

MODALIDADES DE EXPORTACIÓN Y SUS EFECTOS SOBRE LAS TARIFAS APLICABLES EN EL VALLE

Grupo 5

Autores: Cra. Magdalena Sonderegger

Tec. Andrés Thul

Ing. Miguel Ramírez

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.

Contenido

1. OBJETIVO	3
2. HIPÓTESIS DE TRABAJO.....	3
3. DESCRIPCIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA DE URUGUAY PROYECTADA PARA EL PERÍODO 2021-2026	3
3.1 ENERGÍA EÓLICA:	3
3.2 ENERGÍA SOLAR:	3
3.3 ENERGÍA TÉRMICA:	4
3.4 ENERGÍA HIDRÁULICA:	4
4. METODOLOGIA DE IMPLEMENTACIÓN EN EL SIMSEE.....	4
4.1 PARAMETROS GENERALES:	5
4.2 ACTORES:.....	5
4.3 SIMULADOR SIMSEE	7
4.4 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA DE LAS PLANTILLAS SIMRES3	8
4.4.1 CDP_PROYECTO.SR3	8
4.4.2 COSTOS.SR3.....	10
4.4.3 DESPACHO.SR3.....	13
5. RESULTADOS.....	15
5.1 CDP_DEMUY.....	15
5.2 CDP CORRESPONDIENTE A LOS CUATRO (4) RANGOS HORARIO	15
5.3 CDP_24HORAS	15
5.4 DESPACHO	15
4.5 COSTOS	15
6. CONCLUSIONES	17
7. POSIBLES FUTUROS TRABAJOS	17
8. ANEXO I – Gráficos	18
9. Anexo II.....	28

1. OBJETIVO

El trabajo tiene como objetivo considerar los precios vistos por una Demanda que compre energía en el mercado Spot en diferentes tramos horarios en los siguientes escenarios:

- 1) Cerrado a las exportaciones e importaciones de energía.
- 2) Exportaciones de energía en modalidad interrumpible.
- 3) Se agrega a las exportaciones interrumpibles el suministro de un contrato de exportación de 100 MW planos.

A raíz de los resultados obtenidos, elaboramos histogramas del precio visto en los 3 escenarios y analizamos los cambios asociados en las figuras de riesgos. En particular analizamos para una demanda de 100 MW que pueda tomar energía todos los días en las 6 horas de menor costo marginal asociada a la movilidad eléctrica.

2. HIPÓTESIS DE TRABAJO

Realizamos el análisis partiendo de las siguientes hipótesis:

- Los precios spot de exportación de energía eléctrica, tanto a Argentina como a Brasil, serán iguales.
- Los costos se consideran desde el plano de la generación eléctrica.
- Exportación de 100 MW planos para ambos países de forma continua, en cada rango horario.
- Se utilizó la versión 50_8M_211 de SimSEE (15/03/2021)

3. DESCRIPCIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA DE URUGUAY PROYECTADA PARA EL PERÍODO 2021-2026

3.1 ENERGÍA EÓLICA: Se proyecta una capacidad de 1.500 MW hasta el 29/04/25 con un incremento de 250 MW a partir de esta fecha hasta el 28/04/28.

3.2 ENERGÍA SOLAR: Se modela una capacidad actual de 229 MW, con un incremento al 30/04/22 de 150MW, adicionando al 29/04/2025 otros 100MW para un total estimativo de 479MW.

3.3 ENERGÍA TÉRMICA:

APR (PTI-7-8): Este actor cuenta con dos (2) unidades con una capacidad de 22.7 MW en todo el período estimado.

ENERGÍA DE BIOMASA (BIO): Se modela con doce (12) unidades de 10MW cada una, para un total de 120MW.

CICLO COMBINADO 540 (CC 540): Cuenta con dos (2) unidades de 266MW cada una.

CENTRAL TÉRMICA DE RESPALDO (CTR): Se estiman dos (2) unidades de 111 MW cada una hasta el 01/01/25.

MOTORES DE FUEL-OIL: Se modelan ocho (8) unidades de 10 MW cada una para un total de capacidad de 80 MW hasta el 01/01/25.

PTI: Seis (6) unidades de 48 MW con un total de 288 MW.

UPM2: Se estima una capacidad de producción de 180MW a partir del 01/10/22. Con una proyección de aumento de 190 MW al 01/01/23 y de 220MW al 01/10/23, continuando con esa potencia en el período estimado. Se acota una parada de mantenimiento preventivo programada para el período comprendido entre 06/04/24 al 21/04/24.

3.4 ENERGÍA HIDRÁULICA:

CENTRAL BAYGORRIA: Tres unidades (3) de 36MW para una capacidad de producción total de 108MW durante todo el período.

CENTRAL BONETE: Cuatro unidades (4) de 38.8 MW para un total de capacidad de producción de 155.2MW.

CENTRAL PALMAR: Tres unidades (3) de 111 MW cada una para un total de 333MW durante todo el período.

SALTO GRANDE: Cuenta con siete (07) unidades de 135MW para un total de 945MW.

4. METODOLOGIA DE IMPLEMENTACIÓN EN EL SIMSEE

La sala fue modificada a partir de una sala base dada en el curso de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica (2021).

4.1 PARAMETROS GENERALES:

- La corrida corresponde al período entre el 01/01/2021 - 01/01/2026, con un año de guarda.
- Paso del tiempo horario: períodos semanales con cuatro (4) postes.

Poste 1: 5 horas

Poste 2: 30 horas

Poste 3: 91 horas

Poste 4: 42 horas

4.2 ACTORES:

RED ELÉCTRICA:

Se realizó la modelación de la red eléctrica de forma uninodal afín de poder desarrollar escenarios de simulación que serán comentados a posterior.

DEMANDA:

La demanda tomada como base fue la del año 2013, en la cual se definen los diferentes vectores energéticos de energía anual proyectados.

Año	Demanda [GWh]
2021	12,032
2022	12,243
2023	12,446
2024	12,759
2025	13,074
2026	13,395

Por otro lado, se modelaron cuatro (4) demandas detalladas en períodos de seis (6) horas:

00:00 horas a 05:00 horas
06:00 horas a 11:00 horas
12:00 horas a 17:00 horas
18:00 horas a 23:00 horas

Estas demandas detalladas se modelaron de 1MW plano en el rango establecido, asociadas a una fuente constante de 99 MW, constituyendo así una demanda de 100 MW planos en cada hora de cada período.

FALLA:

El costo de falla, representa la suma de los costos de no suministro de la demanda.

Los escalones de falla de la “Demanda generada a partir de un año base y vector de energías anuales”, son los siguientes:

Escalón de Falla	Profundidad	Costo USD/MWh
1	0 a 2%	167(*)
2	2% a 5%	600
3	5% a 7.5%	2400
4	7.5% a 85.5%	4000

Se consideran los siguiente Escalones de Falla para las demandas detalladas de 100 MW:

Escalón de Falla	Profundidad	Costo USD/MWh
1	0 a 5%	250(*)
2	5% a 95%	3600

(*) El costo variable del primer escalón de falla es igual al costo variable de la Central Térmica de Respaldo (CTR) más diez por ciento (10%).

Aprobado/a por: Decreto N° 105/013 de 02/04/2013 artículo [1](#).

Artículo 1.- Sustituyese el artículo 177 del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica aprobado por el Decreto N° 360/002 de 11 de setiembre de 2002 en la redacción dada por el artículo 1 del Decreto N° 121/007 de 30 de marzo de 2007 por el siguiente:

"El costo de las unidades de falla y el nivel de racionamiento asociado serán fijados por el Poder Ejecutivo a propuesta del Ministerio de Industria, Energía y Minería.

Se disponen las siguientes cuatro unidades de falla: (A) para la primera unidad de falla, el porcentaje de la demanda es 2% y el Costo Variable para el Despacho será un 10% superior al costo variable de la Central Térmica de Respaldo La Tablada (CTR); (B) para la segunda unidad de falla, el porcentaje de la demanda es 5% y el Costo Variable para el Despacho es 600 U\$S/MWh; (C) para la tercera unidad de falla, el porcentaje de la demanda es 7.5% y el Costo Variable para el Despacho es 2.400 U\$S/MWh; (D) para la cuarta unidad de falla, el porcentaje de la demanda es 85.5% y el Costo Variable para el Despacho es 4.000 U\$S/MWh."

EÓLICOS, SOLARES Y TÉRMICOS:

Considerados a su capacidad de producción energética actual.

HIDRÁULICAS:

Dentro de los actores hidráulicos, se realizó el cambio de la altura inicial en la represa de Bonete la cual es de 74.92m al 01/01/2021

4.3 SIMULADOR SIMSEE

ESCENARIOS:

En los escenarios, se realizan la definición de las seis (6) capas:

- Capa Base (0): Es la capa sin demanda adicional (sin exportación), la cual considera el consumo interno energético del país.
- Capa Exp_0_5: Es la capa horaria de exportación comprendida en el horario de las 00:00 horas a las 05:00 horas.
- Capa Exp_6_11: Es la capa horaria de exportación considerada en el horario desde las 06:00 horas a las 11:00 horas.
- Capa Exp_12_17: Capa entre el horario de las 12:00 horas a las 17:00 horaria de exportación.
- Capa Exp_18_23: Capa entre el horario de las 18:00 horas a las 23:00 horaria de exportación.
- Capa Exp_24h: Es la capa horaria de 24 horas de exportación.

Escenarios x Capas

Escenario	0	5	11	17	23	Activo	Opt	Sim	SR3	Descripción
Base	0					X	X	X	X	
Exp_0_5	0	5				X	X	X	X	Horario de 0 a 5hs
Exp_6_11	0		11			X	X	X	X	Horario de 6 a 11hs
Exp_12_17	0			17		X	X	X	X	Horario de 12 a 17hs
Exp_18_23	0				23	X	X	X	X	Horario de 18 a 23hs
Exp_24h	0	5	11	17	23	X	X	X	X	

Ilustración 1. Detalle de escenarios por capa. SimSEE (2021)

PARÁMETROS DE OPTIMIZACIÓN:

Número de crónicas: cinco (5).

Tasa de actualización: 5%

PARÁMETROS DE SIMULACIÓN:

Número de crónicas: 1.000

4.4 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA DE LAS PLANTILLAS SIMRES3

Se documentan en este inciso, los pasos dados para la ejecución de las tres (3) plantillas del simulador:

4.4.1 Cdp_Proyecto.sr3

ÍNDICES:

Idx_cdp_Demanda_1MW_0_5

Idx_cdp_Demanda_1MW_6_11

Idx_cdp_Demanda_1MW_12_17

Idx_cdp_Demanda_1Mw_18_23

VARIABLES CRÓNICAS:

Cdp_0_5

Cdp_6_11

Cdp_12_17

Cdp_18_23

OPERACIONES CRÓNICAS: a los cuatro (4) índices de Cdp se le asignaron cuatro (4) variables crónicas consecutivas.

POST OPERACIONES: se realizó un cambio de unidades en el Cdp de USD a miles de USD.

IMPRESIÓN DE VARIABLES CRÓNICAS: se realizó una comparación de variables crónicas.

EJECUCIÓN DE PLANTILLA SIMRES3:

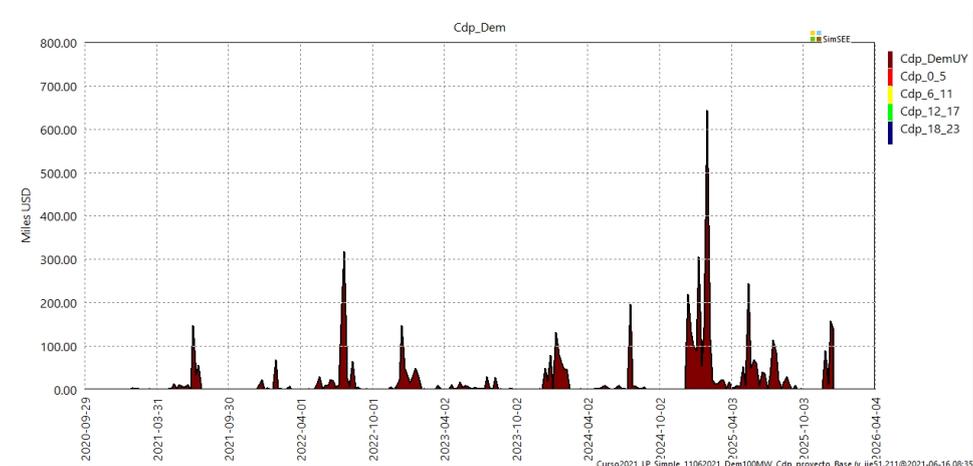


Ilustración 2. Cdp_DemUY. SimSEE (2021)

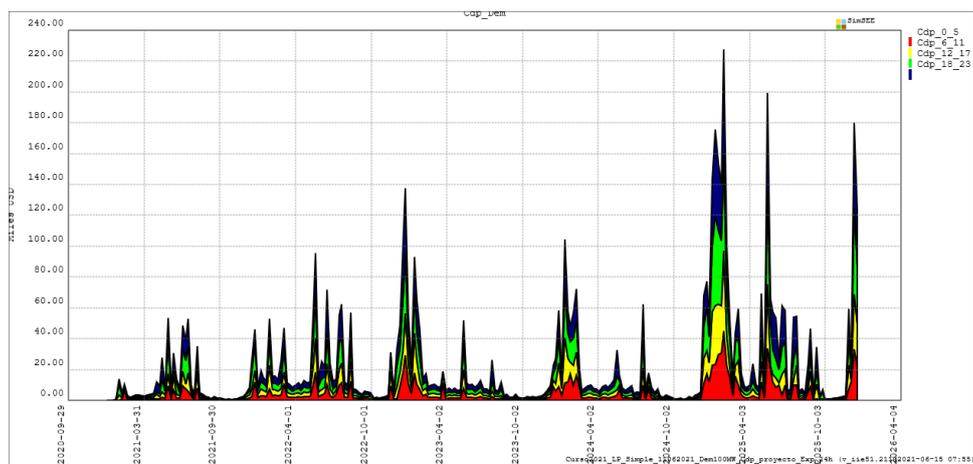


Ilustración 3. Cdp con demanda ad. 24hs. SimSEE (2021)

4.4.2 Costos.sr3

ÍNDICES:

Idx_cmg_UY

Idx_Dem_UY

VARIABLES CRÓNICAS:

E_Dem

Cmg_UY

Dem_ComprasAlCmg

Dem_USD_MWh

OPERACIONES CRÓNICAS:

Se realizaron tres (3) operaciones:

Para la variable crónica Cmg_UY se le asignó un promedio ponderado por durpos del índice Idx_cmg_UY.

En la segunda operación, realizamos una suma doble producto con durpos topeado, de los índices Idx_Dem_UY e Idx_cmg_UY, obteniendo la variable crónica Dem_ComprasAlCmg.

La tercera operación fue una suma producto con durpos del índice Idx_Dem_UY, dando como resultado la energía demandada (E_Dem).

POST-OPERACIONES:

Se asignó la variable crónica Dem_USD_MWh, a través de la operación división de crónicas variables (divisionCronVars) entre la Dem_ComprasAlCmg y E_Dem.

IMPRESIÓN DE VARIABLES CRÓNICAS:

Se construyeron histogramas para el costo marginal promedio semanal y el precio de compra al marginal, relacionados a las siguientes variables crónicas: Dem_USD_MWh y Cmg_UY.

EJECUCIÓN DE PLANTILLA SIMRES3:

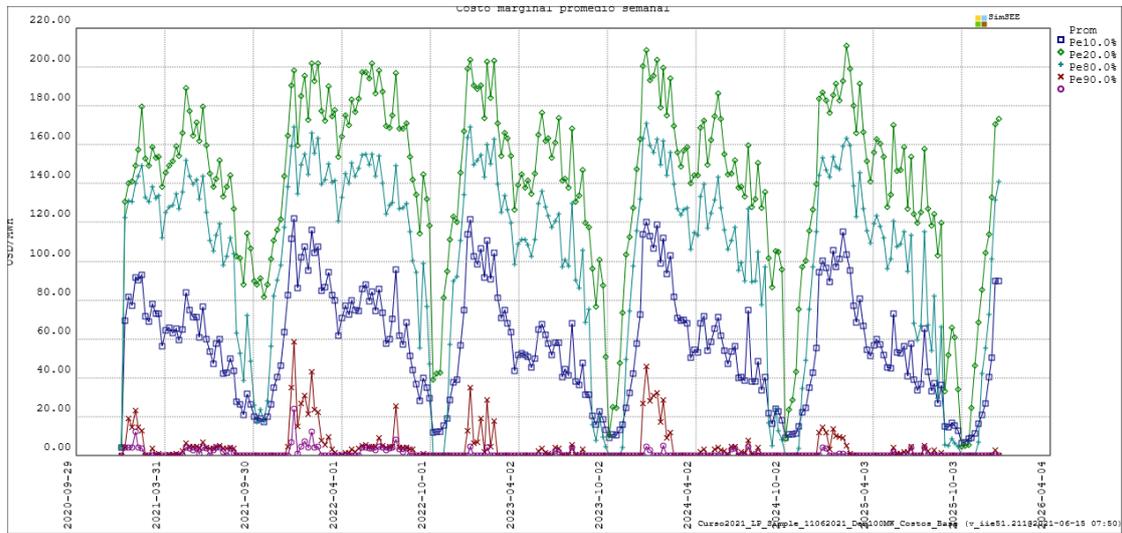


Ilustración 4. Costos marginales promedio. Base. SimSEE (2021)

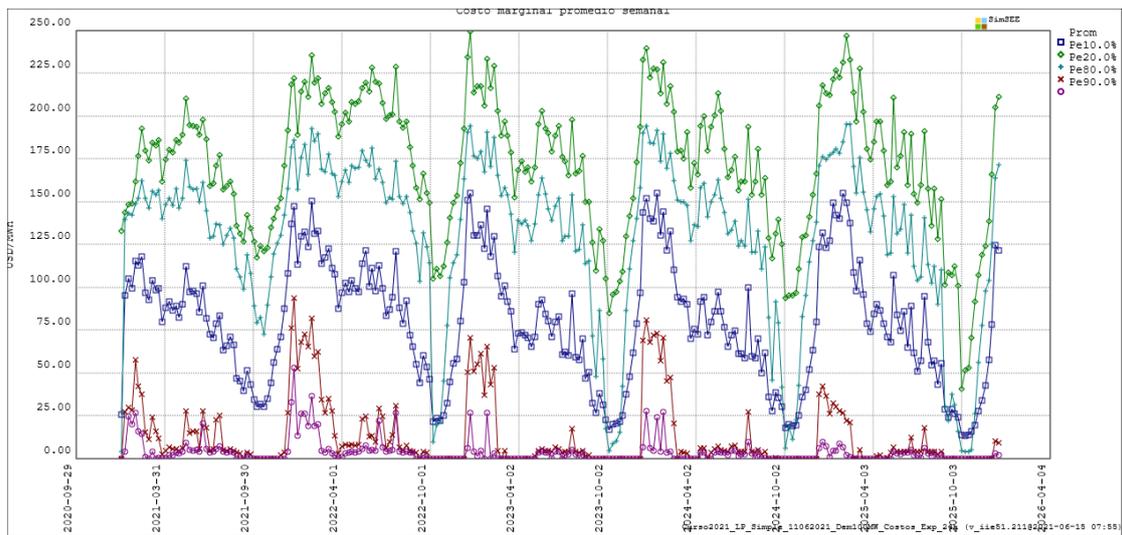


Ilustración 5. Costos marginales promedios. Exp_24hs. SimSEE (2021)

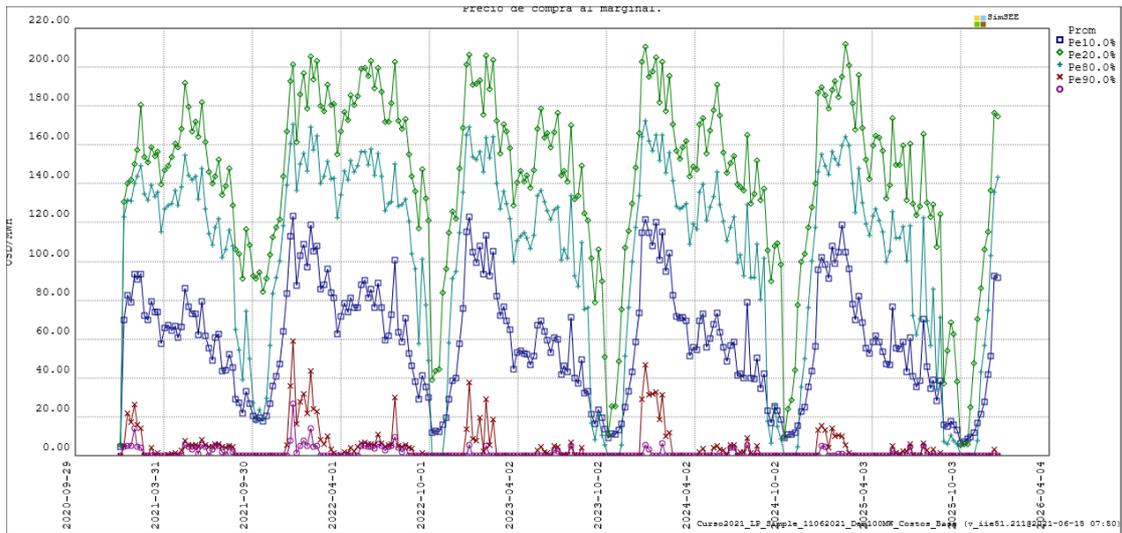


Ilustración 6. Precio de compra al marginal. Base. SimSEE (2021)

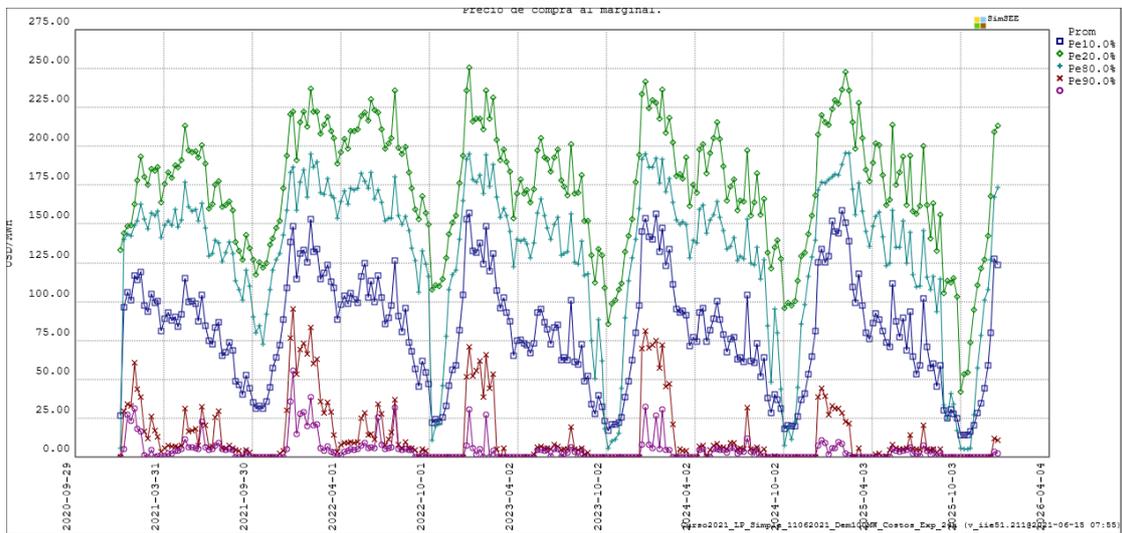


Ilustración 7. Precio de compra al marginal. Exp_24hs. SimSEE (2021)

4.4.3 Despacho.sr3

ÍNDICES:

Se tomaron los índices de todas las potencias de los actores como se refleja en la siguiente ilustración:

Nombre	Actor	Variabl	Número de Sim					
Idx_P_APR	APR	P	1					
Idx_P_BIO	BIO	P	1					
Idx_P_Baygorria	Baygorria	P	1					
Idx_P_Bonete	Bonete	P	1					
Idx_P_CC180	CC180	P	1					
Idx_P_CC540	CC540	P	1					
Idx_P_CTR	CTR	P	1					
Idx_P_Eolica	Eolica	P	1					
Idx_P_Exp_Eolica	Exp_Eolica	P	1					
Idx_P_Exp_SolarPV	Exp_SolarPV	P	1					
Idx_P_FO_MOT	FO_MOT	P	1					
Idx_P_PTI	PTI	P	1					
Idx_P_Palmar	Palmar	P	1					
Idx_P_SG	SG	P	1					
Idx_P_SolarPV	SolarPV	P	1					
Idx_P_TG60	TG60	P	1					
Idx_P_UPM2	UPM2	P	1					
Idx_P_Sumidero	Sumidero	P	1					
Idx_PD_DemUY	DemUY	PD	1					

Ilustración 8. Índices SimRes3. SimSEE (2021)

VARIABLES CRÓNICAS:

Se crearon las variables de cada actor como se ilustra a continuación:

Nombre					
E_APR					
E_BIO					
E_Baygorria					
E_Bonete					
E_CC180					
E_CC540					
E_CTR					
E_Eolica					
E_Exp_Eolica					
E_Exp_solar					
E_FO_MOT					
E_PTI					
E_palmar					
E_SG					
E_solar					
E_TG60					
E_UPM2					
E_sumidero					
E_dem					
DemMASum					

Ilustración 9. Variables crónicas SimRes3. SimSEE (2021)

OPERACIONES CRÓNICAS:

Se obtuvo la energía de cada actor, a través de la operación promedio ponderado por durpos, de la potencia de cada actor. Se realizó la operación combinar, entre los índices ldx_PD_Dem_UY e ldx_P_Sumidero, como promedio ponderado por durpos.

IMPRESIÓN DE VARIABLES CRÓNICAS:

Se generó una gráfica de áreas apiladas de las energías primarias, conjuntamente con la energía demandada y sumidero (líneas de dispersión).

EJECUCIÓN DE PLANTILLA SIMRES3:

Despacho

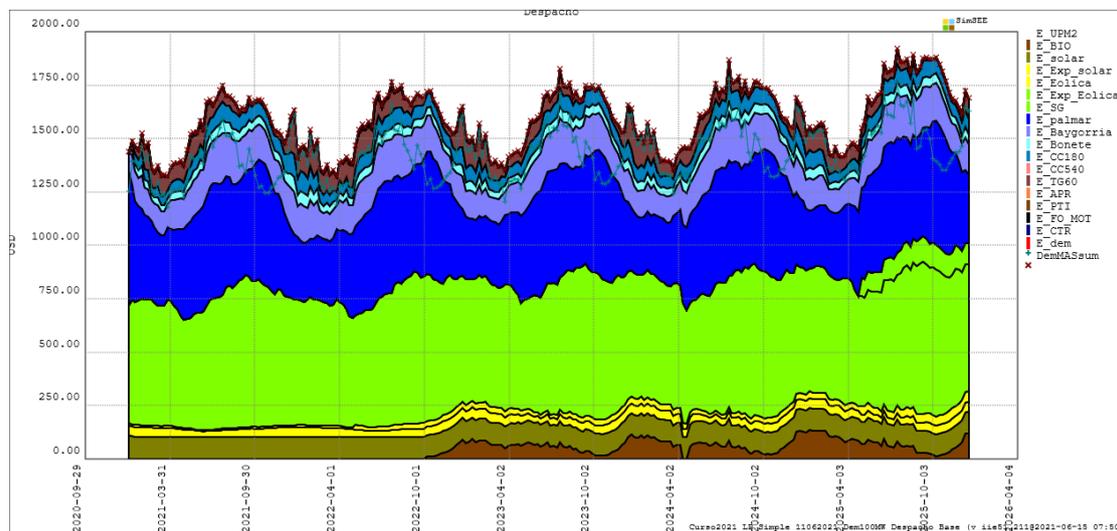


Ilustración 10. Despacho Base. SimSEE (2021)

5. RESULTADOS

5.1 CDP_DEMUUY

Realizamos la simulación con 1.000 crónicas, en las cuales se detecta en el período que los costos oscilan entre USD. 0,00 y USD. 320 mil; sin embargo, se observa en las semanas desde el 02/10/2024 al 03/04/2025 un incremento, alcanzando los USD. 650 mil. Consideramos a raíz del análisis de la simulación de una (1) crónica (como se observa en el anexo 2), que este incremento detectado se puede haber originado por la gran variabilidad entre las crónicas, consecuencia de una rotura de las máquinas térmicas; en tal sentido, la sustitución por máquinas térmicas con mayores costos operativos impacta en el incremento del Cdp.

5.2 CDP CORRESPONDIENTE A LOS CUATRO (4) RANGOS HORARIOS

Tienen un comportamiento similar a la gráfica de Cdp_DemUY, pero los costos varían en un rango menor como consecuencia de solo considerar los 100MW de exportación. Se observa una diferencia de costos entre las gráficas de los cuatro rangos horarios, resultando un incremento en el último rango (18 a 23 horas) asociado al aumento en la demanda UY como se ve en las gráficas del Anexo I; para el rango de 0 a 5 horas el promedio es de USD. 2,8; en el rango de 6 a 11 horas es de USD. 3,72; en el rango de 12 a 17 horas es de USD. 4,63 y en el rango de 18 a 23 horas es de USD. 5,38 (todos estos valores en miles de dólares).

5.3 CDP_24HORAS

Se considera esta gráfica una muestra representativa, en donde observamos que los costos tienen una variabilidad entre USD. 0,00 y USD. 230 mil aproximadamente, esto como consecuencia de la continuidad operativa en el suministro de energía, el cual debe cumplirse de manera ininterrumpida.

5.4 DESPACHO

Del análisis de las gráficas de despacho en los diferentes escenarios, suponemos un diferencial de costos originado por el uso de máquinas térmicas. Lo que nos lleva a la conclusión que se debe realizar un mayor uso de las energías no despachables (solar, eólica, hidráulica) para disminuir dicho costo.

4.5 COSTOS

Luego de realizada la simulación, se evidencia en las gráficas de costos un comportamiento cíclico y estacional entre el 01/01/2021 y el 01/01/2026.

Sin embargo, se puede observar un aumento progresivo y no significativo, en relación a los horarios tarde – noche, ubicando el costo entre 20 USD MWh y 220 USD MWh;

Estos valores podrían ir asociados a los siguientes factores:

- Primaveras lluviosas, entre setiembre y noviembre en las cuales se registran mayores aportes hidráulicos que en el resto del período.
- En la estación verano, comprendida entre los meses de diciembre a marzo, se registra un pico, asociado al bajo pronóstico de aporte hidráulico y al mayor consumo de energía eléctrica debido al incremento de servicios (climatización). Asimismo, se toman en cuenta los costos asociados al uso de combustible fósil por las centrales térmicas; en sustitución de la energía hidráulica. Quedando demostrado la dependencia que existe en la actualidad de la matriz energética con respecto a la energía hidráulica.

Los costos promedios por rango horario son los siguientes:

- 0 a 5 horas es de 62,06 USD/MWh
- 6 a 11 horas es de 62,18 USD/MWh
- 12 a 17 horas es de 62,38 USD/MWh
- 18 a 23 horas es de 62,81 USD/MWh

6. CONCLUSIONES

En función del análisis realizado, llegamos a la conclusión de que el escenario más conveniente para la exportación de **100 MW** planos de energía tanto a Argentina como Brasil, es el horario de **0 a 5 horas** debido a la baja demanda interna y una considerable producción de energía eólica en la madrugada que genera una baja en los costos de producción, los cuales brindan una ventaja competitiva en el escenario económico en el área de Generación para expandirse a otros mercados internacionales.

En paralelo, determinamos que el costo de generación estimado fue de **62,06 USD/MWh** (costo marginal promedio en el horario de 0 a 5 horas) el cual sirve de base para ofrecer una tarifa atractiva y competitiva para el desarrollo de un plan enfocado en la movilidad eléctrica.

7. POSIBLES FUTUROS TRABAJOS

A partir de este trabajo de simulación, se recomiendan como posibles trabajos a desarrollar:

- Un estudio para evaluar la variabilidad del consumo en MW en las mismas condiciones de exportación para Argentina y Brasil, tomando en cuenta diferentes franjas horarias.
- Un estudio para evaluar las distintas tarifas de consumo final que el organismo estatal que administra la generación eléctrica puede ofrecer al mercado interno para la movilidad eléctrica.
- Considerar precios spot de exportación de energía eléctrica diferenciales, correspondientes a cada país.

8. ANEXO I – Gráficos

GRÁFICOS CDP

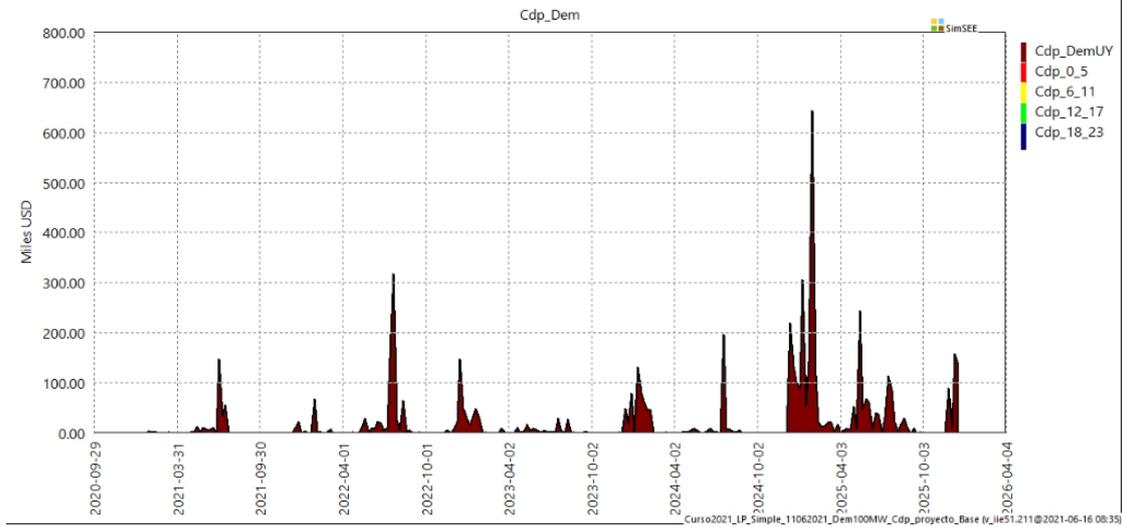


Ilustración 11. Cdp_DemUY. SimSEE (2021)

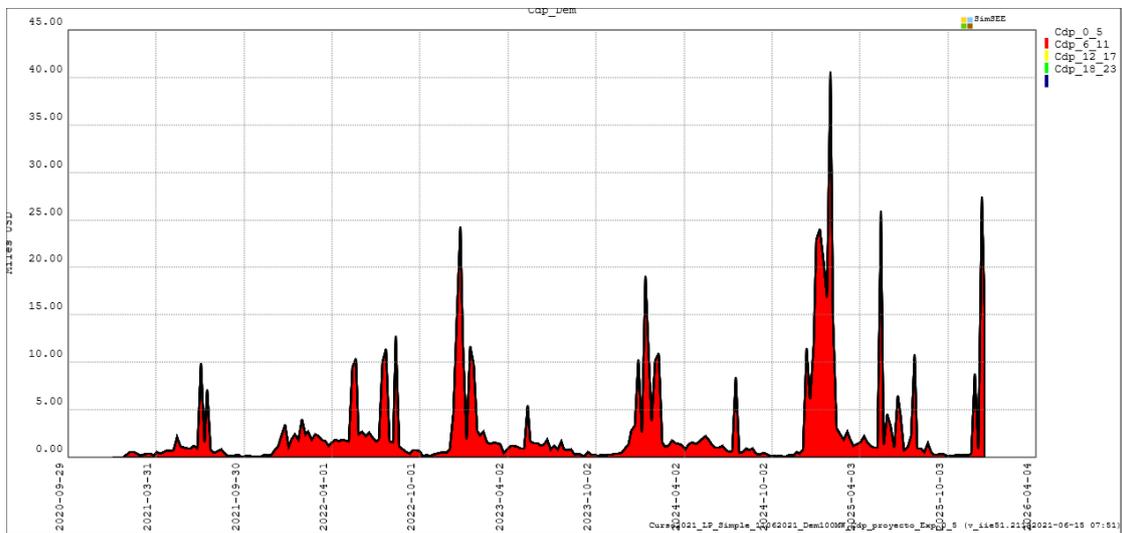
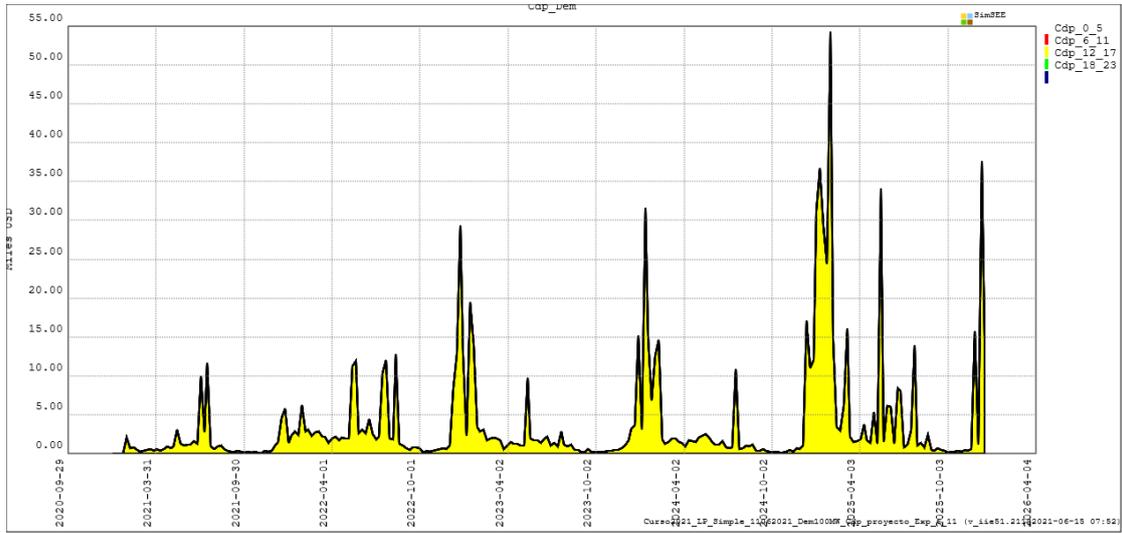
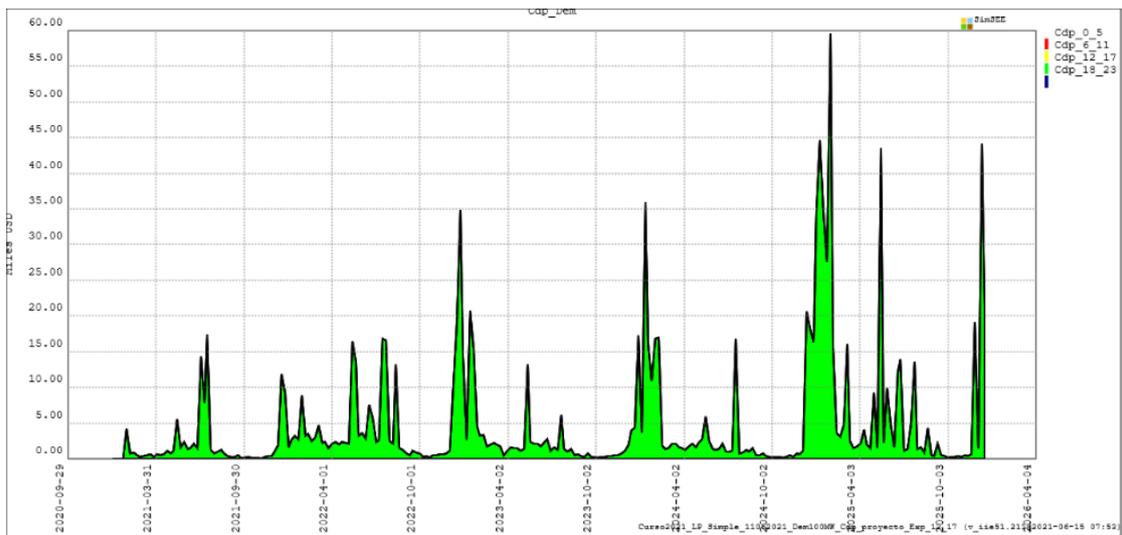


Ilustración 12. Cdp_0_5. SimSEE (2021)

*Ilustración 13. Cdp_6_11. SimSEE (2021)**Ilustración 14. Cdp_12_17. SimSEE (2021)*

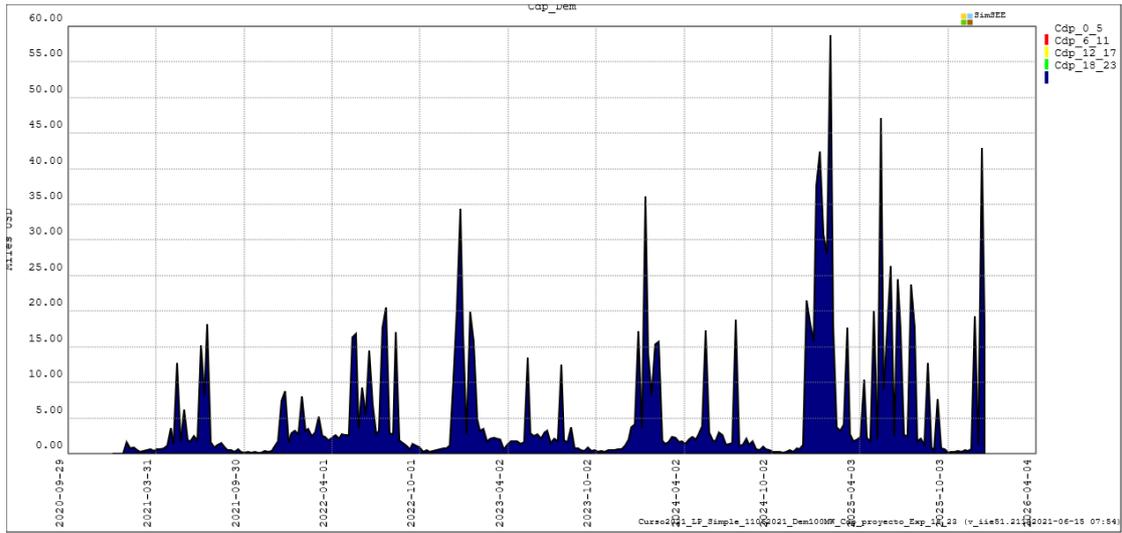


Ilustración 15. Cdp_18_23. SimSEE (2021)

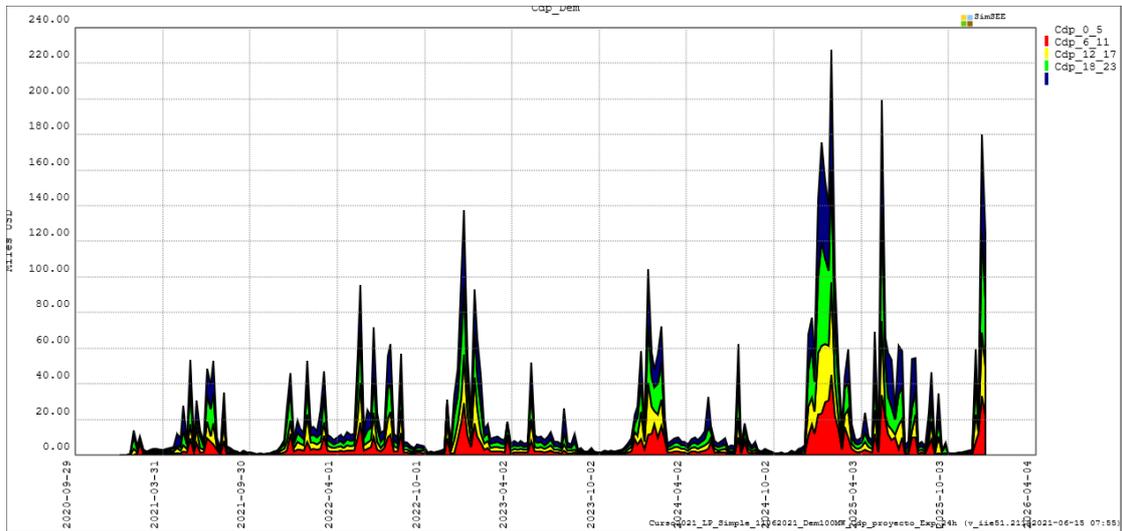


Ilustración 16. Cdp_Exp_24hs. SimSEE (2021)

COSTOS MARGINALES PROMEDIOS

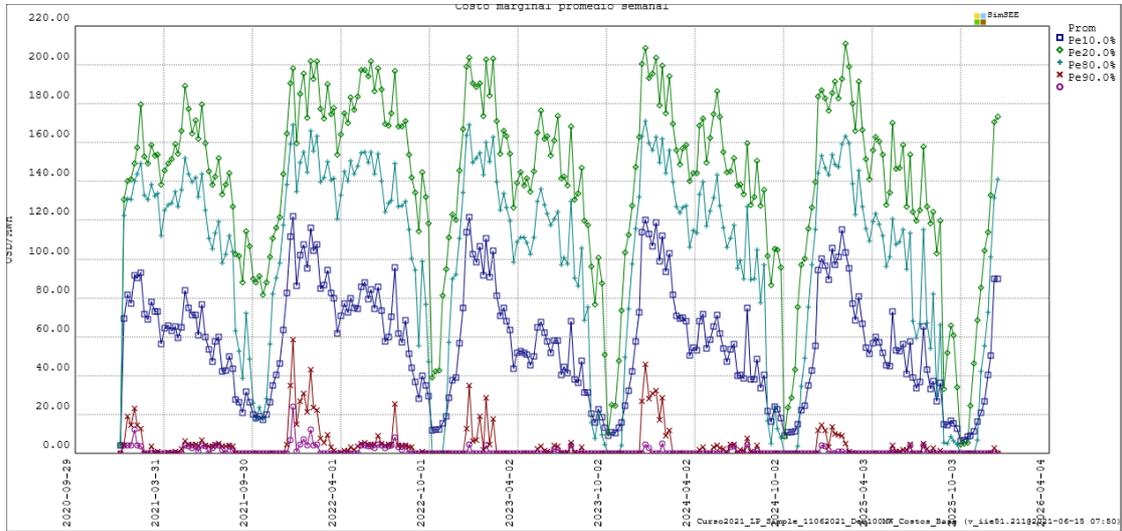


Ilustración 17. Costos marginales promedio. Base. SimSEE (2021)

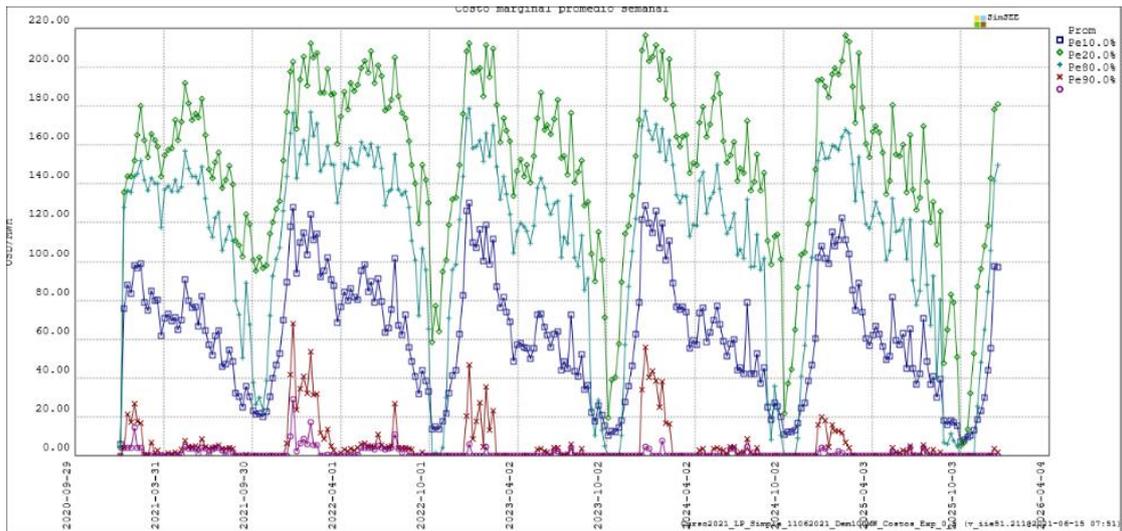


Ilustración 18. Costos marginales promedio. Exp_0_5. SimSEE (2021)

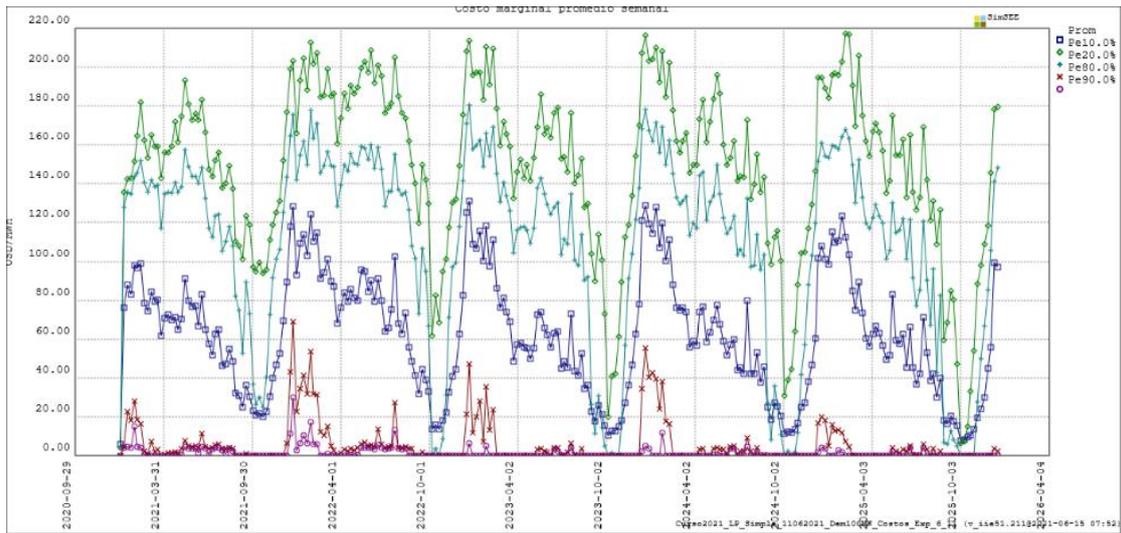


Ilustración 19. Costos marginales promedio. Exp_6_11. SimSEE (2021)

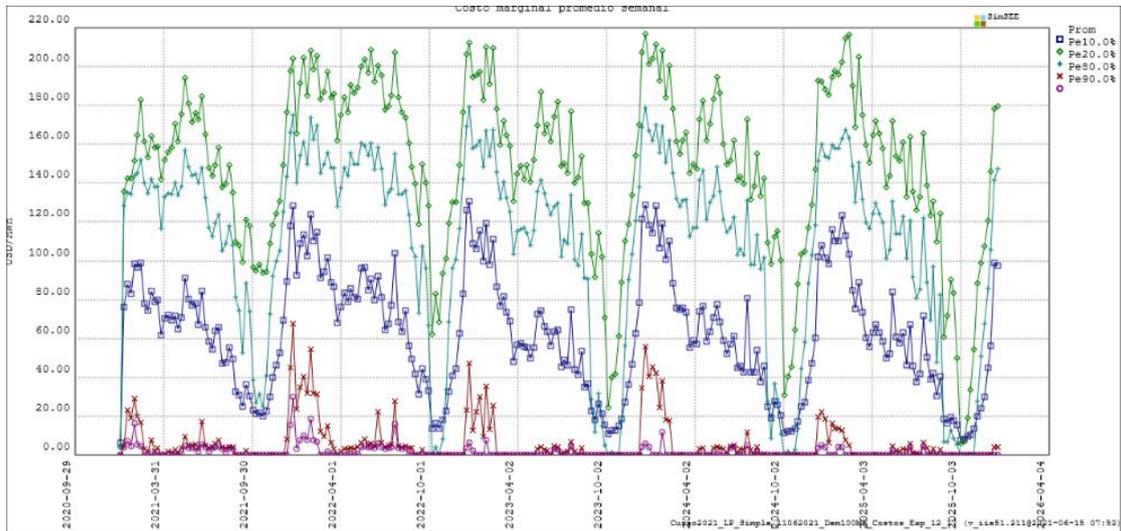


Ilustración 20. Costos marginales promedio. Exp_12_17. SimSEE (2021)

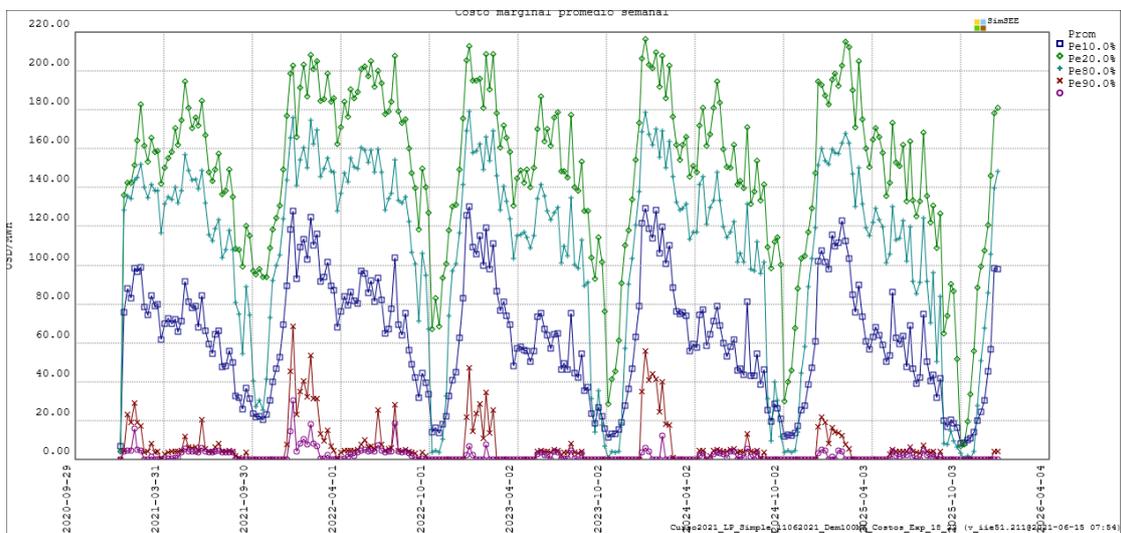


Ilustración 21. Costos marginales promedio. Exp_18_23. SimSEE (2021)

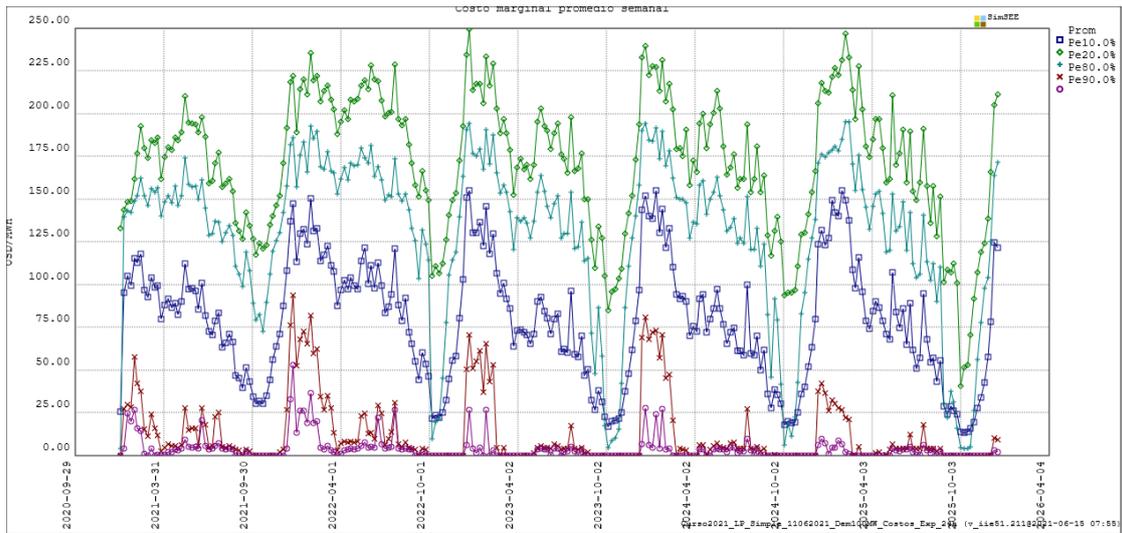


Ilustración 22. Costos marginales promedio. Exp_24hs. SimSEE (2021)

PRECIO DE COMPRA AL MARGINAL

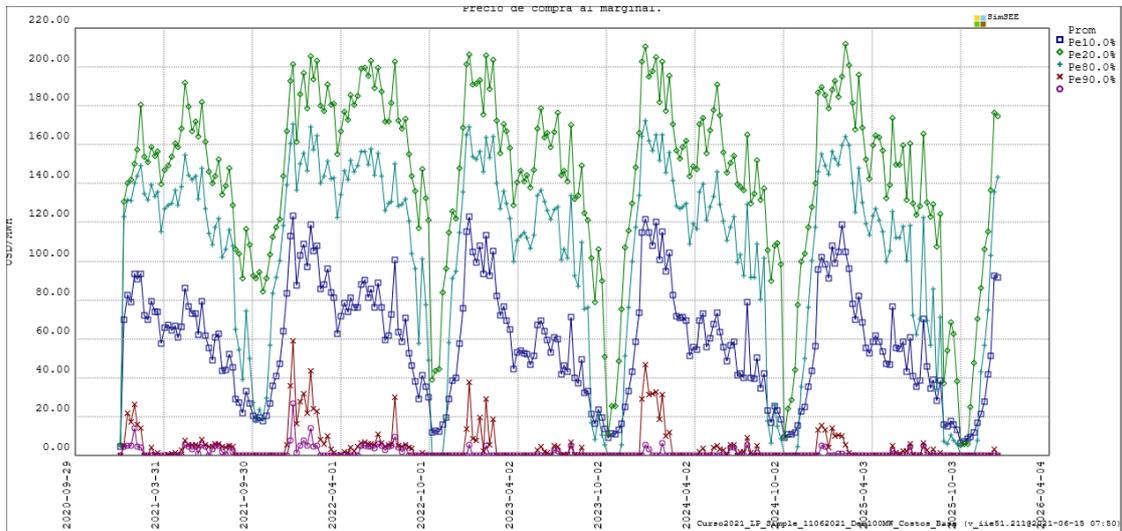


Ilustración 23. Precio de compra al marginal. Base. SimSEE (2021)

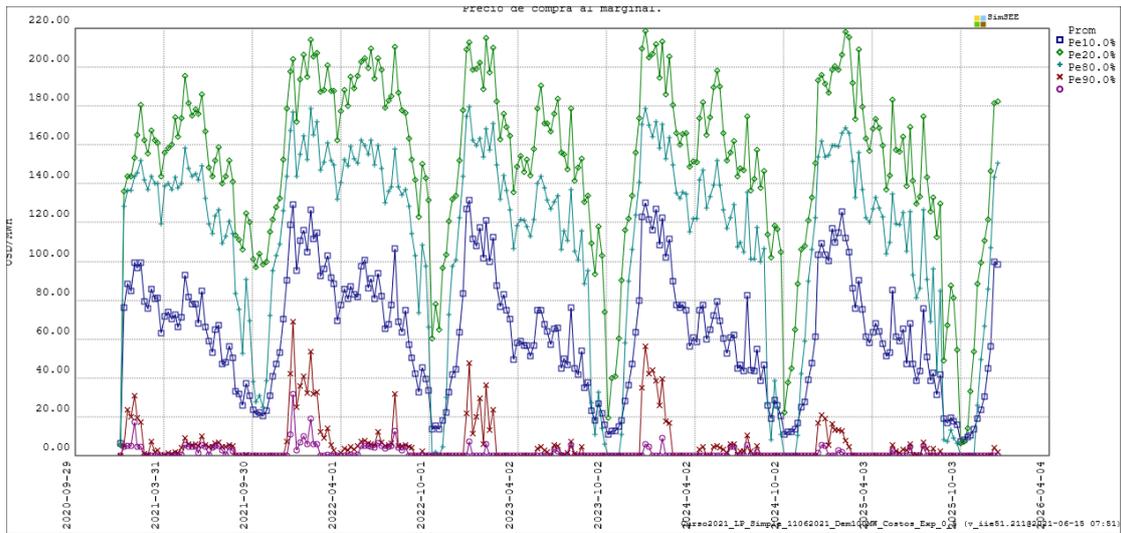


Ilustración 24. Precio de compra al marginal. Exp_0_5. SimSEE (2021)

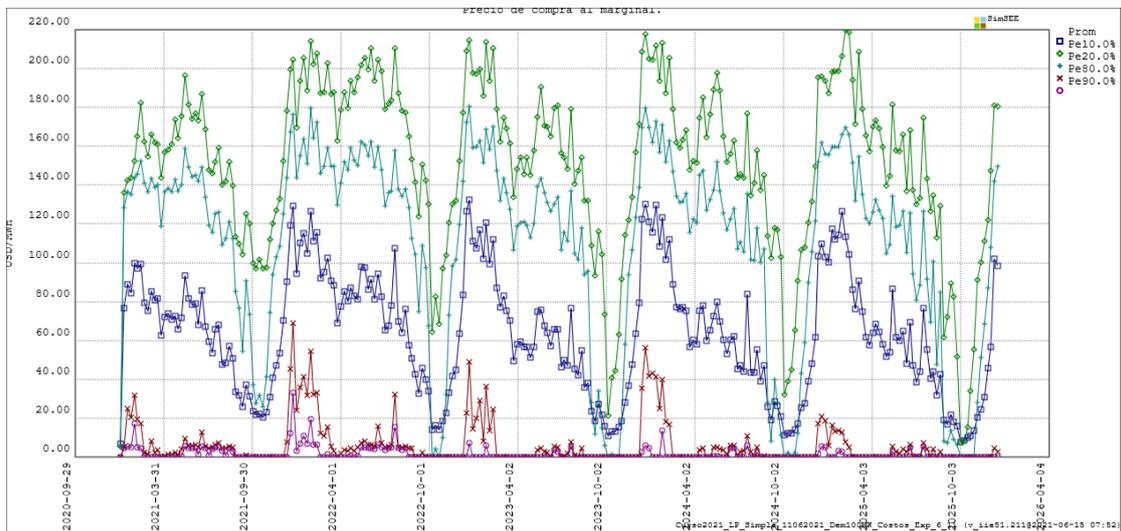


Ilustración 25. Precio de compra al marginal. Exp_6_11. SimSEE (2021)

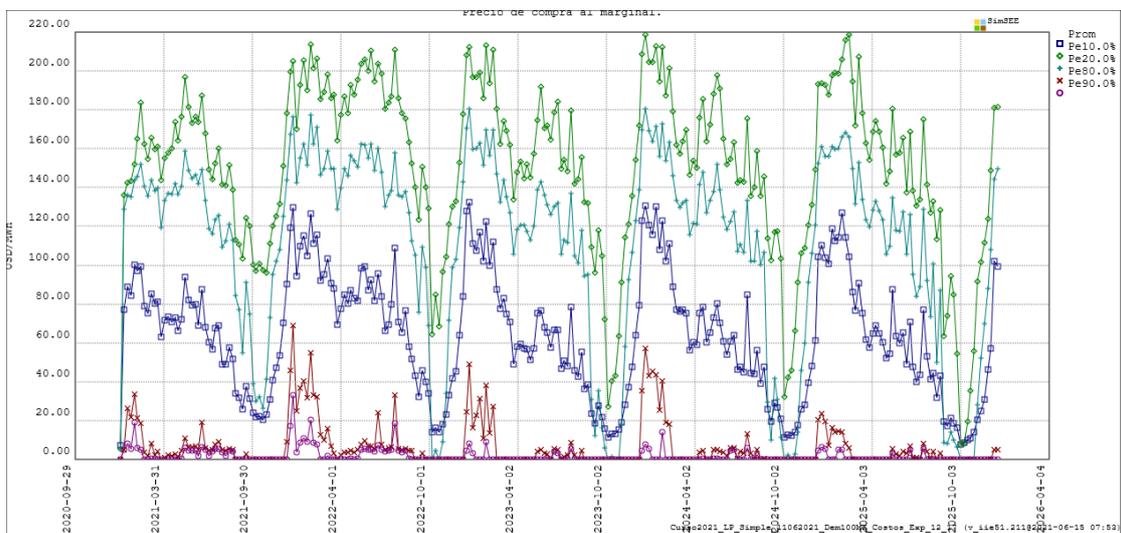


Ilustración 26. Precio de compra al marginal. Exp_12_17. SimSEE (2021)

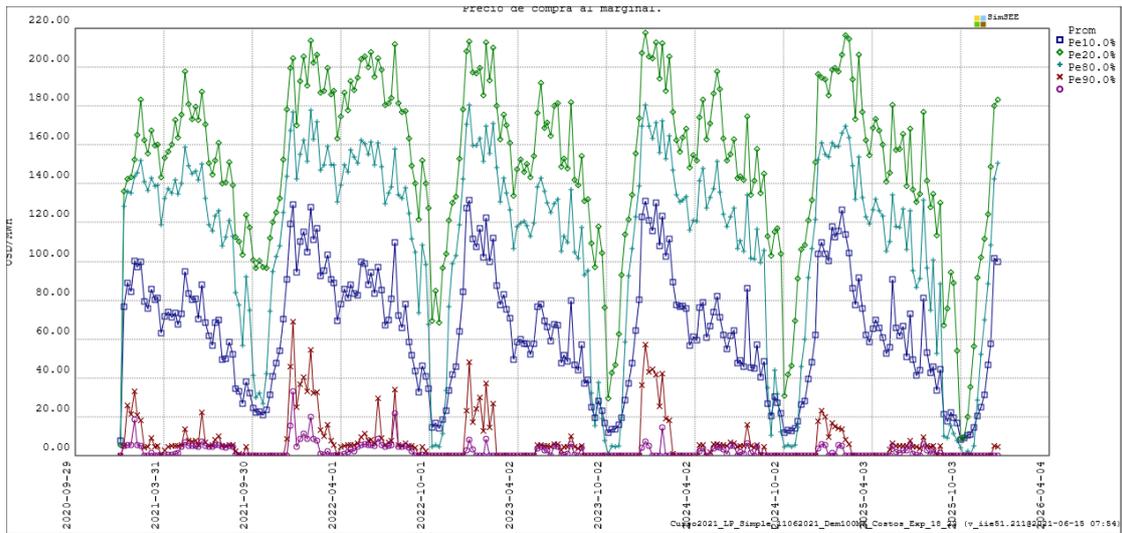


Ilustración 27. Precio de compra al marginal. Exp_18_23. SimSEE (2021)

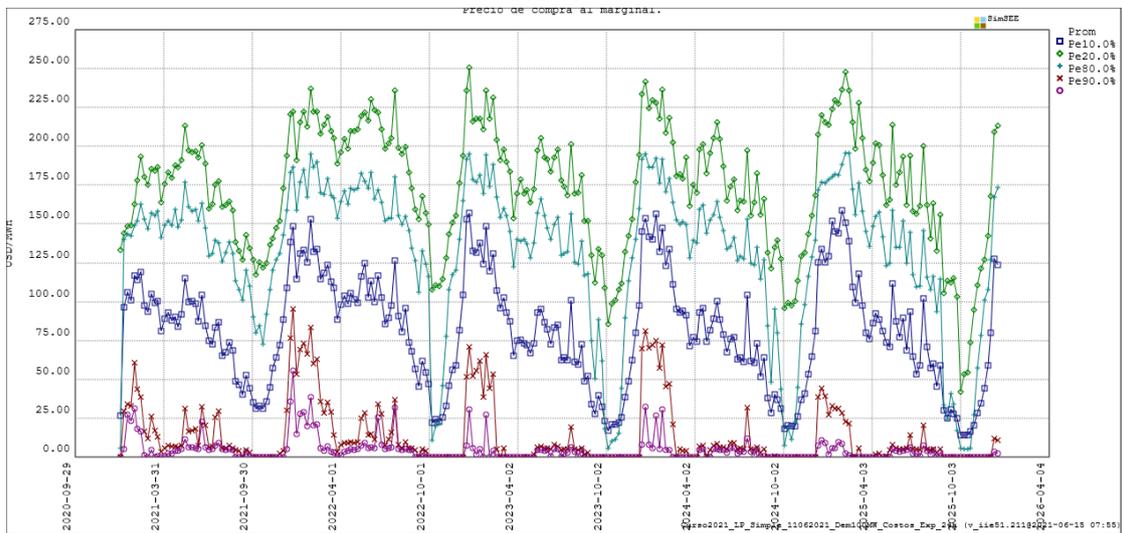


Ilustración 28. Precio de compra al marginal. Exp_24hs. SimSEE (2021)

DESPACHO

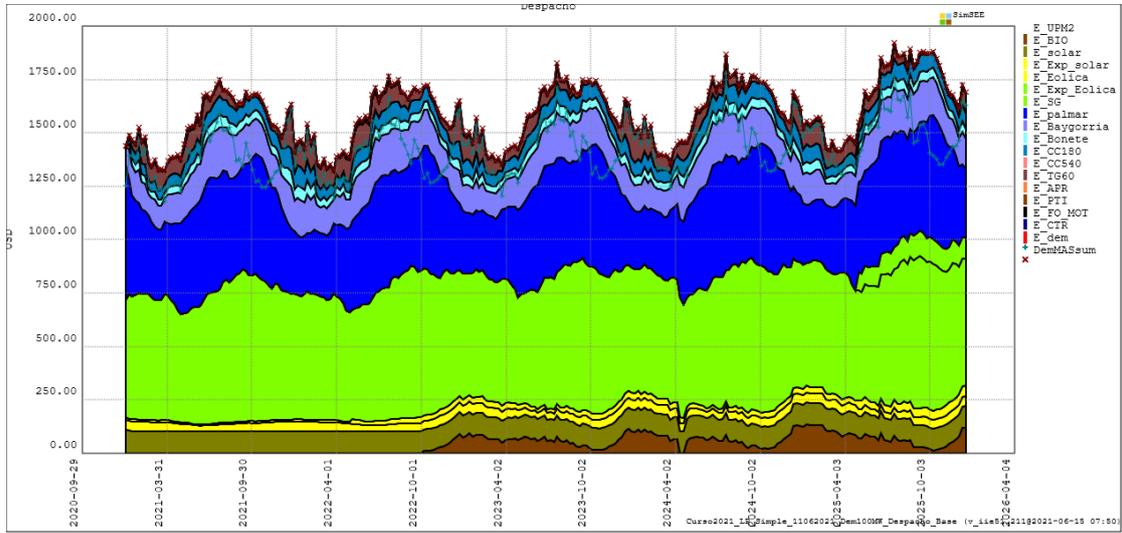


Ilustración 29. Despacho. Base. SimSEE (2021)

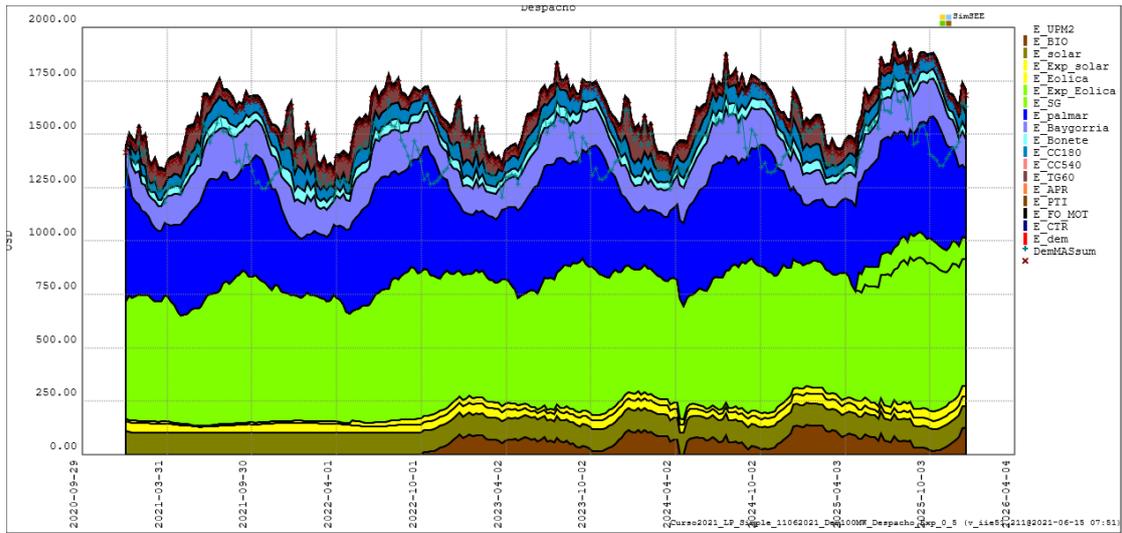


Ilustración 30. Despacho. Exp_0_5. SimSEE (2021)

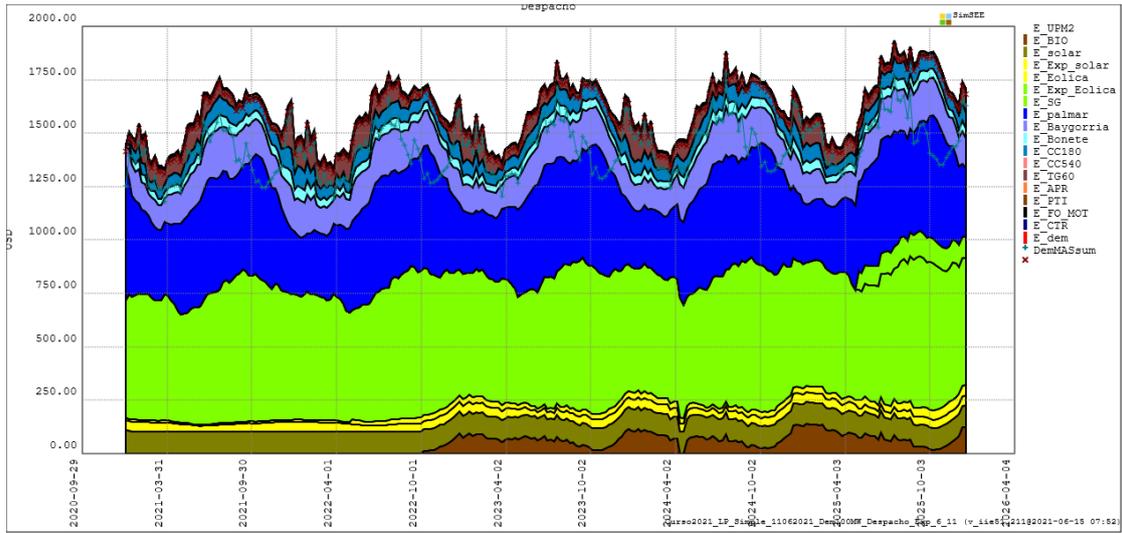


Ilustración 31. Despacho. Exp_6_11. SimSEE (2021)

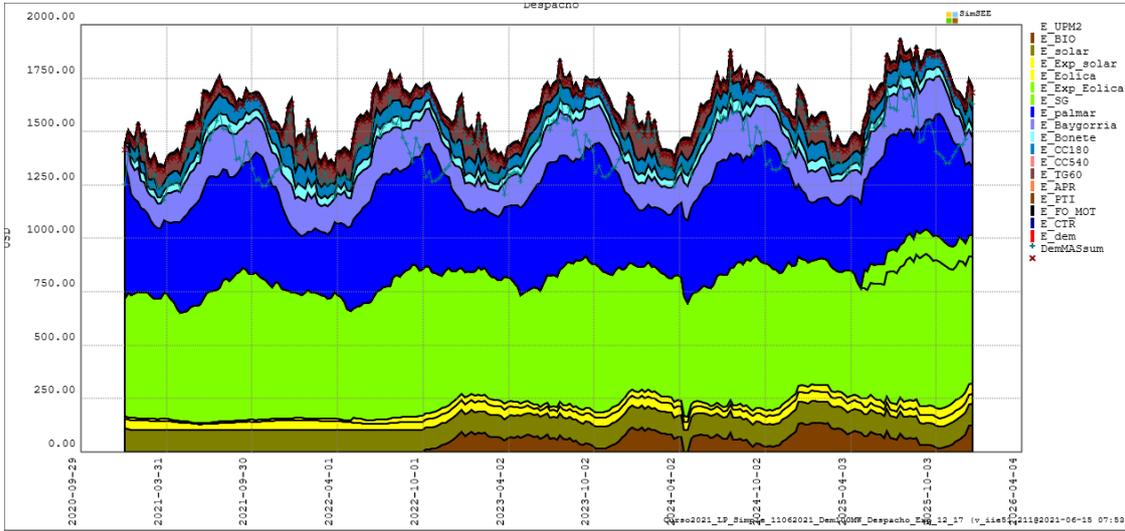


Ilustración 32. Despacho. Exp_12_17. SimSEE (2021)

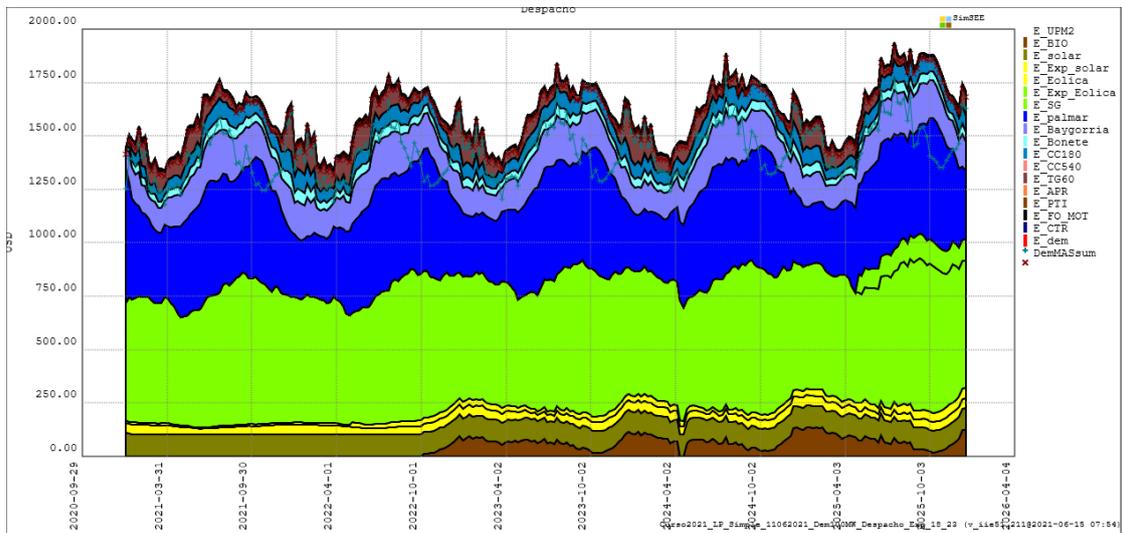


Ilustración 33. Despacho. Exp_18_23. SimSEE (2021)

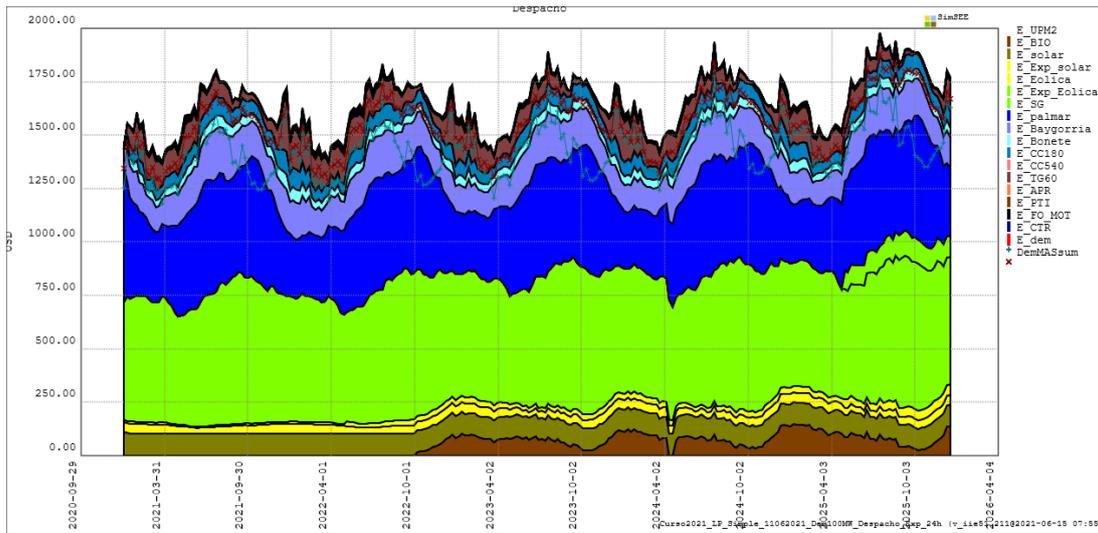


Ilustración 34. Despacho. Exp_24hs. SimSEE (2021)

9. Anexo II

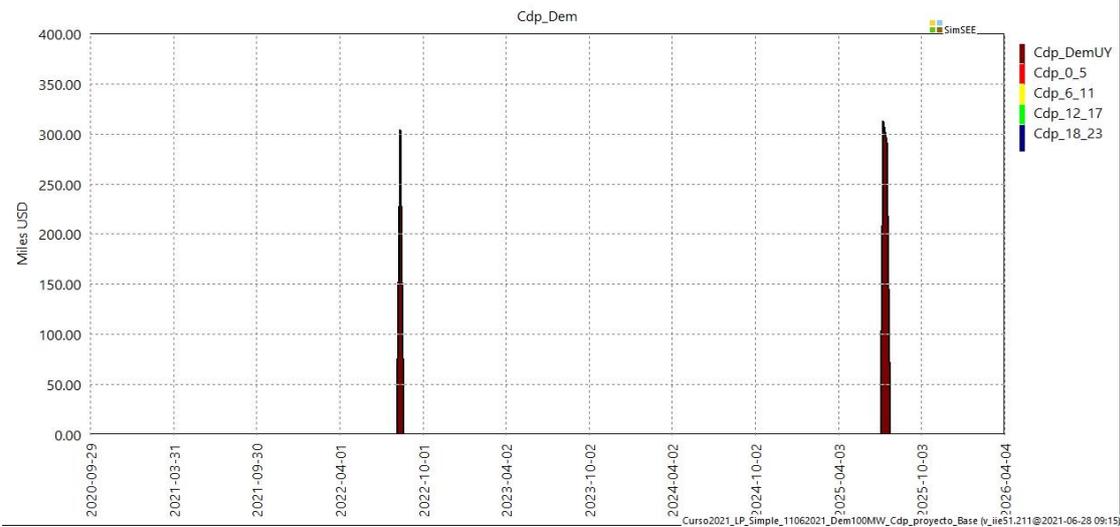


Ilustración 35. Cdp_DemUY. Simulación con una (1) crónica. SimSEE (2021)