



INSERCIÓN DE USOS GESTIONABLES EN LA PLATAFORMA DE SIMULACIÓN SIMSEE.

Autores:

Ing. Marcelo Rey mrey@ute.com.uy
Ing. Aldo Rondoni arondoni@ute.com.uy

Docente:

Msc. Ing. Ruben Chaer

***Instituto de Ingeniería Eléctrica – FING.
Julio de 2013
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.

Contenido

	INSERCIÓN DE USOS GESTIONABLES EN LA PLATAFORMA DE SIMULACIÓN SIMSEE.	1
1	Introducción.....	4
2	Objetivo.....	5
3	Hipótesis de trabajo.	5
3.1	Proyección de la Demanda	5
3.2	Expansión de la generación.....	5
3.3	Comercio Internacional	5
3.4	Precio de los combustibles.	5
3.5	Costos de falla.	5
3.6	Escenario de la Sala.	6
4	Metodología.	6
5	Resultados del estudio.....	10
6	Conclusiones.....	19
7	Posibles futuros trabajos.....	20
8	Trabajos citados.....	21

1 Introducción.

Debido a que los Costos de Abastecimiento de la Demanda de un sistema eléctrico son crecientes, cada unidad de energía (MW) que se pueda desplazar de los horarios del pico de la demanda diaria, genera de por sí un ahorro que se traslada al sistema, logrando con ello hacer un uso más eficiente del mismo, de los activos existentes y planificados, compuestos por la Generación (GEN), Transmisión (TRA), Distribución (DIS).

Al ser UTE una empresa verticalmente integrada Estatal, se vuelca a la sociedad este ahorro generado por un uso más eficiente de todo el sistema.

Al hacer un uso eficiente de las instalaciones de toda la cadena de abastecimiento y sobre todo si se logra hacer de manera gestionable, controlable y sustentable en el tiempo, con políticas aplicadas a partir de algún plan específico, estos ahorros se pueden tomar como input para una planificación centralizada, que permita una mayor soberanía energética y sobretodo bajar los costos de abastecimiento mediante la baja de importación de combustibles fósiles (en el mayor de los casos las máquinas utilizadas en los picos de demanda funcionan con combustibles fósiles), reducción de gases de efecto invernadero, desplazamiento de inversiones en nuevas centrales de GEN, desplazamiento de inversiones en redes de TRA y DIS, reducir las probabilidades de ocurrencia de ir a restricciones forzadas de suministro, baja de riesgo de suministro, etc.

Si bien el último tiempo se han ido aprobando inversiones en nuevas unidades de generación a partir de Energías Renovables, interconexiones internacionales, central de Regasificación, Ciclo Combinado, es de esperar que se produzcan momentos de coyunturas previos a la instalación de las nuevas centrales planificadas, que hagan necesario sobrellevar de manera más robusta posibles escenarios de años secos y muy fríos, despachando nuevas centrales virtuales de energía gestionable que reducen los picos de demanda.

Como Usos Gestionables (UUGG), se pueden mencionar las siguientes aplicaciones, separadas en diferentes tipos de acuerdo a su posible uso y gestionabilidad [1]:

- Elementos de acondicionamiento térmico (Calefones, aires acondicionados, heladeras, estufas eléctricas, lozas radiantes, paneles de calefacción);
- Autos eléctricos, lavarropas, lavavajillas;
- Iluminación;
- TV, DVD, computadoras, video juegos, entretenimiento en general;
- Elementos de acumulación (Baterías);

Para citar algunos ejemplos, se conoce a partir de la última encuesta INE que existen en el territorio unos 1:000.000 de calefones. De acuerdo al Balance Nacional en Energía de Uruguay 2006, se conoce que el 37.2% de la factura eléctrica residencial se usa para calentamiento de agua.

Se manejan distintos escenarios con cierta incertidumbre de penetración del transporte eléctrico para los años venideros.

En el mundo se están estudiando distintas políticas de incentivos a interconexión de Baterías a la red para su contribución a la baja de los picos de demanda.

Al costo y desarrollo de las comunicaciones hoy en día, es mucho más eficiente gastar un fotón en enviar una señal, que generar un electrón en pico de demanda. [1]

2 Objetivo.

El objetivo de este trabajo es poder cuantificar los Beneficios y el ahorro en el Costo de Abastecimiento de la Demanda, que se generan en el Sistema Eléctrico Uruguayo, por Gestionar la Demanda de manera óptima, bajo ciertas señales monetarias que modelan las “Utilidades”. Se entiende por “Utilidad” el grado de satisfacción que la Demanda obtiene de cada MW consumido en las distintas franjas horarias.

No es el objetivo de este trabajo hallar cuáles son las señales de precios y los demás parámetros que mejor representan el comportamiento del nuevo actor, lo que quedará para futuros trabajos de investigación.

3 Hipótesis de trabajo.

Los escenarios tomados de participación de los UUGG son supuestos por los autores de manera arbitraria para demostrar el funcionamiento de la herramienta desarrollada, y no son un reflejo de la realidad o de lo que se podría llegar a implementar en algún tipo de plan, o política comercial de la empresa, de manera de poder analizar los resultados, robustez del modelo y de las soluciones, y su impacto económico en el sistema uruguayo modelado en el SimSEE.

Los precios de los combustibles son los tomados en la “*Sala_basedelcurso2013*”.

3.1 Proyección de la Demanda

El escenario de crecimiento de la demanda es el tomado del curso con un crecimiento de la demanda de un 4,44 % anual en energía, partiendo del escenario base de 2011.

El caso base contra el que se comparan los resultados obtenidos es el caso sin la incorporación del nuevo modelo de UUGG.

3.2 Expansión de la generación

Es la usada en la sala base del curso2013.

3.3 Comercio Internacional

En este caso no se toman en cuenta en la sala base los intercambios internacionales.

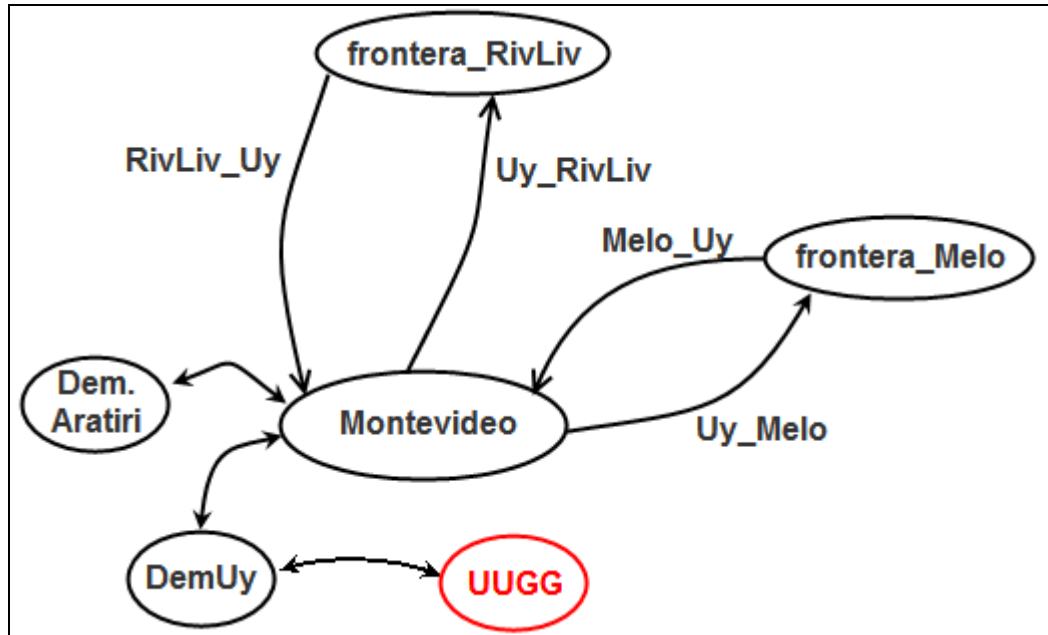
3.4 Precio de los combustibles.

Es el supuesto en el caso del escenario de la sala base del curso.

3.5 Costos de falla.

Es el supuesto en el caso del escenario de la sala base del curso.

3.6 Escenario de la Sala.



4 Metodología.

Se introduce un nuevo modelo de actor en el SIMSEE, que pasa a interactuar con los demás actores ya existentes, buscando maximizar el beneficio que le produce a la sociedad y a la empresa eléctrica en su conjunto, de acuerdo a las señales económicas que se le pueden ingresar a este nuevo actor.

Una vez depurado el modelo, se contrastan dos escenarios idénticos en su parque generador, con y sin la inclusión de esta nueva herramienta.

Para la implantación de este nuevo modelo se procedió a su programación desde cero en la plataforma de la siguiente manera:

El nuevo actor denominado `TUsoGestionable_Postizado` que se conecta en una barra de mercado, y funciona como una perturbación porcentual de la DEMANDA del nodo, y que tiene dos vectores de parámetros que los ingresa el usuario: el primero (`FactordeDemandaPorPoste [fdpp]`) que contiene el porcentaje de participación de potencia que quiere dejar que sea gestionado por cada poste horario, y en el otro vector (`UtilidadVariableporPoste [uvpp]`) que representa cuál es la Utilidad que obtiene el actor por usar cada MW en cada uno de esos postes horario.

Tiene como ventaja que los valores declarados en cada uno de los postes se pueden cambiar por ejemplo para poder estudiar el efecto en distintas épocas del año, donde la demanda cambia de forma significativamente y la composición de cada UUGG también, debido a la estacionalidad de cada uno de los tipos de UUGG intervinientes en la demanda agregada.

Con esos `[fdpp]` el simplex va a minimizar el Costo Futuro de abastecimiento de la demanda y calcula la ENERGÍA GESTIONABLE de cada paso del tiempo y los inyecta como una “central virtual” de generación (lo que significa una reducción o aumento de la demanda en el nodo).

Dentro del actor UUGG se acumula una variable propia del actor por su definición que es la UtilidadDirectadelPaso que es la suma de todas las utilidades que tienen los diferentes actores en el paso del tiempo.

El CostoDirectodelPaso es la suma de: Combustibles + Importaciones – Exportaciones + Demás pagos incurridos en el paso del tiempo.

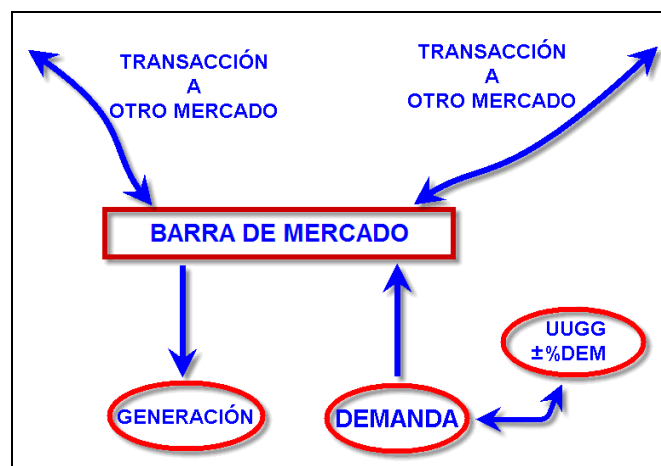
Por programación la energía vendida a lo largo del año de simulación es la misma en todos los casos con y sin la inclusión de este actor, por lo tanto el resultado en todos los casos es la misma cantidad de GWh vendidos en el año, sólo que se dan pasajes de unos postes a los otros de acuerdo al resultado de la optimización del programa.

Se estudian distintos escenarios y distintos días representativos del año debido a lo explicado anteriormente de las distintas composiciones en los UUGG de acuerdo a la época del año y su aporte a la demanda agregada, viendo su incidencia en cada uno de los casos.

Se prueban muchas crónicas para poder observar el aporte de este nuevo actor a la baja de la variabilidad del CAD, su aporte a la robustez del parque generador existente y futuro, y el aporte a la baja del riesgo de ir a falla del sistema.

Se muestra el pasaje de bolsas de Energía entre los distintos postes, de acuerdo a la época del año.

Se procede a un análisis diferencial entre 2 escenarios, el escenario de base es el que no tiene los Usos Gestionables y el otro es el que si tiene el modelo de los Usos Gestionables.



Para ilustrar el funcionamiento del nuevo actor de tipo Uso Gestionable (UUGG), y fijar ideas de su accionamiento en el modelo del Sistema Eléctrico, se menciona a continuación el siguiente ejemplo.

Ejemplo:

Si tomamos un paso de tiempo diario, con 4 Postes horarios.

Se definen los vectores de factores de participación y de “Utilidades”:

fdpp=[%Poste1; %Poste2; %Poste3; %Poste4] = [0.2; 0.1; 0; 0]

uvpp=[C1; C2; C3; C4]

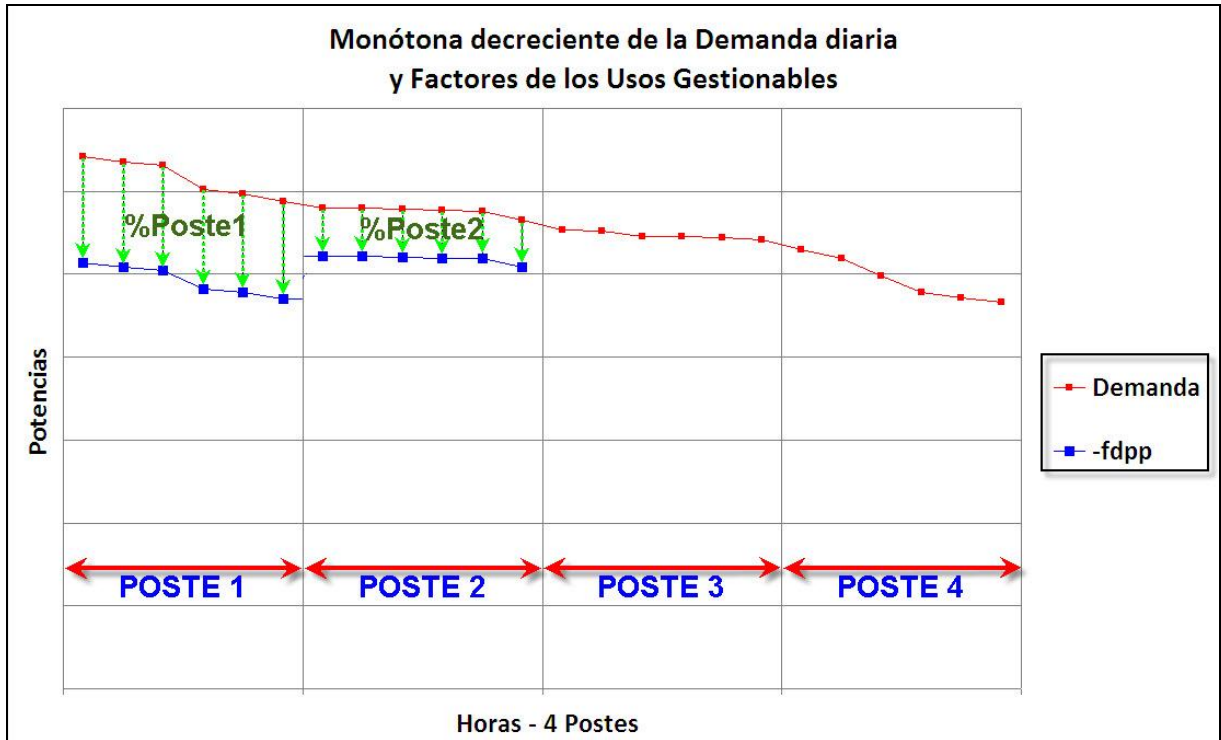
El vector de factores de participación **fdpp** contiene los porcentajes de afectación que se consideran posibles gestionar por poste horario.

El vector de Utilidades **uvpp** contiene los valores en unidades monetarias, de cuál es la “Utilidad o satisfacción” que un usuario considera que cada MW le genera, en cada poste horario.

Supongamos que existe un sólo generador que puede dar toda la potencia de la demanda, a un Costo Variable (**cv**) de **cv1** USD/MWh.

La Energía de cada uno de los Postes en juego se calcula como:

$$\boxed{E_{\text{poste}} = \text{Potenciaprom} \times \text{DuracionPoste}}$$



La totalidad de la Energía Gestionable (**Eg**) asociada a los Usos Gestionables es la que dispone el actor para mover entre los distintos postes horarios en el optimizador, y es la siguiente:

$$\boxed{Eg = \%Poste1 \times E_{\text{poste1}} + \%Poste2 \times E_{\text{poste2}} + \%Poste3 \times E_{\text{poste3}} + \%Poste4 \times E_{\text{poste4}}}$$

Dentro del programa se optimiza:

$$\text{Max} \quad \{E1 \times (C1 - cv1) + E2 \times (C1 - cv1) + E3 \times (C3 - cv1) + E4 \times (C4 - cv1)\}$$

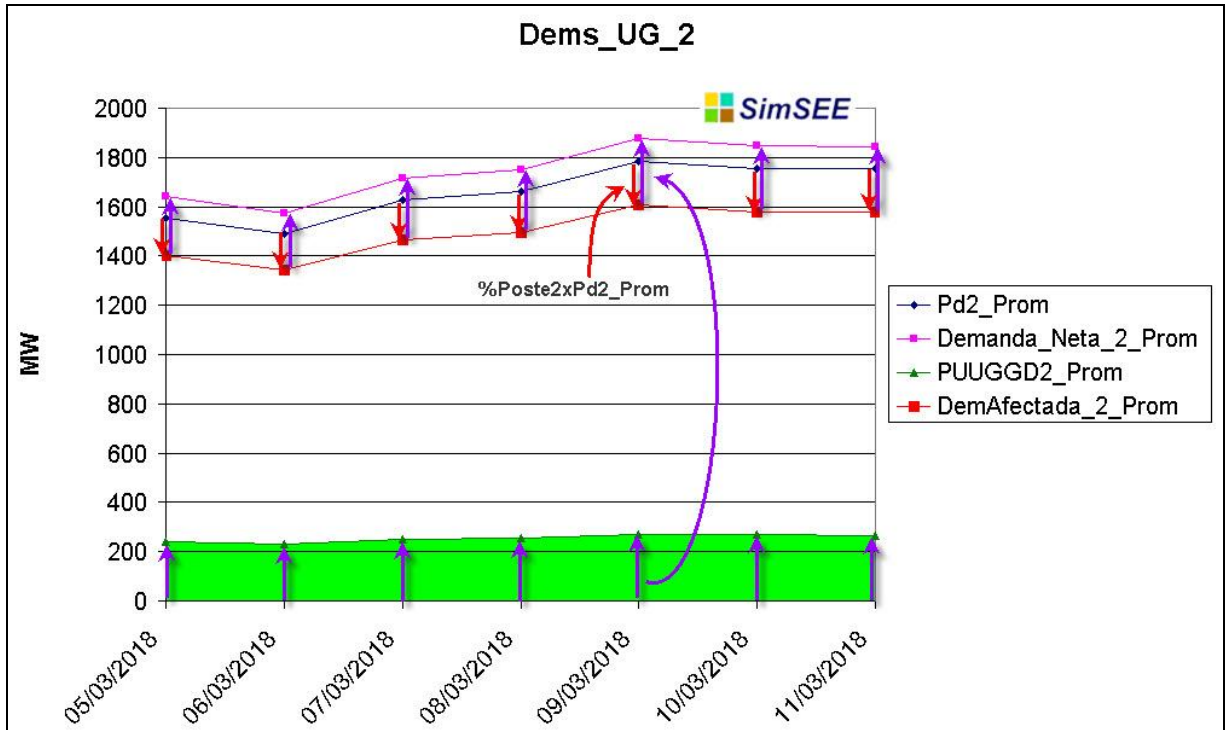
$$\text{Sujeto a: } \{E1 + E2 + E3 + E4 = Eg\}$$

Las energías **E1**, **E2**, **E3** y **E4** son el resultado de maximizar el beneficio calculado como Utilidades - Costo, con la restricción de que la suma de las mismas sea igual a la energía gestionable **Eg**.

Luego de la optimización, la Demanda queda modificada de la siguiente manera:

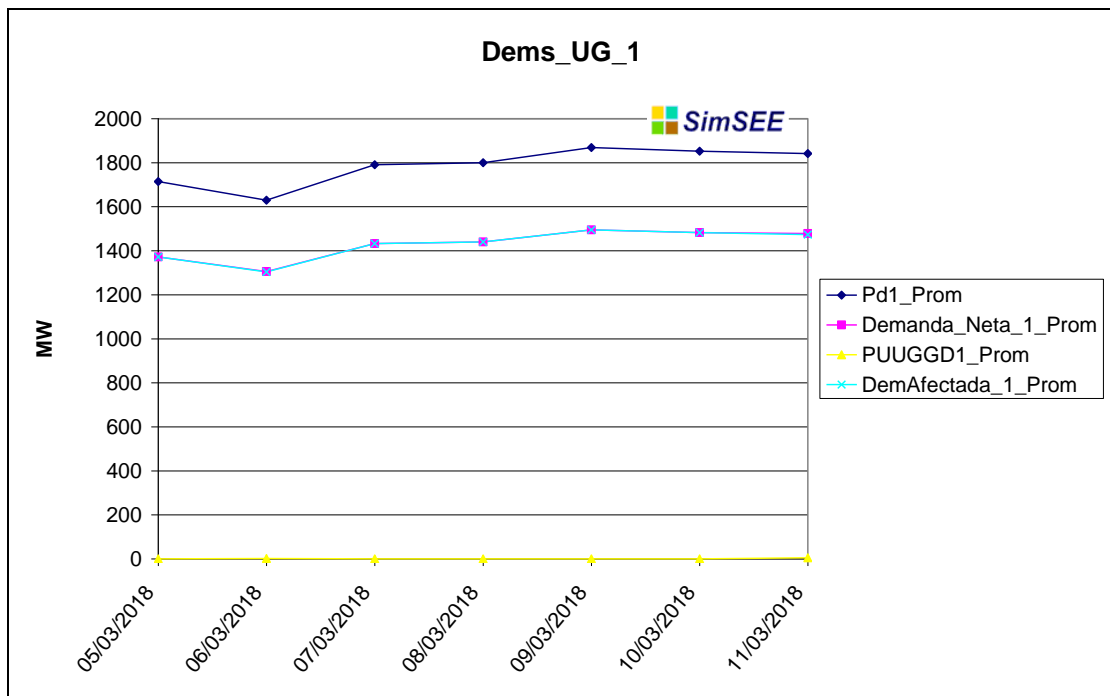
$$\boxed{\text{Demanda_Neta_2_Prom} = Pd2_Prom \times (1 - \%Poste2) + PUUGGD2_Prom}$$

En el gráfico siguiente se muestra como queda la demanda modificada, una vez que termina el optimizador de hallar la intervención de el Uso Gestionable en una semana tipo, para el Poste2.

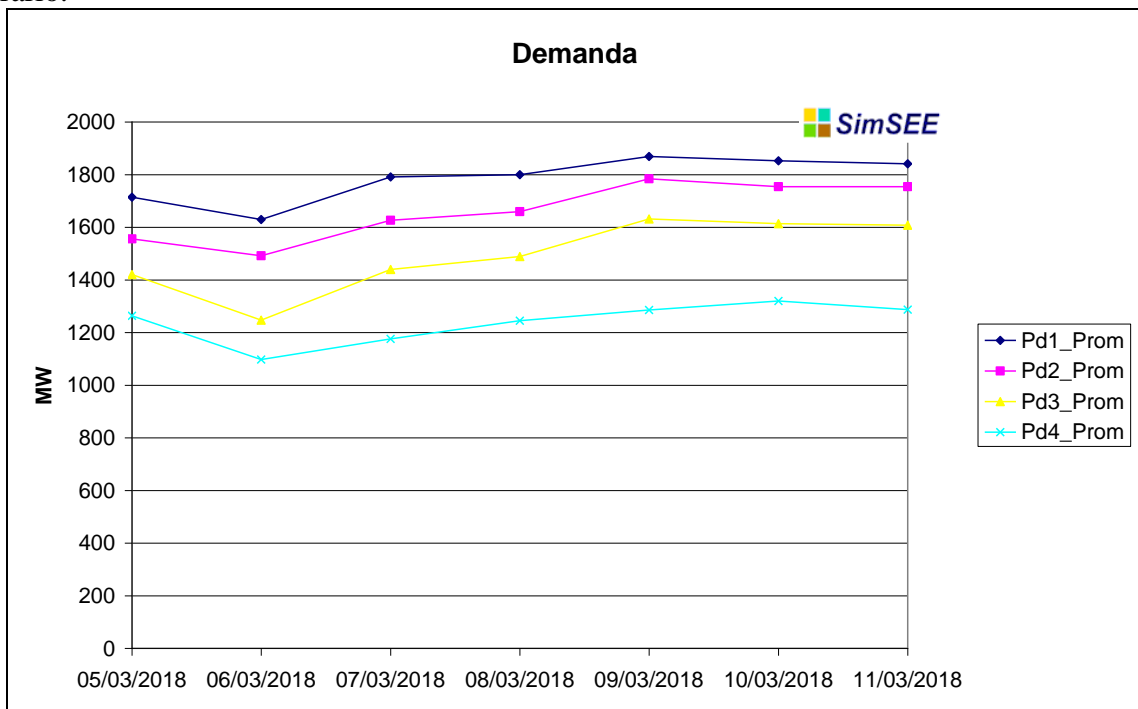


5 Resultados del estudio

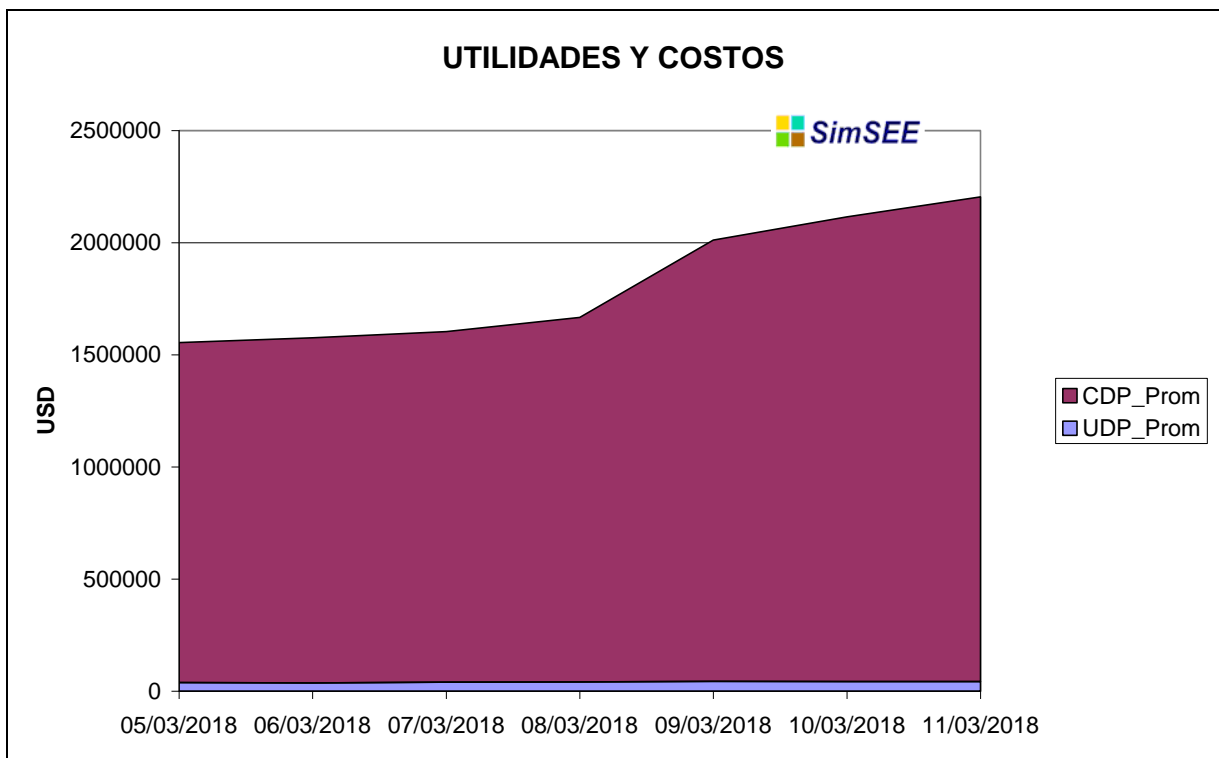
En la siguiente gráfica se puede observar que en el caso del Poste1, y para esta misma fecha seleccionada, el Uso Gestionable redujo la Energía del poste en el valor seleccionado por el porcentaje %Poste1, y no despachó ninguna potencia a agregar en ese poste, es decir tomó toda la Energía de este Poste1, y la redistribuyó en los demás postes guiado según el resultado de la optimización.



En la gráfica siguiente se puede ver la demanda promedio de la sala utilizada por cada Poste horario.



En la gráfica siguiente se pueden ver los costos Directos del paso, y las Utilidades generadas en el paso por el Uso Gestionable.



Ya metido el modelo del Uso Gestionable en la sala base del curso 2013, a continuación se muestran los resultados obtenidos luego de las simulaciones realizadas.

A continuación se resume en una tabla las Utilidades y los Costos del Uso gestionable en una semana.

Si se define el Beneficio como:

$$\text{Beneficio} = \text{Utilidad} - \text{Costo}$$

Fecha	UDP_Prom (USD)	CDP_Prom (USD)	Beneficio (USD)
05/03/2018	38,608.8	1,515,589.5	(1,476,980.70)
06/03/2018	36,735.1	1,539,093.9	(1,502,358.79)
07/03/2018	40,348.9	1,562,620.0	(1,522,271.06)
08/03/2018	40,948.2	1,625,366.8	(1,584,418.60)
09/03/2018	43,497.6	1,968,114.5	(1,924,616.91)
10/03/2018	42,880.7	2,072,527.5	(2,029,646.78)
11/03/2018	42,687.4	2,161,263.9	(2,118,576.48)

El resultado del Beneficio así calculado, es Negativo debido a que en realidad lo válido para el estudio es comparar el escenario donde actúan los UUGG, contra el caso base sin UUGG.

El Beneficio obtenido debe interpretarse como un Bienestar obtenido a nivel de la sociedad.

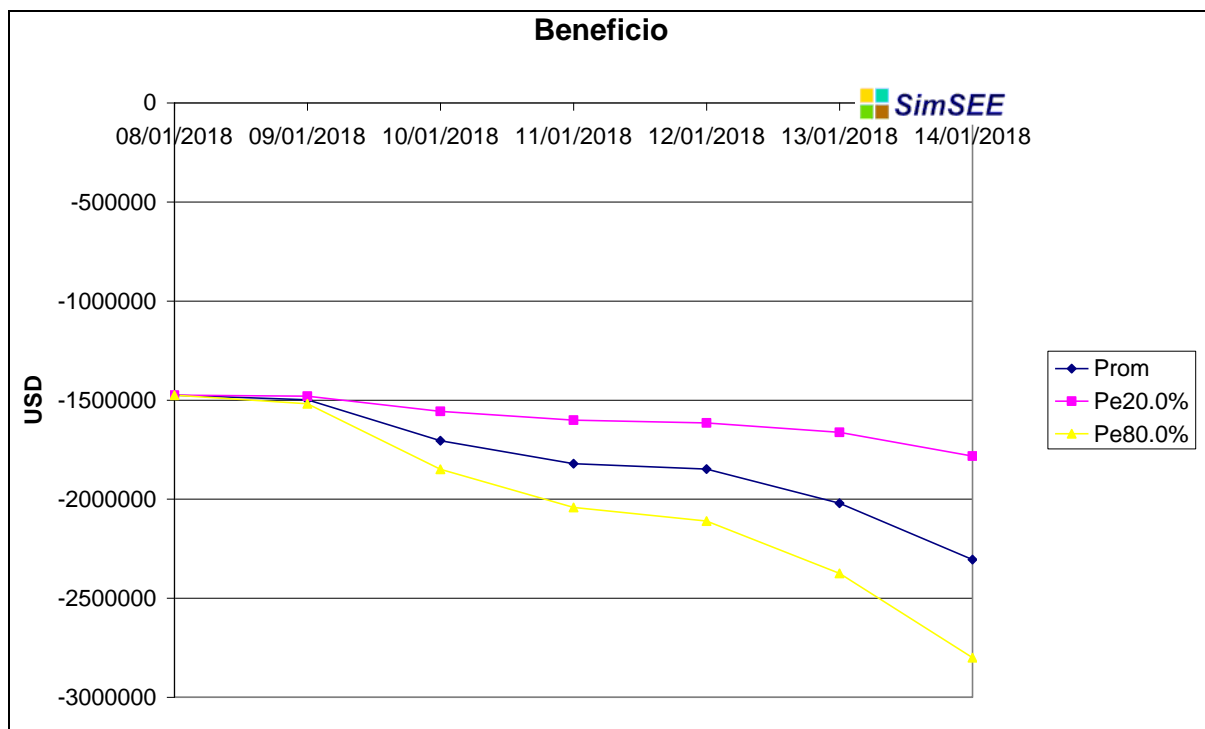
Se puede observar la reducción en los costos de abastecimiento de la demanda entre ambos escenarios.

A continuación se presentan los resultados obtenidos a partir de una simulación para la misma semana de ambos escenarios.

Fecha	Utilidad Diferencial (USD)	Costo Diferencial (USD)	Beneficio Diferencial (USD)
	Con UUGG - SIN UUGG	Con UUGG - SIN UUGG	Con UUGG - SIN UUGG
05/03/2018	38,608.8	0.0	38,608.8
06/03/2018	36,735.1	481.1	36,254.0
07/03/2018	40,348.9	0.0	40,348.9
08/03/2018	40,948.2	0.0	40,948.2
09/03/2018	43,497.6	0.0	43,497.6
10/03/2018	42,880.7	(1.1)	42,881.8
11/03/2018	42,687.4	(37.1)	42,724.6
	Beneficio acumulado Semanal		285,263.9

A continuación se muestran algunas gráficas representativas de distintas semanas del año para ver la incidencia y el comportamiento del actor Uso Gestionable, de acuerdo a las potencias en juego y los distintos costos de abastecimiento del sistema.

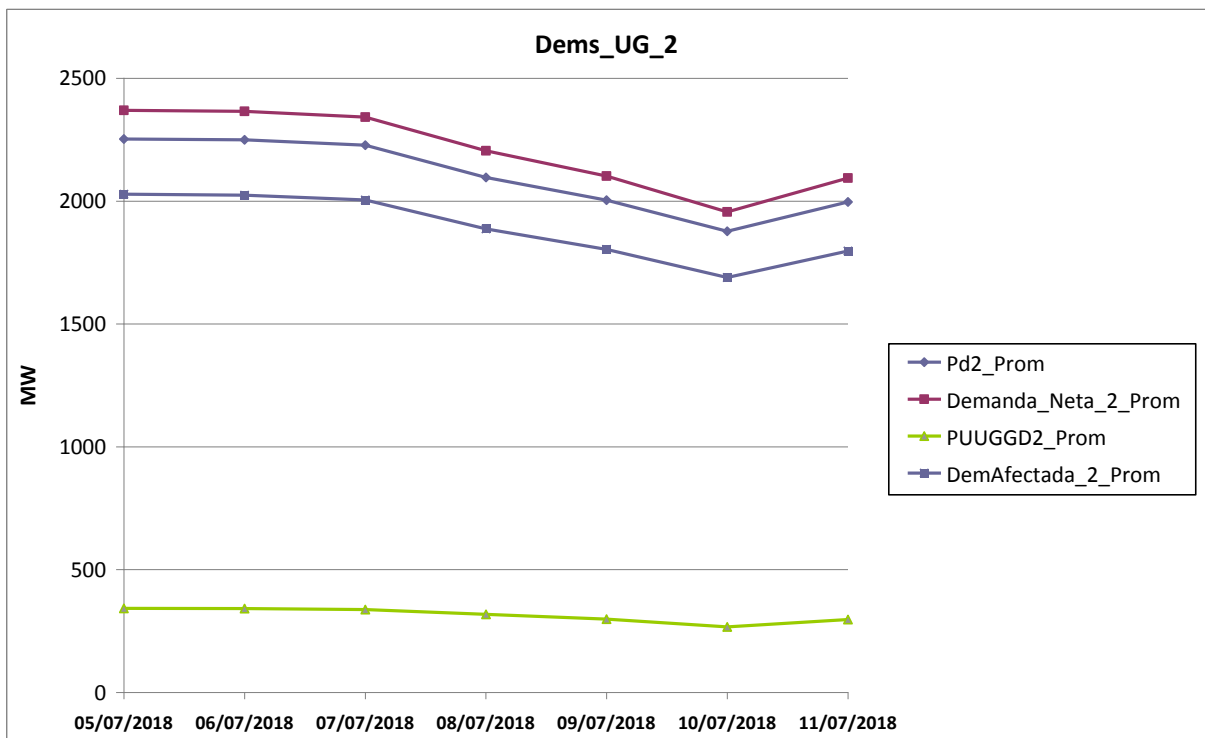
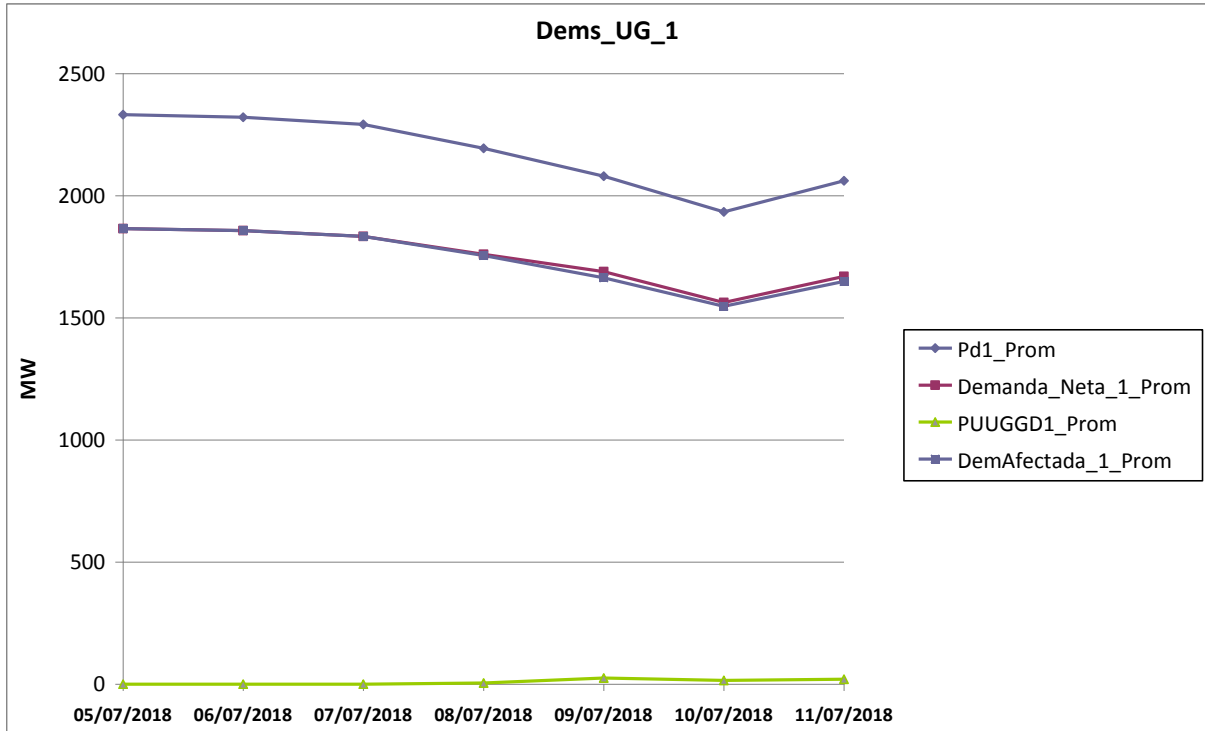
Demanda de Verano.



Fecha	UDP_Prom (USD)	CDP_Prom (USD)	Beneficio (USD)
08/01/2018	40,244.2	1,515,589.5	(1,475,345.3)
09/01/2018	39,157.9	1,538,037.4	(1,498,879.5)
10/01/2018	43,449.4	1,748,501.3	(1,705,051.9)
11/01/2018	42,364.3	1,863,465.6	(1,821,101.3)
12/01/2018	42,069.3	1,890,056.4	(1,847,987.1)
13/01/2018	42,964.8	2,063,946.4	(2,020,981.6)
14/01/2018	44,003.5	2,349,283.1	(2,305,279.6)

Demanda de Invierno.

De las siguientes gráficas de una semana de Invierno se puede observar que los valores de potencias en juego son mayores, y en este caso el optimizador si despacha algo de potencia en el poste 1.



Fecha	UDP_Prom (USD)	CDP_Prom (USD)	Beneficio (USD)
05/07/2018	54,705.3	2,489,444.0	(2,434,738.7)
06/07/2018	54,558.8	2,524,437.0	(2,469,878.2)
07/07/2018	53,970.6	2,530,428.9	(2,476,458.3)
08/07/2018	50,992.9	2,342,055.7	(2,291,062.8)
09/07/2018	48,199.9	1,941,327.3	(1,893,127.4)
10/07/2018	43,001.1	1,762,411.6	(1,719,410.4)
11/07/2018	47,922.6	2,174,123.4	(2,126,200.8)

A continuación se presentan los resultados diferenciales obtenidos a partir de una simulación para la misma semana de invierno de ambos escenarios.

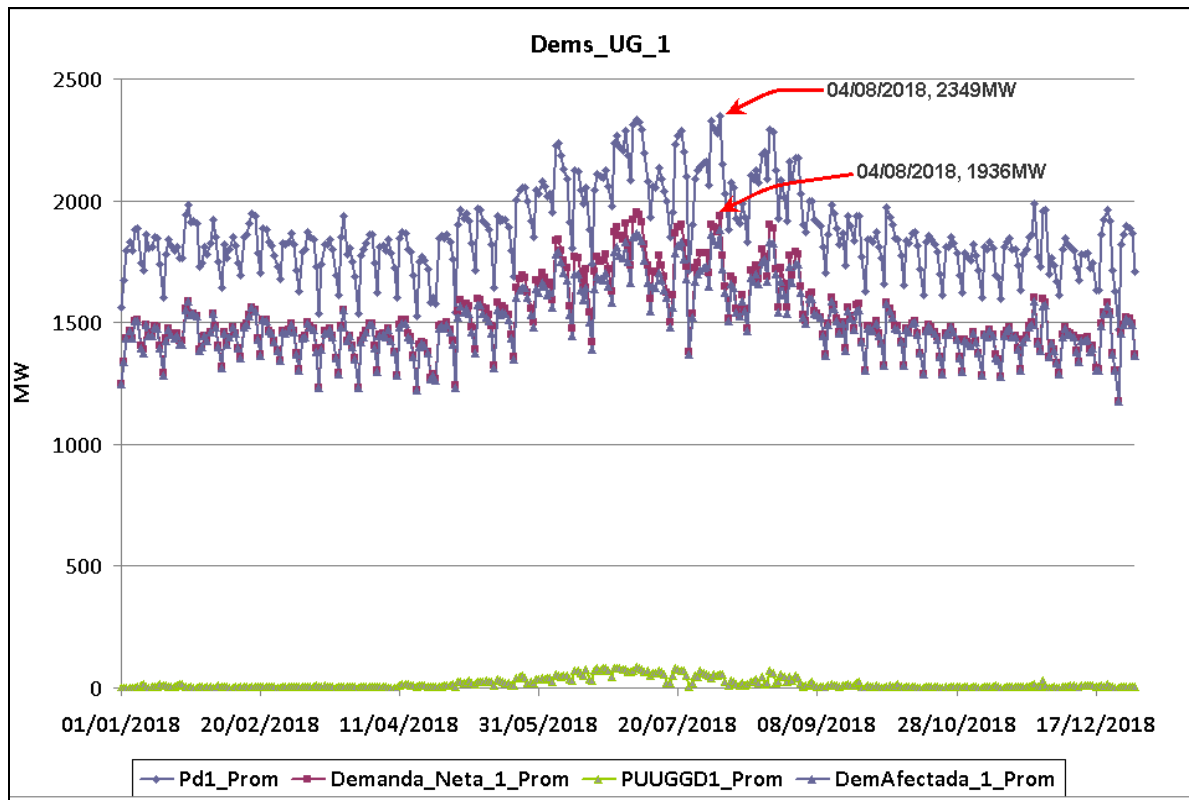
Fecha	Utilidad Diferencial (USD)	Costo Diferencial (USD)	Beneficio Diferencial (USD)
	Con UUGG - SIN UUGG	Con UUGG - SIN UUGG	Con UUGG - SIN UUGG
05/07/2018	54,705.3	0.0	54,705.3
06/07/2018	54,558.8	0.0	54,558.8
07/07/2018	53,970.6	0.0	53,970.6
08/07/2018	50,992.9	0.0	50,992.9
09/07/2018	48,199.9	(297.2)	48,497.1
10/07/2018	43,001.1	4,975.9	38,025.2
11/07/2018	47,922.6	(559.8)	48,482.4
Total Semanal			349,232.3

A continuación se simula un año entero para ver el Beneficio acumulado que genera el nuevo Actor.

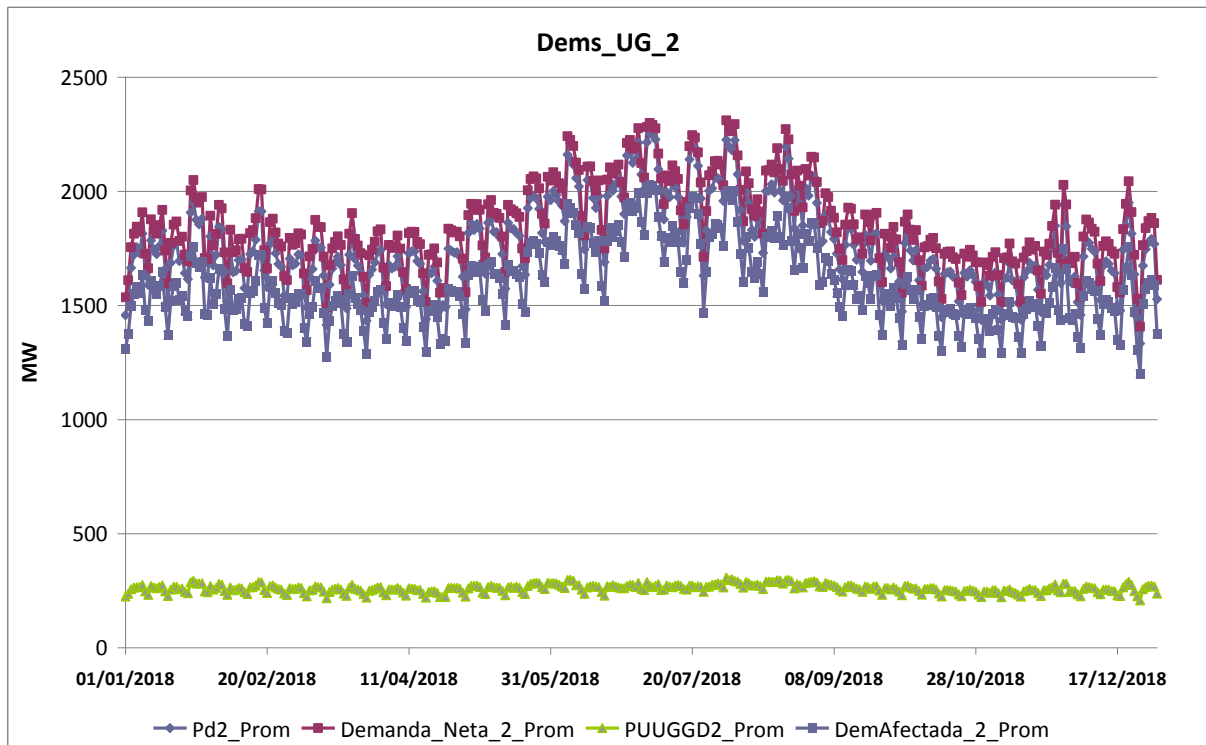
En las siguientes gráficas se puede observar en las oportunidades en la que fue optimizado y “despachado” el UUGG en los Postes 1 y 2.

Se puede observar que del resultado de la optimización en el Poste 2 se vuelca más Energía que en el Poste1 a lo largo del año, producto de los costos elevados de abastecimiento de la demanda.

Se puede observar como del resultado de la optimización, surge que el actor Uso Gestionable logra reducir en **400MW** el pico de la demanda (los picos de la demanda se encuentran en el poste1), pasando de unos **2349MW**, a unos **1936MW**.



En la siguiente gráfica se puede observar como en el escenario anual simulado casi toda la demanda Gestionada producto de la optimización, se desplaza desde el poste1 hacia el poste2.



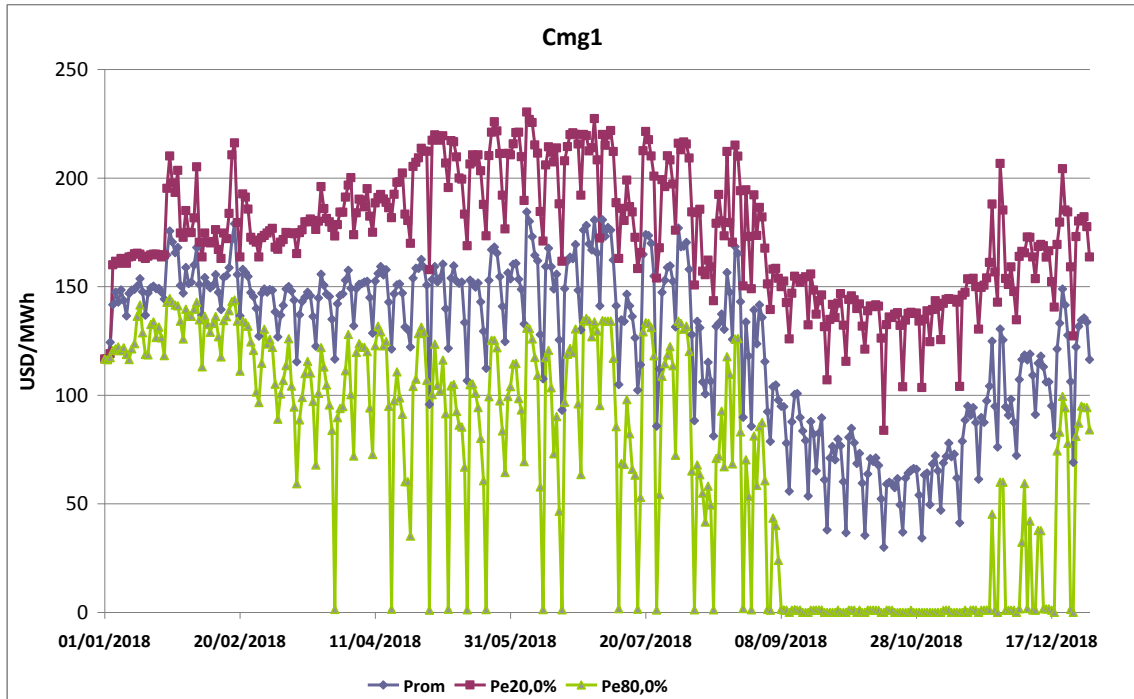
A continuación se puede observar en una tabla resumida el resultado diferencial de la optimización de aplicar el actor Uso Gestionable de acuerdo al plan propuesto, lo que arroja en promedio, y para las 100 crónicas simuladas un Beneficio acumulado anual de **15:696,705 USD.**

El ahorro acumulado anual en el Costo de Abastecimiento de la Demanda, da en promedio un valor de unos **391.330 USD.**

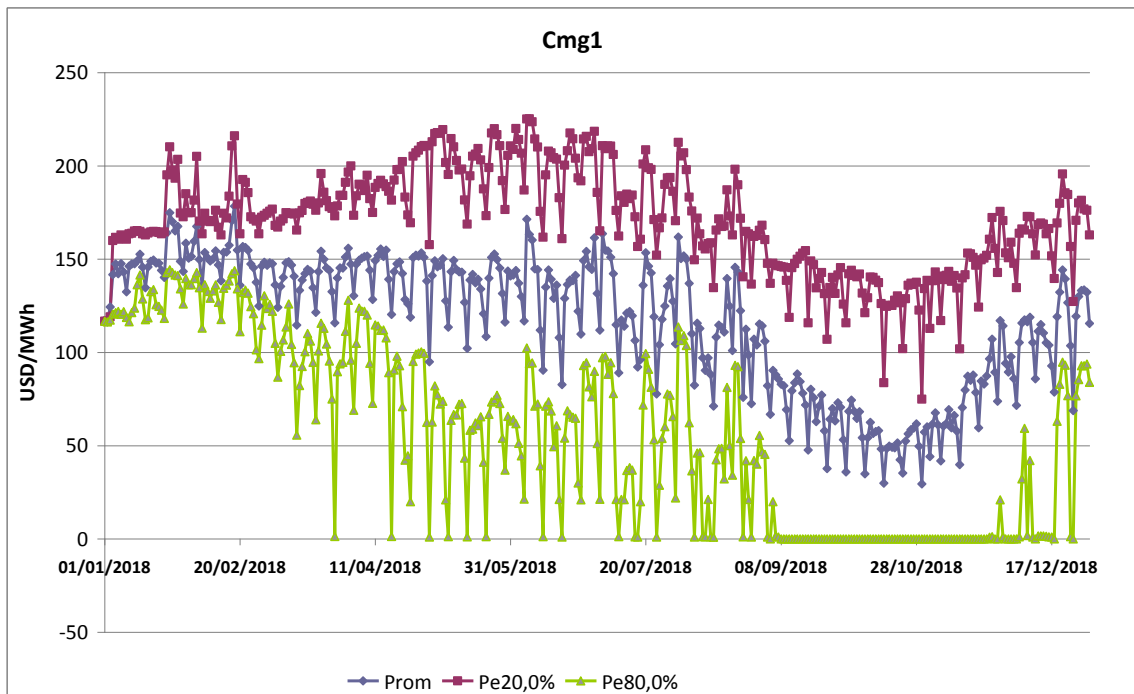
Vale la pena aclarar nuevamente que estos valores monetarios no son un reflejo de la realidad de lo que se podría llegar a implementar en algún tipo de plan, sino que son sólo un ejemplo académico para probar la nueva herramienta, y surgen de los valores totalmente arbitrarios usados en los vectores del actor Uso Gestionable.

Fecha	Utilidad Diferencial (USD)	Costo Diferencial (USD)	Beneficio Diferencial (USD)
	Con UUGG - SIN UUGG	Con UUGG - SIN UUGG	Con UUGG - SIN UUGG
01/01/2018	35,810.50	0.00	35,810.50
02/01/2018	37,832.99	0.00	37,832.99
03/01/2018	40,998.00	0.00	40,998.00
04/01/2018	42,221.30	0.00	42,221.30
05/01/2018	42,431.60	0.00	42,431.60
06/01/2018	42,671.41	11.38	42,660.03
07/01/2018	44,022.50	(99.72)	44,122.21
08/01/2018	39,733.97	1,113.55	38,620.41
.....
22/06/2018	45,341.25	2,466.53	42,874.72
23/06/2018	44,618.27	1,062.45	43,555.82
24/06/2018	43,874.61	(12,052.37)	55,926.98
25/06/2018	43,148.59	(6,242.41)	49,391.01
26/06/2018	42,713.34	(7,305.07)	50,018.41
27/06/2018	44,985.24	(15,067.67)	60,052.91
28/06/2018	45,658.86	(16,116.30)	61,775.16
29/06/2018	45,619.84	(8,957.71)	54,577.56
.....
24/12/2018	36,094.49	851.67	35,242.82
25/12/2018	33,114.57	3,365.77	29,748.80
26/12/2018	41,166.38	1,259.01	39,907.37
27/12/2018	42,738.68	15,129.86	27,608.82
28/12/2018	43,458.12	1,384.66	42,073.47
29/12/2018	43,526.36	9,818.36	33,708.00
30/12/2018	43,013.96	(1,421.88)	44,435.84
31/12/2018	38,008.69	6,597.42	31,411.28
Total Anual	15,305,374.4	(391,330.4)	15,696,704.8

A continuación se muestran los Costos Marginales del sistema correspondientes a los postes 1 de ambos escenarios simulados, en el caso de tener implementado el plan (CON UUGG) y no tenerlo (SIN UUGG).

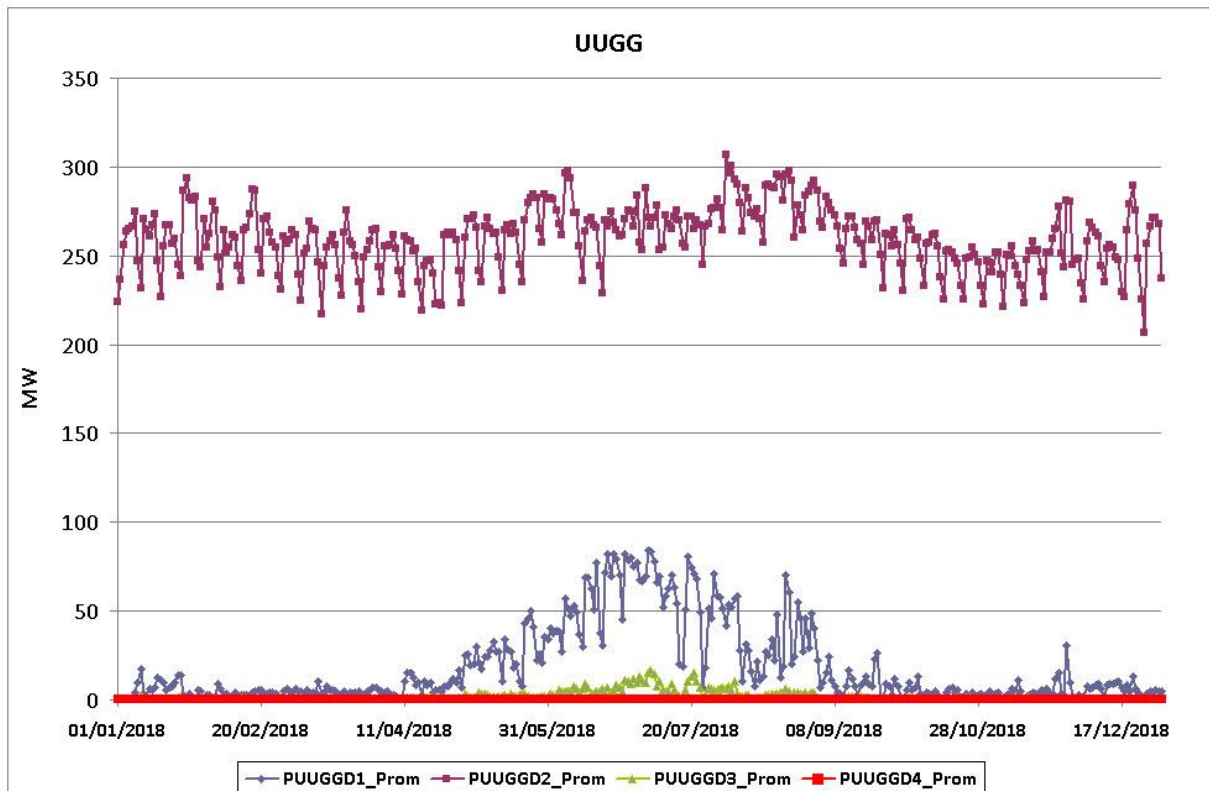


CMG1 de todo el año **SIN** UUGG.



CMG1 de todo el año **CON** UUGG.

En el caso **CON UUGG**, en la gráfica siguiente se pueden observar los distintos despachos que gestionó el optimizador de acuerdo a las determinadas épocas del año. Como se puede apreciar y como era de esperar el optimizador hizo uso mayoritario de enviar potencia al poste 2 y en algunos casos donde el costo de abastecimiento diario de la demanda es de mayor costo envió demanda al poste 1. En este ejemplo en particular recordar que se pusieron los parámetros del UUGG de manera que sea muy caro enviar demanda al poste 4 (se usó una Utilidad Negativa del orden del tercer escalón de falla).



6 Conclusiones

Se logró ingresar en el SIMSEE el nuevo actor y se testeó su funcionamiento con distintos escenarios.

La inclusión de un Actor de este tipo en el SIMSEE es similar a una central virtual de generación que almacena energía y la vuelca en otro poste horario y que según se ilustró en el ejemplo para el pico de demanda anual llega a reducirlo en unos 400MW sin consumir ni una gota de combustible.

Se puede apreciar que para el conjunto de parámetros seleccionados, se reduce el Costo de abastecimiento de la demanda, se reduce su variabilidad y los costos marginales de los postes afectados a la optimización.

Se logra contribuir mediante una nueva herramienta a la eficiencia del Sistema eléctrico.

7 Posibles futuros trabajos.

Dotar al nuevo actor UUGG de un modelo que permita representarlo en variables de estado para mejorar su comportamiento de acuerdo a la naturaleza de los distintos tipos declarados de UUGG, para citar por ejemplo a los aparatos de acondicionamiento térmico es necesario conocer su temperatura de entrada, capacidad de almacenamiento térmico, temperatura objetivo, aislación, etc. Para las baterías es necesario conocer su carga previa, capacidad de almacenamiento, etc.

Un estudio de la composición de la demanda agregada permitiría mejorar el modelo de UUGG para permitir llegar a planes donde se pueda mejorar la cuantización de los beneficios generados en determinadas políticas de uso de gestión de cada uno de los tipos de aplicaciones en juego.

Se debe encontrar la curva de Utilidad de cada uno de los tipos de aplicaciones de los UUGG, de manera de mejorar su representación en el modelo.

Se debe estudiar las posibles ventajas de contar con el plan de UUGG en funcionamiento, y su eventual funcionamiento en el mercado ocasional de transacciones internacionales y su posible accionamiento en casos de necesidades de importaciones o exportaciones.

Es necesario estudiar distintos escenarios de atrasos en la entrada en servicio de las obras comprometidas y aprobadas, para evaluar las posibles ventajas de contar con el nuevo modelo programado, en las coyunturas provocadas por los atrasos en la entrada en servicio de los planes de expansión comprometidos.

Se debe realizar un análisis de sensibilidad de posibles aumentos de los planes de penetración de los UUGG, para mitigar un posible escenario de aumento del precio de los combustibles y/o su aporte a la reducción en el riesgo de abastecimiento de la demanda y su aporte a la baja de la variabilidad en la excursión del CAD.

Se debe ver el aporte de la profundización de los planes en la reducción y probabilidad de ocurrencia en los costos de falla.

8 Trabajos citados

- [1] L. C. a. S. H. L. Na Li, «Optimal Demand Response Based on Utility Maximization in Power Networks,» Engineering & Applied Science Division, California Institute of Technology, USA, California, 2011.

Encuesta Nacional de Hogares continua INE.
Balance Nacional en Energía de Uruguay 2006.