

Renovación de la Central Hidroeléctrica Binacional Salto Grande

Grupo 7:

Autores:

Ing. Ele. Adrián Arriondo (ROU)

Ing. Ele. Gustavo Araujo (RA)

Ing. Ele. Ernesto Bonilla (ROU)

Ing. Ind. Mec. Fernando Alcarráz (ROU)

Instituto de Ingeniería Eléctrica - FING.
Trabajo final curso SimSEE edición 2021
Montevideo - Uruguay.

IMPORTANTE: Este trabajo se realizó en el marco del curso Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica (SimSEE) y fue evaluado por el enfoque metodológico, la pericia en la utilización de las herramientas adquiridas en el curso para la resolución del estudio y por la claridad de exposición de los resultados obtenidos. Se quiere dejar expresamente claro que no es relevante a los efectos del curso la veracidad de las hipótesis asumidas por los estudiantes y consecuentemente la exactitud o aplicabilidad de los resultados. Ni la Facultad de Ingeniería, ni el Instituto de Ingeniería Eléctrica, ni el o los docentes, ni los estudiantes asumen ningún tipo de responsabilidad sobre las consecuencias directas o indirectas que asociadas al uso del material del curso y/o a los datos, hipótesis y conclusiones del presente trabajo.

1. Objetivo.

Salto Grande es un Complejo Hidroeléctrico, compartido en partes iguales por Uruguay y Argentina, de **Generación** (1890 MW de potencia, 8500 GWh de Energía media anual, suficiente para abastecer a 2,8 millones de personas por año) y **Trasmisión** (2000 MVA de potencia, 16.000 GWh de Energía media anual, suficiente para abastecer a 5,3 millones de uruguayos y argentinos por año), siendo la principal interconexión entre ambos sistemas. Comenzó a operar en junio de 1979, y existe un **plan de Renovación** que se extiende desde 2020 hasta 2044.

El trabajo consiste en suponer que no se realiza el plan de Renovación de los equipos de Generación de Salto Grande (SG), que como consecuencia de ello la disponibilidad de la central va decayendo con el tiempo y evaluar cuál es la pérdida de valor para el sistema uruguayo de dicha degradación o, dicho de otra forma, evaluar el beneficio económico que brinda el plan de Renovación al sistema uruguayo.

Se destaca que el beneficio económico así evaluado se limita al aspecto únicamente energético, y no contempla el resto de servicios de importancia que SG brinda al Uruguay:

- Control de crecidas.
- Regulación Primaria y Secundaria de Frecuencia.
- Control de tensión.
- Arranque en negro.
- Vínculo eléctrico con Argentina.

El trabajo implica un análisis de largo plazo. Se analiza cómo cambia el despacho del sistema, los costos y las figuras de riesgo tanto de costos como de racionamientos.

2. Hipótesis de trabajo.

Escenarios:

- 1) Con Renovación, siguiendo el plan de Renovación de SG (elaborado por STANTEC/IATASA y SG con financiamiento BID)*, optimizando el plan de expansión hasta 2050, asumiendo un crecimiento anual de la demanda del 2% y excluyendo intercambios internacionales.
Sala SimSEE correspondiente: *con_SG_expEST.ese*
<https://drive.google.com/file/d/1S4OpKY0u9w7i7xcTBj7Tkcez7kYLvBpu/view?usp=sharing>
- 2) Sin Renovación, ídem anterior, pero siguiendo la degradación progresiva de las unidades hidrogenadoras de SG según modelo del Banco Mundial**, y optimizando el plan de expansión hasta 2050 sustituyendo la degradación de SG con generación exclusivamente térmica.
Sala SimSEE correspondiente: *sin_SG_expT.ese*
https://drive.google.com/file/d/1Ld6rNddmte6UNUvCMuxk9npmIGz_OcvR/view?usp=sharing

2.1. (*) plan de Renovación de SG

Se divide estratégicamente en dos fases, y prevé un presupuesto total de 960 MUSD. La Fase 1, de presupuesto estimado 320 MUSD, considera en mayor medida a la renovación del equipamiento asociado a Transmisión mientras la Fase 2, de presupuesto estimado 640 MUSD, el asociado a Generación. En este trabajo, se contemplan únicamente los costos correspondientes a la Fase 2 por limitarse el análisis a la evaluación energética del beneficio del plan de Renovación al sistema uruguayo, excluyendo beneficios adicionales asociados a Transmisión y otros servicios importantes brindados por SG.

La Fase 2, puede desglosarse en cuatro actividades principales según se describe en la siguiente Tabla 1. Además, en el gráfico de la Figura 1 se muestra el flujo anual de costos correspondiente.

Actividad	Costo
Globales y de gestión de proyecto	88 MUSD
Ingeniería y preparación del contrato	8 MUSD
Modernización del regulador	12 MUSD
Unidades hidrogenadoras	532 MUSD

Tabla 1: Fase 2, actividades principales.

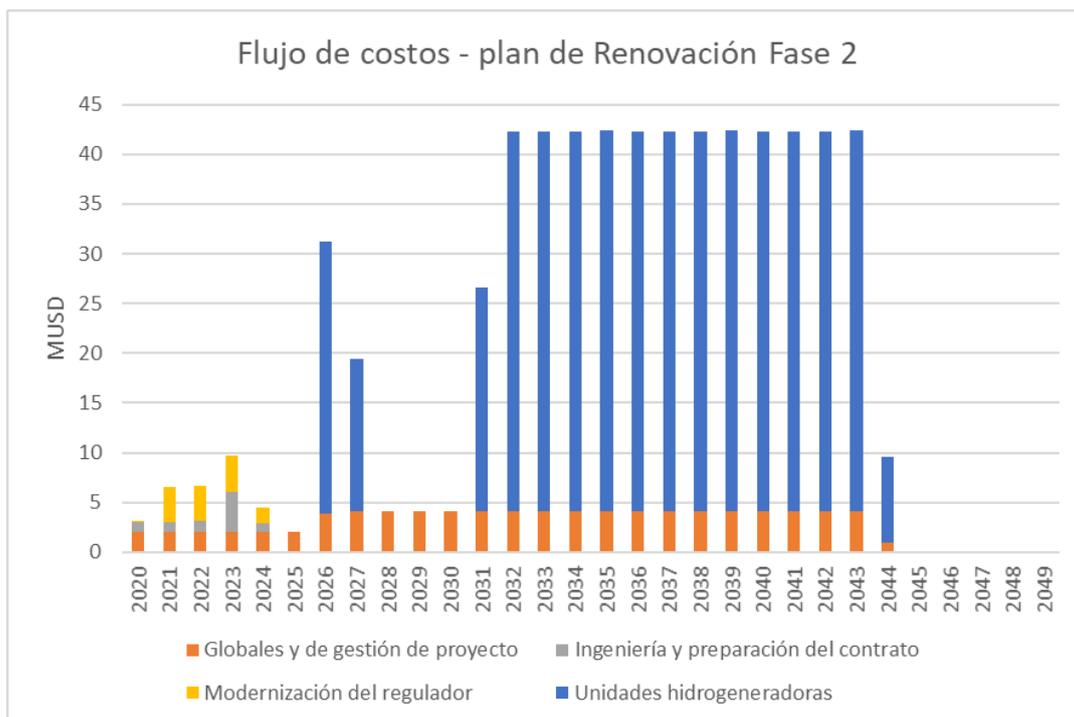


Figura 1: Flujo anual de costos de la Fase 2 del plan de Renovación de SG.

Por último, se destaca que empleando una tasa de descuento de 12%, el costo total actualizado de la Fase 2 (VAN) resulta de 69 MUSD.

2.2 (**) Degradación progresiva de unidades hidrogenadoras de SG

Se modeló tomando como referencia la *Función de distribución de probabilidad, $F(t)$* , de fallas catastróficas de las unidades hidrogenadoras de SG detallada en la siguiente Figura 2. En base a esta función, se estima que alrededor del 60% de las unidades de SG fallarán catastróficamente antes de llegar a los 60 años de operación (año 2040).



Figura 2: Función de distribución de probabilidad, $F(t)$, de fallas catastróficas de las unidades hidrogenadoras de SG.

Fuente: "REHABILITATION OF HYDROPOWER" An introduction to Economic and Technical issues, J. Goldberg, O.E. Lieber. World Bank. ESMAP

Debe entonces encontrarse un procedimiento que permita determinar a partir de la curva anterior, los dos parámetros requeridos por SimSEE para el modelo de falla-reparación que incorpora:

- Factor de Disponibilidad, FD
- Tiempo Medio de Reparación, MTTR

Este procedimiento se describe brevemente a continuación. Más detalle e información se brinda en el Anexo 7.1.

- MTTR, para cada Escenario, se asume de la siguiente forma:
 - Con Renovación, igual a 5 años entre 2020-2026, 2 años entre 2027-2044 y 10 años entre 2045-2050.
 - Sin Renovación, 40 años entre 2020-2050.

En primer lugar, se destaca que se consideran tiempos relativamente largos por tratarse de fallas catastróficas, despreciándose fallas de menor relevancia. En segundo lugar, se considera que en el Escenario Con Renovación se tendrá mayor capacidad de reacción ante fallas catastróficas que en el Escenario Sin Renovación, dado que frente a su ocurrencia se dispondrá de los recursos técnicos, humanos y económicos necesarios para afrontarla con mayor eficiencia.

- FD, se calcula en base al MTTR y la *tasa de falla catastrófica*, $\lambda(t)$, según la siguiente ecuación¹:

$$FD = \frac{1}{\lambda \cdot MTTR + 1} \quad ec.1$$

La tasa de falla catastrófica, $\lambda(t)$, se obtiene para cada Escenario de la siguiente manera (ver Figura 3):

- Con Renovación, a partir de la curva de la Figura 2 y las fechas previstas de renovación de las unidades hidrogenadoras (la primera entre 2026-2027 y el resto entre 2031-2044).
- Sin Renovación, en forma directa a partir de la curva de la Figura 2.

Finalmente, en los gráficos de la Figura 4 y Figura 5 muestran, respectivamente, el histograma de unidades hidrogenadoras disponibles en SG para ambos Escenarios analizados, según el modelado de fallas catastrófica realizado, obtenidos mediante simulaciones de 1000 crónicas y semilla 31.

¹ Por más información, ver Anexo 7.1.

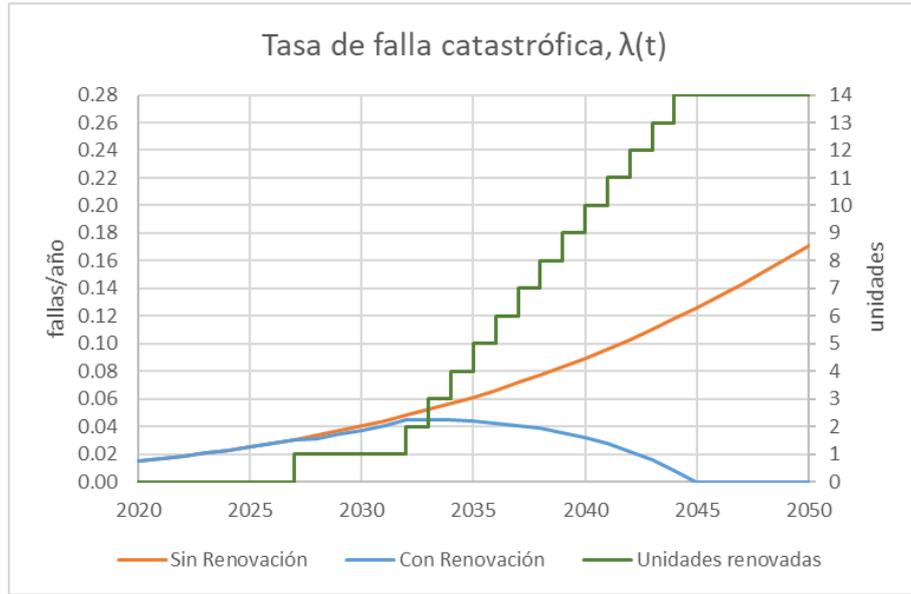


Figura 3: Tasa de falla catastrófica, $\lambda(t)$.

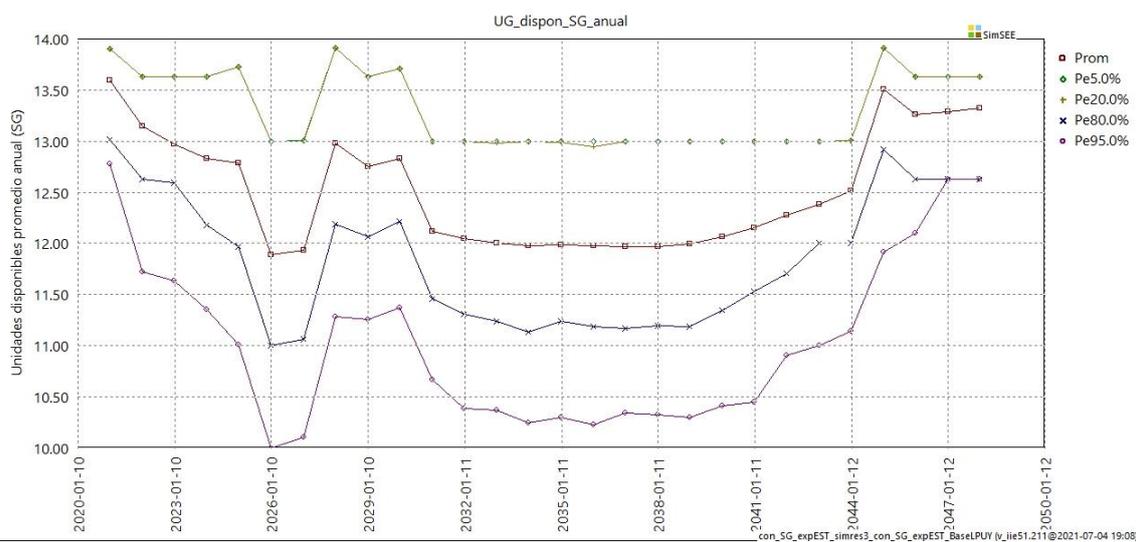


Figura 4: Escenario Con Renovación, histograma de unidades hidrogenadoras disponibles en SG.

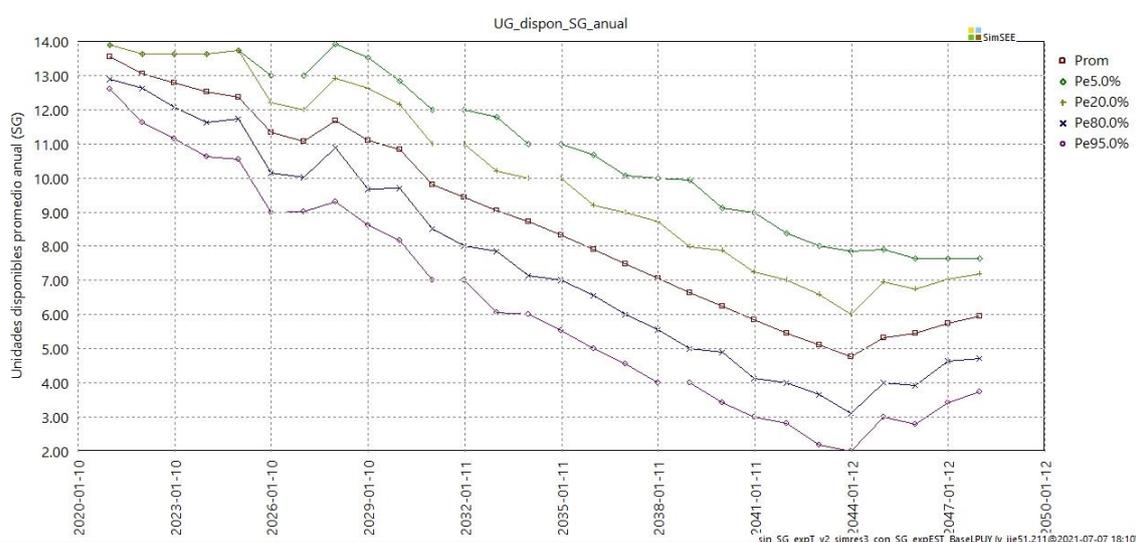


Figura 5: Escenario Sin Renovación, histograma de unidades hidrogenadoras disponibles en SG.

3. Metodología.

Para cumplir con el objetivo de evaluar el beneficio económico que brinda el plan de Renovación de SG al sistema uruguayo, se siguió la metodología general descrita a continuación de manera resumida:

- Crear dos salas SimSEE de largo plazo que coincidan en todas sus características a excepción de la degradación modelada en el Actor SG, según corresponda al Escenario Con Renovación o Sin Renovación.
- Calcular el plan de expansión óptimo de la sala Con Renovación, en términos de generación Eólica, Solar y Térmica (Turbinas de Gas), iterativamente a través de sus gradientes de inversión. El plan de expansión así determinado se denomina “plan de expansión base”.
- En la sala Sin Renovación utilizar el plan de expansión base del punto anterior, incorporando únicamente la generación térmica necesaria para compensar la reducción de potencia firme producto de la degradación de SG. Es decir, optimizar solamente el gradiente de inversión correspondiente a la expansión térmica.
- Determinar el Costo Total de cada Escenario analizado, de acuerdo a las siguientes definiciones y consideraciones:

❖ El Costo Total del Escenario Con Renovación, $CostoTotal_R$, se determina como la suma de:

- El valor esperado del CAD acumulado en el período simulado, $CADe_R(2021,2050)$.
- El costo total actualizado de la Fase 2 del plan de Renovación, $costoR$, equivalente a 69 MUSD (ver sección 2.1).
- A efectos de considerar de alguna manera el beneficio futuro del plan de Renovación, el valor esperado del CAD acumulado en el último año simulado, $CADe_R(2050)$, afectado por un factor de 20.

$$CostoTotal_R = CADe_R(2021,2050) + costoR + 20 \cdot CADe_R(2050) \quad ec.2$$

❖ En forma similar al punto anterior, el Costo Total del Escenario Sin Renovación, $CostoTotal_{SinR}$, se determina como la suma de:

- El valor esperado del CAD acumulado en el período simulado, $CADe_{SinR}(2021,2050)$.
- Nuevamente, el valor esperado del CAD acumulado en el último año simulado, $CADe_{SinR}(2050)$, afectado por un factor de 20.

$$CostoTotal_{SinR} = CADe_{SinR}(2021,2050) + 20 \cdot CADe_{SinR}(2050) \quad ec.3$$

- Evaluar el beneficio económico que brinda el plan de Renovación al sistema uruguayo, $beneficio_R$, restando del Costo Total del Escenario Sin Renovación el Costo Total del Escenario Con Renovación. Matemáticamente:

$$beneficio_R = CostoTotal_{SinR} - CostoTotal_R \quad ec.4$$

Un resultado de $beneficio_R$ positivo significa un plan de Renovación beneficioso para el sistema uruguayo, mientras un resultado negativo el caso contrario.

3.1 Salas SimSEE utilizadas

Se tomó como “sala base” la sala de largo plazo vista en la Clase 11 del curso (20 de abril de 2021), agregándose las siguientes modificaciones comunes a ambas salas analizadas (Con y Sin Renovación):

- Horizonte de Optimización: 01/01/2020 – 10/01/2055
- Horizonte de Simulación: 01/01/2020 – 10/01/2050
- Horizonte de guarda de simulación: 01/01/2021
- Tasa de descuento: 12 %
- Crecimiento anual de la demanda: 2 % (actor Demanda generada a partir de año base y vector de energías anuales)
- Costos variables de generadores térmicos: actualizados según gráfico de ADME de la Semana 25/2021 (ver Figura 6).
- Modificaciones varias en el plan de expansión y en el Actor SG según se describe en las siguientes secciones.

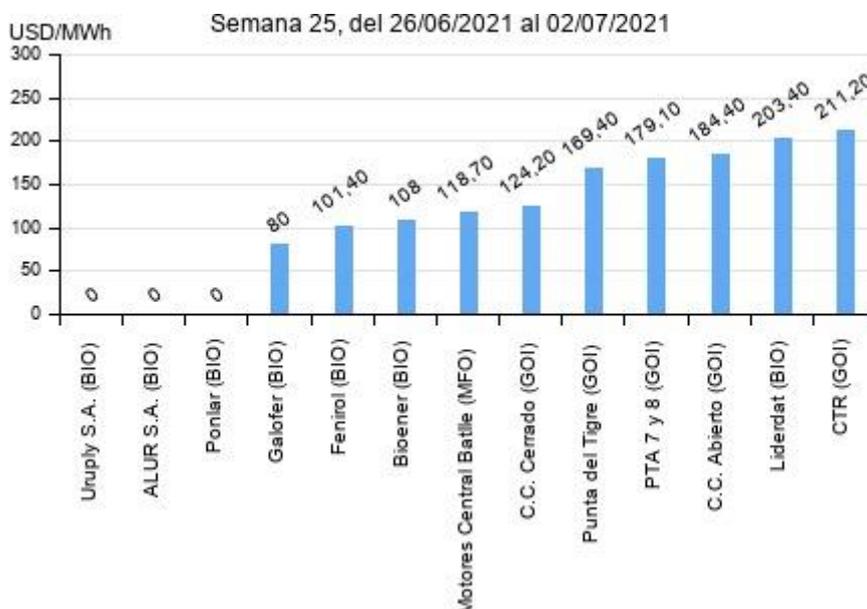


Figura 6: Costos variables de generadores térmicos.

Se detallan a continuación, otras características relevantes de la sala base que se mantuvieron sin modificaciones:

- Paso de optimización y simulación: semanal
- Postes: cuatro postes de duración 5, 30, 91 y 42 horas
- Número de crónicas de optimización: 5
- Número de crónicas de simulaciones: 1000
- Fuentes: sin modificaciones

3.2 Actor SG

Se mantuvo, al igual que en la sala base, a SG como actor del tipo Generador hidráulico de pasada, pero se incorporaron varias modificaciones a su modelado, comunes a ambas salas analizadas (Con y Sin Renovación):

- Salto mínimo operativo [m]: 10,6 (antes 15,0)
- Cota de descarga [m]: 5,324 (antes 4,5)
- Coeficiente de afectación por salto caQE [s/m^2]: 0,001236 (antes 0,00181)
- Coeficiente de afectación por salto cbQE [s^2/m^5]: -2,197E-8 (antes -9,2E-8)

- Rendimiento [pu]: 0,90846 (antes 0,858)
- Potencia Máxima Generable [MW]: 67,5 (antes 135)
- Caudal máximo turbinable [m³/s]: 315 (antes 630)
- Factor de disponibilidad (FD) y Tiempo de Reparación (MTTR): ver sección 2.1.
- Unidades disponibles: 14 (antes 7)
- Mantenimientos programados: Según el mantenimiento capital que SG realiza anualmente a 2 de sus 14 unidades hidrogeneradoras, se agregaron fichas con periodicidad anual que indisponen 1 unidad en el período comprendido entre el 01/12 y el 15/04 del año siguiente. Para el Escenario Con Renovación, se indisponen 1 unidad durante todo el período de renovación de unidades (2026-2027 y 2031-2044), asumiendo que no se realizan mantenimientos capitales durante ese período.

Las modificaciones arriba mencionadas son producto de un análisis detallado realizado en el Anexo 7.2, basado en los modelos internos utilizados por SG para sus unidades hidrogeneradoras y cota de restitución, así como su experiencia operativa.

Por último, se destaca que, mediante el Pago por disponibilidad se contemplaron los costos operativos de SG, asumiendo una reducción de los mismos en el Escenario Sin Renovación:

- Sala Con Renovación, Pago por disponibilidad [USD/MWh]: 5
- Sala Sin Renovación, Pago por disponibilidad [USD/MWh]: 5 inicialmente, reduciéndose anual y proporcionalmente al FD.

3.3 Planes de expansión

Cómo se comentó al inicio de este capítulo, el plan de expansión del Escenario Con Renovación se calculó en términos de generación Eólica, Solar y Térmica (Turbinas de Gas), iterativamente a través de sus gradientes de inversión. El plan de expansión así determinado se tomó como “plan de expansión base”, y fue utilizado posteriormente en el Escenario Sin Renovación de forma de incorporarle únicamente la generación térmica necesaria para compensar la reducción de potencia firme producto de la degradación de SG.

El monto final, al año 2050, de cada plan de expansión según el tipo de generación, se detalla en la siguiente Tabla 2.

Escenario	Eólica [MW]	Solar [MW]	Térmica [MW]
Con Renovación (expansión base)	3425	2050	275
Sin Renovación	3425	2050	760

Tabla 2: Monto final de cada plan de expansión según tipo de generación.

Debe considerarse que en ambas salas analizadas se prevé el término de la vida útil de 1500 MW de Eólica y 229 MW de Solar entre los años 2036-2038, y 302 MW de térmico en el año 2025.

Por otro lado, los costos fijos y variables de la generación Eólica, Solar y Térmica usada en los planes de expansión calculados, fueron los siguientes:

- Eólica. Pago por disponibilidad 45 USD/MWh (*Levelized Cost of Energy*, LCE, Lazard)
- Solar. Pago por disponibilidad 40 USD/MWh (LCE, Lazard)
- Térmica (Turbinas de Gas). Pago por potencia 12 USD/MWh, costo variable

incremental 169,1 USD/MWh, costo variable no combustible 10 USD/MWh (se toman valores del actor TG60)

Por último, se muestran los gráficos del plan de expansión anual de cada Escenario analizado (Figura 7 y Figura 8), y los gradientes de inversión obtenidos mediante simulaciones de 1000 crónicas y semilla 31. (Figura 9 y Figura 10).

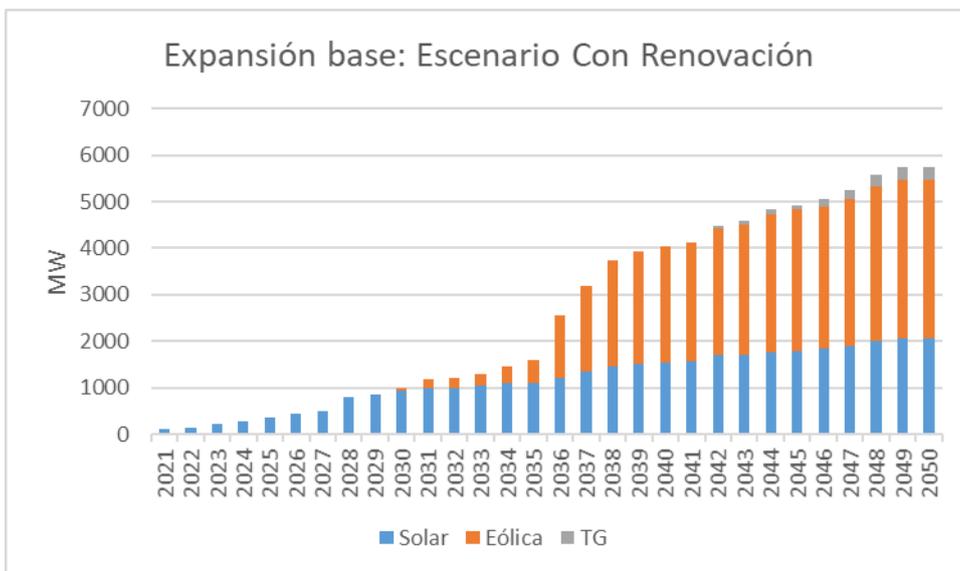


Figura 7: Escenario Con Renovación, plan de expansión base.

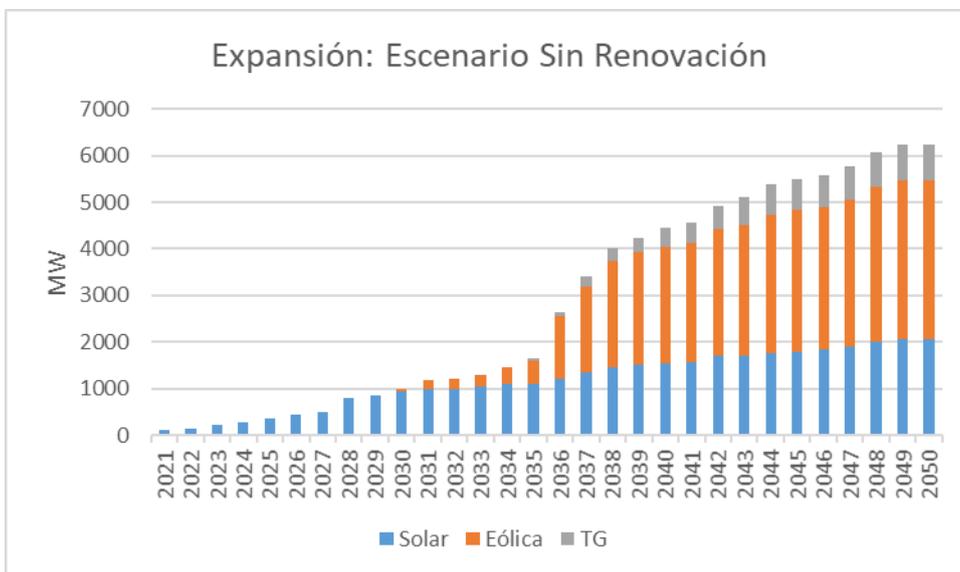


Figura 8: Escenario Sin Renovación, plan de expansión.

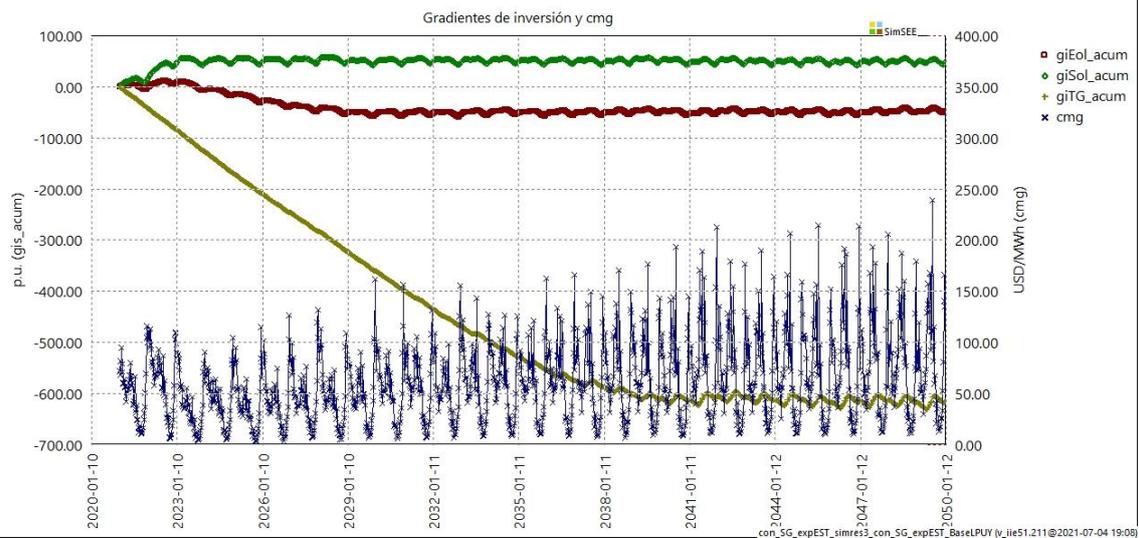


Figura 9: Escenario Con Renovación, gradientes de inversión. Se buscó “dejar” horizontal los gradientes de la expansión Eólica, Solar y Térmica.

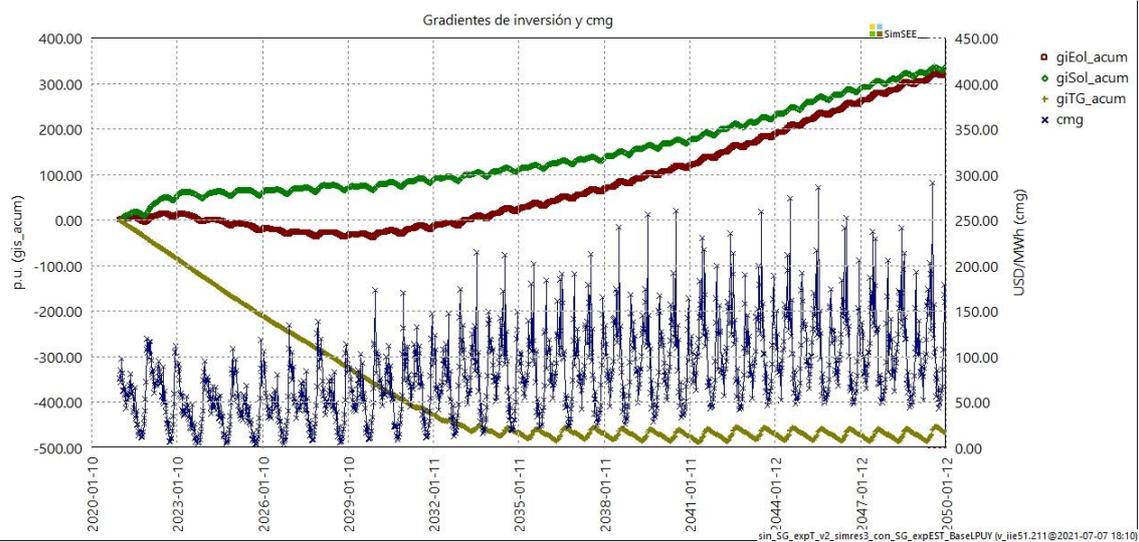


Figura 10: Escenario Sin Renovación, gradientes de inversión. Se buscó “dejar” horizontal únicamente el gradiente de la expansión Térmica.

4. Resultados del estudio.

Se realizaron cinco simulaciones de 1000 crónicas tomando semillas diferentes a efectos de observar la variabilidad del valor esperado de los resultados. La siguiente Tabla 3 resume los más relevantes.

Semilla	Escenario Con Renovación		Escenario Sin Renovación		Beneficio Renovación [MUSD/año]
	Costo Total [MUSD]	CADe 2021-2050 [MUSD]	Costo Total [MUSD]	CADe 2021-2050 [MUSD]	
31	5961	5892	6272	6132	35
1031	5988	5919	6293	6151	34
2031	5964	5895	6255	6115	32
3031	5983	5914	6291	6147	34
4031	6028	5959	6325	6185	33

Tabla 3: Variabilidad del valor esperado de los resultados más relevantes ante distintas semillas y 1000 crónicas simuladas.

Cómo se observa arriba, los resultados obtenidos ante distintas semillas son muy similares, observándose poca variabilidad. Por tanto, se valida la cantidad de 1000 crónicas simuladas y se toma como referencia la simulación correspondiente a la semilla 31 por tratarse de la semilla utilizada para el cálculo de los planes de expansión realizados.

Los gráficos más representativos de las simulaciones realizadas, se detallan en las siguientes figuras:

- Figura 21 (Con renovación) y Figura 22 (Sin Renovación): CADe anual sin actualizar según tasa de descuento (histograma).
- Figura 23 (Con renovación) y Figura 24 (Sin Renovación): CADe anual acumulado actualizado según tasa de descuento (histograma).
- Figura 25 (Con renovación) y Figura 26 (Sin Renovación): Valor esperado de potencia despacha de SG y la unidades hidrogeneradoras disponibles en SG (comparación de variables crónicas).

4.1 Análisis de riesgo

Los resultados de la Tabla 3 representan valores esperados que no brindan información respecto al riesgo asociado al plan de Renovación, dado que no advierten sobre la dispersión observada en el conjunto de 1000 crónicas simuladas.

Según lo visto en clase, el análisis de riesgo puede realizarse mediante dos enfoques:

- Enfoque 1, se calculan 1000 valores del beneficio anual del plan de Renovación, a partir de los 1000 valores de Costo Total obtenidos en cada Escenario **ordenados en forma creciente**.
- Enfoque 2, se calculan 1000 valores del beneficio anual del plan de Renovación, a partir de los 1000 valores de Costo Total obtenidos en cada Escenario **ordenados según el número de crónica**.

Ambos enfoques son válidos y su diferencia es sutil, pero a grandes rasgos puede interpretarse que el enfoque 1 permite comparar el desempeño global de dos escenarios ante un conjunto de realidades posibles, mientras el enfoque 2 permite comparar el desempeño de dos escenarios ante mismas realidades dentro de un conjunto de realidades posibles.

Los 1000 valores de beneficio anual calculados según cada enfoque, pueden ordenarse en forma creciente y graficarse según se muestra en la Figura 11 para el enfoque 1 y en la Figura 12 para el enfoque 2. Como puede observarse, en ambos enfoques menos del 1 % de los valores obtenidos son negativos, lo que permite concluir que el plan de Renovación resulta beneficio para el sistema uruguayo con un nivel de confianza cercano al 99 %.

Por último, según puede observarse en ambas figuras, existen casos extremos poco probables dónde la Renovación resulta sumamente perjudicial. En la siguiente sección se analiza en detalle el caso más extremo.

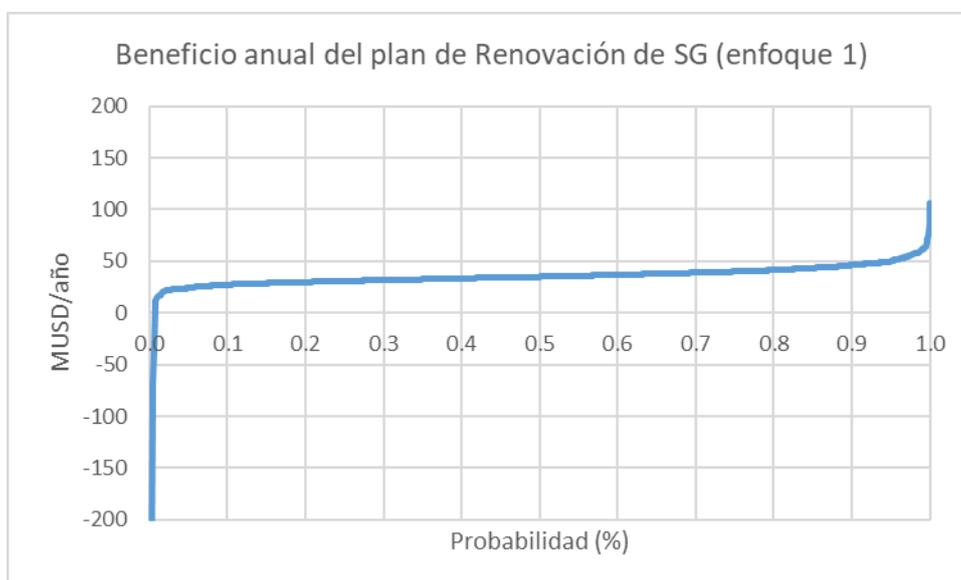


Figura 11: Enfoque 1, dispersión del beneficio de plan de Renovación de SG.

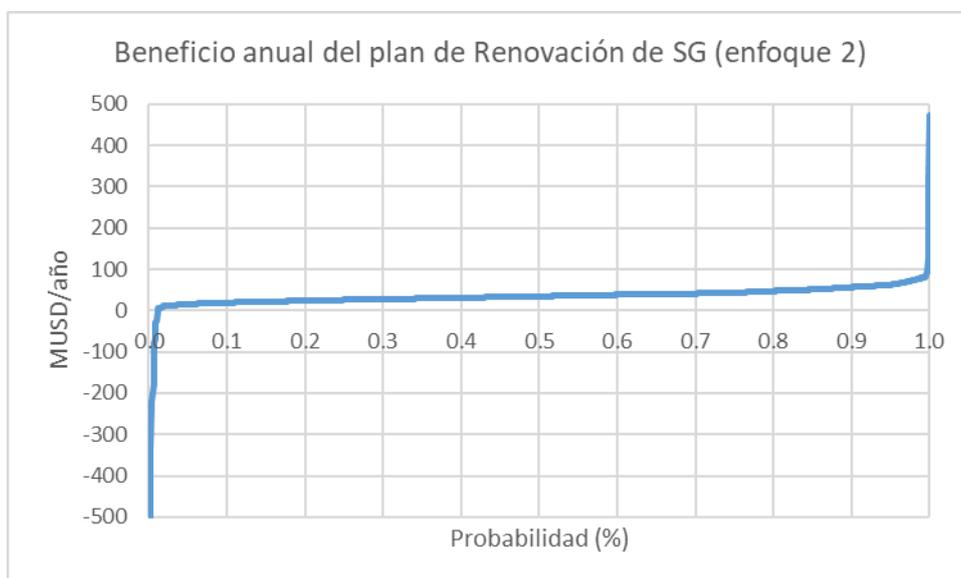


Figura 12: Enfoque 2, dispersión del beneficio de plan de Renovación de SG.

4.2 Análisis de casos extremos

En la Figura 12, vista en la sección anterior, puede observarse un caso extremo en el cuál el plan de Renovación resulta sumamente perjudicial implicando una pérdida económica anual de más de 500 MUSD/año del Escenario Con Renovación frente al Sin Renovación (enfoque 2). El objeto de esta sección es simular aisladamente la semilla correspondiente a este caso extremo e identificar sus particularidades.

Se constató que de las 1000 crónicas simuladas (semillas entre 31 y 1032), la semilla 821 corresponde al caso extremo más pesimista. Al simular en forma aislada esta semilla, se observa una particularidad en el valor del CAD del año 2035, resultando muy superior al CAD del resto de los años del período simulado. En el Escenario Con Renovación el CAD del año 2035 resulta de unos 50000 MUSD, mientras en el Escenario Sin Renovación de unos 25000 MUSD. Para poner en contexto estas cifras, el CAD del resto de los años del período simulado no supera en ninguno de los Escenario analizados los 1500 MUSD. Ver Figura 13 y Figura 14.

Respecto a los caudales de aporte de SG en esta semilla, se identifica que en el año 2035 se produce una sequía extrema, observándose un aporte anual medio de 587 m³/s. Relacionado a lo anterior, la potencia anual media de SG durante este año es de 144 MW, coincidente en ambos Escenarios. Ver Figura 15 y Figura 16.

Considerando que, según el plan de expansión de ambos Escenarios, en el año 2035 el Escenario Sin Renovación dispone de 50 MW de generación térmica adicionales respecto al Escenario Con Renovación, se entiende que en este último Escenario la mencionada sequía produce mayor afectación penalizando el plan de Renovación. Esto se constata observando la potencia anual media de los generadores de falla (en sus cuatro escalones), resultando superior en el Escenario Con Renovación. Ver Figura 17 y Figura 18.

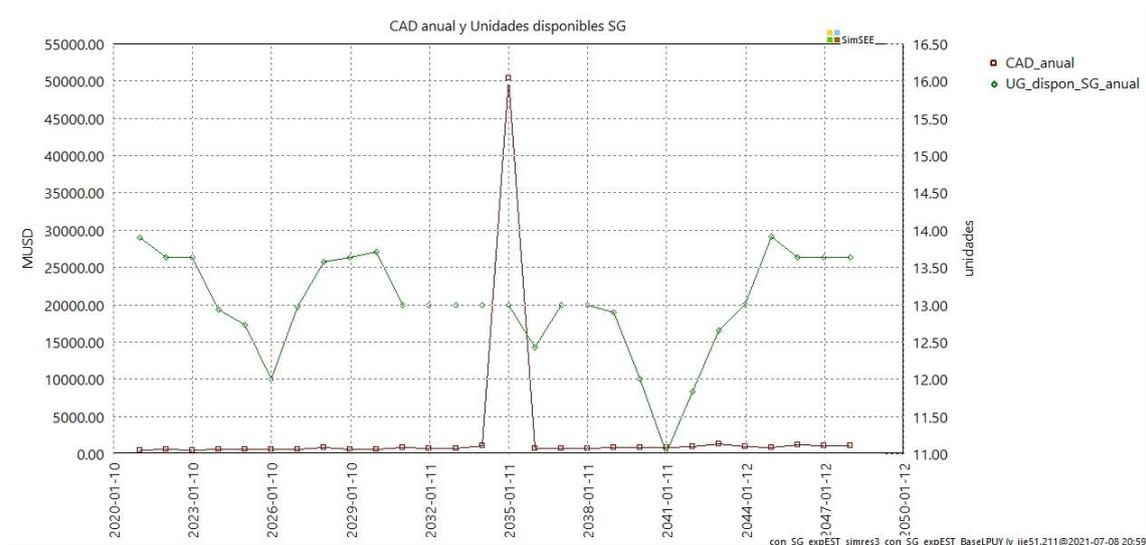


Figura 13: Escenario Con Renovación, semilla 821, CAD anual.

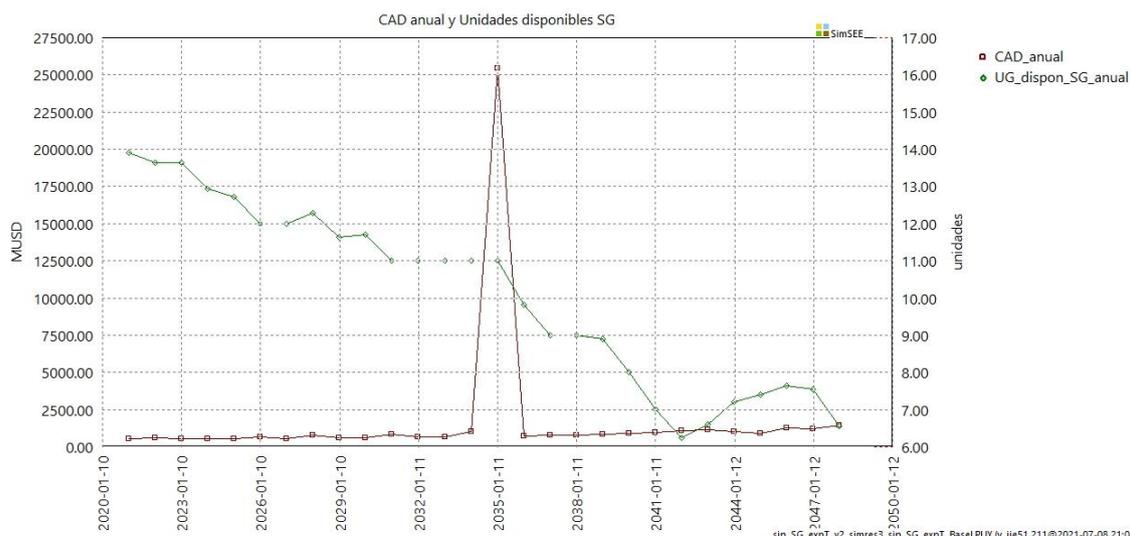


Figura 14: Escenario Sin Renovación, semilla 821, CAD anual.

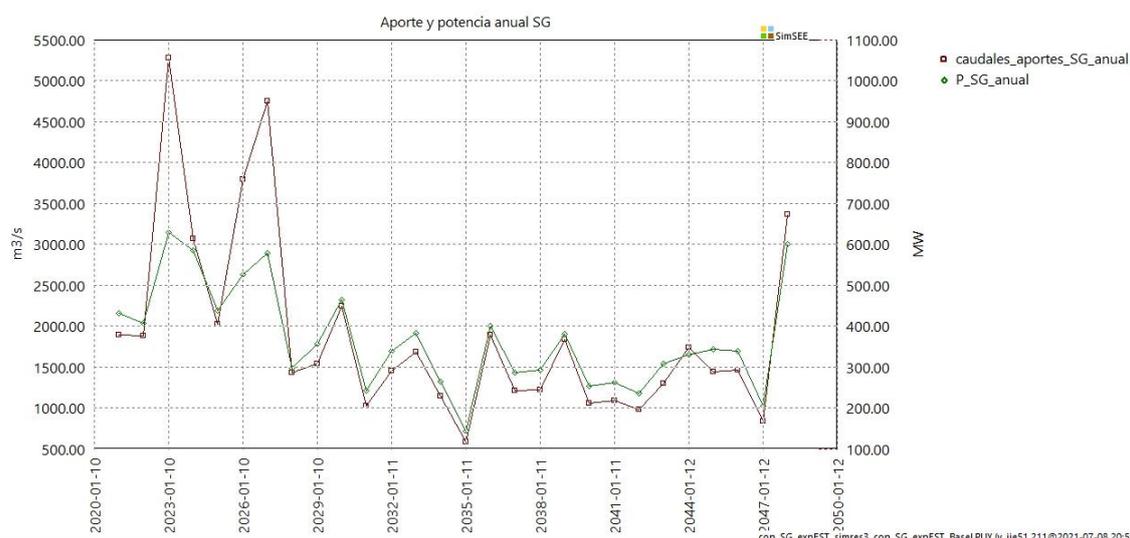


Figura 15: Escenario Con Renovación, semilla 821, aporte anual medio y potencia anual media de SG.

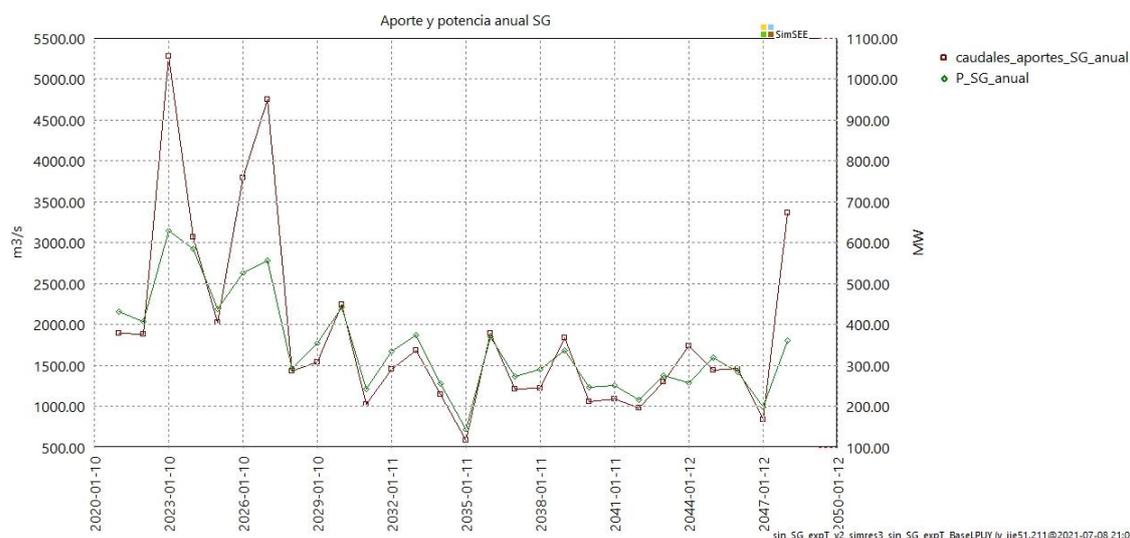


Figura 16: Escenario Sin Renovación, semilla 821, aporte anual medio y potencia anual media de SG.

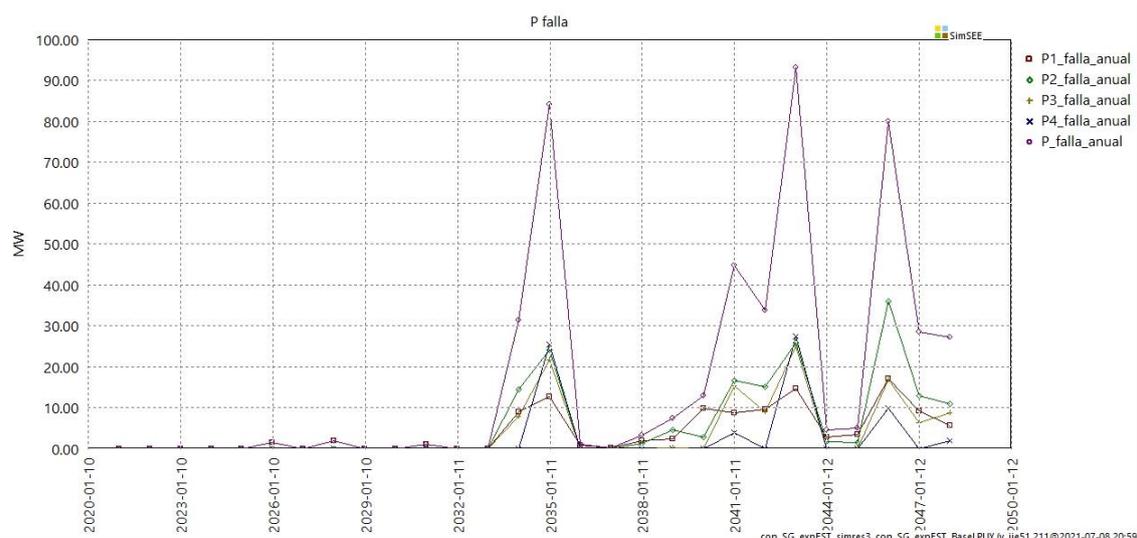


Figura 17: Escenario Con Renovación, semilla 821, potencia anual media de falla.

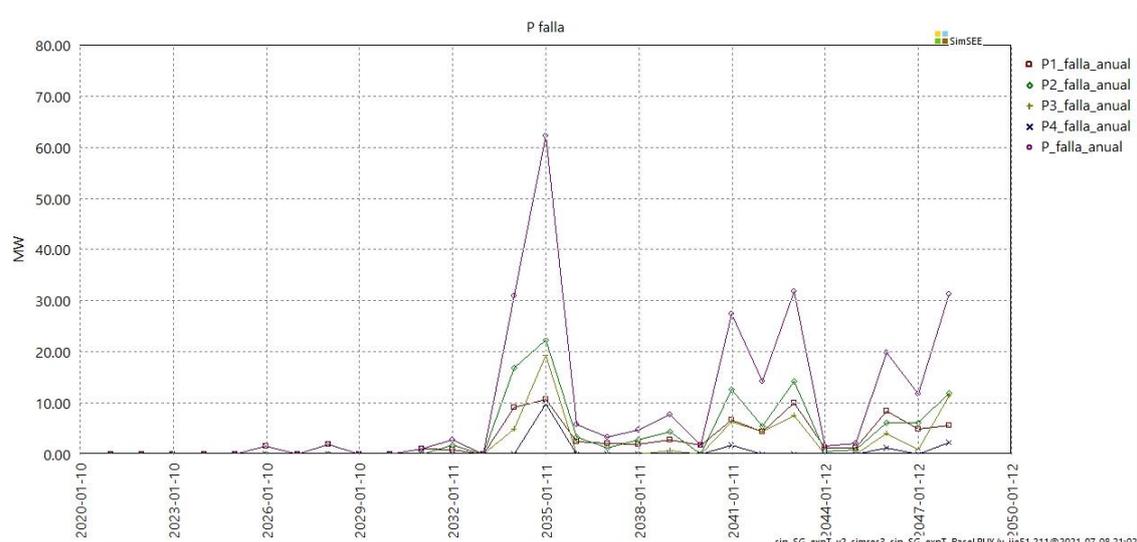


Figura 18: Escenario Sin Renovación, semilla 821, potencia anual media de falla.

4.3 Escenario Sin Renovación Alternativo

Dado que, como se indicó en la sección 3.3, el plan de expansión del Escenario Sin Renovación reemplaza la degradación de SG únicamente con generación térmica, resulta de interés analizar un *Escenario Sin Renovación Alternativo* en el cuál la degradación de SG se reemplace no solo con generación Térmica sino también con Eólica y Solar según lo requiera el sistema uruguayo en base al gradiente de inversión de cada tecnología.

Si bien el Escenario antes descrito resulta de interés, debe destacarse que resulta poco factible al considerar la gran incertidumbre que se tiene respecto a la degradación futura de las unidades hidrogeneradoras de SG, que se trasladará a cualquier plan de expansión tendiente a reemplazar SG. Por tanto, la decisión esperable sería reemplazar las unidades hidrogeneradoras con generadores térmicos de rápida instalación a medida que éstas vayan fallando catastróficamente, que ofrecen la complementariedad requerida con las energías renovables no convencionales.

La siguiente Tabla 4 resume los resultados más relevantes del Escenario Sin Renovación Alternativo observándose que, al igual que en el Escenario Sin Renovación, el plan de

Renovación continúa siendo conveniente implicando, en este caso, un beneficio anual esperado de 18 MUSD/año.

Semilla	Escenario Con Renovación		Escenario Sin Renovación Alternativo		Beneficio Renovación [MUSD/año]
	Costo Total [MUSD]	CADe 2021-2050 [MUSD]	Costo Total [MUSD]	CADe 2021-2050 [MUSD]	
31	5961	5892	6125	6018	18

Tabla 4: Resultados más relevantes del Escenario Sin Renovación Alternativo.

Por último, en la Figura 19 y Figura 20 se muestran, respectivamente, el gráfico del plan de expansión anual y de los gradientes de inversión obtenidos mediante simulaciones de 1000 crónicas y semilla 31 para el Escenario Sin Renovación Alternativo.

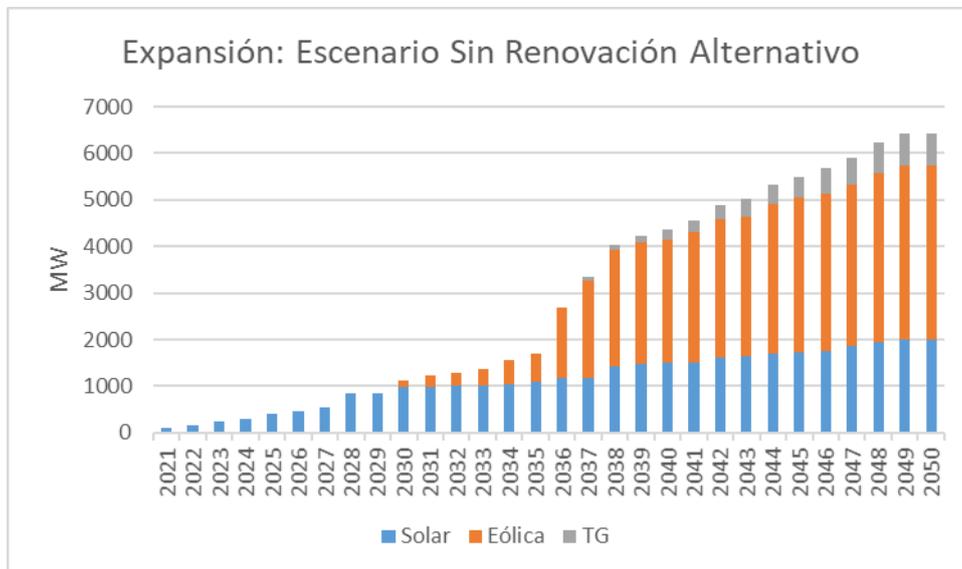


Figura 19: Escenario Sin Renovación Alternativo, plan de expansión.

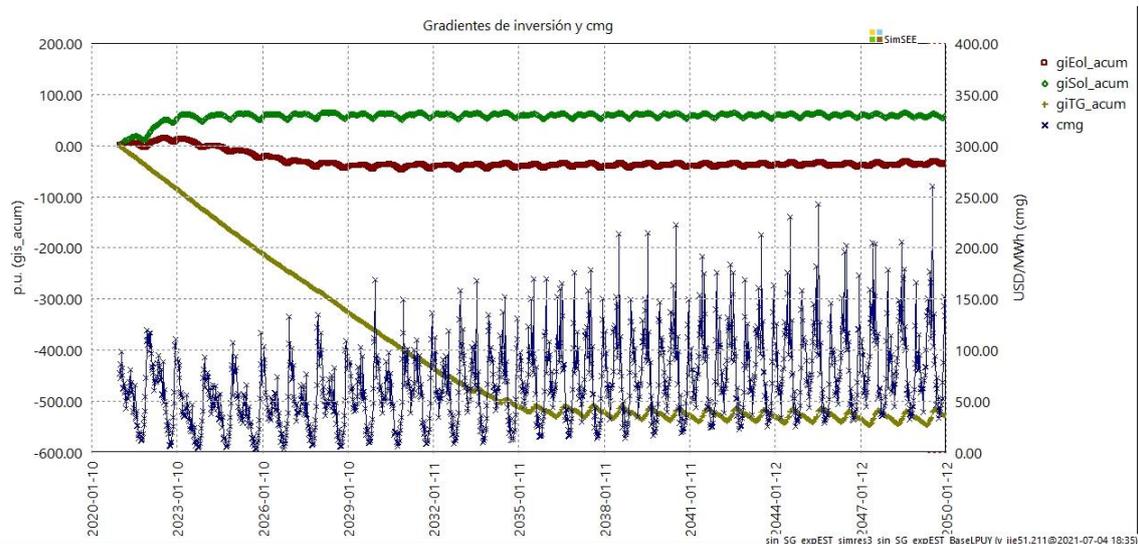


Figura 20: Escenario Sin Renovación Alternativo, gradientes de inversión. Se buscó “dejar” horizontal los gradientes de la expansión Eólica, Solar y Térmica.

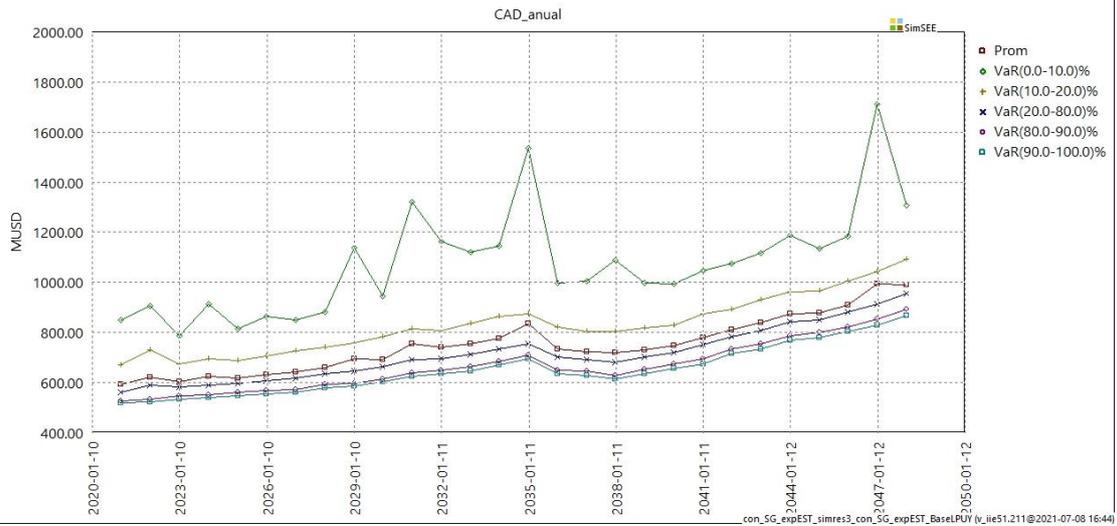


Figura 21: Escenario Con Renovación, histograma de CADe anual sin actualizar según tasa de descuento.

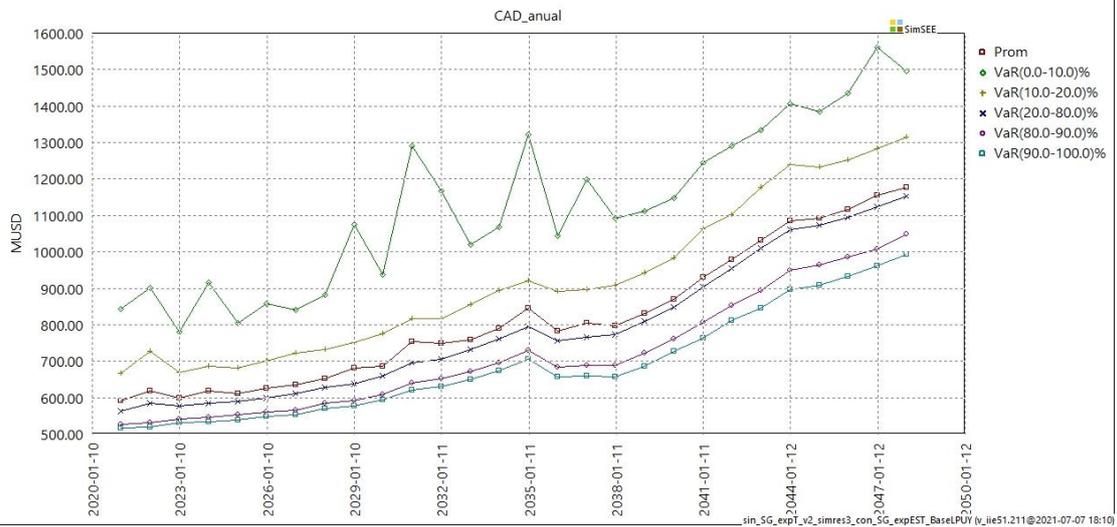


Figura 22: Escenario Sin Renovación, histograma de CADe anual sin actualizar según tasa de descuento.

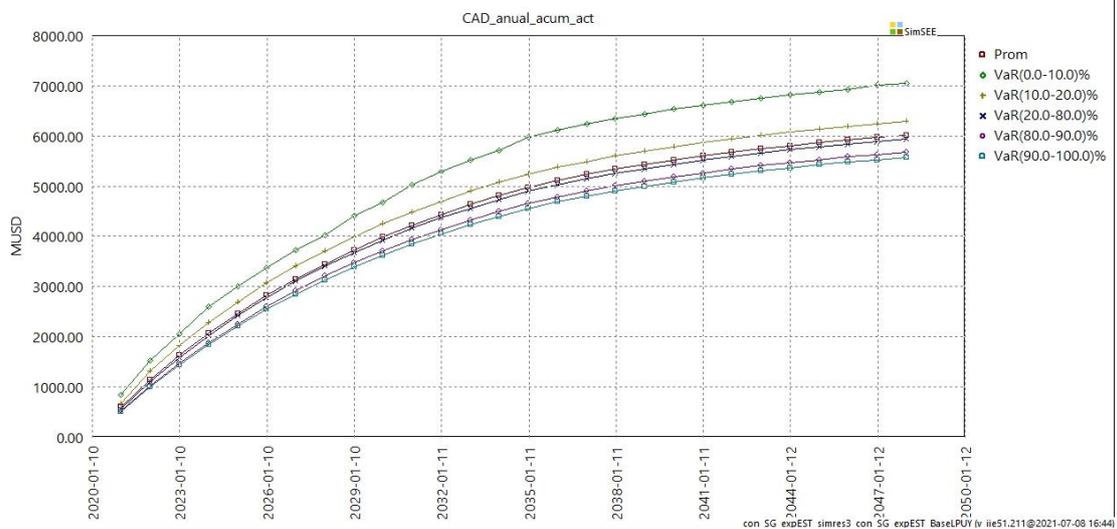


Figura 23: Escenario Con Renovación, histograma de CADe anual acumulado actualizado según tasa de descuento.

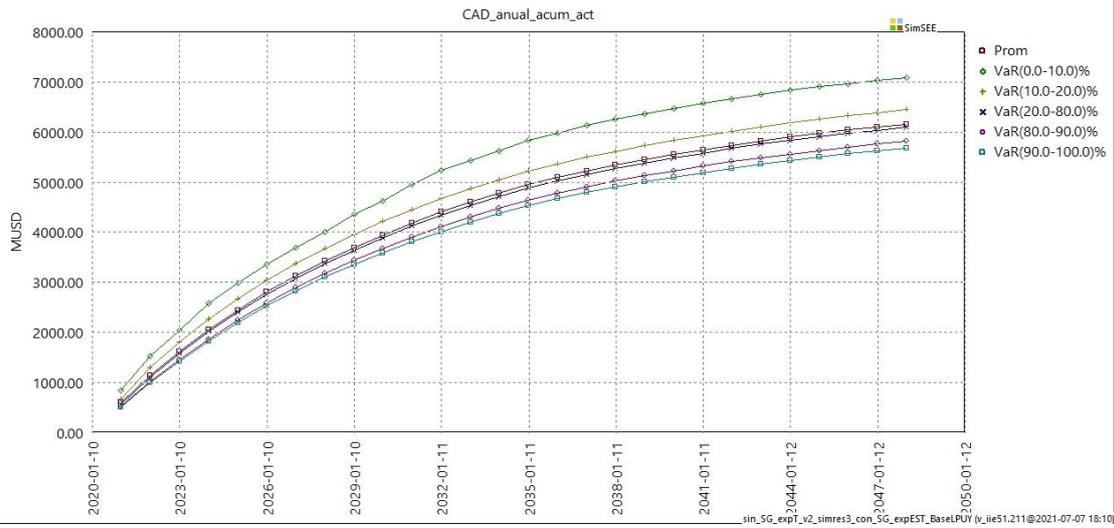


Figura 24: Escenario Sin Renovación, histograma de CADe anual acumulado actualizado según tasa de descuento.

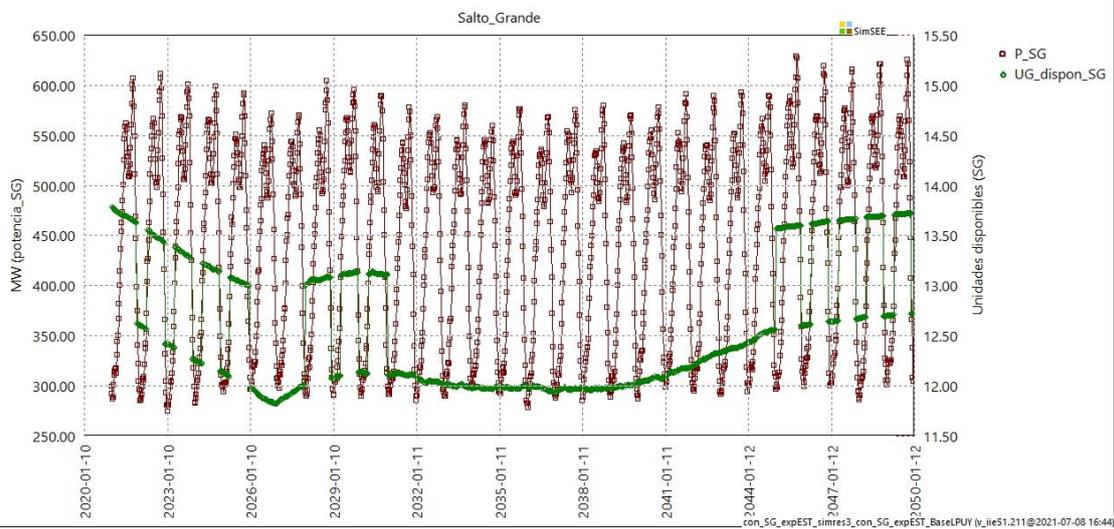


Figura 25: Escenario Con Renovación, comparación de variables crónicas de potencia despachada de SG y unidades hidrogeneradoras disponibles en SG.

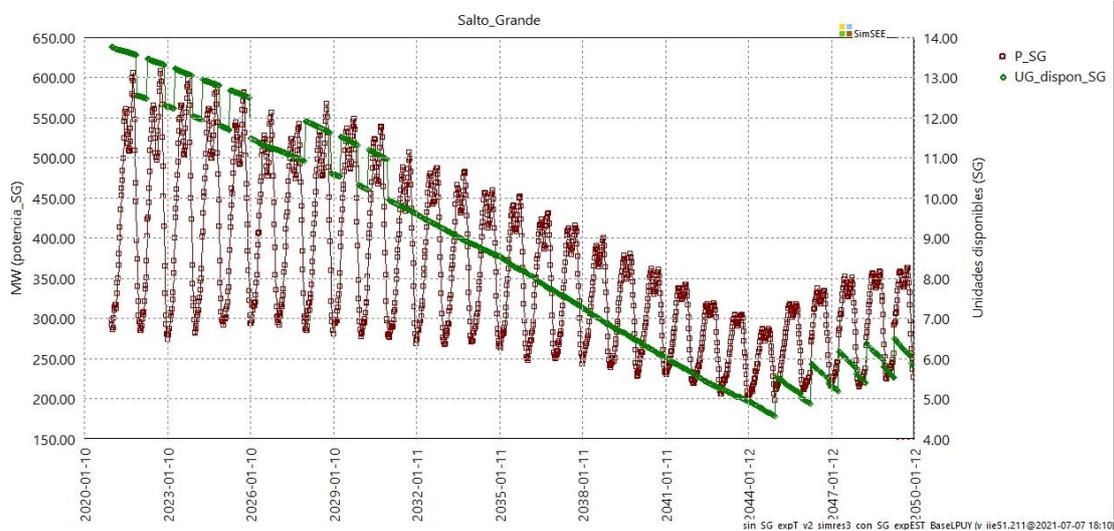


Figura 26: Escenario Sin Renovación, comparación de variables crónicas de potencia despachada de SG y unidades hidrogeneradoras disponibles en SG.

5. Conclusiones.

1. Se evaluó el beneficio económico del plan de Renovación de SG para el sistema uruguayo. Se determinó el valor presente esperado del Costo Total del Escenario Con Renovación y del Escenario Sin Renovación, incurrido en el período comprendido entre el 01/01/2021 y el 10/01/2050. La diferencia entre estos respectivos valores es el beneficio que otorga la realización del plan de Renovación al sistema uruguayo.
2. El valor presente esperado del Costo Total del Escenario Con Renovación es de 5961 MUSD y del Escenario Sin Renovación 6272 MUSD, implicando un beneficio económico del plan de Renovación al sistema uruguayo de 35 MUSD/año sobre costos operativos de SG y costos de inversión del plan de Renovación. Dicho de otra forma, la realización del plan de Renovación permite recuperar la inversión, solventar los costos operativos de SG y generar un beneficio económico de 35 MUSD/año al sistema uruguayo.
3. En lo que respecta al riesgo del plan de Renovación de SG se determinó, en base un análisis estadístico de las 1000 crónicas o realidades posibles simuladas, que con un nivel de confianza cercano al 99 % su realización resulta beneficiosa para el sistema uruguayo.
4. Se destaca que el beneficio económico evaluado en este trabajo se limita al aspecto únicamente energético, no contemplando el resto de servicios importantes que SG brinda al Uruguay:
 - Control de crecidas.
 - Regulación Primaria y Secundaria de Frecuencia.
 - Control de tensión.
 - Arranque en negro.
 - Vínculo eléctrico con Argentina.
5. La tasa de descuento aplicada es de 12%.
6. A continuación, se presentan resultados comparativos de los Escenarios analizados.

Escenario:	Con Renovación	Sin Renovación
Sala SimSEE	<i>con SG expEST.ese (*)</i>	<i>sin SG expT.ese (**)</i>
Costo Total	5961 MUSD	6272 MUSD
Costo Anual	663 MUSD/año	698 MUSD/año
CADe 2021-2050	5892 MUSD	6132 MUSD
Expansión Eólica al 2050	3425 MW	3425 MW
Expansión Solar al 2050	2050 MW	2050 MW
Expansión Térmica al 2050	275 MW	760 MW

(*) <https://drive.google.com/file/d/1S4OpKY0u9w7i7xcTBj7Tkcez7kYLvBpu/view?usp=sharing>

(**) https://drive.google.com/file/d/1Ld6rNddmte6UNUvCMuxk9nplGz_OcvR/view?usp=sharing

6. Posibles futuros trabajos.

Analizar si la Potencia ERNC expandida, es capaz de asegurar el suministro diario, o se requiere incorporación de energía térmica firme en una proporción mayor a la obtenida en el Escenario Sin Renovación Alternativo (ver sección 4.3). Para esto se podría hacer una sala de paso diario u horario para los últimos años del estudio, y “enganchar” esa sala con la sala de Largo Plazo utilizada en el presente estudio.

Adicionalmente, podría incorporarse los intercambios internacionales a los Escenarios analizados.

7. Anexos.

7.1 Análisis del modelo de falla-reparación de SimSee

El documento “Análisis del modelo de falla-reparación de SimSee”, adjunto a continuación, describe el análisis realizado para determinar los parámetros FD y MTTR utilizados en este trabajo a partir de la Función de distribución de probabilidad de fallas catastróficas de las unidades hidrogenadoras de SG.



Análisis del modelo
de falla-reparación

7.2 Análisis y ajuste del modelo de SG en SimSee

El documento “Análisis y ajuste del modelo de SG en SimSee”, adjunto a continuación, ofrece un análisis y ajuste de los parámetros de SG adecuados para su modelado en SimSEE como actor *Generador hidráulico de pasada*, basado en modelos internos de SG de sus unidades hidrogenadoras y cota de restitución, así como su experiencia operativa.



Análisis y ajuste del
modelo de SG en Si