizado es de Nodo Único, por lo cual no tiene en consideración eventuales restricciones del sistema de transporte.

Para el modelado de la variabilidad hidráulica, se confeccionó un modelo estocástico CEGH³ de caudales de aportes hidráulicos medios mensuales a las 27 centrales del SENI.

² SimSEE es una Plataforma de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica creada por el Instituto de Ingeniería Eléctrica del Uruguay. (<https://simsee.org>).

³ Los modelos de Correlaciones en Espacio Gaussiano con Histograma (CEGH) captan las correlaciones entre un conjunto de series temporales entre sí y con sus pasados respetando los histogramas de amplitudes de las mismas. Ver: "Fundamentos del modelado CEGH de procesos aleatorios" DOI: 10.13140/RG.2.1.4637.8081

Para el modelado de la variabilidad eólica y solar, se construyó un modelo estocástico CEGH de velocidad de viento y de radiación solar en 10 puntos seleccionados del territorio nacional en base a series de re-análisis.

Las opciones de expansión consideradas fueron: Centrales Térmicas de Punta y Ciclos Combinados utilizando Gas Natural, Eólica y Solar fotovoltaica. Como Centrales Térmicas de Punta (TP), se consideran tanto las turbinas aeroderivadas como los moto-generadores. En ambos casos se considera que son de despacho flexible. Los Ciclos Combinados (CC) se consideran con restricciones al despacho, imponiendo que son despachados para una operación de por lo menos 24 horas. Adicionalmente, se valoriza la energía de fuentes que podrían ingresar en forma marginal al SENI, como ser expansiones de generación hidráulica, nuevas centrales de biomasa asociadas a emprendimientos industriales o a centrales de valorización de Residuos Sólidos Urbanos, la generación distribuida de micro-generación solar a nivel residencial y acciones de promoción de Eficiencia Energética.

2. Modelado del SENI actual

2.1 Demanda

a) Proyección de la energía anual en bornes de generación.

Se consideró la proyección de demanda suministrada por el MEM que se muestra en la tabla 1.

Tabla 1

Escenario de demanda del SENI en bornes de generación

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Tradicional [GWh]	9,986	10,743	10,904	9,159	10,197	11,123	11,581	11,962	11,737	12,612
Movilidad Eléctrica [GWh]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total [GWh]	9,986	10,743	10,904	9,159	10,197	11,123	11,581	11,962	11,737	12,612
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Tradicional [GWh]	13,102	14,024	14,543	14,137	14,886	15,638	16,047	16,487	18,282	18,282
Movilidad Eléctrica [GWh]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100
Total [GWh]	13,102	14,024	14,543	14,137	14,886	15,638	16,047	16,487	18,282	18,382
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Tradicional [GWh]	18,863	19,462	20,080	20,718	21,377	22,056	22,756	23,479	24,225	24,995
Movilidad Eléctrica [GWh]	216	314	413	512	612	713	815	918	1,022	1,127
Total [GWh]	19,079	19,777	20,494	21,231	21,989	22,769	23,572	24,397	25,247	26,122
	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Tradicional [GWh]	25,789	26,608	27,454	28,326	29,226	30,154	31,112	32,101	33,121	34,173
Movilidad Eléctrica [GWh]	1,501	1,876	2,250	2,626	3,001	3,378	3,754	4,132	4,510	4,889
Total [GWh]	27,290	28,484	29,704	30,951	32,227	33,532	34,867	36,233	37,631	39,062

Fuente: Proyecciones de demanda suministradas por el Ministerio de Energía y Minas, 2020.

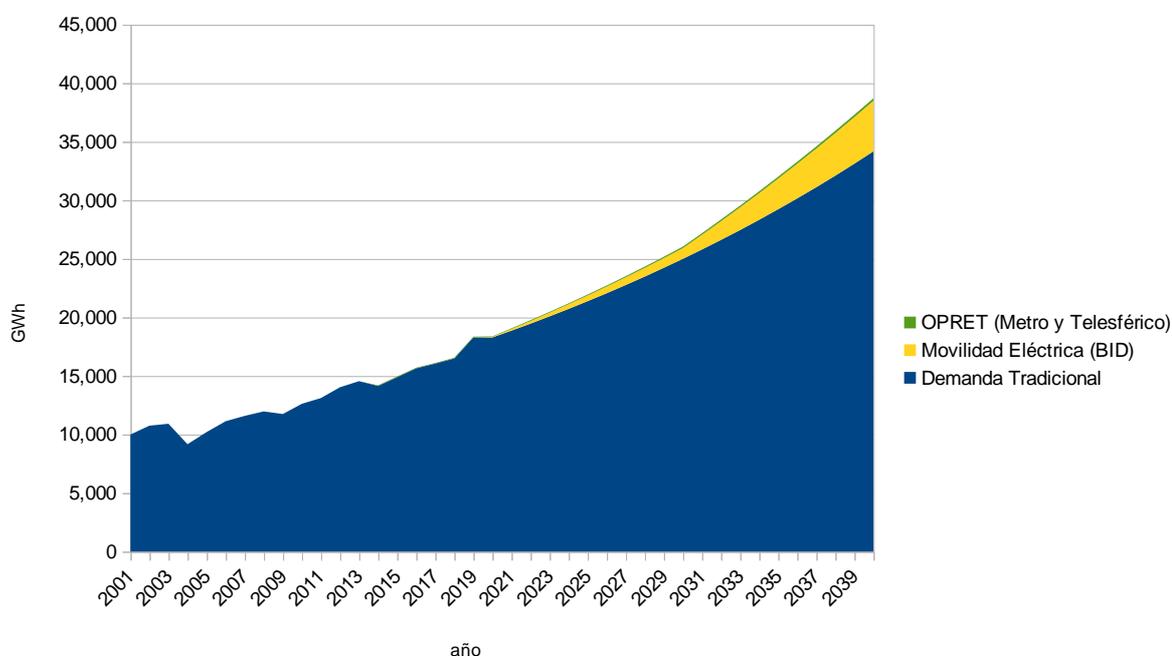
Hasta 2019 inclusive corresponde al histórico registrado en el SENI y de 2020 en adelante a la proyección realizada en base a estudios actualmente en curso, que podrán resultar ligeramente diferentes a las magnitudes de la tabla anterior. Las filas "Tradicional" corresponden a la Demanda actual del SENI a nivel de generación. Las filas "Movilidad Eléctrica" se refieren al incremento del número de unidades eléctricas del parque vehicular para todo tipo de vehículos conforme a los resultados del estudio del Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica recientemente elaborado con el apoyo financiero del BID, así como al crecimiento previsto en toda la red del Metro de Santo Domingo y

sistemas adicionales, como el teleférico (gestionados por la OPRET⁴) conforme a las proyecciones de incremento de nuevas rutas del mismo. A los efectos de considerar esta nueva demanda en bornes de generación, se asumió un factor de pérdidas complejivas de transmisión, incluyendo etapas de transformación y distribución de 8%. Este valor considera que gran parte de la movilidad eléctrica está asociada al transporte público alimentado en subestaciones dedicadas, resultando en pérdidas inferiores a las correspondientes a los consumos domiciliarios.

La Figura 1 muestra la misma información de la tabla 1, en forma gráfica.

Figura 1

Escenarios de demanda considerado



Fuente: Proyecciones de demanda suministradas por el Ministerio de Energía y Minas.

Es de destacar que, a la fecha de realización de este estudio, el SENI cuenta con condiciones suficientes para el abastecimiento del 100% de su demanda, por lo cual en las proyecciones, no se considera ningún crecimiento atribuible a demanda no servida.

4 OPRET es la Oficina para el Reordenamiento Terrestre.

b) Modelo de la potencia media horaria.

Parte fundamental del modelado realizado tiene por objetivo reflejar el mantenimiento del balance horario entre generación y demanda. Teniendo en consideración que se incorpora al sistema abundante cantidad de eólica y solar, es necesario tener una representación adecuada tanto del Pico como del Valle de potencia del SENI, en el año y en los días. Para lograr tener dicha representación, se partió del registro histórico horario del año 2018, el que está afectado por recortes en el abastecimiento de la Demanda y se realizó una corrección para reconstruir una estimación de la Demanda horaria sin recortes.

La demanda abastecida en 2018 presenta un pico anual de 2395 MW y un factor de carga de 0.80. Se consideró la existencia de racionamientos cuando la potencia horaria supera 71% del pico anual y que el valor racionado es igual al 0.95 del valor que excede el 0.71 del Pico Anual. Si PDA_h es la potencia de la Demanda Abastecida en la hora h del año 2018, se consideró que la Potencia de la Demanda Gestionada se calcula como se expresa en la ec.1. Los valores 0.71 y 0.95 fueron calibrados para que se verifique que la energía de la Demanda Gestionada es del orden del 10% de la Demanda Total anual y que el factor de capacidad de la Demanda Corregida sea 0.7 para obtener una demanda consistente con la información del informe de consultoría de Mercados Energéticos de enero 2018.

$$PDG_h = \max(0.95(PDA_h - 0.71 \times 2395)) \quad \text{ec.(1) Estimación de la Demanda Gestionada.}$$

La Demanda Gestionada, así calculada, fue sumada al registro histórico de 2018 para tener así La Demanda Corregida de 2018 con detalle horario. En la Sala SimSEE⁵, la Demanda se modela como un Actor⁶ que utiliza esa Demanda Corregida, escalando su valor en todas las horas de cada año para que la energía anual sea la de la tabla 1.

⁵ Una Sala SimSEE, es el archivo usado para representar un sistema a simular.

⁶ Un Actor en SimSEE es una entidad que participa de los intercambios de energía en la simulación. Por ej. Generadores, Demandas, Arcos y Nodos.

2.2 Escalones y Costo de Falla

A los efectos de dar las señales de expansión de inversiones, se modelaron dos escalones de falla. El primero de profundidad 10% con un costo de 600 USD/MWh, representando el costo de suministro autónomo de electricidad (grupos electrógenos incluyendo costos variables y fijos), y el segundo escalón, cubriendo el 90% restante de la Demanda con un costo de 6000 USD/MWh, reflejando que no se consideran admisibles racionamientos superiores al 10% de la energía anual.

Los Costos de Falla se consideran indexados con un índice iFalla, calculado como el máximo entre los índices iFO y iGN (que indexan el precio del Fuel Oil y Gas Natural respectivamente) de forma de asegurar que las centrales térmicas son despachadas antes que la Falla en el largo plazo.

2.3 Generación Hidráulica

La información de los parámetros de las centrales hidroeléctricas se obtuvieron del informe de la consultora CESEL Ingenieros de diciembre 2015, complementando dicha información con las series de caudales mensuales y batimetría de algunos embalses suministrada por la Contraparte de República Dominicana.

Los principales parámetros adoptados para el modelado de las centrales hidroeléctricas se muestran en la tabla 2. Los factores de disponibilidad (columna fd) fueron calibrados para que la generación esperada anual de las centrales coincidiera con la descrita en el informe de CESEL.

Tabla 2

Parámetros adoptados en el modelado de las centrales hidroeléctricas.

	Tipo	año ingreso	Vditi [Hms]	Vu ₁₀ [Hms]	HMed [m]	NAMI [m]	NAMO [m]	unidades	Q [m³/s/u]	MW/u	salto	Salto Bruto [m]	beta	hdscarga	ce [MWh/Hm3]	P/R CESEL	P/R SimSEE	ren	ld	TMR [h]	QEmin [m³/s]	Adicional a los aportes propios del CEGH
GH Rosa Julia de la Cruz	1	2007					sd	1	10	0,8	10,5	10,83	0,0033	0	28,6	P	P	0,96	0,8712	72	0	
GH Rincon	4	1978	42,59	7,67	115,25	108,5	122	1	30	10,1	40,5	41,91	0,0016	73,34	110,3	R	R	0,96	0,9009	72	0	
GH Hatillo	4	1984	275,8		78,25	70	86,5	1	30	8,1	30,6	32,31	0,0266	45,94	83,3	P	R	0,96	0,9405	72	0	+A.Vargas+R.Blanco
GH Aniana Vargas	1	2003					sd	2	0,9	0,3	40	41,29	1,4333	0	108,9	P	P	0,96	0,55863	72	0	
GH Pinalito	2	2007	10	1,80	1177,5	1175	1180	2	5,18	25	517	525,95	0,3252	651,55	1407,4	R	P	0,97	0,71184	72	0	
GH Rio Blanco	2	1996	0,5	0,09	618	612	624	2	5,48	12,5	256,88	300,16	0,6657	317,84	699,3	R	R	0,96	0,792	72	0	+Pinalito
GH Contra Embalse Moncion	4	1998	1499	269,82	123	122	124	2	12	1,6	15,5	16,69	0,0021	105,31	42,2	P	P	0,99	0,99	72	0	+Monción
GH Moncion	3	2002	342,7	61,69	251,5	223	280	2	22,9	26	124	127,28	0,0242	124,22	337,6	R	R	0,96	0,9702	72	0	-3,5
GH Lopez Angostura	2	1987	3,44	0,62	221,25	217,5	225	1	52,6	18,4	37,67	48,51	0,0039	172,74	102,5	P	P	0,97	0,99	72	0	+0.5 Tavera
GH Baiguaque	1	1995					sd	2	0,965	0,6	78	79,5	1,5413	0	212,3	P	P	0,96	0,7623	72	0	
GH Tavera	3	1973	106,14	19,11	313,75	300	327,5	2	57,1	48	110	118,36	0,0026	195,39	299,4	R	RO	0,96	0,40698	72	0	+Jimenoa
GH Jimenoa	2	1954	0,34	0,06	759,45	757,35	761,55	1	4,6	8,2	212,7	214,02	0,0607	545,43	579,0	P	P	0,97	0,9207	72	0	
GH Sabaneta	4	1981	58,3	10,49	628	612	644	1	11,25	6,35	65	68,36	0,0266	559,64	176,9	P	R	0,96	0,8811	72	0	
GH Domingo Rodriguez	1	2004					sd	2	3,7	1,8	54,4	57,81	0,2448	0	148,1	P	P	0,96	0,7524	72	0	
GH Salto de Constanza	1	1995			1130		1130	1	1	0,62	77	77,89	0,8658	487,11	209,6	P	P	0,96	0,7722	72	0	
GH Sabana Yegua	4	1980	334,7	60,25	377,2	358	396,4	1	20	13	66,9	69,47	0,0045	307,73	182,1	P	R	0,96	0,64245	72	24	+Salto+Palomino
GH Magueyal	1	2008					sd	2	3	1,56	60	61,97	0,2189	0	163,3	P	P	0,96	0,792	72	0	+0.34 Sabana Yegua
GH Los Toros	1	2001					sd	2	5,54	4,7	97,14	101,18	0,1294	0	264,4	P	P	0,96	0,8514	72	0	+0.65 Sabana Yegua
GH Las Damas	1	1967			374,95	374,95	374,95	1	2,81	7,5	304	315,74	1,4576	59,21	827,6	P	P	0,96	0,9009	72	0	
GH Jigüey	3	1992	130,95	23,57	520,75	500	541,5	2	26	49	220	229,11	0,0134	291,64	598,9	R	R	0,96	0,56295	72	0	
GH Aguacate	2	1992	1,46	0,26	326,5	324	329	2	17	26	169	180,18	0,0384	146,32	460,1	R	R	0,96	0,8514	72	0	+Jigüey
GH Valdesia	3	1978	115,55	20,80	140,375	130,75	150	2	44	26	67	70,1	0,0016	70,275	182,4	R	R	0,96	0,22	72	0	-17.3 +Aguacate
GH Las Barías	4	2009	2,3	0,41	77	77	77	1	12,9	0,85	9,9	11	0,0066	66	27,0	P	P	0,96	0,945	72	0	+Valdesia
GH Nizao Najayo	1	1994					sd	1	4,6	0,33	10	10,47	0,022	0	27,2	P	P	0,96	0,9108	72	0	
GH Los Anones	1	1999					sd	1	1,8	0,11	7	7,22	0,158	0	19,1	P	P	0,96	0,8316	72	0	
GH Palomino	2	2012	3,3	0,59	787	784	790	2	13,5	41,5	337,5	345,18	0,0421	441,82	918,8	R	P	0,97	0,74607	72	0	
GH Brazo Derecho	1	2014			149,5	149,5	149,5	1	13	2,75	25	25,63	0,0036	123,87	68,1	P	P	0,96	0,99	72	0	

Fuente: Informe de la consultora CESEL Ingenieros de diciembre 2015, complementado con información con las series de caudales mensuales y batimetría, provista por el Ministerio de Energía y Minas.

a) Centrales de Pasada, con Regulación diaria y con Regulación Optimizada.

La columna "P/R SimSEE" muestra cómo fue considerada la central en la Sala SimSEE.

"P" significa central de pasada. Estas centrales erogan todos sus caudales entrantes en el mismo paso de tiempo y se considera que su potencia es constante en todos los Bloques Horarios.

Las centrales marcadas con "R" tienen capacidad de regulación. Se las modeló como Centrales con Embalse, pero con valor del agua fijado manualmente a 70 USD/MWh en la cota inicial del embalse y con una curva de variación del valor del agua que lleva a una política de operación que deja modular a la central en el paso de tiempo, pero intenta mantener la cota. La central Tavera, marcada como "RO", es la que se seleccionó como central a optimizar. Esta central es la que administrará la modulación de la energía hidráulica en períodos de tiempo superior al día.

b) Encadenamiento de centrales.

La última columna de la Tabla 2 muestra los aportes que recibe cada central por el erogado de otras centrales ubicadas aguas arriba. Estos aportes son adicionales a los de la cuenca incremental propia de cada central.

En el caso de Monción, se consideró que hay un desvío de 3.5 m³/s por el acueducto Lima Norte. En el caso de Valdesia, se consideró un desvío de 7.3 m³/s correspondientes 6.3 m³/s al acueducto para suministro de agua potable a Santo Domingo y 1.0 m³/s por el canal San Cristóbal para uso de riego agrícola.

La tabla 3 muestra los valores de la energía generable anual de cada una de las centrales. La columna "SimSEE_v7" muestra los valores resultantes de una simulación de 100 crónicas sintéticas con los parámetros de la tabla 2. La columna "CxCentral" y "C_Cuadro" corresponden a dos estimaciones incluidas en el informe de CESEL. Como se puede apreciar, la suma de la energía esperada (última fila) de la calibración realizada, está entre las dos estimaciones de CESEL.

Tabla 3

Control de la energía generable

		CESEL Generable	CESEL Generable						
		Central a central	Cuadro Pág633 de anexos			CESEL	CESEL	Máx Mes x 12	
	MWh/año	MWh/año	MWh/año	Q>CMT	CMT	Histórico	Histórico	Histórico	
	SimSEE_v7	CxCentral	C_Cuadro	m3/s	fd	MWh/año	TECHO		
eGH01_Rosa_Julia_de_la_Cruz	5837	5842	5842	0.99	2.00	0.34	1189	2844	
eGH02_Rincon	25089	24569	22697	0.34	12.00	0.32	22719	76008	
eGH03_Hatillo	65439	65440	66067	0.98	12.00	0.91	52581	72280	
eGH04_Aniana_Vargas	1568	1433	1433	0.99	0.36	0.28	548	1958	
eGH05_Pinalito	109202	100344	103454	0.28	1.04	0.4	117811	296897	
eGH06_Rio_Blanco	150600	137311	137279	0.63	2.19	0.65	121940	216079	
eGH07_Contra_Embalse_Moncion	15845	16619	17118	0.99	4.80	0.55	93524	365778	
eGH08_Moncion	180393	166102	165184	0.40	9.16	0.995	176643	443120	
eGH09_Lopez_Angostura	44062	39806	60329	0.98	21.04	0.76	80220	150856	
eGH10_Baguaque	6926	6584	6584	0.99	0.19	0.49	1377	3400	
eGH11_Tavera	133650	129864	118637	0.23	22.84	0.375	241272	1128696	
eGH12_Jimenoa	64412	64717	66739	0.96	1.84	0.72	48091	68045	
eGH13_Sabaneta	48785	46760	47243	0.98	4.50	0.78	32946	47621	
eGH14_Domingo_Rodriguez	23599	23339	23343	0.99	1.48	0.54	4895	11082	
eGH15_Salto_de_Constanza	4161	4209	4209	0.99	0.20	0.49	2185	4288	
eGH16_Sabana_Yegua	56668	54587	43533	0.99	9.60	0.7	54822	105400	
eGH17_Magueyal	20508	20602	16761	0.99	1.20	0.72	9685	14447	
eGH18_Los_Toros	69836	69795	66780	0.99	2.22	0.86	44913	77206	
eGH19_Las_Damas	50041	50088	51147	0.97	0.56	0.89	25805	42750	
eGH20_Jigüey	242894	217184	254564	0.29	10.40	0.275	172499	586819	
eGH21_Aguacate	277849	254868	274789	0.57	6.80	0.68	74397	199440	
eGH22_Valdesia	76005	77659	88222	0.22	17.60	0.2	73111	417570	
eGH23_Las_Barias	6995	6976	7296	0.99	2.58	0.77	3927	6249	
eGH24_Nizao_Najayo	2515	2526	2717	0.98	0.92	0.25	246	440	
eGH25_Los_Anones	799	804	803	0.99	0.72	0.11	103	497	
eGH26_Palomino	185376	172622	454106	0.29	5.34	0.23	112549	372825	
eGH27_Brazo_Derecho	23785	23303	23252	0.99	2.60	0.76	1515	5607	
Total GWh/año:	1893	1784	2130				1572	4718	

Fuente: Elaboración propia.

La columna "Q>CMT" muestra la estimación utilizada por CESEL, de la disponibilidad de un caudal mayor que el Caudal Mínimo Turbinable (CMT) para el cálculo de la energía generable. La columna CTM es el valor del Caudal Mínimo Turbinable utilizado por CESEL. La columna "Histórico MWh/año" muestra la generación registrada como histórica en el informe de CESEL y la última columna "TECHO" corresponde a multiplicar el mes de generación máxima del registro histórico del informe de CESEL por 12, solo para tener una estimación del máximo que podría haber tenido el registro histórico si la disponibilidad de las centrales fuera 100%. La columna "fd" es la disponibilidad del registro histórico contenida en el informe de CESEL. Llama la atención la baja disponibilidad de algunas de las centrales. La Sala SimSEE fue calibrada para reproducir la energía generable estimada por CESEL, que ya supone una mejora de disponibilidad respecto de los registros históricos. Igualmente, sin los ajustes para reproducir esos valores, la producción de conjunto de centrales es del orden de 20% superior a los valores resultantes de la calibración. El informe de CESEL recomienda establecer claramente las reglas de prioridades de uso del agua para mejorar la disponibilidad de la misma. Sin duda se coincide con esa recomendación.

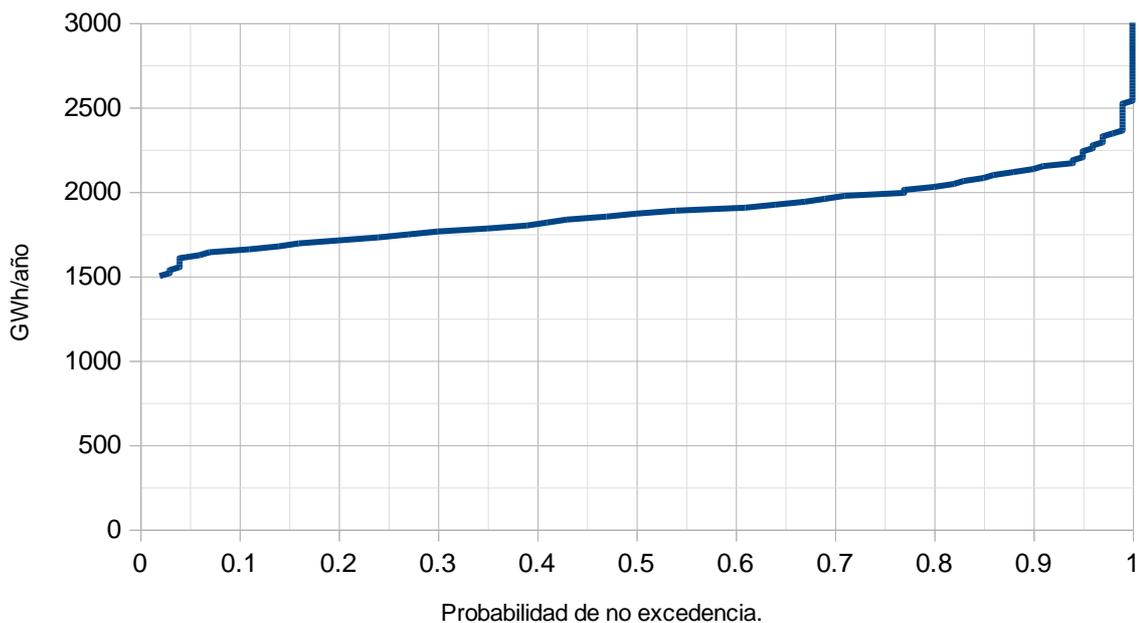
Ampliación de Hatillo. Se considera que entra en operación la ampliación de la central Hatillo incorporando 10.25 MW en Julio 2020. Hatillo está actualmente modelada con una unidad de 8 MW con capacidad de turbinar 63 m³/s. A partir de julio 2020 se modela como dos unidades de 9.15 MW y con capacidad de turbinar 71.85 m³/s en el mismo embalse.

2.4 Algunos resultados de simulación del sistema hidráulico

La Figura 2 muestra la generación hidráulica anual del sistema con la calibración de la tabla 2.

Figura 2

Distribución de la generación hidráulica anual



Fuente: Elaboración propia.

Como se puede apreciar, la variabilidad de la generación anual es tal que se puede esperar entre 1500 GWh y 2500 GWh por año siendo el valor esperado algo inferior a los 2000 GWh.

2.5 Generación Térmica

Tabla 4

Centrales térmicas existentes y su modelado en SimSEE

	Nombre	PMin[MMW]	PMax[MMW]	CV_PMin[USD/MWh]	CV_Medio[USD/MWh]	CV_Incremental[USD/MWh]	FDisp[p.u.]	Unids	Total instalado [MMW]	Indexación
	1 BIO_San_Pedro_Bioenergy	-	29.4	-	1	1	0.85	1	29.4	iBIO
	2 CC_FO2_FO6_San_Felipe	-	185	-	90	90	0.85	1	185	iFO
	3 CC_GN_Andres	-	319	-	40	40	0.85	1	319	iGN
g	4 CC_GN_CESPM_1	-	100	-	60	60	0.85	1	100	iGN
g	5 CC_GN_CESPM_2	-	100	-	60	60	0.85	1	100	iGN
g	6 CC_GN_CESPM_3	-	100	-	60	60	0.85	1	100	iGN
g	7 CC_GN_Los_Mina_Parcial	-	280	-	45	45	0.1	1	280	iGN
g	8 CC_GN_Los_Mina_Total	-	359	-	40	40	0.85	1	359	iGN
	9 CV_FO6_San_Pedro_Vapor	-	33	-	120	120	0.85	1	33	iFO
	10 C_Barahona	26	52	36	35.5	35	0.85	1	52	iCbn
g	11 C_Itabo_1	98	128	36	35.77	35	0.85	1	128	iCbn
g	12 C_Itabo_2	100	132	36	35.76	35	0.85	1	132	iCbn
g	13 C_PCatalina_1	125	391	36	35.32	35	0.85	1	391	iCbn
g	14 C_PCatalina_2	125	391	36	35.32	35	0.85	1	391	iCbn
	15 FO2_Haina_TG	-	100	-	80	80	0.85	1	100	iFO
	16 GN_FO6_Los_Origenes	-	60.7	-	70	70	0.85	1	60.7	iGN
	17 MOT_FO2_Rio_San_Juan	-	1.9	-	100	100	0.85	1	1.9	iFO
	18 MOT_FO6_BERSAL	-	25.2	-	80	80	0.85	1	25.2	iFO
g	19 MOT_FO6_CEPP1	-	6.2	-	80	80	0.85	3	18.6	iFO
g	20 MOT_FO6_CEPP2	-	6.5	-	80	80	0.85	9	58.5	iFO
	21 MOT_FO6_INCA	-	7.1	-	80	80	0.85	2	14.2	iFO
	22 MOT_FO6_La_Vega	-	18.4	-	80	80	0.85	5	92	iFO
	23 MOT_FO6_METALDOM	-	10.5	-	80	80	0.85	4	42	iFO
	24 MOT_FO6_Monterio	-	14.3	-	80	80	0.85	7	100.1	iFO
	25 MOT_FO6_Palamara	-	10.7	-	80	80	0.85	10	107	iFO
	26 MOT_FO6_Palенque	-	6.4	-	80	80	0.85	4	25.6	iFO
	27 MOT_FO6_Pimentel_1	-	8	-	80	80	0.85	4	32	iFO
	28 MOT_FO6_Pimentel_2	-	7	-	80	80	0.85	4	28	iFO
	29 MOT_FO6_Pimentel_3	-	17.2	-	80	80	0.85	3	51.6	iFO
	30 MOT_FO6_Sultana_del_Este	-	17	-	80	80	0.85	4	68	iFO
	31 MOT_GN_FO6_Estrella_del_Mar_II	-	18	-	60	60	0.85	6	108	iGN
g	32 MOT_GN_Quisqueya_1	-	18.7	-	60	60	0.85	12	224.4	iGN
g	33 MOT_GN_Quisqueya_2	-	18.8	-	60	60	0.85	12	225.6	iGN

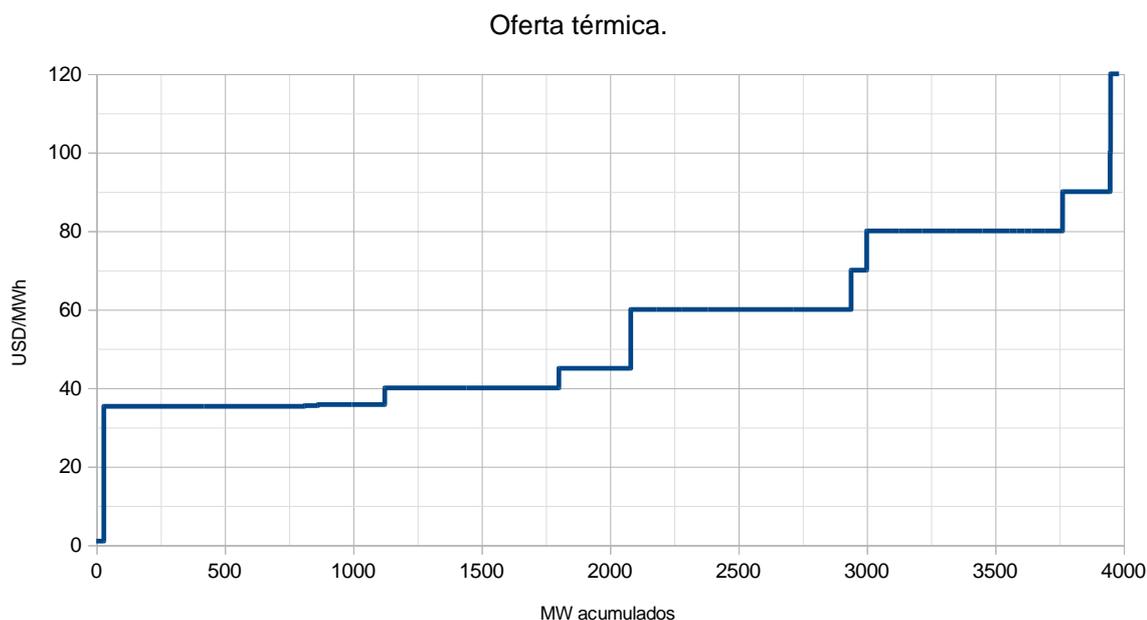
Fuente: Elaboración propia.

La tabla 4 muestra el conjunto de centrales térmicas modeladas y los parámetros utilizados. En la primera columna, se marca con la letra "g" aquellas unidades que se agruparon en la Sala SimSEE. El agrupamiento se realizó usando la potencia promedio del conjunto de unidades y fijando la suma de unidades como las unidades de la central que representa cada grupo.

La Figura 3 muestra la oferta térmica mostrando en abscisa los MW acumulados por costo variable medio creciente. Los valores de los costos variables medios son los fijados como valor inicial en las simulaciones. Estos valores son indexados con el índice iBio, iCbn, iGN o iFO según que el combustible sea Biomasa, Carbón, Gas Natural o Fuel Oil respectivamente.

Figura 3

Oferta térmica



Fuente: Elaboración propia.

2.6 Generación Eólica y Solar

La tabla 5 muestra los parámetros de los parques eólicos existentes. La última columna muestra el factor de capacidad estimado a partir de la producción de los parques en 2019. El probable factor de capacidad promedio del conjunto es de 34%. Es de esperar, dada las mejoras tecnológicas de los aerogeneradores y el conocimiento respecto de la selección de sitios, que los futuros parques se instalen de forma de obtener factores de capacidad superiores. Para la planificación de la expansión se supone que un factor de capacidad de 38% es alcanzable.

Tabla 5*Parques eólicos existentes*

	MW/unidad	Unidades	MW Total	Lat [°dec]	Lon [°dec]	fc [p.u.]
E_Agua_Clara	2	25	50	19,78	-71,20	0,33
E_Guanillo	2	25	50	19,82	-71,37	0,40
E_Laminar	3,3	15	49,5	17,92	-71,25	0,44
E_Laminar_II	3,45	14	48,3	17,90	-71,23	0,35
E_Los_Cocos_I	1,8	14	25,2	17,87	-71,29	0,25
E_Los_Cocos_II	2	26	52	17,87	-71,27	0,35
E_Los_Guzmancito	3,45	16	55,2	19,86	-70,84	0,24
E_Matafango	2	17	34	18,25	-70,50	0,36
E_Quilvio_Cabrera	1,65	5	8,25	17,86	-71,30	0,21

Fuente: Elaboración propia.

La tabla 6 muestra las plantas solares existentes y los parámetros con que fueron modeladas. La última columna muestra el factor de capacidad estimado a partir de la producción del último año. El factor estimado del conjunto es de 18.8%. Se considera que este factor es adecuado a los propósitos de la planificación de la expansión. Al solo efecto de representar la disponibilidad de las plantas, se supuso que las mismas están formadas por módulos de 5 MW.

Tabla 6*Plantas solares existentes*

	Paneles MWp/unidad	Inversion MW/unidad	Unidades	MW Total	Lat [°dec]	Lon [°dec]	fc [p.u.]
Canoa	5,6	5,0	5,0	25,0	18,34	-71,13	0,22
Mata_De_Palma	11,2	10,0	5,0	50,0	18,64	-69,58	0,16
Monte_Plata	6,7	6,0	5,0	30,0	18,82	-69,79	0,19
Montecristi	13,0	11,6	5,0	58,0	19,71	-71,37	0,20

Fuente: Elaboración propia.

En la Sala_DETALLADA se modelaron las centrales eólicas y solares por separado. En la Sala_LP se modelaron tanto la eólica como la solar como generadores con unidades de 1 MW que generan a partir de los respectivos

bornes de la fuente CEGH_peolsol_RepublicaDominicana. Para modelar tanto la eólica existente como la solar existente se implementaron los actores "EolicaEstablecida" y "SolarEstablecida" para diferenciarlos así de las futuras plantas sujetas a la optimización.

Se consideraron 372 MW de eólica y 163 MW de solar ya instalados. A los efectos de la planificación se supone que estas centrales permanecen en el SENI durante todo el horizonte de planificación.

Por construcción del CEGH_peolsol_RepublicaDominicana, el factor de capacidad de las eólicas resulta de 0.38 para la eólica y 0.18 para la solar conforme a lo indicado en los párrafos anteriores.

3. Hipótesis de expansión

3.1. Escenarios analizados

a) Caso Base (Optimización libre)

Este caso consiste en la optimización libre de las inversiones de expansión sin considerar restricciones adicionales. Se supone que es posible instalar eólica con un factor de capacidad promedio anual de 38% y solar con un factor de capacidad promedio anual de 18%, con los costos de inversión detallados en la sección 3.4.

b) Caso R25 (Instalación mínima de renovables)

El artículo 21 de la Ley 57-07 establece: "Todas las autoridades del subsector eléctrico procurarán que el 25% de las necesidades del servicio para el año 2025, sean suplidas a partir de fuentes de energías renovables. Para el año 2015, por lo menos un 10% de la energía comprada por las empresas distribuidoras y comercializadoras provendrán de fuentes de energías renovables".

El Caso R25, intenta representar el objetivo de alcanzar el 25% como un objetivo de mínima penetración. Se supone que se instala el mínimo necesario de eólica y solar para cumplir con que el 25% de la energía anual sea suministrado en base a energías renovables (eólica, solar, hidráulica y biomasa).

Para realizar estas simulaciones, se consideró el plan óptimo resultante del Caso Base y una vez alcanzado el 25% de la Demanda se reducen en forma proporcional las incorporaciones óptimas de eólica y solar para lograr que la suma de generación eólica, solar, hidráulica y biomasa sea el 25% de la energía anual abastecida. Asumiendo entonces esas cantidades instaladas de eólica y solar, se realizó una nueva optimización para determinar las inversiones en Térmicas de Punta y de Ciclos Combinados necesarias.

c) Sensibilidad factores de capacidad alcanzables

Como ya se mencionó, en el caso Base se consideró que es posible alcanzar factores de capacidad de 38% en las centrales eólicas y de 18% en las plantas solares. Con este supuesto y con los precios considerados de las tecnologías, el resultado es que el optimizador de inversiones prefiere expandir con eólica antes que con solar. Para tener una sensibilidad respecto si este resultado está impactado por los factores de capacidad supuestos, se realizó una optimización con factores 35% y 20% para eólica y solar, respectivamente.

d) Incorporación de Ciclo Combinado de 145 MW en septiembre/2021

De acuerdo a información recibida hacia la finalización de este trabajo, entraría en operación comercial una planta de 145 MW de ciclo combinado funcionando con gas natural. La planta se instalaría en una barcaza en las proximidades de Santo Domingo. Esta incorporación está claramente fuera del óptimo en cuanto a que el sistema no precisa centrales de base en el mediano plazo. De acuerdo a la información disponible, la central sería una instalación flotante y operaría en la modalidad de Independent Power Producer lo que implicaría que su renta la realiza por la venta de la energía en el mercado de corto plazo. Al solo efecto de mostrar el impacto de esta instalación en el SENI, se supuso que el factor de despacho de la central evoluciona al igual que el resto de las centrales de base bajando su uso a aproximadamente 50% como efecto de la incorporación masiva de energías renovables. Con ese factor de despacho, la central estaría sustituyendo 190 MW del Plan Óptimo.

3.2. Red de transmisión

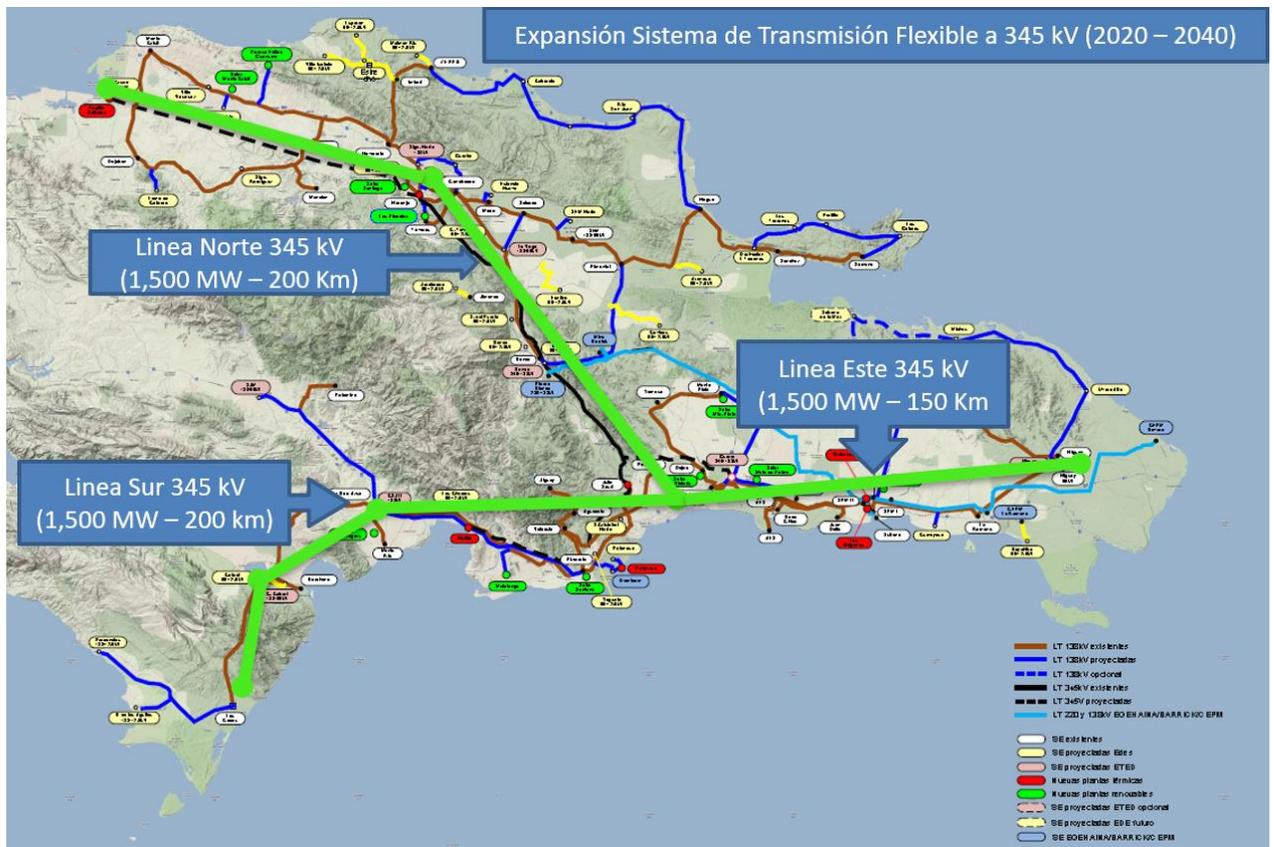
a) Expansión Sistema de Transmisión Flexible SENI RD 2020-2040

En esta sección se documenta la información recibida por parte de técnicos del MEM respecto al plan de expansión del sistema de transmisión en el horizonte 2020-2040.

La expansión del Sistema de Transmisión necesaria para manejar la generación adicional de energía renovable de aproximadamente 5,500 MW al 2040, requiere de la construcción y reforzamiento de líneas a 345 kV hacia el Norte, Sur y Este de la isla, tal como se muestra en la Figura 4.

Figura 4

Expansión prevista de la transmisión 2020-2040.



Fuente: Información facilitada por el Ministerio de Energía y Minas, 2020.

b) Estimación de costos y asignación a las diferentes tecnologías.

La instalación de un nuevo proyecto de generación implica inversiones en la red de transporte que se suelen separar en Tramo Dedicado, Punto de Conexión y Red Troncal. El Tramo Dedicado, suele ser de uso exclusivo del proyecto y es el primer tramo de red que conecta el proyecto a la estación de llegada a la Red Troncal. El Punto de Conexión corresponde a los costos del equipamiento necesario para interconectar el Tramo Dedicado con la Red Troncal (Por ej.: adaptación de la estación de transformación) y por Red Troncal se entiende el conjunto de líneas de transmisión y estaciones de transformación de uso compartido que interconectan toda la generación con las respectivas subestaciones de distribución y, consecuentemente, con la demanda de energía.

A los efectos de una aproximación a los costos de los diferentes tramos se considera el estudio "*Estimation of Transmission Costs for New Generation*", (Andrade, Juan, Baldick, Ross, White Paper UTEI/2016-09-1, 2016, disponible en <http://energy.utexas.edu/the-full-cost-of-electricity-fce/>).

Respecto del costo del Tramo Dedicado, el estudio antes referido muestra una gran dispersión en los proyectos en USA. En nuestra experiencia en el desarrollo de las renovables en Uruguay, los proyectos se irán instalando en la medida en que son competitivos y por tanto, si se instalan, es porque logran compensar la diferencia en sus costos de transmisión con las mejoras que logran obtener en el factor de capacidad, diluyendo entonces el del Tramo Dedicado en la energía producida. Los parques eólicos son los que suelen tener mayor longitud y mayor variabilidad en el Tramo Dedicado. A los efectos de este estudio de planificación se utilizó una distancia media de 30 km para los proyectos eólicos y de 5 km para las plantas solares y centrales térmicas, a un costo de $2,800 \text{ USD}/(\text{MW} \times \text{km})$ instalado (corresponde a suponer un circuito simple en 138 kV del estudio antes referido).

Dependiendo del tipo de central, el Punto de Conexión puede requerir redundancia para dar alta confiabilidad a la disponibilidad del generador. Por ejemplo, en centrales grandes de base se justifica la duplicación de estos circuitos. Un valor aproximado del costo del Punto de Conexión (ver tabla 5 de estudio antes referido) es 114,000 US\$/MW-instalado para los proyectos de un solo circuito (eólico, solar, moto-generadores, turbinas de ciclo abierto) y de 227,000 US\$/MW-instalado para las centrales de base.

Respecto al costo de reserva de capacidad en la Red Troncal, se considera el valor 293,000 US\$/MW-instalado, correspondiente a "*conventional greenfield projects*" (última fila de la tabla 6 del informe antes referido). Puede ser una cuestión debatible cuánto de la Red Troncal corresponde que sea considerada como asignada a los nuevos proyectos de generación y cuanto a la Demanda. A los efectos de tener sensibilidad a la asignación de cargos por uso de la red troncal, se presentan los resultados de dos optimizaciones, una en que el 100% del monto a recaudar por uso de la Red Troncal se asigna a los generadores (5,500 MW) y el otro extremo en que se asigna el 0%. A nivel de planificación de las inversiones de generación, el extremo del 100% podría considerarse que refleja mejor el uso de la capacidad de transmisión instalada, lo que no significa que en la organización del mercado real sea este cargo efectivamente asignado a los generadores.

En la implementación de la remuneración de la Red Troncal de transmisión, hay dos factores que crean en los cargos de transporte una señal de localización de la generación (localización en cuanto a más cerca o más lejos de los centros de consumo). El primer factor es la proporción del total a recaudar que sea asignada a los generadores y el segundo factor es si lo

asignado a los generadores se relaciona o no con una medida del uso de instalaciones de cada generador. En las diferentes implementaciones se realizan ponderaciones diferentes del total a recaudar entre las Demandas y los Generadores según que se quiera o no dar más fuerza a la señal de localización de los Generadores. En el extremo en que se asigna todo el cargo a la Demanda y cero a los Generadores, no se tiene ninguna señal de localización y los generadores no tienen incentivos para instalarse cerca de la Demanda. En el otro extremo, si el cargo se asigna 100% a los generadores y se distribuye entre éstos en proporción a las instalaciones utilizadas, se da una señal fuerte a que se instalen cerca de las demandas. Cuando las opciones de expansión eran exclusivamente centrales térmicas, que se pueden ubicar relativamente cercanas a las demandas, e hidráulicas cuya ubicación depende del accidente geográfico aprovechado, estos esquemas de distribución de la remuneración de la transmisión, dando señales fuertes de localización, resultaban eficientes. En la actualidad, con la incorporación masiva de energías eólicas y solares, es preferible obligar a la distribución geográfica de los proyectos a los efectos de lograr una des-correlación entre sus variabilidades.

Tabla 7

Asignación de los costos de Red a los efectos de la planificación de la generación.

	Eólico	Solar	TGs	CCs
Tramo dedicado [km]	30	5	5	5
Tramo dedicado [USD/MW]	84,000	14,000	14,000	14,000
Punto de conexión [USD/MW]	114,000	114,000	114,000	227,000
Red troncal [USD/MW]	293,000	293,000	293,000	293,000
Total Cargos de red [USD/MW]	491,000	421,000	421,000	534,000
@12%, 30 años.				
Tramo dedicado [USD/MWh]	1.07	0.18	0.18	0.18
Punto de conexión [USD/MWh]	1.45	1.45	1.45	2.88
Red troncal [USD/MWh]	3.72	3.72	3.72	3.72
(100% Red Troncal)Total Cargos de red [USD/MWh]	6.23	5.34	5.34	6.77
(0% Red Troncal)Total Cargos de red [USD/MWh]	2.51	1.62	1.62	3.06
Factor de capacidad del pago	0.38	0.18	0.91	0.91
(100%) Red Troncal USD/MWh	16.39	29.67	5.87	7.44
(0%) Red Troncal USD/MWh	6.61	9.02	1.78	3.36
			Por energía	Por disponibilidad

Fuente: Elaboración propia.

Los valores en USD/MWh fueron calculados utilizando una tasa de descuento de 12% anual para ser consistentes con la tasa de descuento utilizada en el optimizador de inversiones para priorizar los proyectos.

A modo de chequeo de consistencia entre los valores estimados a partir del trabajo "Estimation of Transmission Costs for New Generation" y los valores en

uso en el país, se realiza el siguiente cálculo. El Art 123 de la Ley General de Electricidad N° 125/01 (Resolución Junta Monetaria D/F 30-09-2015) establece el uso de una tasa de 9.02% para el cálculo de peajes, por lo que para comparar los valores de la tabla 7 con los valores vigentes de peajes de transmisión en República Dominicana se deben multiplicar los valores de la tabla 7 por el factor 9/11. La resolución SIE-122-2019-PJ_ establece que el VNR de transmisión es de 10,414,952 US\$/mes. Si se tiene en consideración que la demanda del SENI es aproximadamente 18000 GWh y suponiendo un factor de carga de 0.7 (para determinar el pico de potencia) y que la potencia de generación instalada sea 15% superior al pico, se tiene que el cargo mensual por la red de transporte sobre la generación instalada sería 4.14 US\$/MWh⁷. El promedio de las filas "Punto de conexión" + "Red Troncal" de la tabla 7 es de 5.52 USD/MWh, que multiplicado por 9/11 (para considerar la tasa de 9.02%) resulta en 4.51 USD/MWh, valor del orden del calculado a partir del VNR vigente.

3.3. Expansión térmica

Los Motogeneradores, en precios y rendimientos, compiten con las Turbinas de ciclo abierto y ambos cumplen las funciones de "Gas Peaker". En nuestra opinión, con la precisión con que es posible manejar la expansión del SENI, son opciones equivalentes, y por eso se opta por representarlos como una única opción de expansión en módulos de 60 MW como Térmicas de Punta (TP en forma abreviada) operando con Gas Natural. Se supone que estas centrales son flexibles con tiempos de prendido y apagado dentro de la hora y son modeladas como generadores simples sin restricciones para su operación en las diferentes horas del día.

La otra opción de expansión térmica considerada son ciclos combinados (CC en forma abreviada) en módulos de 180 MW. Se supone que estas centrales no tienen la misma flexibilidad que las TP y se representan sus restricciones de prendido y apagado suponiendo que si se ponen en funcionamiento es para generar todo el día.

Para la consideración de precios se utilizó el cuadro "Levelized Cost of Energy - Key Assumptions" del informe "LAZARD' S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS - VERSION 13.0" de noviembre de 2019. En el cuadro referido, se asumió 10% de factor de uso para las TP y entre 70% y 55% para los CC. La tabla 8 resume las hipótesis principales.

⁷ Donde: $4.14 \text{ US } \$ / \text{ MWh } = 10,414,952 / (18,382,000 / 12 / 0.7 \times 1.15)$

Tabla 8*Hipótesis para la determinación de los precios.*

Información según Lazard Version 13.0 (Noviembre 2019)

	Low End	High End	Low End	High End
	TP	TP	CC	CC
EPC Cost [USD/kW]	650	900	650	1200
meses construcción	12	18	24	24
Gas Natural [USD/MMBtu]	3.45	3.45	3.45	3.45
fc	0.1	0.1	0.7	0.55
Años de vida	20	20	20	20
Capital Cost [USD/MWh]	105	142	18	38
Fixed O&M [USD/MWh]	6	24	2	3
Variable O&M [USD/MWh]	5	6	3	4
Fuel Cost [USD/MWh]	34	28	21	24
LCOE [USD/MWh]	150	200	44	69
PP [USD/MWh]@8000 horas	12.2	18.2	15.3	24.7
CV_NoCombustible [USD/MWh]	5.0	6.0	3.0	4.0
CV_Combustible [USD/MWh]	34.0	28.0	21.0	24.0

Fuente: Elaboración propia.

Teniendo en cuenta esa información, se ponderó el extremo HighEnd por 0.7 y el LowEnd por 0.3; esto significa darle un peso levemente superior al extremo superior por la dimensión de República Dominicana. Con esa ponderación, y adicionando los cargos por red de la tabla 7, se obtienen los resultados de la tabla 9.

Tabla 9*Precios de las tecnologías CC y TP*

Cargo de Red	100% Red Troncal		0% Red Troncal	
	TP	CC	TP	CC
	5.87	7.44	1.78	3.36
PP [USD/MWh]@8000 horas	22.2	29.3	18.2	25.2
CV_NoCombustible [USD/MWh]	5.7	3.7	5.7	3.7
CV_Combustible [USD/MWh]	29.8	23.1	29.8	23.1

Fuente: Elaboración propia.

El valor CV_Combustible de la tabla 9 es el resultante de considerar gas natural a 3.45 USD/MMBtu. Para el modelado en SimSEE, dicho costo variable se sustituye por el resultante para el precio de GN actual y se indexa con la variabilidad del precio del Gas Natural en el mercado Henry Hub. La tabla 10 resume los parámetros utilizados en el modelo.

Tabla 10*Parámetros considerados en el modelado de las opciones CC y TP*

	TP	CC	
Mínimo técnico	0	36	MW
Potencia plena	60	180	MW
Costo Variable Medio Combustible	54.30	39.29	USD/MWh
Costo variable combustible en el mínimo técnico	54.30	70.70	USD/MWh
Costo variable combustible incremental	54.30	31.44	USD/MWh
Costo variable no-combustible	5.70	3.70	USD/MWh
Pago por Capacidad (100% Red Troncal)	22.24	29.33	USD/MWh
Pago por Capacidad (0% Red Troncal)	18.15	25.24	USD/MWh
Factor de disponibilidad (fd)	0.85	0.85	p.u.
Tiempo medio de reparación	72	72	Horas
Costo variable medio inicial:	60.00	42.99	USD/MWh

Fuente: Elaboración propia.

3.4. Eólica y Solar

a) Modelo de proyección de los precios.

Utilizando la información disponible en la página 8 del informe: "LAZARD ' S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS – VERSION 13.0" de noviembre de 2019 se modeló la variación de precios de las energías eólica y solar con el modelo de decaimiento que se muestra en la ec.2.

$$P = P_{2020} \left((1 - p) + p \left(\frac{1}{1 + \alpha} \right)^{(2020 - \text{año})} \right) \quad \text{ec.(2)}$$

Calibrando los parámetros del modelo de la ec.2 se obtienen los valores que se muestran en la tabla 11. Con estos valores, la proyección de los precios es la que se muestra en la Figura 5. Como se puede observar, en el horizonte de planificación ambas tecnologías tendrían precios similares. Se aprecia que es más probable que la eólica tenga diferencias entre proyectos. Seguramente esto se deba a que la incertidumbre sobre los costos de los proyectos es superior a la de los proyectos de solar.

Tabla 11

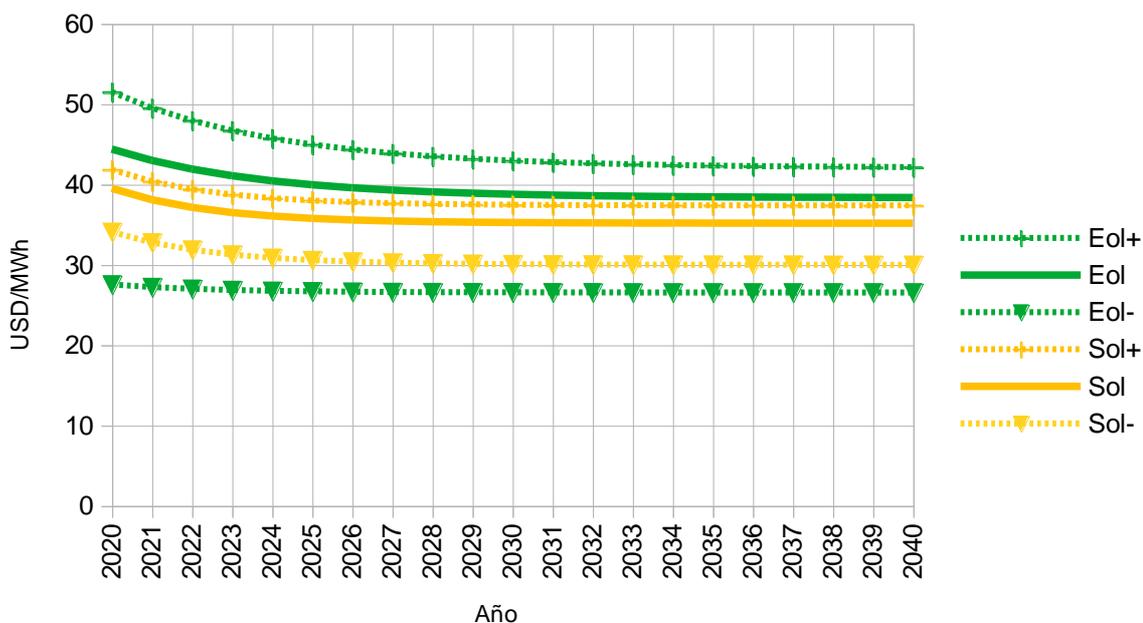
Modelo de variación de precios

	Eol	Sol
P_2020	44.37	39.49
1-p	0.86	0.89
p	0.14	0.11
α	0.302	0.486

Fuente: Elaboración propia.

Figura 5

Proyección de precios



Fuente: Elaboración propia.

Con estas proyecciones, la competencia entre las tecnologías estará determinada por su variabilidad en el SENI y la correlación entre la disponibilidad del recurso y su requerimiento para abastecer la Demanda. Si bien la solar parece levemente más barata, cuando se instale cierto volumen se auto-compite (horas del mediodía) haciendo que se vuelva más competitiva la eólica en las horas de la noche.

La Tabla 12 muestra los parámetros considerados en el optimizador de inversiones OddFace⁸ para representar los precios de las tecnologías eólica y solar donde a los valores obtenidos según la estimación anterior se han adicionado los cargos de red correspondiente a la tabla 7.

Tabla 12

Parámetros modelados en OddFace para las tecnologías Eólica y Solar

	100% Red Troncal		0% Red Troncal	
	Eol	Sol	Eol	Sol
Factor de Capacidad	0.4	0.2	0.4	0.2
MWh/año	175200	87600	175200	87600
MUSD/año	10.502	5.798	8.874	4.210
VP 30 años 12% MUSD	94.7	52.3	80.1	38.0
@2021 USD/MWh	59.94	66.19	50.65	48.06
Porción indexada	0.1007	0.0656	0.1191	0.0904
tasa decaimiento	0.302	0.486	0.302	0.486

Fuente: Elaboración propia.

3.5. Centrales hidroeléctricas

No se consideran opciones de expansión en forma explícita. En su lugar, se realiza una valorización marginal de la energía hidráulica en el sistema con la expansión óptima de forma de tener una referencia de precio para el siguiente MWh de energía hidráulica en el SENI.

3.6. Centrales de Biomasa y Residuos Sólidos Urbanos

No se consideran opciones de expansión en forma explícita. En su lugar, se realiza una valorización marginal del siguiente MWh entregado en la base del SENI.

⁸ OddFace es un Optimizador Distribuido de Funciones de Alto Costo de Evaluación que utiliza la plataforma SimSEE para la evaluación y optimización de Planes de Inversión.

3.7. Eficiencia energética

Las posibles acciones de eficiencia energética tienen como efecto la reducción de la Demanda y por tanto evitan la necesidad de expansión de la generación. Es así que las acciones de eficiencia energética pueden visualizarse como "fuentes de energía" cuyo valor marginal para el SENI se estima a partir del costo marginal de suministrar el último MWh de la Demanda.

El impacto de las medidas de eficiencia energética reduciría significativamente los requerimientos de nueva generación en un nivel comparable con la tasa de mejora de la eficiencia energética menos el crecimiento natural de la demanda.

3.8. Generación distribuida

La generación distribuida, que se visualiza como probable, es la instalación de generación solar fotovoltaica a nivel del sector comercial, industrial y residencial. Esta generación a nivel de distribución es en general más cara que la instalación de grandes centrales de generación por razones de economía de escala, pero en contrapartida, al instalarse a nivel de distribución reducen la necesidad de inversión en redes y en transformadores. Un modelado detallado de esta opción de generación debiera incluir un análisis de las redes de distribución y de la capacidad de instalación en los diferentes nodos de distribución, lo que escapa al objetivo de este estudio. A los efectos de dar una medida del valor a nivel de generación de esta energía se calcula el valor marginal de la energía solar. Este valor será seguramente "un piso" del valor que tendrá la generación distribuida en el SENI, dado que no incluye los beneficios que eventualmente podría tener por reducción de inversiones.

3.9. Autorespaldo existente

De acuerdo con los resultados preliminares de la Encuesta Nacional a Sectores de Consumo Final de Energía, en el marco de la Cooperación Técnica #: ATN/OC-16059-DR "Diseño Metodológico y Realización de Encuesta Nacional a Sectores de Consumo Final de Energía en República Dominicana" realizada por la Fundación Bariloche, se estima que existe una capacidad de generación de respaldo (Autoproducción) en el Sistema, que supera los 2,500 MW de capacidad instalada.

Se observa que esta capacidad de respaldo distribuida corresponde a la necesidad de auto-respaldo ante eventuales racionamientos y que el costo de la operación y mantenimiento de este respaldo es seguramente superior al valor supuesto para las térmicas de punta en la expansión realizada, y que por tanto sería razonable suponer que esta capacidad se irá reduciendo en el tiempo en la medida en que aumente la confiabilidad del suministro del SENI.

En el mediano plazo, esta capacidad de respaldo podría permitir a las Distribuidoras, realizar acuerdos del tipo de Desconexión de Carga (Load Shedding en inglés), principalmente con los Usuarios No Regulados (UNRs). La celebración de estos acuerdos podría significar una flexibilidad adicional tanto para una mayor integración de energía eólica y solar como para la operación de la red de transmisión y distribución permitiendo retrasar inversiones.

4. Indexación de los precios de combustibles

En el modelado de las centrales térmicas se consideran costos variables y costos fijos. Los costos variables a su vez se diferencian entre Costos Variables Combustibles y Costos Variables No-Combustibles. El Costo Variable Combustible corresponde directamente al costo del combustible quemado en la central, el Costo Variable No-Combustible está relacionado a los costos variables asociados al desgaste de las máquinas y compra de repuestos, así como eventuales costos de transporte de combustible y costos de operación (salarios por turnos especiales, por ej.).

4.1. Biomasa

El índice dentro de la Sala es la fuente iBIO. En principio, se considera que la biomasa está directamente asociada a la co-generación de procesos industriales, por lo que se define $iBIO = 1$.

4.2. Carbón

Las centrales térmicas a carbón se están sustituyendo por ciclos combinados con Gas Natural. Por esta razón, no es previsible que el precio del carbón pueda tener grandes variaciones. Se asume por tanto que no tiene variaciones $iCbn = 1$.

4.3. Fueloil

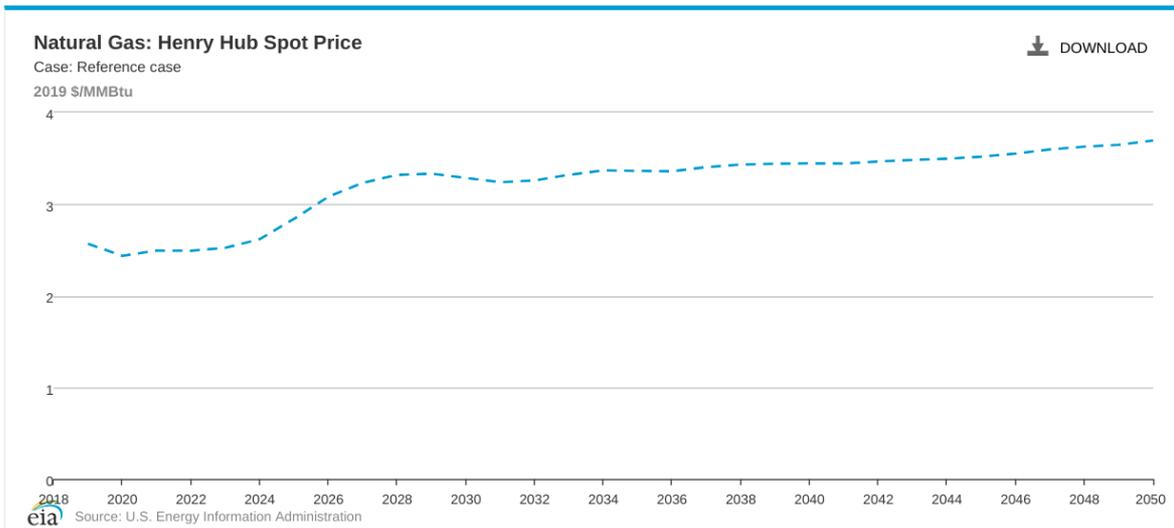
El precio del Fueloil se supone directamente relacionado al precio internacional del petróleo.

4.4. Gas Natural

Se indexa el precio del Gas Natural con un índice que sigue la tendencia del Henry Hub publicado por la EIA que muestra en la Figura 6 considerando como año base el 2020.

Figura 6

Proyección del Henry Hub publicado por EIA. Annual Energy Outlook 2020
Table 13. Natural Gas Supply, Disposition, and Prices. Case: Reference case

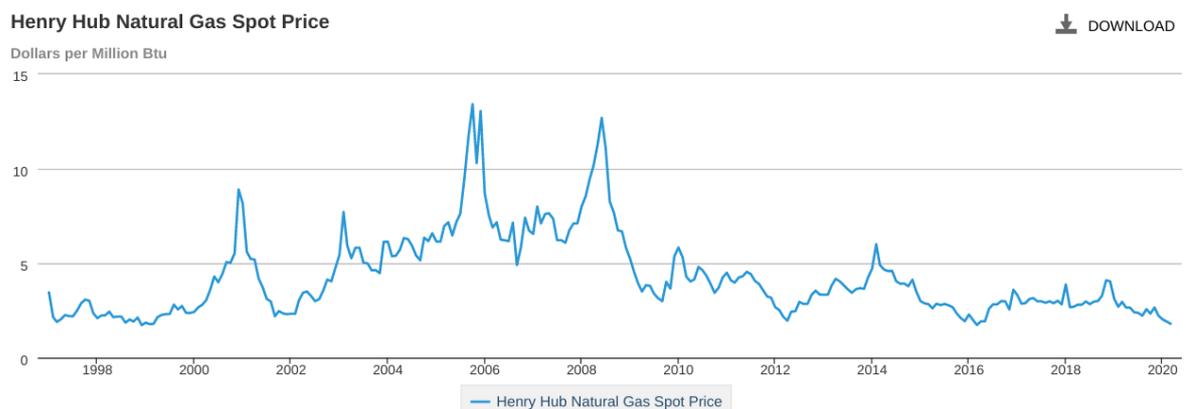


Fuente: Annual Energy Outlook, 2020, U.S. Energy Information Administration.

Para modelar la volatilidad del precio del Henry Hub se utilizó la serie histórica que se muestra en la Figura 7.

Figura 7

Serie histórica del precio Henry Hub.



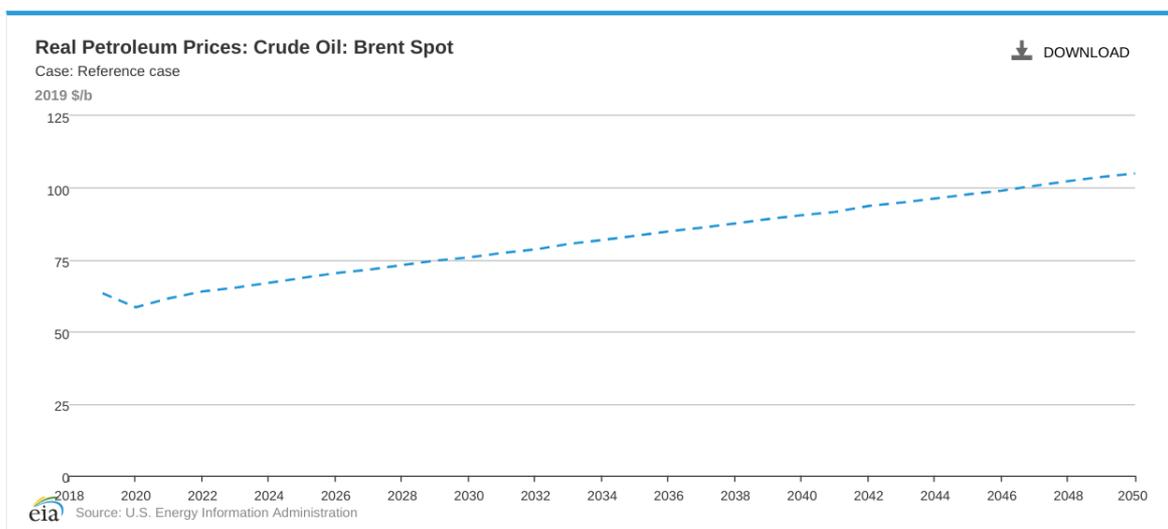
Fuente: U.S. Energy Information Administration, sitio web.

4.5. Petróleo

Para el modelado de la proyección del precio de barril de petróleo se utilizó el escenario de media publicado por la EIA que se muestra en la Figura 8. Para representar la volatilidad alrededor de la tendencia, se creó un modelo CEGH que multiplica la tendencia utilizando para ello la serie histórica del precio del barril de petróleo que se muestra en la Figura 11.

Figura 8

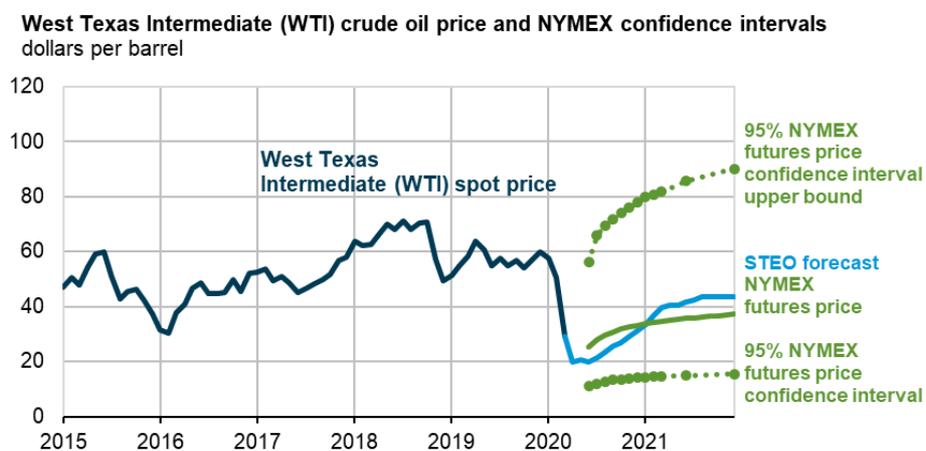
Proyección del precio del barril de petróleo Brent



Fuente: Annual Energy Outlook, 2020, U.S. Energy Information Administration.

Figura 9

Caída del precio del petróleo asociado al COVID-19



Note: Confidence interval derived from options market information for the five trading days ending Apr 2, 2020. Intervals not calculated for months with sparse trading in near-the-money options contracts.

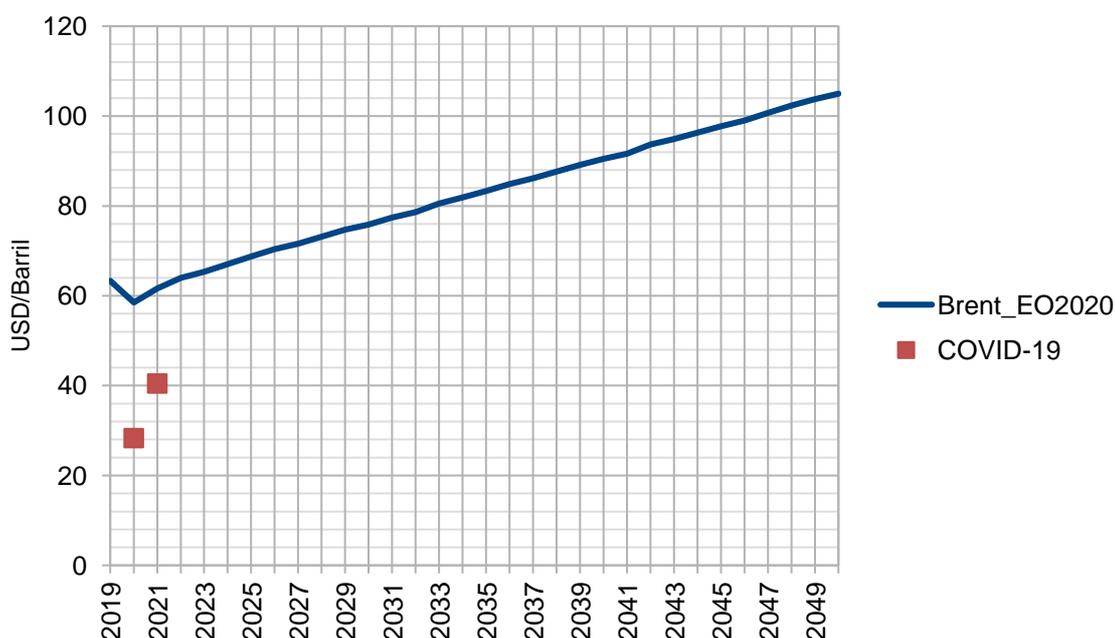
Sources: Short-Term Energy Outlook, April 2020, and CME Group



Al momento de elaborar este informe (abril 2020) el mundo está afectado por la pandemia asociada al virus COVID-19. La economía global ha reducido drásticamente la demanda de petróleo produciendo una caída del precio fuera de lo esperado. La Figura 9 muestra la proyección ajustada por la EIA para el futuro inmediato. Es de esperar que finalizado este evento se retorne a la tendencia proyectada en el escenario de referencia.

Figura 10

Escenario de referencia y efecto COVID-19 según información de EIA



Fuente: Elaboración propia a partir de información de la U.S. Energy Information Administration.

Se observa que el “factor de olvido” calculado como la relación entre la diferencia entre el escenario de referencia y los valores afectados por COVID-19 $(58.50-28.29)/(61.63-40.48) = 0.7$ es muy similar al factor de olvido del filtro CEGH identificado y, por esa razón, se decide inicializar el estado del CEGH imponiendo para la guía de probabilidad 50% el valor inicial $20/60 = 0.33$ tanto para el petróleo como para el Henry Hub. Si bien es de esperar que en el horizonte de planificación estos valores iniciales tendrán poco impacto, podría resultar en un desincentivo para la instalación de energía eólica y solar en los primeros años.

La Figura 11 muestra la serie histórica de precios del barril de petróleo en dólares nominales y reales. Esta serie, junto con la correspondiente del precio del Henry Hub fue la utilizada para la identificación del CEGH que modela la volatilidad de ambos precios con sus correlaciones.

Figura 11

Serie histórica de precio del petróleo importado en USA



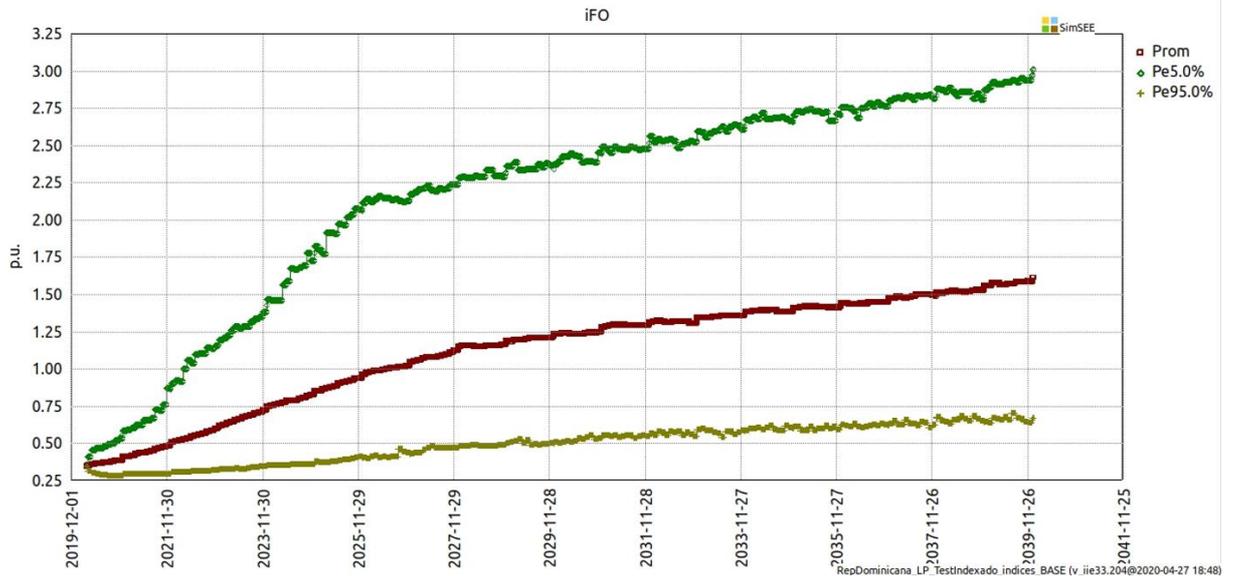
Fuente: Annual Energy Outlook, 2020, U.S. Energy Information Administration.

Las Figuras 12 y 13 muestran las proyecciones de la variación del precio del Fuel Oil y del Gas Natural para generación eléctrica. En ambos casos, el índice comienza en valores del orden de 0.3 teniendo en cuenta una bajada inmediata (respecto de los precios utilizados para la configuración de los modelos) debida al efecto del COVID-19 y la posterior recuperación de los precios.

Para la biomasa y para el carbón se consideraron precios constantes durante todo el horizonte de tiempo. En particular, la biomasa se considera asociada a procesos industriales, por lo cual su precio es nulo a los efectos del despacho (se despachan en la base). Respecto del carbón, a nivel mundial se están remplazando las centrales en base a dicho combustible por otras tecnologías, por lo cual su precio no está directamente relacionado con el de los otros combustibles y por esta razón, se optó por considerarlo constante. No se consideró la posibilidad de expandir en base a centrales de carbón y por tanto el impacto de la hipótesis de proyección de este precio no cambia sustancialmente el resultado del plan de inversiones.

Figura 12

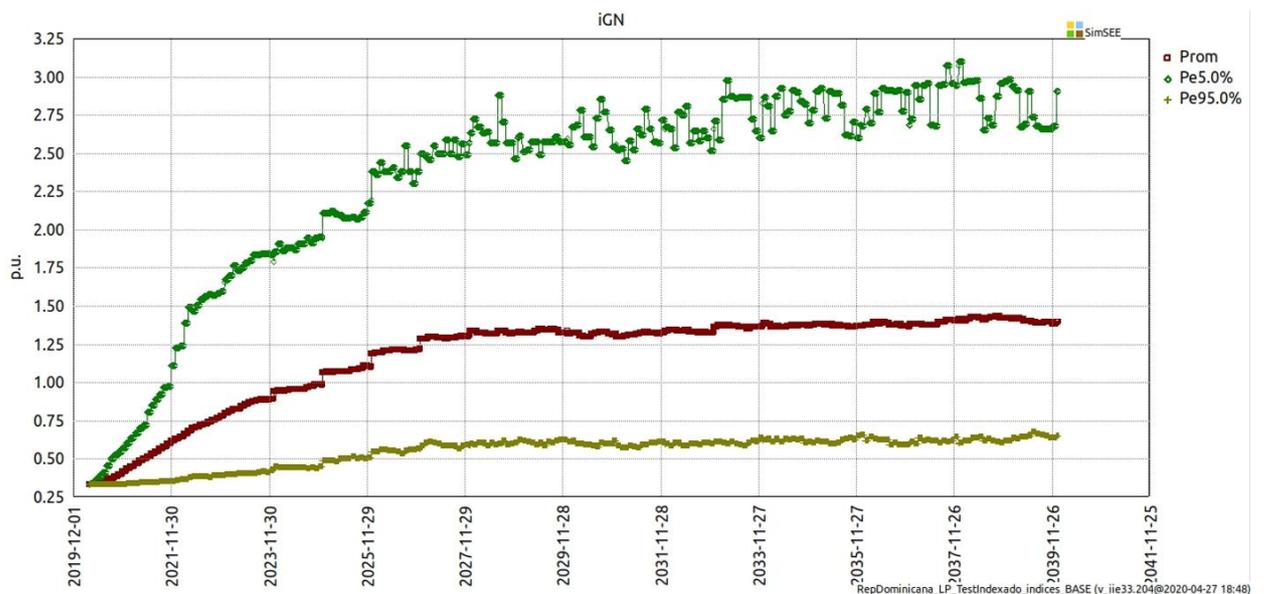
Indexación del precio Fuel Oil en valor esperado y con probabilidades de excelencia 5 y 25%



Fuente: Elaboración propia.

Figura 13

Indexación del precio del gas natural en valor esperado y con probabilidades de excelencia de 5 y 95%

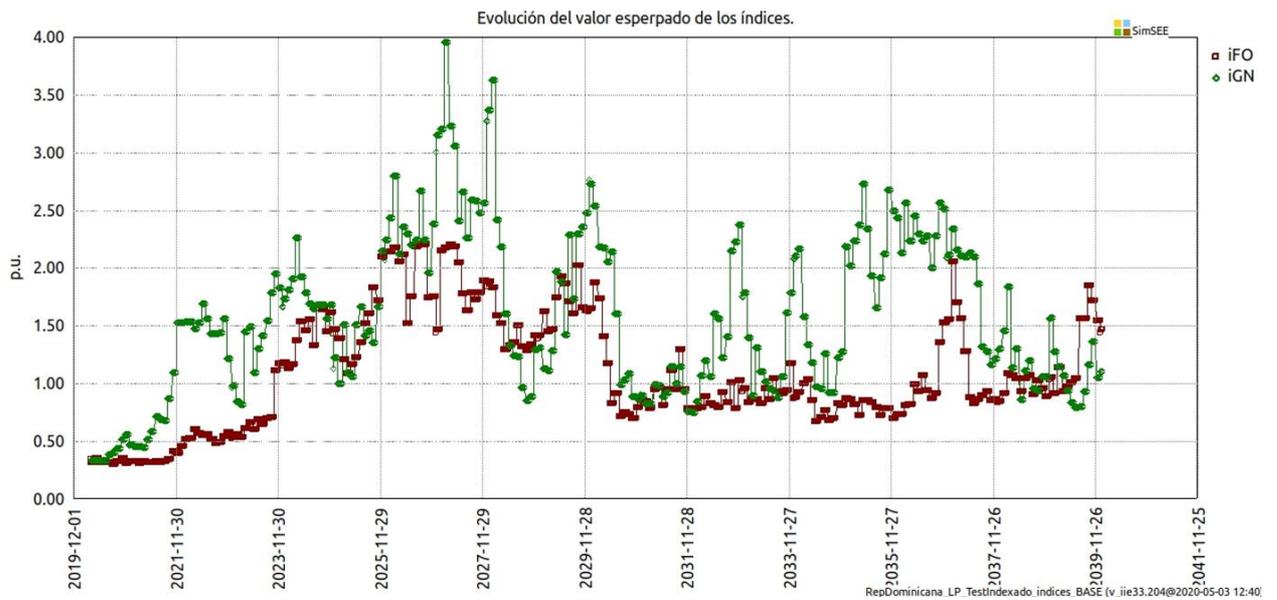


Fuente: Elaboración propia.

La Figura 14 muestra una crónica cualquiera (de las 1000 simuladas) de la indexación de los precios al solo efecto de mostrar el andamio de las proyecciones.

Figura 14

Una crónica cualquiera de la indexación de precios



Fuente: Elaboración propia.

5. Modelos estocásticos CEGHs

La plataforma SimSEE cuenta con una potente herramienta para el modelado de las variabilidades (lluvias, viento, temperatura, etc.) que son los modelos de Correlaciones en Espacio Gaussiano con Histogramas (CEGH)⁹. Estos modelos permiten representar las dependencias (correlaciones) entre las diferentes variables y de las variables con sus pasados. Por ejemplo, permiten representar la correlación entre la disponibilidad de los recursos eólico y solar entre sí y de una hora con la anterior, así como la disponibilidad de los recursos según la hora del día.

5.1. Caudales a las centrales hidroeléctricas

Tabla 13

Incidencia entre las 27 series de caudales

	1 RosaJulia	2 Rincon	3 Hatillo	4 AnianaVargas	5 Pinalito	6 Rio Blanco	7 ContraMoncion	8 Moncion	9 Lopez A	10 Baiguaque	11 Tavera	12 Jimenoa	13 Sabaneta	14 DomingoR	15 El Salto	16 SabanaYegua	17 Magueyal	18 LosToros	19 LasDamas	20 Jiguey	21 Aguacate	22 Valdesia	23 Las Barias	24 Nizao	25 LosAnones	26 Palomino	27 Brazo Derecho	Adicional a los aportes propios del CEGH			
1 GH_Rosa_Julia_de_la_Cruz	1																														
2 GH_Rincon		1																													
3 GH_Hatillo			1	-1		-1																									+A.Vargas+R.Blanco
4 GH_Aniana_Vargas				1																											
5 GH_Pinalito					1																										
6 GH_Rio_Blanco						-1	1																								+Pinalito
7 GH_Contra_Embalse_Moncion								1	-1																						+Monción
8 GH_Moncion									1																						-3.5
9 GH_Lopez_Angostura										1	-1																				+0.5 Tavera
10 GH_Baiguaque											1																				
11 GH_Tavera												1	-1																		+Jimenoa
12 GH_Jimenoa													1																		
13 GH_Sabaneta														1																	
14 GH_Domingo_Rodriguez															1																
15 GH_Salto_de_Constanza																1															
16 GH_Sabana_Yegua																	-1	1													+Salto+Palomino
17 GH_Magueyal																		1													+0.34 Sabana_Yegua
18 GH_Los_Toros																			1												+0.65 Sabana_Yegua
19 GH_Las_Damas																				1											
20 GH_Jiguey																					1										
21 GH_Aguacate																						-1	1								+Jiguey
22 GH_Valdesia																							-1	1							-7.3 +Aguacate
23 GH_Las_Barias																								-1	1						+Valdesia
24 GH_Nizao_Najayo																									1						
25 GH_Los_Anones																										1					
26 GH_Palomino																											1				
27 GH_Brazo_Derecho																												1			

Fuente: Elaboración propia.

⁹ Fundamentos del modelado CEGH de procesos aleatorios. July 2015. DOI: 10.13140/RG.2.1.4637.8081 (https://www.researchgate.net/publication/279515834_Fundamentos_del_modelado_CEGH_de_procesos_aleatorios)

A partir de series temporales de aportes medios mensuales suministradas para las 27 centrales modeladas, se construyó un conjunto de 27 series correspondientes a los caudales de las cuencas incrementales propias de cada central. Para ello, se consideró la incidencia entre las centrales que se muestra en la tabla 2. A modo de ejemplo, la serie de aportes propios incrementales a la central Hatillo, se calculó como las series de aportes a la central menos la serie de Aniana Vargas y menos la serie de Río Blanco lo que está representado por la fila id = 3 de la tabla.

La tabla 14 muestra los valores esperados mensuales y el promedio anual de las series de aportes incrementales, y en la última columna se muestran los coeficientes seleccionados para la definición de la variable de estado hidrológico "H". Esta variable representa el estado de escurrimiento de las cuencas y los factores de ponderación se seleccionaron teniendo en cuenta el peso de la energía afluente de cada central.

Tabla 14

Valores esperados mensuales y promedio anual de las series de aportes incrementales

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Prom.	H
1 Rosa Julia de la Cruz	17.10	14.50	13.09	14.34	14.41	13.56	10.48	9.24	9.14	14.95	18.73	21.07	14.22	0.00372
2 Rincon	10.33	8.16	7.93	10.02	10.57	9.61	7.22	7.12	8.25	10.17	11.95	12.02	9.45	0.01482
3 Hatillo	23.05	23.71	23.34	22.23	21.77	22.07	22.75	22.55	21.87	21.66	21.70	22.44	22.43	0.03550
4 Aniana Vargas	0.59	0.52	0.50	0.64	0.69	0.71	0.66	0.76	0.80	0.76	0.68	0.65	0.66	0.00103
5 Pinalito	2.53	2.14	2.33	2.78	3.11	2.97	2.57	2.50	2.74	2.91	3.03	2.74	2.70	0.05398
6 Río Blanco	3.82	3.57	3.75	4.27	4.41	4.24	4.01	4.17	4.55	4.63	4.55	4.17	4.18	0.06835
7 Contraembalse Monción	-0.93	-0.38	-0.27	-1.38	-3.15	-4.04	-3.36	-2.65	-3.43	-4.30	-3.79	-2.23	-2.49	0.00878
8 Monción	10.11	7.73	7.86	12.60	18.83	22.44	20.82	19.94	22.45	24.85	21.97	15.70	17.11	0.08218
9 Lopez Angostura	-1.37	-1.19	-1.26	-1.62	-1.72	-1.66	-1.31	-1.19	-1.17	-1.17	-1.36	-1.37	-1.37	0.03014
10 Baiguaque	1.79	1.58	1.54	1.64	1.65	1.55	1.39	1.35	1.39	1.53	1.79	1.88	1.59	0.00481
11 Tavera	13.74	12.47	13.12	16.51	18.38	17.71	14.41	13.38	15.11	16.62	17.06	15.36	15.32	0.09378
12 Jimenoa	7.54	6.63	6.48	6.88	6.95	6.52	5.84	5.66	5.85	6.42	7.51	7.92	6.68	0.03810
13 Sabaneta	9.74	9.26	8.54	8.39	8.64	9.34	9.76	10.13	10.45	10.59	10.45	10.16	9.62	0.02420
14 Domingo Rodriguez	9.74	9.26	8.54	8.36	8.57	9.19	9.55	9.82	9.98	10.00	10.00	9.96	9.42	0.01673
15 El Salto	0.75	0.62	0.62	0.92	1.40	1.68	1.74	1.86	2.11	2.10	1.64	1.11	1.38	0.00288
16 Sabana Yegua	13.53	13.14	12.78	12.68	12.70	12.89	12.98	12.95	12.78	12.80	13.20	13.57	13.00	0.03724
17 Magueyal	5.32	4.96	4.77	4.95	5.24	5.49	5.68	5.79	5.87	5.90	5.85	5.72	5.46	0.01269
18 Los Toros	10.82	10.48	10.25	10.41	10.72	10.98	11.01	11.04	11.07	11.08	11.07	11.01	10.83	0.04072
19 Las Damas	2.68	2.58	2.57	2.61	2.51	2.36	2.36	2.42	2.42	2.35	2.47	2.64	2.50	0.02937
20 Jigüey	14.66	13.75	13.44	13.65	14.32	14.77	14.70	14.91	15.69	16.09	16.13	15.23	14.78	0.12591
21 Aguacate	4.66	3.87	3.84	4.29	5.02	5.37	5.70	5.81	6.42	6.21	6.17	5.26	5.22	0.13088
22 Valdesia	-4.96	-5.35	-5.35	-5.12	-4.74	-4.57	-4.41	-4.38	-4.10	-4.20	-4.22	-4.66	-4.67	0.03978
23 Las Barías	0.44	0.37	0.36	0.41	0.48	0.51	0.54	0.55	0.61	0.59	0.59	0.50	0.49	0.00395
24 Nizao	4.39	4.14	4.07	4.08	4.25	4.21	4.21	4.28	4.41	4.52	4.53	4.50	4.30	0.00153
25 Los Anones	1.79	1.75	1.71	1.70	1.72	1.73	1.74	1.77	1.78	1.79	1.79	1.80	1.76	0.00048
26 Palomino	3.59	2.94	2.96	4.39	6.68	8.01	8.31	8.86	10.05	10.03	7.84	5.31	6.58	0.08603
27 Brazo Derecho	12.85	12.80	12.75	12.80	12.88	12.93	12.86	12.84	12.81	12.87	12.88	12.89	12.85	0.01243

Fuente: Elaboración propia.

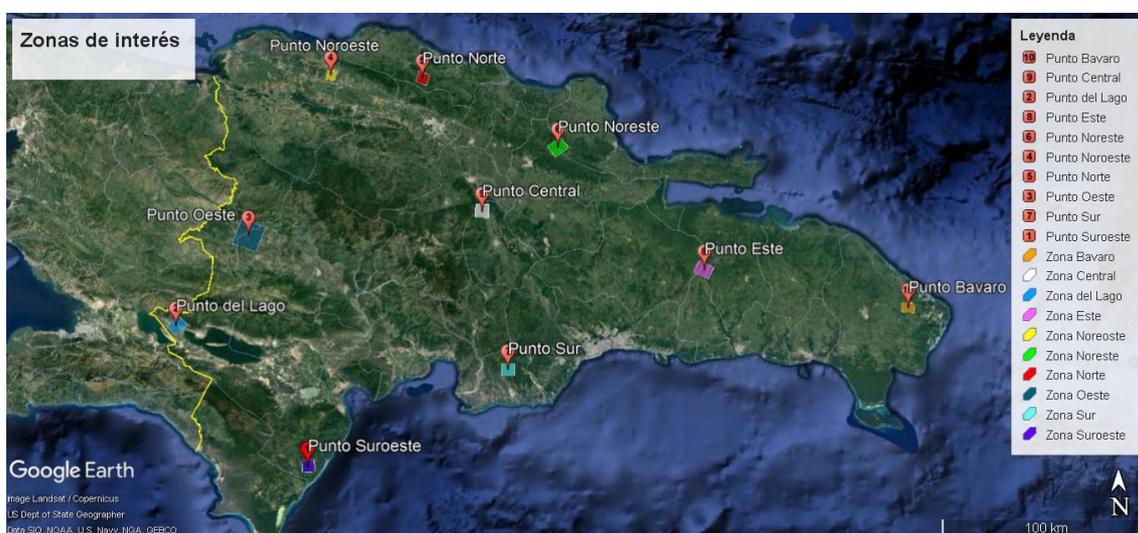
El archivo "SeriesCaudalesIncrementalesRepublicaDominicana.ods" contiene las series de caudales incrementales que fueron utilizadas con la herramienta AnálisisSerial para crear el modelo CEGH que se suministra en el archivo: "CEGH_CaudalesIncrementalesRepublicaDominicana_1ve.txt".

5.2. Eólica, Solar

Se construyeron modelos CEGHs en base a series temporales horarias de las variables meteorológicas en los diez puntos que se muestran en la Figura 15. Estos puntos fueron seleccionados como representantes de las respectivas Zonas donde se encuentran. Las series temporales adquiridas de la empresa Meteoblue, corresponden al re-análisis en base a modelos de la atmósfera y no tienen una información topográfica de detalle de los puntos seleccionados, por lo que son representativas de zonas de aproximadamente 20x20 km² (aunque la discretización del cálculo pueda ser inferior a esa grilla).

Figura 15

Zonas de interés representadas en el modelo CEGH de Eólica y Solar



Fuente: Información facilitada por el Ministerio de Energía y Minas, 2020.

Se construyeron dos CEGHs. Uno llamado CEGH_Ktvxy_10p que modela el Índice de Claridad KT y las velocidades de viento descompuesta en las direcciones Oeste-Este y Norte-Sur en los 10 puntos seleccionados. Con este CEGH se modeló un conjunto de parques eólicos de 90 MW y solares de 100 MW ubicados en los 10 puntos. Los factores de planta de las eólicas se ajustaron en cada zona para obtener un factor de capacidad próximo a 0.38 en el entendido de que los parques se instalarán buscando las particularidades de la topografía en cada zona para obtener esos factores. Para las plantas solares no se realizó ningún ajuste, pues las mismas no presentan variaciones significativas por micro-localización. Con ese sistema de 900 MW eólicos y 1000 MW solares se generó una serie horaria de Potencia Eólica y de Potencia Solar de 10 años de duración, en base a la cual se construyó un segundo CEGH, que llamaremos CEGH_peolsol, que tiene el propósito de modelar el grupo de parques eólicos y solares y su correlación.

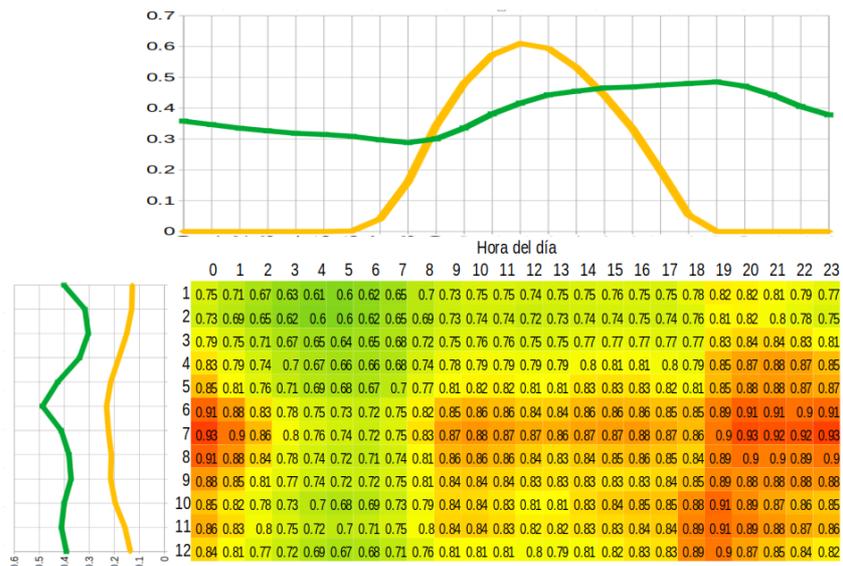
Este CEGH así construido capta el efecto de cancelación de variabilidades que se logra por la distribución geográfica (filtrado geográfico).

Para la planificación de inversiones se utiliza el CEGH_peosol y como opciones de inversión se le permite al optimizador variar la cantidad de unidades eólicas y solares instaladas.

La Figura 16 muestra en la matriz de números la Demanda abastecida del año 2018 promedio mensual en cada hora en por unidad del Pico anual. Las celdas rojizas son las de mayor valor (horario de 18 a 23 en los meses de mayo a diciembre). Las curvas superiores muestran los factores de capacidad esperados en cada hora del conjunto de parques eólicos (curva verde) y solares (curva amarilla). Como se puede apreciar, la energía solar no colabora en el abastecimiento en las horas de mayor demanda en forma directa. Indirectamente (mirar curvas del lateral izquierdo) por la estacionalidad anual, la energía entregada por las plantas solares es superior en los meses de verano que son los meses de mayor demanda. El resultado de las optimizaciones muestra que el sistema valoriza más la inyección de energía de las eólicas que el de las solares y por eso prefiere expandir con las primeras, aunque su precio por unidad de energía sea algo superior. Obviamente que luego de incorporar volúmenes importantes de eólica, los costos marginales bajan en las horas de mucha disponibilidad del recurso y por tanto comienza a ser competitiva la energía solar.

Figura 16

Correlación entre los recursos eólico (verde) y solar (amarillo y la demanda (matriz)



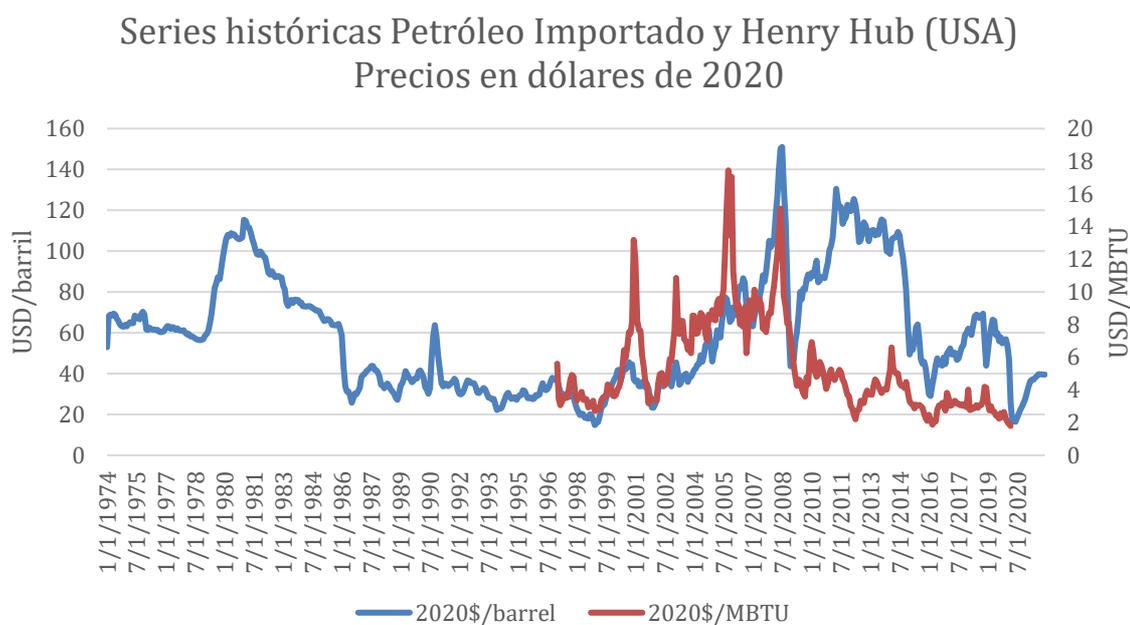
Fuente: Elaboración propia.

5.3. Precios de combustibles

Las variaciones de los precios de los combustibles Fuel Oil y Gas Natural se modelaron como indexadas con las variaciones del precio internacional del barril de petróleo y del precio del gas natural en el mercado Henry Hub de USA. El modelo de precios usado consiste en un modelo estocástico CEGH que intenta capturar la volatilidad de las variables que es multiplicado por la tendencia de las mismas. La Figura 17 muestra las series históricas mensuales del precio del petróleo importado USA y del Henry Hub ambas en dólares de 2020. Estas series, divididas por su valor esperado son las que se utilizaron para construir el modelo CEGH_Volatilidad_PiHH que se encuentra en la Sala SimSEE y que genera la volatilidad de ambos precios.

Figura 17

Series históricas de precio del petróleo importado USA y del Henry Hub



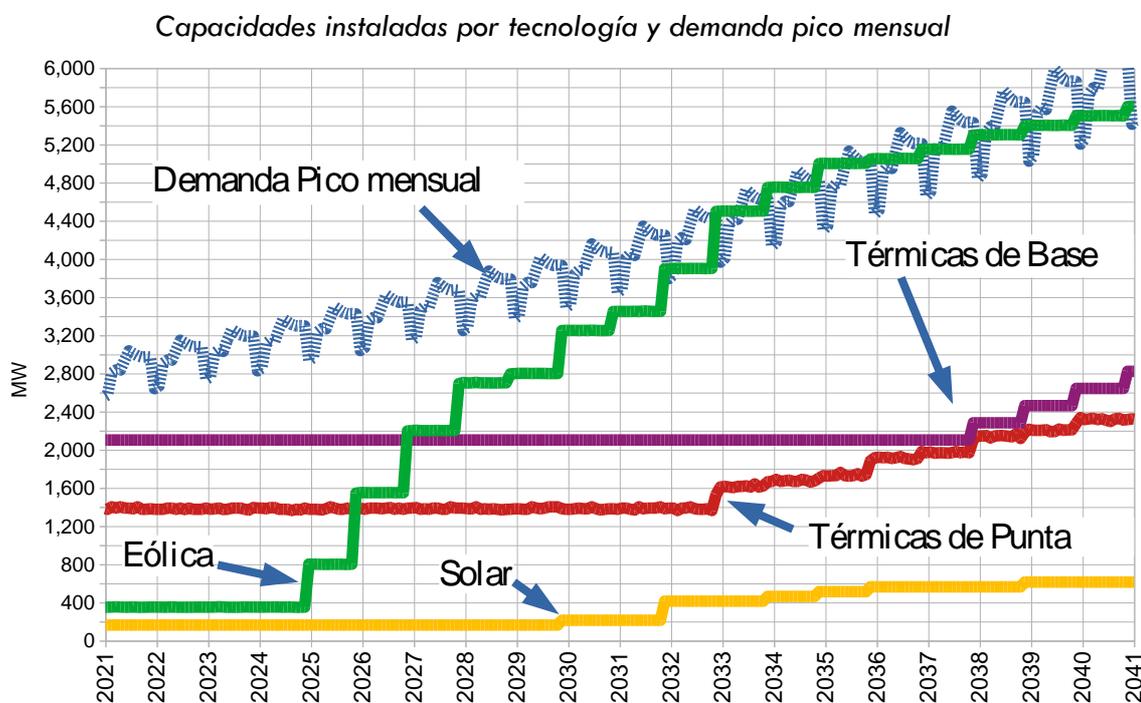
Fuente: Elaboración propia a partir de información de la EIA.

6. Resultados de la optimización de inversiones

6.1. Resultados del Caso Base (Optimización Libre)

Desde el inicio opta por instalar generación eólica y solar dando mayor participación a la eólica que a la solar. En la Figura 18 se puede apreciar que en el horizonte de análisis se incorporan al SENI 5000 MW de eólica comenzando en el año 2025. Los primeros 3000 MW se instalan entre el 2025 y el 2031 lo que implica un ritmo de incorporación de eólica de 430 MW/año. La instalación de nuevas plantas de energía solar comienza en el año 2030 con 50 MW llegando a incorporar 400 MW al año 2036. En 2033, el sistema incorpora la primera Térmica de Punta (60 MW) y recién en 2038 realiza la primera inversión en ciclo combinado.

Figura 18

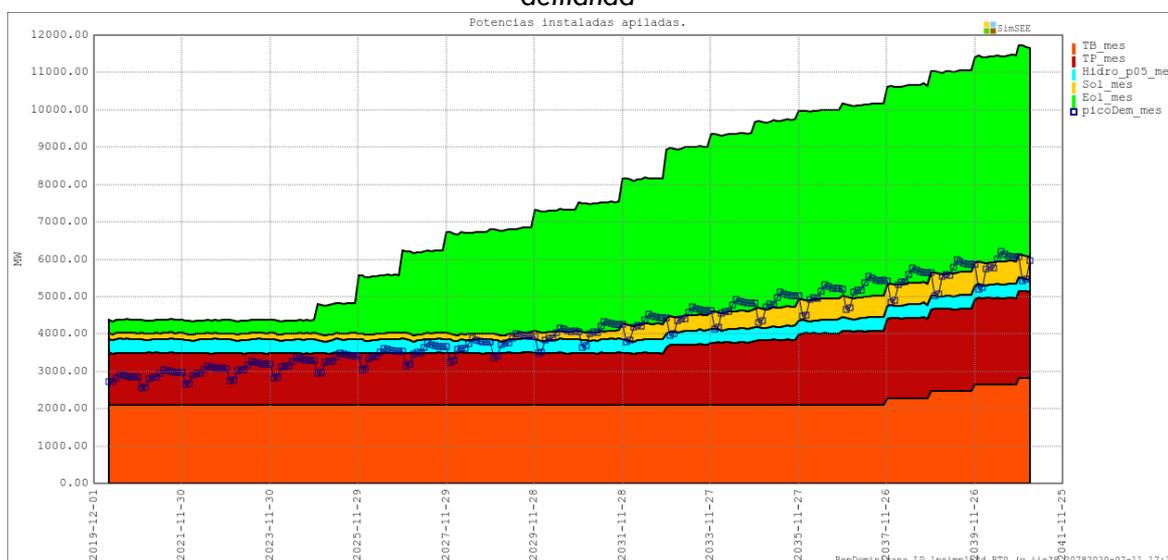


Fuente: Elaboración propia.

La Figura 19 contiene la misma información, pero muestra las capacidades instaladas por tecnologías apiladas y comparadas con la Demanda pico mensual. Como se puede apreciar, las capacidades instaladas superan ampliamente el pico de la Demanda. Hasta el año 2030, la suma de potencia térmica más la potencia pico empuntable hidráulica son del mismo orden que el pico de la Demanda y a partir de ese año, el sistema empieza a tener requerimientos de potencia, y por eso cambia la pendiente de incorporación de energía eólica.

Figura 19

Capacidades instaladas por tecnologías apiladas y comparadas con el pico mensual de la demanda



Fuente: Elaboración propia.

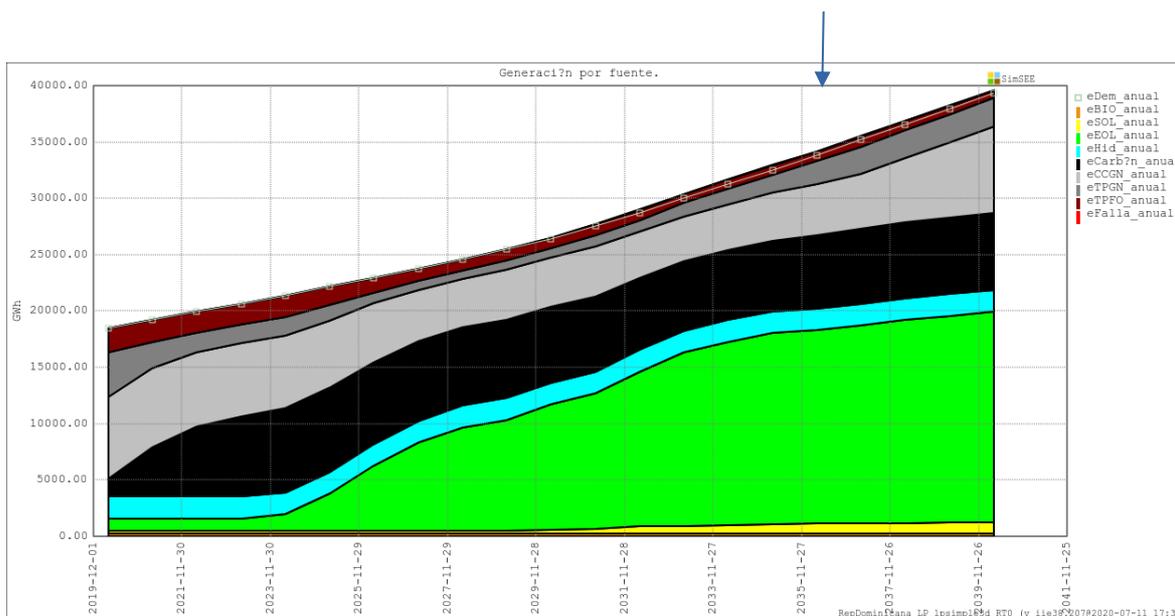
La Figura 20 muestra la proyección de la generación por fuente en valor esperado. Se puede apreciar al inicio un aumento de la generación con Gas Natural y Fuel Oil a costa de una reducción del consumo de Carbón. Este transitorio se debe a haber supuesto que la bajada de precios asociada al COVID-19 tiene impacto sobre el petróleo y sobre el gas natural pero no sobre el precio del carbón. Este efecto puede producirse o no según la afectación real que experimenten los precios de los combustibles. Esta competencia entre los combustibles al inicio del período de estudio tiene consecuencias en la determinación del consumo relativo de cada uno, pero no sobre el plan de expansión en si mismo. Como se puede apreciar en la Figura 20 no existe un volumen de falla apreciable por año (no se visualiza un área roja en la figura). También se observa que el total de la generación esperada es levemente superior a la energía de la Demanda (línea clara en la parte superior señalizada con una flecha). Esto se debe a que la instalación de generación eólica y solar aumenta la probabilidad de disponer de excedentes generables en el SENI.

Esto es el resultado de la optimización de inversiones en la que se supuso que dichos excedentes son desperdiciados.

Figura 20

Proyección de la generación por fuente

Demanda

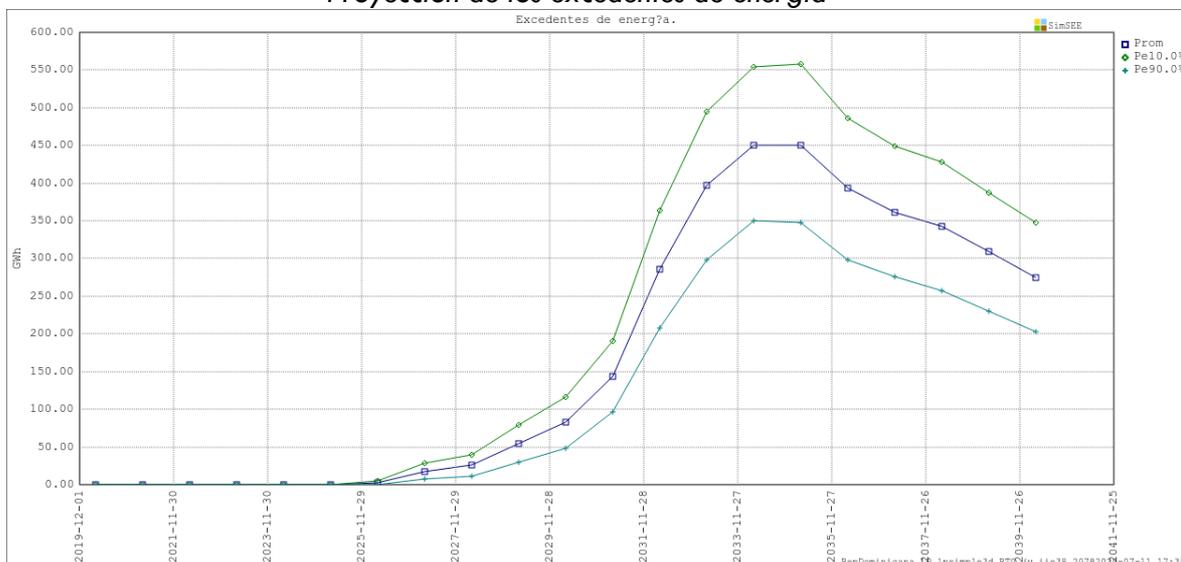


Fuente: Elaboración propia.

La Figura 21 muestra con mejor detalle la proyección de los excedentes del SENI. Estos excedentes deben entenderse como energía no-firme, que en situación de extrema sequía son necesarios para el abastecimiento de la Demanda (dejan de ser excedentes). Fueron considerados como de valor NULO para la optimización. En sistemas integrados con otros países, estos excedentes serían exportados como energía interrumpible (sin compromiso) a los mercados vecinos.

Figura 21

Proyección de los excedentes de energía



Fuente: Elaboración propia.

La Figura 22 muestra el beneficio por sustitución al costo marginal del último MWh entregado por cada tecnología y el costo para la Demanda de comprar su último MWh al costo marginal. En el caso de las energías Eólica, Solar, Biomasa e Hidráulica el beneficio creado por sustitución del recurso que margina está expresado en dólares por MWh entregado al SENI. En el caso de las centrales térmicas, el beneficio está expresado en dólares por MWh puesto a disposición en el SENI.

Como se puede apreciar, el mayor beneficio lo produce la hidráulica por su capacidad de desplazar su despacho (empuntar) de las horas de menor requerimiento (horas de costo marginal bajo) a las horas de mayor requerimiento (horas de costo marginal alto).

La curva "cmgDem_anual" corresponde a la valorización de la Demanda al costo marginal del SENI. La curva "cmg_BIO_anual" corresponde a la valorización de la energía entregada por la central de Biomasa existente en el SENI y como dicha central se supone auto-despachada, su curva de potencia es plana (entrega en todas las horas la misma potencia) y por tanto dicha curva corresponde al costo marginal medio del SENI.

Las curvas "cmg_Eol_anual" y "cmg_Sol_anual" corresponden al valor de las energías de fuente eólica y solar. Como se puede apreciar, ambas curvas son muy parecidas y en el entorno de los costos de expansión supuestos de ambas tecnologías.

Las curvas “cmg_CC_GN” y “cmg_TP_GN” corresponden a la estimación del beneficio por sustitución marginal de los Ciclos Combinados y Térmicas de Punta funcionando con Gas Natural. En este caso, los valores están expresados en dólares por MWh puesto a disposición, por lo que los valores son comparables a los pagos por potencia supuestos para estas tecnologías (25.24 USD/MWh y 18.15 USD/MWh para los CC y las TP respectivamente). Como se puede apreciar, hasta el 2032 el beneficio marginal de las TP es inferior a los costos fijos y por tanto no hay expansión con dicha tecnología. Para el caso de los CCs se debe esperar aproximadamente hasta el 2037 para que el beneficio por sustitución marginal supere los costos fijos.

Nueva Generación Hidráulica. La Figura 22 permite realizar la estimación del valor que tendría para el SENI la instalación de nuevas centrales hidráulicas en el SENI. Como se puede apreciar, la energía hidráulica es la de mayor valor (curva celeste) y esto se debe a que permite desplazar la energía durante las horas del día. Nuevos proyectos hidráulicos, con capacidad de modular en las horas del día, se justificarían si su costo es tal que logran producir energía a menos de 70 USD/MWh en el horizonte 2024-2028 y creciendo a partir de ahí hasta casi el doble de valor hacia el 2038. Como se puede apreciar todos los valores muestran un crecimiento que es propio de un sistema que se expande por el crecimiento de la demanda a partir del año en que es necesario incluir centrales térmicas. En particular, el valor de la energía hidráulica crece más que las demás, pues se valoriza su capacidad de modulación que permite la introducción de más eólica y solar al SENI.

Nuevas centrales de co-generación (Biomasa) y centrales de Residuos Sólidos Urbanos. La Figura 22 permite estimar que el valor de la energía de nuevas centrales que entreguen energía en forma plana (en la base) como son las centrales de co-generación y las de aprovechamiento de Residuos Sólidos Urbanos. De la figura (curva naranja) se concluye que la energía de nuevos emprendimientos de este tipo tiene un valor del entorno de 60 USD/MWh en el horizonte 2024-2028 y con valor creciente a partir del año 2029 llegando a 100 USD/MWh para el año 2038.

Acciones de eficiencia energética. Las acciones de eficiencia energética tienen beneficios ambientales, de reducción de costos en redes de distribución, transformación y generación. La Figura 22 permite realizar una estimación del valor del MWh de reducción de demanda a nivel de generación. En el horizonte 2024-2028 el valor a nivel de generación de la energía reducida se estima en 65 USD/MWh y con valor creciente a partir del año 2029 llegando a los 105 USD/MWh para el año 2038.

Generación distribuida. La tendencia, en generación distribuida, es a la instalación de paneles solares fotovoltaicos a nivel residencial. Esta generación, se produce en horas del mediodía, siendo que los consumos domiciliarios en República Dominicana tienen su pico en horas de la tarde-noche, la generación solar distribuida no reduce sustancialmente los requerimientos en la red de transmisión y distribución. Si en el futuro, creciera el pico del mediodía por el aumento del uso de aires acondicionados, podría la generación distribuida evitar inversiones de red. Para la estimación del valor de la energía de esta fuente, se considera el valor marginal de la energía solar (curva amarilla de la Figura 22). Como se puede apreciar el valor de dicha energía permanece constante en el entorno de los 60 USD/MWh.

Figura 22

Beneficio por sustitución marginal de las tecnologías



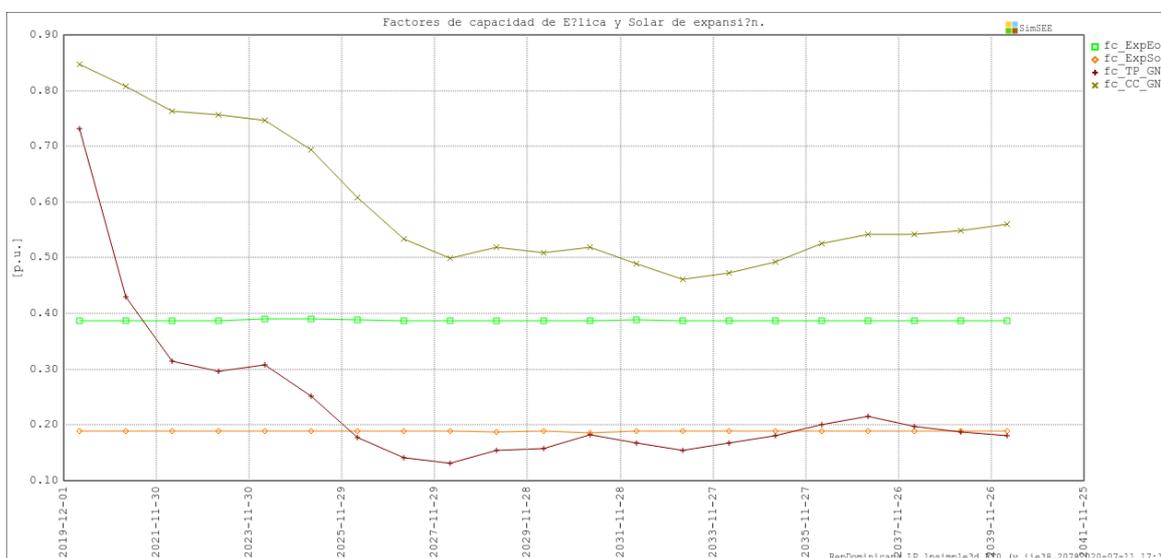
Fuente: Elaboración propia.

La Figura 23 muestra los factores de capacidad anual de las tecnologías de expansión. Las centrales eólicas y solares tienen factor de capacidad 38% y 18% respectivamente, valores que son los que se impusieron como alcanzables. Como se puede apreciar, las centrales térmicas bajan su factor de capacidad al incorporarse masivamente las energías eólicas y solar. Los ciclos combinados, bajan de un factor de capacidad de casi 0.85 (que corresponde a un despacho en la base dado que se supuso una disponibilidad complejiva de 0.85) a valores cercanos al 0.5 y las térmicas de punta bajan su factor de uso de 0.72 al 0.2 aproximadamente. Estos cambios en los factores de uso de las centrales térmicas tienen impactos importantes sobre los contratos de combustibles, dado que se torna difícil la ejecución de contratos con volúmenes altos de Take Or Pay. Este efecto de cambio en los factores de uso lo están experimentando las centrales térmicas en todos los mercados en los que las energías renovables eólica y solar se han integrado en volúmenes

apreciables. Como se puede apreciar, la evolución será gradual y se producirá en los siguientes siete años para las centrales de base. Para las Térmicas de Punta, el cambio es más rápido pero estas centrales por su uso suelen no tener compromisos del tipo Take Or Pay por lo cual la baja del factor de uso no debiera representar un problema. En ambos casos, al reducir el cálculo del pago por capacidad disponible (o pago por potencia) pasa a ser un elemento fundamental en la ecuación del negocio de las centrales y debe por tanto ser calibrado de forma de representar en forma justa el aporte de las centrales al SENI.

Figura 23

Factores de capacidad de las tecnologías de expansión



Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 15 y la Figura 24 muestran el costo de abastecimiento de la Demanda a nivel de generación. Como se puede apreciar, pasado el transitorio inicial (2020-2025), en el que los precios de los combustibles fósiles están deprimidos por el efecto del COVID-19, el costo medio de abastecimiento esperado (curva "Prom" en la figura) es del orden de 60 USD/MWh (precio monómico que incluye "costos fijos y variables a nivel de generación) y crece progresivamente hasta 67 USD/MWh para el año 2038.

Tabla 15

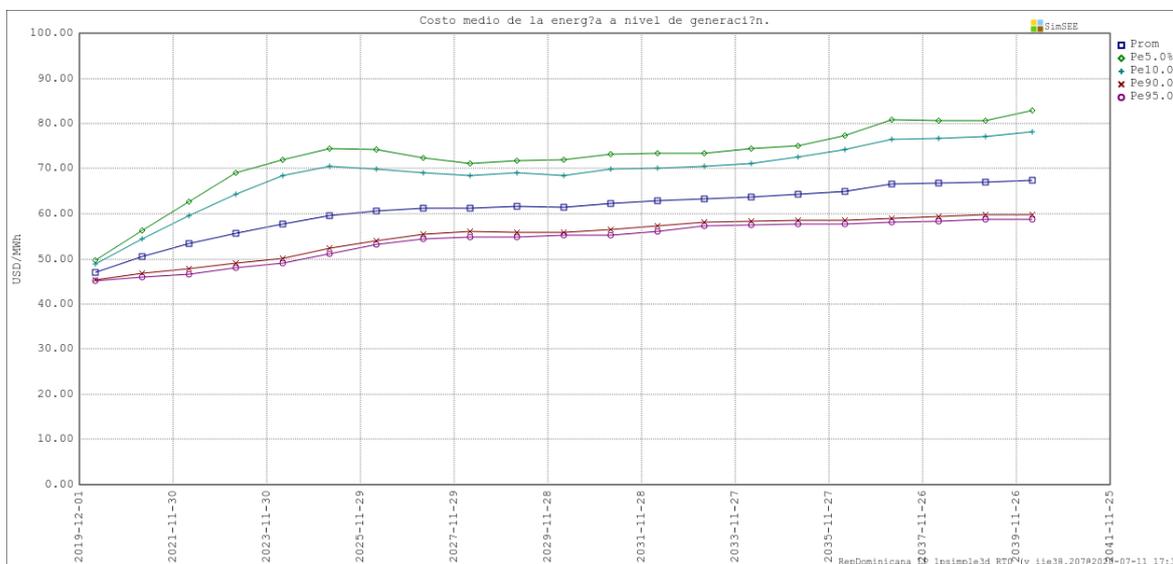
Evolución del costo de abastecimiento de la demanda a nivel de generación en USD/MWh

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Pe5.0%	49.6	56.3	62.6	69.1	71.9	74.5	74.1	72.4	71.2	71.8	71.9	73.3	73.4	73.4	74.4	75.1	77.3	80.8	80.6	80.6	82.9
Pe10.0%	48.9	54.4	59.7	64.3	68.5	70.4	69.8	69.0	68.4	69.2	68.4	70.0	70.2	70.5	71.1	72.6	74.2	76.5	76.7	77.0	78.2
Prom	47.0	50.6	53.4	55.7	57.8	59.6	60.7	61.1	61.2	61.6	61.4	62.2	62.9	63.2	63.8	64.4	64.9	66.5	66.8	67.1	67.4
Pe90.0%	45.4	46.7	47.8	49.1	50.2	52.4	54.1	55.4	56.0	55.9	56.0	56.4	57.2	58.0	58.4	58.6	58.5	59.0	59.4	59.9	59.9
Pe95.0%	45.1	46.0	46.7	47.9	49.0	51.1	53.1	54.4	54.8	54.9	55.2	55.4	56.2	57.2	57.6	57.7	57.7	58.1	58.4	58.8	58.8

Fuente: Elaboración propia.

Figura 24

Costo de abastecimiento de la demanda (CAD)



Fuente: Elaboración propia.

Como se puede apreciar, el riesgo de costo anual medido como el valor que es excedido con probabilidad 5% es del orden de 15 USD/MWh por encima del valor esperado.

6.2. Reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero

Para la determinación de las emisiones de toneladas equivalentes de CO₂ se consideró la tabla 16. Para los motores alimentados por fuel oil existentes, se consideró una emisión de 700 kgCO₂/MWh considerando que el rendimiento de los moto-generadores suele ser del entorno de 40%.

Las emisiones de CO₂ de la generación en base a biomasa, es considerada no asignable al sector eléctrico, dado que dicha emisión se produciría cualquiera fuera el destino de la biomasa.

Tabla 16

Emissiones en kg equivalentes de CO₂ por tecnología.

	CO ₂ Emissions Factor (kg CO ₂ /Btu)	Heat Rate (Btu/kWh)	Emission rate (kg CO ₂ /MWh)
Coal, steam generator	95.3	10,080	960.6
Petroleum, steam generator	73.2	10,156	743.4
Natural Gas, combustion turbine	53.1	11,378	604.2
Natural gas, combined cycle	53.1	7,658	406.6

Table 3. Average Emissions Factors, Heat Rates, and Emission Rates of the U.S. Fossil Fuel Generation Fleet, 2014 (EIA).^{38 39} The emission rate of electricity generation is a key indicator of the climate impact of the power sector, and varies significantly by fuel and technology.

Note: Emissions factors and heat rates are fleet-wide averages, and actual values for a given generator and fuel can vary from the numbers presented here. The emission rate in kg CO₂/MWh is obtained by multiplying the CO₂ emission factor (kg CO₂/Btu) by the heat rate (Btu/kWh) and dividing by 1,000 (to convert from kWh to MWh).

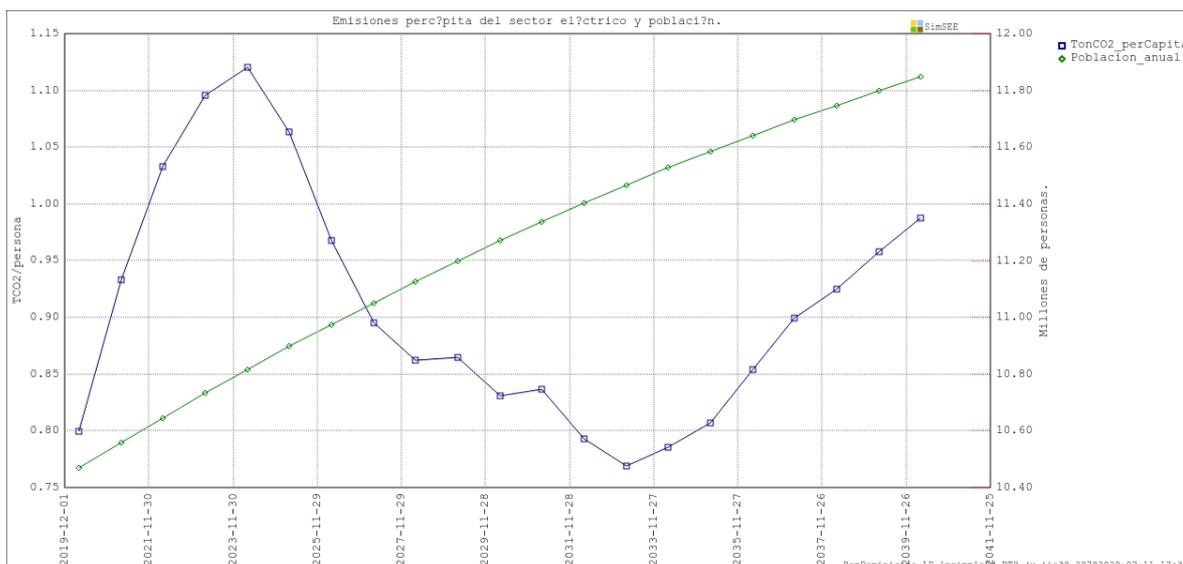
Fuente:

<https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/01/f34/Environment%20Baseline%20Vol.%201--Greenhouse%20Gas%20Emissions%20from%20the%20U.S.%20Power%20Sector.pdf>.

La Figura 25 muestra el resultado la evolución en valor esperado de las emisiones per-cápita, en toneladas equivalentes del CO₂ (eje izquierdo) y la evolución prevista de la población (eje derecho).

Figura 25

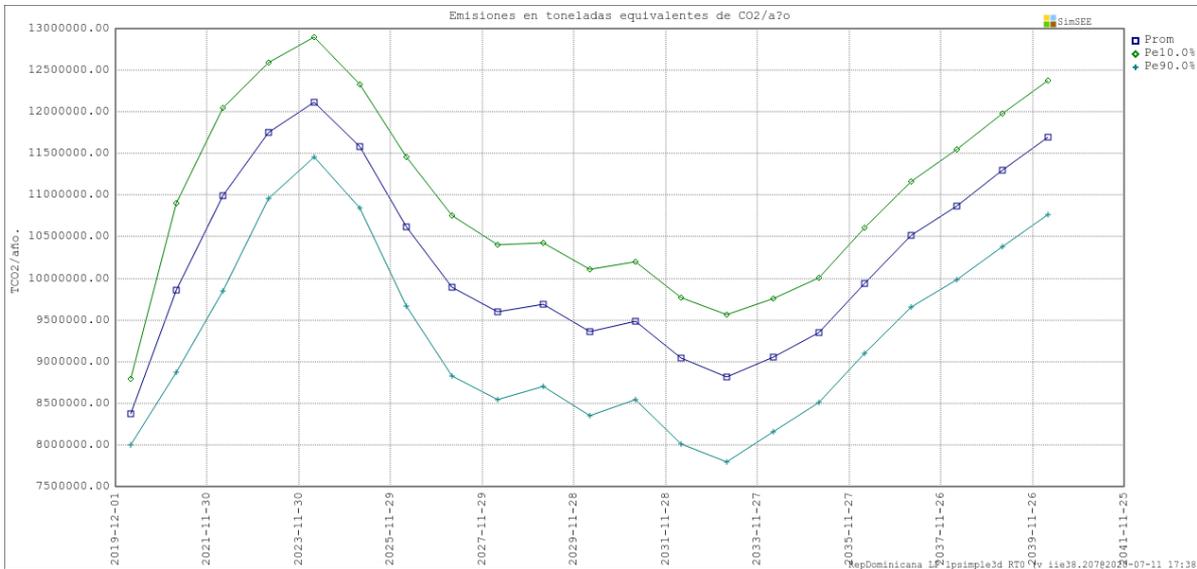
Proyección de las emisiones en Toneladas Equivalentes de CO₂ per-cápita



Fuente: Elaboración propia.

Figura 26

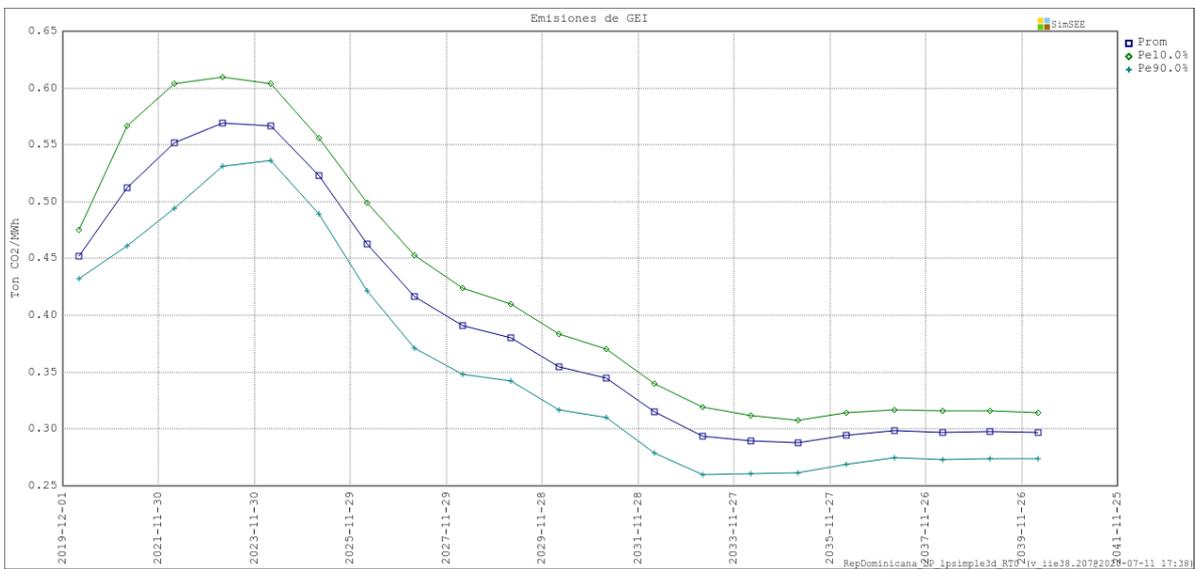
Emisiones de GEI expresadas en Ton CO₂/año



Fuente: Elaboración propia.

Figura 27

Emisiones de GEI expresadas en Ton CO₂/MWh



Fuente: Elaboración propia.

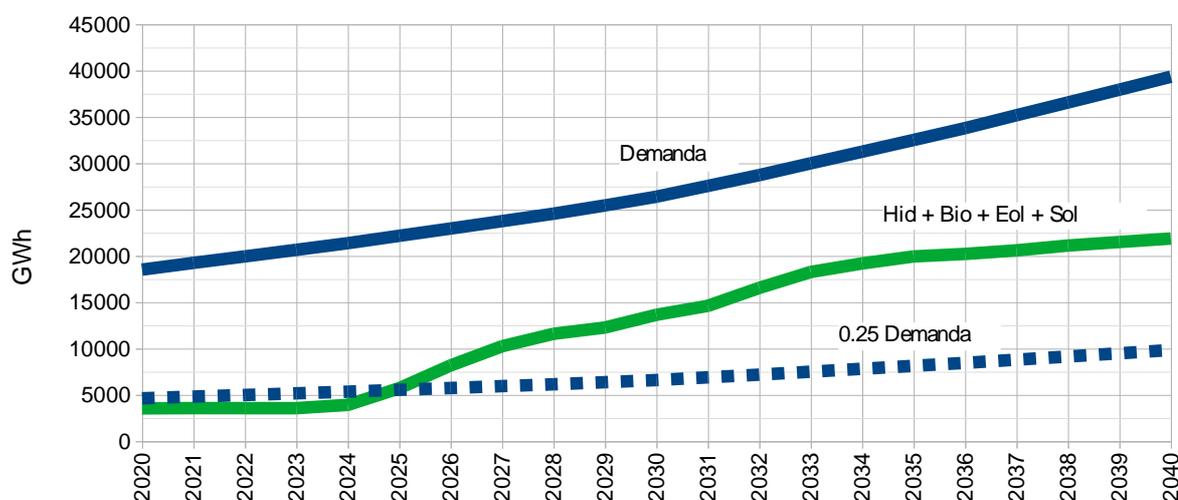
Se aprecia al inicio (2020-2022) el efecto de sustitución de la generación en base a carbón por generación en base a gas natural y fuel oil, que está asociada, como ya se mencionó, a haber supuesto que se produce una bajada del precio del Gas Natural en esos años por efecto del COVID-19. Esto muestra que de no producirse ese efecto, el sistema actual tiene una generación de emisiones de aproximadamente, $0.99 TCO_2/Persona$ (toneladas equivalentes de CO_2 por persona). También muestra que solo cambiando el despacho priorizando la generación con gas natural dicho valor se puede reducir a $0.8 TCO_2/Persona$. Del 2022 al 2030, se produce la instalación masiva de eólica y en menor proporción solar y se verifica una reducción considerable de las emisiones llegando a valores del entorno de $0.65 TCO_2/Persona$.

6.3. Caso R25. Integración mínima de renovables

A los efectos de tener una estimación de cuál sería el plan de expansión si se limitara la incorporación de renovables en el SENI a no superar el 25% de la energía anual de la Demanda, se partió del Plan Óptimo obtenido para el Caso Base y se limitó la expansión de eólica y solar de forma tal que la suma de energía hidráulica, biomasa, eólica y solar no superara el 25% de la Demanda anual como se muestra en la Figura 28. Con esa expansión así limitada, se volvió a ejecutar el optimizador de inversiones permitiendo expandir solamente en base a Ciclos Combinados y Térmicas de Punta utilizando Gas Natural.

Figura 28

Expansión de renovables limitada al 25% de la demanda anual

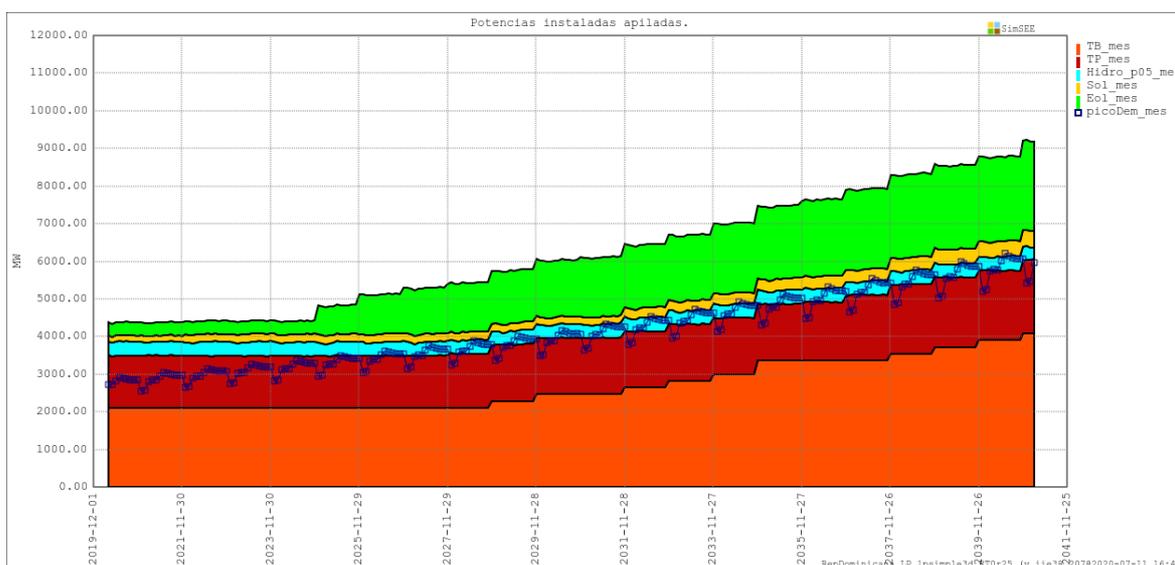


Fuente: Elaboración propia.

La Figura 29 muestra el resultado de la expansión óptima limitando la integración de renovables (eólica + solar + hidráulica + biomasa) al 25% de la energía total. Comparando la Figura 29 con la Figura 19 se aprecia que al limitar la capacidad de instalación de eólica y solar, el optimizador de inversiones instala centrales térmicas de base (ciclos combinados) desde el año 2028 en lugar de térmicas de punta como en la Figura 19.

Figura 29

Capacidad instalada por fuente apiladas

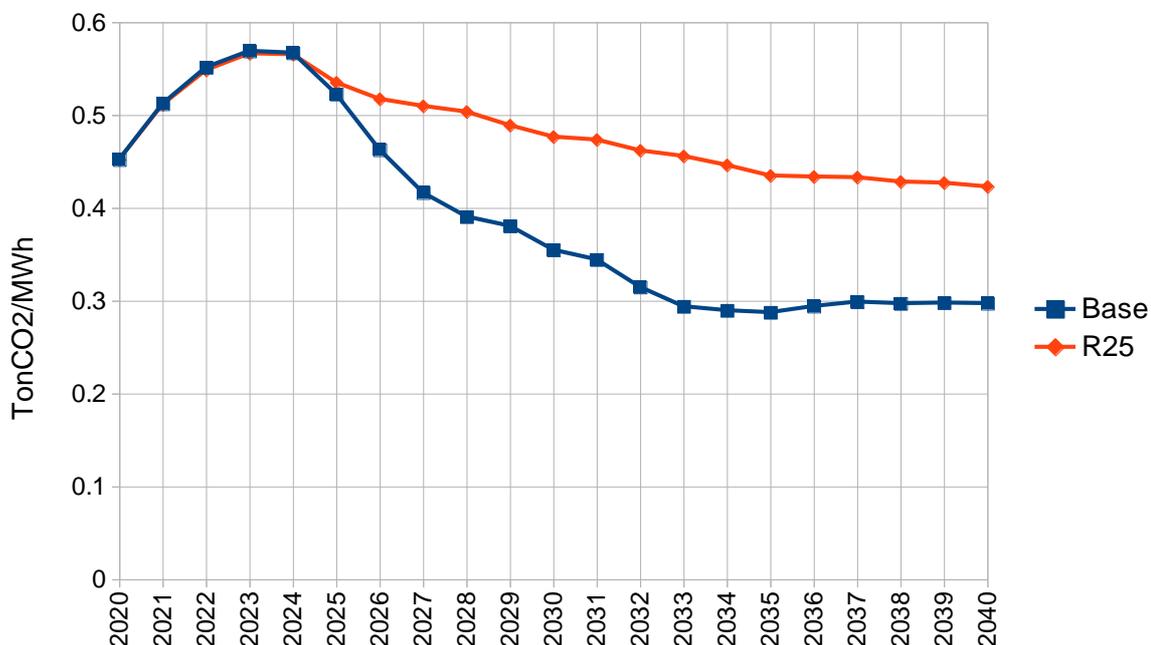


Fuente: Elaboración propia.

La Figura 30 muestra la diferencia en emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) del plan del caso Base y del plan del caso en que las renovables se limitan al 25% de penetración. Como se puede apreciar, en ambos casos se produce una reducción de emisiones expresadas en TonCO₂/MWh. En el caso Base, sin duda por la incorporación de renovables, en el plan R25 la reducción está asociada a que la nueva generación térmica es en base a Gas Natural y por tanto se va diluyendo el impacto de las centrales a carbón y fuel oil al ir creciendo la Demanda.

Figura 30

Emisiones de GEI en toneladas equivalentes de CO₂/MWh

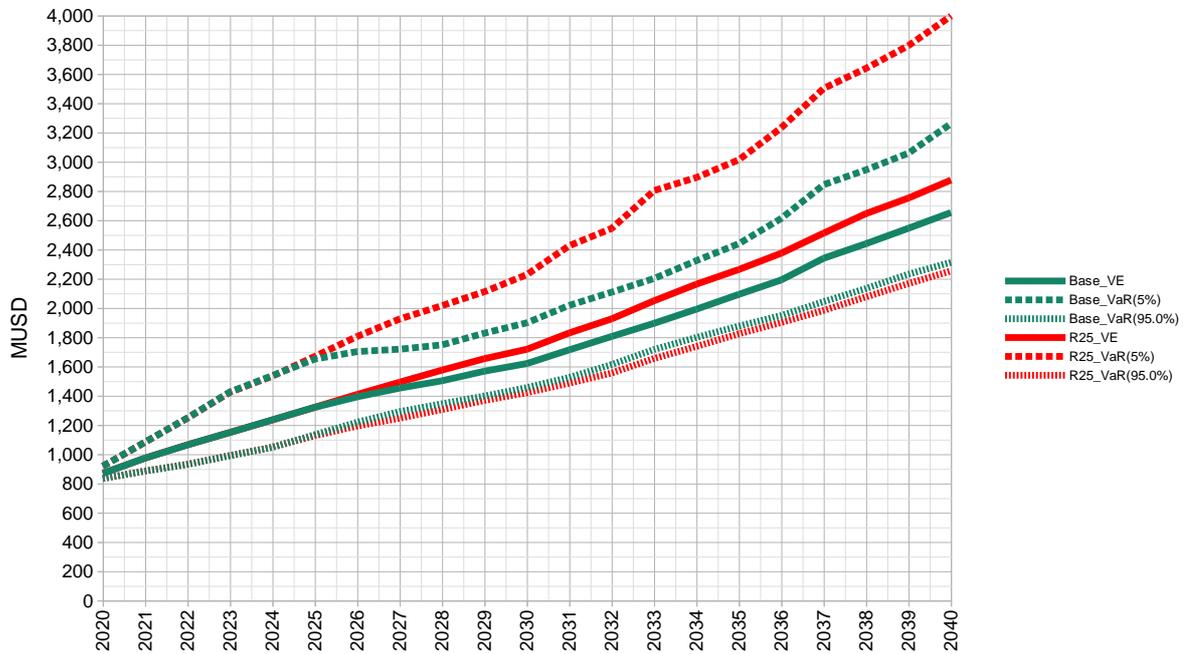


Fuente: Elaboración propia.

El impacto económico de haber restringido la expansión en renovables a no superar el 25% de la energía total se resume en la Figura 31 que muestra el costo anual de abastecimiento de la Demanda a nivel de generación para el caso Base y para el caso R25. Las curvas continuas (VE) corresponden al valor esperado anual. Las curvas VaR(5%) y VaR(95%) corresponden a los Valores en Riesgo de ser excedido 5 y 95% respectivamente. Como se puede apreciar, además de tener un sobrecosto en valor esperado, el plan R25 tiene una volatilidad de costos que hace que el valor en riesgo con 5% de probabilidad de excedencia VaR(5%) sea sustancialmente mayor. Esto se debe a la volatilidad del precio del Gas Natural.

Figura 31

Costo anual de abastecimiento de la demanda a nivel de generación

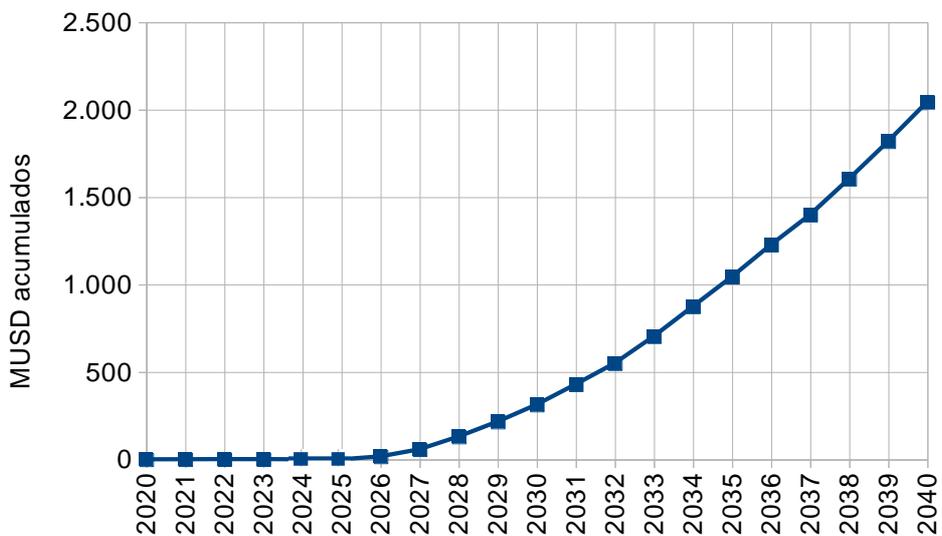


Fuente: Elaboración propia.

La Figura 32 muestra el sobre-costo acumulado del caso R25 respecto del caso Base.

Figura 32

Sobrecosto (R25-Base) acumulado



Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 17 muestra la misma información de la Figura 31, con el agregado de mostrar la diferencia entre los planes (3 columnas color crema antes de la última) y el valor acumulado de la diferencia de valores esperados en la última columna.

Tabla 17

Costo anual de abastecimiento y riesgo asociado. Caso R25 vs. Base

	Base_VE	Base_VaR(5%)	Base_VaR(95.0%)	R25_VE	R25_VaR(5%)	R25_VaR(95.0%)	R25-Base_VE	R25-Base_VaR(5%)	R25-Base_VaR(95.0%)	R25-Base_VE_Acumulado
	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD
	Base	Base	Base	R25	R25	R25	R25-Base	R25-Base	R25-Base	R25-Base
	VE	VaR(5%)	VaR(95.0%)	VE	VaR(5%)	VaR(95.0%)	VE	VaR(5%)	VaR(95.0%)	VE_Acumulado
2020	869	918	834	869	918	834	0	0	0	0
2021	974	1,084	885	974	1,083	885	0	0	0	0
2022	1,064	1,249	931	1,065	1,248	932	1	-1	1	1
2023	1,149	1,426	990	1,149	1,424	991	0	-2	1	1
2024	1,235	1,538	1,048	1,234	1,534	1,048	-1	-3	0	0
2025	1,321	1,651	1,134	1,321	1,669	1,127	0	18	-7	0
2026	1,392	1,702	1,219	1,409	1,806	1,193	17	104	-26	17
2027	1,452	1,718	1,292	1,493	1,925	1,246	41	206	-45	57
2028	1,502	1,748	1,345	1,575	2,016	1,306	73	268	-39	130
2029	1,568	1,828	1,398	1,653	2,111	1,368	86	283	-30	216
2030	1,620	1,899	1,455	1,717	2,228	1,421	97	330	-34	313
2031	1,714	2,018	1,525	1,829	2,426	1,486	116	407	-39	429
2032	1,805	2,108	1,613	1,926	2,544	1,556	121	436	-58	549
2033	1,895	2,202	1,717	2,049	2,803	1,654	154	601	-62	703
2034	1,992	2,324	1,799	2,163	2,892	1,737	171	568	-62	874
2035	2,093	2,440	1,876	2,263	3,014	1,824	170	574	-53	1,044
2036	2,192	2,613	1,949	2,375	3,233	1,901	183	620	-48	1,227
2037	2,340	2,843	2,043	2,512	3,502	1,984	172	659	-60	1,399
2038	2,440	2,945	2,134	2,646	3,639	2,076	206	694	-57	1,604
2039	2,545	3,059	2,231	2,752	3,794	2,167	214	726	-56	1,819
2040	2,653	3,260	2,312	2,874	3,997	2,253	225	764	-57	2,044

Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 18 muestra el costo anual de abastecimiento de la Demanda a nivel de generación en USD/MWh en valor esperado (Prom) y para diferentes cortes de probabilidad. Esta tabla es la correspondiente a la Tabla 15 del Caso Base. Como se puede apreciar, en este caso el costo esperado evoluciona del valor de partida en 2025 próximo a 60 USD/MWh a un valor de 72.4 USD/MWh para el año 2038.

Tabla 18

CAD anual a nivel de generación en USD/MWh

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Pe5.0%	49.6	56.3	62.6	69.0	71.8	75.3	78.7	81.0	82.1	83.0	84.4	88.1	88.6	93.5	92.6	92.7	95.7	99.5	99.6	100.0	101.6
Pe10.0%	48.9	54.4	59.6	64.2	68.3	70.7	73.2	75.2	77.1	77.7	78.6	80.8	81.8	84.6	86.4	87.2	88.3	89.7	91.2	90.8	93.6
Prom	47.0	50.6	53.4	55.6	57.8	59.6	61.4	62.9	64.2	65.0	65.1	66.4	67.1	68.3	69.2	69.6	70.3	71.4	72.4	72.5	73.1
Pe90.0%	45.4	46.8	47.9	49.2	50.2	52.1	53.1	53.8	54.6	55.1	55.2	55.7	55.9	56.3	57.4	57.7	57.4	57.9	58.7	59.1	59.2
Pe95.0%	45.1	46.0	46.7	48.0	49.0	50.8	52.0	52.5	53.2	53.7	53.9	53.9	54.2	55.2	55.6	56.1	56.3	56.4	56.8	57.1	57.3

Fuente: Elaboración propia.

6.4. Caso CC145

La incorporación de una central de ciclo combinado funcionando con gas natural comenzando su operación en setiembre del 2021 se modeló agregando una unidad de 139.8 MW a partir de 1/9/2021. Para ajustar el plan de expansión, se supuso que el factor de capacidad de la nueva central es el mismo que en las centrales CC_GN del Plan Óptimo (Figura 23) resultando que la energía de dicha central reemplaza la instalación de 190 MW de energía eólica del plan óptimo. Se realizaron simulaciones con este modelado y se presentan los resultados a continuación. La Tabla 19 muestra el costo de abastecimiento de la demanda, en valor esperado (VE) y con riesgo de excedencia de 5 y 95% (VaR(5%) y VaR(95%)) respectivamente) para el caso base y para el caso CC145. En las tres columnas anteriores a la última se presenta la diferencia entre ambos casos y en la última el acumulado. Como se puede apreciar, el imponer la instalación de la central y desplazar por ello 190 MW de eólica ocasiona sobre-costos en el SENI principalmente entre los años 2021 al 2030. Estos sobre-costos son a nivel de sistema suponiendo que las inversiones se remunerar de acuerdo a los costos fijos establecidos en la tabla 9 (correspondientes al caso 0% de la Red Troncal). En el caso de Ciclo Combinado este costo significan 26 MUSD/año de pago por capacidad.

Tabla 19

Costos de abastecimiento de la demanda en MUSD/año. Casos CC145 vs. Base

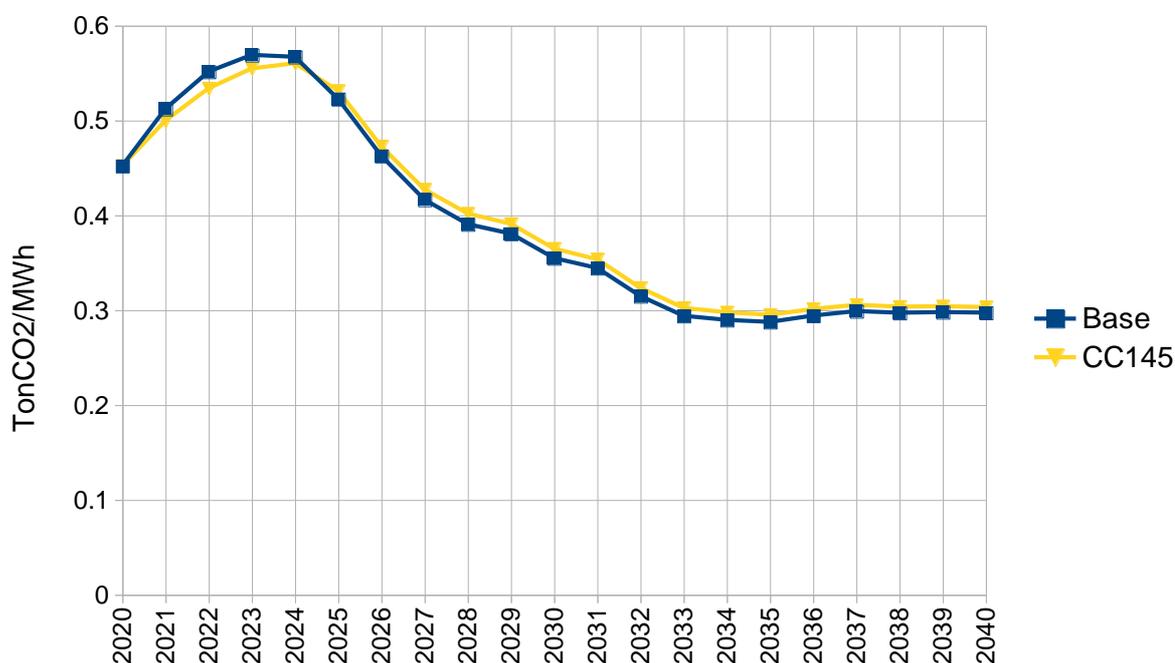
Base_VE	Base_VaR(5%)	Base_VaR(95%)	CC145_VE	CC145_VaR(5%)	CC145_VaR(95%)	R25-Base_VE	R25-Base_VaR(5%)	R25-Base_VaR(95%)	R25-Base_VE	R25-Base_VaR(95%)	R25-Base_VE
MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD
Base	Base	Base	CC145	CC145	CC145	R25-Base	R25-Base	R25-Base	R25-Base	R25-Base	R25-Base
VE	VaR(5%)	VaR(95.0%)	VE	VaR(5%)	VaR(95.0%)	VE	VaR(5%)	VaR(95.0%)	VE	VaR(5%)	VE_Acumulad
2020	869	918	834	869	918	834	0	0	0	0	0
2021	974	1,084	885	982	1,096	889	8	12	4	8	8
2022	1,064	1,249	931	1,078	1,267	938	14	18	7	21	21
2023	1,149	1,426	990	1,161	1,440	996	12	14	5	33	33
2024	1,235	1,538	1,048	1,242	1,549	1,053	7	12	6	40	40
2025	1,321	1,651	1,134	1,334	1,679	1,133	13	28	-1	54	54
2026	1,392	1,702	1,219	1,409	1,743	1,220	16	41	1	70	70
2027	1,452	1,718	1,292	1,470	1,756	1,294	17	38	3	87	87
2028	1,502	1,748	1,345	1,519	1,784	1,347	17	36	2	104	104
2029	1,568	1,828	1,398	1,583	1,862	1,398	15	34	0	119	119
2030	1,620	1,899	1,455	1,632	1,926	1,456	12	28	1	131	131
2031	1,714	2,018	1,525	1,719	2,039	1,525	6	21	0	136	136
2032	1,805	2,108	1,613	1,806	2,124	1,612	1	16	-1	138	138
2033	1,895	2,202	1,717	1,902	2,214	1,715	6	13	-2	144	144
2034	1,992	2,324	1,799	1,995	2,352	1,799	3	28	0	147	147
2035	2,093	2,440	1,876	2,091	2,453	1,874	-2	13	-2	145	145
2036	2,192	2,613	1,949	2,190	2,616	1,941	-2	4	-8	143	143
2037	2,340	2,843	2,043	2,329	2,842	2,032	-11	-1	-11	132	132
2038	2,440	2,945	2,134	2,440	2,970	2,125	0	26	-9	132	132
2039	2,545	3,059	2,231	2,547	3,083	2,230	-1	25	-11	131	131
2040	2,653	3,260	2,312	2,659	3,262	2,312	-1	28	-13	131	131

Fuente: Elaboración propia.

La Figura 33 muestra las emisiones de gases de efecto invernadero, expresadas en toneladas equivalentes de CO₂/MWh. Como se puede apreciar, entre 2021 y 2024, la incorporación del ciclo combinado reduce levemente las emisiones por sustituir generación de centrales de punta tanto de fueloil como de gas natural. A partir del año 2025, se produce un leve aumento de las emisiones respecto del caso Base por la mayor generación térmica del caso CC145 respecto del caso Base.

Figura 33

Emisiones de CO₂. Caso CC145 vs. Base



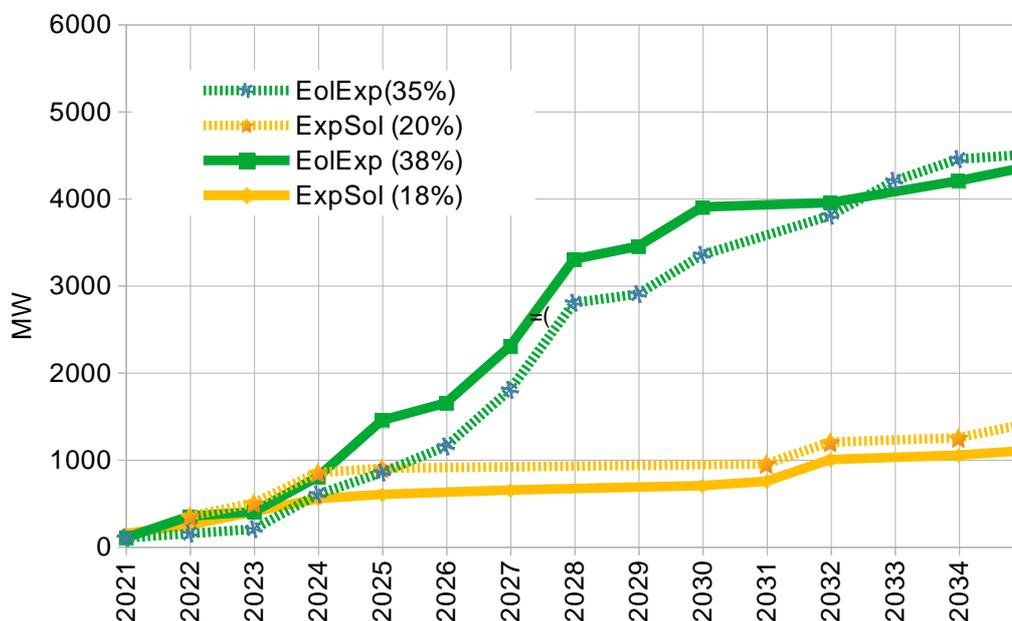
Fuente: Elaboración propia.

6.5. Sensibilidad a los factores de capacidad de la eólica y la solar

Al comienzo de esta asistencia técnica, se realizó un primer ejercicio de optimización de inversiones con una proyección de Demanda algo superior a la finalmente utilizada y sin la consideración de costos de red. En esos primeros resultados, llamó la atención la preferencia de la instalación de energía eólica frente a la solar.

Figura 34

Sensibilidad a los factores de capacidad eólica y solar



Fuente: Elaboración propia.

Esta preferencia está principalmente dada por la correlación entre ambas fuentes y la Demanda del SENI. La mayor Demanda se produce en las horas de la tarde noche (ver Figura 16) que son los momentos de menor disponibilidad del recurso solar. En las simulaciones se supuso que los proyectos de eólica logran alcanzar un factor de capacidad de 38% y los solares 18%. Para tener una sensibilidad respecto a estos factores supuestos de capacidad alcanzable, se re-optimizó considerando que la eólica alcanza un factor de capacidad de 35% y la solar 20%. La Figura 34 muestra que hasta 2030, el cambio de factores de capacidad produce un adelanto de la Solar y una menor instalación de eólica, pero en la medida en que la Demanda crece y se vuelve más relevante la correlación entre la disponibilidad del recurso y la potencia de la Demanda, la expansión en base a eólica vuelve a los valores originales en capacidad instalada. Este resultado fortalece la conclusión de que la preferencia por la generación eólica frente a la solar resulta del valor que genera la disponibilidad del recurso en las horas en que se le necesita superando la diferencia del costo del MWh. Como ya se mencionó, los resultados de la Figura 34 corresponden a simulaciones realizadas al inicio del estudio en las que se utilizó una proyección de Demanda estimada algo superior a la finalmente utilizada y sin considerar costos asociados a la red de transmisión, por lo que estos resultados se consideran válidos solamente para el análisis de sensibilidad a los factores de capacidad supuestos.

7. Consideraciones sobre el impacto del cambio en la matriz energética eléctrica de República Dominicana

Es común, en el análisis de los sistemas eléctricos, diferenciar entre Energía y Potencia como productos comercializables en los mercados. Cuando se habla de Potencia como un producto, se está haciendo referencia a la disponibilidad de Potencia más que a una energía entregada en una unidad de tiempo. Es decir, lo que se reconoce como un producto, es la puesta a disposición de la capacidad de entregar energía. Otro término común para denominar lo mismo es Capacidad Firme. En ambos casos se está haciendo referencia a la puesta a disposición de la capacidad de entregar energía y no a una energía efectivamente entregada. Esta diferenciación entre Energía entregada y Capacidad (o Potencia) puesta a disposición, surge en las implementaciones de mercado como una forma de controlar el riesgo de no poder cumplir con el balance de potencia instantánea. Si el mercado fuera perfecto y los costos de racionamiento estuvieran bien calculados, el desbalance en el cumplimiento del equilibrio de potencia se traduciría en un racionamiento y sería imputado un costo que reflejaría esa falla en el suministro.

Los eventos en que suceden esos faltantes son muy poco probables y los costos son muy altos. El problema de transferir esa señal económica a un mercado para que los Agentes en base a dicha señal realicen las inversiones que correspondan es, en la práctica, inviable.

Difícilmente, en la evaluación de los proyectos de inversión se tendrá en consideración aquellos grandes ingresos que se obtendrán con una baja probabilidad. Los proyectos de inversión en generación son intensivos en capital y requieren generalmente de entidades financieras que exigen probabilidades de retorno positivo entre 70 y 90%.

Con la incorporación masiva de energías renovables, se producen cambios en las distribuciones de probabilidades del costo marginal. Se verifica un aumento en la variabilidad del costo marginal. Se tiende a sistemas con preponderancia de horas con costo marginal nulo y horas en que marginan centrales térmicas de punta (costos marginales en el entorno a los 120 USD/MWh). Este aumento de la variabilidad de los costos marginales

torna más difícil la traducción de la remuneración marginalista en una señal útil del mercado y en especial para aquellos beneficios asociados a situaciones de baja probabilidad. De lo anterior se quiere resaltar que siempre fue un problema la implementación de mercados que remuneren adecuadamente la Capacidad Firme y que el aumento de variabilidad implica un aumento en la volatilidad de los ingresos que agrava dicho problema.

Adicionalmente, la incorporación de energías eólica y solar reduce los factores de uso de las centrales térmicas a valores del entorno de 50% para las centrales de base y de 18% para las centrales de punta. Esto significa un cambio importante respecto al funcionamiento actual, donde dichas centrales de base tienen un despacho "en la base" y las centrales de punta más eficientes valores del orden de 70%. Observar que en un ambiente con factores de despacho elevados, las remuneraciones por capacidad o disponibilidad se pueden basar en la energía efectivamente entregada en horas de punta, pero ante una reducción sustancial de los factores de despacho, la remuneración por capacidad se debe basar en la "disponibilidad" de los generadores a entregar la energía más que en la energía efectivamente entregada. En el mismo sentido, las centrales hidroeléctricas y las térmicas de punta tendrán un uso diferente al actual, prestando el servicio de dar flexibilidad a la operación del SENI, facilitando la incorporación de las energías eólica y solar.

En la sección 7.1 se presentan simulaciones que muestran el cambio que experimentarán las diferentes centrales del SENI con la incorporación masiva de energía eólica y solar. Se presenta el cambio en el valor del MW instalado de cada tecnología. Los resultados se presentan con el detalle estadístico necesario para permitir una evaluación del riesgo asociado a los emprendimientos y para identificar las necesidades de adaptación del marco jurídico que regula el mercado que eventualmente resultarán necesarias.

En la sección 7.2 se muestra una forma de cálculo de lo que podría definirse como un Servicio de Confiabilidad del Sistema (SCS). El objetivo del SCS es implementar una forma de reconocimiento y remuneración del aporte de Capacidad Firme de los generadores y reconocimiento y cobro del requerimiento de Capacidad Firme de las Demandas.

7.1. Cambios en figuras de riesgo del valor marginal

Independientemente de la organización de un mercado, el valor marginal de la energía (esto es del último MWh entregado/recibido) por cada tecnología es una potente herramienta de análisis que permite visualizar la adaptación de la Oferta de generación a la Demanda. También permite visualizar el riesgo asociado a la creación de valor de cada proyecto. El análisis marginalista es sin

duda también una herramienta para el cálculo de tarifas, dado que, aplicado sobre un sistema en equilibrio de expansión óptima (entre oferta y demanda), representa el costo de suministrar un MWh adicional en ese equilibrio.

Dado un MW de una tecnología que implique unos costos fijos $pp[USD/MWh]$ (Pago por Potencia o Pago por Capacidad expresado en dólares por mega Watt hora puesto a disposición) y cuyos costos variables sean $cv[USD/MWh]$ (costo variable expresado en dólares por mega Watt hora entregado al sistema), el Beneficio por sustitución al Marginal (BM) producido por el último MWh entregado por el proyecto al SENI en una hora dada se define como se muestra en la ec.3.

$$BM_i = (cmg_i - cv_i)$$

**ec.(3) Beneficio
Marginal del proyecto
en la hora i**

Donde cmg_i es el costo marginal del SENI en la hora i .

Si la integral en el tiempo del Beneficio Marginal supera los costos fijos de instalar y mantener 1 MW de la tecnología en el SENI, el último MW instalado del proyecto "crea valor" y sería conveniente para el SENI instalar más unidades de esa tecnología. En caso contrario, si el beneficio marginal es inferior a los costos fijos, el último MW instalado del proyecto "destruye valor" y no sería conveniente continuar instalando MW de esa tecnología.

Las energías renovables en general, son intensivas en capital (costos fijos altos) a cambio de costos variables muy bajos (nulos a los efectos de la planificación). Las centrales Térmicas de Punta (TP) están en el otro extremo en cuanto a que presentan costos fijos relativamente bajos y costos variables altos. Las centrales de base, como los ciclos combinados, están en el medio en cuanto a costos fijos y variables.

Los planes óptimos de inversiones, obtenidos minimizando el valor esperado del costo futuro de abastecer la demanda (considerando costos fijos y variables), son una combinación de las diferentes tecnologías que lleva a un equilibrio. En dicho equilibrio, para el último MW instalado de cada tecnología, el Beneficio Marginal remunera exactamente los costos fijos. Este equilibrio teórico es en la práctica difícil de verificar porque las inversiones son modulares (por ejemplo, parques eólicos de 50 MW) y por lo tanto, cuando resulta económicamente conveniente ingresar un nuevo proyecto, el mismo se justifica por el total de los MW instalados. Los costos de producción generalmente presentan un comportamiento no lineal, crecen proporcionalmente más cuando hay racionamientos que cuando hay exceso

de oferta, y por tanto, si las decisiones se deben tomar en módulos, se verifica que para las nuevas centrales los últimos MW instalados al inicio no producen valor. Si las inversiones fueran realmente marginales en el SENI, no se tendría este efecto.

Como ya se mencionó, la optimización del Plan de Inversiones se realiza minimizando el valor esperado del costo futuro de abastecer la demanda. El costo de la generación futura está fuertemente influenciado por el desconocimiento del futuro, siendo las principales fuentes de incertidumbre los precios de los combustibles y cuál será la generación hidráulica del SENI. Si bien la producción eólica y solar también son fuentes de incertidumbre, las mismas presentan variabilidad, pero a escalas horarias y semanales. A escala anual, la dispersión de la producción de las plantas solares y eólicas es inferior al 10%.

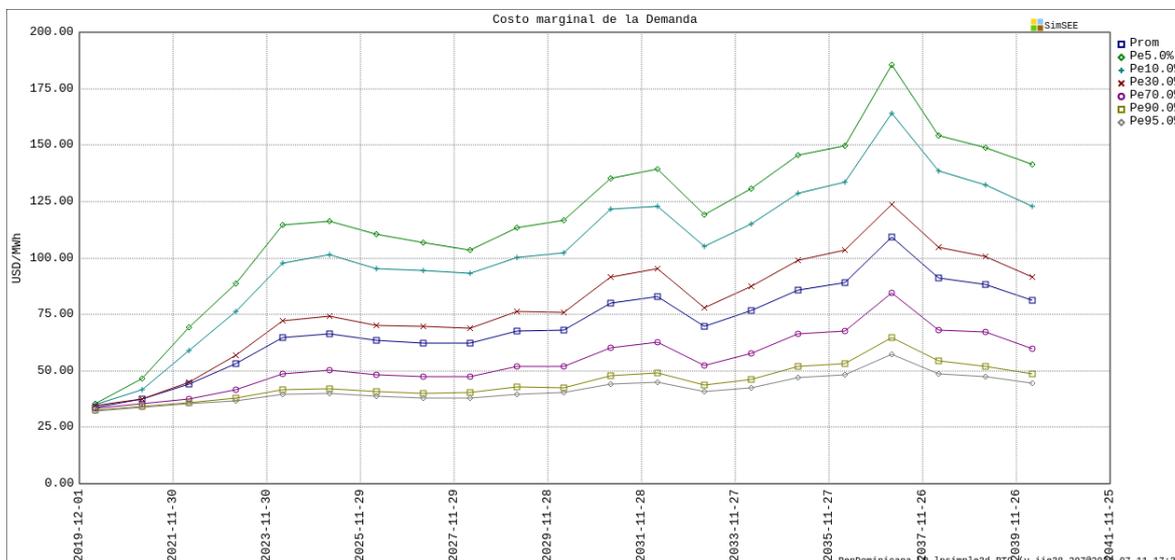
El eventual desajuste entre Oferta y Demanda es una incertidumbre que es manejable. Si por una expectativa de alto crecimiento que después no se verifica hay una sobre instalación de inversiones, lo que ocurrirá es que las futuras inversiones se atrasarán naturalmente esperando, la recuperación de la Demanda. A la inversa, si se produce un crecimiento de la Demanda mayor al esperado, se deberá adelantar la incorporación de los proyectos de generación. La instalación de térmicas de punta y de parques eólicos lleva en el entorno de 18 meses y los parques solares entre 6 y 12 meses dependiendo de las complejidades de conexión a la red. Por tanto, la adaptación del Plan de inversiones a la Demanda es en plazos cortos (en términos de planificación siendo que los proyectos durarán más de 20 años). Esta velocidad de adaptación entre Oferta y Demanda es propia de las tecnologías con que se ha decidido realizar la expansión. No sería así si las opciones expansión fueran grandes proyectos de centrales hidroeléctricas o centrales nucleares.

A continuación se muestran Figuras con las curvas en valor esperado ("Prom" en las gráficas) y con cortes de probabilidad de excedencia 5, 10, 30, 70, 90 y 95% de la valorización al costo marginal de la Demanda y del beneficio por sustitución al marginal de las diferentes tecnologías. Téngase en cuenta en la interpretación de las figuras que la mayor parte de la variabilidad de las mismas está dada por la volatilidad supuesta en los precios del Fuel Oil y del Gas Natural. El valor al inicio (año 2020) se encuentra deprimido por efecto del enlentecimiento de la economía global (pandemia COVID-19) como se muestra en las Figura 9 y 10.

La Figura 35 muestra la evolución del Costo Marginal de la Demanda (esto es costo de suministrar el último MWh) en valor esperado y con diferentes cortes de probabilidad.

Figura 35

Caso Base. Costo marginal de la demanda



Fuente: Elaboración propia.

Como se puede apreciar, hay un transitorio inicial de aproximadamente 5 años en que los valores bajos están afectados por el precio reducido del Fuel Oil y el Gas Natural por efecto del COVID-19.

La evaluación marginal de la Figura 35 muestra el Riesgo de costo en el mercado mayorista de abastecer la demanda, si el precio fuera el costo marginal. En la práctica, el riesgo de un comprador en el mercado mayorista del SENI está acotado, pues el Precio Spot se calcula como el costo marginal con un techo (el valor vigente en el SENI es de 80 USD/MWh) y el riesgo del comprador está acotado respecto de lo mostrado en la Figura 35. Es importante entender que el precio techo actúa como un seguro, reduciendo la volatilidad del precio Spot, pero como produce un recorte de los beneficios que recibirían los generadores en un mercado perfecto, si no se recompone dicho ingreso de otra forma, el equilibrio de mercado se producirá con menor inversión en generación que la óptima. La curva del valor esperado de la Figura 35 representa el valor esperado que deberá pagar la Demanda para viabilizar el óptimo de las inversiones en generación.

Como mecanismo de reducción del riesgo (adicional a lo que puede ser el precio techo) los compradores del mercado mayorista disponen del instrumento de los Contratos de suministros con los generadores. Un contrato es un instrumento de mitigación de riesgos, donde fijando un precio de transacción tanto comprador como vendedor cancelan parte de sus riesgos (que son complementarios). Esta cancelación de riesgos tiene un límite, dado

que el generador tiene que lograr cubrir sus costos fijos (inversión y O&M) y sus costos variables.

La Tabla 15 muestra el costo de abastecimiento de la Demanda (el verdadero costo, no el marginal) y por tanto esos valores son los límites hasta los que es posible cancelar riesgo. La Tabla 20 muestra el valor en riesgo de ser excedido con probabilidad 5% en USD/MWh del Costo de Abastecimiento de la Demanda a nivel de generación para el caso Base y para el caso R25. Como se puede apreciar, los valores en riesgo son superiores para el caso R25, como es de esperarse por el mayor consumo de Gas Natural y de Fuel Oil de ese escenario respecto del caso Base, lo que aumenta el riesgo por la volatilidad del precio de los combustibles.

Tabla 20

Pe5% anual en USD/MWh para Caso Base y R25

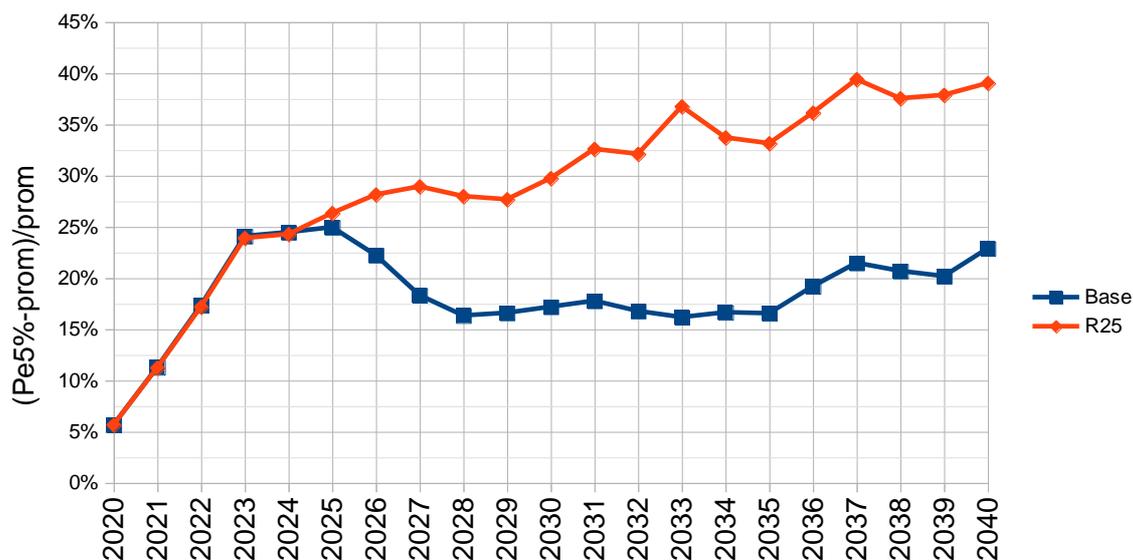
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Base	49.6	56.3	62.6	69.1	71.9	74.5	74.1	72.4	71.2	71.8	71.9	73.3	73.4	73.4	74.4	75.1	77.3	80.8	80.6	80.6	82.9
R25	49.6	56.3	62.6	69.0	71.8	75.3	78.7	81.0	82.1	83.0	84.4	88.1	88.6	93.5	92.6	92.7	95.7	99.5	99.6	100.0	101.6

Fuente: Elaboración propia.

La Figura 36 muestra el riesgo de costos en por unidad del valor esperado calculado como $(Pe5\% - prom)/prom$

Figura 36

Riesgo de costos en por unidad del valor esperado



Fuente: Elaboración propia.

La información de la Tabla 20 es importante para saber el nivel de costos a nivel de generación al que estará expuesto el SENI con una probabilidad de ser excedido 5%. La información de la Figura 36 muestra el Riesgo Relativo al valor esperado y tiene la relevancia de que es este Riesgo Relativo el que crea inestabilidad en el sistema. La estructura de tarifas y remuneraciones generalmente se diseña en base al valor esperado, los apartamientos del valor esperado son los que crean problemas de liquidez y generan riesgos de quiebra o incumplimientos de los diferentes agentes del mercado. Esta información puede utilizarse para el diseño de un Fondo de Estabilidad para las compras al por mayor en el mercado que permitan amortiguar las variaciones de costos vistos por los Distribuidores. Esto permite mayor estabilidad en las tarifas del consumidor respecto de las variaciones de costo a nivel de generación. En ese contexto, el volumen del Fondo necesario para filtrar apartamientos del 18% (Caso Base) será sustancialmente inferior al volumen del Fondo necesario para filtrar los apartamientos del orden de entre 25 y 40% del caso R25.

La Tabla 21 muestra el resumen (promedio de los años 2027 a 2033) de la valorización marginal en valor esperado y con cortes de probabilidad en USD/MWh para el caso Base y para el caso R25. Este cuadro se presenta como resumen del riesgo de los beneficios por sustitución al marginal de los generadores (y de costo en el caso de la Demanda).

Tabla 21

Valor esperado y P10 y P90 del valor marginal en USD/MWh

	Dem	Eol	Sol	BIO	CC_GN	TP_GN	Hidro
p10_BASE	105.7	78.7	84.4	100.4	26.4	24.4	127.0
ve_BASE	70.3	54.1	57.1	66.7	14.9	12.4	82.2
p90_BASE	43.7	36.2	36.9	41.6	5.9	3.7	48.6
p10_R25	135.2	117.2	115.1	129.0	41.8	36.9	154.2
ve_R25	88.6	76.9	75.5	83.6	24.1	18.7	99.1
p90_R25	51.8	46.1	45.3	48.8	10.4	5.4	55.4

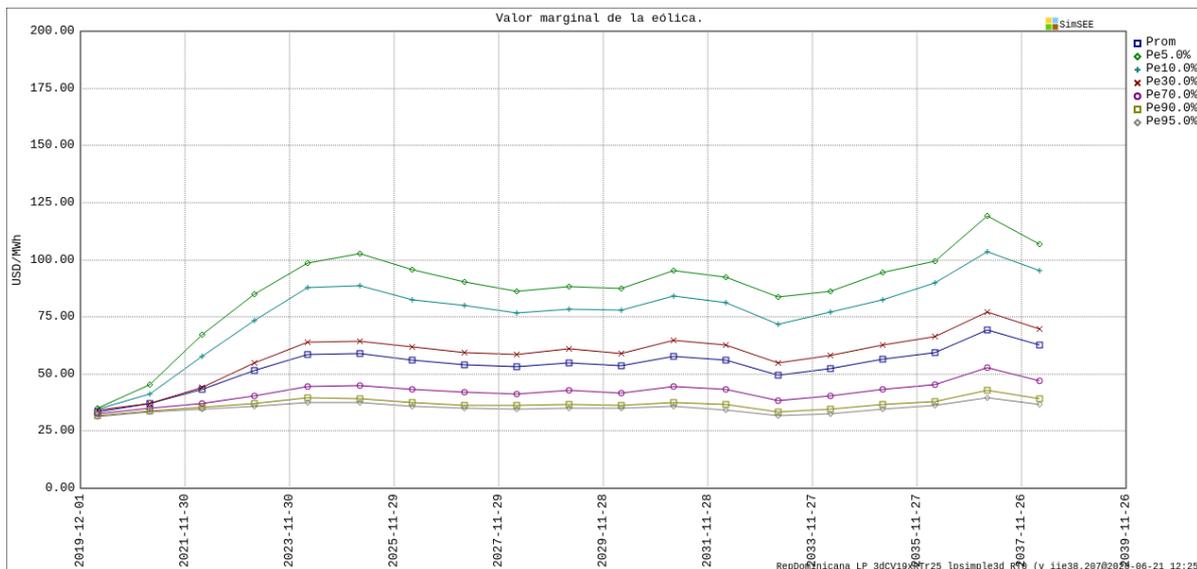
Fuente: Elaboración propia.

Las figuras siguientes, muestran en forma detallada las figuras de riesgo del beneficio por sustitución de los generadores.

Las Figuras 37 y 38 muestran la valorización de la energía eólica en los casos Base y R25 respectivamente.

Figura 37

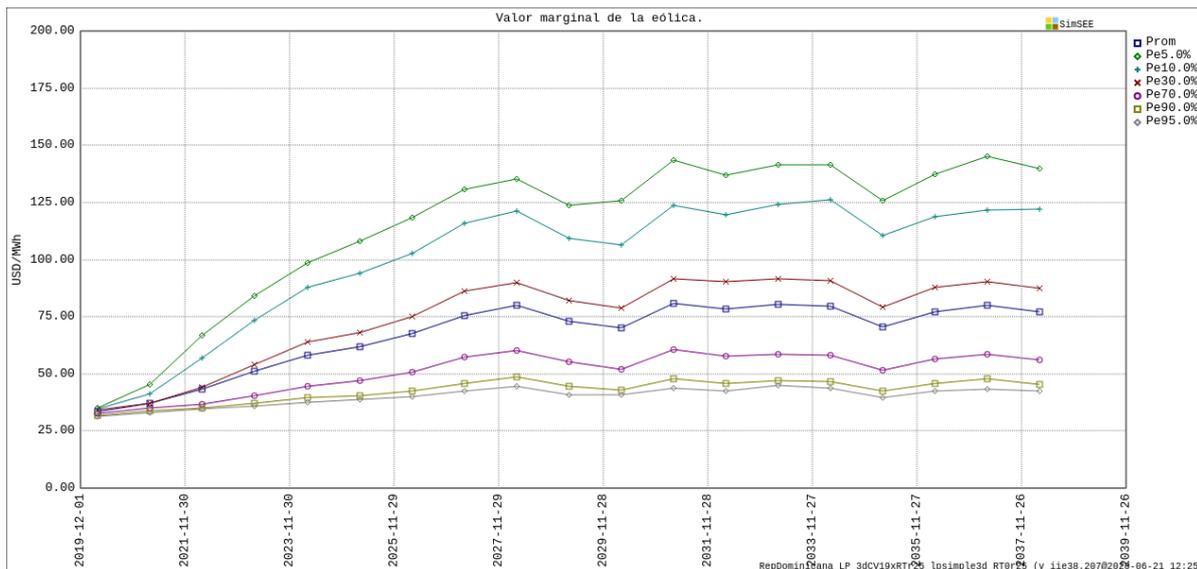
Valorización marginal de la energía eólica en USD/MWh para el caso Base



Fuente: Elaboración propia.

Figura 38

Valorización marginal de la energía eólica en USD/MWh para el caso R25

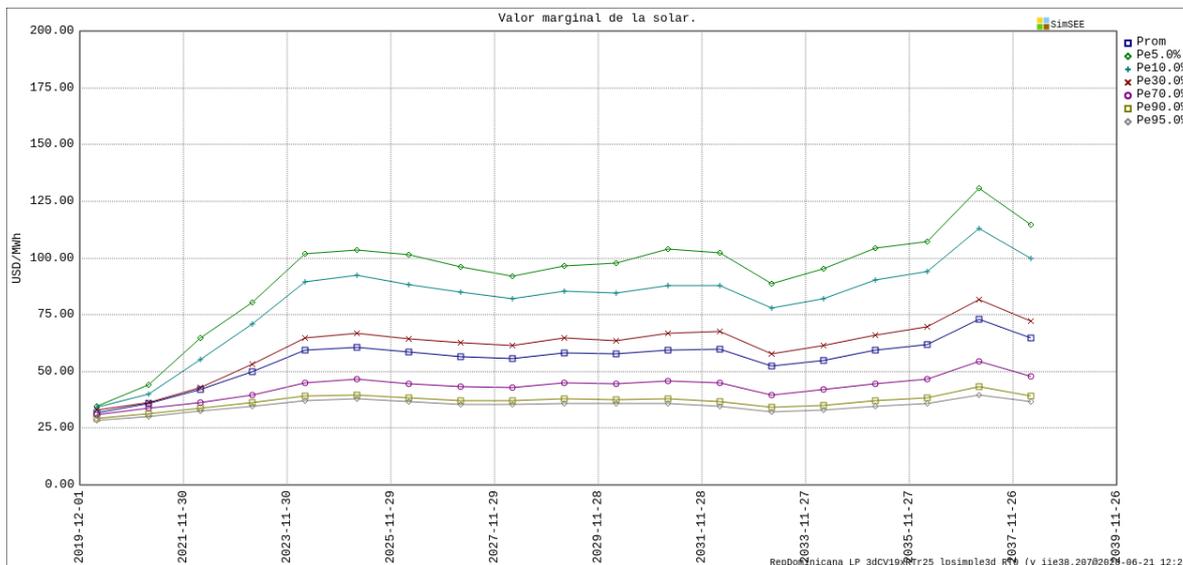


Fuente: Elaboración propia.

Las Figuras 39 y 40 muestran la valorización de la energía solar en los casos Base y R25 respectivamente.

Figura 39

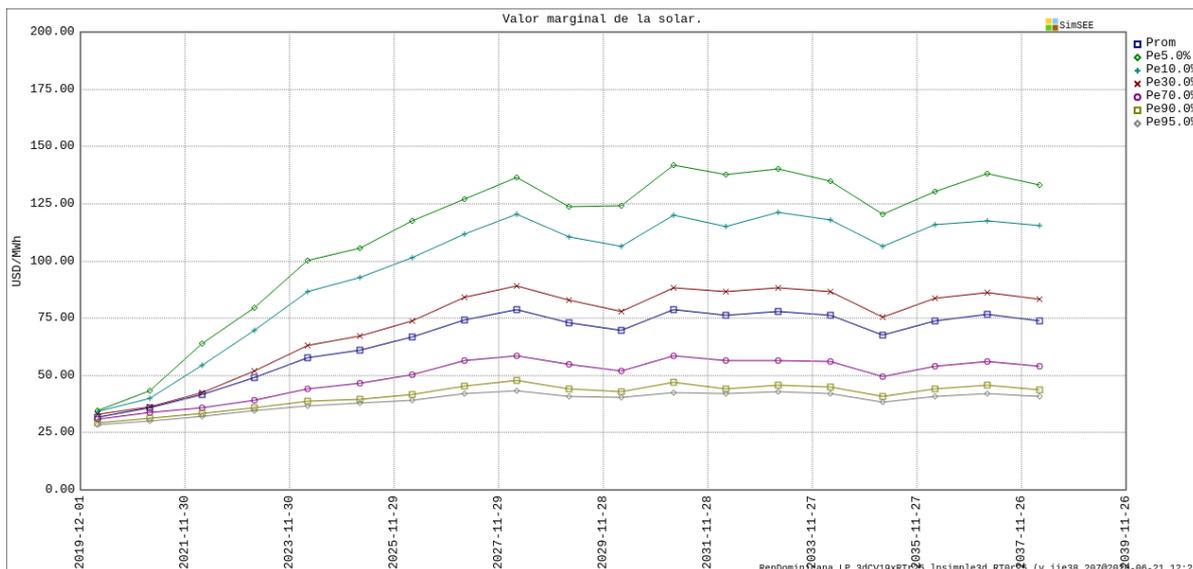
Valorización marginal de la energía solar en el caso Base



Fuente: Elaboración propia.

Figura 40

Valorización marginal de la energía solar en el caso R25

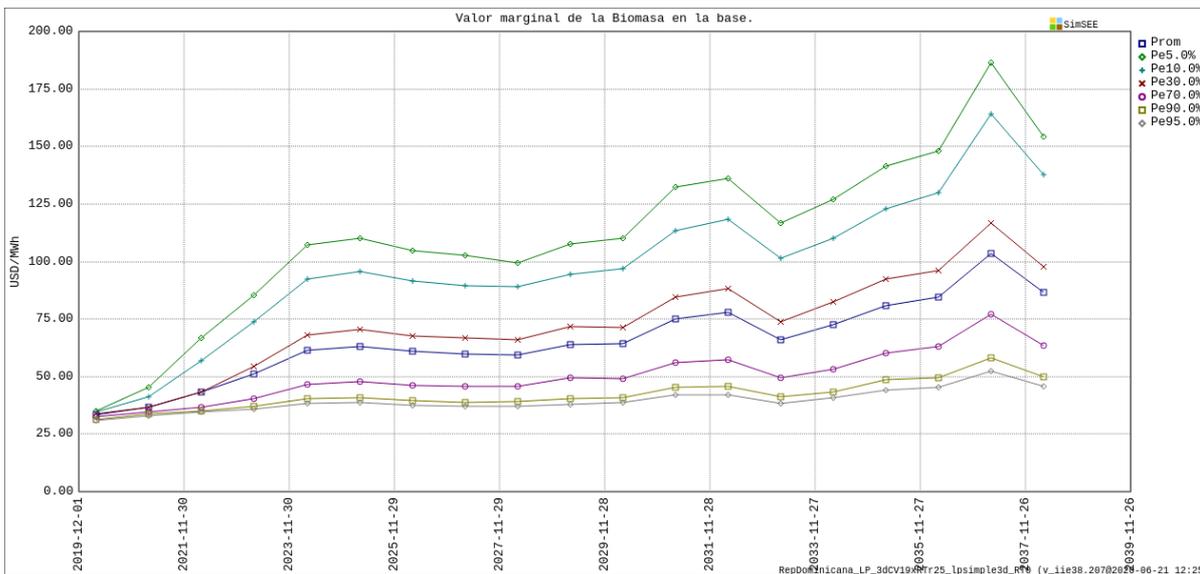


Fuente: Elaboración propia.

Las Figuras 41 y 42 muestran la valorización de la energía en base a biomasa (en la base del despacho) para los casos Base y R25 respectivamente.

Figura 41

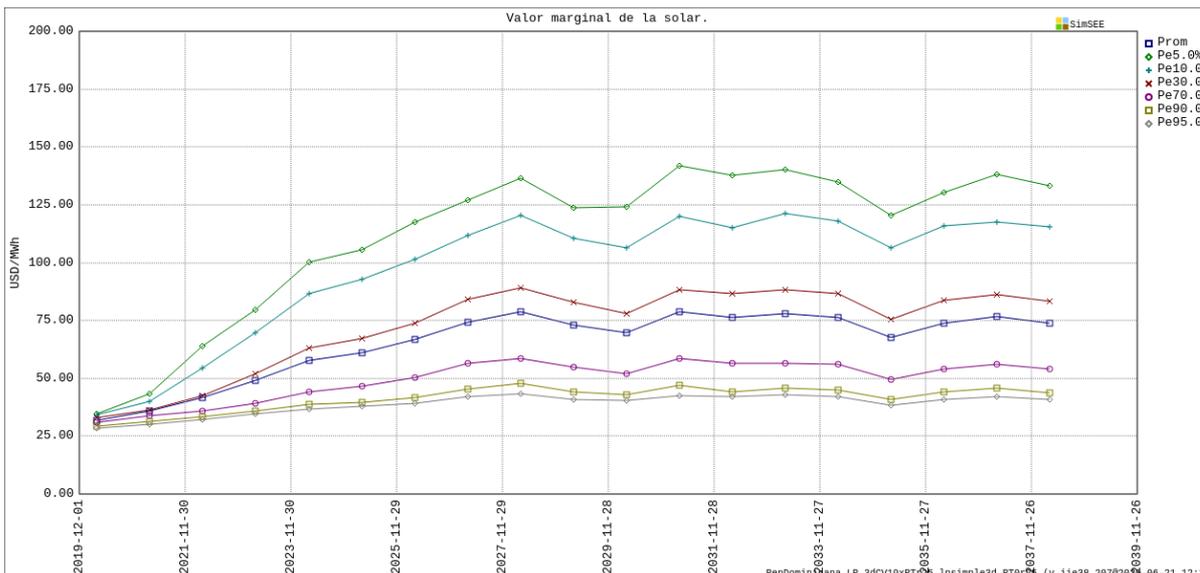
Valorización marginal de la energía de Biomasa en el caso Base



Fuente: Elaboración propia.

Figura 42

Valorización marginal de la energía de Biomasa en el caso R25

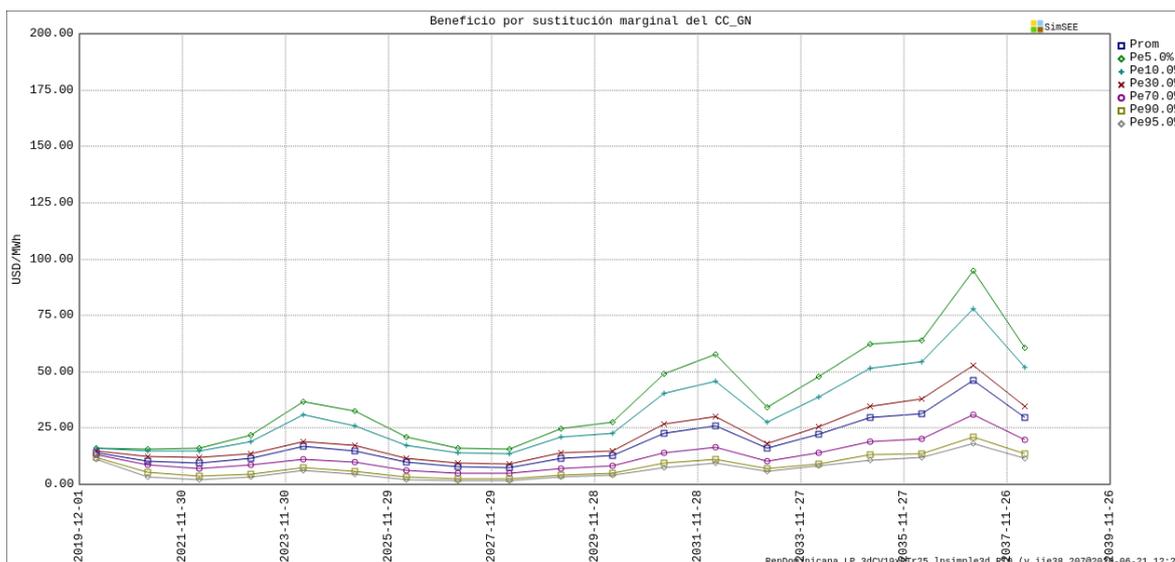


Fuente: Elaboración propia.

Las Figuras 43 y 44 muestran el beneficio por sustitución marginal generado por las centrales de ciclo combinado funcionando con Gas Natural para los casos Base y R25 respectivamente.

Figura 43

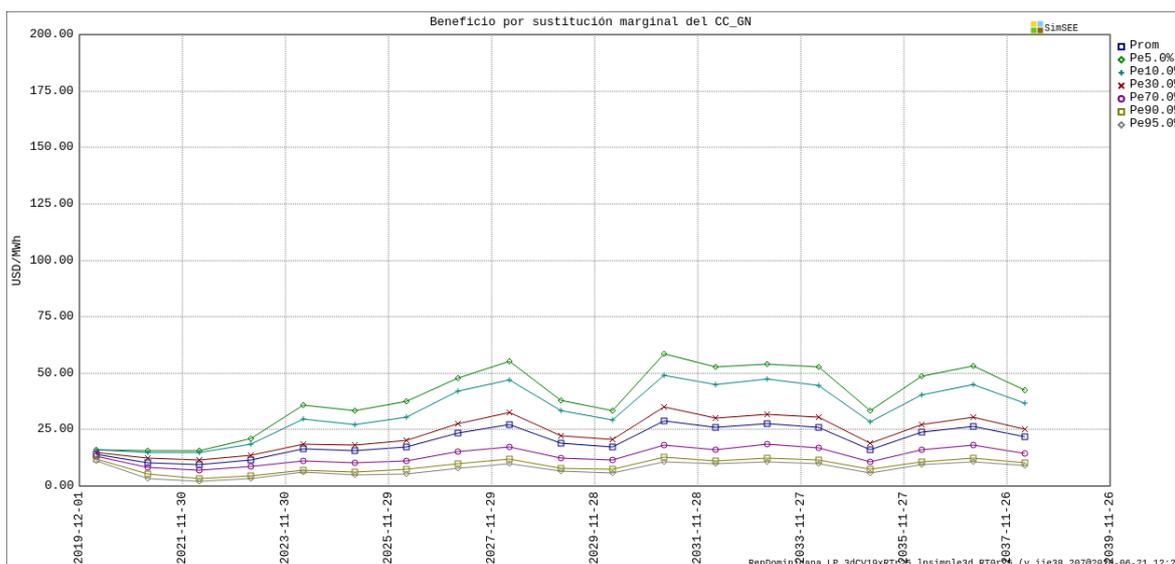
Beneficio por sustitución al marginal de las centrales de Ciclo Combinado en el caso Base



Fuente: Elaboración propia.

Figura 44

Beneficio por sustitución al marginal de las centrales de Ciclo Combinado en el caso R25

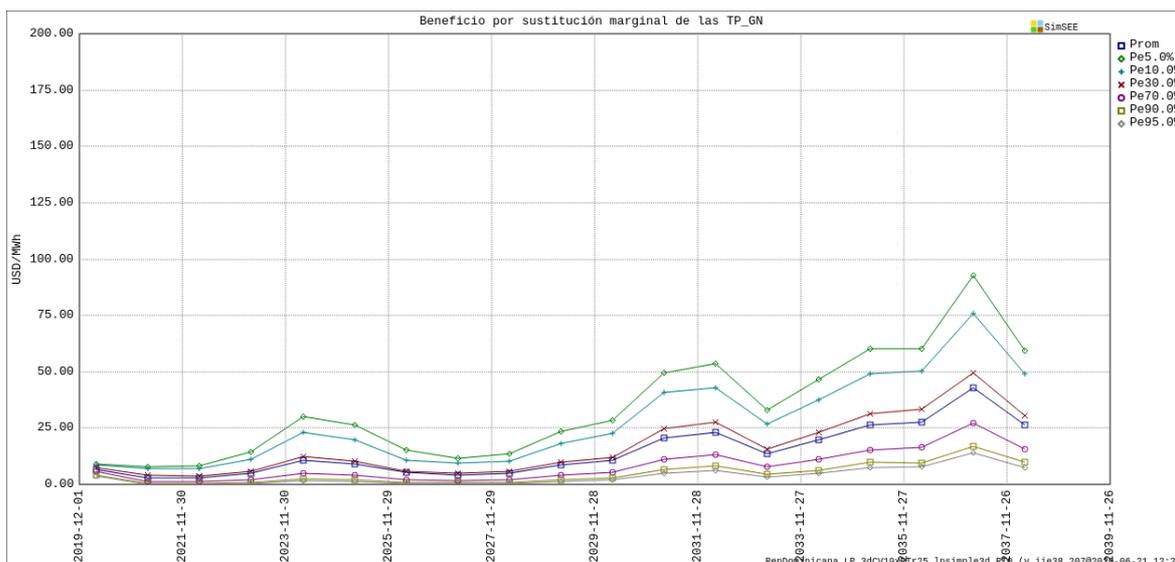


Fuente: Elaboración propia.

Las Figuras 45 y 46 muestran el beneficio por sustitución marginal generado por las centrales Térmicas de Punta funcionando con Gas Natural para los casos Base y R25 respectivamente.

Figura 45

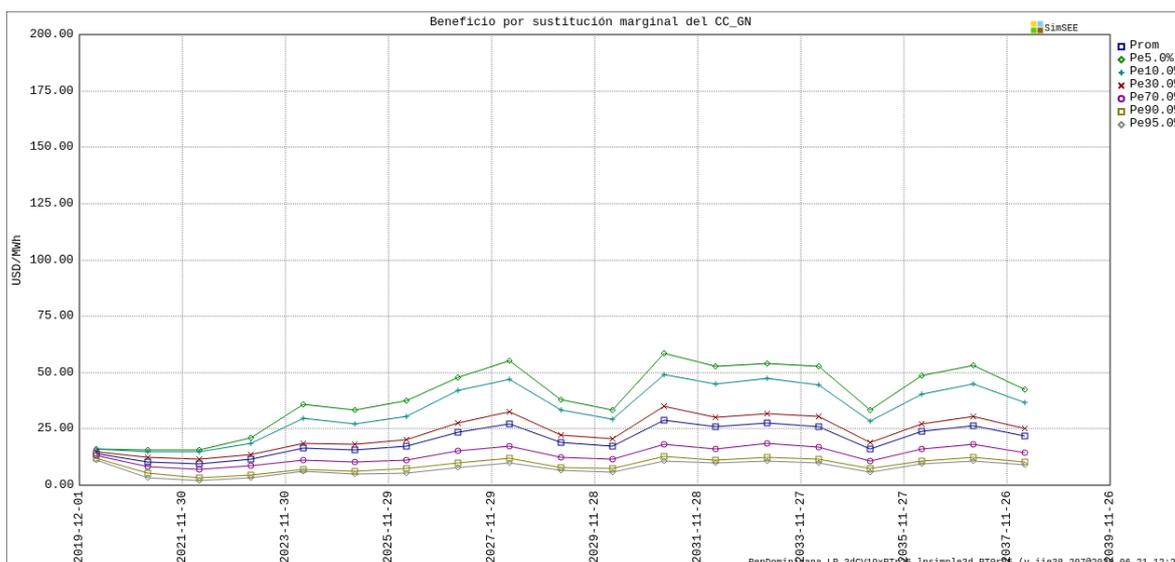
Beneficio por sustitución al marginal de las centrales de Punta en el caso Base



Fuente: Elaboración propia.

Figura 46

Beneficio por sustitución al marginal de las centrales de Punta en el caso R25

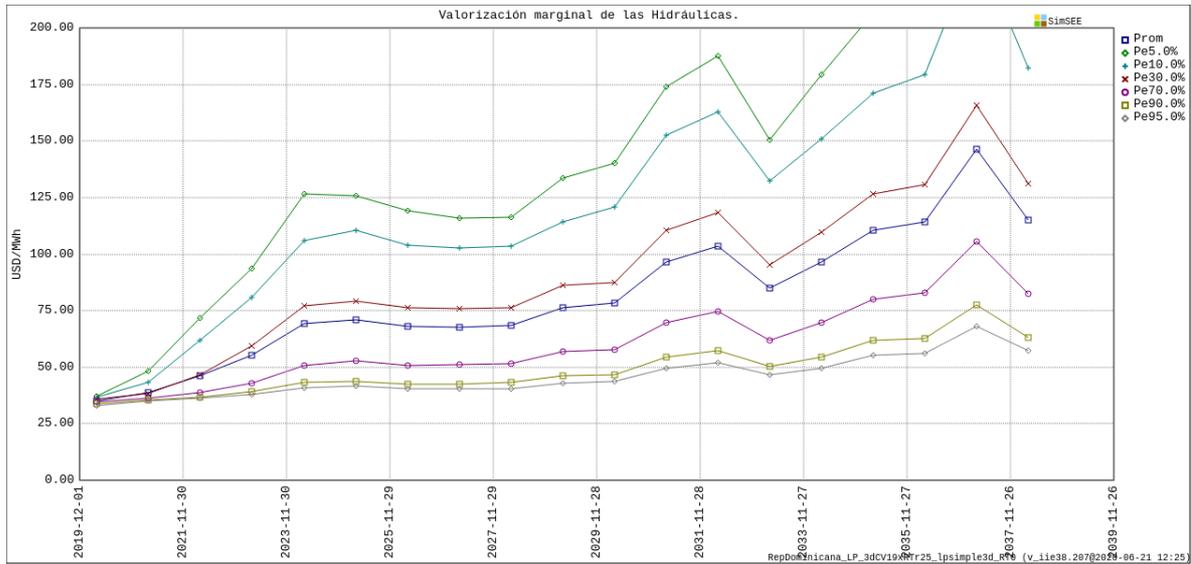


Fuente: Elaboración propia.

Las Figuras 47 y 48 muestran la valorización marginal de la energía hidráulica para los casos Base y R25 respectivamente.

Figura 47

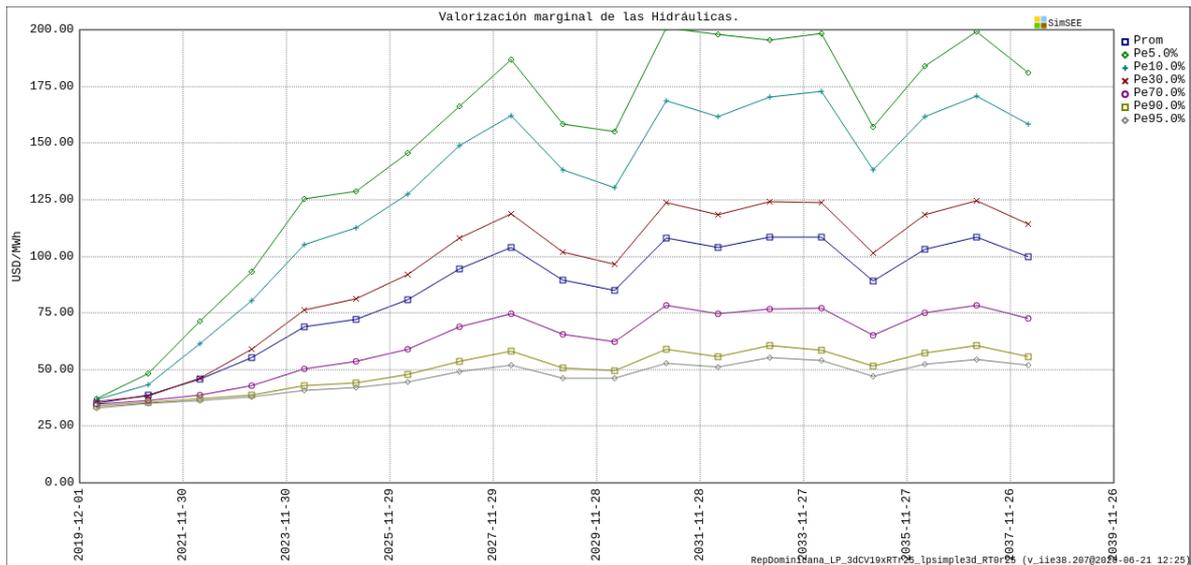
Valorización marginal de la energía hidráulica en el caso Base



Fuente: Elaboración propia.

Figura 48

Valorización marginal de la energía hidráulica en el caso R25



Fuente: Elaboración propia.

7.2. Servicio de Confiabilidad del Sistema (SCS)

a) Introducción.

Esta sección tiene por objetivo presentar una metodología de análisis que permita valorar el aporte de las diferentes centrales a la seguridad del sistema en lo que refiere a asegurar el balance de potencia. La metodología apunta a reconocer y valorar el aporte de los diferentes generadores y el requerimiento de las demandas sobre el balance de potencia en los momentos de mayor requerimiento.

La incorporación masiva de eólica y solar, en diferentes países, ha presentado resistencias (barreras de incorporación) asociadas a que dichas energías se consideran “no firmes”, “variables” o “intermitentes”. Estas resistencias tienen su base en la simple oposición al cambio de los actores preexistentes que protegen su porción de mercado, y en parte a que los esquemas actuales de remuneración pueden no representar adecuadamente el valor de las diferentes tecnologías en el sistema en cuanto a su aporte a asegurar el balance de potencia.

Como ya se mostró, la variabilidad del costo marginal torna difícil la financiación de proyectos en base a una remuneración de la energía valorizada al costo marginal del sistema, en especial, en el caso de las centrales térmicas que con la incorporación de las renovables pasan a tener factores de convocatorias bajos (ver Figura 23).

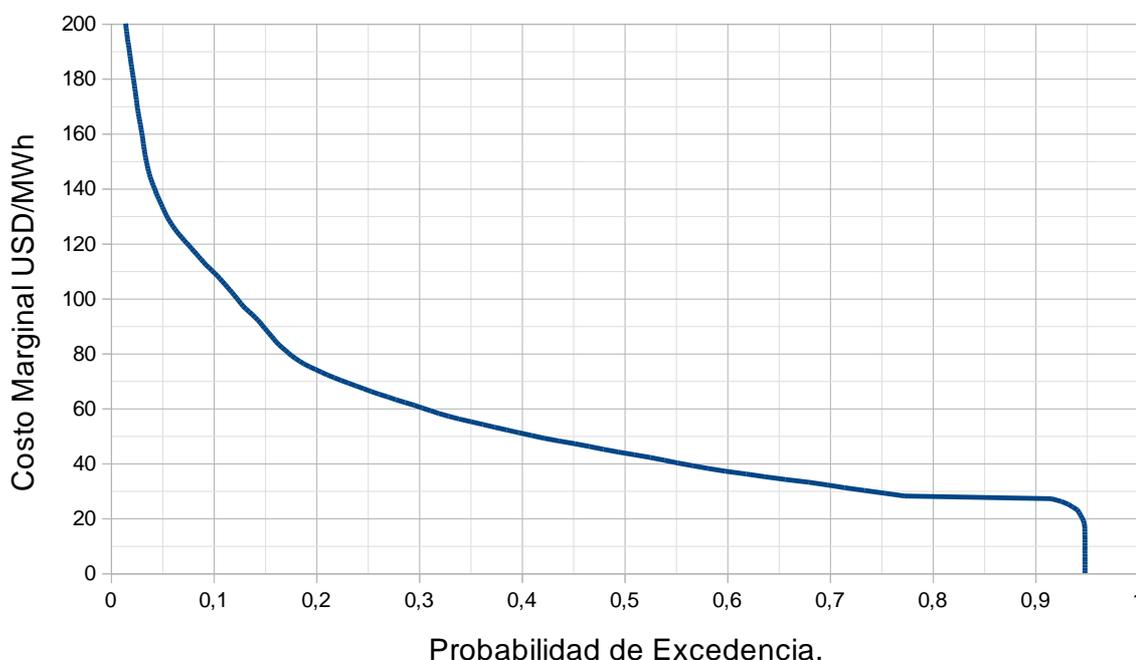
El aporte a la seguridad (o a la firmeza) no es una propiedad de cada generador o elemento del sistema por separado, sino una propiedad del conjunto. Como ejemplo de ello, imagine el lector una aldea que se abastece por paneles solares y bancos de baterías. Ni los paneles solares ni el banco de baterías por si solos son capaces de suministrar la energía, ni mantener el balance de potencia, es el conjunto lo que permite el suministro.

Como herramienta de trabajo y análisis se propone entonces definir la firmeza (o capacidad de cumplir con el balance de potencia) como un Servicio de Confiabilidad del Sistema (SCS) y una metodología que permita medir el aporte y requerimientos al SCS de los Generadores y de las Demandas respectivamente. La metodología permite calcular cuál podría ser la remuneración a percibir/cobrar por esos aportes/requerimientos. Como ya se mencionó esos aportes/requerimientos surgen de una operación en un sistema dado y por tanto es razonable que el reconocimiento a los diferentes actores vaya cambiando al evolucionar la composición del sistema.

Si el mercado fuera perfecto y los agentes capaces de asumir todos los riesgos sin imponer sobrecostos, no sería necesaria la separación de los productos en Energía y Capacidad Firme y la señal de eficiencia estaría dada fijando un precio spot igual al costo marginal (considerando los costos de racionamiento en la formación del costo marginal). La herramienta de cálculo del aporte/requerimiento al SCS se basa en ese concepto y en la implementación de un mercado en el que el precio Spot esté fijado como el Costo Marginal, pero con un Precio Techo. El Precio Techo se visualiza como un recorte de los ingresos de los generadores de valores importantes, pero poco probables, que difícilmente fueron considerados al realizar la evaluación del proyecto de inversión.

Figura 49

Permanencia del Costo Marginal Horario (2020 – 2040)



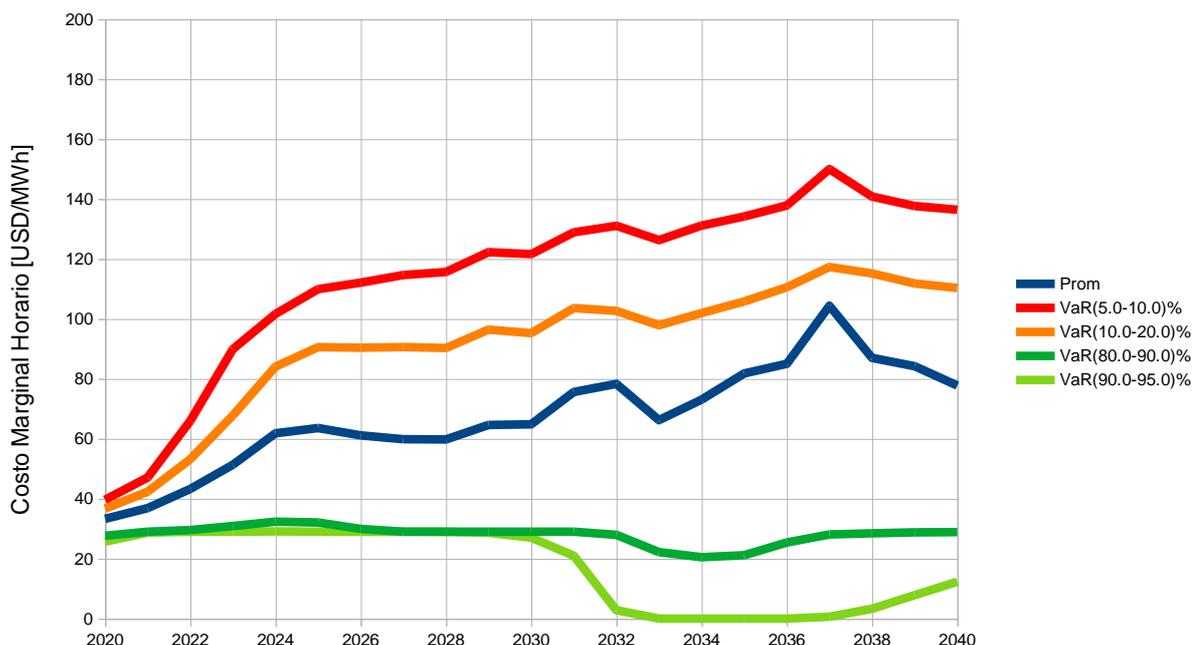
Fuente: Elaboración propia.

La Figura 49 muestra la permanencia del costo marginal horario del SENI, en dólares por MWh de 2020, para el período 2020-2040. Estos valores están influenciados fuertemente por la variabilidad de los precios de los combustibles supuesta, así como por la variabilidad de la producción de energía eólica y solar en el futuro.

La Figura 50 muestra la evolución de la distribución de probabilidades del Costo Marginal Horario en el horizonte de tiempo del estudio. Las curvas corresponden al promedio de los valores de la distribución entre las probabilidades indicadas. Como se puede apreciar, hay una etapa inicial 2020-2025 de relativamente baja incertidumbre, por su cercanía con el presente (que reduce la incertidumbre sobre el precio de los combustibles), la poca penetración de las energías eólica y solar y por los valores inicialmente deprimidos por efecto del COVID-19. Le sigue una etapa de 2025-2030 en que el crecimiento de la eólica y la incertidumbre del precio del Gas Natural aumentan los valores de la distribución, pero se mantiene un piso del orden de 25 USD/MWh. Y por último, a partir del año 2031 aproximadamente, comienza una etapa en la que aparecen excedentes de generación de renovables llevando el marginal a cero con una probabilidad de aproximadamente 7.5% y valores superiores a 100 USD/MWh con la misma probabilidad.

Figura 50

Evolución de la distribución del Costo Marginal Horario



Fuente: Elaboración propia.

Actualmente, en el SENI de República Dominicana, el precio Spot es fijado como el Costo Marginal acotado a un Precio Techo. El valor vigente del Precio Techo resulta de aplicar la paramétrica y valores iniciales establecidos en la Resolución SIE-116-219-MEM, siendo el valor vigente de 80 USD/MWh. Dicha resolución establece una fórmula de ajuste del precio que está afectada en un

factor de 0.255 por el Índice de precios al Consumidor de Estados Unidos de América (todas las ciudades, todos los rubros) y el 0.745 restante por la variación del precio del fuel oil en la Costa del Golfo USA (Código Platts PUAZF00). Para representar este Precio Techo se podría considerar el índice que se muestra en la ec.4, siendo iFO el índice creado en la misma Sala SimSEE para representar la variación del precio del Fuel Oil.

$$i_{CMET} = 0.255 + 0.745i_{FO}$$

ec.(4) Indexación del
Techo del Spot.
Resolución SIE-116-
219-MEM

Se realizaron simulaciones con la representación de la ec.4 pero los resultados no fueron satisfactorios. Siendo que las opciones de expansión para centrales de punta consideradas son en base a Gas Natural y que la indexación del precio Techo en base al Fuel Oil, el índice modelado de acuerdo a la ec.4, produce en ocasiones un Precio Techo inferior al variable de dichas centrales.

Por lo anterior, a los efectos de los cálculos del SCS se consideró un precio techo con igual indexación que los costos de falla (índice igual al máximo entre la variación del fuel oil y el gas natural) como se muestran en la ec.5. Esto permite asegurar que el costo variable de las centrales térmicas de punta es inferior al Precio Techo.

$$i_{CMET} = i_{Falla} = \max(i_{FO}, i_{GN})$$

ec.(5) indexación del
Techo del Spot
considerada para
simulaciones.

b) Propuesta de estimación de aportes y requerimientos al SCS.

En los sistemas con integración de energías eólica y solar, se suele manejar el concepto de Demanda Neta para la elaboración del orden de mérito de los recursos a los efectos del despacho (programaciones semanales y diarias). La Demanda Neta se calcula como la Demanda menos la generación eólica y solar (y las centrales de co-generación asociadas a emprendimientos industriales que entregan la energía de acuerdo a su producción y las centrales hidráulicas con despacho impuesto por fuera del sector eléctrico). En una hora dada, para cubrir la Demanda Neta, se resuelve entonces el despacho de los recursos por orden creciente de costo variable, siendo el último recurso

despachado el que define el Costo Marginal del mercado. Es así que el Costo Marginal es un buen indicador del requerimiento de potencia. En las horas de mayor Costo Marginal es en las horas en que se tuvo que requerir el despacho de las centrales más caras del SENI para lograr el equilibrio de potencias (o energías en la hora). Al considerar los recursos, para el orden de mérito, se debe considerar un conjunto de generadores ficticios que representan la posibilidad de racionamiento o falla en el SENI.

En los cálculos realizados en este informe, se consideraron dos escalones (o generadores) de Falla (racionamiento), el primero correspondiente al 10% de la Demanda con un costo variable de 600 USD/Mh y el segundo correspondiente al 90% restante de la Demanda con un costo variable de 6000 USD/MWh. Ambos costos variables se consideraron indexados con un índice de falla que es en todo momento el máximo entre los índices de precios del Fuel Oil y el Gas Natural, de forma de garantizar que los generadores de Falla siempre son el último recurso del SENI.

Se define el conjunto de Horas Críticas a aquellas horas en que el costo marginal del SENI esté por encima del Precio Techo y es sobre este conjunto de Horas Críticas que se realizan los cálculos del SCS.

La propuesta consiste en calcular cuál sería el ingreso (por simulación en un conjunto de por lo menos 1000 crónicas) que recibiría cada uno de los generadores y el pago que realizaría cada una de las demandas en el conjunto de Horas Críticas, si toda la energía se tranzara al costo marginal del SENI (definido considerando los generadores de falla). De esta forma se estaría realizando el cálculo como si el mercado fuera perfecto y reconstruyendo así la señal óptima de inversiones. Esos ingresos/egresos, así calculados, suceden en la simulación en las colas de las distribuciones (eventos muy poco probables) por lo cual no son señales que se puedan usar en forma directa para la organización del mercado. Se propone que la remuneración/cobro se realice en base al cálculo realizado como una tasa/tarifa asociada al SCS que se cobra por las extracciones de energía y se remunera por la Energía Puesta a Disposición. La Energía Puesta a Disposición se estima como el factor de disponibilidad complejo (considerando indisponibilidades programadas y fortuitas) para las centrales con costo variable mayor que cero y que están sujetas al despacho centralizado. Para las centrales de costo variable nulo (Eólica, Solar, Biomasa e Hidráulica) como Energía Puesta a Disposición se considera la energía inyectada al SENI. En las simulaciones realizadas se consideró un "sumidero" que funciona como una demanda que se lleva todos los excedentes del SENI a un precio de 0 (CERO) USD/MWh, de forma tal que la energía disponible pueda ser estimada. Para el caso de las Demandas, la energía considerada es la retirada del SENI.

Como ya se mencionó, el SCS es del Sistema y por tanto, el aporte/requerimiento de los diferentes agentes irá cambiando con la estructura del SENI. También es de esperar que dada la estacionalidad de la Demanda y de los recursos del SENI, el SCS muestre un comportamiento estacional. Así mismo, dado el comportamiento de ciclo-diario que presenta La Demanda y los recursos eólico y solar, los parámetros SCS presentarán también un ciclo diario. En el diseño de la regulación del SCS se deberá ponderar entre la simplicidad que deben tener las herramientas y la señales que se quiere transmitir a los agentes del mercado.

La Tabla 22 muestra el cálculo del valor (ingreso/egreso según sean generadores o demandas) del SCS para cada tipo de tecnología. Está expresado en dólares por MWh de energía puesta a disposición.

Tabla 22

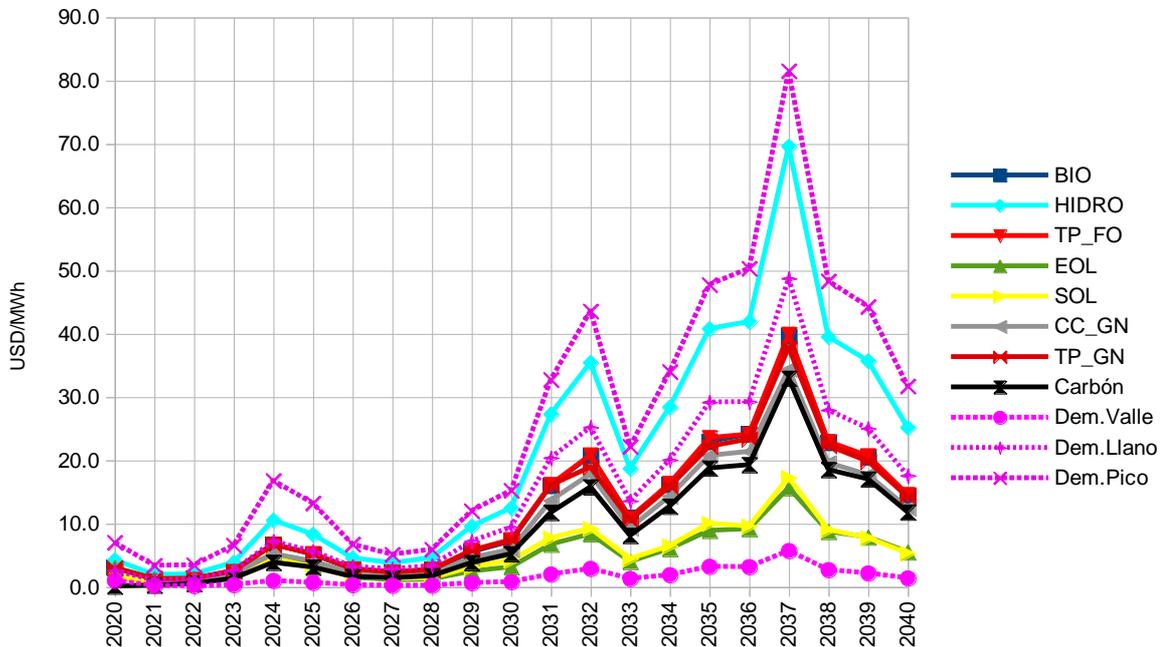
Remuneración anual del SCS n USD/MWh-disponible

	BIO	HIDRO	TP_FO	EOL	SOL	CC_GN	TP_GN	Carbón	Dem.Valle	Dem.Llano	Dem.Pico
2020	3.0	4.3	1.5	3.1	1.8	2.9	3.0	0.1	1.0	2.6	7.0
2021	1.3	2.0	0.9	1.3	0.6	1.2	1.3	0.3	0.2	1.0	3.4
2022	1.3	2.0	1.2	1.3	0.7	1.1	1.3	0.5	0.2	1.3	3.5
2023	2.6	3.9	2.4	2.6	1.5	2.0	2.5	1.4	0.4	2.6	6.6
2024	6.7	10.5	6.7	5.1	4.6	5.2	6.7	3.9	1.0	7.2	16.8
2025	5.1	8.3	5.2	3.5	3.1	4.1	5.2	3.1	0.7	5.6	13.2
2026	2.8	4.6	2.8	1.5	1.6	2.2	2.9	1.6	0.3	3.2	6.8
2027	2.4	3.8	2.3	1.1	1.3	1.8	2.3	1.4	0.3	2.8	5.1
2028	2.7	4.6	2.7	1.2	1.4	2.1	2.7	1.8	0.3	3.4	5.9
2029	5.5	9.6	5.8	2.5	3.2	4.6	5.7	3.8	0.7	7.2	12.0
2030	7.2	12.5	7.5	3.2	4.2	5.9	7.4	5.2	0.8	9.4	15.3
2031	16.0	27.3	16.2	6.7	7.8	13.7	16.1	11.8	2.0	20.4	32.7
2032	20.7	35.4	20.8	8.4	9.3	17.8	18.9	15.8	2.9	25.2	43.6
2033	11.0	18.7	10.8	4.0	4.5	9.3	10.5	8.1	1.3	13.6	22.2
2034	16.2	28.4	16.4	6.0	6.5	14.3	15.9	12.7	1.9	20.1	34.0
2035	23.0	40.8	23.6	8.9	10.1	20.8	22.2	18.8	3.2	29.2	47.8
2036	24.1	41.9	24.1	9.2	9.6	21.4	23.4	19.3	3.2	29.3	50.3
2037	39.6	69.6	39.9	15.7	17.3	34.4	37.8	33.0	5.7	48.8	81.5
2038	22.8	39.5	22.9	8.7	9.1	19.6	22.3	18.5	2.7	27.9	48.3
2039	20.5	35.7	20.7	7.9	7.8	17.7	19.8	17.0	2.2	25.0	44.3
2040	14.5	25.2	14.6	5.5	5.3	12.5	14.2	11.8	1.4	17.6	31.7

Fuente: Elaboración propia.

Figura 51

Remuneración anual del SCS en USD/MWh-disponible en horas críticas

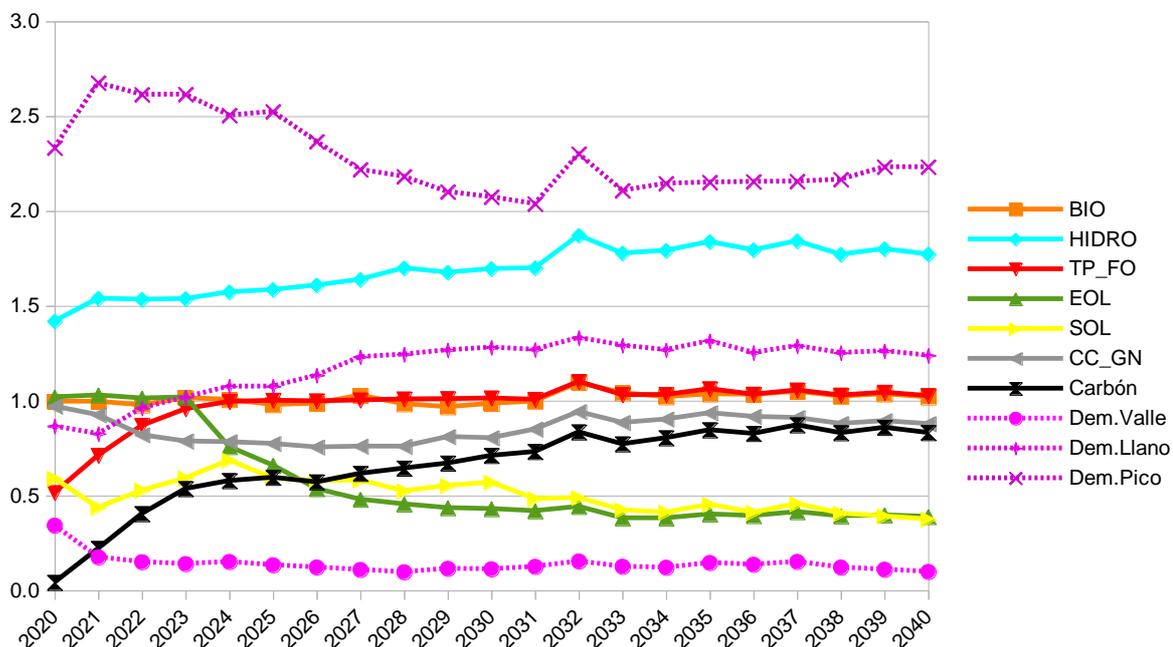


Fuente: Elaboración propia.

La misma información de la Tabla 22 se muestra en la Figura 51 para facilitar su interpretación. Como se puede apreciar, el valor del SCS de cada tecnología varía con los cambios del SENI en el horizonte de análisis. La Figura 52 muestra la misma información, pero los valores están expresados en por unidad del valor de la térmica de punta considerada para expansión (TP_GN). Esta última figura permite apreciar el transitorio inicial (COVID-19), la etapa de expansión de renovables (2025-2030) y la etapa posterior al 2030 donde comienzan a ser necesarias nuevas centrales térmicas.

Figura 52

Valor del SCS en por unidad del valor de la térmica de punta de expansión (TP_GN)



Fuente: Elaboración propia.

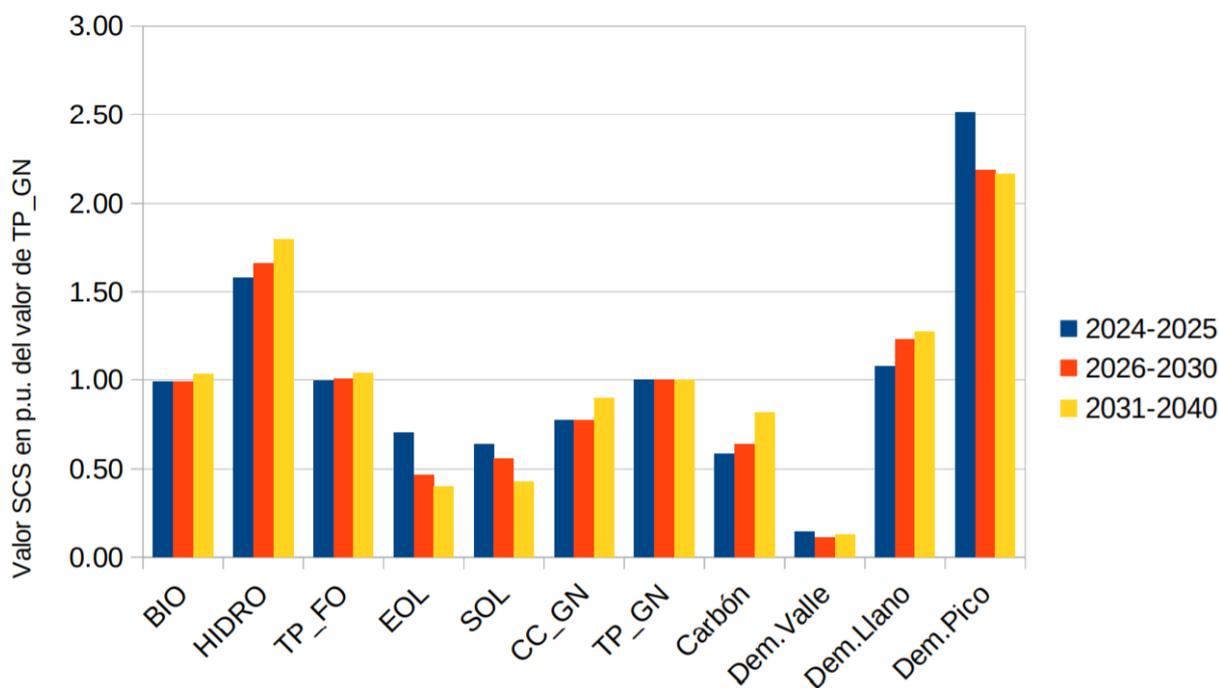
La Tabla 23 y la Figura 53 muestran el promedio de los valores de la Figura 52 en las tres etapas identificadas (2024-2025, 2026-2030 y 2031-2040). Se excluyeron los años 2020-2023 para eliminar la distorsión de precios causada por el COVID-19.

Tabla 23

Valor SCS por tecnología en las tres etapas del SENI en p.u. del valor de TP_GN

	BIO	HIDRO	TP_FO	EOL	SOL	CC_GN	TP_GN	Carbón	Dem. Valle	Dem. Llano	Dem. Pico
2024-2025	0.99	1.58	1.00	0.71	0.64	0.78	1.00	0.59	0.14	1.08	2.51
2026-2030	0.99	1.66	1.01	0.47	0.56	0.78	1.00	0.64	0.11	1.23	2.19
2031-2040	1.03	1.80	1.04	0.40	0.43	0.90	1.00	0.82	0.13	1.28	2.17

Fuente: Elaboración propia.

Figura 53*Valor del SCS en por unidad del valor del TP_GN en las tres etapas del SENI***Fuente:** Elaboración propia.

Como se puede apreciar en la Figura 53 las centrales de punta y la Biomasa (TP_GN, TP_FO y BIO) tienen prácticamente el mismo valor. Las centrales de punta TP_GN y TP_FO están sujetas al despacho y son despachadas en las Horas Críticas. La central de Biomasa se supuso despachada en la base con costo variable nulo, por lo cual también está siempre despachada en el conjunto de horas críticas y en ambos casos la energía disponible es la potencia instalada por las horas de disponibilidad (que se supuso igual para los tres tipos de centrales).

Se puede apreciar que las centrales de base Carbón y CC_GN, tienen un valor inferior. Esto se debe a que dichas centrales se supusieron sujetas al despacho, con la posibilidad de prenderlas o apagarlas por el día y, por ser de mayor porte, con eficiencia reducida en caso de trabajar a cargas parciales. Estas inflexibilidades hacen que en ocasiones sea preferible el despacho de una térmica de punta (con un costo variable superior) en las Horas Críticas. Esta diferencia entre el valor SCS de las térmicas de punta y de las centrales de base refleja la diferencia de flexibilidad entre ambas tecnologías. Se aprecia que, en la medida en que la demanda crece, las centrales de base suben su valor SCS.

Las Hidráulicas presentan un valor SCS de 1.58 para la primera etapa creciendo a 1.80 en la tercera. Esto muestra que dichas centrales son valorizadas en el SENI en forma creciente en la medida en que se incorporan las renovables, reconociendo así el aporte que las mismas realizan a la flexibilidad del sistema en cuanto al seguimiento de los requerimientos de potencia.

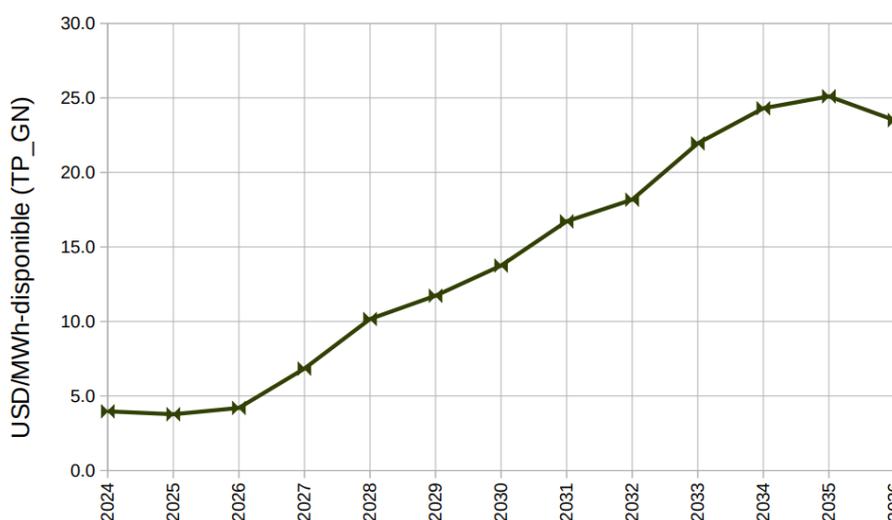
Se observa que tanto la eólica como la solar, comienzan con valores de 0.71 y 0.64 en la primera etapa y que van reduciendo su valor a valores cercanos a 0.4 en la tercera etapa. Este cambio es esperable en la medida en que la variabilidad de dichas energías comienza a ser importante en el SENI.

Respecto a los valores de la Demanda, la misma se dividió en tres tramos horarios Valle, Llano y Pico como se muestra en la Figura 55. Como se puede apreciar de la Figura 53, la energía extraída en horas de Pico debería pagar del orden de 2.2, la energía extraída en horas de Llano del orden 1.3 y la energía del Valle 0.2, valores siempre en por unidad de la remuneración por SCS de las térmicas de punta (TP_GN).

La Figura 54 muestra la evolución del valor de las térmicas de punta para el SCS. Los valores corresponden al promedio de los siguientes cinco años. Como se puede apreciar, el valor va creciendo en la medida en que la demanda crece y los requerimientos de potencia crecen. Observar que hasta el año 2033 no se supera la remuneración supuesta de los costos fijos de las TP_GN (ver Tabla 9) año en que se instalaría la primera nueva central de punta según el plan óptimo de la Figura 18.

Figura 54

Evolución proyectada del valor SCS de las centrales de Punta



Fuente: Elaboración propia.

c) Propuesta de remuneración.

Como toda señal de mercado, el SCS debe tener la realimentación necesaria para impulsar el mercado hacia el equilibrio de máxima eficiencia. En tal sentido, si se implementara una remuneración por aporte al SCS, la misma debiera reducirse si se produce una sobre-instalación de generadores en el SENI y aumentarse en caso contrario. También hay que cuidar que la señal sea lo suficientemente estable como para que los potenciales inversores puedan considerarla en las evaluaciones de sus proyectos en forma adecuada o se habrá perdido el objetivo de mitigación del riesgo.

Para lograr la realimentación hacia el equilibrio, se propone que se fije una tarifa por SCS a cobrar a las demandas según el tramo horario y que el total recaudado se distribuya entre los generadores en proporción a su aporte al SCS (medido en por unidad del aporte de las térmicas de punta). De esa forma, si se instalan más generadores que los necesarios, el pago por SCS se verá reducido y si se instalan menos, se verá aumentado. El valor a considerar para el cálculo es el reconocido para las térmicas de punta. En el ejemplo de cálculo el valor sería el que surge de las hipótesis de expansión.

Para que la realimentación se adapte en el tiempo al cambio de estructura del SENI, los factores de distribución de la Figura 53 deberían ser recalculados en base anual y para dar estabilidad al cálculo considerar por lo menos el promedio de los cinco años siguientes en cada año.

El seguimiento de la disponibilidad de energía para el pago efectivo del servicio SCS puede traer complejidad a la gestión del SENI. Por tal motivo, se estima conveniente que una vez realizado el cálculo en base al valor de TP_GN y los factores de distribución por tipo de central, para hacer efectivo el pago, se proceda según el tipo de tecnología como se detalla a continuación.

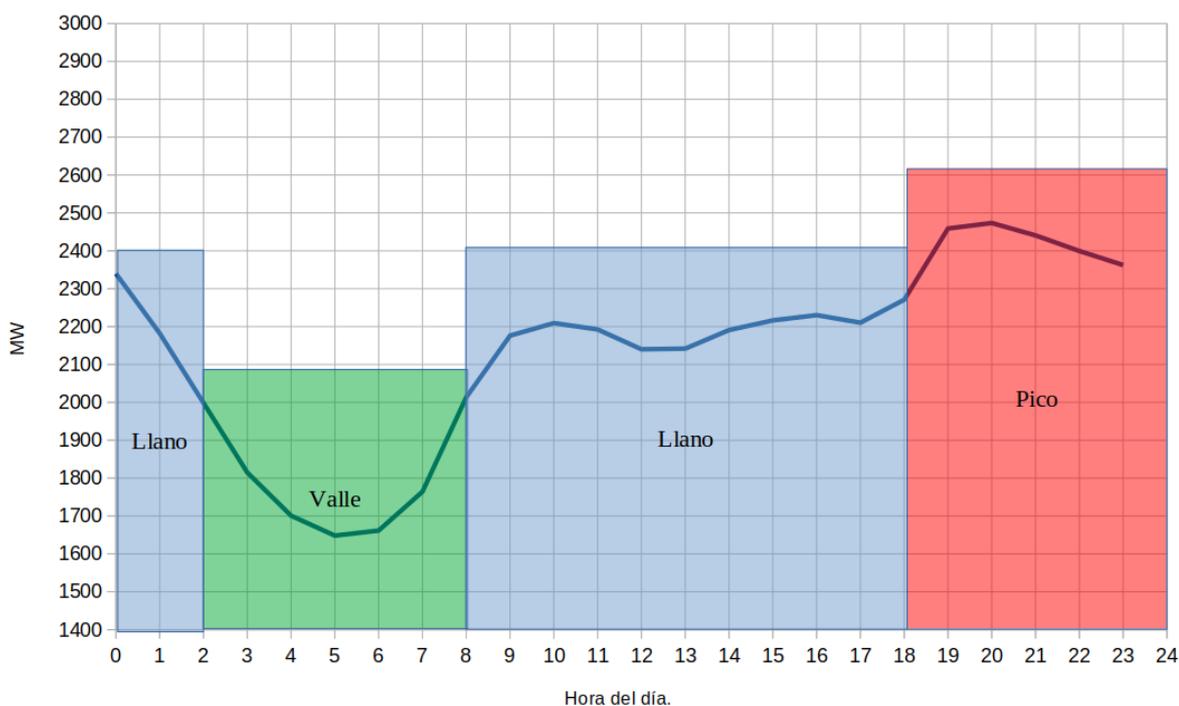
Para las centrales térmicas con costo variable mayor que cero, sujetas al despacho centralizado, se debe llevar un registro de la disponibilidad efectiva de la potencia de la central. Tradicionalmente, esto se implementa en base a declaraciones del generador, que está obligado a declarar cualquier indisponibilidad (parcial o total) de la central y a la posibilidad por parte del Operador Independiente del Sistema de convocar la central por fuera del orden de mérito con el propósito de chequear la disponibilidad. En caso de detectarse una falta de declaración, se considerará que la central estaba indisponible hasta la fecha anterior en que estuvo disponible o (por ejemplo) 30 días, lo que resulte menor. Teniendo así una estimación de la energía disponible de la central se realiza el pago, con la liquidación mensual del mercado en base a esa medida. Las centrales térmicas verán reducido su factor de despacho (ver Figura 23) considerablemente con la introducción de las renovables, por eso resulta importante realizar una medición de su

disponibilidad para la liquidación del SCS en lugar de realizar liquidaciones en base a energía efectivamente inyectada al SENI.

Para las centrales Hidráulicas, Eólicas, Solares y Biomasa autodespachada una buena estimación de la energía disponible es la energía efectivamente inyectada al SENI, por lo que es más sencillo basar la liquidación/pago del aporte al SCS en base a dicha estimación. Realizar una estimación de la energía disponible en base a declaraciones es en estas centrales más complejo, dado que la principal fuente de incertidumbre es la disponibilidad del recurso que utilizan más que los equipamientos en sí.

Figura 55

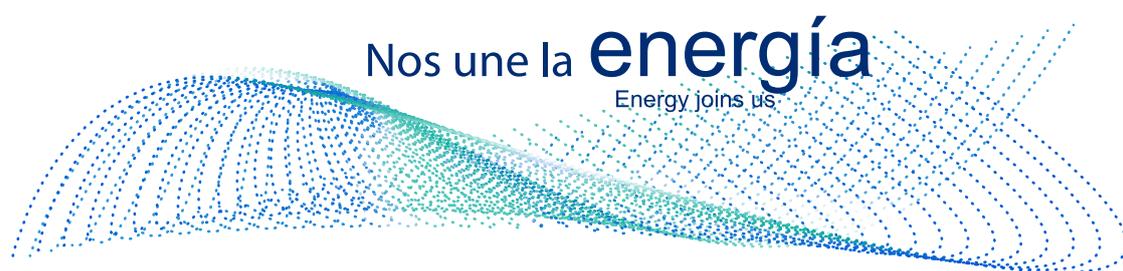
Discriminación de la demanda en tres tramos horarios para cálculo del SCS



Fuente: Elaboración propia.

Se ha presentado la metodología de cálculo y los resultados obtenidos, considerando la expansión óptima del SENI. Es importante destacar que la determinación del aporte al SCS de cada generador no implica un aumento de costos para la Demanda. La determinación realizada es solo un aporte a diferenciar entre aquellos pagos relacionados con la energía y aquellos pagos relacionados con la Capacidad Firme.

El SCS podría implementarse de manera que los derechos de cobro puedan comercializarse en los contratos de suministro. Por ej., podría hacerse una licitación para la instalación de nuevas centrales eólicas permitiendo ofertar la energía incluyendo o no la transferencia de los derechos de cobro en el SCS buscando así reducir los costos de las ofertas al aumentar las opciones de los oferentes.



 @OLADEORG

 /OLADE

 Organización Latinoamericana de Energía OLADE

 OLADE Organización Latinoamericana de Energía

Av. Mariscal Antonio José de Sucre N58-63 y Fernández Sálvador
Edificio Olade, Sector San Carlos

Casilla 17-11-6413
Quito - Ecuador

Telf: (593 2) 2598 122 / 2598 280

Fax: (593 2) 2531 691

olade@olade.org
www.olade.org