

IMPACTOS DE LA VALORACIÓN DE CRITERIOS AMBIENTALES EN LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO BRASILEÑO: COMPARACIÓN ENTRE CERTIFICADOS DE ENERGÍA RENOVABLE Y EL MERCADO DE CARBONO

Matheus Gonçalves Costa (*)
PSR

Gabriel Cunha
PSR

RESUMEN

En el contexto de la transición energética sostenible, varios países han estado fijando metas para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Teniendo en cuenta este objetivo, instrumentos de mercado como los sistemas *Cap-and-Trade* y los Certificados de Energías Renovables son presentados por la experiencia internacional como mecanismos que incentivan la reducción de emisiones del sector eléctrico, ya que permiten la valoración explícita de las emisiones y de los beneficios de las energías renovables. Este trabajo investiga los impactos de la adopción de tales instrumentos en la Expansión y Operación del Sistema Eléctrico Brasileño. Se modela un mecanismo de penalización explícita de las emisiones en el valor de BRL 100 y BRL 500 por tonelada de CO_{2e}, así como un mecanismo de certificados de energía renovable. Como criterio adicional de confiabilidad sistémica se utiliza un criterio de Reserva Probabilística Dinámica, con el objetivo de sustentar la mayor penetración de fuentes renovables intermitentes. El caso de estudio se lleva a cabo mediante el uso de un modelo de optimización bajo incertidumbres derivadas de la generación renovable y de los caudales afluentes, utilizando granularidad temporal horaria y representación individualizada de plantas para el horizonte de 2050.

PALAVRAS-CLAVE

Planificación de la expansión de la generación; Mercados de Carbono; Certificados de energía renovable; Reserva Probabilística Dinámica; Integración de fuentes renovables.

1.0 – INTRODUCCIÓN

Desde la entrada en vigor del Acuerdo de París en 2016, 55 países (que representan el 55% de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero) se han comprometido a limitar las emisiones de estos gases con el objetivo de frenar el cambio climático [1]. Desde entonces, 194 países (más la Unión Europea) se han convertido en signatarios del Acuerdo de París [2]. En cuanto a Brasil, enfoque de este trabajo, el país actualizó sus compromisos durante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático de 2020, estipulando objetivos de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en un 37% para 2025 y en un 43% para 2030, ambos con referencia a las emisiones de 2005. Además, se añadió el objetivo de que Brasil se convierta en un país neutro en emisiones de carbono hasta 2060.

Ante la necesidad de cumplir con los compromisos adquiridos y promover una matriz eléctrica sostenible, es imprescindible estimular la sustitución de las fuentes basadas en combustibles fósiles por fuentes renovables. Para ello, es importante adoptar un mecanismo de mercado transparente y explícito como forma de considerar los aspectos ambientales en la expansión y operación del sistema eléctrico brasileño.

El objetivo principal de este trabajo es investigar los posibles impactos en la Expansión y Operación del Sistema Eléctrico Brasileño con la adopción de dos mecanismos utilizados internacionalmente para la valoración explícita de los beneficios ambientales, conocidos como (i) Certificados de Energía Renovable y (ii) Mercado de Carbono. Los principales impactos analizados se refieren a las fuentes presentes en la expansión, los costes asociados a la expansión y operación del sistema y las emisiones totales, así como en los costes de proporcionar confiabilidad al sistema (ilustrados por un análisis de la precificación de la disponibilidad de la reserva operativa).

2.0 – METODOLOGÍA

2.1 Modelo de optimización de la expansión

Para resolver el problema de expansión, en este trabajo se utiliza una herramienta computacional de optimización estocástica que utiliza la programación lineal entera mixta con el objetivo de determinar el programa de inversión de menor coste para la construcción de nuevas plantas de generación y nuevos circuitos para la red de transporte, calculando el *tradeoff* entre los costes de inversión para la construcción de nuevos emprendimientos y el valor esperado de los costes de operación del sistema [3]–[7].

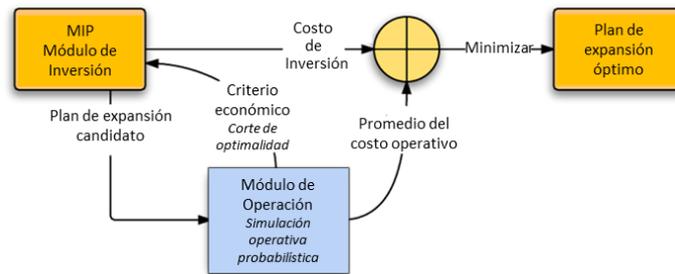


Figura 1 – Metodología de la expansión de la generación

La simulación de la operación se realiza considerando representaciones detalladas del parque de generación, como las restricciones de *commitment* térmico y los detalles de la operación de las centrales hidroeléctricas, representadas individualmente. Ambas las etapas, operación y simulación, se realizan con discretización horaria de la demanda y de la generación renovable, para permitir la correcta representación de la intermitencia de las fuentes renovables y sus impactos en la cuantificación de la reserva necesaria para asegurar la confiabilidad del sistema.

2.2 Cuantificación de la reserva

Como metodología para cuantificar la reserva, este trabajo utilizará como criterio la Reserva Probabilística Dinámica (RPD). Esta metodología tiene como principio fundamental la estimación de la reserva basada en la intermitencia de la generación renovable, utilizando como dato de entrada múltiples escenarios de generación en discretización horaria [7]. El criterio de RPD comprende cinco pasos:

- (i) Determinación de un escenario medio para cada hora, determinado a partir de la media de los escenarios de generación renovable considerados;
- (ii) Cálculo del error de previsión de la generación renovable, determinado como la diferencia entre la generación de cada escenario y la generación media;
- (iii) Cálculo de la variación del error de previsión entre horas consecutivas del mismo escenario;
- (iv) Determinación de la distribución de probabilidad del error de previsión para cada hora del día de cada día típico, a partir de los n escenarios considerados en la optimización estocástica de la planificación de la expansión;
- (v) Determinación de la cantidad de reserva necesaria, tomada como un percentil de la distribución de probabilidad determinado a partir de los criterios de planificación del Operador considerando su aversión al riesgo.

La consideración del criterio de Reserva Probabilística Dinámica permite que la planificación de la expansión incorpore los efectos de una mayor penetración de renovables intermitentes en el sistema. De este modo, una mayor inserción de fuentes renovables no convencionales provocará una mayor necesidad de reserva, que deberá ser satisfecha por las centrales existentes o por nuevas centrales candidatas.

2.3 Metas de generación renovable

Con respecto al certificado de energía renovable, se utiliza una modelización de la demanda de energía firme del sistema, donde cada generador renovable tendrá un valor de energía firme individualizado, y la suma de los generadores del sistema debe tener un valor mayor o igual al valor requerido. Este abordaje es análogo a la definición de una restricción de penetración mínima de renovables. La contribución de cada planta en el sistema se define como la capacidad total de generación que tiene, considerando su factor de capacidad promedio. De este modo, tras definir un requisito de certificados de energía limpia, en MW promedios, la herramienta de optimización definirá qué plantas deben entrar en el sistema teniendo en cuenta esta nueva restricción.

2.4 Precificación del carbono

El uso de un mecanismo que penalice las emisiones de CO₂ (o, de manera más general, las emisiones de GEI) busca desincentivar la generación de centrales eléctricas más contaminantes, fomentando que los generadores más eficientes en el ámbito de las emisiones sean premiados. La fijación del precio del carbono ya sea a través de un mecanismo de mercado como un sistema de "*cap-and-trade*" o mediante la imposición directa por parte de entidades gubernamentales, puede representarse de forma simplificada mediante un valor de penalidad medio anual que se aplicará a todas las centrales eléctricas que emitan GEI, abordaje que será utilizada en este trabajo.

La penalidad por las emisiones se añade a la función objetivo del problema de optimización, aumentando el coste variable de las plantas más contaminantes. De este modo, en el modelo de optimización se tendrá en cuenta el equilibrio entre costes y emisiones, es decir, utilizar plantas con menor costo variable y/o coste de instalación, pero más contaminantes, o utilizar plantas más caras pero más eficientes en cuanto a sus emisiones.

3.0 – SISTEMA ELÉCTRICO BRASILEÑO

3.1 Características actuales

Históricamente, el sistema eléctrico brasileño tiene como tecnología principal las centrales hidroeléctricas. En términos de capacidad instalada, las centrales hidroeléctricas fueron responsables de aproximadamente el 60% de la matriz en 2021 [8], como puede verse en la Figura 2. Sin embargo, la participación de dichas centrales se ha reducido en las últimas décadas, especialmente debido a la entrada de otras tecnologías en la matriz, como las centrales eólicas y solares, así como a la existencia de barreras socioambientales en los últimos años que han impedido la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas a gran escala.

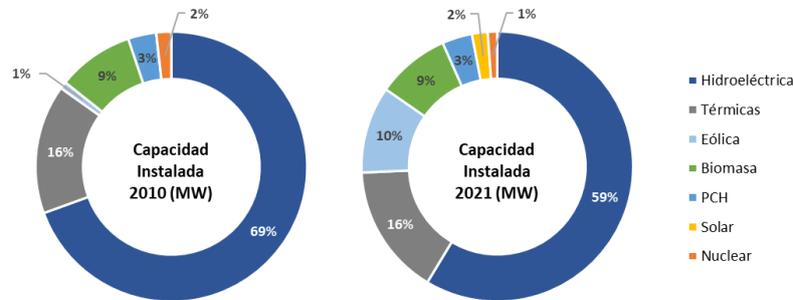


Figura 2 – Comparativo de capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional Brasileño en 2010 y 2021

En cuanto a la red de transmisión, el país cuenta actualmente con 145.600 km de líneas, concentradas en las redes de 500 kV y 230 kV. Para 2025, se espera que la extensión de la red crezca hasta los 184.000 km, aumentando la solidez del sistema [9].

3.2 Candidatos a la expansión

El presente trabajo considerará como candidatas centrales termoeléctricas y baterías, así como diferentes tecnologías renovables, a saber, la fotovoltaica, la eólica terrestre, la eólica marina, las pequeñas centrales hidroeléctricas y la biomasa.

En relación con los candidatos renovables, un aspecto importante a considerar es la disponibilidad del recurso para su instalación. Como base principal, se utilizaron las fuentes de [10] e [11], además de los datos históricos disponibles en [12]. Por último, dadas las incertidumbres políticas sobre la construcción de grandes centrales hidroeléctricas con embalses, principal factor para la instalación de esta tecnología, éstas no se consideran en este estudio.

En cuanto a los candidatos térmicos, se considerarán las fuentes nucleares y de gas natural. Con respecto a las centrales térmicas de gas natural, este trabajo tratará de emular la respuesta de los agentes a las señales de precios en un mercado que considera explícitamente las restricciones medioambientales. De este modo, se modelan cinco proyectos diferentes de centrales térmicas a gas natural, que tienen diferentes supuestos en cuanto a la inflexibilidad operativa (es decir, si el despacho de la planta es obligatorio), el coste variable de operación, el coeficiente de emisión de GEI y los costes de inversión y mantenimiento. Este enfoque permitirá analizar si, a partir de las políticas ambientales aplicadas al sector eléctrico, cuál es la tecnología óptima que debe instalarse, es decir, si el sistema preferirá invertir en centrales térmicas con mayor coste de inversión y/o mantenimiento pero que contaminen menos.

Tabla 1 – Supuestos operativos para candidatos a gas natural

Tecnología	Precio del Gas (\$/MMBTU)	Inflexibilidad operativa	Eficiencia (MMBTU/MWh)	Costo Operativo (R\$/MWh)	Coefficiente Emisión (tCO ₂ e / MWh)
Gas Flexible 1	8.5	Totalmente flexible	8.5	453.9	0.451
Gas Flexible 2	7.48	Totalmente flexible	7.2	348.1	0.382
Gas Flexible 3	7.48	Totalmente flexible	6.6	322.3	0.350
Gas Inflexible 1	6.63	Inflexibilidad de 50% durante el periodo seco	6.6	290.1	0.350
Gas Inflexible 2	4	Inflexibilidad de 50% para todos los meses	6.9	197.2	0.366

Por último, en cuanto a la representación de la transmisión, la metodología utilizada en este trabajo para la planificación de la expansión de la generación considera una red de transmisión simplificada, utilizando una representación de 10 nodos. La red de transmisión se representará de forma simplificada sin tener en cuenta las restricciones de la red, lo que se conoce como "modelo de tubo" o "modelo de enlace de CC". Esta representación nos permite evaluar la competitividad de las fuentes en diferentes regiones considerando el factor de localización, es decir, si el menor coste total de expansión pasa por ampliar una planta de mayor capacidad más cercana al centro de demanda o si la mejor decisión pasa por construir una planta más lejana con refuerzos en la capacidad de transmisión.

Además de los candidatos, si hacen necesarios también escenarios de proyección de (i) demanda e y (ii) de precios de combustibles. Para la definición de los supuestos a considerar en el caso de estudio propuesto, se decidió utilizar como fuentes primarias los trabajos recientemente desarrollados por la EPE y el Ministerio de Minas Energía para los estudios del Plan Energético Decenal 2030 [13] y el Plan Nacional de Energía 2050 [14].

4.0 – RESULTADOS

Como forma de evaluar el impacto de las políticas ambientales explícitas en la expansión y operación del sector eléctrico, se presentan seis diferentes casos, todos con un horizonte para 2050 y aplicando la Reserva Probabilística Dinámica como criterio de cuantificación de la reserva operativa. Una descripción de los casos se presenta en Tabla 2.

Tabla 2 – Descripción de los casos de estudio realizados

Caso	Descripción
Caso 1	Caso Base
Caso 2	Precio del carbono de R\$ 100/tCO ₂ e
Caso 3	Precio del carbono de R\$ 500/tCO ₂ e
Caso 4	Precio del carbono de R\$ 100/tCO ₂ e sin carbón inflexible
Caso 5	Precio del carbono de R\$ 500/tCO ₂ e sin carbón inflexible
Caso 6	Certificado de Energía para una generación renovable meta de 97,2%.

4.1 Impacto del incremento del precio de carbono – Casos 1, 2 y 3

Se puede señalar que el aumento del precio del carbono tiene un incentivo directo a la expansión de la fuente fotovoltaica, además de la reducción de la inflexibilidad operativa en las centrales térmicas. Además, las tecnologías consideradas más caras, como la eólica marina y las baterías, son viables en un escenario con una penalidad más significativa para las emisiones. En cuanto a la viabilidad de la energía eólica marina, cabe destacar la señal locacional percibida por el modelo: aunque las plantas ubicadas en otros subsistemas, como el del Noreste, son financieramente más atractivas dados los mayores factores de capacidad, es preferible instalarlas en el subsistema del Sur para evitar una mayor necesidad de expansión de la transmisión.

Con respecto a la expansión de las centrales térmicas, también se pueden hacer observaciones importantes. En primer lugar, se observa en el caso con mayor penalidad la viabilidad de la central térmica de Gas Flexible 3, la cual tiene un menor factor de emisión frente a un mayor coste de instalación. Además, se observa la reducción casi total de la expansión inflexible a fin de evitar emisiones innecesarias.

Paralelamente, dado el aumento de la expansión renovable y la disminución de la expansión de la central térmica Gas Inflexible 2, las baterías aportan al sistema a fin de satisfacer el requerimiento por reserva y reducir la variabilidad de precios, con una aportación de 4,7 GW en el Caso 3, la mayor parte de ellos instalados en la región noreste. La mayor expansión de la transmisión (7 GW más en el caso 3 en relación con el caso 1) permite que las regiones del noreste, sur y sureste estén más acopladas en cuanto a los precios de la energía. Por otro lado, la ausencia de expansión de la transmisión en la región Norte, junto con una expansión anclada en las centrales térmicas de esta región, provoca un aumento de los precios de este subsistema. La Figura 3 presenta los importes agregados al sistema en cada caso, detallados por tecnología.

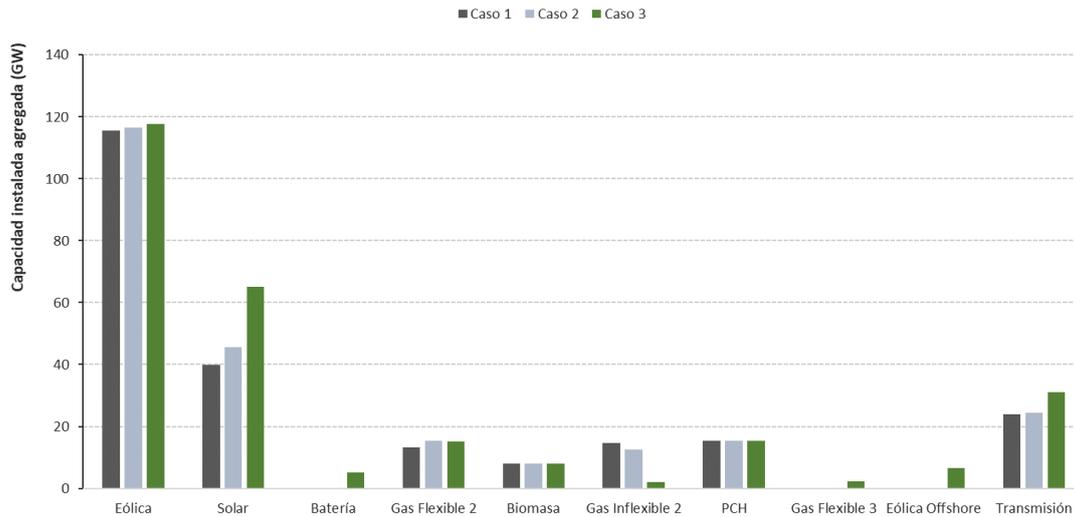


Figura 3 – Comparación de Capacidad de Generación Agregada al sistema para los Casos 1, 2 y 3

La Tabla 3 presenta los costes totales (expansión + operación) de cada caso. Como esperado, se puede observar que el uso de precios más altos para penalizar las emisiones conduce a un coste total más elevado, especialmente debido al mayor coste de expansión.

Centrándose en los costes de expansión, es posible compararlos a la luz de los resultados del mix óptimo de expansión y los resultados de operación. A medida que aumenta el precio de la penalidad por las emisiones, es posible observar una mayor proporción relativa del coste del carbono en cada caso. Otro punto que vale la pena mencionar es que, como era de esperar, el consiguiente aumento de los costes de expansión proviene de una mayor expansión renovable, aunque también resulta en una reducción de los costes de operación dado sus costes operativos nulos.

Por último, puede observarse que los aumentos de costes del 3% y el 13% en los costes totales de los casos 2 y 3 en relación con el caso 1 inducen significativas reducciones de las emisiones de 9% y el 61%, respectivamente. La Tabla 4 presenta los valores de emisión totales para cada caso, así como el factor de emisión promedio.

Tabla 3 – Resultados de costos para los casos 1 a 3 (en miles de millones de reales)

	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Costo Expansión	142,714	145,209	165,411
Costo Operación	26,565	24,223	12,286
Costo Emisiones	-	5,624	14,731
Otros Costos	7,004	7,104	7,035
Costo Total	176,283	182,160	199,463
Costo Total (sin costo emisiones)	176,283	176,536	184,732

Tabla 4 – Resultados de emisiones para los casos 1 a 3

	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Emisiones totales - MMtCO ₂ e	53	48	20
Factor de Emisión Promedio - tCO ₂ e/MWh	0.037	0.034	0.015
Reducción relativa (%)	---	9%	61%

4.2 Impacto del desmantelamiento de centrales a carbón y gasóleo – Casos 4 y 5

Tomando como ejemplo el caso 3 (escenario de carbono R\$ 500), se puede observar que el 32% de las emisiones totales provienen de las centrales eléctricas de carbón. Sin embargo, estas plantas son responsables de sólo el 1% de la generación total. Este hecho se produce debido a la inflexibilidad de dichas plantas, haciendo obligatoria su generación aunque no sea la opción más adecuada económicamente (y mucho menos medioambientalmente) para el sistema.

Como forma de emular el impacto de la continuidad en operación de dichas centrales, las cuales poseen restricciones de generación inflexible, los casos 4 y 5 siguientes consideran un sistema en el que estas centrales son desmanteladas.

En un primer momento, al comparar los casos 2 (coste de las emisiones de R\$ 100 / tCO_{2e}) y el caso 4 (coste de las emisiones de R\$ 100 / tCO_{2e} sin centrales a carbón), el desmantelamiento forzoso de estas centrales provoca un aumento de los costes totales a pesar de la reducción del coste total de las emisiones.

Por otro lado, al considerar los casos 3 (coste de emisión de R\$ 500 / tCO_{2e}) y 5 (coste de emisión de R\$ 500 / tCO_{2e} sin centrales a carbón) se observa que el desmantelamiento de las centrales listadas induce una reducción de los costes totales de expansión. Este factor se debe especialmente a los menores costes de las emisiones de carbono, además del menor coste de explotación debido a la mayor penetración de las renovables. Los costes totales de cada caso se presentan en Tabla 5.

Tabla 5 – Resultados de costos para los casos 1 a 5 (en miles de millones de reales)

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Costo Expansión	142,714	145,209	165,411	146,719	169,292
Costo Operación	26,565	24,223	12,286	24,774	11,187
Costo Emisiones	-	5,624	14,731	4,903	10,459
Otros Costos	7,004	7,104	7,035	7,106	7,040
Costo Total	176,283	182,160	199,463	183,502	197,978
Costo Total (sin costo emisiones)	176,283	176,536	184,732	178,599	187,519

El punto más relevante de la retirada de las centrales es el impacto significativo en el perfil de generación y en las emisiones, como se puede ver en la Tabla 6. Comparando los casos 4 y 6, se observa una reducción del 45% en las emisiones totales, teniendo por otro lado un aumento de sólo el 1,5% en el coste total (expansión más operación, este último sin tener en cuenta el coste del carbono).

Tabla 6 – Resultados de emisiones para los casos 1 a 5

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Emisiones totales - MMtCO _{2e}	53	48	20	42	11
Factor de Emisión Promedio - tCO _{2e} /MWh	0.037	0.034	0.015	0.030	0.009
Reducción relativa (%)	---	9%	61%	21%	79%

4.3 Implementación de certificados de energía renovable – Caso 6

Para el caso 6, la meta establecida fue de 97,2% para la generación renovable (considerando la generación por las centrales hidroeléctricas), un porcentaje idéntico al alcanzado por el caso 5. De este modo, es posible hacer una comparación entre los dos mecanismos estudiados aquí (penalidad por las emisiones frente a certificado de energía renovable) en términos de costes y emisiones totales.

Dado el incentivo puramente para las plantas renovables, la nueva restricción fomenta especialmente la fuente solar. Esta tecnología presenta una expansión mucho más expresiva que la obtenida anteriormente en el caso 5, con un aumento de casi 20 GW, como puede verse en la Figura 4. Por otro lado, la inexistencia de una penalización directa por las emisiones no proporciona tantos incentivos para una instalación más eficiente para el suministro de la demanda de punta y el servicio de reserva, como visto en los casos anteriores. Esto conduce a un aumento significativo de la expansión de la central térmica de Gas Flexible 2, sustituyendo la expansión de las baterías y de la central térmica de Gas Flexible 3 observada en el caso 5.

Estos cambios suponen importantes modificaciones en la operación del sistema. Con la mayor participación de las renovables, combinada con la inexistencia de una penalización por las emisiones, los precios spot se reducen considerablemente en comparación con los casos anteriores. Por otro lado, hay una mayor volatilidad de los precios, especialmente en el subsistema del Nordeste, variando entre R\$ 16 / MWh en los meses con mayor generación eólica y R\$ 150 / MWh en los momentos con mayor demanda neta.

Por otro lado, hay que recordar el "coste oculto" relativo a la entrada forzada de nuevas centrales eléctricas, que representa el coste del certificado de energía renovable. En este caso, el costo del certificado, obtenido por medio del valor dual de la restricción de energía firme, ascendió a R\$ 99 / kWpromedio / mes a pagar para cada planta renovable de acuerdo con su asignación de energía firme, equivalente a R\$ 135/MWh. En la práctica, el generador de energías renovables vendería energía y certificados como productos separados, y su remuneración total es dada por la suma de estos dos flujos de ingresos.

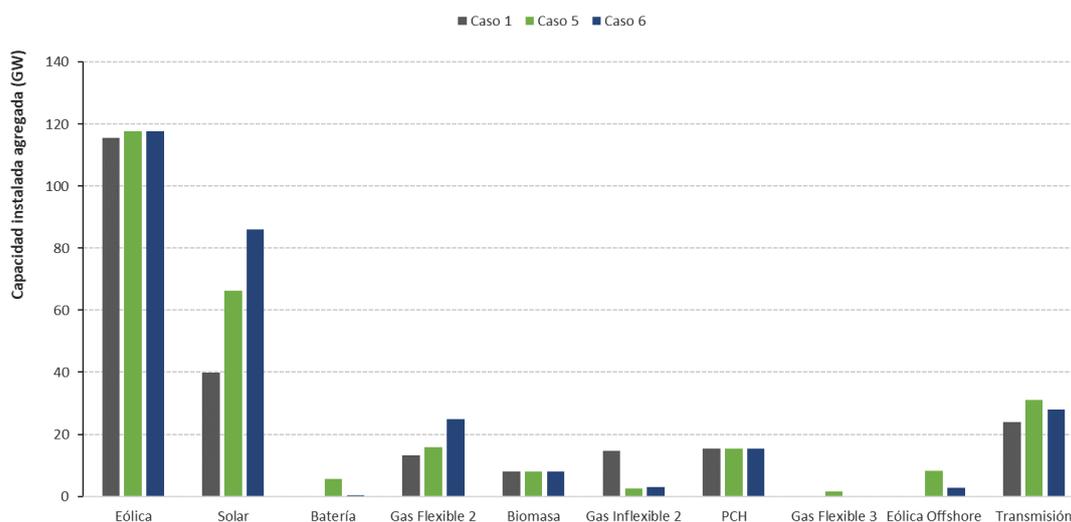


Figura 4 – Comparación de Capacidad de Generación Agregada al sistema para los Casos 1, 2, 3 y 4

Con el incentivo a la generación renovable mediante certificados, las plantas fotovoltaicas se ven intensamente favorecidas por este beneficio. A partir de la implementación de dicho mecanismo, donde existe una remuneración por el simple hecho de instalarse en el sistema, la fuente solar disminuye su dependencia de los ingresos por la venta de energía, siendo remunerada por entregar o no energía al sistema. Aunque desde el punto de vista del inversor se trata de un mecanismo que proporciona más previsibilidad, dado el conocimiento *ex-ante* de cuánto recibirá la planta, esta característica también puede constituir un riesgo desde el punto de vista del consumidor, ya que estaría pagando por un servicio que puede no estar siendo utilizado en caso de vertimiento.

La expansión guiada puramente por los objetivos de inserción de fuentes renovables también va acompañada de un coste total más elevado, dados los puntos abordados anteriormente, como se señala en la Tabla 7. Excluyendo el coste debido a las emisiones y considerando, por tanto, sólo los costes de expansión y operación, se produce un aumento del 0,8% en los costes totales.

Tabla 7 – Resultados de costos para los casos 1, 5 y 6 (en miles de millones de reales)

	Caso 1	Caso 5	Caso 6
Costo Expansión	142,714	169,292	168,602
Costo Operación	26,565	11,187	13,229
Costo Emisiones	-	10,459	-
Otros Costos	7,004	7,040	7,127
Costo Total	176,283	197,978	188,958
Costo Total (sin costo emisiones)	176,283	187,519	188,958

Por último, una expansión guiada por los objetivos de generación renovable permite una importante reducción de las emisiones. Sin embargo, comparando los casos 5 y 6 (Carbono R\$ 500 / tCO₂e sin carbón y Certificado de Energía Renovable, respectivamente), se observa que el primero induce una reducción más significativa de las emisiones. Esto se explica por el hecho de que el caso 6 tiene más generación de gas natural y la expansión del mix de generación se compone de centrales térmicas menos eficientes en términos de emisiones. Esta combinación de

factores produce un aumento de 1,5 MMtCO₂e en las emisiones totales del caso 6 en comparación con el caso 5, como se ve en la Tabla 8.

Tabla 8 – Resultados de emisiones para los casos 1 a 6

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
Emisiones totales - MMtCO ₂ e	53	48	20	42	11	13
Factor de Emisión Promedio - tCO ₂ e/MWh	0.037	0.034	0.015	0.030	0.009	0.009
Reducción relativa (%)	---	9%	61%	20%	79%	76%

4.0 – CONCLUSIONES

Con base en la metodología presentada, fue posible verificar que para el caso brasileño el aumento del precio del carbono incentiva un cambio significativo en la expansión de la generación del sector eléctrico brasileño, con especial énfasis en el incremento de participación de la fuente solar al considerar precios de penalización más altos, frente a la reducción del parque de generación térmico. Además, a medida que aumenta la penalización a las emisiones, es posible notar cómo nuevas tecnologías se vuelven viables, como las baterías, la energía eólica marina o incluso centrales térmicas de gas más eficientes que tienen un mayor coste de inversión. En términos cuantitativos, siempre tomando como referencia el caso base, la adopción de un escenario más conservador a partir de una penalización de carbono de BRL100/tCO₂e induce una reducción de las emisiones del 9%, mientras una reducción más significativa del 62% de las emisiones considerando una penalización de BRL 500/tCO₂e. En cuanto a los costes totales (expansión más costes reales de operación, sin considerar los costos de emisión), se produce un aumento del 0,1% y del 4,8%, respectivamente.

Un factor que merece ser destacado es la permanencia forzada de plantas consideradas obsoletas y/o contaminantes, causando fuertes externalidades negativas al sistema. Estas plantas, que en general utilizan carbón o gasóleo como combustible, aunque son poco representativas en la generación del sistema, generan una importante cantidad de emisiones. Si se considera un caso hipotético en el que se desmantelaran dichas centrales, se aprecia una reducción más significativa de las emisiones (-79%), acompañada de una generación renovable del 97,2% del total, con un incremento de los costes totales del 6,4%. Por último, en cuanto al uso de certificados de energía renovable, se observa que este mecanismo proporcionó una reducción menos eficiente de las emisiones (-75%) para alcanzar el porcentaje de energía renovable del 97,2%, acompañado del mayor coste total de los casos estudiados (+7,2%).

En resumen, a partir de los casos estudiados, es posible concluir que una penalización explícita de las emisiones induce una reducción más eficiente de las mismas, en comparación con su reducción indirecta mediante incentivos a los generadores renovables. Por otro lado, su implementación implica en elevados costos marginales de energía, lo que puede generar cierta resistencia para su puesta en práctica. En cuanto a los certificados de energía limpia, aunque dan lugar a una política más costosa y menos eficiente en cuanto a las emisiones, inducen costos marginales significativamente más bajos, aunque están asociados a los costes de los certificados de energías renovables que también deberían pagar los consumidores por medio de las tarifas de energía. Además, se observa que el mantenimiento forzoso de las centrales de carbón impacta significativamente en el sector, impidiendo la reducción de emisiones de forma efectiva y provocando un aumento forzoso de los costes de operación, ya que operan de manera forzada y no por criterios económicos.

5.0 – REFERENCIAS

- [1] United Nations Framework Convention on Climate Change, “¿Qué es el Acuerdo de París?,” Dec. 13, 2021. <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/que-es-el-acuerdo-de-paris> (accessed Dec. 12, 2021).
- [2] United Nations Treaty Collection, “Status of Treaties,” Dec. 13, 2021. https://treaties.un.org/Pages/ViewDetails.aspx?src=TREATY&mtmsg_no=XXVII-7-d&chapter=27&clang=_en#4 (accessed Dec. 12, 2021).
- [3] M. Pinanez and M. Jose, “Multicriteria generation and transmission expansion planning in Paraguay,” 2017.
- [4] M. Resende, A. S. v D Aranha, R. Kelman, M. Pereira, and R. Garaffa, “An Integrated Planning Framework for the Peruvian Energy Sector,” hal-03172708, Mar. 2021. Accessed: Jan. 02, 2022. [Online]. Available: <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-03172708/document>
- [5] F. Thome, R. C. Perez, L. Okamura, A. Soares, and S. Binato, “Stochastic Multistage Co-optimization of Generation and Transmission Expansion Planning,” Oct. 2019.
- [6] R. C. Perez, S. Binato, L. Okamura, D. Bayma, I. Carvalho, and W. Morais, “DETERMINACIÓN DEL PLAN ÓPTIMO DE EXPANSIÓN DE CADA PAÍS Y EVALUACIÓN DE INTERCONEXIÓN ENERGÉTICA REGIONAL CONTEMPLANDO ALTA PENETRACIÓN DE FUENTES RENOVABLES,” 2019.
- [7] W. S. Morais, R. C. Perez, and A. Soares, “APLICACIÓN DE UN MODELO DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN CONSIDERANDO EL REQUERIMIENTO DE RESERVA PROBABILÍSTICA DINÁMICA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO MEXICANO,” 2019.
- [8] ANEEL, “Sistema de Informações de Geração da ANEEL,” ANEEL, 2021. <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNjc4OGYyYjQtYWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9> (accessed Jun. 02, 2021).
- [9] Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, “O sistema em números,” Dec. 14, 2021. <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros> (accessed Dec. 13, 2021).
- [10] EPE, “Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050,” 2018. [Online]. Available: www.mme.gov.br
- [11] Ministério de Minas e Energia, “Plano Nacional de Energia 2050 - Anexo,” 2020.
- [12] ANEEL, “Resultados dos Leilões de Geração no Ambiente Regulado,” Oct. 12, 2021. <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiYmMzN2Y0NGMtYjEyNy00OTNlLW11YzctZjI0ZTUwMDg5ODE3liwiZC16lQwZDZmOWI4LWVjYjYtNDZlMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9> (accessed Dec. 14, 2021).
- [13] EPE, “Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030: Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão,” 2021.
- [14] Ministério de Minas e Energia and Empresa de Pesquisa Energética, “Plano Nacional de Energia 2050,” 2020.