

Planificación de Inversiones de Generación y Gestión de Riesgos en contexto BANI

Reporte Técnico N° 6 - Abril 2022

Grupo de Energía Eléctrica (GEE) - Departamento de Potencia
Universidad de la República - Uruguay

Gonzalo Casaravilla
gcp@fing.edu.uy

Ruben Chaer
rchaer@fing.edu.uy

Ximena Caporale
xcaporale@fing.edu.uy

Resumen—El presente trabajo plantea las dificultades que presenta para los planificadores de inversiones de generación el contexto *BANI*, caracterizado por sistemas frágiles, no lineales y en algunos momentos incomprensibles, que generan un clima de ansiedad, tanto por hacer como por no hacer, pero más que nada por no saber cómo y quién evaluará su trabajo cuando ocurran los peores casos previstos en las figuras del riesgo. Se analiza un ejemplo concreto y las consecuencias de que un planificador, con aversión al riesgo, no adopte las mejores prácticas para reducir las posibles críticas futuras a su trabajo.

I. INTRODUCCIÓN

La Planificación de Inversiones en Generación (*PIG*) se lleva a cabo con diversos grados de sofisticación y tiene muchos años de experiencia en los diferentes países. Dada la importancia del sector eléctrico, las buenas y malas decisiones en la planificación de inversiones en generación tienen impactos significativos que afectan en general a todos los sectores de la economía de los países.

El surgimiento de las Energías Renovables No Convencionales (*ERNC*), las Tecnologías de la Información y la Operación (por ejemplo, controles automáticos de generación), están abriendo posibilidades para la consideración de opciones antes impensables. Pero estas opciones traen consigo la necesidad de actuar en forma dinámica y en entornos a veces impredecibles. Los sistemas con un fuerte componente hidroeléctrico ya estaban sujetos a una importante incertidumbre por el régimen de lluvias. Las *ERNC* traen otro tipo de variabilidad (de menor plazo) y de forma generalizada para todos los sistemas.

Las inversiones en el sector energético generalmente corresponden a proyectos intensivos en inversión, con plazos de construcción de 1 a 10 años y con horizontes de operación de 20 a 100 años. La mayoría de los países tienen elecciones presidenciales cada 4 o 5 años, lo que puede dificultar el establecimiento de Políticas Energéticas Nacionales para el sector energético que tengan una estabilidad compatible con los horizontes temporales de los proyectos antes mencionados.

En este marco general, los planificadores, que ya saben que los sistemas son no lineales, incomprensibles y hasta cierto punto impredecibles y frágiles (en particular las dos últimas

características están asociadas a la estabilidad de políticas y marcos legales), están expuestos a entrar paulatinamente en un estado de ansiedad, como el descrito en [1], donde el autor plantea el contexto *BANI* (Frágil, Ansioso, No lineal e Incomprensible).

La ansiedad se origina al ser consciente del próximo desastre. Como consecuencia del aumento de la ansiedad, como respuesta de autoprotección, se tiende a la pasividad, evitando tomar decisiones que luego pueden ser criticadas y evaluadas como incorrectas con el diario del lunes. Aunque no tomar decisiones también es en realidad una decisión por omisión, en la práctica el ser humano es menos propenso a criticar lo que no se hizo que al criticar un conjunto de decisiones tomadas. Al mismo tiempo, el planificador siente que, al no tomar las decisiones que lo exponen a futuras críticas, se están perdiendo oportunidades, lo que sin duda es otro alimento para el estado de ansiedad. Como resultado, el proyectista experimenta la sensación de una inquietante inestabilidad, similar a la que se puede suponer debe sentir el pintor, a quien su colega le dice "Juan, agárrate del pincel que necesitamos la escalera".

II. PLANIFICACIÓN DE INVERSIONES DE GENERACIÓN

El objetivo principal de la Planificación de Inversiones en el sector eléctrico es garantizar el suministro futuro de energía al menor costo posible y en condiciones aceptables de calidad. Para el cumplimiento de este objetivo, es necesario construir un modelo de futuro que permita evaluar cuáles serían los costos de abastecer la demanda de energía para los diferentes planes de inversión posibles, considerando las incertidumbres que necesariamente se tendrán sobre las condiciones futuras impuestas por el entorno. La construcción de un modelo de este tipo para el futuro presenta tres grandes desafíos:

- El primero es establecer una política de operación futura que tenga en cuenta las consecuencias de utilizar, en todo momento, recursos almacenables, como por ejemplo, el agua en los embalses de las centrales hidroeléctricas. Usar el recurso hoy puede significar tener que usar recursos más costosos en el futuro. Para llevar a cabo esta tarea se utiliza tradicionalmente la programación dinámica estocástica. En este trabajo se



utilizó la plataforma *SimSEE* [2], que es la que se utiliza en Uruguay para resolver el despacho óptimo de la generación. El *SimSEE* utiliza técnicas de programación dinámica estocástica para construir una Política Óptima de funcionamiento que luego se utiliza para simular el conjunto de posibles crónicas futuras.

- El segundo desafío es modelar adecuadamente los recursos, que son los flujos de agua entrante a los lagos, la radiación solar, la velocidad del viento, e incluso incorporar pronósticos de corto y mediano plazo que establezcan sesgos estadísticos (por ejemplo, El Niño o fenómeno Niña). La plataforma *SimSEE* incluye una herramienta que permite la construcción de modelos estadísticos a partir de un conjunto de series temporales (por ejemplo, la serie histórica de caudales hidráulicos que ingresan a los embalses). Estos modelos, por construcción, generan histogramas de la misma amplitud que las series utilizadas para su entrenamiento e intentan reproducir la función de densidad de probabilidad, que caracteriza el proceso estocástico, garantizando la reproducción de correlaciones tanto espaciales (entre señales) como temporales. (con sus pasados) en un espacio gaussiano transformado del mundo real. Estos modelos son conocidos como *CEGH* [3] por las siglas en español de (Correlaciones en Espacio Gaussiano con Histograma).
- Finalmente, y con total seguridad, el mayor desafío es estimar la Demanda futura (energía y potencia), los precios de los combustibles, los costos de las diferentes tecnologías candidatas para la expansión de la generación y las condiciones para la exportación o importación de energía en las diferentes interconexiones disponibles. Al imaginar el posible conjunto de escenarios futuros, también se debe considerar la ocurrencia de eventos extraordinarios, como la actual pandemia (*COVID19*). En [4] se muestra el impacto que tiene en los agentes generadores, el no haber tenido en cuenta que se podría presentar una pandemia como la del *COVI19* y cómo es posible considerar estos eventos en la Planificación de Inversiones.

III. RIESGOS DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El Sistema Eléctrico en Uruguay ha cambiado sustancialmente en los últimos años. El país ha transformado su matriz de generación a un sistema en el que las *ERNC* han sido protagonistas. Su evolución reciente se puede ver en la Fig. 1. El año 2018 puede considerarse como representativo de un año promedio de la nueva configuración. En Uruguay, el valor esperado de generación anual por fuentes es: Hidroeléctrica 49 %, Eólica 38 %, Biomasa 7 %, Solar 3 % (que suma un 97 % renovables y un 48 % *ERNC*) y Térmica, claramente de respaldo, es del 3 %. Finalmente, en Valor Esperado (*VE*), el 10 % de la generación se exporta a países vecinos. A partir de la transformación de la matriz de generación, la importación de energía se ha reducido a

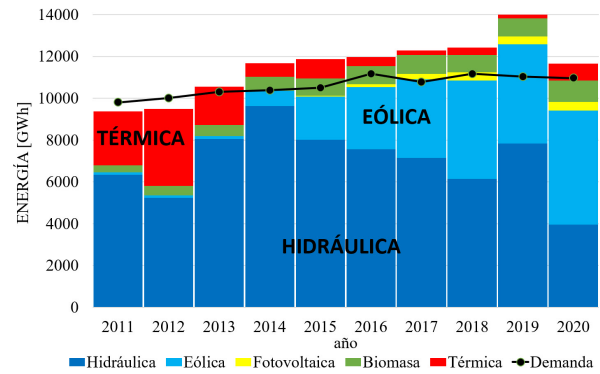


Figura 1. Evolución de la Generación de 2011 a 2020 en Uruguay.

valores insignificantes, condición que seguramente cambiará progresivamente a medida que los países vecinos incrementen la participación de *ERNC* en sus matrices y surjan nuevas posibilidades de intercambio. También se puede ver en la Fig. 1 el resultado adverso de la última seca en el año 2012 antes del cambio de la matriz de generación. En dicho año, se gastaron 1015 MUSD en generación térmica y se debió importar energía muy cara de la región por otros 369 MUSD, por lo que, entre combustible fósil e importación, se gastaron 1.384 MUSD, lo que para Uruguay es muy significativo ya que representó para ese año el 2.6 % del Producto Bruto Interno. Sin embargo si se consideran las dos variabilidades que determinan las vulnerabilidades principales del sistema de generación de Uruguay, que son la hidraulicidad y el costo del barril de petróleo, el riesgo con un 5 % de probabilidad de excedencia era, en el año 2012, de aproximadamente 2400 MUSD. En aquella época, y a los efectos de amortiguar transitoriamente tal condición de riesgo, se contrató un seguro que combinaba el aspecto climático y del costo del barril de petróleo [5]. También se instrumentó en el año 2011 un Fondo de Estabilización Energético (*FEE*) [6]. Ambos instrumentos, y a partir del cambio de la matriz de generación, han perdido peso ya que por la naturaleza de la nueva matriz de generación de Uruguay, con alta penetración de *ERNC*, se ha reducido radicalmente el riesgo de sobre costos del sistema. En el caso del seguro no tiene sentido su contratación, y en el caso del *FEE* se ha adecuado al nivel actual de necesidades de estabilización de costos.

III-A. Ejemplo de Estudio

A los efectos de poder analizar en este trabajo figuras de riesgo de sistemas en equilibrio óptimo, se utilizará el *Caso Base* de [7], que si bien es un trabajo académico, refleja un posible futuro. El problema de *PIG* plantea que hasta el año 2030 no se instala nada de generación en Uruguay y que paulatinamente van quedando fuera de servicio las viejas unidades térmicas, quedando en 2029 solo en uso el actual Ciclo Combinado de 540 MW.

La expansión de la generación a partir del 2030 y hasta el año 2040 se realizó con la herramienta *OddFace* [8]

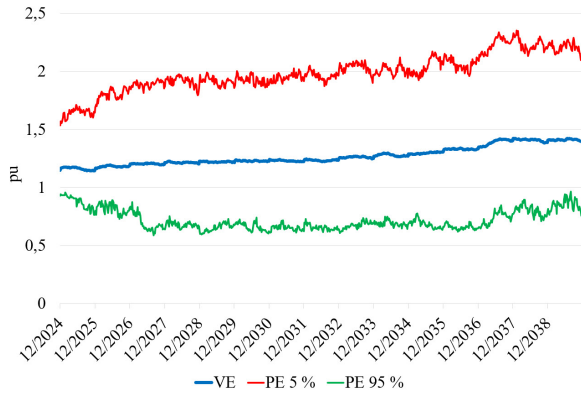


Figura 2. Evolución de los costos variables por combustible de las térmicas respecto al costo 2021

del paquete *SimSEE*. Las centrales candidatas para la expansión que se analizaron son:

- Turbinas aeroderivadas de ciclo abierto de 60 MW, plantas eólicas de 50 MW y plantas solares de 50 MW. En el caso de las Turbinas, se definieron con un factor de rendimiento del 38 %, alimentadas con diésel, con un costo variable por combustible de 177 USD/MWh (USD de 2021) con un pago por disponibilidad de 18 USD/MWh y una disponibilidad del 85 % (considerando la indisponibilidad de mantenimiento programado y fortuito). En la Fig. 2 muestra cómo se modeliza la evolución del coste variable de las centrales térmicas, donde se considera que el 75 % del costo varía con el costo del barril de petróleo y el 25 % se mantiene constante. El costo del barril de petróleo se modela con la tendencia reportada por la Administración de Información Energética de EEUU. (*EIA*) y el ruido estocástico se construye a partir de la historia pasada sintetizada usando un modelo *CEGH*. En suma, de la Fig. 2 se observa que durante los años en que *OddFace* optimiza el costo variable de las Turbinas Candidatas para expansión está entre 1.25 y 1.4 de los 177 USD/MWh en 2021, lo cual representa en promedio 235 USD/MWh. En la figura también se puede estimar que el coste variable, con un 5 % de probabilidad de ser superado, estaría en el orden de los 370 USD/MWh.
- En el caso de Eólica y Solar se asumió un costo de 65 y 62 USD/MWh (USD de 2021) respectivamente, que incluye los costos de integración a la red eléctrica.
- En cuanto a la valoración de los excedentes, se tomó un valor de 20 USD/MWh, que es compatible con la valoración media mínima obtenida por Uruguay en el intercambio regional en los últimos años.
- Finalmente, la tasa de actualización o descuento temporal utilizada a efectos de la comparación de escenarios es del 10 %.

En *PIG* se suele buscar minimizar el valor esperado del Costo de Abastecimiento de la Demanda futura (*CAD*). La herramienta *OddFace*, utilizada para este propósito, busca

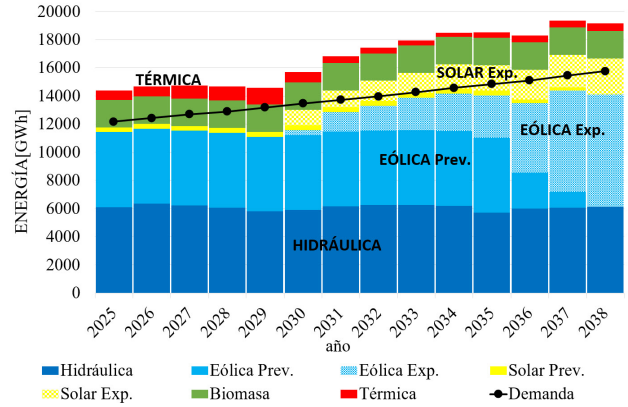


Figura 3. Generación por fuente 2025-2040 con expansión Óptima de 230-2040

posibles planes de inversión, expresados como combinaciones de plantas candidatas y fechas de instalación, que minimicen el *CAD*. *OddFace* usa *SimSEE* como una subrutina para determinar el *CAD* operativo asociado con cada plan de expansión candidato. Al valor reportado por *SimSEE*, *OddFace* le suma el valor residual de las inversiones al final del período de simulación, obteniendo así el verdadero *CAD* para efectos de comparación con otros planes.

En la Fig. 3 se observa la expansión óptima 2030-2040. Se puede ver que a partir del 2030 aumenta la Eólica y Solar instalada, que incluye la reposición de toda la Eólica y Solar que tenía el sistema al 2029 una vez que se van terminando los contratos preexistentes.

IV. PLANIFICACIÓN CON AVERSIÓN AL RIESGO

La Fig. 4 muestra el *CAD* correspondiente al plan óptimo, actualizado al primer año de los diez años del 2030 al 2039 de cada una de las crónicas simuladas ordenadas por valor creciente. A partir de la curva es posible calcular el *VE*, el valor de riesgo con probabilidad de excedencia p^* de 5 % (*Var5* %) y el valor de riesgo condicionado con probabilidad 5 % (*CVaR5* %), que es la media del 5 % de los peores valores de *CAD*. Por una parte, si se considerase pagar una *Penalidad* por todo el sobrecosto por encima del *Var5* %, el área marcada sobre la derecha de la gráfica sería el valor esperado de la *Penalidad* a pagar y que se corresponde con la diferencia entre el *CVaR5* % y el *Var5* %, diferencia que en este caso sería de 346 MUSD. Si se analiza, para esta simulación en particular en la que se simulaban 11,800 crónicas aleatorias, con una confianza de 95 % se puede acotar el error absoluto de los 7,143 MUSD de *VE* en aproximadamente 100 MUSD [9], y el error absoluto de los 8.103 MUSD del *CVaR5* % en aproximadamente 340 MUSD.

Este error podría poner en cuestión el valor de la *Penalidad* considerada, pero debe tenerse en cuenta que se están comparando o restando dos valores que surgen de la misma suerte de simulaciones, por lo que son directamente

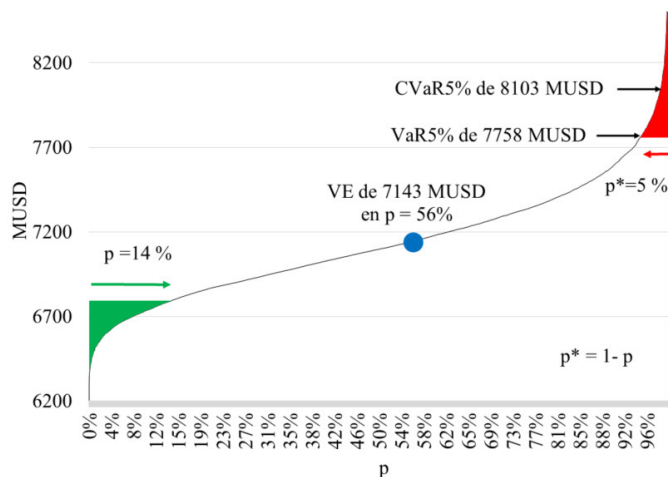


Figura 4. CAD 2030-2039 a valores 2021, VE , $VaR5\%$ y $CVaR5\%$ del Caso Base

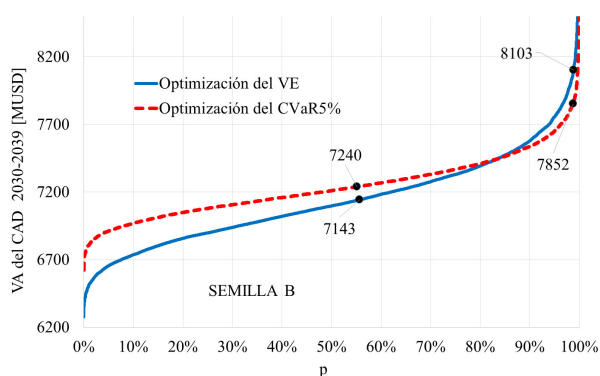


Figura 5. CAD 2030-2039, para optimización del VE o del $CVaR5\%$

comparables y se puede decir que en valor relativo, la *Penalidad* resulta en aproximadamente un 5 % del VE .

Por otra parte, si se quisiese ver para qué valor de p se equipara una reserva como *Bono* para afrontar en valor esperado del pago de la *Penalidad*, se deben identificar el área marcada a la izquierda de la gráfica. Para este caso particular el resultado da $p=14\%$. Estos valores permiten tener una primera aproximación a la idea que hay tras el *FEE* referido en el apartado III.

Ahora supóngase que el Planificador desea reducir el nivel de riesgo asociado con la *Penalidad* para bajar el grado de ansiedad descrito en el apartado I. En tal sentido podría configurar la opción del *OddFace* que permite optimizar el $CVaR5\%$ en vez del VE . Hecha la nueva *PIG* el resultado, en el período 2030-2039, es que la suma de energía Eólica y Solar aumentó un 12 %, la energía térmica bajó un 25 %, la generación aumentó un 5 % y los excedentes aumentaron un 29 % pasando de ser un 17 % a un 21 % de la generación. En la Fig. 5 se muestran las distribuciones de *CAD* de ambos casos de *PIG* para el conjunto de crónicas simuladas. El grado de ansiedad al que está expuesto el planificador podría

Cuadro I
VALORES DE VE , $VaR5\%$, $CVaR5\%$, *Penalidad* (Pen) y fA PARA DIFERENTES *Semillas* Y PARA CADA OPTIMIZACIÓN REALIZADA EN *OddFace*

PIG con Optimización del VE						
Semilla	VE	$VaR5\%$	$CVaR5\%$	Pen	Pen/VE	fA
A	7184	7777	8163	386	5 %	14 %
B	7143	7758	8103	346	5 %	13 %
C	7127	7710	7963	254	4 %	12 %
D	7158	7758	8132	373	5 %	14 %
E	7121	7717	8035	318	4 %	13 %
PIG con Optimización del $CVaR5\%$						
Semilla	VE	$VaR5\%$	$CVaR5\%$	Pen	Pen/VE	fA
A	7234	7642	7826	183	3 %	8 %
B	7240	7651	7852	201	3 %	8 %
C	7219	7620	7777	157	2 %	8 %
D	7239	7644	7858	214	3 %	9 %
E	7211	7614	7798	184	3 %	8 %

estar asociado a la diferencia entre los valores de *CAD* de los diferentes escenarios y el valor de VE utilizado como objetivo de optimización. En particular, podemos definir un *Factor de Ansiedad* como se muestra en la Eq. 1

$$fA = \frac{CVaR5\% - VE}{VE} \quad (1)$$

En este análisis, en el que se pretende comparar dos simulaciones diferentes de un sistema con componentes estocásticos importantes como se muestra en las distribuciones del *CAD* en la Fig. 5, para tener una medida de la precisión del método y por lo tanto de la pertinencia de la comparación, se realizaron varias simulaciones cambiando la *semilla* aleatoria que inicializa los generadores de números pseudoaleatorios involucrados en la simulación.

La Tabla I muestra el resultado de todas las simulaciones para diferentes semillas aleatorias y para la optimización de VE y $CVaR5\%$. Del análisis de los resultados, el número de simulaciones realizadas es suficiente para asegurar que existe un marco claro de comparación al referirse no solo a valores relativos, sino que se pueden extraer conclusiones sobre valores absolutos de sobrecostos.

Si se observa en Tab. II se aprecia claramente el costo de ser adverso al riesgo y optar por el *PIG* que minimiza el $CVaR5\%$. El *CAD* se encarece en VE en 12 MUSD anuales para lograr una reducción de la *Penalidad* en 22 MUSD y del $CVaR5\%$ en 38 MUSD.

Los altos niveles de *Ansiedad* entre los planificadores podrían llevarlos a argumentar por el uso del plan más adverso al riesgo utilizando argumentos engañosos como ser que con solo 12 MUSD se logra una reducción de $CVaR5\%$ de 38 MUSD.

Pero, los valores de *Penalidad* y $CVaR5\%$ tienen una probabilidad de ocurrencia del 5 %, lo que, desde el punto de vista de cobertura de riesgo, sería pagar 12 MUSD para evitar una pérdida cuyo valor esperado es $22 \cdot 5/100 = 1.1$ MUSD, lo cual es claramente absurdo para la relación entre $CVaR5\%$ y VE dada.

Cuadro II
DIFERENCIAS ENTRE OPTIMIZACIÓN CON CVaR O VE

Semilla	dVE	dCVaR5 %	dPenalidad
A	50	-337	-203
B	97	-251	-145
C	92	-186	-96
D	81	-274	-160
E	90	-237	-134
Prom	82	-257	-148
Anual	12	-38	-22

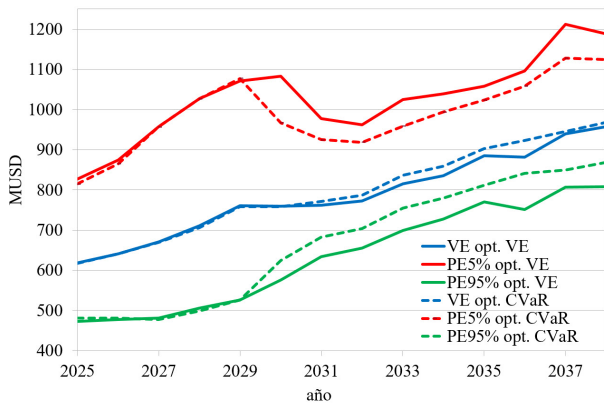


Figura 6. Costo de Abastecimiento de la Demanda anual para el *CasoBase* optimizado con VE o con CVaR5 %

Si el Planificador convence a su entorno decisor que es conveniente la planificación reduciendo el riesgo de sobre costos, a cambio de subir tan solo un 1 % el costo del sistema, seguramente habrá mejorado su *Factor de Ansiedad* en un 40 % (ya que pasa de 13 % a 8 %), pero será una mala decisión.

Finalmente, la Fig. 6 muestra la evolución de las distintas magnitudes anuales de riesgo. De 2025 a 2029 se observa como la brecha entre VE y VaR5 % aumenta y luego, en cuanto se instalan Eólica y Solar, la brecha tiene un claro punto de inflexión y la brecha disminuye (lo cual es de esperarse al expandirse con *ERNC*), pero esta brecha se reduce significativamente en el caso de optimizar con aversión al riesgo a costa de incrementar el EV de los CAD.

V. CONCLUSIONES

Por un lado, es muy importante entender que todo sistema de generación eléctrica tiene *Figuras de Riesgo* asociadas a las variabilidades naturales de sus propios recursos, pero también a la evolución futura de determinadas variables no controlables como el precio del crudo o la llegada de una crisis como la pandemia del *COVID19* o las restricciones de suministro impuestas por la guerra. Las *Figuras de Riesgo*, por su carácter probabilístico, nos indican que también va a ocurrir algo muy improbable.

Por otra parte, si en el contexto anterior no se gestiona la *Ansiedad* de los planificadores, se puede inducir a planificar con una inadecuada aversión al riesgo y que los sistemas acaben siendo innecesariamente más caros.

Este trabajo muestra cómo es relativamente fácil manipular la información y hacer que algo que no es conveniente parezca serlo.

Entonces, dado el extremo riesgo inherente que todo sistema tiene, lo correcto es planificar las inversiones minimizando el costo en valor esperado y, si es necesario, utilizar esquemas de seguros o esquemas de ahorro que estabilicen el costo anual.

Finalmente, es muy importante conocer y modelar la naturaleza estocástica de todos los factores y poder simular y planificar sin perder el rigor estadístico y así poder gestionar adecuadamente el riesgo.

REFERENCIAS

- [1] Jamais Cascio, "Facing the age of chaos," 2020, <https://medium.com/@cascio/facing-the-age-of-chaos-b00687b1f51d>.
- [2] Gonzalo Casaravilla, Ruben Chaer, and Pablo Alfaro, "Simsee - simulador de sistemas de energía eléctrica - proyecto pdt 47/12," Tech. Rep., Universidad de la República. Facultad de Ingeniería. Instituto de Ingeniería Eléctrica, 2008, <https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2008/CCA08a>.
- [3] Ruben Chaer, "Fundamentos de modelo cegh de procesos estocásticos multivariados," Tech. Rep., IIE-Fing, Udelar, 2011, <https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2011/Cha11>.
- [4] Gonzalo Casaravilla, Ruben Chaer, and Ximena Caporale, "Planning of generation investments with risks of severe infrequent events," in *2020 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D LA)*, Montevideo, Uruguay, 28 sep-2 oct. 2020, pp. 1–6, IEEE.
- [5] Banco Mundial, "Uruguay adquiere un seguro contra la falta de lluvia y los altos precios del petróleo," 2018, <https://www.bancomundial.org/es/results/2018/01/10/uruguay-insurance-against-rain-oil-prices>.
- [6] Poder Ejecutivo, "Decreto n° 442/011.reglamentacion del art. 773 de la ley 18.719 relativo a los aportes al fondo de estabilizacion energetica," 2011, <https://www.impo.com.uy/bases/decretos/442-2011>.
- [7] Santiago Preliasco Hernán Sosa, Ezequiel Bravo and Silvia Blanco, "Planificación de expansión 2030-2040 en 3 escenarios," Tech. Rep., Instituto de Ingeniería Eléctrica - Curso 2021 de SimSEE, 2021, https://simsee.org/db-docs/Docs_secciones/nid_3988/Grupo3.pdf.
- [8] Ruben Chaer and Gonzalo Casaravilla, "Optimización genética aplicada a la planificación de inversiones de generación eléctrica," in *Encuentro de Potencia, Instrumentación y Medidas, EPIM 10*, Montevideo, Uruguay., 2010, <https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2010/CC10>.
- [9] Ruben Chaer, "Estimación del error de estimación del valor esperado de la generación hidráulica," Tech. Rep., ADME, 2020, https://www.adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_1279/InformeModelos_1.pdf.