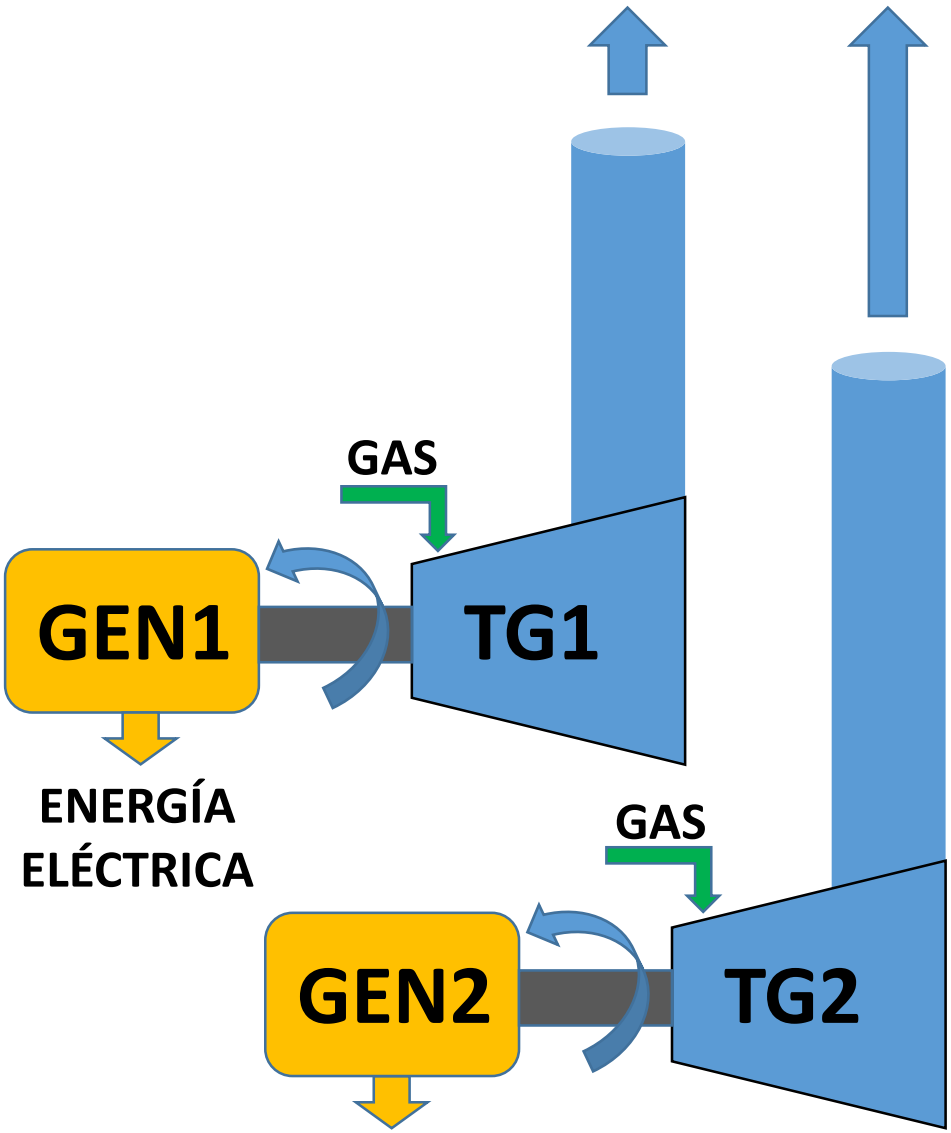
Recurso Térmico. TV, TG, CC. Generación despachada o auto despachada. Generación de Base o Flexible. Costos variables y fijos. Pagos por disponibilidad. Modelado en SimSEE.

Generación Térmica Autodespachada, de Base y Flexible

- **Centrales autodespachada (inflexibles).** Los sistemas cuentan con procesos de cogeneración o generación distribuida en base a biomasa o biogas o en algunas situaciones centrales de carbón o nucleares cuyo despacho se considera forzado en la base. Estas centrales se modelan con consto variable nulo.
- **Centrales de base (ciclos combinados).** Por central de base se entiende aquellas centrales de bajo costo variable de generación (menor que por ejemplo 60 U$$/MWh). Estas centrales son generalmente ciclos combinados alimentadas por gas natural.
- **Centrales de punta (flexibles).** Por central de punta se entiende aquellas centrales, de bajo costo de inversión, pero alto costo variable, que se justifican para completar el despacho en horas de alto requerimiento de potencia. A diferencia de las centrales de base, las centrales de punta están diseñadas para ser encendidas y apagadas con frecuencia y para poder hacer el seguimiento de las variaciones del requerimiento de potencia del sistema con facilidad por lo que se consideran flexibles. Generalmente, este grupo de centrales está formado por los moto-generadores y las turbinas aeroderivadas.

¿Qué es una TG?



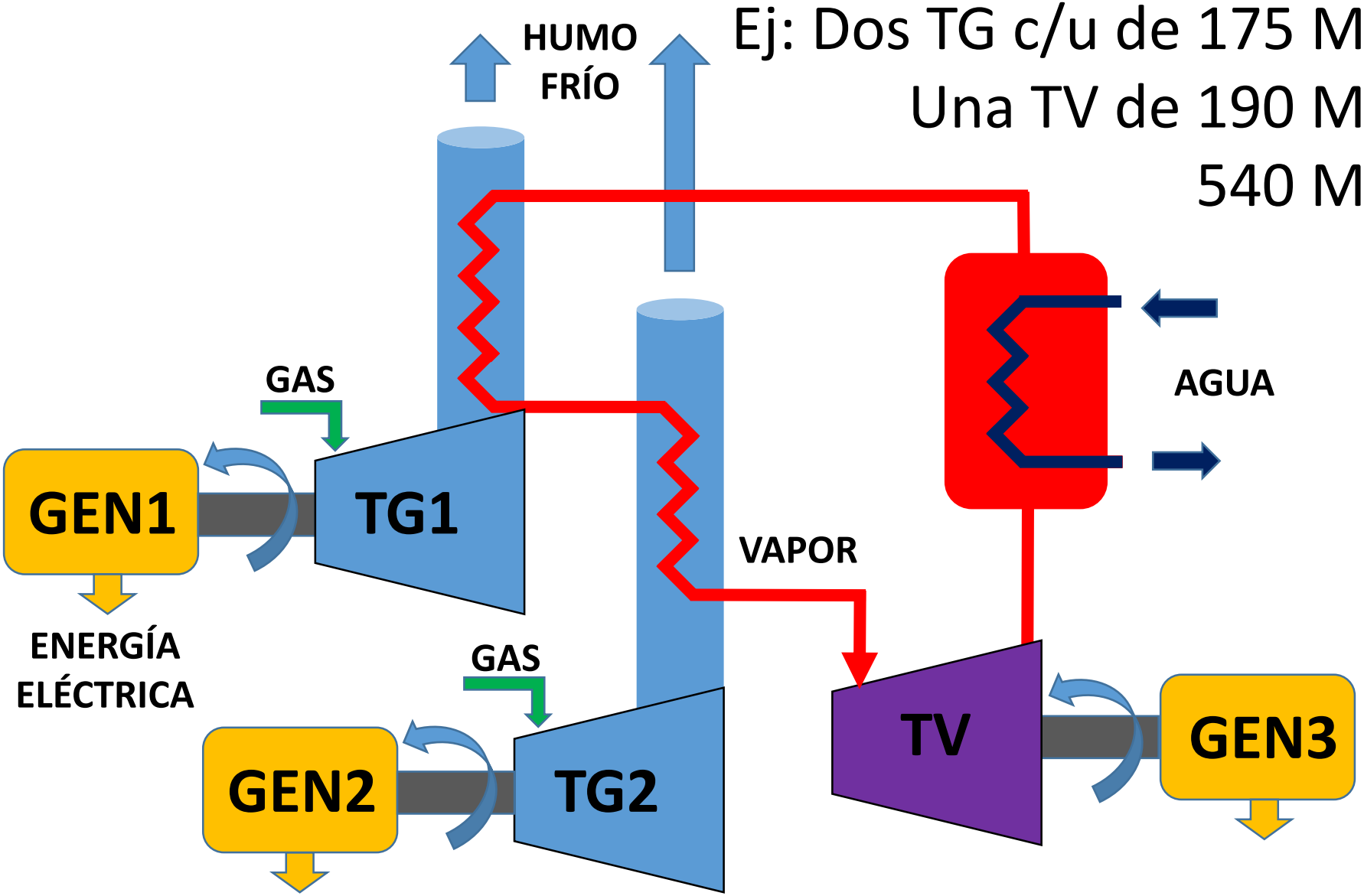
EJ:

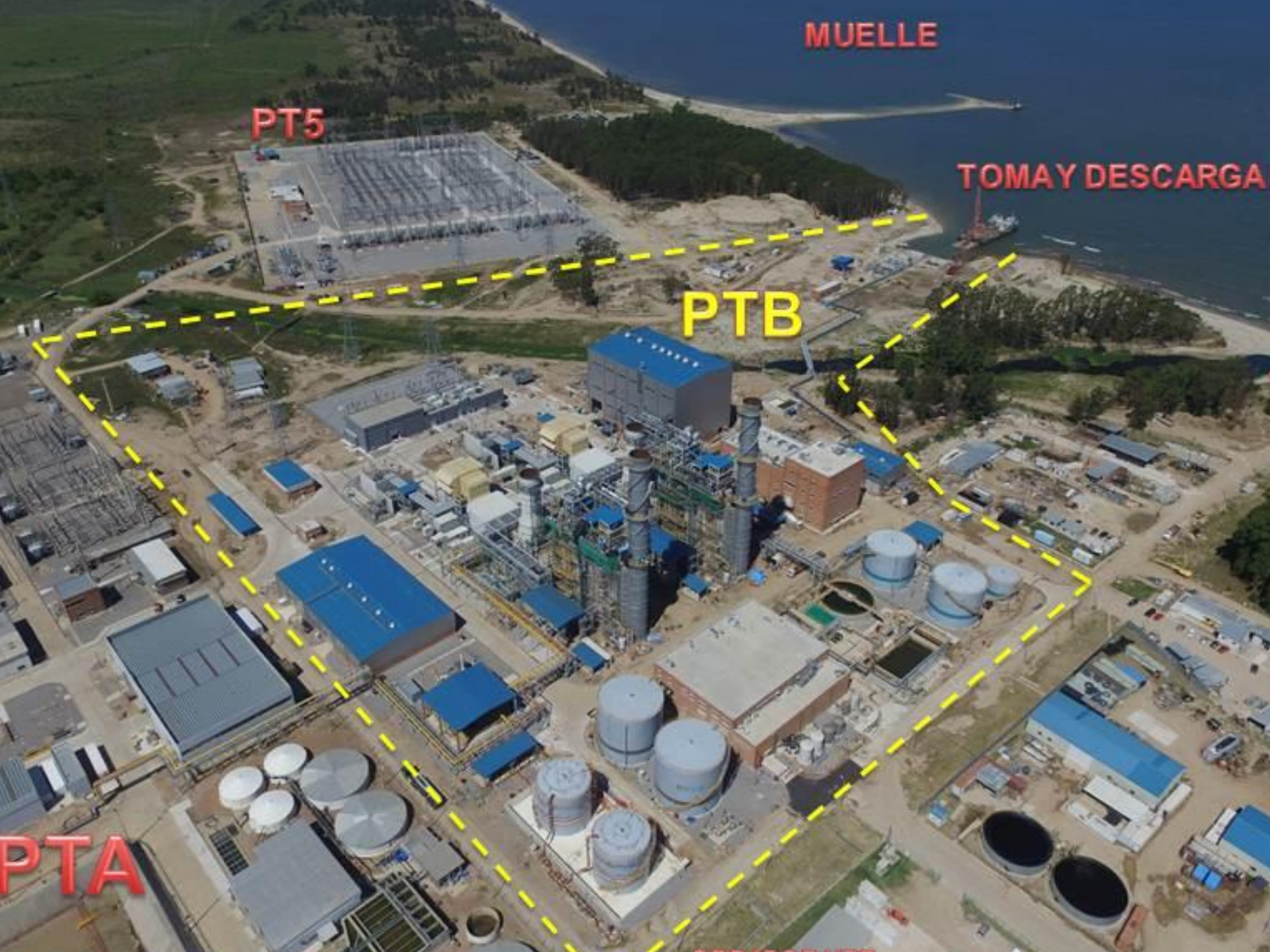
Dos TG c/u de 175 MW

350 MW

¿Qué es un Ciclo Combinado?

Ej: Dos TG c/u de 175 MW
Una TV de 190 MW
540 MW




MUELLE
PT5
TOMAY DESCARGA
PTB
PTA

TG1
TG2

VAPOR BAJA PRESION
TV
GEN3

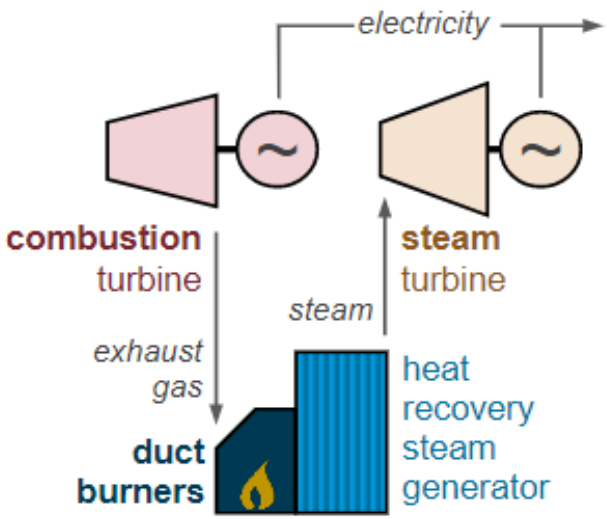
RESOBRECALENTADO
CALIENTE
VAPOR ALTA PRESION
VAPOR ALTA PRESION
STAHL
TV

Rotor de la Turbina de Vapor

Pero pueden mejorar más aun…

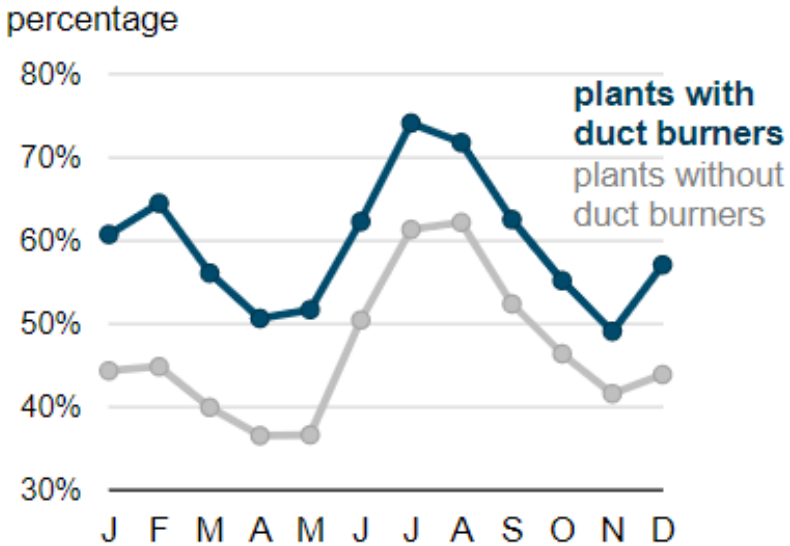
Most combined-cycle power plants have duct burners that add energy to the turbine exhaust

Schematic of a combined-cycle power plant with duct burners



About **75%** of U.S. combined-cycle plant capacity uses **duct burners**.

Combined-cycle power plant capacity factors (2020)



Combined-cycle power plants **with duct burners** tend to be used more often throughout the year.

Data source: U.S. Energy Information Administration, *Annual Electric Generator Report* and *Power Plant Operations Report*

https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=52778

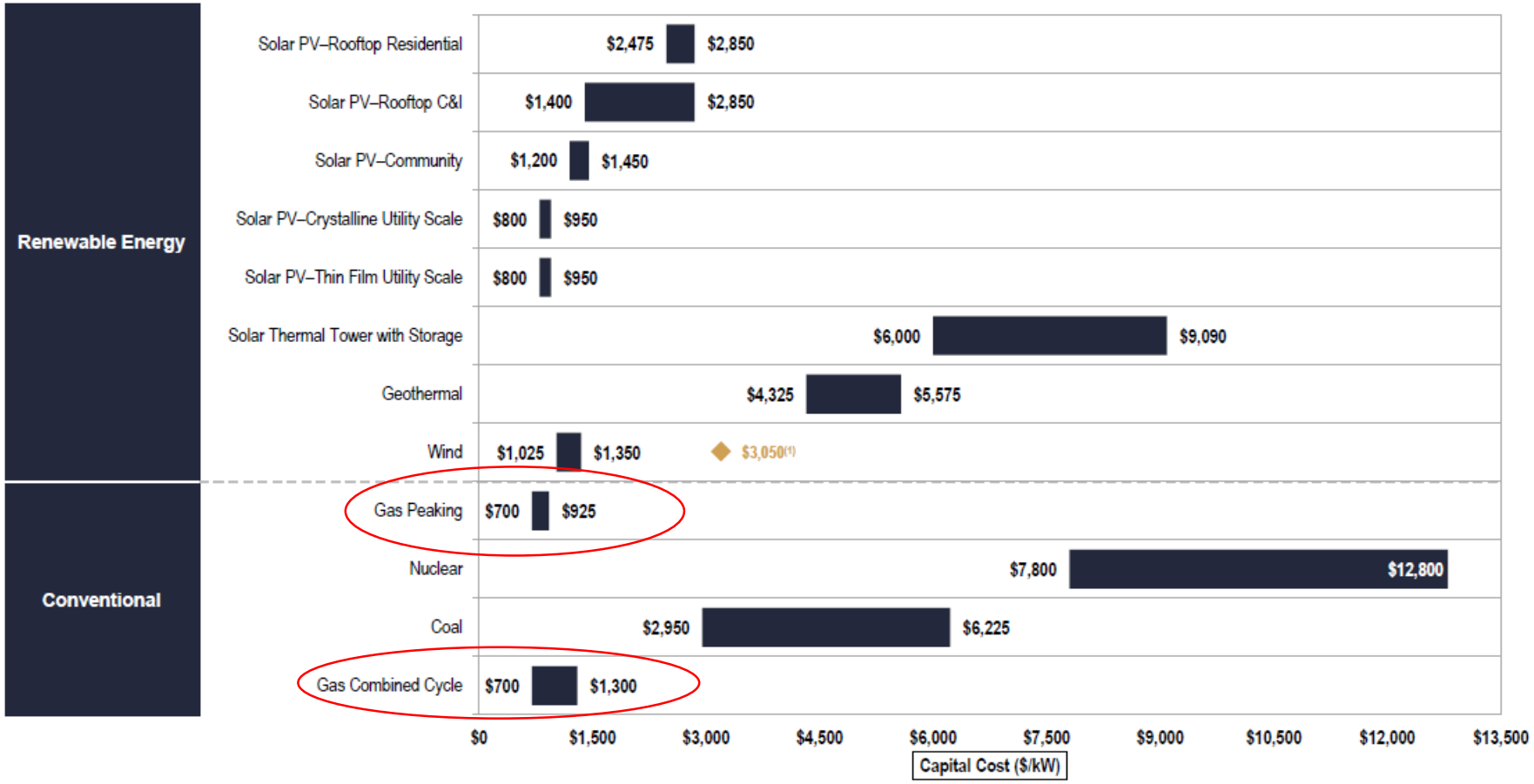
Costo de Capital de las tecnologías

LAZARD

LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS—VERSION 15.0

Capital Cost Comparison

In some instances, the capital costs of renewable energy generation technologies have converged with those of certain conventional generation technologies, which coupled with improvements in operational efficiency for renewable energy technologies, have led to a convergence in LCOE between the respective technologies



Valores de Inversión y O&M de una TG

LAZARD

LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS—VERSION 15.0

	Units	Gas Peaking Low Case	Gas Peaking High Case
Net Facility Output	MW	240	50
EPC Cost	$/kW	$675	$875
Capital Cost During Construction	$/kW	$25	$50
Total Capital Cost[1]	$/kW	$700	$925
Fixed O&M	$/kW-yr	$7.00	$21.25
Variable O&M	$/MWh	$4.00	$5.25
Heat Rate	Btu/kWh	9,800	8,000
Capacity Factor	%	10%	10%
Fuel Price	$/MMBtu	$3.45	$3.45
Construction Time	Months	12	18
Facility Life	Years	20	20
CO_2 Emissions[2]	lb/MWh	1,147	936
Levelized Cost of Energy	$/MWh	$151	$196

- Inversión 925 USD/kW
- O&M 21,25 USD/$kW_{año}$
- Construcción de 18 meses
- Tiempo de vida de 20 años

TG de 180 MW

Co = 180x0,925 **= 166,5 MUSD**

COM = 0,02125x240 = **3,8 $MUSD_{año}$**

Pago por potencia (disponible) [USD/MWh$_d$]

TG de 180 MW

Co = 180x0,925 **= 166,5 MUSD**

COM = 0,02125x240 = **3,8 MUSD$_{año}$**

Anualidad por Co = 166,5/8,5 = 19,6 MUSD$_{año}$

A (total) = 19,6 + 3,8 = 23,4 MUSD$_{año}$

$q_{a,n} = \frac{(1+a)^n - 1}{a * (1+a)^n}$		Actualizador (a)		
		5%	10%	15%
años (n)	5	4,3	3,8	3,4
	10	7,7	6,1	5,0
	15	10,4	7,6	5,8
	20	12,5	8,5	6,3
	25	14,1	9,1	6,5
	30	15,4	9,4	6,6
	35	16,4	9,6	6,6
	40	17,2	9,8	6,6

Potencia = 180 MW

Factor de disponibilidad FD = 0,85 [pu]

$h_{año}$ = 365 x 24 = 8760 h

Energía anual disponible (E_d)= Potencia x $h_{año}$ x FD = 180 x 8760 x 0,85 = 1.340 GWh

El PP tiene que equiparar la anualidad A, por lo que: A = PP x E_d =>

$$PP\ [\text{USD/MWh}_d] = \frac{A}{E_d} = \frac{Co/q_{a,n} + COM}{P \times 8760 \times FD} = 17{,}5\ \text{USD/MWh}_d$$

Valores de Inversión y O&M de un CC

LAZARD

LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS—VERSION 15.0

	Units	Gas Combined Cycle (New Build) Low Case	High Case
Net Facility Output	MW	550	550
EPC Cost	$/kW	$650	$1,175
Capital Cost During Construction	$/kW	$50	$125
Total Capital Cost[1]	$/kW	$700	$1,300
Fixed O&M	$/kW-yr	$15.00	$18.00
Variable O&M	$/MWh	$2.75	$5.00
Heat Rate	Btu/kWh	6,150	6,900
Capacity Factor	%	70%	50%
Fuel Price	$/MMBtu	$3.45	$3.45
Construction Time	Months	24	24
Facility Life	Years	20	20
CO_2 Emissions[2]	lb/MWh	720	807
Levelized Cost of Energy	$/MWh	$45	$74

- Inversión 1.300 USD/kW
- O&M 18 USD/$kW_{año}$
- Construcción de 24 meses
- Tiempo de vida de 20 años

TG de 540 MW

Co = 540x1,3 **= 702 MUSD**

COM = 0,018x540 = **9,72 $MUSD_{año}$**

Pago por potencia (disponible) [USD/MWh$_d$]

TG de 540 MW
Co = 540x1,3 **= 702 MUSD**
COM = 0,018x540 = **9,7 MUSD$_{año}$**

Anualidad por Co = 702/8,5 = 82,6 MUSD$_{año}$
A (total) = 82,6 + 9,7 = 92,3 MUSD$_{año}$

$q_{a,n} = \frac{(1+a)^n - 1}{a * (1+a)^n}$		Actualizador (a)		
		5%	10%	15%
años (n)	5	4,3	3,8	3,4
	10	7,7	6,1	5,0
	15	10,4	7,6	5,8
	20	12,5	8,5	6,3
	25	14,1	9,1	6,5
	30	15,4	9,4	6,6
	35	16,4	9,6	6,6
	40	17,2	9,8	6,6

Potencia = 540 MW
Factor de disponibilidad FD = 0,85 [pu]
$h_{año}$ = 365 x 24 = 8760 h
Energía anual disponible (E_d)= Potencia x $h_{año}$ x FD = 540 x 8760 x 0,85 = 4.021 GWh

El PP tiene que equiparar la anualidad A, por lo que: A = PP x E_d =>

$$PP\ [\text{USD/MWh}_d] = \frac{A}{E_d} = \frac{Co/q_{a,n} + COM}{P \times 8760 \times FD} = 23\ \text{USD/MWh}_d$$

Caso Simplificado de LCOE

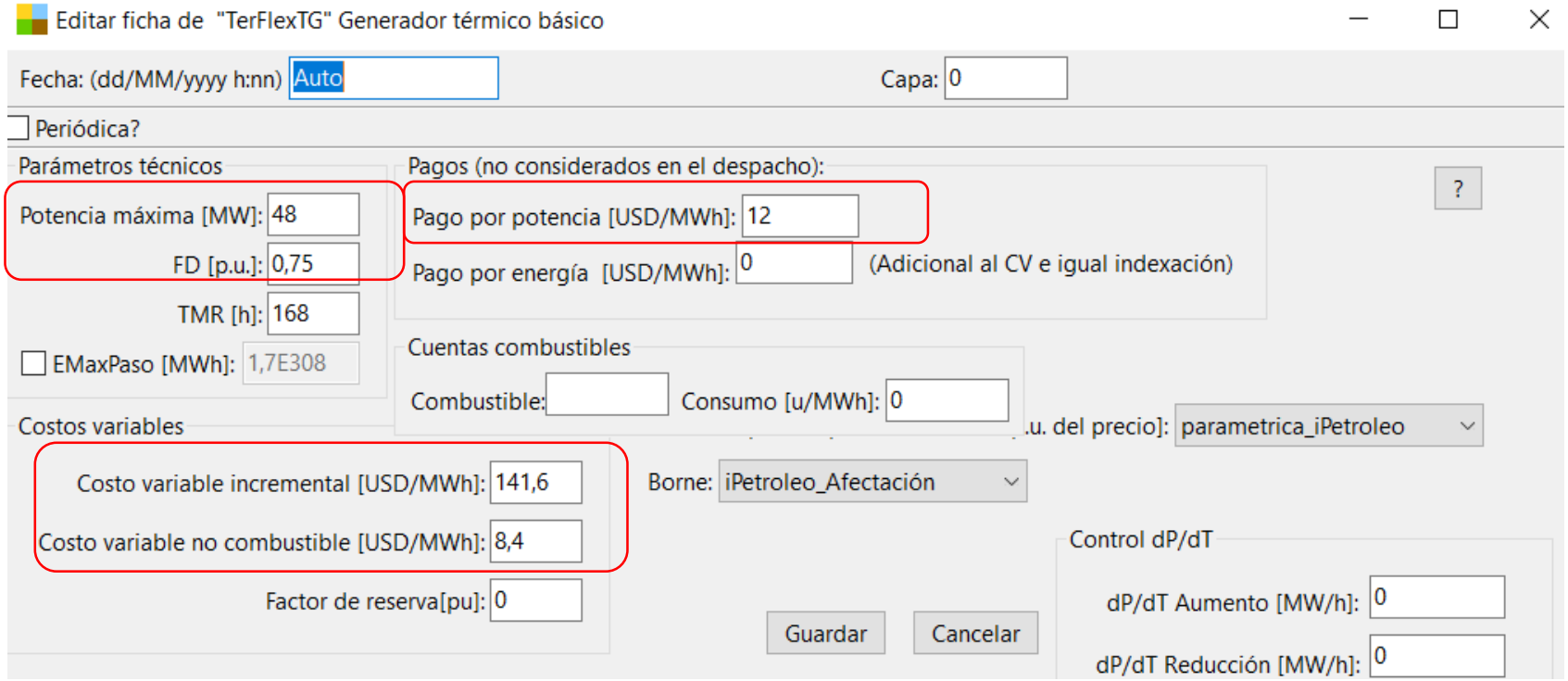
- Si llevamos a VA el costo de O&M y lo asimilamos a la Inversión inicial para luego calcular la anualidad, al sustituir dicha anualidad por su expresión y asumir que la cantidad de energía anual es constante e igual a E, resulta en que el LCOE es simplemente la anualidad dividido la energía anual.

$$LCOE = \frac{Co + \sum_1^n \frac{COM(n)}{(1+a)^n}}{\sum_1^n \frac{E(n)}{(1+a)^n}} = \frac{Co^*}{\sum_1^n \frac{E(n)}{(1+a)^n}} = \frac{A \times q_{a,n}}{\sum_1^n \frac{E(n)}{(1+a)^n}} = \frac{\boldsymbol{A \times \sum_1^n \frac{1}{(1+a)^n}}}{\boldsymbol{\sum_1^n \frac{E(n)}{(1+a)^n}}}$$

$$LCOE = \frac{A}{E}$$

EN UNA TÉRMICA HAY QUE INCLUIR LOS **VARIABLES de COMBUSTIBLE (cv)** en el **COM**

LCOE o precio monómico



Sea un factor de convocatoria por parte del despacho **FC** [pu]

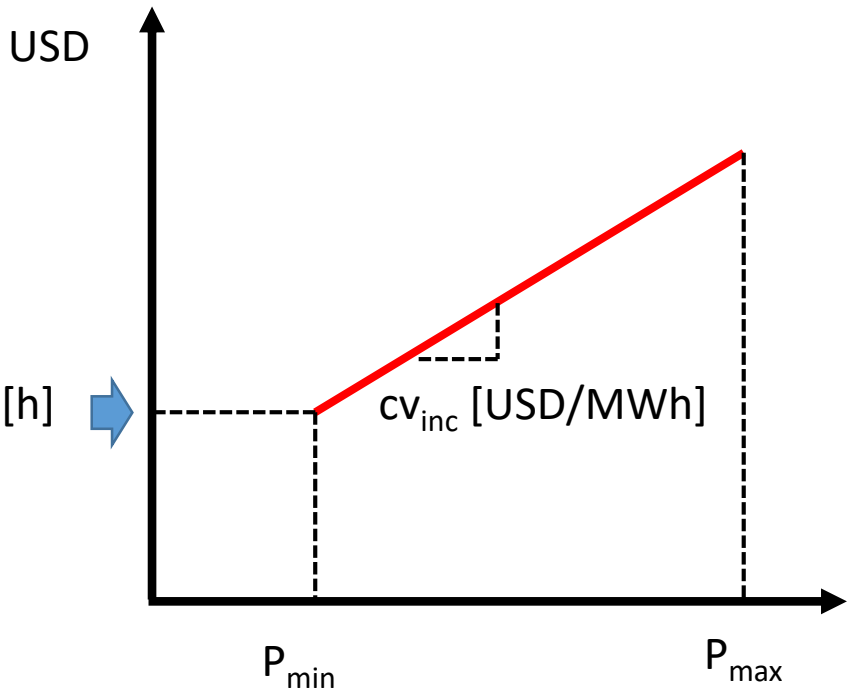
El generador cobrará por la **disponibilidad** y por la **energía efectivamente** entregada al Cv

$$LCOE = \frac{Cobros}{Energía} = \frac{PP \times E_d + Cv \times E_d \times FC}{E_d \times FC} = \frac{PP}{FC} + cv$$

Si por ejemplo FC=10%, 12/0.1 + 141,6 + 8,4 = 270 USD/MWh

Térmica con mínimo técnico

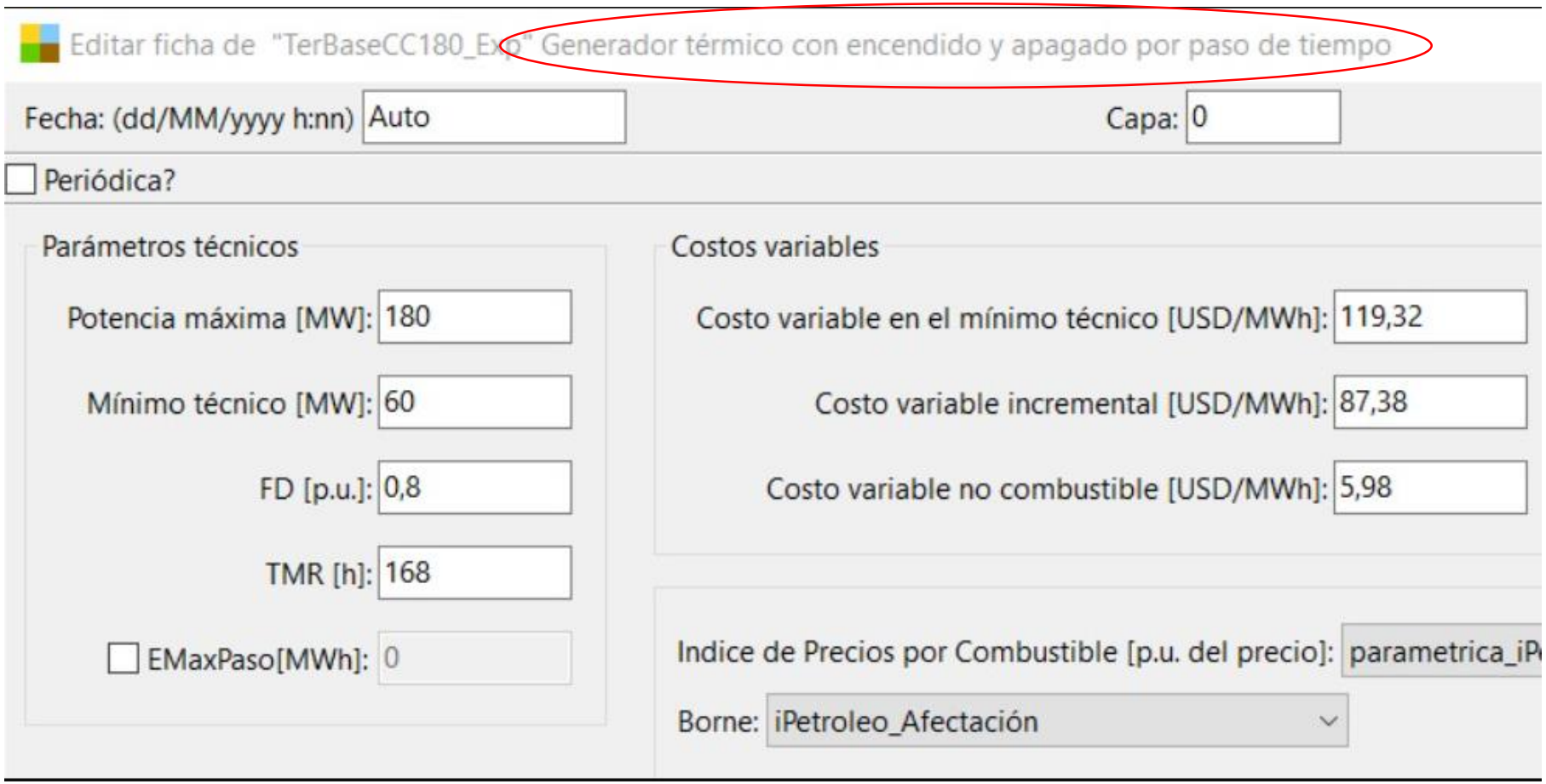
$USD_{minTec} = cv_{minTec}$ [USD/MWh] x P_{min} [MW] x 1 [h]



$$USD = USD_{minTec} + cv_{inc} \times (P - P_{min})$$

$$cv_{medio} = USD_{Pmax} / P_{max} + cv_{no_combustible}$$

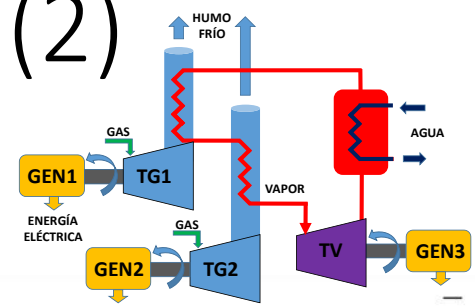
cv del CC de Expansión (1)



$USD = USD_{minTec} + cv_{inc} \times (P - P_{min})$ $\qquad$ $cv_{medio} = USD_{Pmax} / P_{max} + cv_{no_combustible}$

cv_medio = (119.32 * 60 + 87.38 * (180-60)) / 180 + 5.98 = 104 USD/MWh

cv del CC actual de UY (2)



Editar ficha de "TerBaseCC" Generador térmico combinado

Fecha: (dd/MM/yyyy h:nn) Auto Capa: 0

☐ Periódica?

Parámetros técnicos TG

Mínimo técnico [MW]:	60	FD [p.u.]:	0,85
Potencia máxima [MW]:	176,2	TMR [h]:	168
Costo variable en el mínimo técnico [USD/MWh]:	187,28		
Costo variable incremental [USD/MWh]:	129,34		
Costo variable no combustible [USD/MWh]:	4,7		
Índice de precios por combustible [p.u. del precio]:	parametrica_iPetroleo		
Borne:	iPetroleo_Afectación		

Parámetros técnicos TV

Mínimo técnico [MW]:	50,9	FD [p.u.]:	0,7
Potencia máxima [MW]:	181,1	TMR [h]:	168
Costo variable en el mínimo técnico [USD/MWh]:	-4,86		
Costo variable incremental [USD/MWh]:	0		
Costo variable no combustible [USD/MWh]:	8,53		

○ On/Off por poste ◉ On/Off por Paso

cv(TG) = 187.28 * 60 + (176.2-60) * 129.32 + 4.7 = 153.8 USD/MWh

cv(TV) = (-4.86) * 50.9 + 8.83 = 7.2 USD/MWh

PN = 2TG+1TV = 2* 176.2 + 181.1 = 533.5 MW

cv(CC) = (2 * 176.2 * 153.8 + 181.1 * 7.2) / 533.5 = 104 USD/MWh

Ejercicio 18

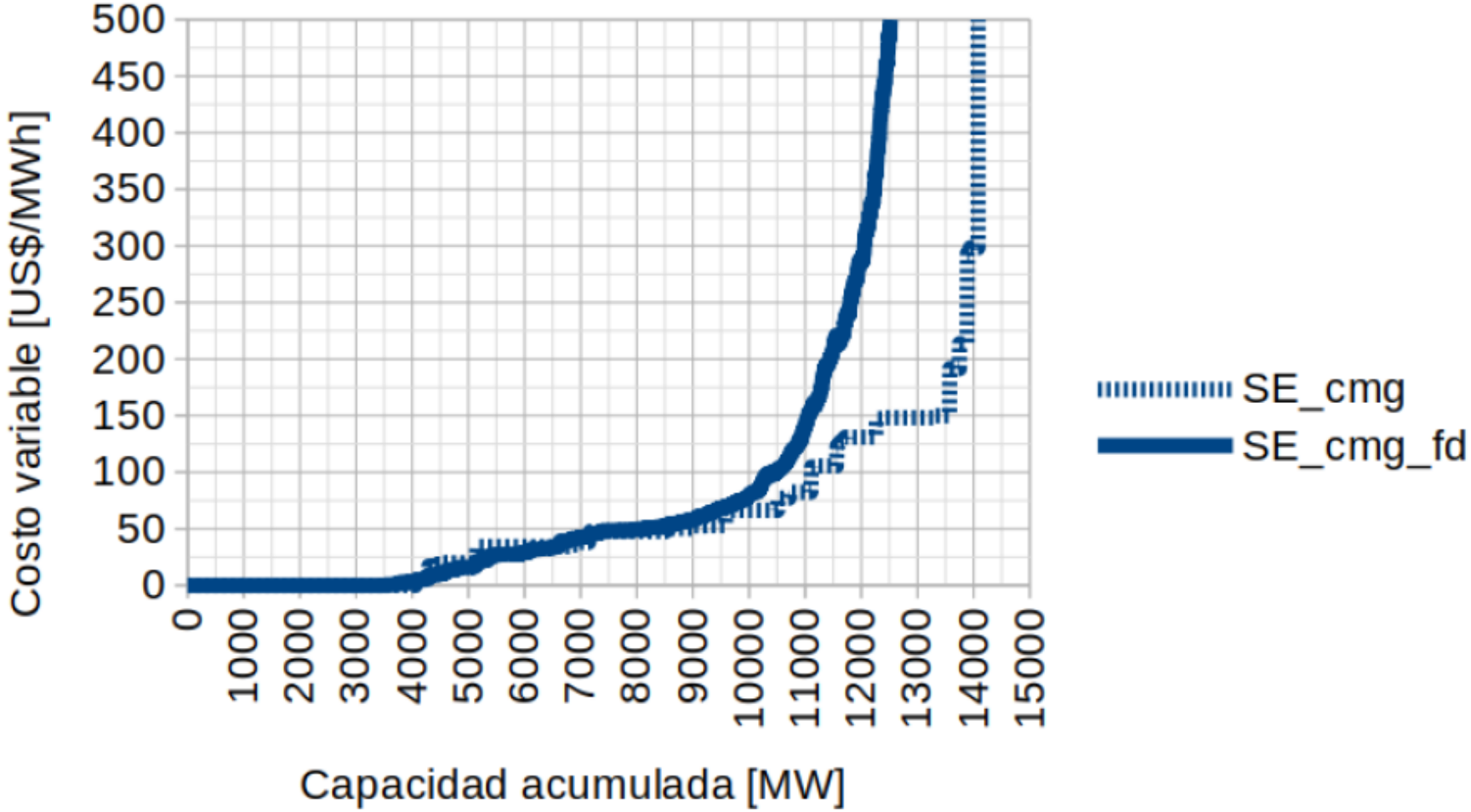
- Corriendo el Escenario BaseAsinESuy del Ejercicio 16, confirmar si se están despachando la Bio, TG y el CC correctamente.
- Corriendo es Escenario “BaseB” de la Sala del Curso obtener el factor de despacho medio del las TG y del CC en el año 2032.
    - Se sugiere sacarlo todo de la tabla de “gpf”.

Equivalentes térmicos simplificados

Tipos de Equivalentes Térmicos

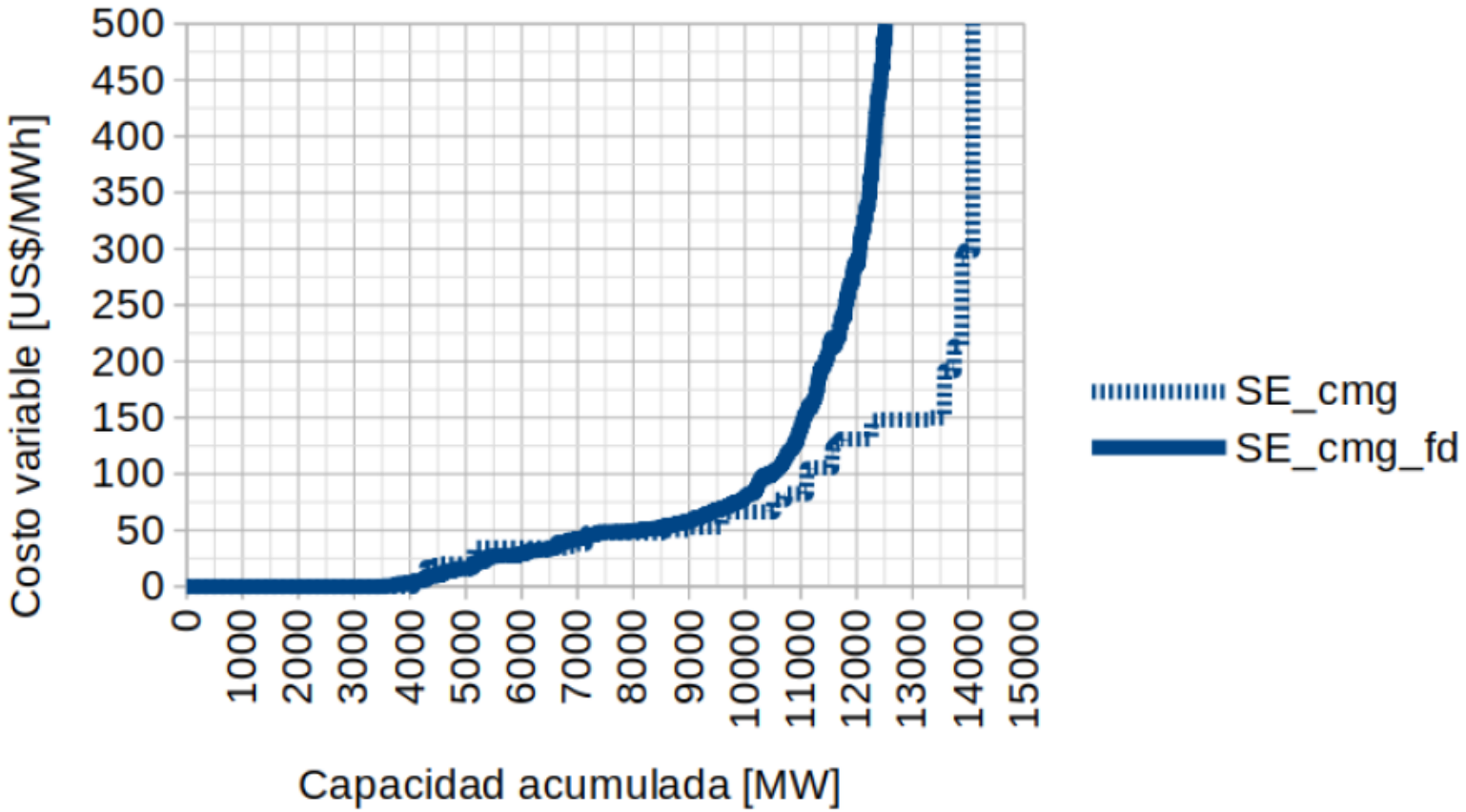
- Analizando cada tecnología por separado
  - Térmicas Flexibles de cv alto
  - Térmicas de Base de cv bajo
  - Térmicas autodespachadas de cv nulo
- Analizando un sistema y modelando cuántas:
  - Térmicas Flexibles de cv alto
  - Térmicas de Base de cv bajo
  - Térmicas autodespachadas de cv nulo

Modelado de un Sistema



Simulación detallada de las Térmicas del SE de Brasil. Sala con solo Térmicas con sus respectivos cv y fd y una Demanda creciente hasta llegar a FALLA. Curva continua con fd real y curva punteada con df=1.

Modelado de un Sistema



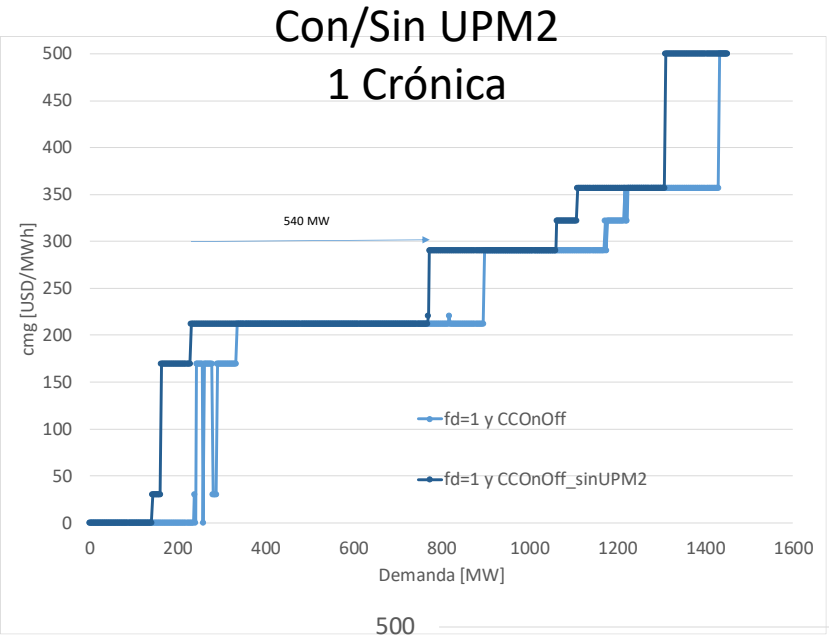
Tipo	cv [USD/MWh]	PMAx/UI [MW]	fd [pu]	UI [pu]	Ptotal [MW]
Autodespachada	0	400	0.85	10	4000
Base 0<cv<150 USD/MWh	50	700	0.85	10	7000
Flexible cv>150 USD/MWh	150	300	0.85	10	3000
					14000

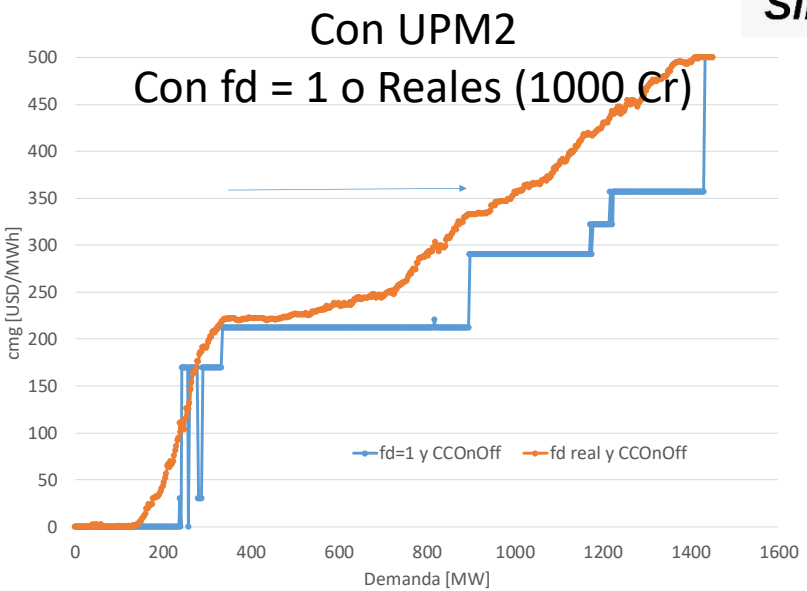
Ejemplo 1 de UY – Sala ADME PES

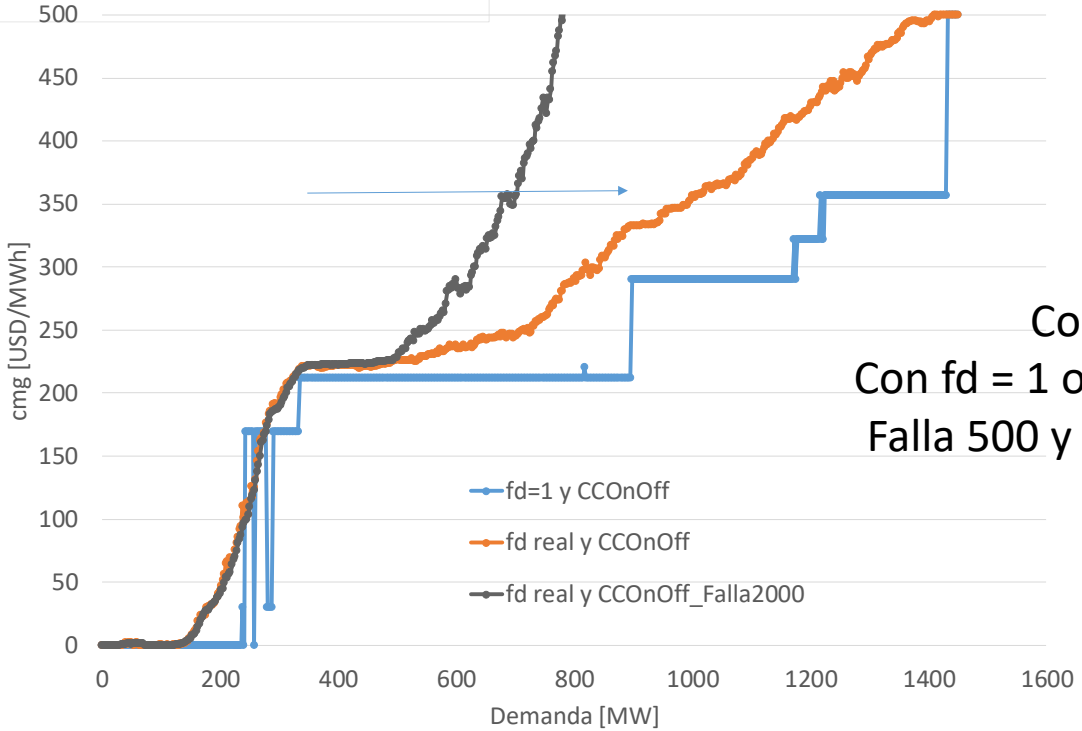
- Simulación horaria de enero de 2023
- Solo se dejan las Térmicas
- Demanda sube de 0 a 1500 MW a razón de 2.5 MW/h
- Falla de 500 USD/MWh
- Sin Indexado de iGO
- Con fd reales o con fd=1
- Con/sin modelo de UPM2 (cegh)(modelo de térmica con potencia y cv variable)
- Con el CC como Térmica con On/Off por paso

rePES_2022-08-2_diaria_EquivalTermico_depurado.zip

Tipo	Nombre	Páx[MW]	CV_Medio[USD/MWh]	CV_Incremental[USD/MWh]	FDisp[p.u.]	UOper	UInst
TGTer_Basico	Alur	3.1	0.01	0.01	1	1	1
TGTer_Basico	Arboreto	0.3	0.01	0.01	1	1	1
TGTer_Basico	Bioener	10	30	30	1	1	1
TGTer_Basico	CTR	100	349.9	349.9	1	2	2
TGTer_OnOffPorPaso	Ciclo540	540	206	206	1	1	1
TGTer_Basico	Dank	4.4	0.01	0.01	1	1	1
TGTer_Basico	Fenirol	9.5	30	30	1	1	1
TGTer_Basico	Galofer	12.5	0.01	0.01	1	1	1
TGTer_Basico	Las_Rosas	0.2	0.01	0.01	1	1	1
TGTer_Basico	Liderdat	2.5	220.2	220.2	1	1	1
TGTer_Basico	Lumiganor	20	0.01	0.01	1	0	0
TGTer_Basico	Montes_del_Plata	100	0.01	0.01	1	1	1
TGTer_Basico	Motores	10	157	157	1	7	7
TGTer_Basico	PTI_1-6	48	279	279	1	6	6
TGTer_Basico	PTI_7-8	24	312.7	312.7	1	2	2
TGTer_Basico	UPM	15	0.01	0.01	1	1	1
TGTer_Basico_PyCVariable	UPM2-				1	1	1
TGTer_Basico	Uruply	5	0.01	0.01	1	1	1
TGTer_Basico	Zenda_GN	0.8	0	0	1	0	0







Con UPM2
Con fd = 1 o Reales (1000 Cr)
Falla 500 y 2000 USD/MWh

Ejemplo 2 de Modelado de una Tecnología

- Demanda estructural equivalente a Salas ADME.
  - 12.119 GWh en 2024 y 14.156 GWh en 2033
- Demanda plana Adicional prevista por ADME:
  - 100 MW en 2024 y 150 MW en 2025
  - Se asumen que los 50 MW planos previstos por ADME para el año 2023 se verifican.
- Hidráulica
  - Salto Grande, Palmar y Bonete con “embalse”.
  - Baygorria de “pasada”.
- 1500 MW de Eólica y 230 MW de Solar.
- Térmicas (modelo simplificado equivalente a Salas ADME con CTR, Motores y PT 1-8)
  - TGs 6 x 97 = 582 MW
    - fd de 77 % y cv de 150 USD/MWh @ 50 USD/bbl, 100 % indexado con petróleo
  - CC de 540 MW (con prendido y apagado en el paso semanal).
    - cv de 104 USD/MWh @ 50 USD/bbl, 100 % indexado con petróleo
- Biomasa Auto Despachada (modelo simplificado equivalente a salas ADME)
  - TGs 5 x 59/65/69 = 295/325/345 MW para los años 2024/2025/2026 con fd de 80 %.
- Escalones de Falla:
  - Primero de 5 % a 1000 USD/MWh.
  - Segundo del resto a 2000 USD/MWh.

Sala detallada de la Planificación Estacional de ADME

Resumen centrales Térmicas (Botón en el actor Térmicas)

Tipo	Nombre	PMáx[MW]	CV_Med[USD/MWh]	CV_Inc[USD/MWh]	FDisp[p.u.]	UOper	UInst	MW	MW-d
TGTer_Basico	CTR	100		349.9	0.75	2	2	200	150
TGTer_Basico	Liderdat	2.5	220.2	220.2	0.82	1	1	2.5	2.05
TGTer_Basico	Motores	10	157	157	0.75	7	7	70	52.5
TGTer_Basico	PTI_1-6	48	279	279	0.8	6	6	288	230.4
TGTer_Basico	PTI_7-8	24	312.7	312.7	0.8	2	2	48	38.4
					78%			**608.5**	**473.4**

rePES_2022-07-2_semanal_DNCP_7etapas_opt2030_e_oddface_horaria.zip

Variables Globales

SimSEE

Editor - SimSEE - v_iie100.242 (GPLv3, IIE-FING) - rePES_2022-07-2_semanal_DNCP_7etapas_opt2030_e_oddface_horaria.ese

Archivo Herramientas ? Idioma

Notas | Variables Globales | Fuentes | Actores | Archivos | Estados | Mantenimientos | Monitores | SimRes3 | Simulador | ? | Combustibles | CO2 | Flucar | Cluster | ADME | Consola

Horizonte de tiempo

	Fecha de Inicio:	Fecha de fin:	
Optimización:	01/01/2023 00:00	31/12/2026 00:00	Huso horario: -3
Simulación:	01/01/2023 00:00	31/12/2026 00:00	Horizonte de guarda para simulación: 01/01/2023 00:00

Paso de tiempo

Unidades del paso de tiempo: ○ Horas ◉ Minutos

Duración del paso [minutos]: 60

Informativo.

Duración del paso del tiempo [h]: 1 Pasos de optimización: 35040 Pasos de simulación: 35040

Max. Muestreo: paso horario…

SimRes3

Edición de histograma

Datos

Variable Crónica: p_TGFlex

Nombre de la Hoja: p_TGFlex

Título: p_TGFlex

Unidades: MW

Dígitos: 3 Decimales: 2

Opciones

☐ Imprimir Todas las Probabilidades?

☑ Imprimir Promedio?

Tipo de impresión: ◉ Probabilidad de Excedencia.

Métrica: Prob. Exce. de 2 % y 98 % de la **PMaxDisponible**

Impresión de Probabilidades Aisladas

Cantidad: 2

0.02 | 0.98

Guardar Cancelar

Edición de índice

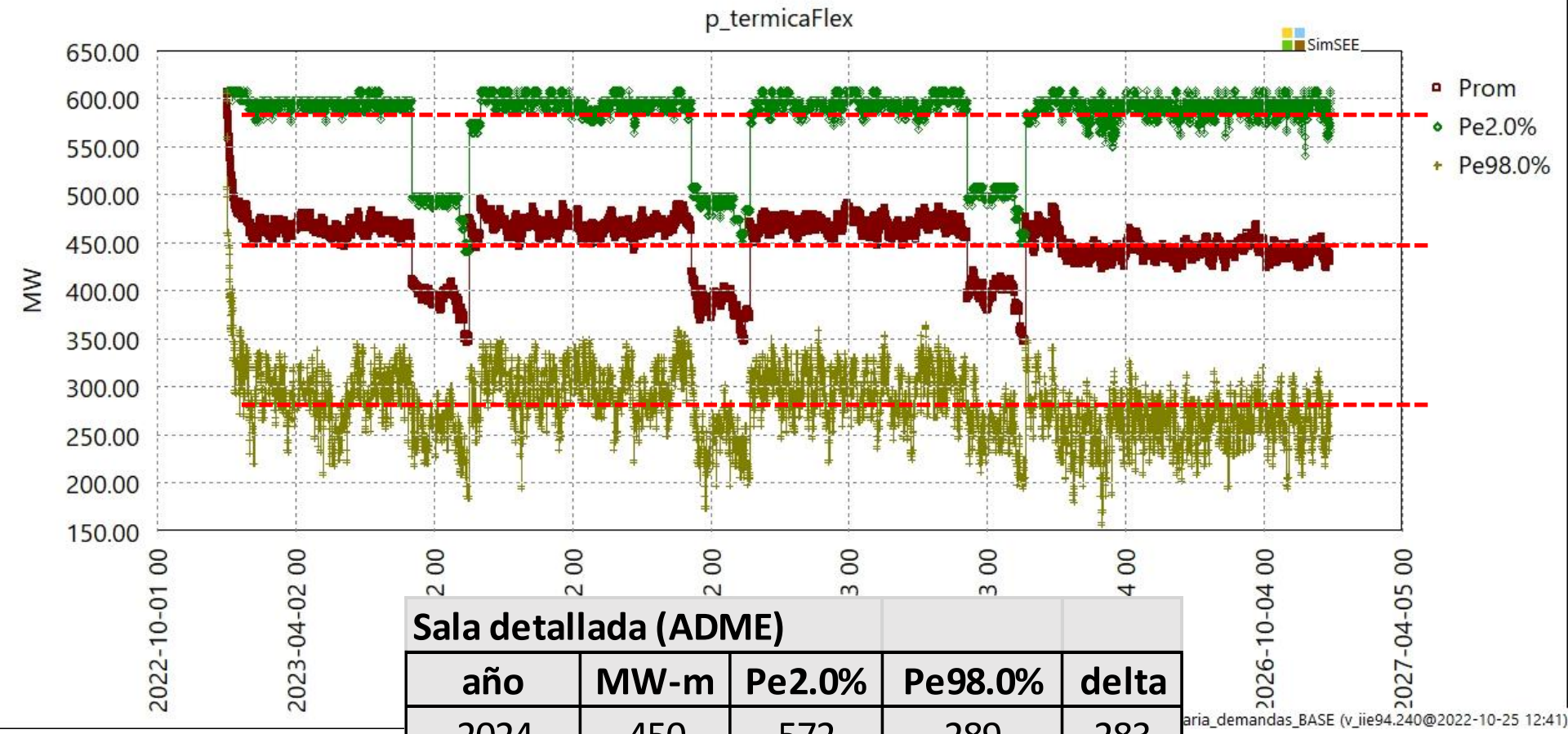
Nombre: Idx_PMaxDisponible_TerFlexTG

Actor: TerFlexTG

Variable: PMaxDisponible

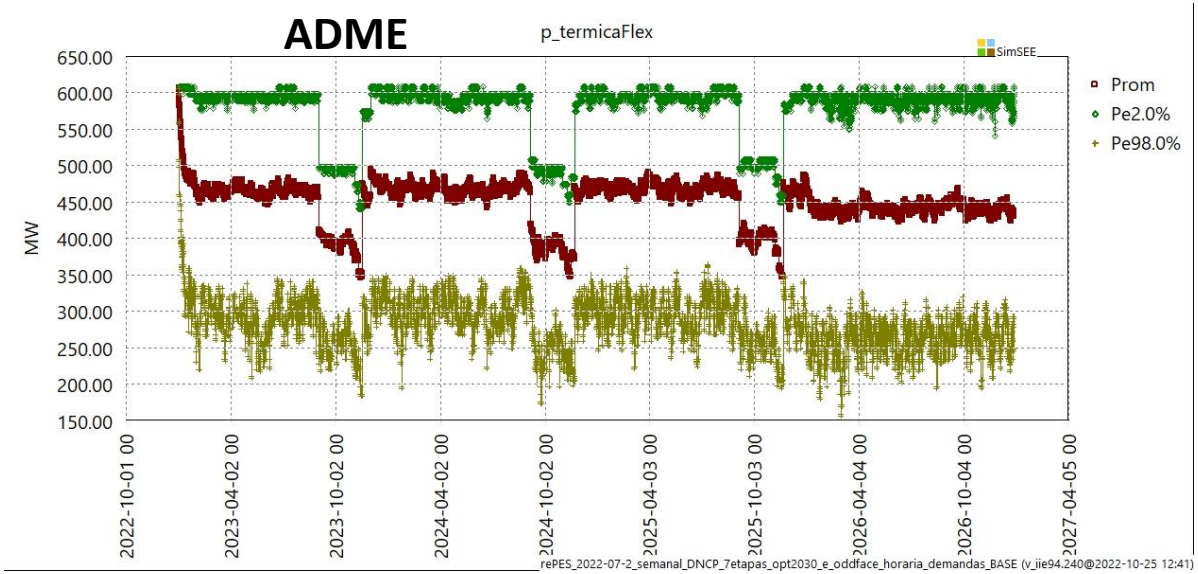
SimRes Nº: 1

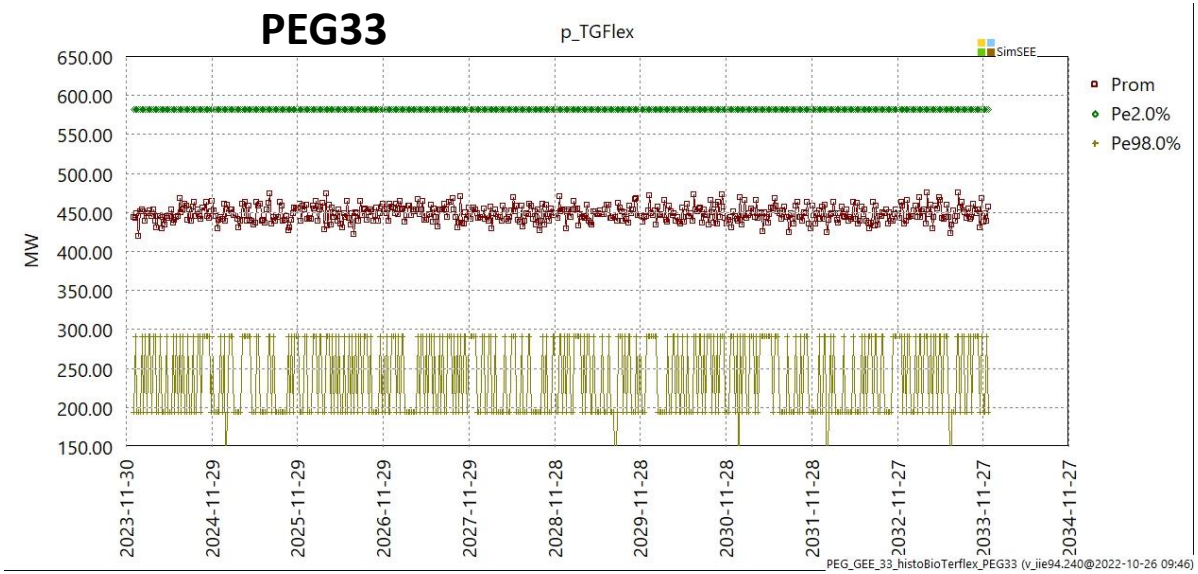
ADME y TG´s



Sala detallada (ADME)				
año	MW-m	Pe2.0%	Pe98.0%	delta
2024	450	572	289	283
2025	453	574	287	287
2026	442	591	260	331
	448	**579**	**279**	**300**
Máquina mas grande del sistema (PM)				**100**

ADME y Modelo Simplificado de TG´s





Sala detallada (ADME)

año	MW-m	Pe2.0%	Pe98.0%	delta
2024	450	572	289	283
2025	453	574	287	287
2026	442	591	260	331
	448	**579**	**279**	**300**
Máquina mas grande del sistema (PM)				**100**

Modelo rápido

Mismos PMAX y MW-m + N = PMAX/PM

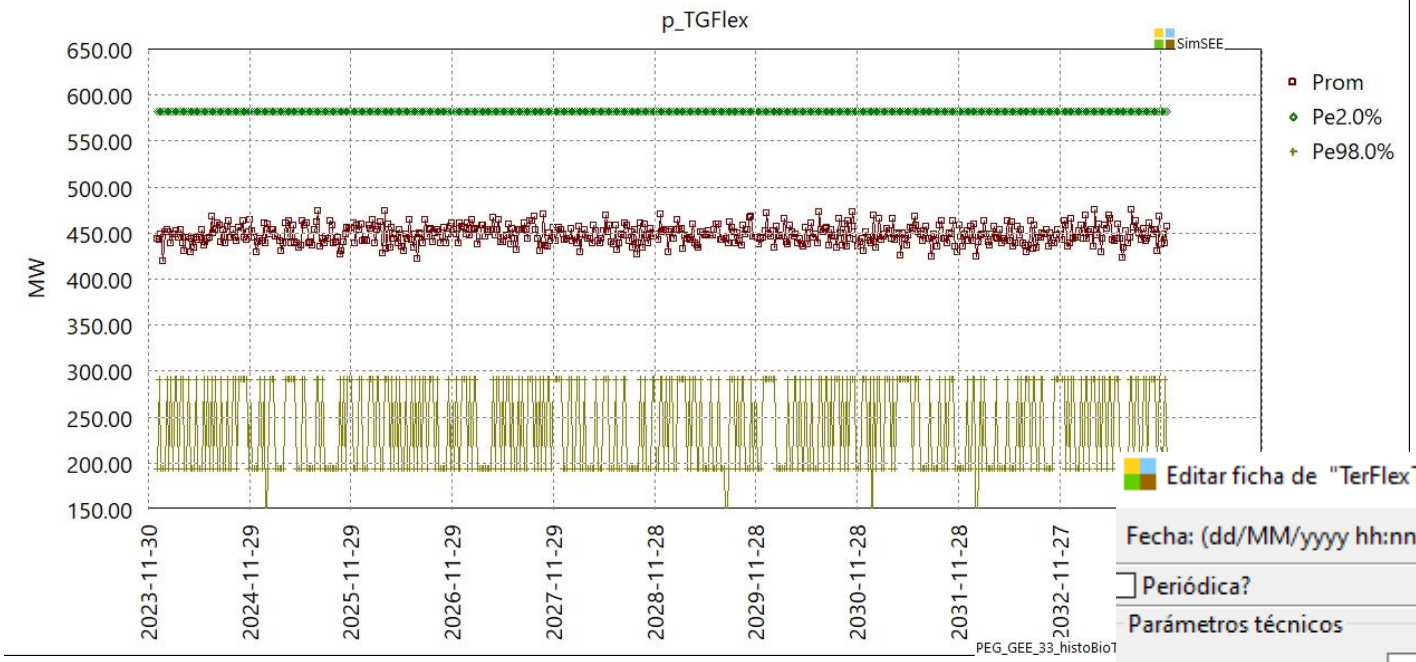
año	MW-m	PMAX	fd	N
2024	448	579	77%	5.79
2025	448	579	77%	5.79
2026	448	579	77%	5.79

Sala PEG33

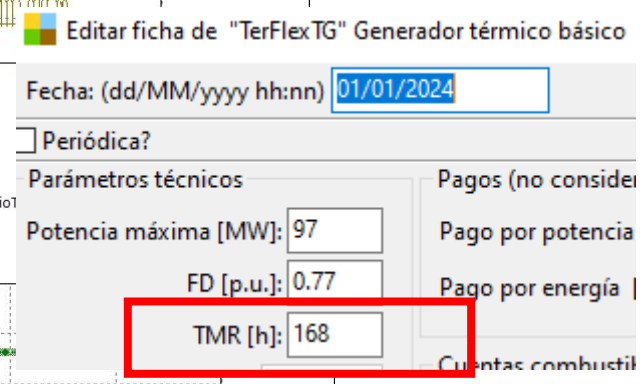
Punit	fd	N*
97	77%	6.0

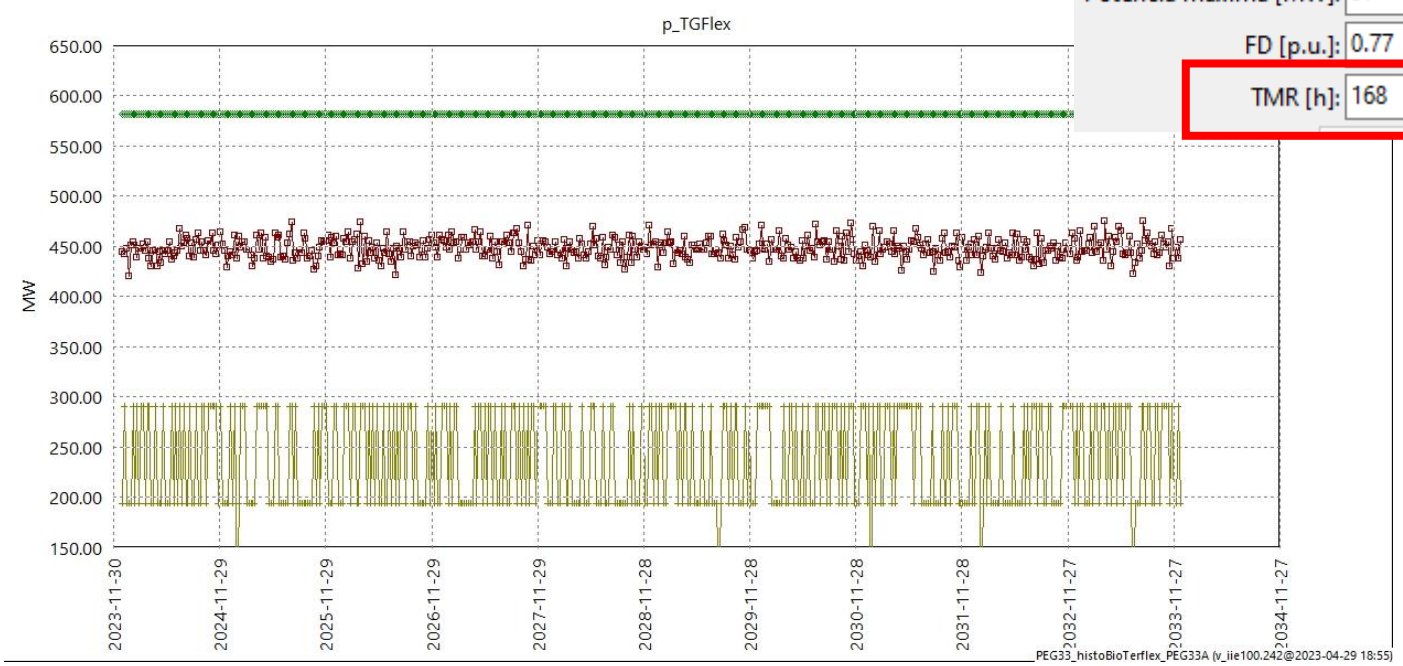
Resultado en la sala PEG33

	MW-m	Pe2.0%	Pe98.0%	delta
2024	450	582	243	207
2025	449	582	242	207
2026	447	582	237	210
	449	**582**	**241**	**208**

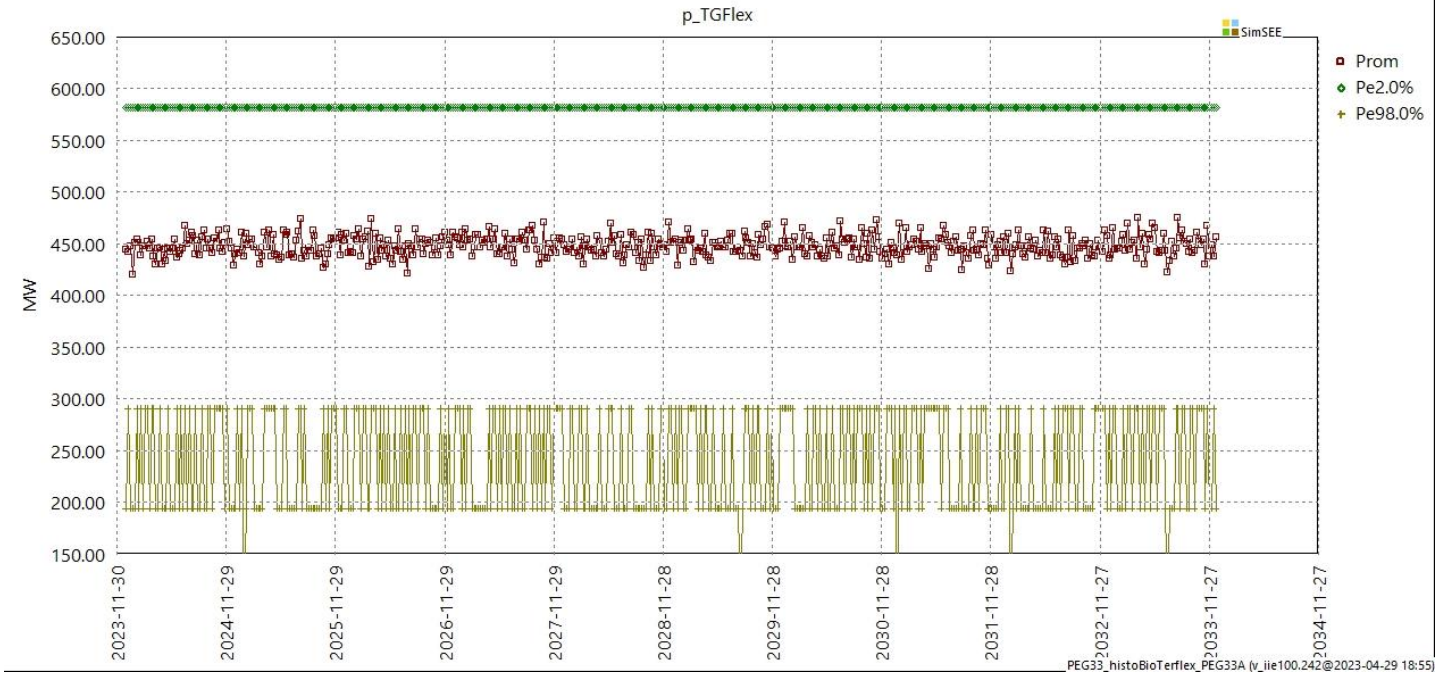


¿Horaria?

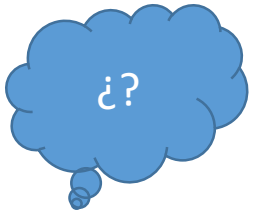


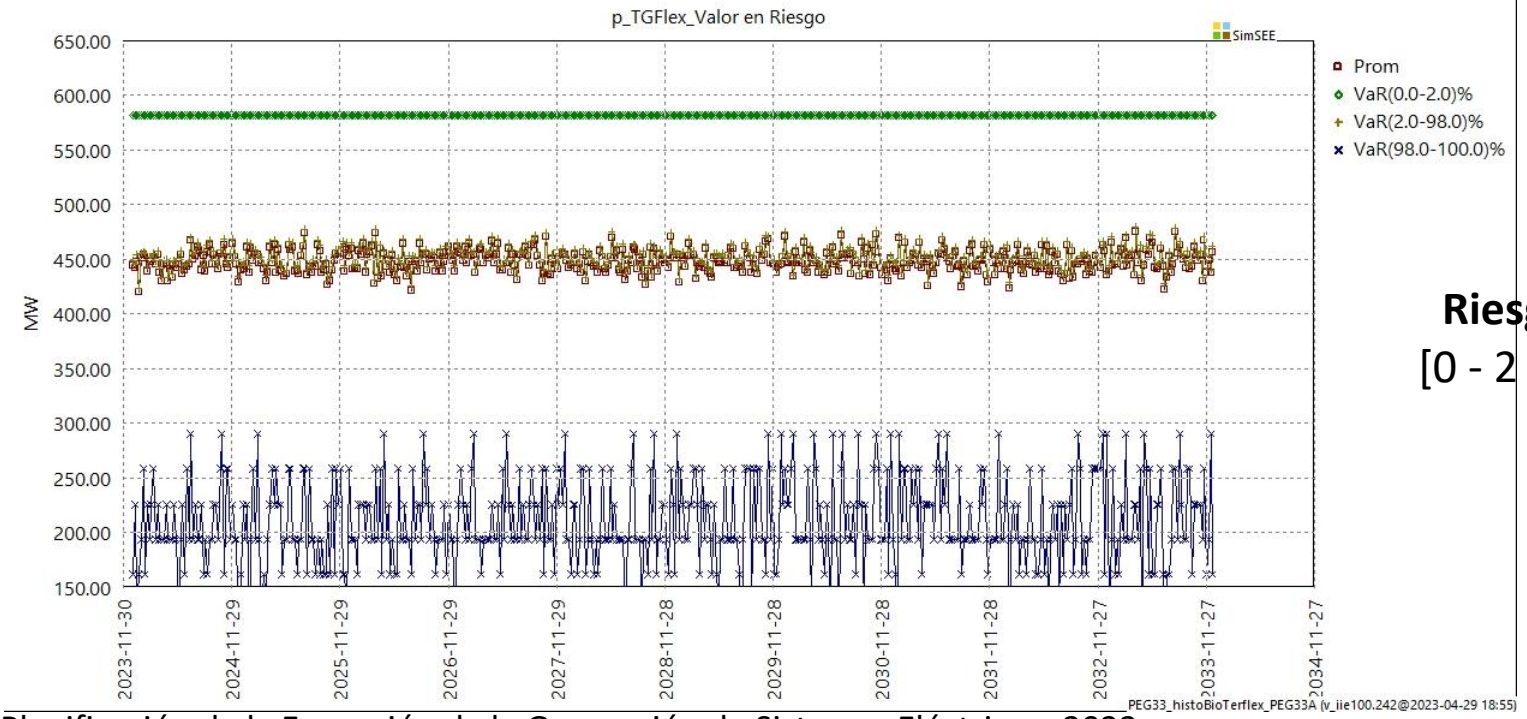


Semanal

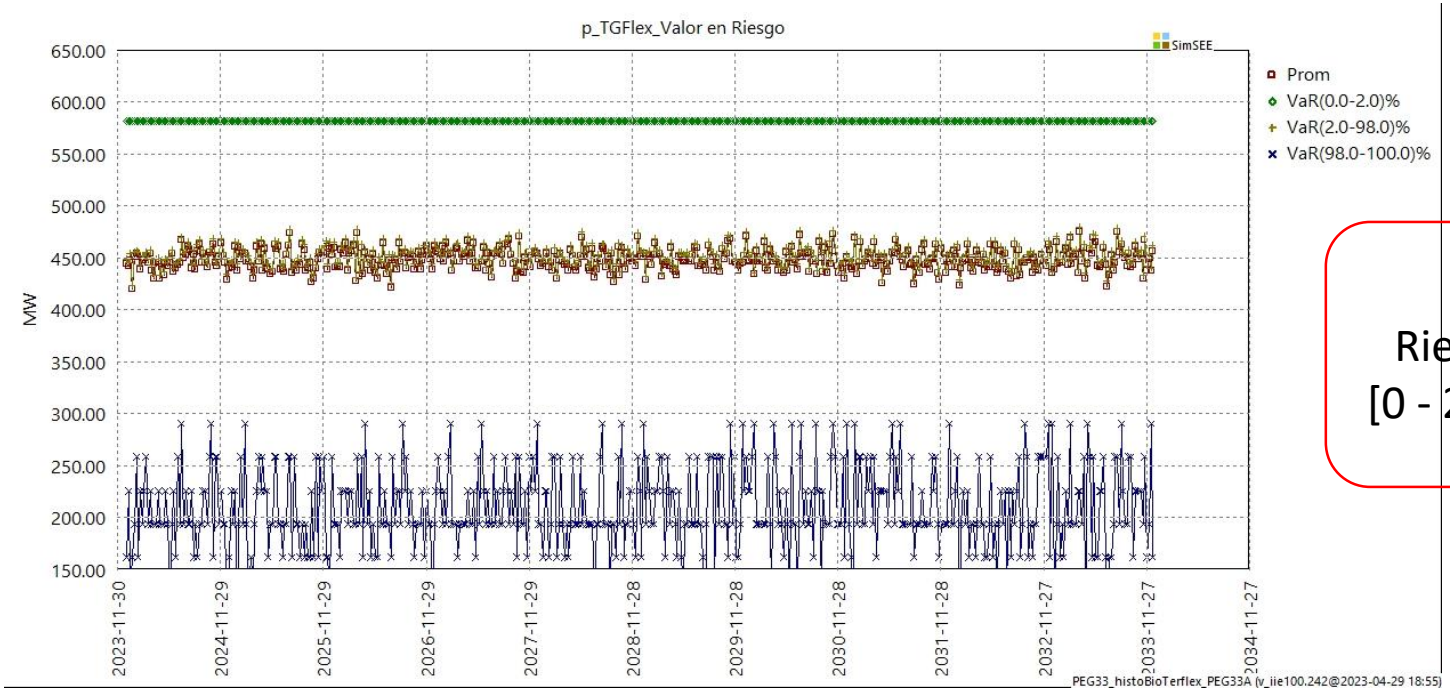


Semanal
Excedencia
2 %, 98 %

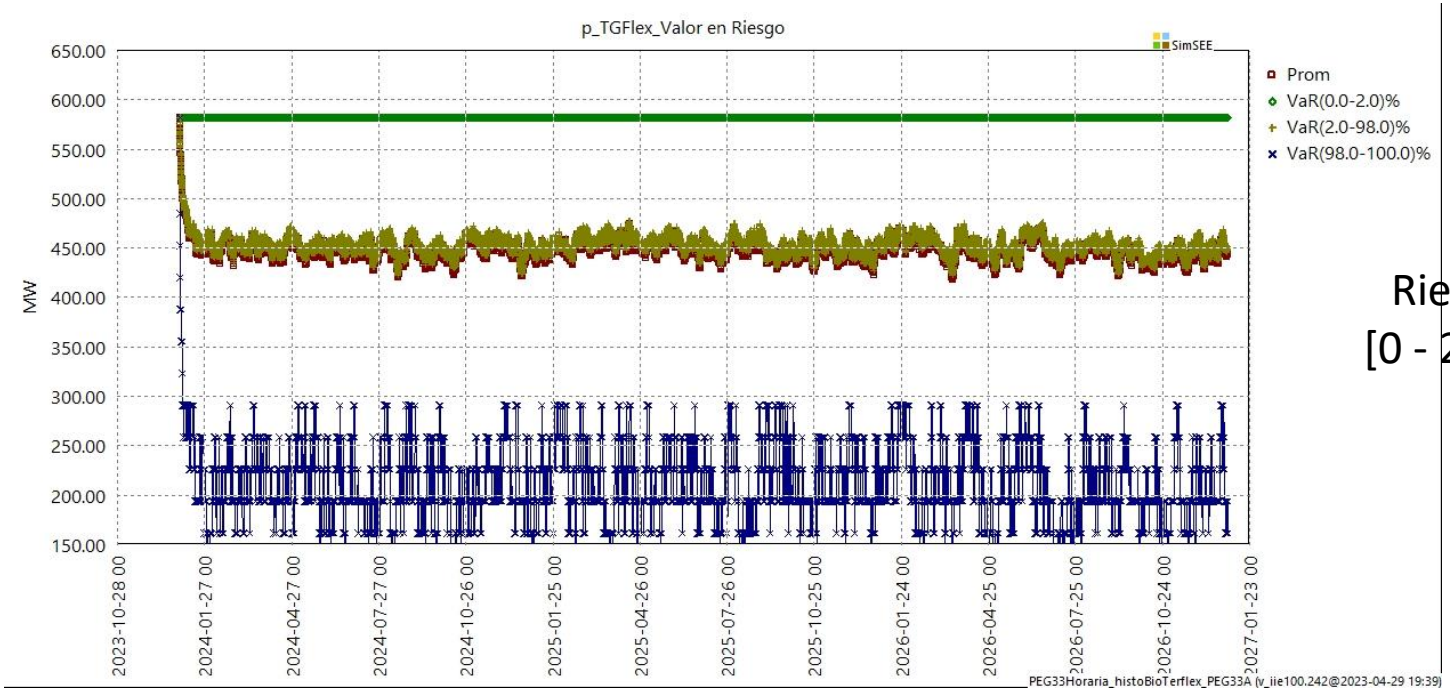




Semanal
Riesgo Condicionado
[0 - 2 %], [98 % - 100 %]



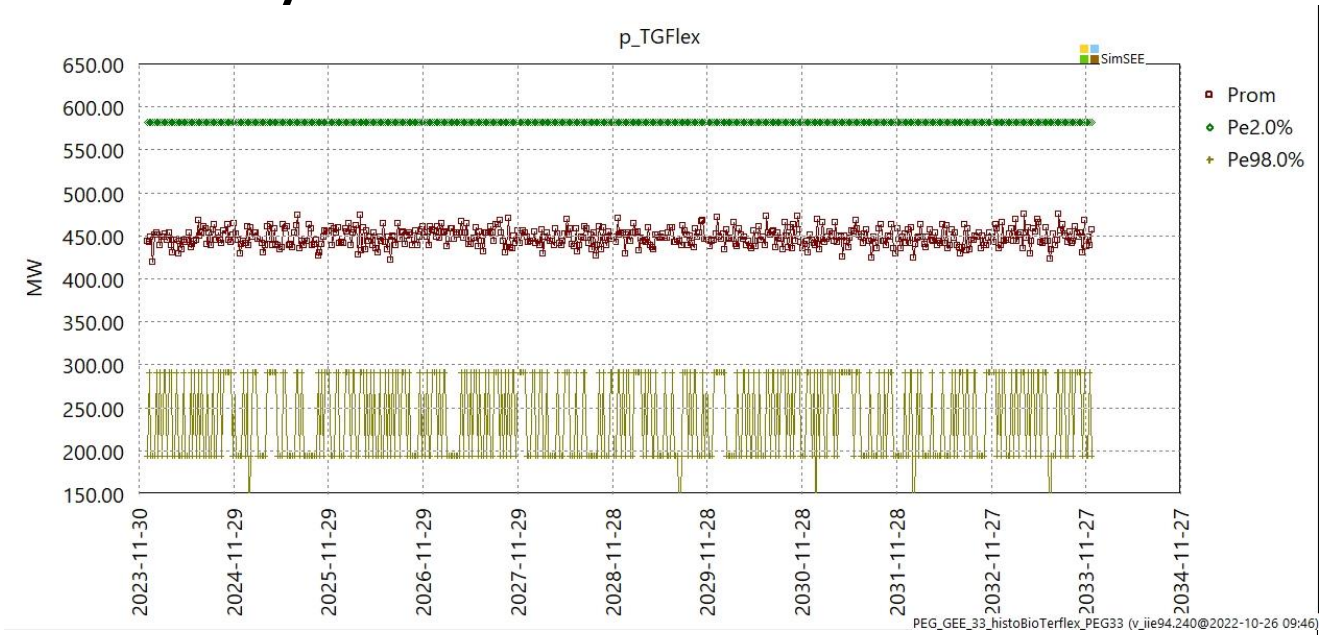
Semanal
Riesgo Condicionado
[0 - 2 %], [98 % - 100 %]



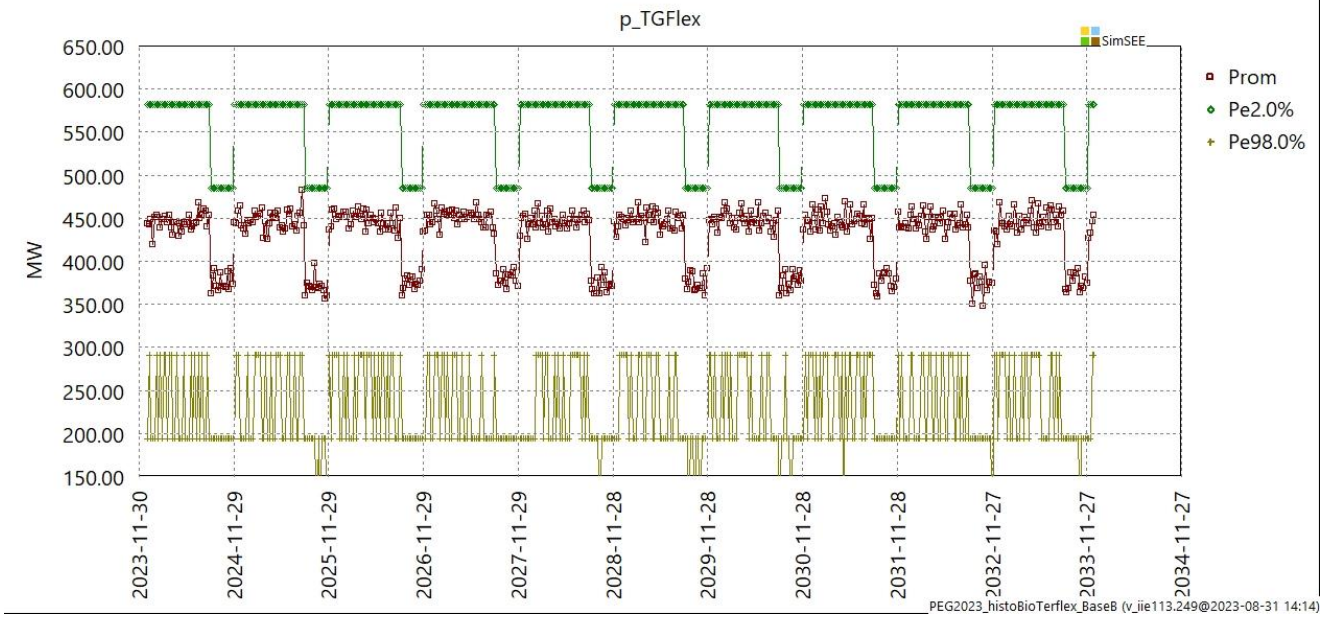
Horaria
Riesgo Condicionado
[0 - 2 %], [98 % - 100 %]

PEG33 y Sala 2023 del Curso

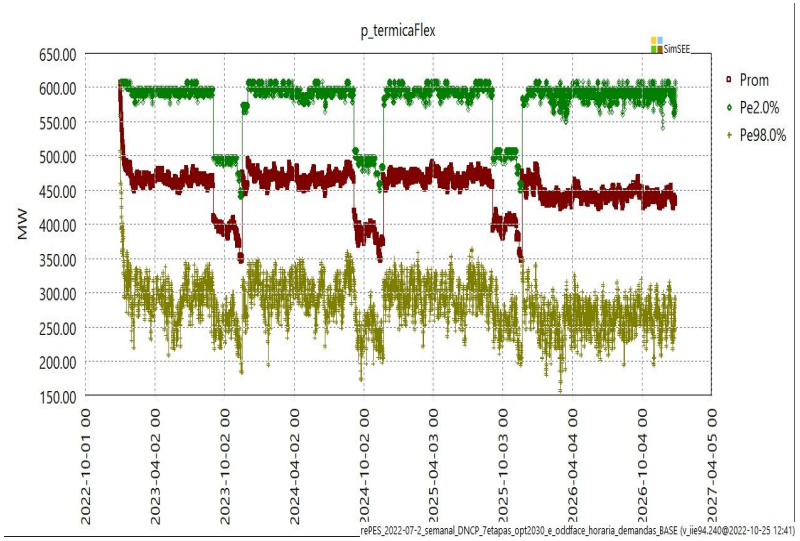
PEG33



PEGSE2023

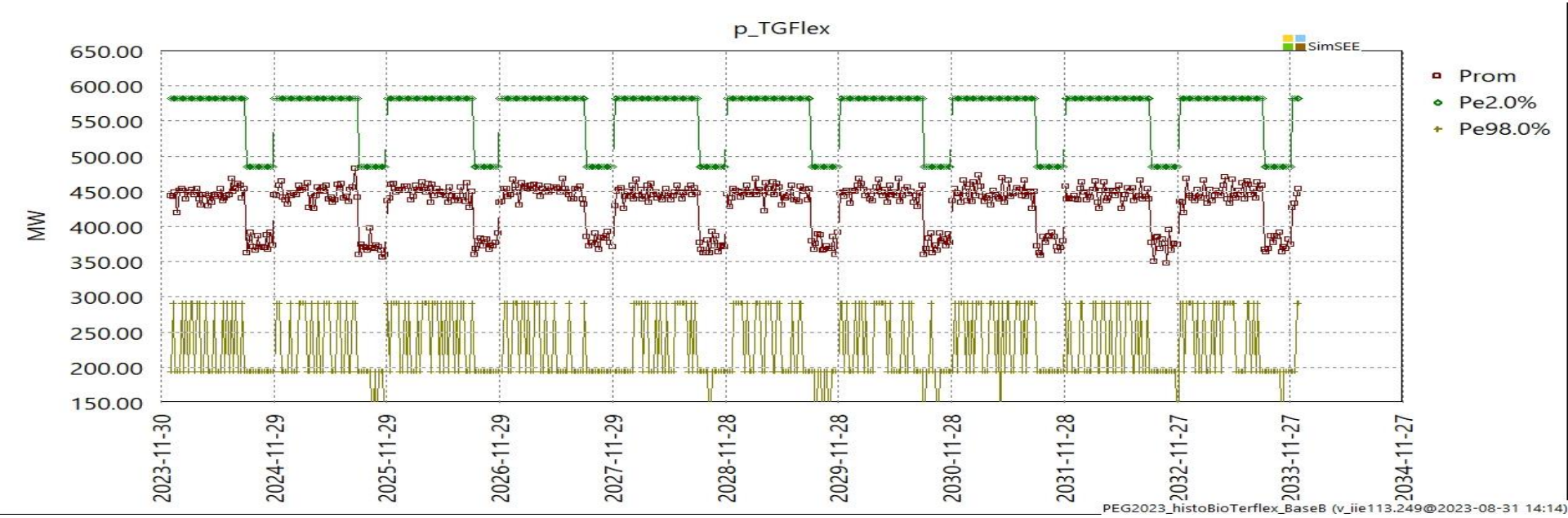


ADME y Sala 2023 del Curso



ADME 2022

PEGSE2023



Derating Térmico

Sacar la Capa 15

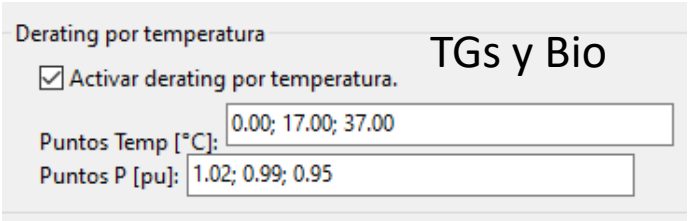
En SimSEE se modela la dependencia de la Potencia máxima generable por las unidades TG del Ciclo Combinado y Punta del Tigre 1-6 con la temperatura ambiente según la ec. 1.

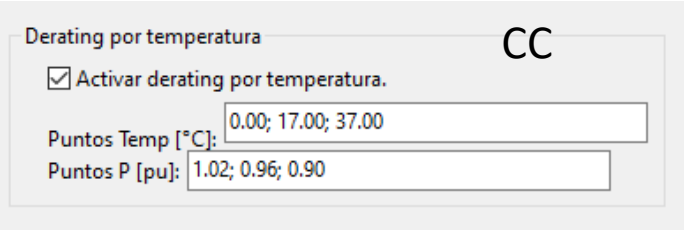
$$P_{TG}^{Max}(T) = N_{TG} P_{TG}^{Max} min(1, PD(T)) \qquad (1)$$

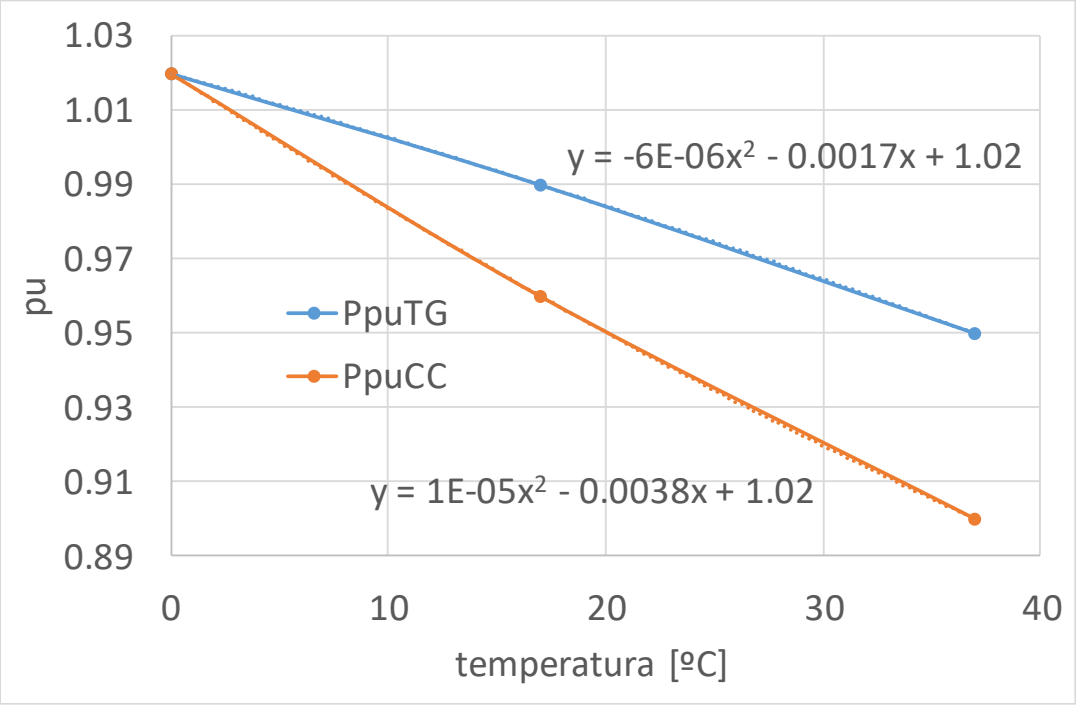
Siendo:

- P_{TG}^{Max} : Potencia máxima nominal de las unidades Turbo Gas.
- N_{TG} : Unidades disponibles Turbo Gas.
- $PD(T) = a \times T^2 + b \times T + c$: Polinomio de 2do grado que modela el derating de la potencia máxima entregable por las TG en función de la temperatura ambiente. Los coeficientes del polinomio se calculan para ajustarse a los puntos de Temperatura y Potencia en p.u. ingresados en el formulario del actor.

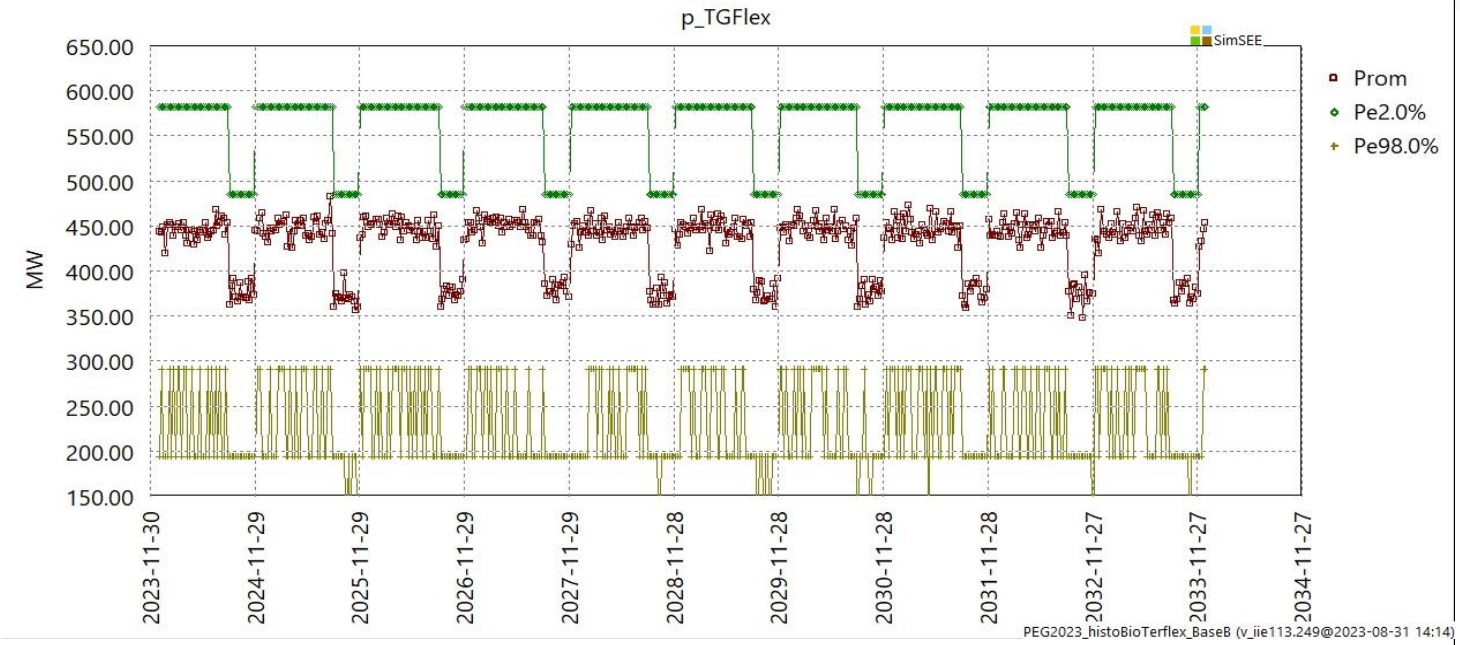
T	PpuTG	PpuCC
0	1.02	1.02
17	0.99	0.96
37	0.95	0.9



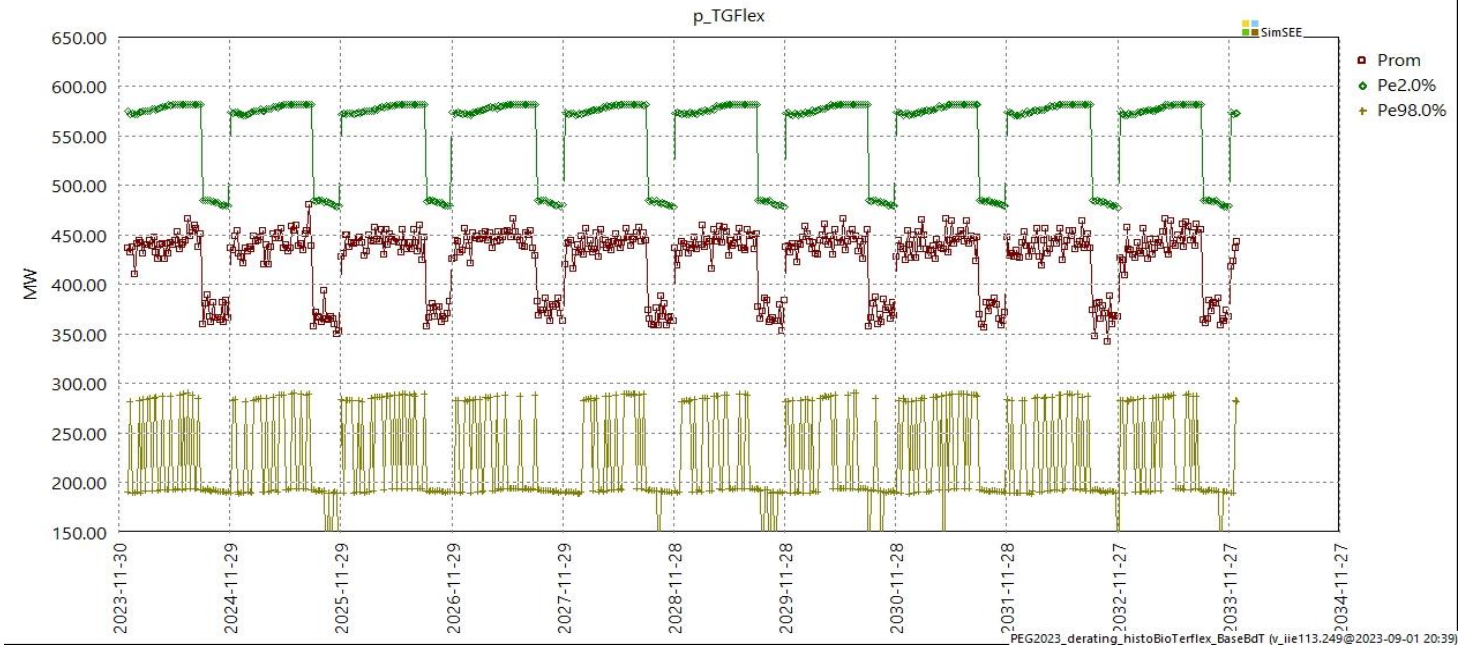


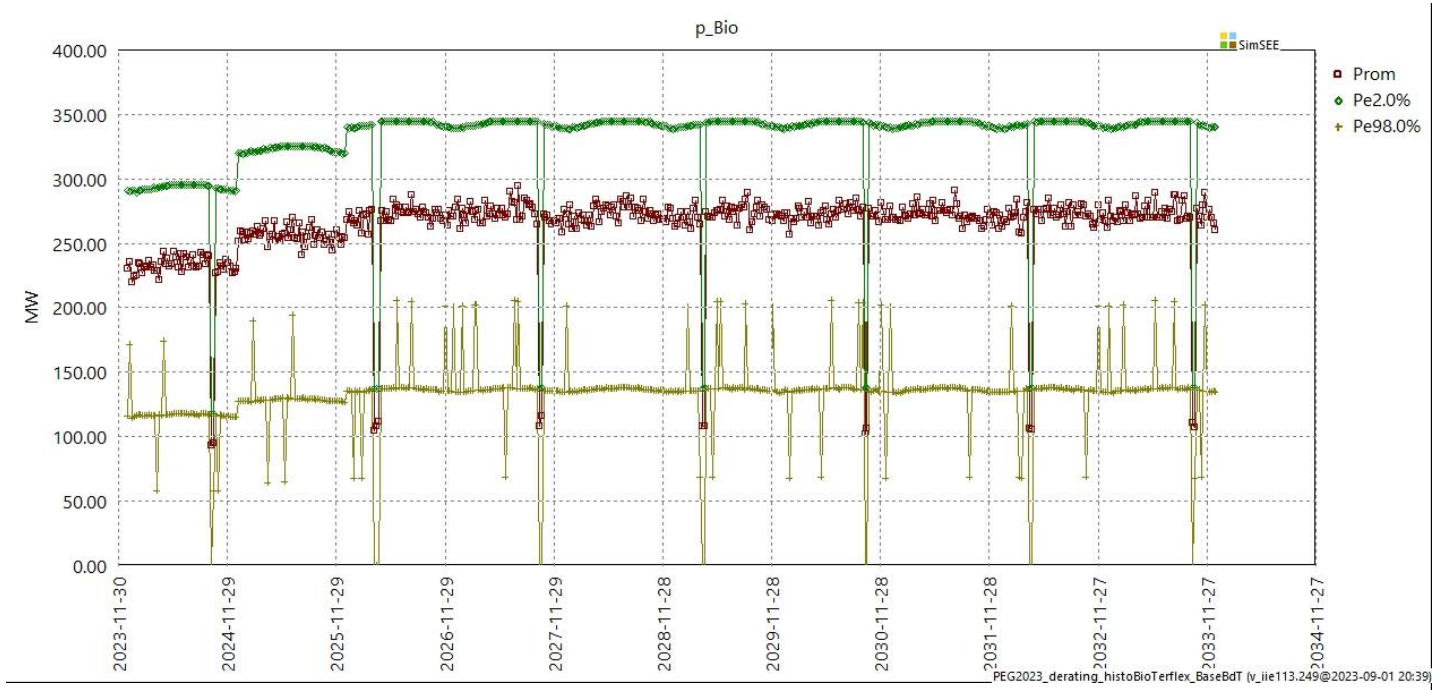


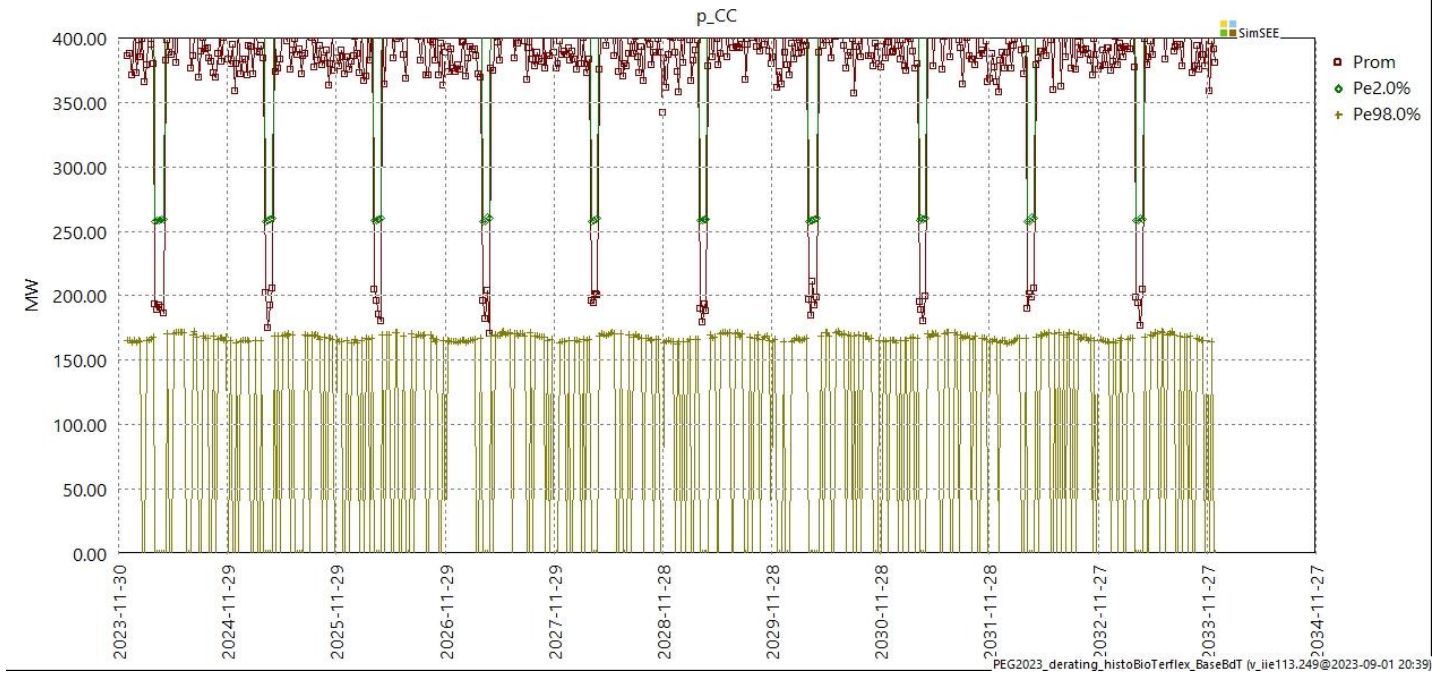
SIN dT


p_TGFlex
SimSEE
Prom
Pe2.0%
Pe98.0%
MW
650.00
600.00
550.00
500.00
450.00
400.00
350.00
300.00
250.00
200.00
150.00
2023-11-30
2024-11-29
2025-11-29
2026-11-29
2027-11-29
2028-11-28
2029-11-28
2030-11-28
2031-11-28
2032-11-27
2033-11-27
2034-11-27
PEG2023_histoBioTerflex_BaseB (v_iie113.249@2023-08-31 14:14)

CON dT


p_TGFlex
SimSEE
Prom
Pe2.0%
Pe98.0%
MW
650.00
600.00
550.00
500.00
450.00
400.00
350.00
300.00
250.00
200.00
150.00
2023-11-30
2024-11-29
2025-11-29
2026-11-29
2027-11-29
2028-11-28
2029-11-28
2030-11-28
2031-11-28
2032-11-27
2033-11-27
2034-11-27
PEG2023_derating_histoBioTerflex_BaseBdT (v_iie113.249@2023-09-01 20:39)


p_Bio
SimSEE
Prom
Pe2.0%
Pe98.0%
MW
400.00
350.00
300.00
250.00
200.00
150.00
100.00
50.00
0.00
2023-11-30
2024-11-29
2025-11-29
2026-11-29
2027-11-29
2028-11-28
2029-11-28
2030-11-28
2031-11-28
2032-11-27
2033-11-27
2034-11-27
PEG2023_derating_histoBioTerflex_BaseBdT (v_iie113.249@2023-09-01 20:39)


p_CC
SimSEE
Prom
Pe2.0%
Pe98.0%
MW
400.00
350.00
300.00
250.00
200.00
150.00
100.00
50.00
0.00
2023-11-30
2024-11-29
2025-11-29
2026-11-29
2027-11-29
2028-11-28
2029-11-28
2030-11-28
2031-11-28
2032-11-27
2033-11-27
2034-11-27
PEG2023_derating_histoBioTerflex_BaseBdT (v_iie113.249@2023-09-01 20:39)