FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y DE ADMINISTRACIÓN

DEPARTAMENTO DE ECONOMÍA

UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA URUGUAY

Análisis de riesgo de confiabilidad del sistema de generación de energía eléctrica uruguayo, ¿cuán resiliente es el sistema a eventos poco probables y de alto impacto?

César Andrés Osta Pereira

Programa de Maestría en Economía de la Facultad de Ciencias Económicas
Universidad de la República

Montevideo – Uruguay

Noviembre de 2023

FCEA FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y DE ADMINISTRACIÓN | DEPARTAMENTO DE ECONOMÍA | UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA URUGUAY

Análisis de riesgo de confiabilidad del sistema de generación de energía eléctrica uruguayo, ¿cuán resiliente es el sistema a eventos poco probables y de alto impacto?

César Andrés Osta Pereira

Tesis de Maestría presentada al Programa de Maestría en Economía de la Facultad de Ciencias Económicas, Universidad de la República, como parte de los requisitos para la obtención del título de Magíster en Economía.

Director de tesis:
Profesor Asistente Pablo Blanchard

Codirector de tesis:
Profesor Agregado Dr. Rodrigo Ceni

Directora académica:
Profesora Agregada Dra. Luciana Méndez

Montevideo – Uruguay

Noviembre de 2023

Página de aprobación

El tribunal docente integrado por los abajo firmantes aprueba el Trabajo Final:

Titulo

Análisis de riesgo de confiabilidad del sistema de generación de energía eléctrica uruguayo, ¿cuán resiliente es el sistema a eventos poco probables y de alto impacto?

Autor

César Andrés Osta Pereira

Tutor

Profesor Pablo Blanchard

Posgrado

Maestría en Economía

Puntaje

_____

Tribunal

_____

Ejemplo: Profesora Nombre y Apellido

_____

Ejemplo: Profesora Nombre y Apellido

_____

Ejemplo: Profesora Nombre y Apellido

Fecha:

Agradecimientos

Agradezco a la Ing. Claudia Cabrera, la Ing. Virginia Echinope, la Ing. Quim. Alejandra Reyes, el Ing. Quim. Wilson Sierra, la Lic. en Estadística Camila Cosentino y al Ing. Ruben Chaer por brindar apoyo para responder consultas que contribuyeron a la elaboración de la tesis, y al Lic. Fitzgerald Cantero, Director Nacional de Energía, por dar la autorización para utilizar información disponible en la Dirección que permitió considerar datos actualizados del sistema eléctrico uruguayo en las simulaciones realizadas con la plataforma SimSEE.

Análisis de riesgo de confiabilidad del sistema de generación de energía eléctrica uruguayo, ¿cuán resiliente es el sistema a eventos poco probables y de alto impacto?

César Andrés Osta Pereira

Resumen

Los atributos físicos de la electricidad y de las redes requieren que la oferta y la demanda de energía eléctrica deban igualarse en tiempo real, de lo contrario ocurren interrupciones imprevistas del suministro eléctrico. Ciertas características de la demanda de electricidad contribuyen a la insensibilidad de esta al precio en tiempo real. Esto introduce el riesgo de que la oferta y la demanda de electricidad no se igualen en todas las circunstancias, y por ende que se genere racionamiento de electricidad en el sistema, haciéndolo menos confiable. La oferta del sistema uruguayo depende significativamente de la disponibilidad de recursos de origen renovable. Un shock climático puede generar escasez de esos recursos y por ende racionamiento, ocasionando un costo económico significativo. Los eventos de gran escasez de esos recursos pueden ser poco probables, pero de alto impacto sobre la confiabilidad del sistema. Este trabajo busca cuantificar la contribución de la aversión al riesgo de confiabilidad en la capacidad planificada del sistema de generación de electricidad uruguayo. Si se asume que esa aversión no está presente, aproximadamente la mitad de la capacidad térmica fósil de ese sistema no puede ser explicada. Por tanto, la capacidad total del sistema está justificada por una planificación con aversión al riesgo de confiabilidad. En particular, la unidad de mayor costo variable unitario se justifica por una aversión al riesgo de ocurrencia de eventos poco probables y de alto impacto sobre el costo económico del racionamiento. El estudio cuantifica también la probabilidad de ocurrencia de esos eventos que justifica la inversión de esa unidad. El beneficio de esta se valora a través del costo de confiabilidad evitado por su incorporación al sistema. Ese costo recoge tanto el valor esperado como el riesgo asociado a eventos extremos del costo económico del racionamiento evitados. A través de un análisis costo beneficio, se estima que esa unidad se justifica si se consideran los eventos de mayor costo económico del racionamiento con probabilidad menor o igual a 7%. Por último, se estima la participación del beneficio asociado a la reducción del riesgo del costo económico del racionamiento por la ocurrencia de los eventos extremos en el costo total de incorporar la unidad. La participación estimada es al menos 92,7%.

Palabras clave: costo económico del racionamiento, riesgo de confiabilidad, aversión al riesgo y eventos poco probables y de alto impacto.

Clasificación JEL: L11, L52 y L94.

Abstract

The physical attributes of electricity and networks require that supply and demand for electrical energy must be balanced in real time, otherwise unforeseen interruptions of electricity supply occur. Certain characteristics of electricity demand contribute to its insensitivity to real-time price. This introduces the risk that electricity supply and demand are not equal in all circumstances, and therefore electricity rationing is generated in the system, making it less reliable. The supply of the Uruguayan system depends significantly on the availability of resources of renewable origin. A climate shock can generate a shortage of these resources and therefore rationing, causing a significant economic cost. Events of great scarcity of these resources may have low probability but a high impact on the reliability of the system. This analysis seeks to quantify the contribution of reliability risk aversion to the planned capacity of the Uruguayan electricity generation system. If it is assumed that this aversion is not present, approximately half of the fossil thermal capacity of that system cannot be explained. Therefore, the total system capacity is justified by reliability risk-averse planning. In particular, the power plant with a highest unit variable cost is justified by an aversion to the risk of the occurrence of low probability events with a high impact on the economic cost of rationing. The study also quantifies the probability of occurrence of those events that justify the investment of that power plant. The benefit of this is valued through the reliability cost avoided by its incorporation into the system. This cost includes both the expected value and the risk associated with extreme events of the avoided economic cost of rationing. Through a cost-benefit analysis, it is estimated that this power plant is justified if the events with the highest economic cost of rationing with a probability less than or equal to 7% are considered. Finally, the participation of the benefit associated with the reduction of the risk of the economic cost of rationing due to the occurrence of extreme events in the total cost of incorporating the power plant is estimated. The estimation is at least 92.7%.

Keywords: rationing economic cost, reliability risk, risk aversion and high impact low probability events.

JEL classification: L11, L52 y L94.

Índice

1. Introducción 9

2. Antecedentes 13

3. Marco teórico 17

Hipótesis 23

4. Estrategia empírica 25

4.1. Definición 25

4.2. Metodología 26

4.3. Datos 31

5. Resultados Obtenidos 35

5.1. Resultados primera etapa 35

5.2. Resultados segunda etapa 42

5.3. Comparación de los resultados de ambas etapas 49

6. Conclusiones 53

Referencias 56

Anexos 61

Anexo A 61

Anexo B 62

Anexo C 67

Anexo D.....92

Anexo E.....101

1. Introducción

Las características físicas de la electricidad y de las redes requieren que la oferta y la demanda de energía eléctrica deban igualarse en tiempo real, de lo contrario se desencadenan perturbaciones físicas en la red, que activan equipos automáticos de protección que provocan interrupciones imprevistas del suministro eléctrico (Holmberg y Ritz, (2020), y, Joskow y Tirole, (2004)).

La oferta de energía eléctrica es generada habitualmente por distintas tecnologías, que hacen que el costo marginal de generación varíe en períodos de tiempo breves. La demanda tiene restricciones para comprar una gran cantidad de electricidad a un precio determinado, almacenarla durante varios días o semanas, y consumir energía no almacenada de acuerdo con sus necesidades flexibles. Estas características de la oferta y de la demanda hacen que el precio de la electricidad en los mercados mayoristas varíe varias veces al día (Ambec y Crampes, (2020)).

Procesar la información y adaptar el consumo en consecuencia no es un problema sencillo para los consumidores, en particular cuando las decisiones de consumo deben tomarse con mucha frecuencia en el día. Durante mucho tiempo, la solución ha sido firmar un contrato de suministro eléctrico con un precio fijo independiente del momento de consumo (Ambec y Crampes, (2020)). Esta característica de los contratos de suministro, la no disponibilidad de medidores de consumo en tiempo real, y la no conveniencia para el consumidor de ajustar su demanda al precio en tiempo real contribuyen a la insensibilidad de la demanda al precio en tiempo real (Joskow y Tirole, (2004)).

En períodos más recientes, la disponibilidad de medidores de consumo en tiempo real y la participación de consumidores adheridos a contratos de suministro eléctrico con precios variables en el tiempo han crecido, concentrándose en quienes tienen un mayor nivel de consumo relativo. Estos últimos son quienes perciben un mayor beneficio económico por ajustar la demanda a la variabilidad del

precio en el tiempo. En entornos regulados esa variabilidad se pone en práctica, en general, a través de tarifas multihorario, mientras que en el mercado spot de energía eléctrica el precio coincide con el precio en tiempo real (Ambec y Crampes, (2020)).

Cuando existe exceso de demanda en un mercado con una demanda insensible al precio en tiempo real, el precio es indefinido, la señal para transmitir información sobre la escasez de energía eléctrica está ausente. En estas circunstancias la respuesta de la oferta es insuficiente para satisfacer la demanda, y por ende el operador del sistema debe reducir la demanda a través de interrupciones controladas del suministro eléctrico para evitar el colapso del sistema. Estas interrupciones son una respuesta administrativa del operador a la escasez de electricidad. Los reguladores abordan este problema definiendo precios de escasez de energía eléctrica que reflejen el valor de la energía no suministrada en esos períodos (Bobbio et al., (2022)).

El valor de la energía no suministrada sirve en el corto plazo para asignar los suministros en períodos de escasez de energía eléctrica, y en el largo plazo como señal económica para determinar la inversión requerida en capacidad de generación (Ambec y Crampes, (2018)).

Cuanto menor es la sensibilidad de la demanda a la variabilidad del precio mayor es el desafío para la confiabilidad del sistema. Un sistema eléctrico es confiable cuando asegura que la oferta pueda responder a las variaciones de la demanda en casi todas las circunstancias. El riesgo de confiabilidad del sistema eléctrico está presente cuando existe incertidumbre sobre la disponibilidad de energía eléctrica para satisfacer la demanda (Bobbio et al., (2022)).

Dada la demanda en cierto período de tiempo, el riesgo de confiabilidad depende del tipo de tecnología de generación que predomina en el sistema, y por ende del tipo de recursos con los que se genera la mayor parte de la energía eléctrica. En sistemas dominados por tecnologías de generación térmicas, el riesgo de confiabilidad depende de la disponibilidad de las centrales y de sus combustibles. Debido

a que estas tecnologías son completamente gestionables por el operador del sistema, en la medida que ellas y sus combustibles estén disponibles, los períodos de mayor riesgo de confiabilidad en estos sistemas son los períodos de mayor demanda. En sistemas dominados por tecnologías de generación en base a recursos renovables, el riesgo de confiabilidad depende, en cambio, de la disponibilidad de esos recursos, y por ende de fenómenos climáticos. Estas tecnologías no se consideran completamente gestionables, porque, aunque ellas estén disponibles, la generación de energía eléctrica depende de fenómenos exógenos al operador del sistema. En el caso de los recursos renovables que tienen una alta variabilidad en el corto plazo, los períodos de mayor riesgo de confiabilidad no son necesariamente los de mayor demanda, sino los de mayor diferencia entre la demanda y la generación en base a esos recursos renovables (demanda neta). En particular, la ocurrencia de perturbaciones climáticas, en general poco probables, que incrementen la demanda del sistema y reduzcan la disponibilidad del recurso renovable simultáneamente, se convierten en eventos de alto impacto para el sistema eléctrico. Estos introducen un desafío para la operación y la planificación de los sistemas eléctricos con alta participación de fuentes de energía de origen renovable (Mancarella, (2022)).

La consideración de ese tipo de eventos en el análisis de riesgo de confiabilidad del sistema implica evaluar la resiliencia de este a eventos extremos, los cuales no pueden ser capturados adecuadamente a través del análisis costo-beneficio basado en el valor esperado (Prakash, (2022)).

El objetivo general de este trabajo es analizar el riesgo de confiabilidad del sistema de generación de energía eléctrica uruguayo ante la ocurrencia de eventos poco probables y de alto impacto sobre su confiabilidad. Este análisis muestra el efecto sobre variables relevantes y actores del sistema de considerar el riesgo de confiabilidad asociado a eventos extremos en su planificación.

El alcance de la confiabilidad analizada está asociada a la planificación de la adecuación de la oferta de generación de energía eléctrica para abastecer la demanda en un horizonte de tiempo dado. La

dimensión de la confiabilidad objeto de este análisis no está relacionada con la operación del sistema ni con las instalaciones de transmisión y distribución de energía eléctrica. La fuente de incertidumbre exógena del análisis es la cantidad de energía eléctrica disponible en el sistema, la cual depende de la aleatoriedad de la disponibilidad de los recursos renovables y de las centrales.

Los objetivos específicos del estudio son cuantificar, la contribución de la aversión al riesgo de confiabilidad en el nivel de capacidad, la probabilidad de ocurrencia de eventos poco probables y de alto impacto sobre la confiabilidad que justifica la inversión de la capacidad de generación que dota al sistema de la mayor resiliencia a ese tipo de eventos, y la valoración económica del beneficio asociado a esa mayor resiliencia, para el sistema de generación de energía eléctrica uruguayo planificado.

Las preguntas de investigación de este trabajo son, en el sistema de generación de energía eléctrica uruguayo planificado, ¿cuál sería la central de mayor costo variable unitario esperado si la planificación fuera neutral al riesgo de confiabilidad, y cuánto sería su nivel de capacidad?, ¿qué valores de probabilidad de ocurrencia de eventos poco probables y de alto impacto sobre su confiabilidad justifican la incorporación de la unidad de generación de mayor costo variable unitario con una planificación aversa al riesgo de confiabilidad?, y, ¿cuál es la participación del beneficio asociado a la reducción del riesgo del costo económico del racionamiento por la ocurrencia de esos eventos en el costo total de incorporar la última unidad mencionada?.

El marco teórico del análisis está basado en el modelo de mercado perfectamente competitivo de energía eléctrica de Joskow y Tirole, (2007), y en el enfoque de aversión al riesgo de confiabilidad planteado por Mancarella, (2022). La estrategia para responder las preguntas de investigación se basa en introducir en el problema de optimización del modelo de Joskow y Tirole, (2007), dos parámetros que capturan las preferencias de riesgo de confiabilidad del planificador. Uno de ellos representa la importancia relativa de la valoración de la resiliencia del sistema a eventos poco probables y de alto

impacto sobre su confiabilidad en relación con la de los efectos esperados. El otro parámetro refleja el grado de resiliencia del sistema a la ocurrencia de esos eventos, y permite calcular la probabilidad de ocurrencia de esos eventos asociada a ese grado de resiliencia. Ambos parámetros son recogidos por una medida de la confiabilidad del sistema eléctrico planteada por Mancarella, (2022).

La contribución conceptual general del proyecto de investigación es la elaboración de un análisis costo-beneficio-riesgo de confiabilidad del sistema de generación de energía eléctrica ante la ocurrencia de eventos poco probables y de alto impacto sobre su confiabilidad.

Las contribuciones particulares del análisis costo-beneficio-riesgo realizado para el sistema de generación de electricidad uruguayo planificado consisten en estimar, su nivel de capacidad sin y con aversión al riesgo de confiabilidad, la probabilidad de ocurrencia de eventos poco probables y de alto impacto sobre su confiabilidad que justifica la incorporación de la unidad de generación de mayor costo variable unitario, y la participación del beneficio asociado a la reducción del riesgo del costo económico del racionamiento por la ocurrencia de esos eventos en el costo de incorporar esa unidad.

Otra contribución importante de este trabajo para la planificación del sistema de generación de energía eléctrica uruguayo es la actualización del valor económico de la energía eléctrica no suministrada, insumo relevante del análisis costo-beneficio-riesgo mencionado previamente.

2. Antecedentes

Los reguladores, los hacedores de políticas públicas y los investigadores a menudo buscan cuantificar el impacto de las decisiones de política pública utilizando el análisis costo-beneficio, cuantificando una variedad de beneficios y de costos en una unidad monetaria común para que puedan compararse

entre sí. Una vasta investigación se ha centrado en perfeccionar los métodos que miden y convierten los resultados de las políticas en montos monetarios. En el sector eléctrico, el análisis costo-beneficio es una herramienta utilizada por la regulación de distintas jurisdicciones para determinar niveles óptimos de confiabilidad del sistema (Gorman, (2022)).

La regulación de la confiabilidad del sistema eléctrico europeo, implementada a través de la metodología decidida por ACER, (2020), utiliza el análisis costo-beneficio para determinar el estándar de confiabilidad del sistema. El óptimo económico de confiabilidad resulta de comparar el costo marginal de incorporar una central al sistema o de renovar una central existente y la reducción marginal del valor de la energía no suministrada esperada.[1] Prakash et al., (2022), señalan que el análisis costo-beneficio es el enfoque dominante en la actualidad para la toma de decisiones de planificación del sistema eléctrico australiano, incluyendo las decisiones vinculadas a su confiabilidad.[2]

Históricamente el término confiabilidad refería a si la electricidad estaba disponible para ser entregada a los consumidores. Con el tiempo, la industria comenzó a desagregar los atributos de la confiabilidad del sistema, y creó diferentes métricas para medirlos. Estos permitieron a la industria evaluar con especificidad cómo cada componente individual del sistema eléctrico podía soportar la ocurrencia de eventos con impactos cada vez más conocidos (Elliot y Aaronson, (2019)).

Elliot y Aaronson, (2019), señalan que en la industria eléctrica se ha comenzado a utilizar el término resiliencia para hacer referencia a la capacidad del sistema eléctrico para enfrentar eventos poco frecuentes y de alto impacto. El uso creciente de este término durante las últimas dos décadas se debe a, la dependencia creciente de la sociedad de un servicio eléctrico confiable y de alta calidad, la

[1] En 2019 la Unión Europea adoptó una regulación que actualizó aspectos de funcionamiento del mercado eléctrico para reflejar el crecimiento de la participación de las fuentes de energías renovables en el sistema eléctrico.
[2] El estándar de confiabilidad actual del sistema eléctrico australiano está basado en el porcentaje de energía eléctrica no suministrada esperada con respecto a la demanda total. El valor objetivo máximo actual es 0,002%.

ocurrencia de eventos de baja frecuencia con impactos severos en el sistema eléctrico, y que están surgiendo nuevas amenazas que podrían tener efectos devastadores sobre el sistema eléctrico.[3] La principal diferencia entre confiabilidad y resiliencia es la frecuencia y la magnitud de los eventos potenciales a evaluar. En el primer caso el foco está en eventos de alta frecuencia y bajo impacto, mientras que en el segundo en eventos de baja frecuencia y alto impacto. Asimismo, expresan que no existe actualmente un consenso en la necesidad de diferenciar ambos términos. Algunos actores de la industria enfatizan en la diferenciación mencionada, mientras que otros entienden que no es necesario realizar tal distinción conceptual.

Prakash et al., (2022), enfatizan que, si bien la confiabilidad y la resiliencia están relacionadas porque ambas conducen a energía no suministrada, son conceptos distintos. Citando una definición del Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRE), la resiliencia del sistema eléctrico es definida como la capacidad de limitar el alcance, la severidad y la duración de la degradación del sistema posteriormente a un evento extremo. Esta capacidad incluye aspectos operativos de corto plazo y de planificación de inversiones de largo plazo. Los eventos extremos que están asociados con la resiliencia son en general de alto impacto y baja probabilidad o frecuencia (consideran fenómenos climáticos extremos, ataques cibernéticos, y fallas de componentes en cascada). Señalan que existen grandes diferencias en cómo se miden los estándares de confiabilidad y de resiliencia, y por ende en los criterios en los que se basan las decisiones de planificación.

Una dificultad que surge a la hora de evaluar la resiliencia del sistema es que la aplicación del análisis costo-beneficio en valor esperado es altamente probable que dé como resultado que las medidas que mejoran la resiliencia son ineficientes (Prakash et al., (2022)). Esto se debe a que, aunque los eventos

[3] Se mencionan como ejemplos, al ciberterrorismo y a las perturbaciones geomagnéticas.

extremos puedan ser representados, se encuentran en una de las colas de la distribución de probabilidad de la métrica de confiabilidad, y por ende no son capturados adecuadamente por el análisis costo-beneficio en valor esperado para evaluar la resiliencia del sistema. En el óptimo de ese análisis, gran parte de las medidas que mejoran la resiliencia del sistema implicarían costos adicionales menores que los costos sociales de la energía no suministrada reducidos en los eventos extremos. Prakash et al., (2022), consideran que la adopción de prácticas de operación y de planificación del sistema que lo dejen mejor posicionado para resistir, responder y recuperarse de ese tipo de eventos potenciales, implica asumir una actitud de mayor aversión al riesgo de ocurrencia de esos eventos.[4]

Moreno et al., (2020), plantean la necesidad de diseñar un nuevo análisis de confiabilidad que reconozca los eventos extremos para planificar la inversión de las redes de los sistemas eléctricos, debido a que los estándares de confiabilidad tradicionales usualmente no los reconocen. Señalan que un enfoque que incorpore los eventos poco probables y de alto impacto en la planificación de las inversiones de redes debería adoptar modelos probabilísticos que consideren explícitamente las probabilidades asociadas y los impactos resultantes en muchos estados del sistema. Indican que estos impactos suelen medirse en términos de energía no suministrada, y valorarse la misma a través de métricas económicas como el valor de la energía no suministrada.

Moreno et al., (2020), explicitan que un análisis basado en estándares de confiabilidad tradicionales justificaría las inversiones a través de un análisis costo-beneficio en valor esperado, que no captura adecuadamente la magnitud del riesgo de los eventos poco probables y de alto impacto. Dada esta limitación, los autores indagan en cuál es la razón para preocuparse por capturar estos eventos, que

[4] En relación con el sistema eléctrico australiano, justifican considerar una actitud de mayor aversión al riesgo a ese tipo de eventos por la creciente dependencia social de la electricidad, por las crecientes amenazas del suministro eléctrico y por aspectos particulares del sistema.

en promedio tienen un efecto relativamente pequeño. La respuesta es la actitud frente al riesgo de los consumidores, de los responsables políticos y de los planificadores. Apoyados en la evidencia empírica, expresan que la mayoría de esos agentes son aversos a los riesgos asociados con las consecuencias altamente negativas de esos eventos, y que por ende preferirían reducirlos tanto como sea posible a través de alguna forma de cobertura.

3. Marco teórico

El marco teórico del presente trabajo considera como referencia al modelo de Joskow y Tirole, (2007). Este asume un mercado mayorista único de energía eléctrica perfectamente competitivo, en el cual existen dos tipos de consumidores homogéneos, uno sensible y otro insensible al precio en tiempo real, donde $\widetilde{\widehat{D}}\big(\nu, \hat{p}(\nu)\big)$ y $\widetilde{D}(\nu, \bar{p})$ son las demandas de los sensibles y de los insensibles respectivamente, y, $\widehat{D}\big(\nu, \hat{p}(\nu), \hat{\alpha}(\nu)\big)$ y $D\big(\nu, \bar{p}, \alpha(\nu)\big)$ son los consumos de los sensibles y de los insensibles respectivamente. En este modelo, la demanda puede diferir del consumo por la existencia de racionamiento, donde $\hat{\alpha}(\nu)$ y $\alpha(\nu)$ son los porcentajes de demanda satisfecha o no racionada de los consumidores sensibles e insensibles respectivamente, $0 < \hat{\alpha}(\nu) \leq 1$ y $0 < \alpha(\nu) \leq 1$.

Los consumidores sensibles se modelan de forma que perciben el precio en tiempo real y reaccionan a este, y los insensibles no ($\hat{p}(\nu)$ y $\bar{p}$ son los precios de una unidad de energía eléctrica suministrada a los consumidores sensibles e insensibles respectivamente). Las demandas, el precio en tiempo real, y los porcentajes de demanda satisfecha dependen del estado de la naturaleza aleatorio de la demanda ν, fuente de incertidumbre exógena del modelo. Se supone un continuo de estados de la naturaleza aleatorios, $\nu \, \epsilon[0,1]$.

$\hat{S} = \hat{S}\big(v, \hat{p}(v), \hat{\alpha}(v)\big)$ y $S = S\big(v, \bar{p}, \alpha(v)\big)$ son los excedentes brutos de los consumidores sensibles e insensibles respectivamente, con $\frac{\partial \hat{S}}{\partial \hat{D}} = \hat{p}$ y $\frac{\partial S}{\partial D} = \bar{p}$. Se asume que $\hat{S}$ y S son cóncavas en $\hat{\alpha}(v)$ y $\alpha(v)$ en $[0,1]$ respectivamente. A mayor racionamiento, mayor es la pérdida de utilidad de los consumidores en términos relativos. Los excedentes netos de los consumidores sensibles e insensibles respectivamente son $\hat{S}\big(v, \hat{p}(v), \hat{\alpha}(v)\big) - \hat{p}(v)\ \hat{D}\big(v, \hat{p}(v), \hat{\alpha}(v)\big)$ y $S\big(v, \bar{p}, \alpha(v)\big) - \bar{p}\ D\big(v, \bar{p}, \alpha(v)\big)$.

Los generadores y proveedores del suministro eléctrico son sensibles al precio en tiempo real del mercado. Los proveedores de los consumidores insensibles ofrecen un contrato de suministro interrumpible con una tarifa compuesta por un cargo fijo A y un precio $\bar{p}$.

Se supone que las pérdidas de oportunidades de consumo no generan utilidad, y que los racionamientos son perfectamente anticipados y rotativos por área geográfica de forma proporcional.[5] Bajo estos supuestos, las funciones S y D se pueden expresar de la siguiente forma:

$S = \alpha(v)\ \tilde{S}\left(\tilde{D}(v, \bar{p})\right)$ (ec. 1)

$D = \alpha(v)\ \tilde{D}(v, \bar{p})$ (ec. 2)

El valor de la energía no suministrada, $Voll(v)$, se define como la disposición a pagar marginal de los consumidores por una unidad de energía eléctrica.[6] Bajo los supuestos realizados, $Voll(v)$ es igual a la disposición a pagar promedio de los consumidores por una unidad de energía eléctrica.[7]

$Voll(v) = \frac{\tilde{S}\left(\tilde{D}(v,\bar{p})\right)}{\tilde{D}(v,\bar{p})}$ (ec. 3)

[5] Se les otorga tiempo a los consumidores para adaptar su comportamiento, anticiparse y evitar pérdida de utilidad, y se afecta en igual proporción a todos los consumidores racionados.
[6] $Voll =$ value of lost load.
[7] Ver Anexo A para mayor detalle.

Los generadores de energía eléctrica participan en el mercado a través de centrales de generación representadas por un continuo de oportunidades de inversión $K(c)$ que producen una unidad de electricidad, con un costo marginal de corto plazo y un costo de inversión c e $I(c)$ respectivamente.[8] Se asume que existen retornos constantes a escala, y que la tasa de utilización de cada central en el estado v, $u(c,v)$, es una variable binaria $[0,1]$ ($Q(v) = \int_0^\infty u(c,v)\, dK(c)$ es la cantidad de unidades de electricidad producidas en el estado v).[9] Debido a que el objetivo de este modelo es analizar el sistema de generación de energía eléctrica, se adopta el supuesto simplificador de que el costo marginal de acceso a la red es cero.

El óptimo del modelo se obtiene a través de la maximización, por parte de un planificador social, del valor esperado de la diferencia entre el excedente del consumidor bruto y el costo total de las centrales de generación del sistema. La optimización está sujeta a la restricción de que la generación sea mayor o igual al consumo (demanda no racionada) para todo v. Cuando se cumple la igualdad la generación coincide con el consumo. La formalización del problema de optimización se expresa a continuación.

$$max \left\{ E\left[S\big(\bar{p}, v, \alpha(v)\big) + \hat{S}\big(\hat{p}, v, \hat{\alpha}(v)\big) - \int_0^\infty c\, u(c,v)\, dK(c) \right] - \int_0^\infty I(c)\, dK(c) \right\}$$

$$\{\bar{p}, \hat{p}, \alpha(v), \hat{\alpha}(v), u(.), K(.)\}$$

sujeto a la restricción $\int_0^\infty u(c,v)\, dK(c) \geq D\big(\bar{p}, v, \alpha(v)\big) + \widehat{D}\big(\hat{p}, v, \hat{\alpha}(v)\big) \qquad \forall\, v$

Las condiciones de primer orden del problema de optimización son las siguientes.

a) Despacho eficiente

$u(c,v) = 1$ cuando $c < p(v)$ y $u(c,v) = 0$ cuando $c > p(v)$ (ec. 4)

[8] $\int_0^\infty I(c)\, dK(c)$ es el costo de inversión total del sistema.

[9] $\int_0^\infty c\, u(c,v)\, dK(c)$ es el costo variable total del sistema en el estado v.

Siendo $p(\nu)$ el precio en tiempo real en el equilibrio del mercado mayorista.

Únicamente las centrales con costo marginal inferior al precio son despachadas en cada estado ν.

b) Consumidores sensibles al precio

$\widehat{D} = \widehat{D}\big(p(\nu)\big)$ y $\hat{\alpha}(\nu) = 1$ (ec. 5)[10]

Los consumidores sensibles nunca son racionados y sus decisiones de consumo se guían por $p(\nu)$.

c) Consumidores insensibles al precio

$E\left[\frac{\partial S}{\partial \bar{p}} - p(\nu)\frac{\partial D}{\partial \bar{p}}\right] = 0$ (ec. 6)

$Voll = p(\nu)$ cuando $\alpha(\nu) \in (0{,}1)$ (ec. 7)

En todos los casos en los que hay racionamiento, el precio que perciben los generadores y los proveedores del suministro de los consumidores insensibles es igual al valor de la energía no suministrada o racionada.

d) Inversión

$I(c) = E[max\{(p(\nu) - c), 0\}]$ o $dK(c) = 0$ (ec. 8)

Condición de libre entrada de las inversiones en generación, es decir que todas las centrales de generación del sistema remuneran todos sus costos, tanto variables como fijos, al precio en tiempo real de equilibrio del mercado mayorista.

El modelo de Joskow y Tirole, (2007), da como resultado una asignación socialmente óptima dada la insensibilidad al precio en tiempo real de una parte de los consumidores ("second-best optimum").[11]

[10] $\widetilde{\widehat{D}}\big(\nu, p(\nu)\big) = \widehat{D}\big(\nu, p(\nu)\big)$ porque $\hat{\alpha} = 1$, la demanda de los consumidores sensibles es igual a su consumo.

[11] Keppler, (2017), reconoce que el modelo planteado por Joskow y Tirole, (2007), es una referencia teórica válida de un diseño de mercado que determina un nivel socialmente óptimo de capacidad de generación, bajo los supuestos de información perfecta y de ausencia de externalidades, poder de mercado y costos de transacción.

Esta asignación da como resultado niveles de racionamiento y de pérdida de bienestar esperados óptimos ($E\left[\left(1-\alpha(v)\right)\widetilde{D}(v,\bar{p})\right]$ y $E\left[\left(1-\alpha(v)\right)\widetilde{D}(v,\bar{p})\,Voll(v)\right]$ respectivamente).

Definido el costo de confiabilidad según la ecuación (9), la pérdida de bienestar esperada puede expresarse como el costo de confiabilidad esperado del sistema en la asignación socialmente óptima del modelo de Joskow y Tirole, (2007). La ecuación (10) muestra que el bienestar óptimo es la resta entre el bienestar sin racionamiento y la pérdida de bienestar por racionamiento o costo de confiabilidad. A través de la ecuación (11), se reescribe la función objetivo del problema de optimización del modelo en términos del costo de confiabilidad esperado del sistema.

$C_{conf}(v) = \left(1-\alpha(v)\right)\widetilde{D}(v,\bar{p})\,Voll(v)$ (ec. 9)

$S\left(v,\overline{p},\alpha(v)\right) = \tilde{S}(v,\bar{p}) - C_{conf}(v)$ (ec. 10)

$$E\left[S\left(v,\overline{p},\alpha(v)\right)\right] + E\left[\hat{S}\left(v,\hat{p},\hat{\alpha}(v)\right)\right] - E\left[\int_0^\infty c\,u(c,v)\,dK(c)\right] - \int_0^\infty I(c)\,dK(c) =$$

$$E\left[\tilde{S}(v,\bar{p}) - C_{conf}(v)\right] + E\left[\hat{S}\left(v,\hat{p},\hat{\alpha}(v)\right)\right] - E\left[\int_0^\infty c\,u(c,v)\,dK(c)\right] - \int_0^\infty I(c)\,dK(c) =$$

$$E\left[\tilde{S}(v,\bar{p})\right] - E\left[C_{conf}(v)\right] + E\left[\hat{S}\left(v,\hat{p},\hat{\alpha}(v)\right)\right] - E\left[\int_0^\infty c\,u(c,v)\,dK(c)\right] - \int_0^\infty I(c)\,dK(c)$$ (ec. 11)

El único término que depende de $\alpha(v)$ es $E\left[C_{conf}(v)\right]$.

Para incorporar el análisis de riesgo de resiliencia del sistema eléctrico a eventos extremos se introduce el análisis realizado por Mancarella, (2022). Este se basa en la necesidad de cambiar las métricas y las medidas de confiabilidad en los sistemas eléctricos bajos en carbono con respecto a los utilizados históricamente en los sistemas eléctricos dominados por centrales de generación térmicas en base a combustibles fósiles. Expresa que una característica deseable de la confiabilidad de un sistema bajo en carbono es que este sea capaz de lidiar con eventos esperados y con eventos poco probables y de alto impacto en un contexto de usuarios aversos al riesgo de ocurrencia de esos eventos. Indica que

esta nueva forma de analizar la confiabilidad del sistema requiere un estándar de confiabilidad que surja de la combinación de distintas medidas para tener una mejor comprensión del riesgo del sistema. Plantea una nueva medida de confiabilidad construida en base a una combinación lineal entre el valor esperado y el valor en riesgo condicional.[12] Esta se puede expresar considerando como métrica de confiabilidad a $C_{conf}(v)$, de la siguiente forma.

$$Medida_{C_{conf}} = E\left[C_{conf}(v)\right] + \beta\ \left[CVaR_{\gamma}\left(C_{conf}(v)\right) - E\left(C_{conf}(v)\right)\right], \beta \text{ y } \gamma\ \epsilon\ [0,1] \text{ (ec. 12)}^{13}$$

$$CVaR_{\gamma}\left(C_{conf}(v)\right) = \frac{1}{1-\gamma}\int_{VaR_{\gamma}\left(C_{conf}(v)\right)}^{Máx\left(C_{conf}(v)\right)} C_{conf}(v)\ f\left(C_{conf}(v)\right)\ dC_{conf}(v) \text{ (ec. 13)}$$

$$(1-\gamma) = \int_{VaR_{\gamma}\left(C_{conf}(v)\right)}^{Máx\left(C_{conf}(v)\right)} f\left(C_{conf}(v)\right)\ dC_{conf}\ (v) \text{ (ec. 14)}$$

El $CVaR_{\gamma}\left(C_{conf}(v)\right)$ mide el costo económico del racionamiento esperado en los eventos de mayor costo con probabilidad menor o igual a $(1-\gamma)$, y $\left[CVaR_{\gamma}\left(C_{conf}(v)\right) - E\left(C_{conf}(v)\right)\right]$ representa el riesgo del costo económico del racionamiento por la ocurrencia de esos eventos.

El parámetro β introduce el riesgo de confiabilidad en el problema de optimización del planificador, capturando su preferencia sobre ese riesgo. La medición del riesgo a través del $CVaR_{\gamma}$ incorpora la preocupación por el efecto sobre el costo de confiabilidad de los eventos poco probables y de alto impacto. El parámetro γ representa el grado de resiliencia contra estos que el planificador prefiere para el sistema. A mayores valores de β y γ mayores son la aversión al riesgo de confiabilidad y el grado de resiliencia preferido respectivamente.

La ecuación (12) permite visualizar que $Medida_{C_{conf}}$ participa en la ecuación (11) cuando $\beta = 0$, lo que permite constatar que el planificador social del modelo de Joskow y Tirole, (2007), es neutral al

[12] CVaR = conditional value at risk, es el término utilizado en inglés para referirse a esta medida.
[13] La ecuación (12) se puede expresar también como $Medida_{C_{conf}} = \beta\ CVaR_{\gamma}\left[C_{conf}(v)\right] + (1-\beta)\ E\left[C_{conf}(v)\right]$.

riesgo del costo de confiabilidad. Si se asume que los consumidores insensibles y el planificador son aversos a ese riesgo únicamente, con preferencias homogéneas, la ecuación (11) se puede expresar de la siguiente manera.

$$E\left[\tilde{S}(v,\bar{p})\right] + E\left[\hat{S}\left(v,\hat{p},\hat{\alpha}(v)\right)\right] - E\left[C_{conf}(v)\right] - \beta\ \left[CVaR_{\gamma}\left(C_{conf}(v)\right) - E\left(C_{conf}(v)\right)\right] -$$

$$E\left[\int_0^{\infty} c\ u(c,v)\ dK(c)\right] - \int_0^{\infty} I(c)\ dK(c) \text{ (ec. 15)}$$

Cuando se asume $\beta = 0$, la función de la ecuación (15) se maximiza, entre otras condiciones, cuando $dK(c) = 0$. En cambio, si se supone $\beta > 0$, se agrega un costo de confiabilidad adicional a la función objetivo a maximizar por el planificador social, quien puede reducirlo a través de $dK(c) > 0$. Dado el $K(c)$ óptimo del modelo de Joskow y Tirole, (2007), si $\beta > 0$, están dadas las condiciones para que $dK(c) > 0$ genere un beneficio adicional superior al costo adicional de mejorar la resiliencia del sistema a la ocurrencia de eventos poco probables y de alto impacto sobre su costo de confiabilidad.

Hipótesis

La hipótesis sobre el sistema de generación de electricidad uruguayo si la planificación fuera neutral al riesgo de confiabilidad, es que la central de mayor costo variable unitario esperado sería el ciclo combinado (central marginal del sistema). Esta central es la segunda en el orden de despacho eficiente de las centrales térmicas a combustible fósil, y su capacidad supera ampliamente a la de la primera (casi 8 veces). En base al despacho eficiente del modelo de Joskow y Tirole, (2007), y a la representación de las centrales en este estudio, las de fuente, eólica, solar fotovoltaica, térmica en base a biomasa, hidráulica sin embalse y térmica fósil de menor costo variable unitario, generan antes que el ciclo combinado en todos los estados aleatorios. Las centrales hidráulicas con embalse, con excepción de los estados aleatorios con escasez del recurso hídrico, también generan antes que el ciclo combinado. El nivel de capacidad total de estas centrales, exceptuando el ciclo combinado, representa aproximadamente el 76% del nivel de capacidad total del sistema planificado. La generación del ciclo

combinado en un sistema en el cual este fuera la central marginal evitaría racionamiento y permitiría almacenar agua en los embalses en situaciones de escasez hídrica. Quedan excluidas de este sistema las centrales térmicas fósiles de mayor costo variable unitario que el ciclo combinado, las cuales representan casi la mitad de la capacidad térmica fósil del sistema planificado. Los costos económicos unitarios del racionamiento voluntario e involuntario superan en más de 1,6 y 28 veces el costo variable unitario del ciclo combinado a plena carga respectivamente. Cuando ocurre racionamiento, si el ciclo combinado está disponible, su generación se valora al costo económico del racionamiento unitario que evita. Por ende, existe un alto margen de excedente unitario del ciclo combinado, en particular cuando existe racionamiento involuntario, para remunerar en valor esperado los costos fijos asociados a su nivel de capacidad. La hipótesis es que este último se encuentra más cerca del valor máximo que de la mitad de ese valor.

Si la hipótesis anterior se verifica, existe una importante capacidad térmica fósil del sistema eléctrico uruguayo planificado que no se explica bajo el supuesto de $\beta = 0$, y, por lo tanto, para explicarla es necesario suponer $\beta > 0$ en la medida de confiabilidad planteada por Mancarella, (2022). Ello implica que la planificación incorpora el riesgo de ocurrencia de eventos extremos sobre la confiabilidad, y la aversión a ese riesgo. La medida de riesgo considerada en Mancarella, (2022), introduce un parámetro γ que captura el grado de resiliencia del sistema a esos eventos que el planificador prefiere. Valores de referencia de γ considerados en la literatura son 0,95, Billimoria, (2021) y Mancarella, (2022), y mayores o iguales a 0,95, Boudt, (2021). Estos implican analizar la ocurrencia de esos eventos con probabilidad menor o igual a 5%. La hipótesis sobre los valores de la probabilidad de ocurrencia de los eventos de mayor costo económico del racionamiento que justifican la inversión de la unidad de generación marginal del sistema planificado es que son similares a los valores de referencia de la literatura.

El beneficio de la unidad mencionada se valora a través del costo de confiabilidad evitado por su incorporación al sistema. Este tiene dos componentes, el costo económico del racionamiento esperado evitado, y, el producto entre el riesgo del costo económico del racionamiento por la ocurrencia de eventos extremos evitado y la aversión a ese riesgo. El costo de incorporar la unidad es el incremento de los costos variables y fijos esperados del sistema ocasionados por esa incorporación. La hipótesis sobre la participación del segundo componente del beneficio en el costo de incorporar la unidad es que supera ampliamente el 50%, debido a que la reducción del riesgo se considera que es su principal beneficio en el sistema.

4. Estrategia empírica

4.1. Definición

Se sigue una estrategia en dos etapas. En la primera se estima el nivel de capacidad óptimo de la central marginal del modelo de Joskow y Tirole, (2007). En la segunda se estiman valores de γ compatibles con posibles valores de β, que justifican la inversión de la unidad de generación marginal del sistema uruguayo planificado. Estos valores permiten cuantificar probabilidades de ocurrencia de eventos poco probables y de alto impacto sobre la confiabilidad del sistema que justifican esa inversión, y la valoración económica de la cobertura contra el riesgo de ocurrencia de esos eventos.

En la primera etapa se asume $\beta = 0$ para estimar el nivel de capacidad óptimo de la central marginal del modelo de Joskow y Tirole, (2007), $K^*_{\beta=0}\left(c^*_{\beta=0}\right)$, del sistema eléctrico uruguayo. Este se calcula asumiendo dado el valor de $K(.)$ del sistema con c menor que $c^*_{\beta=0}$, $\overline{K}\left(c < c^*_{\beta=0}\right)$. El $K(c)$ del sistema, luego de esta primera etapa, se puede expresar simplificadamente de la siguiente forma.

$$K(c) = \begin{cases} \overline{K} \quad si\ c < c^*_{\beta=0} \\ K^*_{\beta=0}\ si\ c = c^*_{\beta=0} \\ 0 \quad si\ c > c^*_{\beta=0} \end{cases}$$

En la segunda etapa se asume un planificador que valora la resiliencia del sistema eléctrico uruguayo a la ocurrencia de eventos poco probables y de alto impacto sobre su costo de confiabilidad. El $K(c)$ del sistema de esta segunda etapa, se puede expresar simplificadamente de la siguiente forma.

$$K(c) = \begin{cases} \overline{K}\ si\ c < c^*_{\beta=0} \\ K^*_{\beta=0}\ si\ c = c^*_{\beta=0} \\ K^*_{\beta>0}\ si\ c > c^*_{\beta=0} \end{cases}$$

Dado el sistema eléctrico uruguayo planificado, se estiman valores de γ compatibles con posibles valores de β que justifican la inversión de su unidad de generación marginal.

4.2. Metodología

Se define el período 2021 – 2026 como horizonte de análisis. Se consideran los valores de la demanda y de la capacidad de generación en ese período previstos en el 2021, debido a la disponibilidad de información completa en ese año sobre otras variables relevantes. Se asume que los valores expresados en unidades monetarias se mantienen en dólares estadounidenses constantes del 2021. Este se inicia en condiciones hidrológicas neutras.[14] Se consideran a las exportaciones de excedentes de energía eléctrica como únicos intercambios internacionales. Esto implica que no se considera a la importación de energía eléctrica como una generación adicional que puede contribuir a reducir el costo de confiabilidad del sistema. Se trabaja con variables expresadas en términos discretos.

[14] Los valores de las alturas iniciales de las centrales hidroeléctricas con embalse se determinaron iniciando la optimización del sistema a partir del 1/1/2020, para que las condiciones iniciales al 1/1/2021 sean neutras.

Se asume una demanda no aleatoria, perfectamente inelástica al precio en tiempo real, y con el perfil horario del año 2019.[15] Siguiendo a Ambec y Crampes, (2018), se asume que los consumidores sensibles e insensibles se distinguen según la capacidad de ser racionados por el operador del sistema, los primeros no lo son ($\hat{\alpha}(v) = 1$) y los segundos sí ($\alpha(v) < 1$ para algún v).[16]

La fuente de incertidumbre exógena del análisis proviene de la oferta de energía eléctrica, no del lado de la demanda. Se representa la aleatoriedad de la cantidad de energía eléctrica ofrecida anual a través de un factor de producción anual que depende de v ($fp(v)$). Sea $H_{año}$ la cantidad de horas del año, se definen las cantidades de energía eléctrica demandada y producida en el año $\left(\widehat{D} + \widetilde{D}\right)$ y $K(c)\, H_{año}\, fp(v)$ respectivamente. Se expresa $p(v)$ de la siguiente forma.

$$p(v) = \begin{cases} c(v)\ si\ \widehat{D} + \widetilde{D} \leq K(c)\, H_{año}\, fp(v) \\ Voll\ si\ \widehat{D} + \widetilde{D} > K(c)\, H_{año}\, fp(v) \end{cases} \qquad 0 \leq fp(v) \leq 1$$

Definido $p(v)$, se redefine el valor esperado del excedente del productor de la ecuación (8), $E[max\{(p(v) - c), 0\}]$, en términos anuales, $EP(c)$.

$EP(c) = \sum_{hora=1}^{H_{año}} E[max\{(p(v) - c), 0\}\, Q(v)]_{hora}$ (ec. 16)

Para aproximar la representación de $I(c)$ a los hechos estilizados se incorpora un factor de escala a la función y se asume que esta depende del tipo de central j.

$I(c, K)_j = a_j\, K(c)^{\rho_j}$ (ec. 17)

$I(c, K)_j =$ costo fijo anual de $K(c)$ del tipo de central j

[15] SYSTEP, (2014), estimó la elasticidad precio de corto plazo de la demanda de energía eléctrica de los sectores residencial y servicios en Uruguay. Los intervalos con un 95% de confianza, en valor absoluto, son $[0{,}0861; 0{,}148]$ y $[0{,}151; 0{,}309]$ para los sectores servicios y residencial respectivamente.

[16] Ambec y Crampes, (2018), señalan que los consumidores sensibles, en períodos de escasez de energía eléctrica, se racionan reaccionando a un precio del mercado alto en términos relativos y/o recurren a fuentes alternativas de energía, y que los insensibles plantean un problema al operador del sistema por desconocer la escasez reflejada en el precio en tiempo real, y por ende el operador requiere disponer de una forma de medir el costo del racionamiento.

a_j = constante del tipo de central j[17]

ρ_j = factor de escala del tipo de central j[18]

Para determinar el despacho eficiente del sistema de generación de energía eléctrica uruguayo se utiliza la plataforma denominada Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica (SimSEE).[19] Esta determina la política de operación óptima, minimizando el costo futuro de operación del sistema en un período de tiempo definido, dadas la demanda total, las capacidades de las centrales y sus restricciones técnicas y costos variables. Los costos fijos de las centrales se consideran como costos hundidos en la optimización. Se utilizan períodos de simulación diarios.[20]

Los sistemas eléctricos modelados por esta plataforma tienen procesos estocásticos que hacen que el resultado de la simulación sea un proceso estocástico. La aleatoriedad analizada está representada por los aportes hidráulicos a las represas, el estado de rotura y reparación de las centrales, y la disponibilidad de los recursos eólico y solar con respecto a la demanda.[21] Los estados ν analizados están conformados por 1.000 eventos equiprobables.

La plataforma representa la energía eléctrica no suministrada a través de la generación de centrales ficticias denominadas unidades de falla. Estas producen energía de falla, de forma tal que la demanda del sistema siempre sea igual a la generación de energía eléctrica del sistema, más las importaciones,

[17] Ver Anexo B para mayor detalle del cálculo de a_j.
[18] Un factor de escala menor que uno indica que existen economías de escala en la inversión.
[19] Conjunto de herramientas y modelos que construyen un simulador para cada caso de estudio. Fue desarrollada en el Instituto de Ingeniería Eléctrica (IEE) de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República.
[20] Los días se subdividen en conjuntos de 1 hora, 4 horas, 13 horas y 6 horas. Las horas son ordenadas de mayor a menor demanda neta. Esta es la diferencia entre la demanda total y la generación de energía eléctrica de origen renovable no gestionable. Esta subdivisión es la utilizada en las simulaciones de paso diario realizadas para elaborar las Programaciones Estacionales de la ADME en el 2021.
[21] La plataforma permite representar otras aleatoriedades útiles para la operación del sistema en el corto plazo, las cuales no fueron consideradas porque el análisis se focaliza en la planificación. Los aportes hidráulicos a las represas fueron modelados considerando los aportes históricos de los últimos 110 años en las cuencas de las centrales hidroeléctricas del Río Negro y del Río Uruguay.

menos las exportaciones, más la energía de falla, en cada intervalo de tiempo simulado. El cumplimiento de este balance energético asegura el cumplimiento de la restricción del problema de optimización del modelo de Joskow y Tirole, (2007).

El racionamiento de la demanda de energía eléctrica del sistema uruguayo se representa a través de cuatro unidades de falla. Cada unidad de falla se modela con un costo fijo nulo y con un costo variable igual al $Voll$ de la energía de falla asociada a la unidad. El máximo de energía de falla que cada unidad representa en cada período está modelado a través de un porcentaje de energía de falla con respecto a la demanda total (profundidad de la falla).[22]

La política de operación óptima del SimSEE, en cada período de simulación, da como resultado $c(v)$ cuando la cantidad demandada es menor o igual a la producida, y $Voll$ cuando la cantidad demandada es mayor a la producida.

La primera etapa se basa en el año 2021 porque el objetivo es mostrar que el sistema de generación de energía eléctrica uruguayo planificado no se explica totalmente si la planificación fuera neutral al riesgo de confiabilidad. Este objetivo se puede alcanzar simplificando el análisis al año inicial del período considerado. Dadas la demanda y la capacidad de menor costo variable que $c^*_{\beta=0}$ en 2021, se determina $K^*_{\beta=0}$ cuando se cumple que la política de operación óptima del SimSEE verifica que $EP\left(K^*_{\beta=0}\right) = I\left(K^*_{\beta=0}\right)$ en ese año. Debido a que $K(c)$ se considera una variable discreta, $K^*_{\beta=0}$ se calcula variando en 1 MW el valor de $K(.)$ de la central marginal candidata. Se alcanza $K^*_{\beta=0}$ cuando la diferencia entre $I(c)$ y $EP(c)$ cambia de signo, determinando el valor de $K(.)$ que corresponda a la diferencia más próxima a cero.

[22] Sea $x =$ profundidad de la falla tal que $x = \left(1 - \alpha(v)\right)\frac{\tilde{D}(\vec{p})}{\left(\tilde{D}(\vec{p}) + \hat{D}(p(v))\right)}$.

La segunda etapa se basa en la decisión de inversión de la unidad de generación marginal del sistema uruguayo planificado en el período 2021 – 2026. Este horizonte temporal se considera más adecuado para estudiar esa decisión que elegir un año particular, porque sus beneficios son sensibles a la previsión de la demanda y de la capacidad de generación en el mediano plazo. Se considera una tasa de descuento social real anual en dólares estadounidenses sin impuestos para actualizar los valores.

Se estiman valores de γ compatibles con valores de $0 < \beta < 1$ que justifican la incorporación de la unidad marginal del sistema en el período referido. Si bien en teoría β puede ser igual a 1, debido a que se trabaja con valores discretos, se considera como máximo valor de β el máximo valor inferior a 1. La fórmula de cálculo de β se deduce de la ecuación (15), planteando el problema del planificador como un análisis costo – beneficio de la unidad marginal del sistema. Definiendo Δ como la variación discreta de los beneficios y costos anuales de incorporar la unidad marginal del sistema, el valor de β que iguala los beneficios y costos se expresa a través de la ecuación (18) ($\Delta\, Medida_{C_{conf}} = -\Delta \sum \mathrm{I} - \Delta\, E[\sum c\, Q(v)]$).[23]

$$\beta = \frac{-\Delta \sum \mathrm{I} - \Delta\, E[\sum c\, Q(v)] - \Delta\, E\left[C_{conf}(v)\right]}{\Delta\left[CVaR_{\gamma}\left(C_{conf}(v)\right) - E\left(C_{conf}(v)\right)\right]} \quad \text{(ec. 18)}$$

Cada valor de β es calculado considerando los valores presentes de los componentes de la ecuación (18). Para cada valor de β, tal que $0 < \beta < 1$, existe un valor de γ, y por ende de $1 - \gamma$. Este último es la probabilidad de ocurrencia de los eventos de mayor costo económico del racionamiento que justifica la incorporación de la unidad marginal del sistema.

La participación del beneficio asociado a la reducción del riesgo del costo económico del racionamiento por la ocurrencia de los eventos mencionados en el costo total de incorporar la unidad marginal del sistema se calcula dividiendo $\beta\, \Delta\left[CVaR_{\gamma}\left(C_{conf}(v)\right) - E\left(C_{conf}(v)\right)\right]$ entre $-\Delta \sum \mathrm{I} -$

[23] Los beneficios anuales son las reducciones anuales del costo de confiabilidad esperado y del riesgo de confiabilidad ponderado por β. Los costos anuales son los aumentos anuales de los costos variables esperados y costos fijos del sistema.

$\Delta\, E[\sum c\; Q(v)]$. Para las distintas combinaciones de valores de β y γ calculados con la ecuación (18), existe un único valor de esa participación.

Debido a que las decisiones de inversión en capacidad de generación son de naturaleza discreta, los valores calculados con la ecuación (18) permiten estimar valores de γ consistentes con mínimos valores de β que justifican la inversión analizada. Esta se justifica aún si los beneficios superan a los costos ($\left|\Delta\, Medida_{C_{conf}}\right| > |-\Delta \sum \mathrm{I} - \Delta\, E[\sum c\; Q(v)]|$).[24] Para que la unidad evaluada sea la marginal del sistema planificado en esa situación, la diferencia entre beneficios y costos no debe ser lo suficientemente grande para justificar la incorporación de una unidad adicional. Por ende, se estiman valores de γ consistentes con máximos valores de β que justifican la inversión de la unidad marginal. Estos se calculan considerando los beneficios y costos de incorporar al sistema una unidad adicional a la marginal en la ecuación (18).

Finalmente, se estiman valores de γ consistentes con intervalos de valores de beta que justifican la inversión de la unidad marginal del sistema planificado.

4.3. Datos

Las características técnicas y los valores de los costos variables de las centrales de generación, y los valores anuales de la demanda y de la capacidad previstos en el período 2021 - 2026 del sistema eléctrico uruguayo, se obtienen de los informes publicados por la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) en el año 2021.[25] En los Cuadros N° 1, N° 2 y N° 3 se explicitan la oferta del sistema eléctrico uruguayo simulado en 2021, la evolución prevista de la demanda interna en el período 2021 – 2026 y la previsión en el 2021 de la capacidad adicional a partir de 2022, respectivamente.

[24] Este aspecto tiene una incidencia mayor en sistemas con una escala reducida en relación con la capacidad de la unidad analizada, como el uruguayo.
[25] Los costos variables son los informados en la Reprogramación Estacional Junio – Octubre 2021.

Cuadro N° 1: Fuentes y centrales del sistema eléctrico uruguayo simulado en 2021

Fuente/Central	$K_{máx}$ **(MW)**	**Costo variable para el despacho (USD/MWh)**	**Años de comienzo de operación**
Eólica	1.477	0	2007 - 2017
Solar fotovoltaica	229	0	2013 - 2019
Biomasa	140	0	2007 - 2015
Central hidroeléctrica Baygorria (sin embalse)	108	0	1960
Central hidroeléctrica Bonete (con embalse)	152	Depende de la disponibilidad de agua en v	1945 - 1948
Central hidroeléctrica Palmar (con embalse)	333	Depende de la disponibilidad de agua en v	1981 - 1982
Central hidroeléctrica Salto Grande (con embalse)	945	Depende de la disponibilidad de agua en v	1979 - 1983
Mot	70	118,7	2009
CC	532	124,3	2017 – 2018 - 2019
TC_PTI16	300	169,5	2006 - 2008
TC_PTI78	50	179,1	2015
TC_CTR	212	211,2	1991- 1992

Nota. Las centrales térmicas en base a biomasa se modelan como un único actor Generador térmico básico, con 14 unidades disponibles de 10 MW, un factor de disponibilidad de 85%, y costo variable para el despacho nulo. Las centrales térmicas fósiles son las siguientes: Mot, 7 motores de 10 MW cada uno, CC, un ciclo combinado conformado por dos turbinas a combustión de 175,7 MW cada una y una turbina a vapor de 180,6 MW, TC_PTI16, 6 turbinas a combustión de 50 MW cada una, TC_PTI78, 2 turbinas a combustión de 25 MW cada una, y TC_CTR, 2 turbinas a combustión de 106 MW cada una. Mot se modela operando con fuel oil y el resto con gas oil. Los costos variables de las centrales térmicas fósiles son los costos variables a plena carga correspondientes al consumo de esos combustibles. El CC, por su escala relativa, es la única central que se modela con un mínimo técnico en cada turbina. Por lo tanto, su costo variable depende de la capacidad utilizada en cada período, la cual depende del estado v. Fuente: ADME, DNE y UTE

Cuadro N° 2: Demanda interna prevista en 2021 - 2026

Año	Nivel de demanda interna prevista (GWh)
2021	11.086
2022	11.331
2023	11.600
2024	11.859
2025	12.107
2026	12.388

Fuente: ADME

Cuadro N° 3: Capacidad adicional prevista a partir de 2022

Fuente	$K_{máx}$ (MW)	Factor de disponibilidad	Costo variable para el despacho (USD/MWh)	Período de operación
Biomasa	180	60%	0	1/10/2022 - 31/12/2022
Biomasa	190	60%	0	1/1/2023 - 31/3/2023
Biomasa	190	70%	0	1/4/2023 - 30/9/2023
Biomasa	220	60%	0	1/10/2023 - 30/9/2024
Biomasa	220	75%	0	1/10/2024 - 30/9/2025
Biomasa	220	80%	0	1/10/2025 - futuro

Fuente: ADME

La unidad marginal del sistema planificado en 2021 – 2026 es una de las dos unidades de 106 MW que conforman la central TC_CTR. Si bien sus períodos de operación y amortización del capital son similares (vida útil considerada de 30 años), el costo fijo anual que se calcula está asociado a la inversión de una unidad nueva porque la decisión se analiza con una perspectiva de largo plazo. La unidad adicional a la marginal es una central de la misma tecnología y costo variable para el despacho que TC_CTR pero con una capacidad de 60 MW. Esta es evaluada por la Dirección Nacional de Energía (DNE) como central térmica candidata en los estudios de expansión de la generación del sistema eléctrico uruguayo.

En el Cuadro N° 4 se muestran los valores utilizados para calcular el costo del racionamiento y el costo fijo anual de las centrales térmicas fósiles del sistema uruguayo. Los valores asociados al primer costo se estiman en el Anexo C.[26] Algunos de los valores vinculados al segundo costo se estiman en el Anexo B, y otros son obtenidos de fuentes de información externas al sector eléctrico uruguayo.

Cuadro N° 4: Costo del racionamiento y costo fijo anual de las centrales térmicas fósiles

Parámetro	**Descripción**	**Valor**
$Voll_1$	Valor de la energía de falla medio de la unidad 1 (USD 2021/MWh)	202
$Voll_2$	Valor de la energía de falla medio de la unidad 2 (USD 2021/MWh)	3.515
$Voll_3$	Valor de la energía de falla medio de la unidad 3 (USD 2021/MWh)	4.321
$Voll_4$	Valor de la energía de falla medio de la unidad 4 (USD 2021/MWh)	6.710
x_1	Profundidad de la falla de la unidad 1 (%)	2
x_2	Profundidad de la falla de la unidad 2 (%)	13,3
x_3	Profundidad de la falla de la unidad 3 (%)	12,8
x_4	Profundidad de la falla de la unidad 4 (%)[27]	71,9
$\rho_{Mot_CC_TC}$	Factor de escala de Mot, CC y TC	0,82
a_{CC}	Componente del costo fijo anual de CC (USD 2021)	424.877
a_{Mot_TC}	Componente del costo fijo anual de Mot y de TC (USD 2021)	226.728
r	Tasa de descuento social real anual sin impuestos en USD[28]	7,5

Fuente: $Voll_1, Voll_2, Voll_3, Voll_4, x_2, x_3$ y x_4 son estimados en el Anexo C, x_1 es el valor aprobado por el Decreto N° 105/013 de 2 de abril de 2013, $\rho_{Mot_CC_TC}$ es el valor considerado en Baumann, (2014), a_{cc} y a_{Mot_TC} son estimados en el Anexo B, y r es el valor explicitado en OPP, (2014)

[26] Los valores vigentes asociados al costo del racionamiento son los aprobados por el Decreto N° 105/013 de 2 de abril de 2013, los cuales se considera que deben ser actualizados para este estudio.

[27] Este valor se calcula de forma que la suma de las profundidades de todas las unidades de falla sea 100% para cumplir con el balance energético en cada período de simulación.

[28] La tasa social de descuento informada por OPP refiere a proyectos de inversión pública en Uruguay y está expresada en pesos constantes. Se asume que se cumplen la condición de la paridad de los tipos de interés en pesos y en dólares estadounidenses, la versión relativa de la paridad de los poderes de compra y expectativas racionales de los agentes. Estos supuestos permiten considerar la tasa real en pesos igual a la tasa real en dólares estadounidenses.

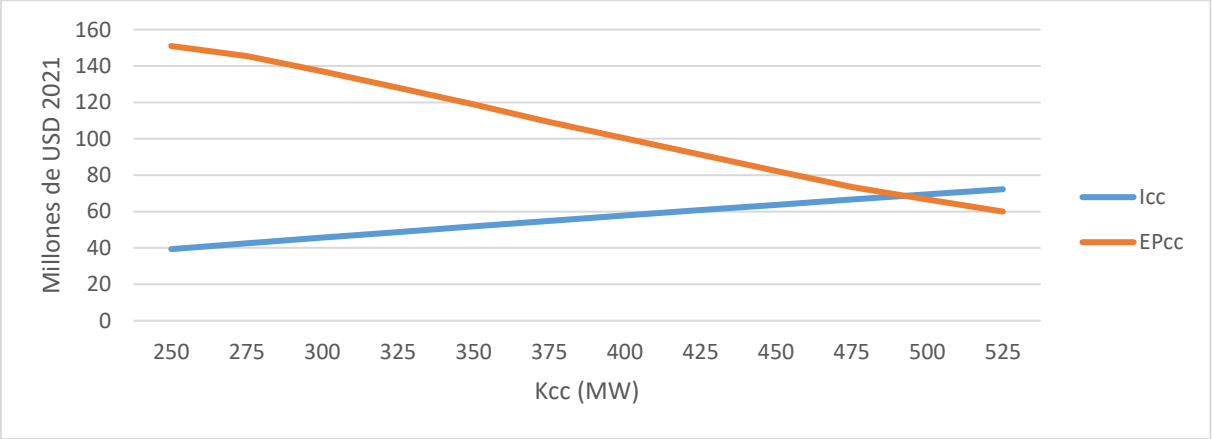
5. Resultados Obtenidos

5.1. Resultados primera etapa

Se asume $\beta = 0$ y se estima el nivel de capacidad óptimo de la central marginal del modelo de Joskow y Tirole, (2007), $K^*_{\beta=0}(c^*_{\beta=0})$, del sistema eléctrico uruguayo en 2021.

Respondiendo la primera pregunta planteada en este trabajo, la central marginal resultante es el CC. En el Gráfico N° 1 se describe la distancia entre los valores esperados del excedente del productor anual del CC (EP_{cc}) y del costo fijo anual del CC (I_{cc}) para los distintos valores del nivel de capacidad de este (K_{cc}). Ambos están expresados en millones de dólares estadounidenses del año 2021, y K_{cc} en MW. $EP(c)$ se iguala a $I(c)$ del CC (punto de intersección de las curvas) en un valor muy próximo a $K_{cc} = 492$ MW. En ese punto se cumple la ecuación (8) del modelo de Joskow y Tirole, (2007), para el CC en el 2021, calculando EP_{cc} e I_{cc} en base a las ecuaciones (16) y (17) respectivamente.

Gráfico N° 1: $EP(c)$ e $I(c)$ del CC (EP_{cc} e I_{cc})



Nota. K_{cc} es el nivel de capacidad del CC expresado en MW, USD son dólares estadounidenses, I_{cc} es el costo fijo anual de K_{cc} y EP_{cc} es el excedente del productor esperado anual de K_{cc}. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la ADME, la DNE y la UTE

El nivel de capacidad óptimo del CC estimado es 492 MW, representa el 92,5% de la capacidad máxima del CC del sistema eléctrico uruguayo. Este resultado respalda la hipótesis de que el nivel de

capacidad óptimo se encuentra más cerca del valor máximo que del 50% de este último. Ese valor es el que da una diferencia entre los valores de $EP(c)$ e $I(c)$ del CC más próxima a cero. Los valores de $I(c)$ y de $EP(c)$ cuando $K^*_{\beta=0} = 492$ MW son los siguientes.

$I\left(c^*_{\beta=0}\right) = 68.497.484$ USD

$EP\left(c^*_{\beta=0}\right) = 68.278.366$ USD

El despacho eficiente del sistema en 2021, asumiendo $\beta = 0$, da como resultado los valores anuales esperados de generación de energía eléctrica mostrados en el Cuadro N° 5.

Cuadro N° 5: Generación de energía eléctrica esperada en 2021 con $\beta = 0$

Descripción	**Generación esperada en 2021 (MWh)**
Centrales de fuente eólica	5.381.610
Centrales de fuente solar fotovoltaica	421.747
Centrales de fuente biomasa	1.047.393
Central hidroeléctrica Baygorria	396.250
Central hidroeléctrica Bonete	618.780
Central hidroeléctrica Palmar	1.404.701
Central hidroeléctrica Salto Grande	3.732.724
Mot	45.510
CC (492 MW)	303.305
Restricciones operativas	-562.672
Total	**12.789.348**

Nota. Las restricciones operativas corresponden a generación potencial no gestionable que debe ser restringida para cumplir con el balance entre las cantidades generadas y demandadas de energía eléctrica en cada período simulado. 1.720.316 MWh corresponde a generación anual esperada de excedentes de energía eléctrica que son exportados.
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la ADME, la DNE y la UTE

El nivel de capacidad del CC de 492 MW se remunera con un factor de producción esperado en 2021 de 7% ($E[fp(v)_{cc}] = 7\%$).[29] Esto significa que el costo fijo anual del CC de aproximadamente 68,5 millones de USD en 2021 es remunerado con una generación de energía eléctrica anual esperada que utiliza el 7% de 492 MW.

Debido a que el CC de 492 MW es la central marginal del sistema según el modelo de Joskow y Tirole, (2007), el equilibrio de este modelo requiere la existencia de un nivel de racionamiento que forme un precio de equilibrio esperado tal que permita remunerar el costo fijo anual de esta central (el precio de equilibrio del modelo es igual a $Voll$ cuando existe exceso de demanda en el sistema). En el Cuadro N° 6 se muestra el valor esperado del racionamiento en 2021, en términos energético y monetario, que forma un precio de equilibrio esperado tal que permite remunerar el costo fijo anual del CC de 492 MW. En el mismo Cuadro se indican también el valor esperado de la demanda abastecida o no racionada y la valoración de esta al precio de equilibrio esperado del modelo de Joskow y Tirole, (2007) en 2021.

Cuadro N° 6: Demandas abastecida y racionada internas esperadas en 2021

Variable	**Valor esperado 2021 (MWh)**	**Valor esperado 2021 (USD)**
Demanda interna abastecida	11.069.033	683.555.177
Demanda interna racionada	16.967	42.030.066
Demanda interna total	**11.086.000**	**725.585.243**

Nota. La demanda interna abastecida es la energía eléctrica suministrada a los consumidores del sistema uruguayo por parte de las centrales de este (consumo de energía eléctrica del sistema uruguayo). La demanda interna racionada es la energía eléctrica no suministrada a los consumidores del sistema uruguayo que estos estaban dispuestos a consumir.
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la ADME, la DNE y la UTE

[29] $0{,}07 = \frac{303.305}{492 * 8.760}$, 8.760 corresponde a la cantidad de horas del 2021.

El racionamiento energético esperado en 2021 representa un 0,15% de la demanda interna total (16.967 con respecto a 11.086.000). En cambio, el costo económico del racionamiento esperado para los consumidores en 2021 representa aproximadamente 6% del valor esperado de la suma del costo económico del racionamiento y del consumo de electricidad valorado al precio de equilibrio del modelo de Joskow y Tirole, (2007), (42.030.066 con respecto a 725.585.243). La diferencia significativa entre el impacto del racionamiento esperado en términos energético y monetario radica en que el precio esperado que paga la demanda interna por una unidad de energía eléctrica es aproximadamente 62 USD/MWh, mientras que el costo económico esperado que representa para ellos una unidad de energía eléctrica no suministrada es aproximadamente 2.477 USD/MWh.

El costo económico unitario esperado del racionamiento es el resultado de cuatro tipos de racionamiento que tienen costos económicos unitarios crecientes. Estos son modelados a través de cuatro unidades de falla del sistema con valores medios crecientes. En el Cuadro N° 7 se señala la estructura del costo económico esperado del racionamiento en 2021 según los cuatro tipos de racionamiento modelados.

Cuadro N° 7: Estructura del costo económico esperado del racionamiento en 2021

Tipo de racionamiento	**Valor esperado 2021 (USD)**	**Energía racionada esperada 2021 (MWh)**	**Valor medio esperado 2021 (USD/MWh)**
Unidad de falla 1	1.459.542	7.225	202
Unidad de falla 2	20.055.873	5.706	3.515
Unidad de falla 3	11.878.005	2.749	4.321
Unidad de falla 4	8.636.645	1.287	6.710
Total	**42.030.066**	**16.967**	**2.477**

Nota. El racionamiento se representa a través de la generación de energía de falla por parte de unidades denominadas unidades de falla. Se modelan 4 unidades de falla que cubren el 100% de la demanda del sistema. La unidad 1 corresponde a racionamiento voluntario y las restantes tres a racionamiento involuntario. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la ADME, la DNE y la UTE

El racionamiento asociado a la unidad de falla 1 es voluntario, mientras que el racionamiento vinculado a las restantes unidades de falla es involuntario. El valor esperado, la energía racionada esperada y el valor medio esperado en 2021 son 40.570.524 USD, 9.742 MWh y 4.165 USD/MWh respectivamente, para el racionamiento involuntario. Este tipo de racionamiento tiene una incidencia de 57,5% en el racionamiento energético esperado y de 96,5% en el costo económico esperado.

El porcentaje esperado de utilización de la capacidad instalada del CC es similar al de Mot (aproximadamente 7%), y como la diferencia entre sus costos variables unitarios no es muy significativa, la remuneración del costo fijo anual de ambas centrales requiere un precio de equilibrio esperado similar. Como estas centrales son las más caras del sistema con $\beta = 0$, el despacho eficiente de este determina que su generación tenga una participación relativa importante en períodos de racionamiento. En estos, el valor de la energía no suministrada forma el precio de equilibrio. En el Cuadro N° 8 se muestra el precio de equilibrio esperado percibido por fuente y central del sistema con $\beta = 0$ en 2021.

Cuadro N° 8: $E[p(v)]$ percibido por fuente/central con $\beta = 0$ en 2021

Fuente/central	$\boldsymbol{E[p(v)]}$ **percibido 2021 (USD/MWh)**
Eólica	44
Solar fotovoltaica	61
Biomasa	61
Hidroeléctrica	41
Mot	367
CC – (492 MW)	362

Nota. El $E[p(v)]$ percibido por fuente o central es el promedio, en los 1.000 eventos aleatorios simulados, del precio en cada período ponderado por la participación de la generación de la fuente o central en el mismo período. En el caso del CC, al precio calculado en base al procedimiento mencionado anteriormente (348 USD/MWh), se adiciona 14 USD/MWh. Esto se debe a que por el modelado del CC con mínimos técnicos, el costo variable marginal que forma el precio en el equilibrio es decreciente con el nivel de capacidad del CC. Por ende, se debe agregar ese valor al precio percibido del CC resultante para remunerar su costo variable medio (136,8 USD/MWh). Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la ADME, la DNE y la UTE

Debido a que el valor esperado del precio percibido por ambas centrales térmicas fósiles es superior al costo económico unitario del racionamiento voluntario (202 USD/MWh, valor de la energía de falla de la unidad 1), se espera que la generación de estas centrales esté presente en períodos con racionamiento voluntario e involuntario, evitando un mayor nivel de estos.

En el óptimo del modelo de Joskow y Tirole, (2007), todas las centrales del sistema remuneran todos sus costos comercializando la energía eléctrica que generan al precio de equilibrio esperado del sistema. Para evaluar si el cumplimiento de la ecuación (8) para $K^*_{\beta=0}$ del sistema eléctrico uruguayo es una buena aproximación del óptimo del modelo referido, en el Cuadro N° 9 se comparan los $EP(c)$ e $I(c)$ de las fuentes y centrales del sistema con $\beta = 0$ en 2021.

Cuadro N° 9: Comparación entre $EP(c)$ e $I(c)$ de las fuentes/centrales con $\beta = 0$ en 2021

Fuente/central	$\boldsymbol{EP(c)}$ **(USD/kW/año)**	$\boldsymbol{I(c)}$ **(USD/KW/año)**	$\boldsymbol{EP(c)}$ **/** $\boldsymbol{I(c)}$ **(%)**
Eólica	159	163	98
Solar fotovoltaica	111	140	80
Biomasa	457	581	79
Hidráulica	162	132	123
Motores	162	150	108
CC (492 MW)	139	139	100

Nota. Se considera un factor de escala igual a uno para calcular el $I(c)$ de las fuentes eólica, solar fotovoltaica y térmica en base a biomasa. El valor de $I(c)$ de la solar fotovoltaica corresponde a la tecnología con "tracking", la cual tiene un costo de inversión unitario superior al de la tecnología con eje fijo que predomina en el sistema uruguayo. La mayor parte de las centrales en base a biomasa en el sistema uruguayo tienen otras fuentes de ingresos complementarias a la comercialización de energía eléctrica. Estas consideraciones hacen que sea razonable que los porcentajes de la última columna del cuadro para estas fuentes sean inferiores a 100%. El $I(c)$ de las centrales hidroeléctricas corresponde al costo del capital anual de extensión de su vida útil por 30 años adicionales, en las mismas condiciones que las actuales, y con el mismo costo anual de operación y mantenimiento. La extensión de la vida útil de estas centrales es una alternativa de inversión frecuente debido a que la infraestructura civil tiene una vida útil que supera largamente la del equipamiento electromecánico de estas. Se asume que el costo de extensión de la vida útil representa el 60% del costo de inversión de la central nueva, en base a Goldberg y Lier, (2011). Se considera el valor de inversión de la central nueva estimado por US EIA, (2022), referido a una central hidroeléctrica convencional de 100 MW. Se considera un factor de escala igual a 0,6 en base a Goldberg y Lier, (2011), y el costo de operación y mantenimiento fijo de US EIA, (2022). El costo de operación y mantenimiento variable considerado por US EIA, (2022), es asignado a las centrales en base a su generación anual esperada. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Goldberg y Lier, (2011), US EIA, (2022), la ADME, la DNE y la UTE

El rango de variación del cociente entre $EP(c)$ e $I(c)$ a nivel de fuentes de generación es $[79\% , 123\%]$, y su valor promedio ponderado por el nivel de capacidad es 106%. Estas medidas, las observaciones realizadas para algunas fuentes, y teniendo en cuenta que se están utilizando referencias internacionales, permiten considerar al resultado obtenido como una buena aproximación del óptimo del modelo de Joskow y Tirole, (2007). Se puede concluir que este modelo explica el 87% del nivel de capacidad del sistema observado en 2021 (3.946 MW con respecto a 4.548 MW), y aproximadamente la mitad del nivel de capacidad de las centrales térmicas fósiles (562 MW con respecto a 1.164 MW).

En el marco del modelo de Joskow y Tirole, (2007), el racionamiento corresponde a la demanda de energía eléctrica de los consumidores insensibles. Siguiendo a Ambec y Crampes, (2018), estos se asocian a los hogares y las pequeñas empresas. Estas últimas, en base a datos del INE, (2023), son representadas en este estudio a través de las empresas del sector servicios, por ser el sector en el que predominan las empresas de menor tamaño relativo del país.[30] Realizando estas consideraciones, en el Anexo C se cuantifica que la demanda anual de los consumidores insensibles es aproximadamente el 73,1% de la demanda anual total, y en base a ello se estima el valor de la energía no suministrada asociada a los distintos tipos de racionamiento modelados en el presente trabajo. En el Cuadro N° 10 se explicitan los valores estimados en 2021 de las variables más relevantes del modelo de Joskow y Tirole, (2007), relacionadas con los consumidores insensibles y con la oferta del sistema.

[30] Se excluyen ciertas actividades del sector servicios consideradas esenciales. Ver Anexo C por mayor detalle.

Cuadro N° 10: Estimaciones de variables del modelo de Joskow y Tirole, (2007), en 2021

Variable	Descripción	Valor
$\widetilde{D}$	Demanda de los consumidores insensibles en 2021 (GWh)	8.099
$E[\alpha(v)]$	Porcentaje de demanda no racionada de los consumidores insensibles esperado óptimo en 2021 (%)	99,79
$E[D(v)]$	Consumo de los consumidores insensibles esperado óptimo en 2021 (GWh)	8.082
$E[C_{conf}(v)]$	Costo de confiabilidad (pérdida de bienestar) esperado óptimo en 2021 (MM USD)	42
$E[S(v, \bar{p}, \alpha(v))]$	Excedente bruto o bienestar de los consumidores insensibles esperado óptimo en 2021 (MM USD)	44.757
$K(c)$	Nivel de capacidad del sistema óptimo en 2021 (MW)	3.946
$E\left[\int_o^{\infty} u(c,v)\, dK(c)\right]$	Generación de energía eléctrica esperada óptima en 2021 (GWh)	12.789
$E\left[\int_0^{\infty} c\, u(c,v)\, dK(c)\right]$	Costo variable total esperado óptimo en 2021 (MM USD)	47
$\int_0^{\infty} I(c)\, dK(c)$	Costo fijo total óptimo en 2021 (MM USD)	654

Nota. El modelo de Joskow y Tirole, (2007), se basa en la planificación del sistema eléctrico con neutralidad al riesgo de confiabilidad. MM significa millones. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la ADME, la DNE y la UTE

5.2. Resultados segunda etapa

Si bien el modelo de Joskow y Tirole, (2007), explica gran parte del nivel de capacidad del sistema eléctrico uruguayo observado en 2021, no logra explicar casi la mitad del nivel de capacidad térmico fósil del mismo (602 MW de 1.164 MW). Esto implica que para explicar ese nivel de capacidad térmico fósil se requiere suponer $\beta > 0$ en la medida de confiabilidad planteada por Mancarella,

(2022), de forma que el riesgo del costo de confiabilidad sea una variable relevante para la planificación del sistema. En el Cuadro N° 11 se describe la variabilidad del costo de confiabilidad óptimo cuando se asume $\beta = 0$ en el año 2021.

Cuadro N° 11: Medidas estadísticas de C_{conf} cuando $\beta = 0$ en 2021

Medida estadística	**Valor en 2021 (USD)**
Mínimo	19.543
Máximo	2.219.898.749
$C_{conf_{0,25}}$	525.826
$C_{conf_{0,5}}$	1.224.191
$C_{conf_{0,75}}$	3.637.632
$C_{conf_{0,928}}$	40.389.153
$C_{conf_{0,929}}$	42.329.259
$C_{conf_{0,95}}$	129.963.287
$C_{conf_{0,975}}$	456.275.155
$C_{conf_{0,99}}$	1.506.828.846
$\boldsymbol{E[C_{conf}]}$	**42.030.066**

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la ADME, la DNE y la UTE

Los valores de las medidas de la distribución explicitados en el Cuadro N° 11 señalan que el 75% inferior de los valores del costo de confiabilidad son menores al 10% del valor esperado. Solamente el 7,1% de los valores más altos de la distribución superan al valor esperado, y el valor máximo es casi 53 veces mayor. En particular, el 5%, el 2,5% y el 1% de los valores más altos superan al valor esperado por más de 3, 10 y 35 veces su valor respectivamente. Esto muestra que la distribución es muy asimétrica hacia valores muy elevados, reflejando la existencia de eventos poco probables y de alto impacto sobre el costo de confiabilidad del sistema con neutralidad al riesgo de confiabilidad. La

preocupación sobre estos eventos motiva la utilización del $CVaR_\gamma$ como medida del efecto esperado de estos. En el Cuadro N° 12 se calcula esta medida para los valores de γ considerados en la literatura.

Cuadro N° 12: Efecto esperado sobre C_{conf} de eventos extremos cuando $\beta = 0$ en 2021

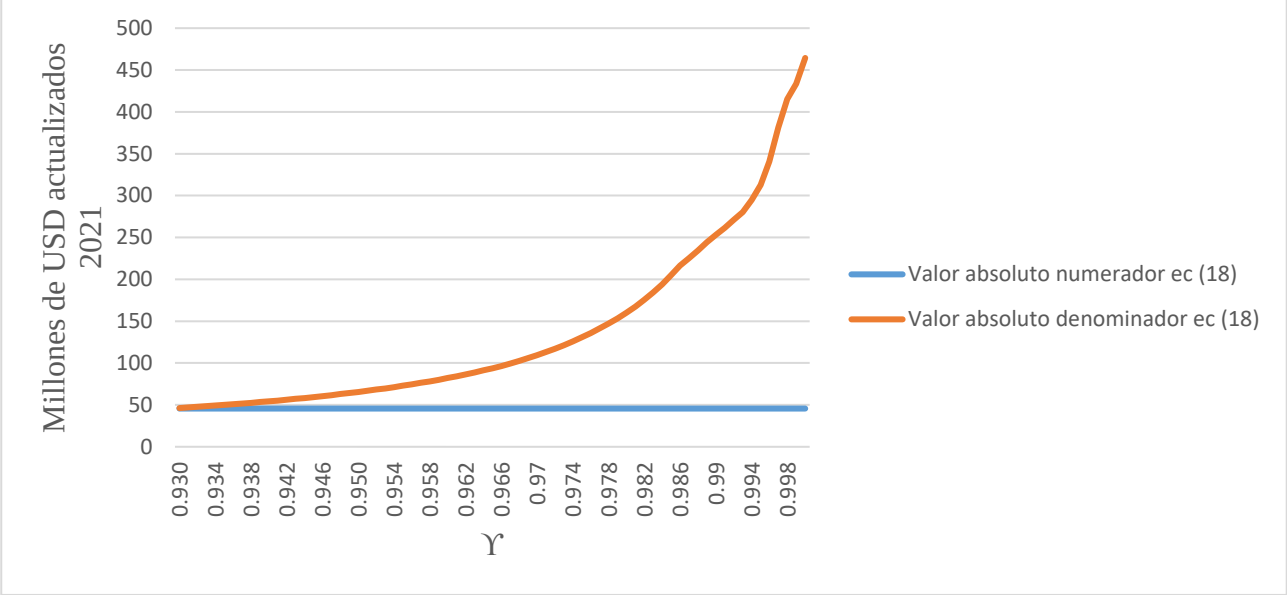
Efecto esperado sobre C_{conf} de eventos extremos	**Valor en 2021 (USD)**
$CVaR_{0,95}$	759.027.837
$CVaR_{0,975}$	1.268.982.561
$CVaR_{0,99}$	1.818.899.116

Nota. El $CVaR_\gamma\left(C_{conf}(v)\right)$ mide el costo económico del racionamiento esperado en los eventos de mayor costo con probabilidad menor o igual a $(1-\gamma)$. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la ADME, la DNE y la UTE

Los valores del Cuadro N° 12 muestran que el $CVaR_\gamma$ es creciente con respecto a γ. A mayor valor de este parámetro, el impacto esperado de los eventos menos probables es mayor. La reducción de ese impacto es uno de los beneficios que una planificación con $\beta > 0$ considera. Ese beneficio contribuye, en cierta medida, a justificar la capacidad térmica fósil de mayor costo variable unitario que el CC en el sistema eléctrico uruguayo. En el caso de la unidad de generación marginal del sistema uruguayo planificado, ese beneficio adquiere la mayor relevancia.

A través de la ecuación (18) se estiman valores de γ compatibles con valores de $0 < \beta < 1$ que igualan los beneficios y los costos actualizados al año 2021 de incorporar la unidad marginal del sistema planificado en 2021 – 2026. En el Gráfico N° 2 se indican los valores absolutos actualizados al año 2021 del numerador y del denominador de la ecuación (18) con respecto a γ. El numerador es independiente del valor de γ porque es el incremento del costo neto del beneficio esperado por incorporar la unidad. El denominador depende positivamente de γ porque considera la reducción del $CVaR_\gamma$ como beneficio por incorporar la unidad.

Gráfico N° 2: Valores absolutos del numerador y del denominador de la ecuación (18)



Nota. La ecuación (18) calcula el valor de β que iguala el costo y el beneficio de incorporar una unidad de generación al sistema. El numerador de la ecuación es el incremento del costo neto del beneficio esperado y el denominador es la reducción del riesgo del costo económico del racionamiento por la ocurrencia de los eventos de mayor costo con probabilidad menor o igual a $(1-\gamma)$. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la ADME, la DNE y la UTE

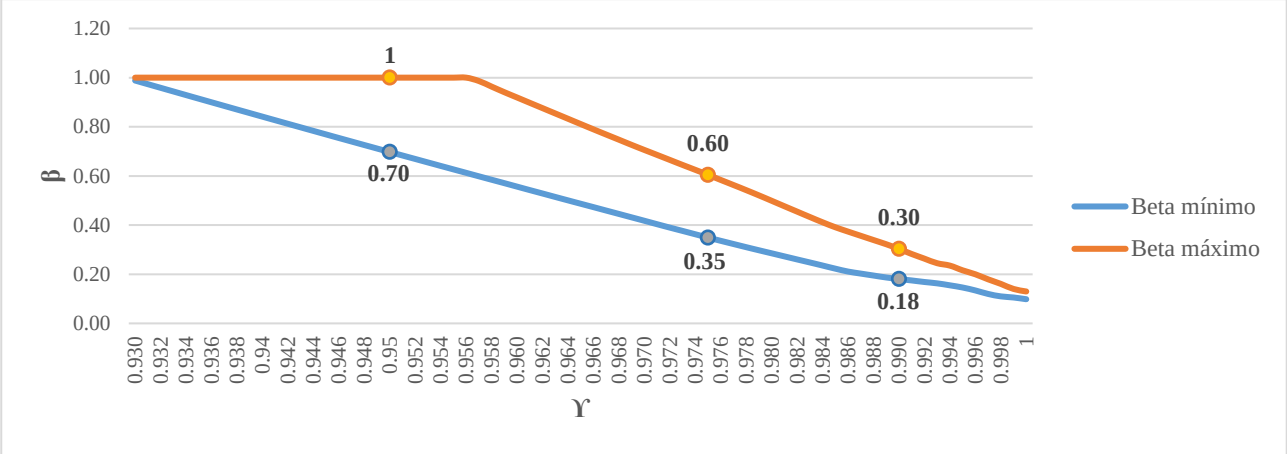
El Gráfico N° 2 permite visualizar que el rango de valores de γ que iguala el costo y el beneficio actualizados de incorporar la unidad marginal del sistema planificado, para los posibles valores de β, es $[0{,}93; 1]$. Esto significa que el costo y el beneficio de incorporar esa unidad se igualan si se consideran los eventos de mayor costo económico del racionamiento con probabilidad de ocurrencia menor o igual a 7%.

Debido a que las unidades de generación incorporadas al sistema son de capacidad discreta, los posibles valores de β asociados con valores de γ mayores o iguales que 0,93 son valores mínimos de ese parámetro. Para calcular los valores máximos de este se repite el análisis realizado con la unidad marginal, considerando la incorporación de una unidad adicional a esta, de igual costo variable unitario y con una capacidad de 60 MW. Los beneficios y costos de incorporarla al sistema se igualan, para los posibles valores de β, cuando el rango de valores de γ es $[0{,}957; 1]$. Para estos valores de γ,

los posibles valores de β mencionados previamente son los valores máximos de ese parámetro que justifican la unidad marginal del sistema planificado.

En el Gráfico N° 3 se explicitan los posibles valores mínimos y máximos de β asociados a los rangos de γ calculados en cada caso (unidad marginal y unidad adicional a la marginal).

Gráfico N° 3: Rangos de valores de γ y de β que justifican a la unidad marginal



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la ADME, la DNE y la UTE

El rango de valores de γ analizado en la literatura que asume aversión al riesgo en las decisiones de inversión del sistema eléctrico se encuentra entre 0,95 y 0,99. Este rango está comprendido en el intervalo de valores de γ representado en el Gráfico N° 3. Se indican en el gráfico los valores mínimos y máximos de β asociados a los valores extremos y medio del rango de valores de γ analizado en la literatura (0,95, 0,975 y 0,99).

Respondiendo la pregunta dos de este proyecto, la unidad marginal del sistema planificado se fundamenta por una planificación con $\beta > 0$, y valores de γ mayores o iguales a 0,93. Esto implica que la incorporación de la unidad marginal al sistema genera un beneficio mayor o igual a su costo cuando la probabilidad de ocurrencia de los eventos de mayor costo económico del racionamiento es menor

o igual a 7%. Este resultado permite confirmar la hipótesis planteada en este proyecto de investigación, en la medida que los valores de la referida probabilidad son similares a los valores de referencia de la literatura, menores o iguales al 5%.

Si se considera a la importación de energía eléctrica como una generación adicional que puede contribuir a reducir el riesgo del costo de confiabilidad del sistema, en la medida que no fue considerada en este análisis, los beneficios de la unidad marginal del sistema serían menores, y por ende su justificación requeriría mayores valores de γ y/o de β. Las importaciones no se consideraron porque su disponibilidad en los eventos extremos del sistema depende de si estos están relacionados o no con eventos extremos en los sistemas de los países vecinos. Por ende, su consideración implica analizar una fuente de riesgo adicional, la cual está fuera del alcance de este estudio.[31]

El costo más relevante del análisis costo – beneficio de la unidad marginal del sistema es su costo fijo actualizado promedio anual, el cual explica aproximadamente el 99% de su costo total actualizado promedio anual.[32] Al interior del costo fijo actualizado promedio anual, el componente más importante es la remuneración del capital actualizada promedio anual, la cual tiene una ponderación de aproximadamente 91%.[33] La inversión de la unidad marginal del sistema planificado se justifica como una forma de cobertura contra el riesgo de ocurrencia de eventos poco probables y de alto impacto sobre el costo de confiabilidad. Por lo tanto, su costo total está fundamentado principalmente por la valoración económica de ese riesgo evitado. La incidencia de esta valoración en el costo total de incorporar esa unidad se calcula dividiendo la reducción del segundo componente de la ecuación (12)

[31] Si los eventos extremos del sistema uruguayo están asociados a factores climáticos, pueden estar relacionados con eventos extremos en los sistemas de los países vecinos, pero si están asociados a una indisponibilidad de capacidad de generación importante del sistema por la rotura de una o más centrales, no.
[32] El 1% es explicado por el incremento del costo variable esperado del sistema actualizado promedio anual.
[33] El 9% restante corresponde al costo de operación y mantenimiento fijo de la unidad de generación actualizado promedio anual.

entre el incremento del costo total del sistema por incorporar la unidad. Cuando el costo y el beneficio de incorporar la unidad son iguales, la incidencia calculada coincide con la participación de la valoración económica del riesgo evitado en el beneficio total de incorporar la unidad.

Debido a que el segundo componente de la ecuación (12) depende del valor de β y el costo de incorporar la unidad no, se calcula la incidencia mínima de la valoración en el costo total considerando los valores mínimos de beta estimados previamente. La respuesta a la tercera pregunta planteada en este trabajo es que la valoración económica del riesgo evitado por incorporar la unidad de mayor costo variable unitario es mayor o igual al 92,7% de su costo total. Por lo tanto, la valoración económica de los efectos esperados es menor o igual a 7,3%. La estimación obtenida respalda la hipótesis señalada previamente dado que la valoración económica del riesgo evitado supera ampliamente el 50% del costo total de incorporar la unidad.

Se realiza un estudio de sensibilidad de las variables más relevantes del análisis costo beneficio evaluado. Por el lado de los costos, del costo fijo anual ($I(c)$), y por el lado de los beneficios, del valor de la energía no suministrada ($Voll$). El valor de cada variable se sensibiliza 10% con respecto al valor considerado previamente, tanto al alza como a la baja, ceteris paribus.[34] En el caso de un incremento del 10% del costo fijo anual, la unidad marginal se justifica, cuando se considera una probabilidad de ocurrencia de los eventos extremos menor o igual a 6,4% ($\gamma \geq 0{,}936$). Esta cambia a 7,8% ($\gamma \geq 0{,}922$) cuando el costo fijo anual se reduce 10%. Con respecto al valor de la energía no suministrada, lo anterior ocurre cuando se considera una probabilidad de ocurrencia de los eventos extremos menor o igual a 8,7% cuando aumenta 10% ($\gamma \geq 0{,}913$), y a 5,5% cuando baja 10% ($\gamma \geq 0{,}945$). La sensibilidad de las variables relevantes, en el rango de variación considerado, continúa justificando

[34] En el caso del valor de la energía no suministrada se aplica el mismo porcentaje a los cuatro valores considerados en el análisis.

la incorporación de la unidad marginal cuando la probabilidad de ocurrencia de eventos extremos es menor al 10%, y el rango de valores de γ analizado en la literatura sigue estando comprendido.

5.3. Comparación de los resultados de ambas etapas

La planificación con $\beta > 0$ y altos valores de γ tiene incidencia en el nivel y en la estructura de variables relevantes del sistema, así como también en distintos actores de este. En el Cuadro N° 13 se muestra esa incidencia sobre los valores esperados de variables relevantes del modelo de Joskow y Tirole, (2007), en el año 2021.

Cuadro N° 13: Variables del modelo de Joskow y Tirole, (2007), en 2021

Variable	Unidad	1ª etapa	2ª etapa	Variación 2ª c/r 1ª etapas
$\widetilde{D}$	GWh	8.099	8.099	0
$E[\alpha(v)]$	%	99,79	99,99	0,2
$E[D(v)]$	GWh	8.082	8.098	16
$E\left[C_{conf}(v)\right]$	MM USD 2021	42	0,220	-42
$E\left[S\left(\bar{p}, v, \alpha(v)\right)\right]$	MM USD 2021	44.757	44.799	42
$K(c)$	MW	3.946	4.548	602
$E\left[\int_o^{\infty} u(c,v)\, dK(c)\right]$	GWh	12.789	12.839	50
$E\left[\int_0^{\infty} c\, u(c,v)\, dK(c)\right]$	MM USD 2021	47	52	5
$\int_0^{\infty} I(c)\, dK(c)$	MM USD 2021	654	719	65

Nota. Las primera y segunda etapas corresponden a la planificación del sistema con neutralidad y aversión al riesgo de confiabilidad respectivamente ($\beta = 0$ y $\beta > 0$ respectivamente). La aversión al riesgo de confiabilidad representa la aversión a ese riesgo en los eventos extremos. MM significa millones. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la ADME, la DNE, la UTE y U.S. Energy Information Administration (EIA), (2022)

Se percibe una relevante reducción del costo de confiabilidad esperado, el cual pasa en 2021 de aproximadamente 42 millones de USD a aproximadamente 220 mil USD, con el consecuente incremento en igual magnitud del nivel de bienestar esperado de los consumidores insensibles. En el Cuadro N° 14 se señala el cambio estructural del costo de confiabilidad esperado en 2021.

Cuadro N° 14: Estructura del costo de confiabilidad esperado en 2021

Capacidad del sistema 2021	**Racionamiento voluntario 2021 (USD)**	**Racionamiento involuntario 2021 (USD)**	**Racionamiento total 2021 (USD)**
Primera etapa	1.459.542	40.570.524	42.030.066
Segunda etapa	192.726	27.547	220.273

Nota. Las primera y segunda etapas corresponden a la planificación del sistema con neutralidad y aversión al riesgo de confiabilidad respectivamente ($\beta = 0$ y $\beta > 0$ respectivamente). La aversión al riesgo de confiabilidad representa la aversión a ese riesgo en los eventos extremos. Los racionamientos voluntario e involuntario están representados por la generación de energía de falla de las unidades 1 y las tres restantes respectivamente. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la ADME, la DNE y la UTE

En términos de la estructura del costo de confiabilidad esperado se destaca la importante reducción de la participación del costo económico del racionamiento involuntario. Esta pasa de 96,5% en la planificación con $\beta = 0$, a 12,5% en la planificación con $\beta > 0$. En nivel este tipo de racionamiento tiene una reducción esperada de su costo económico de más de 40 millones de dólares en 2021. Cabe mencionar, para entender esta reducción, que la unidad marginal del sistema planificado tiene un costo variable unitario superior al costo económico unitario del racionamiento voluntario (211,2 USD/MWh mayor que 202 USD/MWh en 2021), por lo cual su despacho eficiente evita solamente racionamiento involuntario.

El incremento del bienestar esperado de 42 millones de USD tiene como contrapartida, según los valores indicados en el Cuadro N° 13, un incremento del costo de generación total esperado de aproximadamente 70 millones de USD en el 2021. Los costos fijos anuales tienen una participación en ese incremento superior al 90%, asociados al incremento del nivel de capacidad térmico fósil de

602 MW. Si bien en valor esperado la reducción del costo económico del racionamiento es relevante, la misma es inferior en valor absoluto al incremento del costo total del sistema. Esto explica que se requiera asumir un $\beta > 0$, y con ello se incorpore la reducción del riesgo de confiabilidad como beneficio a considerar en la planificación, para justificar el incremento del nivel de capacidad térmico fósil mencionado. En el Cuadro N° 15 se explicitan los valores del costo económico del racionamiento esperado en los eventos de mayor costo con probabilidades de ocurrencia menores o iguales a 5%, 2,5% y 1 % en 2021. La diferencia de esos costos con respecto al costo económico del racionamiento esperado es el desvío considerado como medida de riesgo de la planificación analizada.

Cuadro N° 15: Costo económico del racionamiento esperado en eventos extremos en 2021

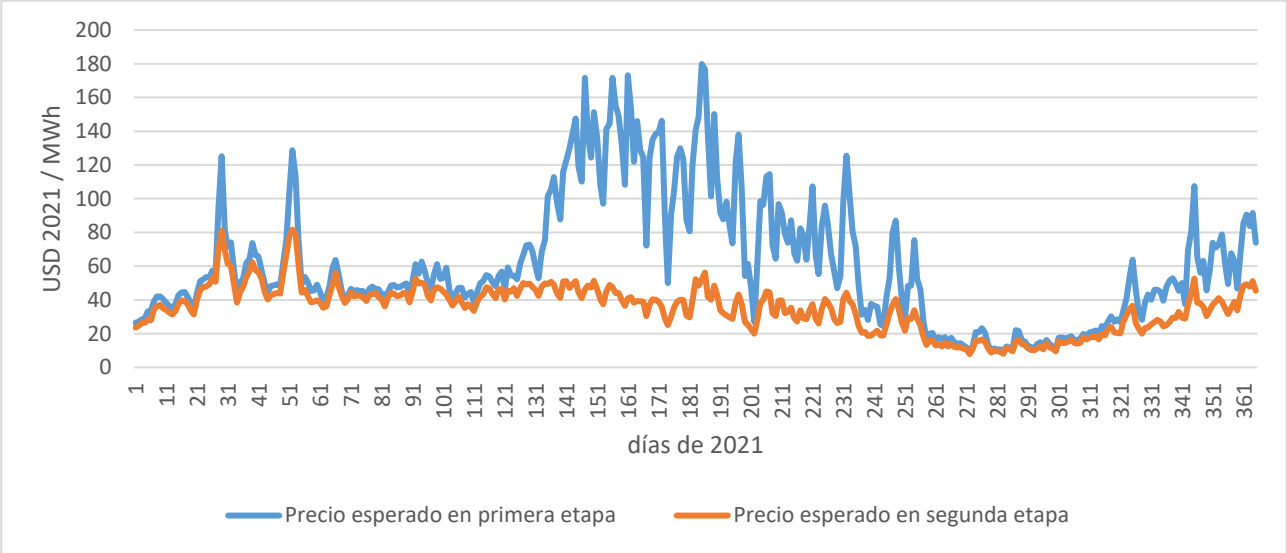
Capacidad del sistema 2021	$\boldsymbol{CVaR_{0,95}\left(C_{conf}(v)\right)}$ **2021 (USD)**	$\boldsymbol{CVaR_{0,975}\left(C_{conf}(v)\right)}$ **2021 (USD)**	$\boldsymbol{CVaR_{0,99}\left(C_{conf}(v)\right)}$ **2021 (USD)**
Primera etapa	759.027.837	1.268.982.561	1.818.899.116
Segunda etapa	2.384.651	3.426.650	4.777.553

Nota. Las primera y segunda etapas corresponden a la planificación del sistema con neutralidad y aversión al riesgo de confiabilidad respectivamente ($\beta = 0$ y $\beta > 0$ respectivamente). La aversión al riesgo de confiabilidad representa la aversión a ese riesgo en los eventos extremos. El $CVaR_{\gamma}\left(C_{conf}(v)\right)$ mide el costo económico del racionamiento esperado en los eventos de mayor costo con probabilidad menor o igual a $(1-\gamma)$. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la ADME, la DNE y la UTE

La relevante reducción del costo económico del racionamiento esperado, llevando el nuevo valor al 0,5% del anterior, es menos drástica que la caída del costo económico del racionamiento esperado en los eventos extremos indicados en el Cuadro N° 15. Estas reducciones provocan que los nuevos valores representen aproximadamente el 0,3% de los anteriores. Esto conlleva a un significativo descenso del nivel de riesgo de confiabilidad asociado a eventos extremos, y a un consecuente incremento del nivel de bienestar de los consumidores insensibles aversos a ese riesgo.

Además de los consumidores insensibles, los otros actores del sistema que se ven afectados de forma significativa por la planificación con $\beta > 0$ y altos valores de γ, son los generadores del mercado de energía eléctrica del modelo de Joskow y Tirole, (2007). En el sistema eléctrico uruguayo planificado, el incremento del nivel de capacidad térmico fósil de 602 MW, y la consecuente reducción del costo económico del racionamiento esperado, provocan que el valor esperado del precio de equilibrio que perciben los generadores baje. En el 2021 este cambia desde 53 USD/MWh a 32 USD/MWh aproximadamente. El Gráfico N° 4 describe esa brecha en los 365 días del 2021.

Gráfico N° 4: Precio esperado diario en 2021 en ambas etapas



Nota. La curva azul representa la evolución del valor esperado del precio de equilibrio del modelo de Joskow y Tirole, (2007), con una frecuencia diaria en el año 2021, correspondiente a la primera etapa. La curva naranja representa el comportamiento del mismo precio mencionado previamente, resultante de la segunda etapa. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la ADME, la DNE y la UTE

La reducción del racionamiento produce que existan menos períodos con exceso de demanda en el sistema, y por ende menos frecuencia en la que el precio de equilibrio se iguala a $Voll$ (valor de la energía no suministrada). Esto reduce el valor esperado del precio de equilibrio y el excedente del productor esperado de todas las centrales de generación del sistema. Por lo tanto, estas requieren un mecanismo de remuneración de los costos fijos adicional al mercado de energía eléctrica del modelo de Joskow y Tirole, (2007). Ese requerimiento es diferente según la fuente de generación de las centrales, debido a que la participación de la generación de estas en los períodos de exceso de demanda

es diferente. El Cuadro N° 16 expone la participación de ambos mecanismos en la remuneración de los costos fijos de 2021 del sistema resultante de la segunda etapa.

Cuadro N° 16: Estructura de la remuneración de los costos fijos en 2021 en la segunda etapa

Fuente	**% remuneración a través del mercado de energía eléctrica**	**% remuneración a través de otro mecanismo adicional**
Eólica	62	38
Solar fotovoltaica	60	40
Biomasa	57	43
Hidroeléctrica	67	33
Térmica fósil	8	92
Total	**53**	**47**

Nota. Los porcentajes de remuneración a través de otro mecanismo de las centrales hidroeléctricas Bonete, Baygorria, Palmar y Salto Grande son 25, 28, 31 y 36 respectivamente. En el caso de las centrales térmicas a combustible fósil ese porcentaje es 84, 91, 96, 98 y 99 para Mot, CC, TC_PTI16, TC_PTI78 y TC_CTR respectivamente. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la ADME y la DNE

El mecanismo adicional tiene una participación de casi la mitad en la remuneración de los costos fijos de 2021 del sistema que resulta en la segunda etapa, pero esta varía según la fuente de generación de energía eléctrica del sistema. El mecanismo adicional se requiere para remunerar casi la totalidad de los costos fijos de 2021 de la fuente térmica fósil, y entre 33% y 43% para el resto de las fuentes.

6. Conclusiones

El plan de inversión del sistema de generación de energía eléctrica uruguayo basado en la neutralidad al riesgo de confiabilidad explica aproximadamente la mitad de la capacidad térmica a combustible fósil en 2021. Esta estimación permite concluir que el riesgo de confiabilidad y la aversión del planificador a este, juegan un rol relevante en la planificación del sistema eléctrico uruguayo.

La planificación neutral al riesgo de confiabilidad explica la incorporación del ciclo combinado como central marginal, y casi la totalidad de su nivel de capacidad en 2021. El valor medio de la energía eléctrica no suministrada es 2.477 USD/MWh, y el porcentaje esperado de demanda racionada con respecto a la demanda total es 0,15% en 2021. Las restantes centrales del sistema planificado con neutralidad al riesgo de confiabilidad remuneran razonablemente sus costos anuales esperados valorando la electricidad generada al precio de equilibrio esperado del modelo de Joskow y Tirole, (2007).

El racionamiento energético esperado de los consumidores insensibles se estima en 0,21% de su demanda de 2021. En el mismo año, el costo económico del racionamiento esperado asciende a aproximadamente 42 millones de dólares, con un peso del costo del racionamiento involuntario de 97%. Ese monto representa aproximadamente 6% del valor esperado de la suma del mismo valor y del consumo total de electricidad valorado al precio de equilibrio del modelo de Joskow y Tirole, (2007). Los valores del costo económico del racionamiento esperado en los eventos de mayor costo con probabilidades de ocurrencia menores o iguales a 5%, 2,5% y 1%, superan ampliamente el valor esperado de esa suma.

La severidad del impacto esperado de esos eventos extremos en el costo de confiabilidad del sistema neutral al riesgo justifica introducir medidas de riesgo asociadas a esos eventos en la planificación del sistema cuando el planificador es averso a ese riesgo.

La consideración de esas medidas de riesgo justifica la inversión de la unidad térmica fósil de mayor costo variable unitario del sistema eléctrico uruguayo planificado, debido a que la reducción de ese riesgo es su principal beneficio en el sistema. Su incorporación genera un beneficio mayor o igual que su costo total cuando la probabilidad de ocurrencia de los eventos de mayor costo económico del racionamiento es menor o igual a 7%. Su inversión se justifica como una forma de cobertura contra el riesgo de ocurrencia de esos eventos. La valoración económica de la reducción de ese riesgo explica al menos el 92,7% de la remuneración de su costo total.

La capacidad térmica a combustible fósil existente casi duplica la capacidad de la misma fuente en el sistema planificado con neutralidad al riesgo de confiabilidad en 2021. La primera implica un costo de generación total esperado 10% mayor que la segunda en ese año. También reduce en el mismo año el costo económico del racionamiento esperado total a valores despreciables y el costo económico del racionamiento esperado en los eventos extremos a valores poco significativos. Asimismo, el costo económico del racionamiento involuntario esperado pierde importancia relativa en el total. Esta relación entre costos y beneficios, en un contexto de aversión al riesgo del costo de confiabilidad, hace que la capacidad térmica a combustible fósil sea una forma de cobertura conveniente contra el riesgo de ocurrencia de eventos poco probables y de alto impacto sobre el costo económico del racionamiento. Esa capacidad dota de resiliencia al sistema contra esos eventos.

Esta forma de mitigación del riesgo del costo de confiabilidad del sistema requiere cambios en los mecanismos de remuneración de los costos esperados de las centrales que componen esa forma de cobertura y del resto de las centrales del sistema. La reducción del costo económico del racionamiento esperado implica una reducción del precio esperado del mercado de energía eléctrica, y por ende del ingreso esperado obtenido por la venta de la energía eléctrica generada en el mercado. Por lo tanto, para remunerar los costos fijos de las centrales, se debe complementar el mecanismo de mercado de energía con otro mecanismo de remuneración. En el caso de las centrales térmicas a combustible fósil este último explicaría casi la totalidad de la remuneración de los costos fijos anuales.

Considerar otras dimensiones en la evaluación, como el cumplimiento de metas ambientales, agregarían costos adicionales a la capacidad térmica a combustible fósil, y la desafían como forma de mejorar la resiliencia del sistema en el futuro. En este contexto, las medidas que contribuyan a reducir la insensibilidad de la demanda de energía eléctrica a señales de escasez son una alternativa que mejoran su posición relativa en un análisis costo-beneficio-riesgo futuro.

Referencias

Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (2022). *Comparativo de tarifas*. Edición bimestral a setiembre 2022. Gerencia Análisis Tarifario. Disponible en: https://portal.ute.com.uy/sites/default/files/docs/Comparativo%20Regional%20de%20Tarifas%20-%20Edici%C3%B3n%20bimestral%20setiembre%202022.pdf

Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (2021). *Pliego tarifario*. Gerencia Análisis Tarifario. Disponible en: https://www.ute.com.uy/clientes/mi-factura/precios-actuales

Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas. *UTE en cifras 2006, 2008, 2009, 2015, 2019 y 2021*. Gerencia Planificación. Disponible en: https://www.ute.com.uy/institucional/informacion-economico-financiera/ute-en-cifras

Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas. *Memoria Anual 1991 y 1992.* Gerencia de Área Planificación, Coordinación y Control de Gestión. Disponible en: https://www.ute.com.uy/memoria-anual

Alvarez, M., Palacio F., Soubes P., Cornalino E., Chaer R., Gaggero G., Groposo V., Gurin M., Machado S. y Rodrigo H. (2020). *Programación Estacional de Largo Plazo: Noviembre 2020 - Abril 2021*. Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas, Administración del Mercado Eléctrico y Unidad PEG de UTE-Melilla, Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas. Disponible en: https://adme.com.uy/informes/progest.php

Alvarez, M., Palacio F., Soubes P., Cornalino E., Chaer R., Gaggero G., Groposo V., Gurin M., Machado S. y Rodrigo H. (2021). *Propuesta Reprogramación Estacional: Junio - Octubre 2021*. Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas, Administración del Mercado Eléctrico (ADME) y Unidad PEG de UTE-Melilla, Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE). Disponible en: https://adme.com.uy/informes/progest.php

Ambec S. y Crampes C. (2018). *The Value of Lost Load*. Toulouse School of Economics. Disponible en https://www.tse-fr.eu/value-lost-load

Ambec S. y Crampes C. (2020). *Real-time electricity pricing to balance green energy intermittency*. Working Papers N° 1087. Toulouse School of Economics. Disponible en: https://www.tse-fr.eu/sites/default/files/TSE/documents/doc/wp/2020/wp_tse_1087.pdf

Baumann, C. (2014). *Cost to Capacity Method: Applications and Considerations*. The M&TS Journal, Volume 30, Issue 1. Disponible en: https://evcvaluation.com/cost-to-capacity-method-applications-and-considerations/

Billimoria F., Fele F., Savelli I., Morstyn T. y McCulloch M. (2021). *On the Design of an Insurance Mechanism for Reliability Differentiation in Electricity Markets.* Cornell University. Disponible en: https://arxiv.org/abs/2106.14351

Bobbio E. et al. (2022). *Price Responsive Demand in Britain`s Electricity Market.* ECONtribute Discussion Papers Series 185, University of Bonn and University of Cologne, Germany. Disponible en: https://ideas.repec.org/p/ajk/ajkdps/185.html

Boudt, K. (2021). *Accounting for model, policy and downside risk in the economic viability assessment of investments in electricity capacity: The hurdle rate approach*. Ghent University. Disponible en: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3792855

Cambridge Economic Policy Associates Ltd. (2018). *Study on the estimation of the value of lost load of electricity supply in Europe.* Agency for the Cooperation of Energy Regulators. Disponible en: https://www.acer.europa.eu/en/Electricity/Infrastructure_and_network%20development/Infrastructure/Documents/CEPA%20study%20on%20the%20Value%20of%20Lost%20Load%20in%20the%20electricity%20supply.pdf

Chaer R., Palacio F. y Soubes P. (2019). *Manuales de Usuario de SimSEE*. Volumen 1, Editor y Simulador, Administración del Mercado Eléctrico (ADME). Disponible en: https://simsee.org/simsee/verdoc/vol1.php

Comisión Nacional de Energía de Chile (2023). *Informe de Costos de Tecnologías de Generación.* Informe Anual. Disponible en: https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/

Dirección Nacional de Energía (2020). *Balance Energético Nacional 2019*. Ministerio de Industria, Energía y Minería. Disponible en: https://ben.miem.gub.uy/anteriores.php

E2BIZ (2021). *Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM.* Informe técnico. Comisión Nacional de Energía de Chile. Disponible en: https://www.cne.cl/estudios/electricidad/

Elliot R. y Aaronson S. (2019). *Utility Investments In Resilience Of Electricity Systems.* Informe. National Rural Electric Cooperative Association, Organization of MISO States. Edison Electric Institute, National Association of State Utility Consumer Advocates. Disponible en: https://eta-publications.lbl.gov/publications/utility-investments-resilience

European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) (2020). *Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard.* Disponible en: https://acer.europa.eu/Decisions_annex/ACER%20Decision%2023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS%20-%20Annex%20I.pdf

Goldberg J. y Lier O. (2011). *Rehabilitation Of Hydropower. An introduction to economic and technical issues.* Water Papers. The World Bank. Disponible en: https://documents.worldbank.org/pt/publication/documents-reports/documentdetail/518271468336607781/rehabilitation-of-hydropower-an-introduction-to-economic-and-technical-issues

Gorman, W. (2022). *The quest to quantify the value of lost load: A critical review of the economics of power outages.* Elsevier Inc. The Electricity Journal. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/363397202_The_quest_to_quantify_the_value_of_lost_load_A_critical_review_of_the_economics_of_power_outages

Heylen E., Papadaskalopoulos D., Konstantelos I. y Strbac G. (2019). *Dynamic modelling of consumers´ inconvenience associated with demand flexibility potentials*. KU Leuven Energy Ville, Department of Electrical Engineering, Leuven-Heverlee, Bélgica, Imperial College London, Department of Electrical Engineering, Control and Power research group. Disponible en: https://lirias.kuleuven.be/retrieve/587624

Holmberg P. y Ritz R. (2020). *Optimal Capacity Mechanisms for Competitive Electricity Markets*. The Energy Journal, International Association for Energy Economics. Disponible en: https://www.iaee.org/en/publications/ejarticle.aspx?id=3677

Ibarburu, M. (1990). *El empleo de los costos de falla en los modelos técnico-económicos del sistema eléctrico.*

Instituto Nacional de Estadística (2023). Demografía de Empresas. Datos disponibles en: https://www3.ine.gub.uy/rraa/page23.html#custom-html-77

Joskow, P. y Tirole, J. (2004). *Reliability and competitive electricity markets.* NBER Working Paper N° 10472. National Bureau of Economic Research. Disponible en: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=541688

Joskow, P. y Tirole, J. (2007). *Reliability and competitive electricity markets*. RAND Journal of Economics 38 (1). Disponible en: https://economics.mit.edu/people/faculty/paul-l-joskow/papers-op-eds-testimony-and-presentations

Keppler, J. (2017). *Rationales for capacity remuneration mechanisms: Security of supply externalities and asymmetric investment incentives*. Energy Policy 105. Disponible en: http://www.ceem-dauphine.org/assets/publications/Energy_Policy,_Volume_105_(2017)_KEPPLER.pdf

KPMG y SEG Ingeniería (2015). *Análisis de componente nacional e impacto económico y social que surge de la generación de energía eléctrica a partir de las siguientes fuentes: solar fotovoltaica, biomasa, eólica y gas natural en centrales de ciclo combinado.* Primer Informe Ciclo Combinado en base a Gas Natural. Disponible en: https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/comunicacion/publicaciones/analisis-sobre-componente-nacional-externalidades-economico-sociales

Longo A., Giaccaria S., Bouman T. y Efthimiadis T. (2018). *Societal appreciation of energy security: Volume 1: Value of Lost Load – residential consumers.* European Commission, JRC Science For Policy Report. Disponible en: file:///C:/Users/Andr%C3%A9s/OneDrive/Escritorio/societal%20appreciation%20of%20energy%20security%20volume%201-KJNA29512ENN.pdf

Mancarella P. (2022). *Considerations in support of the 2022 Reliability Standards and Settings Review*. University of Melbourne. Disponible en: https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2022-08/Pierlugi%20Mancarella%20-%20Briefing%20note%20-%20form%20of%20the%20reliability%20standard.pdf

Moreno R., Panteli M., Mancarella P., Rudnick H., Lagos T., Navarro A., Ordoñez F. y Araneda J. (2020). *From Reliability to Resilience.* IEEE Power & Energy Magazine. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/342605083_From_Reliability_to_Resilience_Planning_the_Grid_Against_the_Extremes

Oficina de Planeamiento y Presupuesto (2014). *Precios Sociales y Pautas Técnicas para la Evaluación Socioeconómica*. Sistema Nacional de Inversión Pública, Presidencia de la República. Disponible en: https://www.opp.gub.uy/es/node/1388

Patrone J. (2014). *Hidroelectricidad – Uruguay*. Programa marco para la gestión sostenible de los recursos hídricos de la Cuenca del Plata en relación con los efectos de la variabilidad y el cambio climático, Informe Final. Disponible en: https://cicplata.org/wp-content/uploads/2019/08/Hidroelectricidad-Uruguay_Julio-Patrone.pdf

Prakash A., Nicholls A., Heim D., Bruce A. y MacGill I. (2022). *Response to Capacity Mechanism Project High-level Design Paper.* UNSW SYDNEY. UNSW DIGITAL GRID Futures Institute. Collaboration on Energy and Environmental Markets. Disponible en: https://www.ceem.unsw.edu.au/sites/default/files/documents/UNSW%20CEEM%20Response%20to%20Capacity%20Mechanism%20Project%20High-level%20Design%20Paper.pdf

Sullivan M., Collins M., Schellenberg J. y Larsen P. (2018). *Estimating Power System Interruption Costs: A Guidebook for Electric Utilities*. Nexant, Inc. Lawrence Berkeley National Laboratory. Disponible en: https://emp.lbl.gov/publications/estimating-power-system-interruption

SYSTEP (2014). *Determinación del Costo de Falla en el Sistema Hidroeléctrico de Uruguay*. Informe Final. Preparado para la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) y el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM).

Theis J. (2021). *Cost Estimation Methodology for NETL Assessments of Power Plant Performance.* Technical Report. National Energy Technology Laboratory (NETL). U. S. Department of Energy. Office of Scientific and Technical Information. Disponible en: https://www.netl.doe.gov/energy-analysis/details?id=290C782A-8E4C-49D4-9CDE-F6FFB81F7691

U.S. Energy Information Administration (2022). *Annual Energy Outlook 2022*. Independent Statistics & Analysis. Electricity Market Module. Disponible en: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions

Anexos

Anexo A

El valor de la energía eléctrica no suministrada marginal se define en el modelo de Joskow y Tirole, (2007), de la siguiente forma.

$$Voll_i = \frac{\frac{\partial S_i}{\partial \alpha_i}}{\frac{\partial D_i}{\partial \alpha_i}} \text{ (ec. A1)}$$

Los supuestos realizados sobre los racionamientos permiten expresar las funciones de excedente bruto y de demanda de los consumidores insensibles de la siguiente manera.

$$S_i = \alpha_i \, \tilde{S}_i \left(\widetilde{D}_i(\bar{p}) \right) \text{ (ec. A2)}$$

$$D_i = \alpha_i \, \widetilde{D}_i(\bar{p}) \text{ (ec. A3)}$$

Las derivadas planteadas en la ecuación (A1) de las funciones expresadas a través de las ecuaciones (A2) y (A3) dan como resultado lo explicitado en las ecuaciones (A4) y (A5).

$$\frac{\partial S_i}{\partial \alpha_i} = \tilde{S}_i \left(\widetilde{D}_i(\bar{p}) \right) \text{ (ec. A4)}$$

$$\frac{\partial D_i}{\partial \alpha_i} = \widetilde{D}_i(\bar{p}) \text{ (ec. A5)}$$

Sustituyendo los resultados de las derivadas de las ecuaciones (A4) y (A5) en la ecuación (A1), se muestra que los tipos de racionamientos asumidos dan como resultado que el valor de la energía eléctrica no suministrada marginal es igual al valor de la energía eléctrica no suministrada medio.

$$Voll_i = \frac{\tilde{S}_i(\widetilde{D}_i(\bar{p}))}{\widetilde{D}_i(\bar{p})} \text{ (ec. A6)}$$

Anexo B

El costo del capital total de una central de generación es definido según Theis, (2021), de la siguiente forma.

$CCT = C^{ov}\ fcdc$ (ec. B1)

$CCT =$ costo del capital total[35]

$C^{ov} =$ capital total "overnight"[36]

$fcdc =$ factor de costos durante el período de construcción

$fcdc = fC^{\Delta} + fC^{fin}$ (ec. B2)

$fC^{\Delta} =$ factor de variación de costos de capital durante el período de construcción

$fC^{fin} =$ factor de costo de financiamiento durante el período de construcción

$fC^{\Delta} = \sum_{n=1}^{y}(1 + tC^{\Delta})^{(n-1)}\ \%C_n^{ov}$ (ec. B3)

$fC^{fin} = \sum_{n=1}^{y} r\ (y - n + 1)\ (1 + tC^{\Delta})^{(n-1)}\ \%C_n^{ov}$ (ec. B4)

$n =$ el año del gasto de capital

$y =$ cantidad total de años de gastos de capital

$tC^{\Delta} =$ tasa de variación de costos de capital real anual durante el período de construcción

$\%C_n^{ov} =$ porcentaje de C^{ov} en el año n

$r =$ tasa de costo del capital real anual sin impuestos

[35] Total As-Spent Capital (TASC).
[36] Total Overnight Capital (TOC). Overnight es un término utilizado en la literatura especializada en inglés para referirse al valor de la inversión sin incluir los costos financieros ni los incrementos de costos de capital durante el período de construcción.

C^{ov} se modela en base a Baumann, (2014), de la siguiente manera.

$C^{ov} = \left(\frac{K}{K_0}\right)^{\rho} C_{K_0}^{ov}$ (ec. B5)

$K =$ nivel de capacidad de la central con C^{ov}

$K_0 =$ nivel de capacidad de la central con $C_{K_0}^{ov}$

$C_{K_0}^{ov} =$ capital total "overnight" de la central con capacidad K_0

$\rho =$ factor de escala

En base a las ecuaciones (B1) y (B5) se define CCT de la siguiente forma.

$CCT = \left(\frac{K}{K_0}\right)^{\rho} C_{K_0}^{ov}\ fcdc$ (ec. B6)

Para anualizar el valor de CCT se realizan ciertos supuestos. Estos son que el período de operación de la central es igual al período de recuperación del capital, que la tasa de costo del capital que se considera para remunerar la inversión es sin impuestos y constante en términos reales, que el total de C^{ov} es depreciado en forma lineal y que el valor residual de la central al final del período de operación es igual al costo de retirarla del sistema.[37] En base a Theis, (2021), el valor anualizado se define de la siguiente manera.

$CCT_a = CCT\ frc$ (ec. B7)

$CCT_a =$ valor anual del costo del capital total

$frc =$ factor de recuperación del capital anual

$$frc = \frac{r\ (1+r)^{PO}}{(1+r)^{PO} - 1}$$

[37] Debido a que el análisis se realiza sin considerar los impuestos, el factor de recuperación del capital es igual al "fixed charge rate".

$PO =$ período de operación de la central

El costo fijo anual de la función de la ecuación (17), $I(c, K)$, se define sumando a CCT_a un costo fijo operativo anual como porcentaje de C^{ov}.

$I(c, K) = CCT_a + C^{ov}\ cfo$ (ec. B8)

$cfo =$ porcentaje de costos fijos operativos anuales con respecto a C^{ov}

La ecuación (17) se obtiene sustituyendo las variables de las ecuaciones (B5), (B6) y (B7) en la ecuación (B8), y reordenando términos de la siguiente forma.

$$I(c, K) = \left(\frac{K}{K_0}\right)^{\rho} C_{K_0}^{ov}\ (fcdc\ frc + cfo) = \left(\frac{1}{K_0}\right)^{\rho} C_{K_0}^{ov}\ (fcdc\ frc + cfo)\ K^{\rho} = a\ K^{\rho}$$

$a = \left(\frac{1}{K_0}\right)^{\rho} C_{K_0}^{ov}\ (fcdc\ frc + cfo)$ (ec. B9)

La ecuación (B9) se expresa de la siguiente manera alternativa, considerando las unidades de medida de los parámetros expresadas en el Cuadro B1.

$C_{K0}^{ov} = Cu_{K_0}^{ov}\ 1000\ K_0$

$Cu_{K_0}^{ov} =$ valor unitario de $C_{K_0}^{ov}$ expresado en USD/kW

$K_0 =$ nivel de capacidad asociado a $Cu_{K_0}^{ov}$ expresado en MW[38]

$a = Cu_{K_0}^{ov}\ 1000\ K_0^{(1-\rho)}\ (fcdc\ frc + cfo)$ (ec. B10)

A continuación, se explicitan los valores de los parámetros considerados para calcular el valor del parámetro a_j para los dos tipos de centrales marginales en las dos etapas, CC y TC.

[38] 1 MW = 1.000 kW.

Cuadro B1: Valores de los parámetros considerados para calcular a_j

Parámetro	Descripción	Valor
K_0^{CC}	Nivel de capacidad del valor de referencia del CC (MW)	1.083
K_0^{TC}	Nivel de capacidad del valor de referencia de la TC (MW)	237
$Cu_{K_0}^{ov_CC}$	Valor de referencia unitario de C^{ov} de un CC con $K = K_0^{CC}$ (USD 2021/kW)	1.062
$Cu_{K_0}^{ov_TC}$	Valor de referencia unitario de C^{ov} de una TC con $K = K_0^{TC}$ (USD 2021/kW)	785
cfo^{CC}	Porcentaje de costos de O&M[39] fijos y de seguros anuales con respecto a $C_{K_0}^{ov_CC}$ (%)	1,5
cfo^{TC}	Porcentaje de costos de O&M fijos y de seguros anuales con respecto a $C_{K_0}^{ov_TC}$ (%)	1,2
y^{CC}	Duración del período de gastos de capital para construir el CC (años)	4
y^{TC}	Duración del período de gastos de capital para construir la TC (años)	3
$\%C_1^{ov_CC}$	Porcentaje de C^{ov_CC} en el año 1 (%)	10
$\%C_2^{ov_CC}$	Porcentaje de C^{ov_CC} en el año 2 (%)	25
$\%C_3^{ov_CC}$	Porcentaje de C^{ov_CC} en el año 3 (%)	49
$\%C_4^{ov_CC}$	Porcentaje de C^{ov_CC} en el año 4 (%)	16
$\%C_1^{ov_TC}$	Porcentaje de C^{ov_TC} en el año 1 (%)	10
$\%C_2^{ov_TC}$	Porcentaje de C^{ov_TC} en el año 2 (%)	60
$\%C_3^{ov_TC}$	Porcentaje de C^{ov_TC} en el año 3 (%)	30
tC^{Δ}	Tasa de cambio de costos de capital real anual durante el período de construcción (%)	0
r	Tasa de costo del capital real anual sin impuestos en USD de CC y TC (%)	7,5
PO_{CC_TC}	Período de operación de CC y TC (años)	30

[39] O&M = operación y mantenimiento.

ρ_{CC_TC}	Factor de escala de CC y TC	0,82

Fuente: K_0^{CC}, K_0^{TC}, $C_{K_0}^{ov_CC}$, $C_{K_0}^{ov_TC}$, y los costos de O&M del CC y de la TC se obtienen de U.S. Energy Information Administration (EIA), (2022), el porcentaje de los costos de seguros anuales del CC y de la TC, asumido igual para ambos tipos de centrales, de KPMG y SEG Ingeniería, (2015), y^{CC} e y^{TC} de la CNE, (2023)[40], r de OPP, (2014), ρ de Baumann, (2014), $\%C_1^{ov_TC}$, $\%C_2^{ov_TC}$, $\%C_3^{ov_TC}$, tC^{Δ} y PO de Theis, (2021), y $\%C_1^{ov_CC}$, $\%C_2^{ov_CC}$, $\%C_3^{ov_CC}$ y $\%C_4^{ov_CC}$ se calculan a partir de la estimación de una ecuación sigmoidal del tipo dosis-efecto en base a los valores de Theis, (2021).

Se asume que los valores considerados para calcular el valor del parámetro a_{TC} son los mismos que los utilizados para cuantificar a_{Mot}.

[40] Se consideraron los plazos máximos enteros.

Anexo C

En base a Ibarburu, (1990), quien define a las unidades de falla como representaciones de medios de racionamiento de la demanda aplicados en etapas sucesivas, se define la unidad 1 para el racionamiento voluntario, y el resto de las unidades para el racionamiento involuntario, con una afectación económica creciente a los consumidores a mayor racionamiento involuntario.

Ibarburu, (1990), señala que el concepto de disposición a pagar es aplicable cuando la disminución de la demanda es motivada por el racionamiento voluntario, el cual es realizado por el propio consumidor de manera selectiva, sustituyendo la electricidad por otros energéticos o privándose de usos finales que considera menos valiosos. Heylen et al., (2019), definen a $Voll$ como la disposición a aceptar una compensación económica por una interrupción del suministro de una unidad de energía eléctrica, creciente con respecto al nivel de racionamiento. Longo et al., (2018), identifican empíricamente que la disposición a aceptar una compensación económica por una interrupción del suministro de una unidad de energía eléctrica es significativamente mayor que la disposición a pagar por evitar la interrupción del suministro de una unidad de energía eléctrica.[41]

Siguiendo a Ibarburu, (1990), Heylen et al., (2019), y Longo et al., (2018), se estiman, $Voll_1$ a través del concepto de disposición a pagar, y, $Voll_2, Voll_3$ y $Voll_4$ utilizando el concepto de disposición a aceptar una compensación económica, creciente con el nivel de racionamiento. En línea con el marco teórico del presente estudio se asume que el racionamiento es planeado y conocido por los consumidores con anticipación.

El valor de $Voll$ de cada unidad de falla se estima en base a la demanda de los consumidores insensibles. Siguiendo a Ambec y Crampes, (2018), se asume que estos son los consumidores residenciales

[41] Explican este fenómeno a través de la existencia de los efectos dotación ("endowment effect") y aversión a la pérdida ("loss aversion") descritos por la teoría prospectiva de Kahneman y Tversky de 1979. El primero significa que las personas valoran más retener un objeto que poseen que adquirir ese mismo objeto cuando no lo poseen. El segundo significa que las personas tienden a preferir evitar pérdidas que adquirir ganancias.

y las pequeñas empresas. En base a datos del INE, (2023), el sector servicios está conformado por aproximadamente el 86% de las micro y pequeñas empresas de Uruguay. Se considera el consumo de este sector como una aproximación de la demanda de las empresas de menor tamaño relativo del país.[42]

Para evitar eventuales cambios transitorios en las variables relevantes de estos sectores que hayan ocurrido en 2020 y 2021 por los efectos de la pandemia de COVID-19, se elige el año 2019 como año base para calcular niveles y estructuras de variables relevantes que se consideren relativamente estables. En algún caso, para reflejar cambios estructurales recientes se consideran datos de finales de 2022. En los años mencionados no existió racionamiento de la demanda de energía eléctrica, por lo cual los valores de la cantidad demandada de energía eléctrica pueden ser calculados a través de datos de consumo. Se actualizan los valores al año 2021 considerando el efecto precio de las variables.

En Sullivan et al., (2018), se plantea que el umbral de 24 horas es el nivel aproximado en el que la literatura hace la distinción entre interrupciones de corta y de larga duración.[43] Señalan que durante las interrupciones de corta duración los consumidores incurren en costos directos generados por la interrupción del suministro eléctrico, mientras que, durante interrupciones de larga duración, los consumidores incurren en costos indirectos además de costos directos. Debido a que en este trabajo se utilizan intervalos de tiempo de simulación diarios, el $Voll$ estimado refleja los costos directos.

La demanda de energía eléctrica depende de los períodos de tiempo al interior del año, y por ende se supone que la valoración económica de su racionamiento también. Se asume que la valoración económica del racionamiento está relacionada directamente con el nivel de demanda de energía eléctrica.

[42] Se excluyen del sector servicios actividades consideradas esenciales, como las de alumbrado público, las del sector de electricidad, gas y agua, y las del sector transporte.
[43] Se menciona que no existe un consenso entre los expertos sobre ese umbral, y que no hay evidencia empírica significativa que aporte una medida sobre el inicio de los costos indirectos a medida que aumenta la duración de la interrupción.

Se define un día promedio de alto riesgo de ocurrencia de racionamiento y un tramo horario al interior del mismo asociado a ese riesgo, como períodos de tiempo de referencia para calcular el $Voll$. El primero es denominado día relevante (dr) y el segundo tramo horario relevante (thr). El indicador de riesgo definido para determinar dr es la ratio entre la generación de origen hidráulico intra-anual del sistema con respecto a su promedio anual y la demanda neta intra-anual del sistema con respecto a su promedio anual.[44] A menor valor de este indicador en un período intra-anual, se considera que este tiene mayor riesgo de ocurrencia de racionamiento en el año. Determinado el dr, se define el thr de este, eligiendo las horas con un valor de la demanda neta horaria normalizada mayor que 1. El dr en el año 2019 tiene la composición mostrada en el Cuadro C1, y el thr es [10, 0).[45]

Cuadro C1: Estructura del dr

Mes	**Ponderación**
Enero	8,3%
Febrero	4,2%
Marzo	31,2%
Abril	29,2%
Diciembre	27,1%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la UTE

Se elige la metodología del excedente del consumidor para estimar $Voll_1$. A partir de un punto de la curva de demanda, esta calcula la disposición a pagar de los consumidores por evitar un nivel de racionamiento que ocasiona pérdida de bienestar. Siguiendo a E2BIZ, (2021), se asume una función de demanda isoelástica que implica asumir una elasticidad precio de la demanda constante.[46]

[44] La demanda neta se define como la diferencia entre la demanda y la generación de origen eólico y solar totales.
[45] Ver Anexo D para mayor detalle sobre el procedimiento de identificación de estos períodos.
[46] E2BIZ, (2021), señala que este supuesto es adecuado para estimar costos de interrupciones anticipadas y asociadas a niveles de racionamientos reducidos.

Sea la función de demanda de energía eléctrica $q(p) = b\, p^{\varepsilon}$, siendo q la cantidad demandada de energía eléctrica, p el precio de la energía eléctrica asociado a q, b una constante y ε la elasticidad precio de la demanda de energía eléctrica. La disposición a pagar promedio (Dp) de los consumidores por evitar un porcentaje de energía racionada $(1 - \alpha_1)$ se calcula a través de la siguiente ecuación.

$$Dp = p_0 \frac{\varepsilon}{1+\varepsilon} \frac{\left[1-\alpha_1^{\frac{1+\varepsilon}{\varepsilon}}\right]}{(1-\alpha_1)} \text{(ec. C1)}^{47}$$

$$q(1-\alpha_1) = \alpha_1\, q_0$$

Sean $q_0 =$ cantidad demandada inicial, $p(q) =$ función inversa de la demanda y $p_0 =$ precio inicial.

Las disposiciones a pagar promedio de los consumidores residenciales y del sector servicios, Dp_{res} y Dp_{serv} respectivamente, se calculan en base a la ecuación (C1). Para realizar estos cálculos se requiere conocer los valores de los parámetros p_0, ε y $(1 - \alpha_1)$ de cada sector.

El valor de p_0 de cada sector se obtiene promediando los cargos de las tarifas reguladas de electricidad que dependen del consumo (cargos de energía), que pagan los consumidores de esos sectores que pueden realizar racionamiento voluntario.[48] Los consumidores de cada sector que no pueden realizar racionamiento voluntario son excluidos del cálculo de p_0. Se asume que en el sector residencial los consumidores que pagan la Tarifa de Consumo Básico (TCB), consumidores de bajo consumo, y los consumidores con consumo no facturado, no pueden realizar racionamiento voluntario. En el sector

[47] $Dp = \frac{1}{q_0 - q(1-\alpha_1)} \int_{q(1-\alpha_1)}^{q_0} p(g)\, dg = p_0 \frac{\varepsilon}{1+\varepsilon} \frac{\left(1-\alpha_1^{\frac{1+\varepsilon}{\varepsilon}}\right)}{(1-\alpha_1)}$

[48] En el caso de tarifas con cargos de energía que dependen de tramos de consumo se considera el cargo del tramo en el que se encuentra el consumo medio de quienes tienen esas tarifas. En el caso de tarifas con cargos de energía que dependen de tramos horarios se calcula el cargo medio en el thr en base a cuentas tipo y curvas horarias de consumo normalizado de las modalidades de consumo de esas tarifas. Las cuentas tipos consideradas para las tarifas TRD y TRT es la R3 y para la MC1 la NR3 del informe Comparativo de tarifas edición bimestral a setiembre 2022 de UTE.

servicios se supone que los consumidores que no pueden realizar racionamiento voluntario son los que están en la última situación señalada.

Se asume que el porcentaje de energía racionada voluntariamente $(1-\alpha_1)$ ocurre exclusivamente en el thr, igual en todas las horas y en ambos sectores. $Voll_1$ corresponde a la unidad de falla asociada a un porcentaje de energía de falla con respecto a la demanda total diaria del sistema igual a x_1. En el marco conceptual de este trabajo la relación entre x_1 y $(1-\alpha_1)$ se puede plantear en los siguientes términos.

$x_1 = (1-\alpha_1)\ \frac{(\tilde{D}^{thr}_{Dpres} + \tilde{D}^{thr}_{Dpserv})}{(\tilde{D}+\hat{D})_d}$ (ec. C2)

$\left(\tilde{D} + \hat{D}\right)_d$ = demanda total diaria del sistema

$\tilde{D}^{thr}_{Dp_{res}}$ = demanda en el thr de los consumidores del sector residencial que pueden realizar racionamiento voluntario

$\tilde{D}^{thr}_{Dp_{serv}}$ = demanda en el thr de los consumidores del sector servicios que pueden realizar racionamiento voluntario

Despejando $(1-\alpha_1)$ de la ecuación (C2) se obtiene la ecuación (C3).

$(1-\alpha_1) = x_1\ \frac{(\tilde{D}+\hat{D})_d}{\left(\tilde{D}^{thr}_{Dpres} + \tilde{D}^{thr}_{Dpserv}\right)}$ (ec. C3)

$\frac{(\tilde{D}+\hat{D})_d}{\left(\tilde{D}^{thr}_{Dpres} + \tilde{D}^{thr}_{Dpserv}\right)} = Dt/Drv$

El $Voll_1$ se calcula promediando Dp_{res} y Dp_{serv}, ponderados por las demandas de los consumidores de esos sectores que pueden realizar racionamiento voluntario, en el thr.

$$Voll_1 = Dp_{res}\ \%D_{Dp_{res}} + Dp_{serv}\ \%D_{Dp_{serv}}$$ (ec. C4)

$$\%D_{Dp_{res}} = \frac{\tilde{D}^{thr}_{Dp_{res}}}{\tilde{D}^{thr}_{Dp_{res}} + \tilde{D}^{thr}_{Dp_{serv}}}$$

$$\%D_{Dp_{serv}} = \frac{\tilde{D}^{thr}_{Dp_{serv}}}{\tilde{D}^{thr}_{Dp_{res}} + \tilde{D}^{thr}_{Dp_{serv}}}$$

Cuadro C2: Valores de los parámetros considerados para estimar $Voll_1$

Parámetro	**Descripción**	**Valor**
T_{cambio}	Tipo de cambio promedio fondo 2021 ($)	43,6
$p_{0_{res}}$	Cargo de energía medio del sector residencial que puede realizar racionamiento voluntario (USD/MWh) en 2021[49]	191
$p_{0_{serv}}$	Cargo de energía medio del sector servicios que puede realizar racionamiento voluntario (USD/MWh) en 2021[50]	147
ε_{res}	Elasticidad precio de la demanda de electricidad del sector residencial de corto plazo[51]	-0,23
ε_{serv}	Elasticidad precio de la demanda de electricidad del sector servicios de corto plazo[52]	-0,117
x_1	profundidad de la falla de la unidad 1 (%)	2

[49] La estructura de consumo es TRS 68%, TRD 31% y TRT 1%. TRS = Tarifa Residencial Simple, TRD = Tarifa Residencial Doble Horario y TRT = Tarifa Residencial Triple Horario. La estructura es calculada en base al consumo facturado de noviembre 2022 para reflejar cambios estructurales recientes. El valor de $p_{0_{res}}$ incluye la tasa de Impuesto al Valor Agregado (IVA) de 22%.

[50] La estructura de consumo es TGS 38% y MC1 62%. TGS = Tarifa General Simple y MC1 = Tarifa de Medianos Consumidores conectados en baja tensión. TGS = Tarifa General Simple y MC1 = Tarifa de Medianos Consumidores conectados en baja tensión. La estructura es calculada en base al consumo facturado de noviembre 2022 para reflejar cambios estructurales recientes. El consumo de MC1 está conformado por un 15% del sector público y un 85% del sector privado. El cargo de energía del sector público incluye la tasa de IVA de 22% y el del sector privado no.

[51] Valor medio del intervalo $[-0{,}151; -0{,}309]$.

[52] Valor medio del intervalo $[-0{,}0861; -0{,}148]$.

Dt/Drv	Demanda total diaria sobre la demanda que puede ser racionada voluntariamente en el tramo horario relevante[53]	2,6
$\%D_{Dp_{res}}$	Participación de la demanda de los consumidores del sector residencial que pueden realizar racionamiento voluntario en la demanda total de este tipo de consumidores (%)	58
$\%D_{Dp_{serv}}$	Participación de la demanda de los consumidores del sector servicios que pueden realizar racionamiento voluntario en la demanda total de este tipo de consumidores (%)	42

Fuente: T_{cambio} se obtiene del BCU, $p_{0_{res}}$ y $p_{0_{serv}}$ de datos de precios de la UTE y datos de consumo de la DNE, ε_{res} y ε_{serv} de SYSTEP, (2014), x_1 del Decreto N° 105/013 de 2 de abril de 2013, y, Dt/Drv, $\%D_{Dp_{res}}$ y $\%D_{Dp_{serv}}$ de datos de consumo y pérdidas técnicas de la UTE y la DNE

En base a los valores considerados en el Cuadro C2, y utilizando las ecuaciones (C1), (C3) y (C4), se calculan los valores de $(1-\alpha_1)$, Dp_{res}, Dp_{serv} y $Voll_1$.

$(1-\alpha_1) = 5{,}2\%$

$Dp_{res} = 214$

$Dp_{serv} = 186$

$Voll_1 = 202$

Para calcular los valores de $Voll_2$, $Voll_3$, $Voll_4$, x_2, x_3 y x_4 se estima una función de la disposición a aceptar una compensación económica promedio con respecto al porcentaje de racionamiento involuntario en relación con la demanda total diaria. Este racionamiento abarca a todos los consumidores de los sectores residencial y servicios, y es planeado por el operador del sistema y conocido con anticipación por los consumidores. La función se define de la siguiente forma.

$Da = V(x_ri)$ (ec. C5)

[53] Se utilizaron datos de consumo de 2019. El consumo total en el thr con respecto al consumo total diario es 63,5%, y el consumo de los sectores residencial y servicios considerados en el thr con respecto al consumo total en el mismo tramo es 60,5%.

$Da =$ disposición a aceptar una compensación económica promedio por la interrupción del suministro de una unidad de energía eléctrica notificada previamente

$x_ri =$ porcentaje de racionamiento involuntario con respecto a la demanda total diaria

$$\frac{\partial Da}{\partial x_ri} \geq 0$$

Los valores de $Voll_2$, $Voll_3$, $Voll_4$, x_2, x_3 y x_4 se calculan utilizando la ecuación (C5) de la siguiente manera.

$$Voll_{uf} = \frac{\left(V\left(x_ri_{uf}^{sup}\right)\ x_ri_{uf}^{sup} - V\left(x_{ri_{uf}}^{\ inf}\right)\ x_ri_{uf}^{inf}\right)}{\left(x_ri_{uf}^{sup} - x_ri_{uf}^{inf}\right)},\ uf = 2,\ 3 \text{ y } 4 \text{ (ec. C6)}$$

$$x_ri_{uf}^{sup} = x_{uf}^{sup} - x_1$$

$$x_ri_{uf}^{inf} = x_{uf}^{inf} - x_1$$

$x_{uf}^{sup} =$ valor máximo del porcentaje de racionamiento total (voluntario más involuntario) de las unidades de falla $\leq uf$

$x_ri_{uf}^{sup} =$ valor máximo del porcentaje de racionamiento involuntario de las unidades de falla $\leq uf$

$x_{uf}^{inf} =$ valor máximo del porcentaje de racionamiento total de las unidades de falla $< uf$

$x_ri_{uf}^{inf} =$ valor máximo del porcentaje de racionamiento involuntario de las unidades de falla $< uf$

$$x_ri_{uf}^{sup} - x_ri_{uf}^{inf} = x_{uf}^{sup} - x_{uf}^{inf} = x_{uf} \text{ (ec. C7)}$$

Se asume que la función de la ecuación (C5) es el resultado de la planificación óptima del racionamiento involuntario por parte del operador del sistema, siendo la hora de interrupción del suministro, h, que pertenece a thr, la variable de decisión del operador. El objetivo de este es ordenar las horas h con un criterio de mínimo costo de confiabilidad. Este se define de la siguiente forma.

$$C_{conf}^{h} = \begin{cases} \left(\widetilde{D} + \widehat{D}\right)_d \, x_ri_h \, Da_h \; si \; hc = 0 \\ \left(\widetilde{D} + \widehat{D}\right)_d \, [x_ri_h \, Da_h + \sum_{hc=1}^{HC} x_ri_{hc} \, \Delta Da_{hc}] \; si \; hc \geq 1 \end{cases}$$ (ec. C8)

C_{conf}^{h} = costo de confiabilidad generado por la interrupción de la hora h

x_ri_h = valor de x_ri en la hora h

Da_h = valor de Da en la hora h

hc = hora consecutiva de la hora h, $hc = 0,1, \dots, HC$

ΔDa_{hc} = incremento del valor de Da en la hora hc

El costo de confiabilidad de interrumpir el suministro en la hora h tiene dos componentes, uno recoge el impacto económico directo en la hora h, y el otro el impacto económico en las horas consecutivas a h por el aumento de la duración de la interrupción. Debido a que $\left(\widetilde{D} + \widehat{D}\right)_d$ es constante para todas las horas del día, el orden de estas se puede determinar sin considerar ese término.

Ordenado el conjunto de horas del thr según el mínimo costo de confiabilidad ($h_1, \dots, h_{14}$), se consideran los datos de x_ri_h, Da_h, x_ri_{hc} y ΔDa_{hc} de ese conjunto ordenado de horas y se los relaciona con la cantidad de horas ordenadas, ch.

Se modela la relación entre x_ri y ch a través de la ecuación (C9), y se estima el parámetro ϑ utilizando un modelo de regresión lineal en base a los 14 pares de valores de ambas variables que surgen del conjunto de horas $h_1, \dots, h_{14}$.

$x_ri = \vartheta * ch$ (ec. C9)

$\vartheta > 0$

Considerando el mismo conjunto de horas, se calcula el impacto económico promedio por hora de los 14 subconjuntos de horas ordenadas, de la siguiente forma.

$\sum_{h=h_1}^{h=h_{ch}} \frac{x_ri_h\ Da_h + \sum_{hc=1}^{HC} x_ri_{hc}\ \Delta Da_{hc}}{ch}$ (ec. C10)

h_{ch}= última hora del subconjunto de ch horas ordenadas

Dividiendo los 14 valores calculados a partir de la ecuación (C10) entre el valor estimado del parámetro ϑ, se estiman 14 valores de la variable Da de la ecuación (C5). Estos valores representan los valores promedios de Da con respecto a x_ri.

$\sum_{h=h_1}^{h=h_{ch}} \frac{x_ri_h\ Da_h + \sum_{hc=1}^{HC} x_ri_{hc}\ \Delta Da_{hc}}{x_ri}$ (ec. C11)

En base a los 14 pares de valores de las variables Da y x_ri, calculados en base a las ecuaciones (C11) y (C9) respectivamente, se estima la función de la ecuación (C5) a través de un modelo de regresión no lineal.

Los datos de x_ri_h, Da_h, x_ri_{hc} y ΔDa_{hc} que conforman el costo de confiabilidad son calculados en base a las metodologías aplicadas por CEPA, (2018). Estas buscan capturar los efectos que tienen las diferentes características de las interrupciones del suministro eléctrico sobre su valoración económica.

Para reflejar la diferente afectación económica que el racionamiento ocasiona a los distintos tipos de consumidores, se considera la metodología de la función de producción, la cual representa a la energía eléctrica como un insumo que genera bienestar en el sector residencial y valor agregado bruto en el sector no residencial.[54] En el primer sector, se asume que la electricidad está asociada a los usos relacionados con el ocio, por lo cual las interrupciones del suministro eléctrico ocasionan pérdidas de ocio, y, por ende, de bienestar a los consumidores residenciales. En el sector servicios, las interrupciones del suministro eléctrico producen una pérdida de valor agregado bruto a los consumidores de

[54] CEPA, (2018), estimó valores de energía de falla para consumidores residenciales y no residenciales, y dentro de estos últimos para los sectores servicios, industrial y primario. Las estimaciones se realizaron para todos los Estados miembros de la Unión Europea en 2018.

ese sector. Se estiman las valoraciones económicas del racionamiento promedio anuales de cada sector, asumiendo que la interrupción involuntaria del suministro es sin notificación previa. Estas se definen para los sectores residencial y de servicios, Ver_{res}^{sn} y Ver_{serv}^{sn} respectivamente, de la siguiente forma.

$Ver_{res}^{sn} = \frac{V_ocio_{anual}}{D_ee_res_{anual}}$ (ec. C12)

$V_ocio_{anual} =$ valor del ocio anual

$D_ee_res_{anual} =$ demanda de energía eléctrica anual del sector residencial

$V_ocio_{anual} = Hs_{ocio}\ sal_liq_{hora}\ \%ocio_{ee}\ \left(N°_{trab} + cne\ N°_{no_trab}\right)$ (ec. C13)

$Hs_{ocio} = (24 - Hs_{cuid} - Hs_{trab})$ (ec. C14)

$Hs_{ocio} =$ horas dedicadas al ocio promedio por día

$Hs_{cuid} =$ horas dedicadas al cuidado personal por día

$Hs_{trab} =$ horas trabajadas promedio por día

$sal_liq_{hora} =$ salario líquido promedio por hora[55]

$\%ocio_{ee} =$ proporción de ocio que depende de la electricidad

$N°_{trab} =$ número de personas que trabajan en el año

$N°_{no_trab} =$ número de personas que no trabajan en el año

$cne =$ coeficiente de no empleados, refleja el valor de una hora de ocio para las personas que no trabajan con respecto al valor de una hora de ocio para las personas que trabajan

[55] Se asume que el costo de oportunidad de una hora de ocio para una persona que trabaja es el salario líquido de una hora de trabajo.

$Ver_{serv}^{sn} = \frac{VAB_serv_{anual}}{D_e_serv_{anual}} \ \%ee_sist_{serv}$ (ec. C15)

$VAB_serv_{anual} =$ valor agregado bruto anual del sector servicios

$D_e_serv_{anual} =$ demanda final de energía total anual del sector servicios

$\%ee_sist_{serv} =$ porcentaje de demanda de energía eléctrica del sistema anual con respecto a la demanda final de energía total anual del sector servicios[56]

La fórmula utilizada para calcular Ver_{serv}^{sn} asume implícitamente que cada tipo de energético utilizado genera el mismo VAB por tonelada equivalente de petróleo (tep)[57] en promedio. Este supuesto no es adecuado en sectores que tienen una canasta de energéticos muy diversificada, pero para sectores como el de servicios en Uruguay se considera razonable, dada la elevada concentración de la demanda de energía eléctrica en su demanda total de energéticos.

En el Cuadro C3 se consideran valores de parámetros de naturaleza cultural y social asumidos por CEPA, (2018), y socioeconómicos y energéticos calculados en base a estadísticas nacionales.

Cuadro C3: Valores de los parámetros considerados para calcular Ver_{res}^{sn} y Ver_{serv}^{sn}

Parámetro	**Descripción**	**Valor**
Hs_{cuid}	Horas dedicadas al cuidado personal por día (horas)	11
Hs_{trab}	Horas trabajadas promedio por día en 2019 (horas)[58]	5,3
sal_liq_{hora}	Ingreso líquido por trabajo promedio anual por hora en 2019 ($)[59]	225

[56] Se excluye la energía eléctrica autogenerada.
[57] Métrica utilizada en el sector energético para expresar en la misma unidad de medida a todos los energéticos.
[58] Se calcula dividiendo las horas trabajadas promedio por semana entre 7.
[59] Incluye aguinaldo.

$\%ocio_{ee}$	Porcentaje de ocio que depende del consumo de electricidad (%)[60]	57,95
$N°_{trab}$	Número de personas que trabajaron en el año 2019 (personas)[61]	1.625.859
$N°_{no_trab}$	Número de personas que no trabajaron en el año 2019 (personas)	1.892.694
cne	Valor de una hora de ocio para las personas que no trabajan con respecto al valor de una hora de ocio para las personas que trabajan	0,5
$D_ee_res_{anual}$	Demanda de energía eléctrica del sector residencial en 2019 (MWh)	4.622.629
VAB_serv_{anual}	Valor Agregado Bruto del sector servicios en 2019 (millones \$)[62]	1.286.883
$D_e_serv_{anual}$	Demanda de energía total del sector servicios en 2019 (MWh)	3.218.437[63]
$\%ee_sist_{serv}$	Peso de la demanda de electricidad del sistema (no autogenerada) con respecto a la demanda total de energéticos del sector servicios en 2019 (%)	80
T_{cambio}	Tipo de cambio promedio fondo 2019 (\$)	35,3

Fuente: Hs_{cuid}, $\%ocio_{ee}$, cne se obtienen de CEPA, (2018), Hs_{trab}, sal_liq_{hora}, $N°_{trab}$, $N°_{no_trab}$ del INE, $D_ee_res_{anual}$, $D_e_serv_{anual}$ y $\%ee_sist_{serv}$ de la DNE, y VAB_serv_{anual} y T_{cambio} del BCU

Los valores de Ver_{res}^{sn} y Ver_{serv}^{sn}, considerando las ecuaciones (C12), (C13), (C14) y (C15), y los valores del Cuadro C3, son los siguientes.

$Ver_{res}^{sn} = 5.794$ USD/MWh

$Ver_{serv}^{sn} = 9.042$ USD/MWh

[60] Se considera los porcentajes promedio de los países europeos del sur (58%) y del oeste (57,9%) estimados por CEPA, (2018) en base a encuestas a consumidores residenciales de esos países. Se identificó que los factores climáticos son los que más inciden en ese porcentaje. Esas regiones de Europa son las que tienen indicadores de temperatura más próximos a los de Uruguay ("Heating Degree Days" en el sur y "Cooling Degree Days" en el oeste).

[61] Se calcula en base a la tasa de empleo, población total y población de 14 años o más.

[62] El sector servicios incluye las actividades de administración pública, entre las cuales está comprendida la actividad de alumbrado público. Por ser considerada esta última una actividad esencial, se decidió excluirla del análisis del sector. En base a la desagregación de la información disponible, esto es posible en relación con el consumo de energía eléctrica, pero no lo es con respecto al PBI. Se asume que la contribución del PBI generado por la actividad de alumbrado público es despreciable en el PBI sectorial.

[63] 276,8 ktep.

Estos valores se ajustan en base a índices de variables macroeconómicas expresadas en unidades monetarias, para expresarlos en USD/MWh de 2021, asumiendo el resto de las variables constantes.

$$Ver_{res}^{sn}\ 2021 = Ver_{res}^{sn}\ 2019\ \left(\frac{IMS_{2021}}{IMS_{2019}}\right)\left(\frac{T_{cambio2019}}{T_{cambio2021}}\right)$$

$IMS =$ índice medio de salarios

$Ver_{res}^{sn}\ 2021 =$ 5.371 USD/MWh

$$Ver_{serv}^{sn}\ 2021 = Ver_{serv}^{sn}\ 2019\ \left(\frac{IPI_{2021}}{IPI_{2019}}\right)\left(\frac{T_{cambio2019}}{T_{cambio2021}}\right)$$

$IPI =$ índice de precios implícitos del PBI del sector servicios

$Ver_{serv}^{sn}\ 2021 =$ 8.802 USD/MWh

Los valores de Ver_{res}^{sn} y Ver_{serv}^{sn} incluyen las disposiciones a pagar y a aceptar una compensación económica sin notificación de cada sector, Dp_{sector} y Da_{sector}^{sn} respectivamente, porque consideran la demanda total sectorial. Debido a que la función de la ecuación (C5) que se quiere estimar, tiene como variable dependiente a la disposición a aceptar una compensación económica, es necesario excluir los valores de Dp_{res} y Dp_{serv} de las observaciones a calcular. Los valores que deben ser excluidos fueron estimados en referencia a la demanda en el dr. Para referenciarlos al mismo período, el valor promedio anual de cada sector se multiplica por la relación entre las demandas en el dr y en el día promedio anual de cada sector, dr/dpa_{sector}. La valoración económica del racionamiento de cada sector en el dr, $Ver_dr_{sector}^{sn}$, se define como el promedio entre Dp_{sector} y Da_{sector}^{sn}, ponderado por las participaciones de las demandas potencialmente racionadas voluntaria e involuntariamente de cada sector. A continuación, se explicitan las ecuaciones que permite calcular el valor de Da_{sector}^{sn}.

$Ver_dr_{sector}^{sn} = Ver_{sector}^{sn}\ dr/dpa_{sector}$ (ec. C16)

$Ver_dr_{sector}^{sn} = Dp_{sector}\ \%D_{Dp_{sector}} + Da_{sector}^{sn}\ \%D_{Da_{sector}}$ (ec. C17)

$$Da_{sector}^{sn} = \frac{Ver_dr_{sector}^{sn} - Dp_{sector}\ \%D_{Dp_{sector}}}{\%D_{Da_{sector}}}$$ (ec. C18)

Cuadro C4: Valores de los parámetros considerados para calcular Da_{res}^{sn} y Da_{serv}^{sn}

Parámetro	**Descripción**	**Valor**
dr/dpa_{res}	Relación entre las demandas en el dr y en el día promedio anual del sector residencial	0,92[64]
dr/dpa_{serv}	Relación entre las demandas en el dr y en el día promedio anual del sector servicios	1,001[65]
$\%D_{Dp_{res}}$	Participación de la demanda potencialmente racionada voluntariamente del sector residencial (%)	2,54
$\%D_{Dp_{serv}}$	Participación de la demanda potencialmente racionada voluntariamente del sector servicios (%)	3,06
$\%D_{Da_{res}}$	Participación de la demanda potencialmente racionada involuntariamente del sector residencial (%)	97,46
$\%D_{Da_{serv}}$	Participación de la demanda potencialmente racionada involuntariamente del sector servicios (%)	96,94

Fuente: dr/dpa_{res}, dr/dpa_{serv}, $\%D_{Dp_{res}}$, $\%D_{Dp_{serv}}$, $\%D_{Da_{res}}$ y $\%D_{Da_{serv}}$ se obtienen de datos de la DNE y la UTE

Los valores calculados de Da_{res}^{sn} y Da_{serv}^{sn} son los siguientes.

$Da_{res}^{sn} = 5.054$ USD/MWh

$Da_{serv}^{sn} = 9.081$ USD/MWh

[64] Se consideraron datos del consumo promedio en los meses del día relevante y del consumo promedio mensual en el año debido a la no disponibilidad de datos de consumos sectoriales diarios.
[65] Mismo comentario que nota al pie número 60.

Para representar el efecto económico que producen los distintos períodos de tiempo intra-anuales en los que ocurre el racionamiento, se considera la metodología que asigna a la relación entre las valoraciones económicas del racionamiento en distintos períodos, la relación entre la cantidad demandada de energía eléctrica en esos períodos. Las disposiciones a aceptar sin notificación previa sectoriales y los valores de x_ri se calculan para cada hora h de la siguiente forma.

$Da^{sn}_{sector}_h = Da^{sn}_{sector}\ Dn^{neta_rv}_{sector}_h$ (ec. C19)

$$Dn^{neta_rv}_{sector}_h = \frac{D^{neta_rv}_{sector}_h}{\sum_{h=0}^{23} D^{neta_rv}_{sector}_h}$$

$Dn^{neta_rv}_{sector}_h =$ demanda neta de racionamiento voluntario sectorial normalizada en la hora h

$D^{neta_rv}_{sector}_h =$ demanda neta de racionamiento voluntario sectorial en la hora h

$$x_ri_{h_{sector}} = \frac{(\widetilde{D}_{sector})_d \left(\frac{Dn^{neta_rv}_{sector}_h}{24}\right)}{(\widetilde{D}+\widehat{D})_d}$$ (ec. C20)

$x_ri_h = x_ri_{h_{res}} + x_ri_{h_{serv}}$ (ec. C21)

Cuadro C5: Valores de $Dn^{neta_rv}_{res}_h$ y $Dn^{neta_rv}_{serv}_h$ en el thr

$\boldsymbol{h}$	$\boldsymbol{Dn^{neta_rv}_{res}_h}$	$\boldsymbol{Dn^{neta_rv}_{serv}_h}$
10	0,90	1,11
11	0,95	1,17
12	1,00	1,19
13	1,07	1,17
14	1,12	1,17
15	1,11	1,18

16	1,09	1,18
17	1,09	1,16
18	1,10	1,10
19	1,14	1,02
20	1,20	0,98
21	1,32	0,97
22	1,36	0,92
23	1,27	0,88

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la DNE y la UTE

Cuadro C6: Valores de $Da^{sn}_{res_}h$ y $Da^{sn}_{serv_}h$ en el thr

h	$Da^{sn}_{res_}h$ (USD/MWh) 2021	$Da^{sn}_{serv_}h$ (USD/MWh) 2021
10	4.565	10.115
11	4.777	10.592
12	5.054	10.822
13	5.433	10.613
14	5.645	10.634
15	5.609	10.722
16	5.521	10.703

17	5.503	10.507
18	5.559	10.028
19	5.737	9.270
20	6.048	8.873
21	6.674	8.793
22	6.848	8.368
23	6.418	8.031

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la DNE, la UTE, el INE, el BCU y CEPA, (2018)

Cuadro C7: Valores de $x_ri_{h_{res}}$, $x_ri_{h_{serv}}$ y x_ri_h en el thr

$\boldsymbol{h}$	$\boldsymbol{x_ri_{h_{res}}}$	$\boldsymbol{x_ri_{h_{serv}}}$	$\boldsymbol{x_ri_h}$
10	1.7%	1.2%	2.9%
11	1.7%	1.3%	3.0%
12	1.8%	1.3%	3.2%
13	2.0%	1.3%	3.3%
14	2.1%	1.3%	3.4%
15	2.1%	1.3%	3.4%
16	2.0%	1.3%	3.3%
17	2.0%	1.3%	3.3%
18	2.0%	1.2%	3.3%
19	2.1%	1.1%	3.2%
20	2.2%	1.1%	3.3%

21	2.4%	1.1%	3.5%
22	2.5%	1.0%	3.5%
23	2.3%	1.0%	3.3%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la DNE y la UTE

El modelo de regresión lineal de la ecuación (C9) es significativo al 0,1%, y da como resultado un R^2 ajustado igual a 0,9999. El valor estimado del coeficiente ϑ es 0,0326.[66]

Para capturar el efecto de la duración de la interrupción notificada previamente, se consideran los "notice factor" (NF) estimados por CEPA, (2018), para cada sector y para distintas duraciones de la interrupción. El "notice factor" es la relación entre el valor de la energía no suministrada con notificación previa y el valor de esta sin notificación previa. CEPA, (2018), asume que las interrupciones son notificadas a los consumidores con un día de anticipación. El NF de cada sector, NF_{sector}, se define con respecto a la duración de la interrupción notificada previamente, dur, de la siguiente manera.

$NF_{sector} = NF_{sector}(dur)$ (ec. C22)

$0 \leq NF_{sector} \leq 1$

$NF_{sector}(0) = 0$

$\frac{\partial NF_{sector}}{\partial dur} \geq 0$

Los valores de Da_h son calculados considerando valores enteros de la variable dur, la cual se redefine a tales efectos de la siguiente forma.

[66] Límite inferior (95%) = 0,0325 y límite superior (95%) = 0,0328.

$chc = Entero\ (dur)$

$chc =$ cantidad de horas consecutivas de interrupción notificada previamente en el thr

Cuadro C8: Valores considerados de NF_{res} y NF_{serv} en el thr[67]

chc (horas)	NF_{res}	NF_{serv}
1	48,7%	54,1%
2	55,5%	61,9%
3	59,8%	67,5%
4	62,9%	71,5%
5	65,3%	74,4%
6	67,3%	76,7%
7	69,0%	78,7%
8	70,4%	80,5%
9	71,6%	82,2%
10	72,7%	83,7%
11	73,6%	84,8%
12	74,4%	85,6%
13	75,2%	86,4%
14	75,8%	87,5%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CEPA, (2018)

[67] Ver Anexo E para mayor detalle del procedimiento seguido en el presente trabajo para estimar los "notice factor" sectoriales a partir de los valores estimados por CEPA, (2018).

A partir de los valores de NF_{res} y NF_{serv} del Cuadro C8, los valores de la disposición a aceptar con notificación previa en la hora h, Da_h, para cada valor de chc, se calcula de la siguiente forma.

$$Da_h = Da^{sn}_{res_h}\, NF_{res}(chc)\, \frac{x_{ri_{h_{res}}}}{x_{ri_h}} + Da^{sn}_{serv_h}\, NF_{serv}(chc)\, \frac{x_{ri_{h_{serv}}}}{x_{ri_h}} \text{ (ec. C23)}$$

Cuando la hora interrumpida h tiene horas consecutivas ya interrumpidas, hc, el valor de chc de estas últimas aumenta, y por ende se incrementa el valor del NF asociado a las mismas. De esta forma se genera un incremento del valor de Da en la o las horas hc que se calcula de la siguiente manera.

$$\Delta Da_{hc} = Da^{sn}_{res_{hc}}\, \Delta NF_{res}(\Delta chc)\, \frac{x_{ri_{hcres}}}{x_{ri_{hc}}} + Da^{sn}_{serv_{hc}}\, \Delta NF_{serv}(\Delta chc)\, \frac{x_{ri_{hcserv}}}{x_{ri_{hc}}} \text{ (ec. C24)}$$

Cuadro C9: Conjunto de horas de mínimo costo de confiabilidad

$\boldsymbol{h_1, \ldots, h_{14}}$	$\boldsymbol{h}$	**Cantidad de $\boldsymbol{hc}$**
h_1	10	0
h_2	19	0
h_3	23	0
h_4	12	0
h_5	17	0
h_6	21	0
h_7	14	0
h_8	16	1
h_9	11	2
h_{10}	20	2
h_{11}	15	3
h_{12}	22	4
h_{13}	13	7

h_{14}	18	13

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la DNE, la UTE, el INE, el BCU y CEPA, (2018)

El conjunto de horas ordenadas tiene un subconjunto formado por las primeras 7 horas que no tienen horas consecutivas interrumpidas, y otro subconjunto constituido por las últimas 7 horas que tienen al menos una hora consecutiva interrumpida.

Cuadro C10: Valores calculados de Da y x_ri

x_ri	Da (USD/MWh) 2021
3,3%	3.214
6,5%	3.377
9,8%	3.437
13,1%	3.521
16,3%	3.595
19,6%	3.663
22,8%	3.716
26,1%	3.890
29,4%	4.130
32,6%	4.340
35,9%	4.659
39,2%	4.936
42,4%	5.383
45,7%	5.989

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la DNE, la UTE, el INE, el BCU y CEPA, (2018)

La función de la ecuación (C5) se estima a través de un modelo de regresión no lineal, asumiendo una función polinómica no decreciente, en base a los valores del Cuadro C10. El modelo con el menor valor del indicador de criterio de información de Akaike corregido para muestras finitas (AICC) resultó ser el de una función polinómica de orden 3. A continuación se explicita la ecuación de esta función, y los valores estimados de los parámetros.

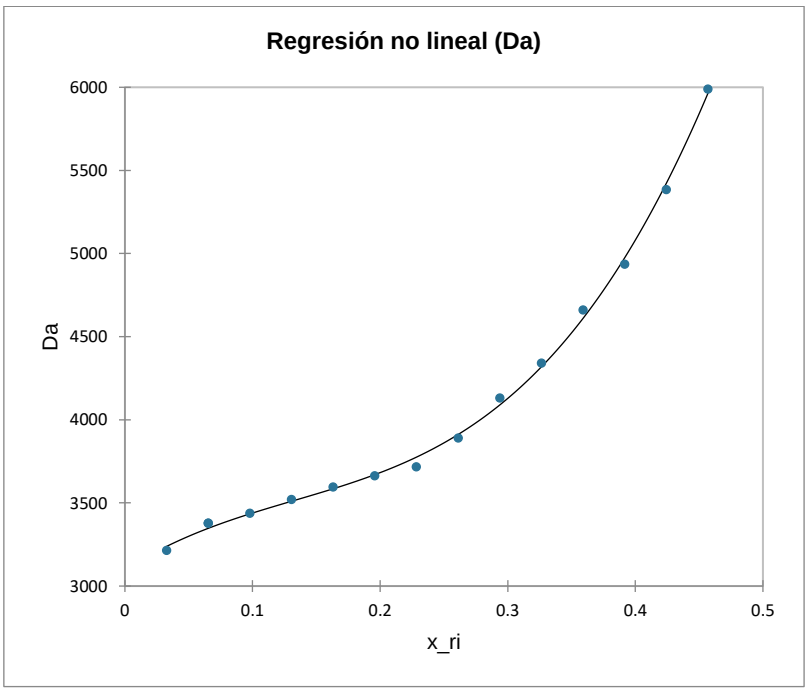
$Da = pr_4\ (x_ri)^3 + pr_3\ (x_ri)^2 + pr_2\ x_ri + pr_1$ (ec. C25)

Cuadro C11: Valores estimados de los parámetros de la ecuación (C25)

Parámetros	**Valor**	**Error estándar**	**Límite inferior (95%)**	**Límite superior (95%)**
pr1	3.098	54	2.978	3.217
pr2	4.915	918	2.870	6.960
pr3	-20.031	4.280	-29.567	-10.496
pr4	50.343	5.759	37.511	63.175

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la DNE, la UTE, el INE, el BCU y CEPA, (2018)

Gráfico C1: Función de la ecuación (C25)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la DNE, la UTE, el INE, el BCU y CEPA, (2018)

Cuadro C12: Residuos relativos a las predicciones

Observaciones	**Valor absoluto residuo / Predicción**
Obs1	0,7%
Obs2	0,9%
Obs3	0,1%
Obs4	0,3%
Obs5	0,3%
Obs6	0,2%
Obs7	1,6%
Obs8	0,5%
Obs9	1,0%
Obs10	0,5%
Obs11	1,1%
Obs12	0,8%
Obs13	0,7%
Obs14	0,4%
Promedio	**0,7%**

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la DNE, la UTE, el INE, el BCU y CEPA, (2018)

A partir de la ecuación (C25) se estiman los valores de x_2 y x_3 de forma tal que representen cambios de comportamiento de la función Da con respecto a x_ri, y por diferencia se estima el valor de x_4. El nivel de profundidad de la falla de la unidad 2 es igualado al valor de x_ri en el que cambia la derivada segunda de la función. El nivel de profundidad de la falla de la unidad 3 se calcula restando, el valor de x_ri de la primera hora que tiene al menos una hora consecutiva interrumpida, según el Cuadro C9, y el valor del nivel de profundidad de la falla de la unidad 2. Por construcción de las

unidades de falla de la plataforma utilizada, el nivel de profundidad de la falla de la última unidad debe ser calculado de forma tal que la suma de los niveles de profundidad de las cuatro unidades de falla sea 100%, representando el total de la demanda diaria. Debido a que la función de la ecuación (C5) es no decreciente, para calcular el nivel de profundidad de falla de la unidad 4 se asume que Da es constante con respecto a x_ri a partir de x_ri igual a 45,7%. Estimados los valores de x_2, x_3 y x_4, en base a la ecuación (C7), y la función de la ecuación (C5) a través de la ecuación (C25), se calculan los valores de $Voll_2$, $Voll_3$ y $Voll_4$ utilizando la ecuación (C6).

Cuadro C13: Estimaciones de x_2, x_3, x_4, $Voll_2$, $Voll_3$ y $Voll_4$

Parámetro	**Valor estimado en 2021**
x_2	13,3%
x_3	12,8%
x_4	71,9%
$Voll_2$	3.515 USD/MWh
$Voll_3$	4.321 USD/MWh
$Voll_4$	6.710 USD/MWh

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la DNE, la UTE, el INE, el BCU y CEPA, (2018)

Anexo D

El período intra-anual relevante depende fundamentalmente de las variabilidades intra-anuales de la demanda neta del sistema y de los aportes hidráulicos a las centrales hidroeléctricas. La primera depende de las variabilidades intra-anuales de la demanda total y de la generación eólica y solar fotovoltaica del sistema.[68]

Ibarburu, (1990), define a la semana como período de tiempo adecuado para representar los niveles de racionamiento planeado y anticipado, y los costos de falla medios asociados. Señala que la semana es el período de tiempo en el cual los escalones de falla representan los distintos medios disponibles de restringir la demanda total del sistema en etapas sucesivas. En línea con esta idea, se realiza un análisis para identificar las semanas del año con mayor riesgo de ocurrencia de restricciones de energía eléctrica, en base a la definición de un indicador de riesgo semanal. Las variables consideradas relevantes para su definición son la demanda neta semanal y los aportes hidráulicos semanales a las centrales hidroeléctricas del sistema.

Las centrales hidroeléctricas del sistema uruguayo son cuatro, denominadas Dr. Gabriel Terra (Bonete), Rincón de Baygorria (Baygorria), Constitución (Palmar) y Salto Grande. Las potencias instaladas puestas a disposición en el sistema uruguayo son 152 MW, 108 MW, 333 MW y 945 MW[69] respectivamente. Patrone, (2014), menciona que el embalse de Bonete es el gran regulador del sistema de embalses, con una reserva calculada en días de caudal medio entre los niveles máximo y mínimo

[68] Se excluyó de este análisis la variabilidad intra-anual de la generación en base a biomasa no gestionable por razones de simplificación.
[69] La central hidroeléctrica de Salto Grande es binacional, propiedad de los Estados uruguayo y argentino. La potencia instalada total de la central es 1.890 MW, correspondiendo el 50% a cada Estado.

operativos de 150 días, y que el resto de los embalses posee una muy reducida capacidad de regulación.[70]

Debido a que la potencia instalada de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación del sistema es aproximadamente 10 % de la potencia instalada total de las centrales hidroeléctricas, para la definición del indicador de riesgo semanal se considera como variable aproximada de los aportes hidráulicos semanales, la generación de energía eléctrica de origen hidráulico semanal del sistema.

El indicador de riesgo semanal se construye a partir de la demanda neta y de la generación de origen hidráulico del sistema semanales, de la siguiente forma.

$$R_t = \frac{\left(\frac{GH_t}{GH_{pr_a}}\right)}{\left(\frac{DN_t}{DN_{pr_a}}\right)} \text{ (ec. D1)}$$

$t =$ semana

$R_t =$ indicador de riesgo de ocurrencia de racionamiento en el período t

$GH_t =$ generación de origen hidráulico del sistema en el período t

$GH_{pr_a} =$ generación de origen hidráulico promedio anual del sistema en el año de t

$DN_t =$ demanda neta del sistema en el período t

$DN_{pr_a} =$ demanda neta promedio anual del sistema en el año de t

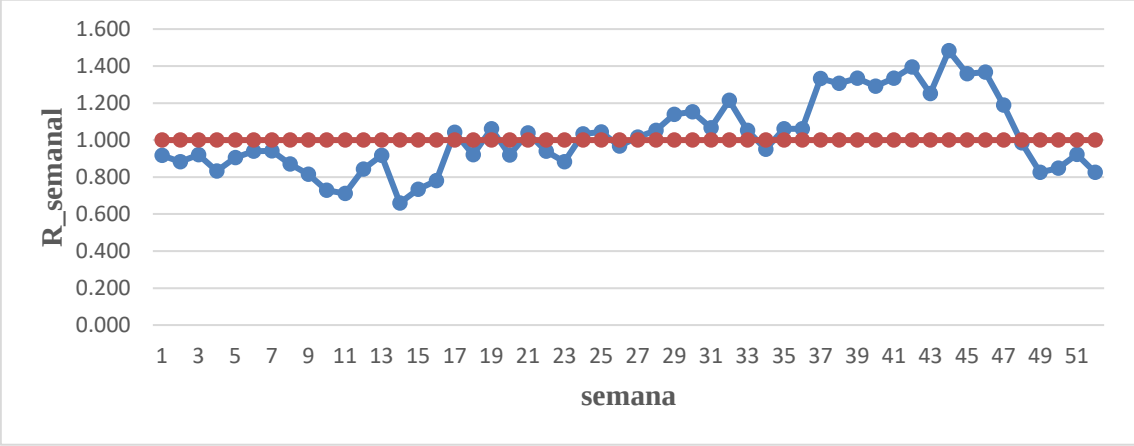
A menor valor de este indicador, mayor es el riesgo de ocurrencia de restricciones en la semana, ya sea por un menor valor de la generación de origen hidráulico semanal con respecto a la media anual y/o por un mayor valor de la demanda neta semanal con respecto a la media anual.

[70] Las reservas de los embalses de Palmar y de Baygorria calculadas en días de caudal medio entre los niveles máximo y mínimo operativos son de 16 y 2,8 días respectivamente. La central de Baygorria es modelada habitualmente como una central hidroeléctrica de pasada.

Debido a que el objetivo es identificar las semanas del año con mayor riesgo de ocurrencia de restricciones en el sistema eléctrico uruguayo actual, se utilizan datos de los últimos años disponibles en los que ya se había instalado casi la totalidad de las centrales de generación de fuente renovable no convencional. Se selecciona el período 2017 – 2021.[71] De forma de mitigar posibles particularidades de los años considerados, el valor del indicador de riesgo de cada semana del año se calcula promediando los valores de este en las semanas de igual orden de ese conjunto de años[72].

Calculados los valores del indicador, se seleccionan, en una primera etapa, las semanas con valores del indicador menor que 1, a los efectos de identificar las semanas del año con un riesgo mayor que el promedio anual. En el Gráfico D1 se muestra el valor del indicador semanal de las distintas semanas del año.

Gráfico D1: $R_{semanal}$



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la UTE

En una segunda etapa, para identificar las semanas de mayor riesgo entre las semanas seleccionadas en la primera etapa, se realiza un análisis de agrupamiento de datos utilizando el método de partición

[71] Las semanas de cada año se definen de forma consecutiva en los 5 años mencionados, considerando en el 2017 como primera semana, la primera que se iniciara con el lunes de ese año (02/01/2017). Por ende, algunas semanas correspondientes a los años 2019, 2020 y 2021 se construyen con algunos días de otros años.
[72] Se consideran años de 52 semanas, y por ende de 364 días.

univariada[73] con el algoritmo de Fisher[74] dados dos grupos. De esta forma, se define un grupo relativamente homogéneo de 11 semanas del año con mayor riesgo de ocurrencia de restricciones. Los meses en los que están comprendidas estas semanas son diciembre, enero, febrero, marzo y abril en todos los años considerados, y noviembre en algunos de los mismos. En el Cuadro D1 se explicitan las 11 semanas identificadas, ordenadas según el valor del indicador semanal con un criterio ascendente, y se muestra el valor del indicador semanal en cada uno de los años considerados.

Cuadro D1: Semanas del año con mayor riesgo de ocurrencia de restricciones

Semana	**R promedio 5 años**	**R_2017**	**R_2018**	**R_2019**	**R_2020**	**R_2021**	**% años con R menor 1**
14	0,66	0,81	0,85	0,89	0,42	0,34	100%
11	0,71	0,85	0,62	1,28	0,55	0,26	80%
10	0,73	1,06	0,67	0,88	0,60	0,43	80%
15	0,73	0,98	0,77	0,82	0,32	0,79	100%
16	0,78	1,09	0,73	0,81	0,28	1,00	80%
9	0,82	0,83	0,80	0,70	0,76	0,99	100%
49	0,83	0,99	0,90	1,05	0,64	0,55	80%
52	0,83	0,58	1,79	0,75	0,51	0,51	80%
4	0,83	0,75	0,83	1,00	0,93	0,64	80%
12	0,84	1,14	0,67	1,23	0,59	0,59	60%
50	0,85	0,97	1,01	0,88	0,67	0,70	80%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la UTE

[73] La partición univariada consiste en obtener una partición que minimiza la inercia intraclase, sobre la base de la descripción por una única variable cuantitativa.
[74] Este algoritmo garantiza que la solución obtenida es la solución óptima dado el número de grupos.

En la última columna del Cuadro D1 se puede observar que el porcentaje de años con un valor del indicador menor que 1 más frecuente en esas semanas es 80%, es decir 4 años de los 5 considerados.

Debido a que se utilizan en el presente trabajo pasos diarios como horizontes de tiempo de simulación, se analiza el indicador de riesgo definido previamente considerando datos diarios, para definir un día de alto riesgo representativo de las 11 semanas del año con mayor riesgo de ocurrencia de restricciones[75]. Se calcula el valor del indicador de riesgo de cada día del año utilizando el mismo procedimiento que a nivel semanal.

Se identifica el porcentaje (11/52) de los días del año con mayor riesgo, es decir los 77 días del año con menor valor del indicador. Se constata que 48 de ellos pertenecen a las 11 semanas del año con mayor riesgo de ocurrencia de restricciones.[76] Una de estas semanas tiene 3 de esos días, cinco de esas semanas tienen 4 de esos días y las restantes cinco semanas tienen 5 de esos días. La estructura porcentual de días hábiles y días de fines de semana de los 48 días analizados es prácticamente la misma que la de los 77 días de las 11 semanas.[77] Se define como día de alto riesgo representativo de las 11 semanas del año con mayor riesgo de ocurrencia de restricciones al día promedio de los 48 días mencionados previamente. En el Cuadro D2 se muestra el número de días de alto riesgo representativos de cada semana.

[75] Se calculó R_t con $t =$ día.
[76] Se identifican los días con un valor del indicador menor o igual a 0,858.
[77] La estructura porcentual de los 48 días es 70,8% días de lunes a viernes, 16,7% sábados y 12,5% domingos, mientras que la estructura de los 77 días de las 11 semanas es 71,4%, 14,3% y 14,3% respectivamente. La única diferencia para destacar es que en los 48 días los sábados quedan porcentualmente sobrerrepresentados con respecto al caso de 77 días, mientras que los domingos quedan en la situación opuesta. Considerados sábados y domingos conjuntamente quedan aproximadamente con la misma participación en los 48 días (29,2%) que en los 77 días (28,6%).

Cuadro D2: Número de días de alto riesgo representativos de cada semana

Semana	**R promedio 5 años**	**N° días con R ≤ 0,858**
14	0,66	5
11	0,71	5
10	0,73	5
15	0,73	5
16	0,78	4
9	0,82	3
49	0,83	4
52	0,83	4
4	0,83	4
12	0,84	4
50	0,85	5

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la UTE

A partir de los datos horarios de los 48 días, se calculan la demanda neta normalizada y la demanda normalizada de cada hora de esos días, utilizando las siguientes definiciones.

$$DN_h^n = \frac{DN_h}{\left(\frac{\sum_{h=0}^{23} DN_h}{24}\right)}$$ (ec. D2)

$DN_h^n =$ demanda neta normalizada de la hora h

$DN_h =$ demanda neta de la hora h

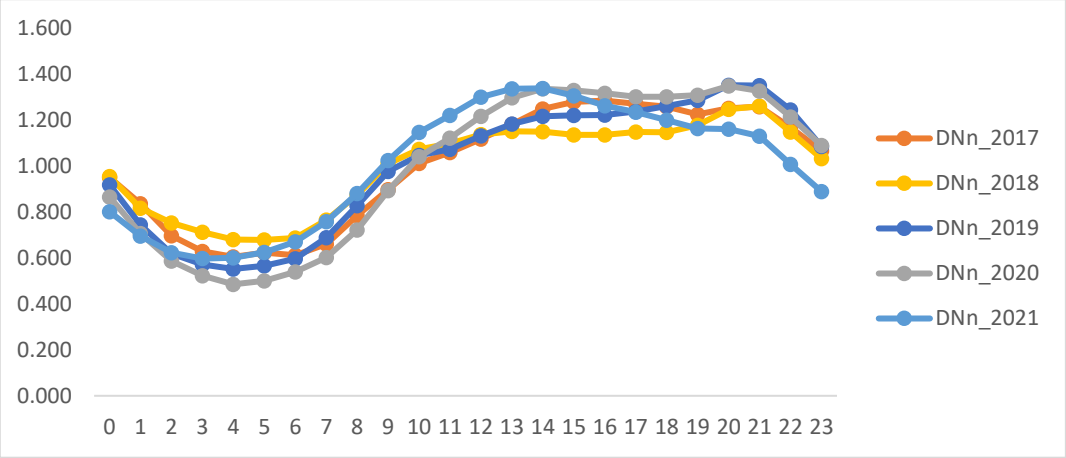
$$D_h^n = \frac{D_h}{\left(\frac{\sum_{h=0}^{23} D_h}{24}\right)}$$ (ec. D3)

D_h^n = demanda normalizada de la hora h

D_h = demanda de la hora h

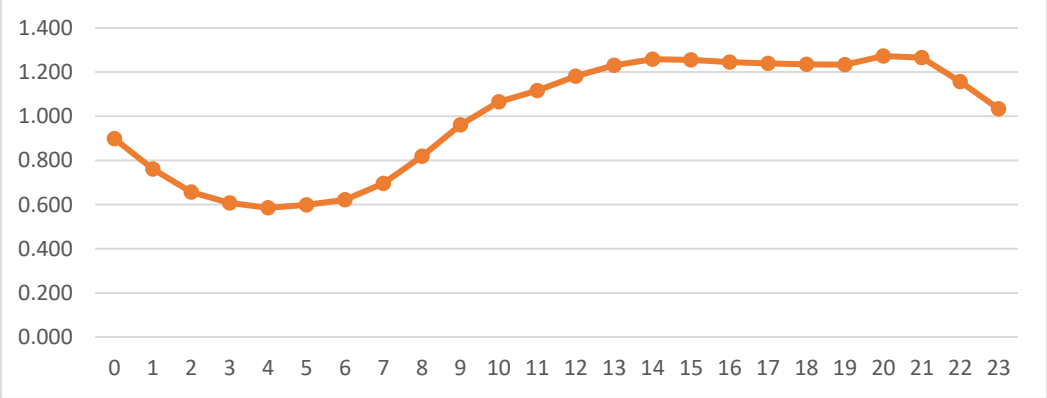
Se construyen dos curvas horarias referidas al día de alto riesgo representativo, una de la demanda neta normalizada y otra de la demanda normalizada, promediando los valores horarios normalizados de ambas variables en los años anteriormente considerados. En los Gráficos D2, D3 y D4 se muestran las curvas horarias mencionadas.

Gráfico D2: Demanda neta normalizada horaria en el dr en 2017 - 2021



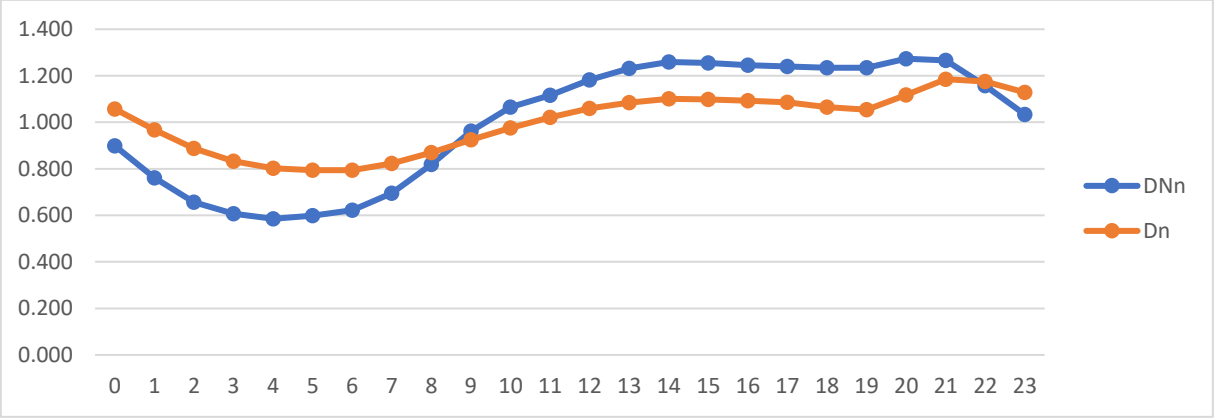
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la UTE

Gráfico D3: Demanda neta normalizada horaria en el dr



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la UTE

Gráfico D4: Demanda neta y demanda normalizadas horarias en el dr



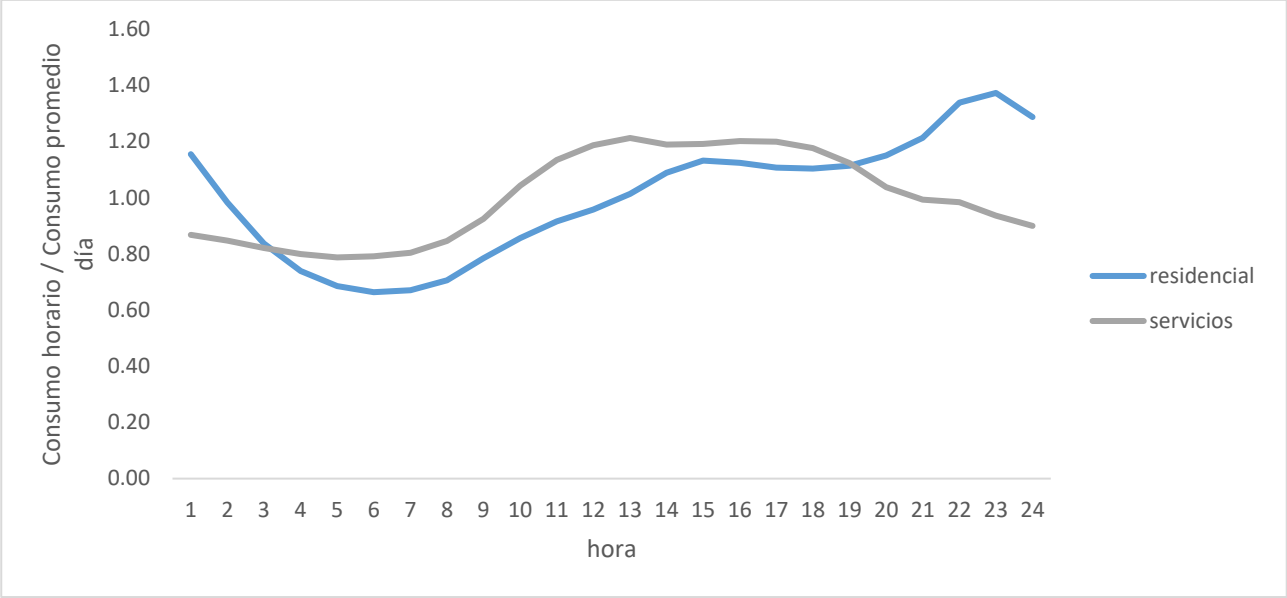
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la UTE

A partir de la curva horaria de la demanda neta normalizada, se consideran las horas con un valor mayor que 1 como el tramo horario con mayor riesgo de ocurrencia de restricciones. El tramo horario resultante es el que inicia en la hora 10 y finaliza en la hora 0. La demanda total del sistema en este tramo horario representa aproximadamente el 63,5% de la demanda del día de alto riesgo representativo. En este procedimiento solo se considera la demanda neta y no la generación de origen hidráulico, porque en el conjunto de horas de un día la capacidad de regulación de los embalses de las centrales hidroeléctricas permite gestionar el agua de forma de abastecer de forma óptima la demanda neta horaria.

El tramo horario de 10 a 0 del día promedio de alto riesgo de las semanas del año con mayor riesgo de ocurrencia de restricciones es definido en el presente trabajo de investigación como el período intra-anual relevante.

Debido a que se asume que la demanda insensible al precio en tiempo real en Uruguay está conformada por los consumidores residenciales y del sector servicios, se estima una curva horaria de consumo normalizado de cada uno de esos sectores en el período intra-anual relevante. En el Gráfico D5 se muestran ambas curvas.

Gráfico D5: Consumos horarios normalizados residencial y servicios en el dr



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la DNE y la UTE

Anexo E

A partir de tres valores del "notice factor" (NF) estimados, CEPA, (2018), construyó una curva del factor para cada segmento de consumidores en función de la duración de la interrupción. El factor converge a 1 luego de 48 horas de interrupción.

Cuadro E1: Valores de los NF estimados por CEPA, (2018)

Duración de interrupción	**NF sector residencial**	**NF sector industrial**	**NF sector servicios**
20 minutos	39,4%	74,6%	No se explicita
2 horas	55,5%	78,9%	61,9%
48 horas	76,5%	95,5%	No se explicita

Fuente: CEPA, (2018)

A partir de los valores explicitados por CEPA, (2018), se estiman las funciones del "notice factor" con respecto a la duración de la interrupción para los sectores residencial e industrial. Se estiman modelos de regresión no lineales con ecuaciones de crecimiento beta, porque éstas son una buena representación teórica de la naturaleza de los "notice factor". Cuando la duración es nula el valor del factor también lo es, y a medida que aumenta la duración el "notice factor" aumenta de forma no lineal. La representación gráfica de este tipo de ecuación es similar a la visualizada en los gráficos de las curvas construidas por CEPA, (2018). La ecuación de una función beta en la cual se define el "notice factor" en función de la duración es la siguiente.

$$NF = pr_1 \frac{(1+(pr_2-dur))}{(pr_2-pr_3)} \left(\frac{dur}{pr_2}\right)^{\frac{pr_2}{(pr_2-pr_3)}} \text{ (ec. E1)}$$

$NF =$ "notice factor"

$dur =$ duración de la interrupción notificada previamente

$pr_1, pr_2 \; y \; pr_3$ parámetros reales

Cuadro E2: Valores estimados de los parámetros de la ecuación (E1) para el NF residencial

Parámetro	Valor
pr1	0,794
pr2	29.183
pr3	-119.341

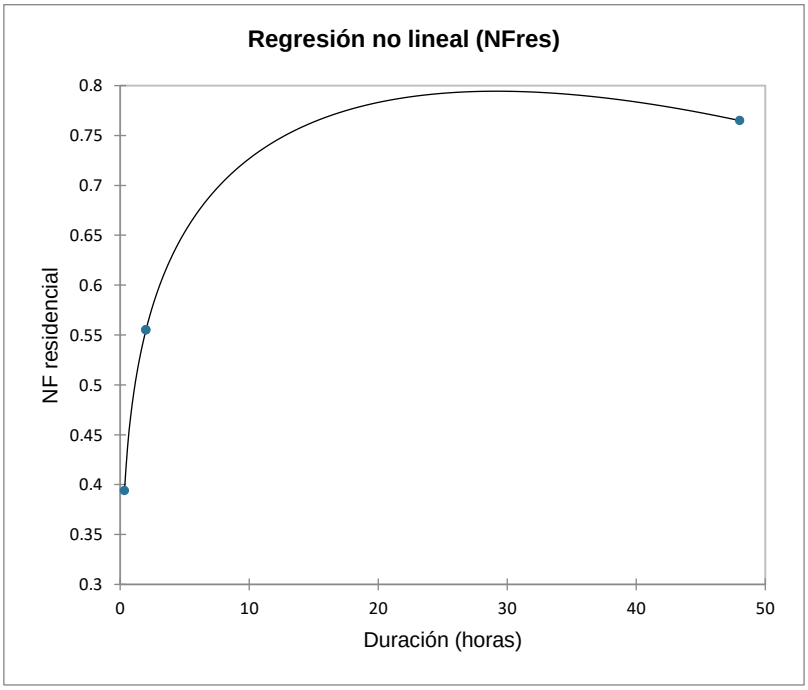
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CEPA, (2018)

Cuadro E3: Predicciones y residuos del NF residencial

Observaciones	Duración (horas)	NFres	Predicción	Residuo
Obs1	0,33	0,394	0,394	0.000
Obs2	2	0,555	0,555	0.000
Obs3	48	0,765	0,765	0.000

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CEPA, (2018)

Gráfico E1: NF residencial



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CEPA, (2018)

Cuadro E4: Valores estimados de los parámetros de la ecuación (E1) para el NF industrial

Parámetro	Valor
pr1	1,4
pr2	167.640
pr3	-3.068.205

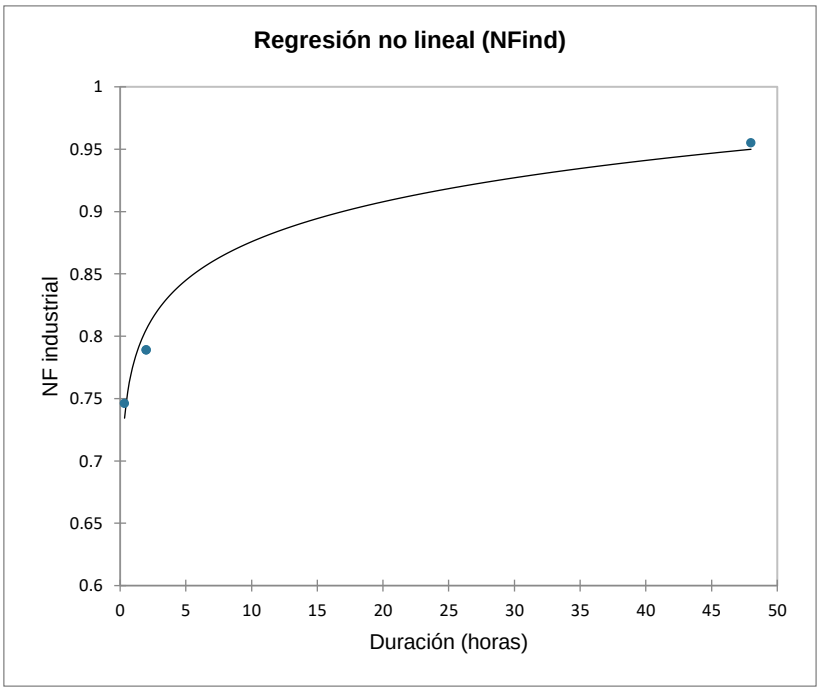
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CEPA, (2018)

Cuadro E5: Predicciones y residuos del NF industrial

Observaciones	Duración (horas)	NFind	Predicción	Residuo
Obs1	0,33	0.746	0.734	0.012
Obs2	2	0.789	0.806	-0.017
Obs3	48	0.955	0.950	0.005

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CEPA, (2018)

Gráfico E2: NF industrial



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CEPA, (2018)

Debido a que no se dispone de la suficiente información para estimar directamente el factor del sector servicios, se lo estima indirectamente a través de un modelo de la relación entre los factores residencial e industrial con respecto a la duración de la interrupción. Se asume que el "notice factor" del sector servicios tiene una dinámica caracterizada por una ecuación de crecimiento beta, y que los valores del factor del sector servicios son mayores a los valores del factor del sector residencial y menores a los valores del factor del sector industrial, dadas las mismas duraciones. Se estiman distintos modelos de regresión no lineales del cociente entre el factor industrial y el factor residencial con respecto a la duración de la interrupción, utilizando 14 observaciones generadas con las funciones beta estimadas previamente. La cantidad de observaciones generadas está relacionada con el número de horas del período intra-anual relevante. Se consideran funciones polinómicas de distinto orden, siendo la de orden 5 la que mejor se ajusta a las observaciones generadas.

$\frac{NF_{ind}}{NF_{res}} = pr_6\ dur^5 + pr_5\ dur^4 + pr_4\ dur^3 + pr_3\ dur^2 + pr_2\ dur + pr_1$ (ec. E2)

$NF_{ind} =$ "notice factor" del sector industrial

$NF_{res} =$ "notice factor" del sector residencial

$dur =$ duración de la interrupción notificada previamente

$pr_1, pr_2, pr_3, pr_4, pr_5\ y\ pr_6$ parámetros reales

Cuadro E6: Valores estimados de los parámetros de la ecuación (E2)

Parámetros	**Valor**	**Error estándar**	**Límite inferior (95%)**	**Límite superior (95%)**
pr1	1.810	0.012	1.783	1.837
pr2	-0.268	0.014	-0.300	-0.237
pr3	0.058	0.005	0.046	0.070
pr4	-0.007	0.001	-0.009	-0.005
pr5	0.000	0.000	0.000	0.001
pr6	0.000	0.000	0.000	0.000

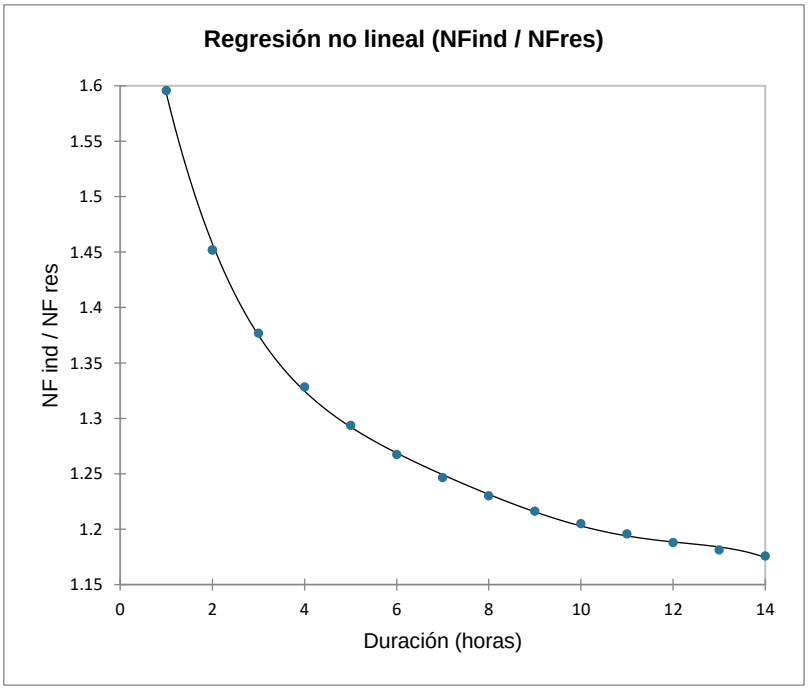
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CEPA, (2018)

Cuadro E7: Predicciones y residuos de NF industrial / NF residencial

Observaciones	Duración (horas)	NFind / NFres	Predicción	Residuo
Obs1	1	1,596	1,593	0,002
Obs2	2	1,452	1,458	-0,006
Obs3	3	1,377	1,375	0,002
Obs4	4	1,328	1,325	0,004
Obs5	5	1,294	1,292	0,001
Obs6	6	1,267	1,269	-0,002
Obs7	7	1,247	1,249	-0,003
Obs8	8	1,230	1,231	-0,002
Obs9	9	1,216	1,216	0,001
Obs10	10	1,205	1,203	0,002
Obs11	11	1,196	1,194	0,002
Obs12	12	1,188	1,188	-0,001
Obs13	13	1,181	1,184	-0,003
Obs14	14	1,176	1,174	0,001

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CEPA, (2018)

Gráfico E3: (NF industrial / NF residencial)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CEPA, (2018)

Estimada la regresión no lineal de la relación entre los factores industrial y residencial con respecto a la duración de la interrupción, se asume que la relación entre los factores industrial y de servicios tiene la misma dinámica que la estimada por el polinomio de grado 5, con un término independiente diferente. Se estima este último de forma tal que la relación entre los factores industrial y servicios sea igual al resultado del cociente entre el valor del factor industrial obtenido por su ecuación de crecimiento beta y el valor del factor de servicios estimado por CEPA, (2018), cuando $dur = 2$. De esta forma, se obtienen los valores de los "notice factor" de los sectores residencial y de servicios para la cantidad de horas del período intra-anual relevante.

Cuadro E8: NF sectoriales

Duración (horas)	**NF residencial**	**NF servicios**
1	48,7%	54,1%
2	55,5%	61,9%
3	59,8%	67,5%
4	62,9%	71,5%
5	65,3%	74,4%
6	67,3%	76,7%
7	69,0%	78,7%
8	70,4%	80,5%
9	71,6%	82,2%
10	72,7%	83,7%
11	73,6%	84,8%
12	74,4%	85,6%
13	75,2%	86,4%
14	75,8%	87,5%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CEPA, (2018)