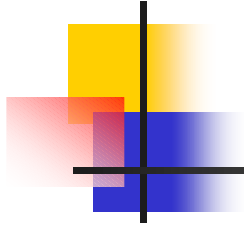


Influencia de los valores del Costo de Falla sobre la Política de Operación del Embalse de Terra.

Marisa León, Sergio Pérez, Álvaro Brandino



- Planteo del Problema
- Metodología e Hipótesis
- Resultados



Planteo

- Este trabajo surge como interés de realizar un aporte a la reflexión sobre las consecuencias que tiene el valor del Costo de Falla en la gestión del Sistema Hidrotérmico Uruguayo



El CdF

- Costo de Falla (CdF): “medida del daño económico que sufren los consumidores frente a situaciones en las cuales resulta energía eléctrica deficitaria o no suministrada”.
- Se trata de una Magnitud es no observable, y por lo tanto debe “descubrirse”.



Métodos para la estimación del CdF

- Econométricos
- Directos
- Implícito
- Métodos directos- encuestas a usuarios:
 - Residenciales
 - Industriales
 - Otros (comerciales, alumbrado público, etc.)
- CdF agregado: depende de las estrategias definidas respecto a los cortes al suministro



En qué problemas interviene el CdF?

- Asociados a la Gestión del Sistema Inteconectado:
 - En las decisiones de operación
 - En el análisis de estrategias de expansión
- Adicionalmente es una magnitud utilizada por reguladores para dar señales a los agentes:
 - A Generadores: para la disponibilidad de energía, a través del precio spot
 - A Distribuidores: en la calidad del servicio, a través de las compensaciones a devolver.



CdF en la Normativa Actual

- El RMM del MMEE, establece que el CdF deberá ser utilizado para la optimización de largo y mediano plazo y el cálculo del valor del agua. Estableció valores de partida (fecha 2002), a saber:

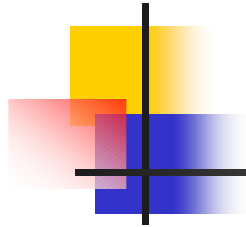
Unidades de Falla	Características	Costo de Falla
De 0 a 5 % de la Dem	Restricciones Vol.	140 USD/MWh
De 5 a 12.5 de la Dem	Restricciones Obligatorias	400 USD/MWh
De 12.5 a 20% Dem	Cortes Programados	1200 USD/MWh
De 20 a 100% Dem	Colapso del Sistema	2000 USD/MWh



El CdF y la Política de Operación del Sistema

- El operador del Sistema se enfrenta en cada instante al problema de cómo satisfacer la demanda dentro de determinadas condiciones de desempeño al menor costo posible.
- En nuestro caso, y teniendo en cuenta las características actuales del Sistema Interconectado Uruguayo, la principal incertidumbre a resolver es en qué medida utilizar las reservas hidráulicas almacenadas.

La política de Operación



- Para ello se debe resolver el problema del despacho económico, que en forma simplificada es minimizar:

$$CF(x, U_k, R_k, k) = \sum_{j=k}^{\infty} q^{j-k} \cdot CE(x_j, u_j, r_j, j)$$

$$U_k = \{u_k, u_{k+1}, \dots\}$$

$$R_k = \{r_k, r_{k+1}, \dots\}$$

U entradas de control

R entradas no controladas

q tasa de descuento.

En el costo de la etapa, las unidades de falla aparecerán como unidades térmicas con sus respectivos costos variables y potencias máximas.

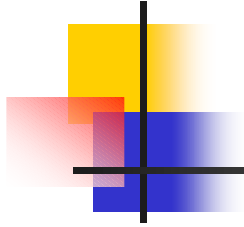
Metodología e hipótesis



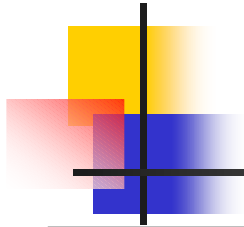
- Para evaluar la influencia del CdF en la operación del SINU:
 - Se consideraron 10 cuaternas de CdF
 - Se obtuvo la Política de Operación del embalse Dr. G. Terra para cada uno de ellas, considerando el resto de los parámetros del sistema iguales.
 - Se simuló la gestión sistema para un horizonte anual.
 - Se compararon resultados

Principales Hipótesis y parámetros

Sala de Juegos:		Bajo Crecimiento de la Demanda			
No.Postes	4	Paso de tiempo	168 horas		
Inicio Simulación	01/01/2008	Fin Simulación	01/01/2009		
Barril Petróleo: 95 U\$\$					



- Demanda 9117 GWh en el año (3.1% sobre 2007).
- Fuentes Aleatorias
- Lluvias, sintetizador: fuentesHidroUY_1VE_BPS50ov3.txt
- Lluvias iniciales: 0 Bonete, 0 Palmar, 750 m³/seg Salto Grande para Uruguay
- Período de Optimización: 1/1/2008 – 31/12/2012
- Período de Simulación : 1/1/2008 -31/12/2009
- Sistema Cerrado, sin intercambios con países vecinos
- Optimización con sorteos
- Simulación sobre sobre 100 crónicas, semilla aleatoria 31



Actores						
Hidráulicos		Térmicos	PMax	CV	Disp.	Comercio Internacional
Bonete	Embalse	Botnia	33.2	6	0.90	Cerrado
Baygorria	Pasada	CB-5ta	75	134	0.90	
Palmar	Pasada	CB-6ta	120	140.6	0.90	
Salto Grande	Pasada	CTR-Gasoil	100	288.2	0.90	
		MTS	0.1	110	0.75	
		PTI_GO	49	232.4	0.90	
		SalaB_FO	50	181.2	0.80	
		TGAA_GO	20	335.03	0.70	

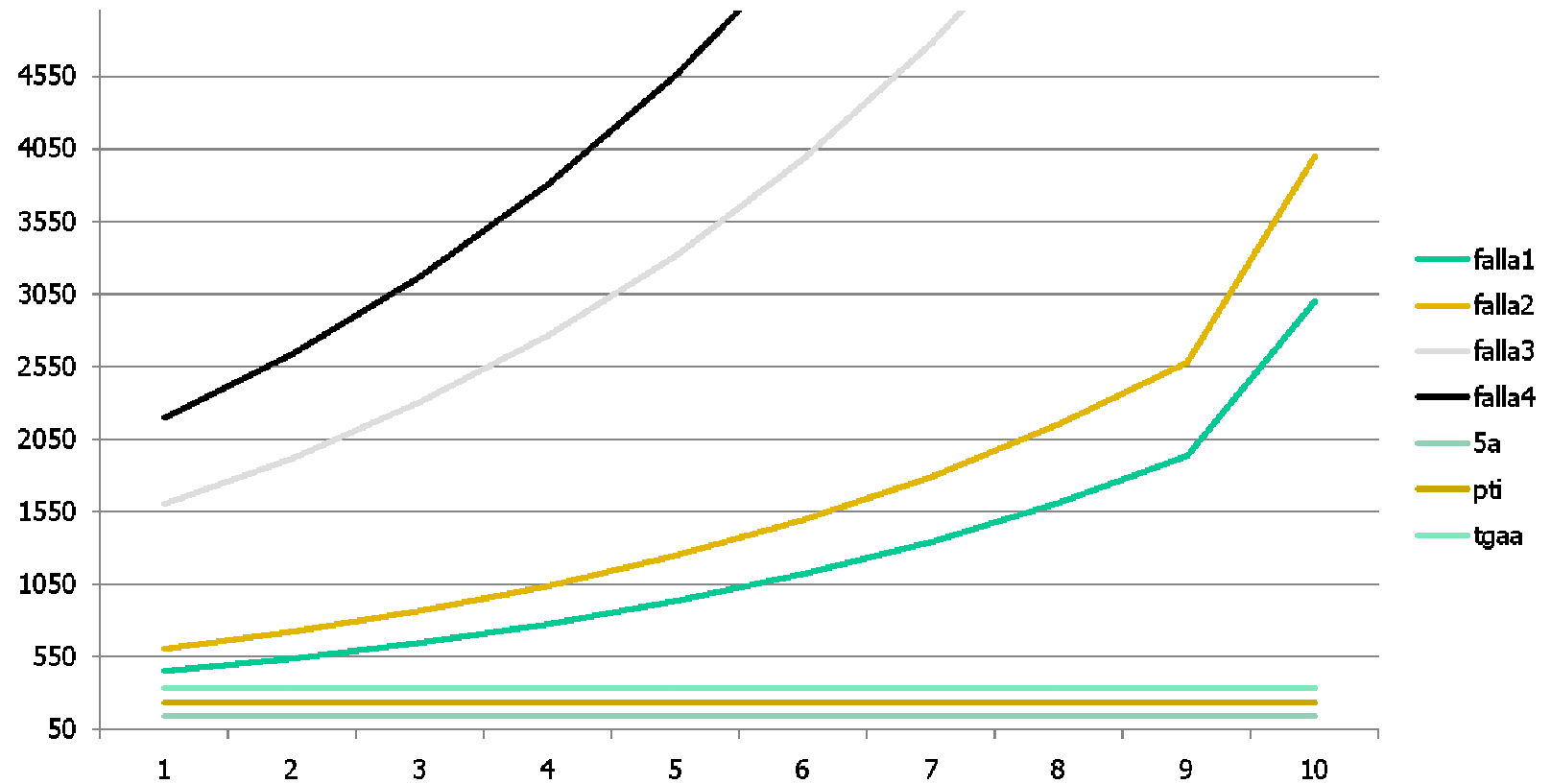


Casos Analizados

Caso	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10
CdF	450	540	648	778	933	1120	1344	1612	1935	3000
p.u.	1.0	1.2	1.4	1.7	2.1	2.5	3.0	3.6	4.3	6.7

CdF: Valores de la Primer Unidad de falla en USD/MWh
Los otros valores de la cuaterna son proporcionales
p.u. : CdF en por unidad del caso 1.

Costos térmicos variables y la falla en USD/MWh

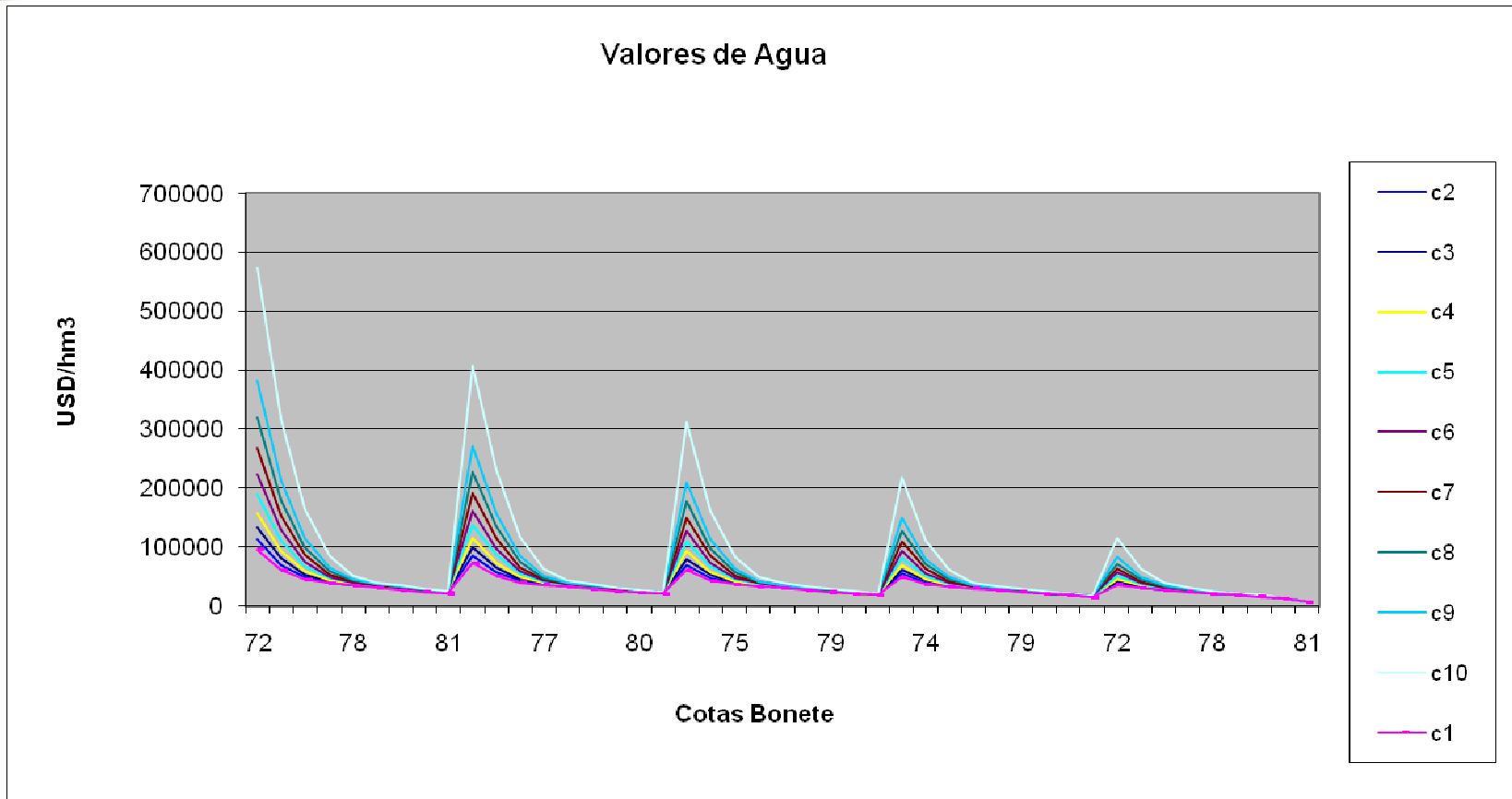




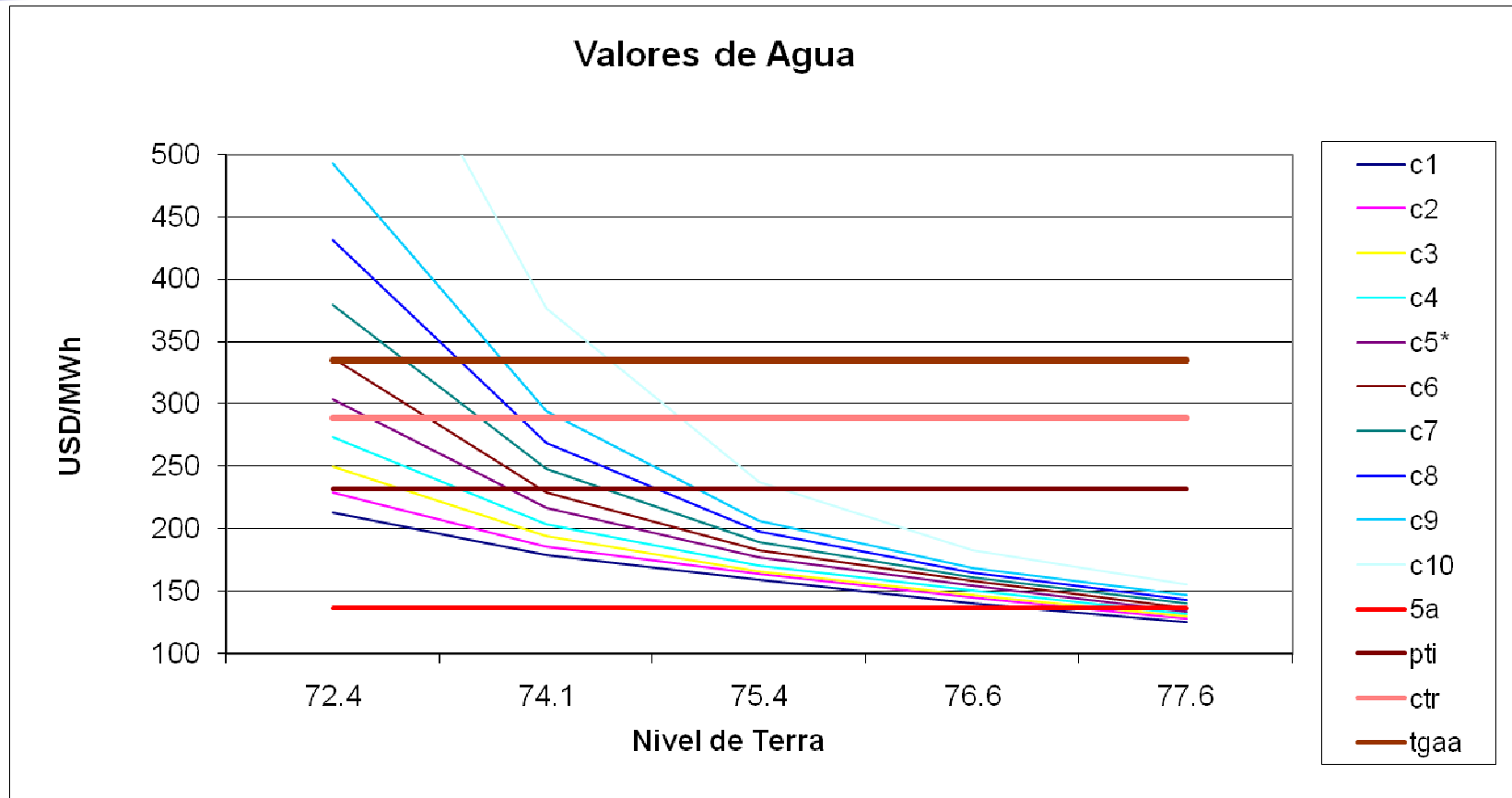
Resultados Obtenidos

- A los efectos de responder las cuestiones formuladas se compararon las siguientes magnitudes:
 - **Valores de Agua del embalse G. Terra**
 - **Generación Hidraulica y Vertimientos Medios en Terra**
 - **Cota mínima en Terra**
 - **Energía de Falla**
 - **Costos Medios (combustible)**
 - **Remuneración Media a Generadores y Costo Marginal del Sistema**

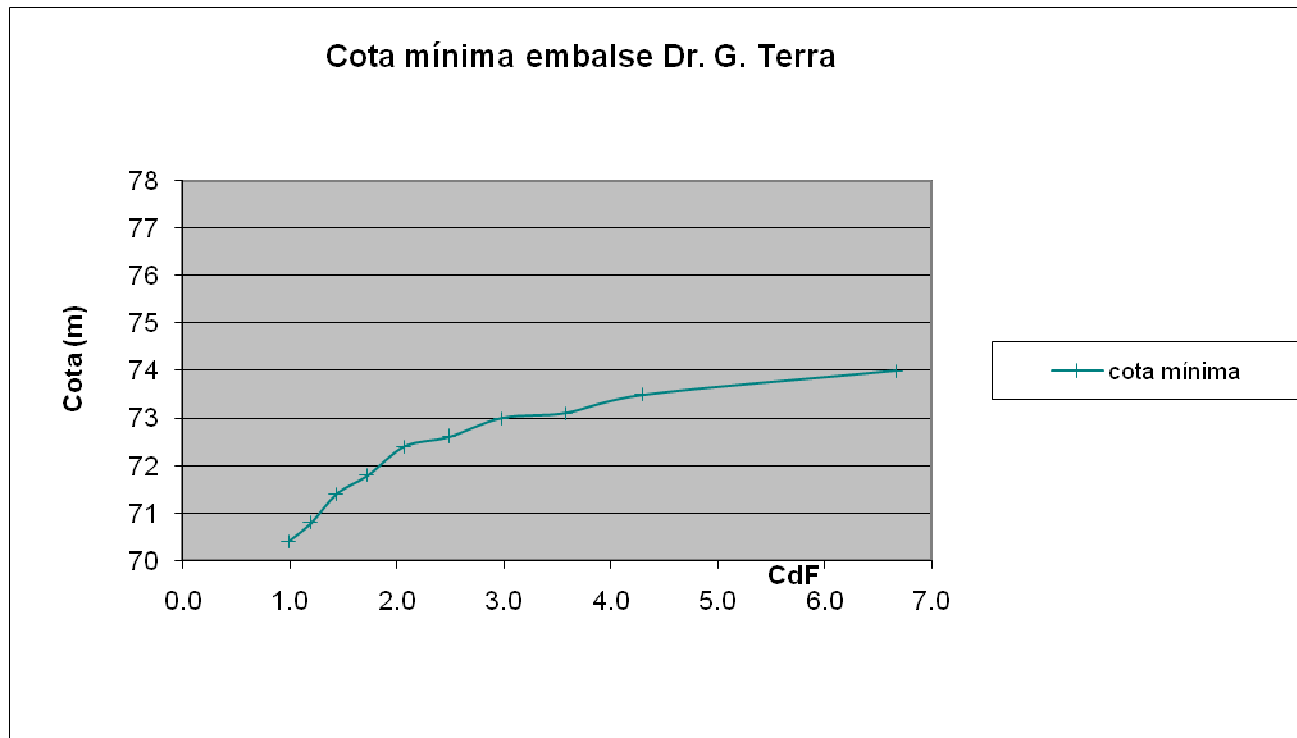
Valores de Agua para una semana en particular.



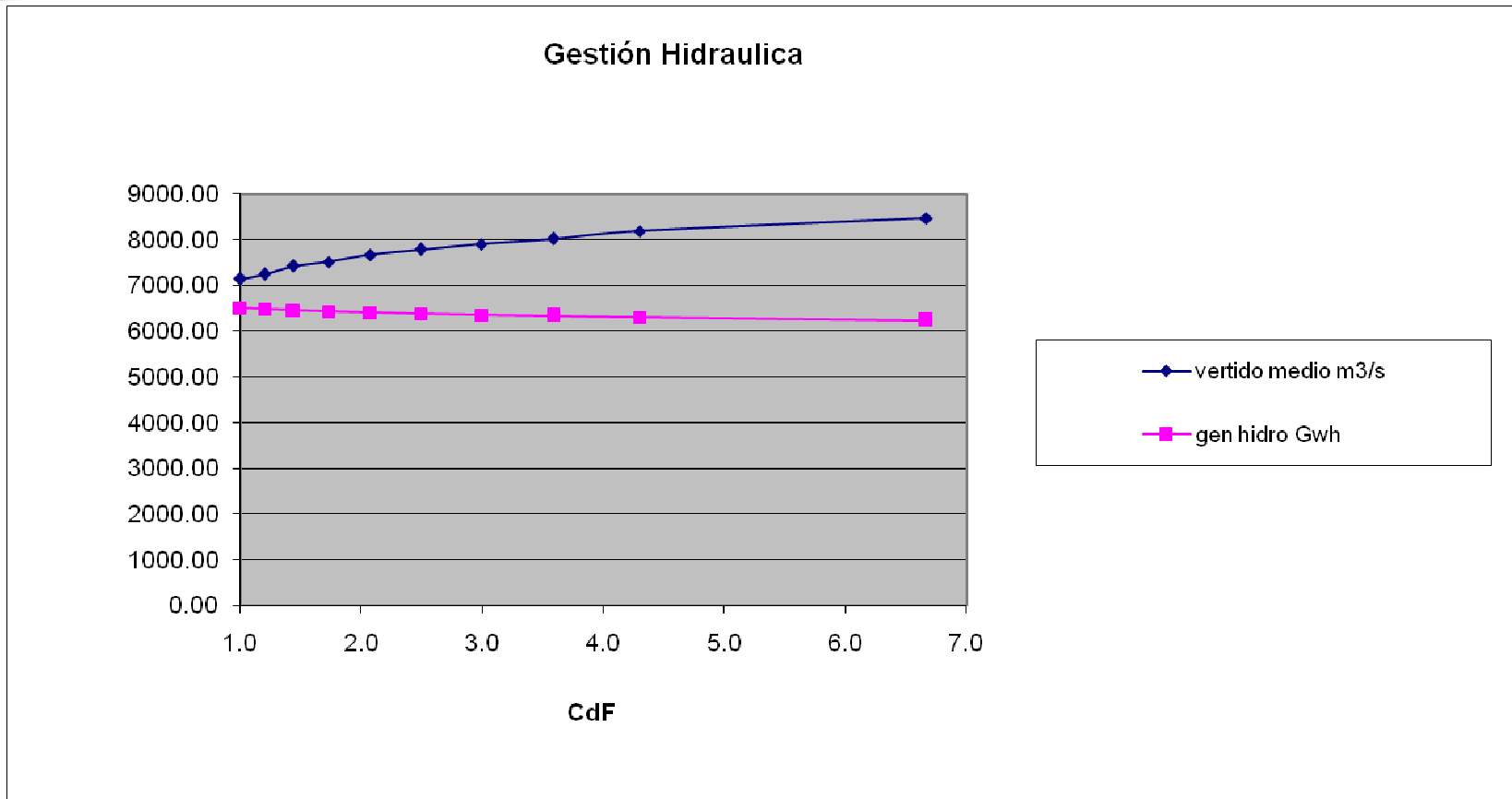
VA en realción a las U.Térmicas



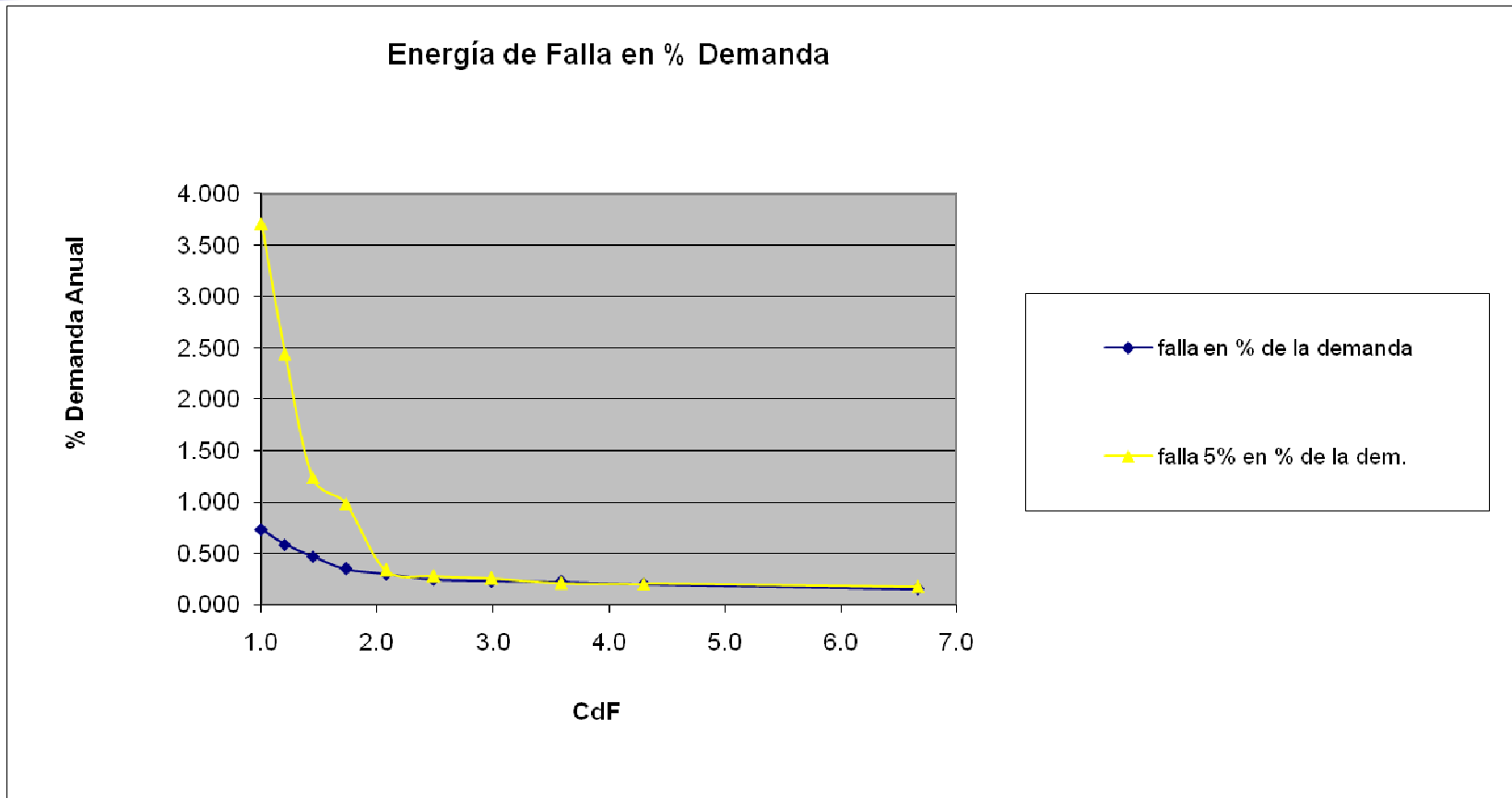
Cota mínima de Terra



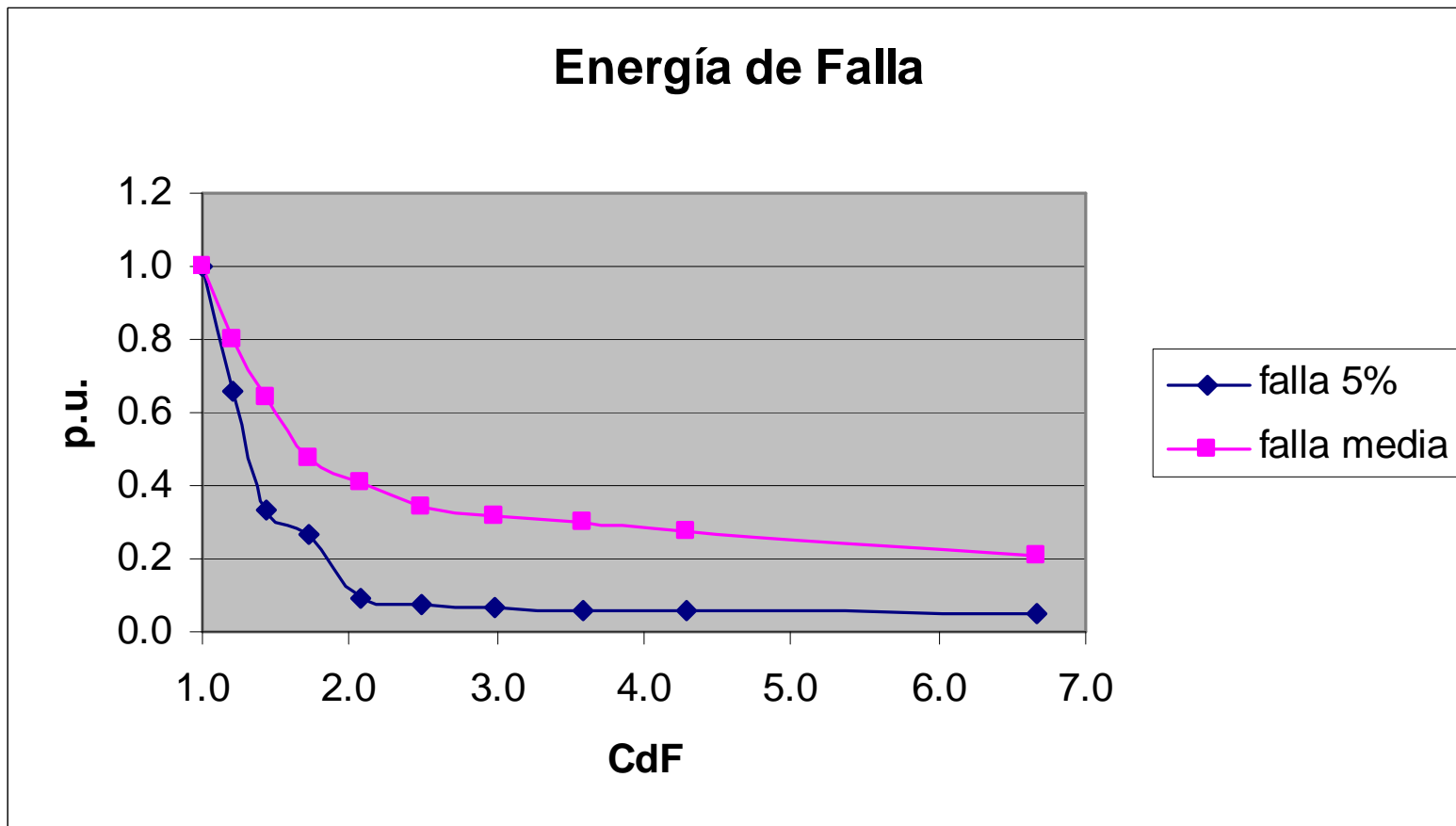
Generación Hidráulica y Vertimientos medios en Terra



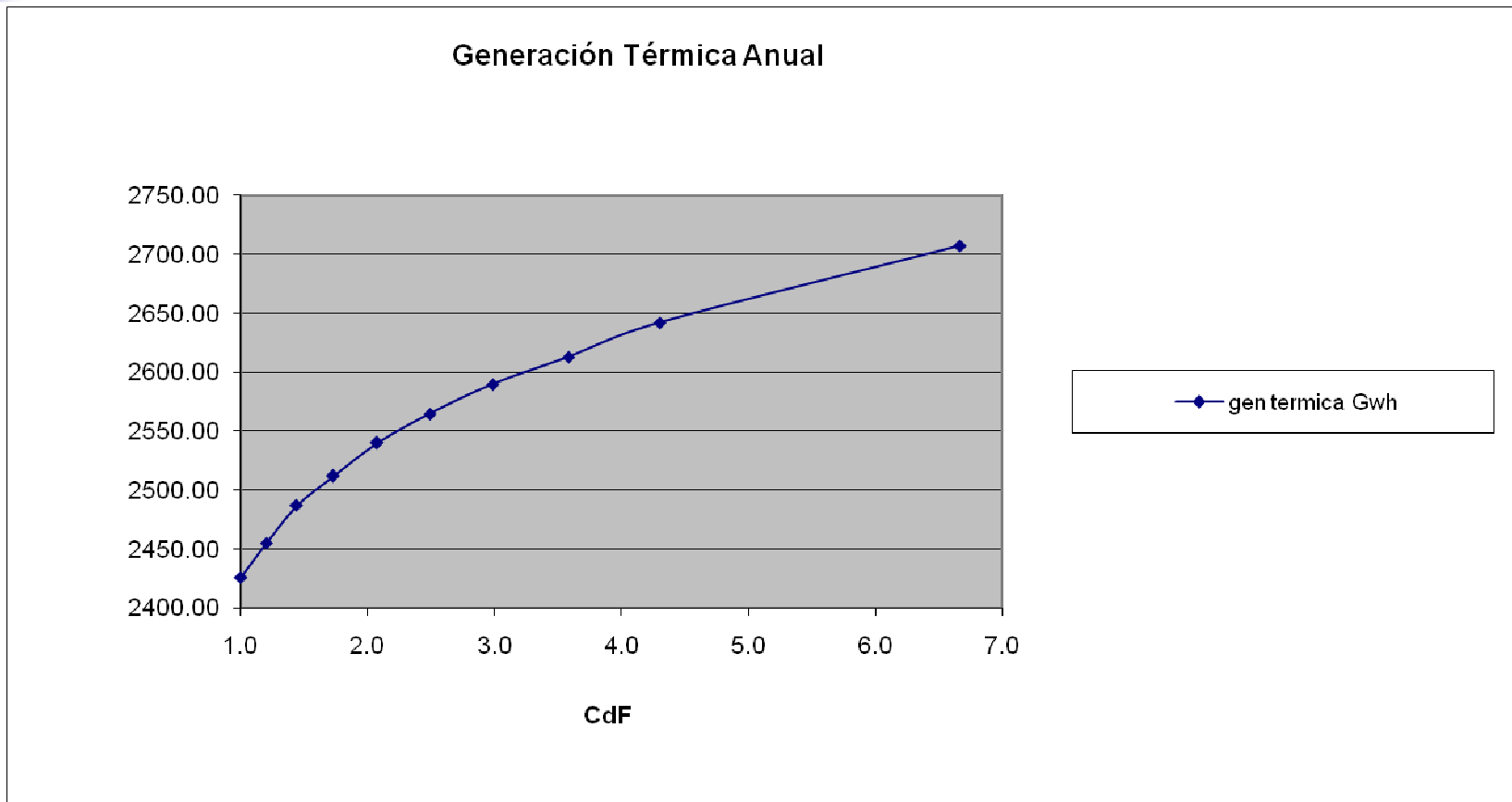
Gestión de la Falla



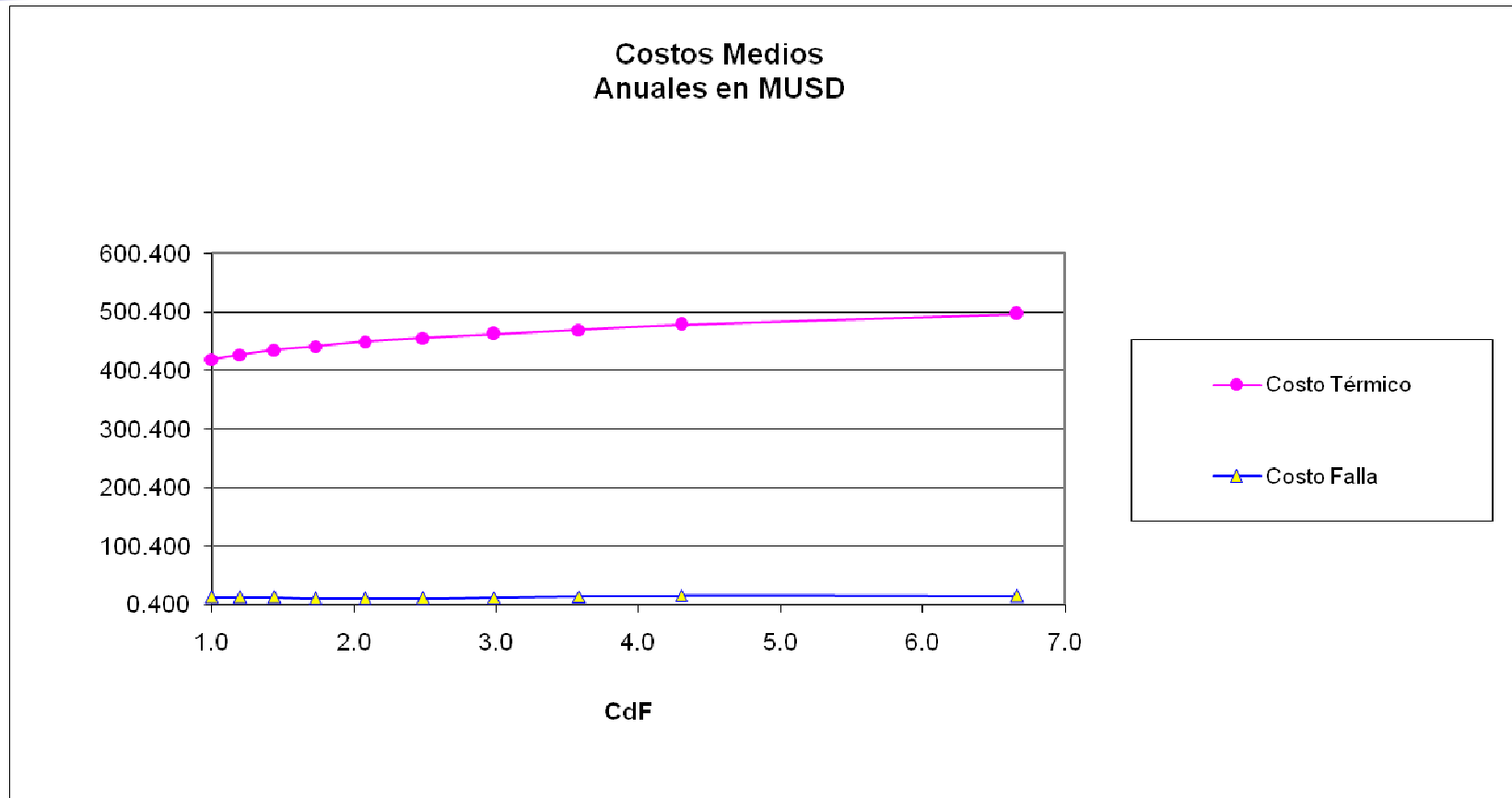
El riesgo de abastecimiento



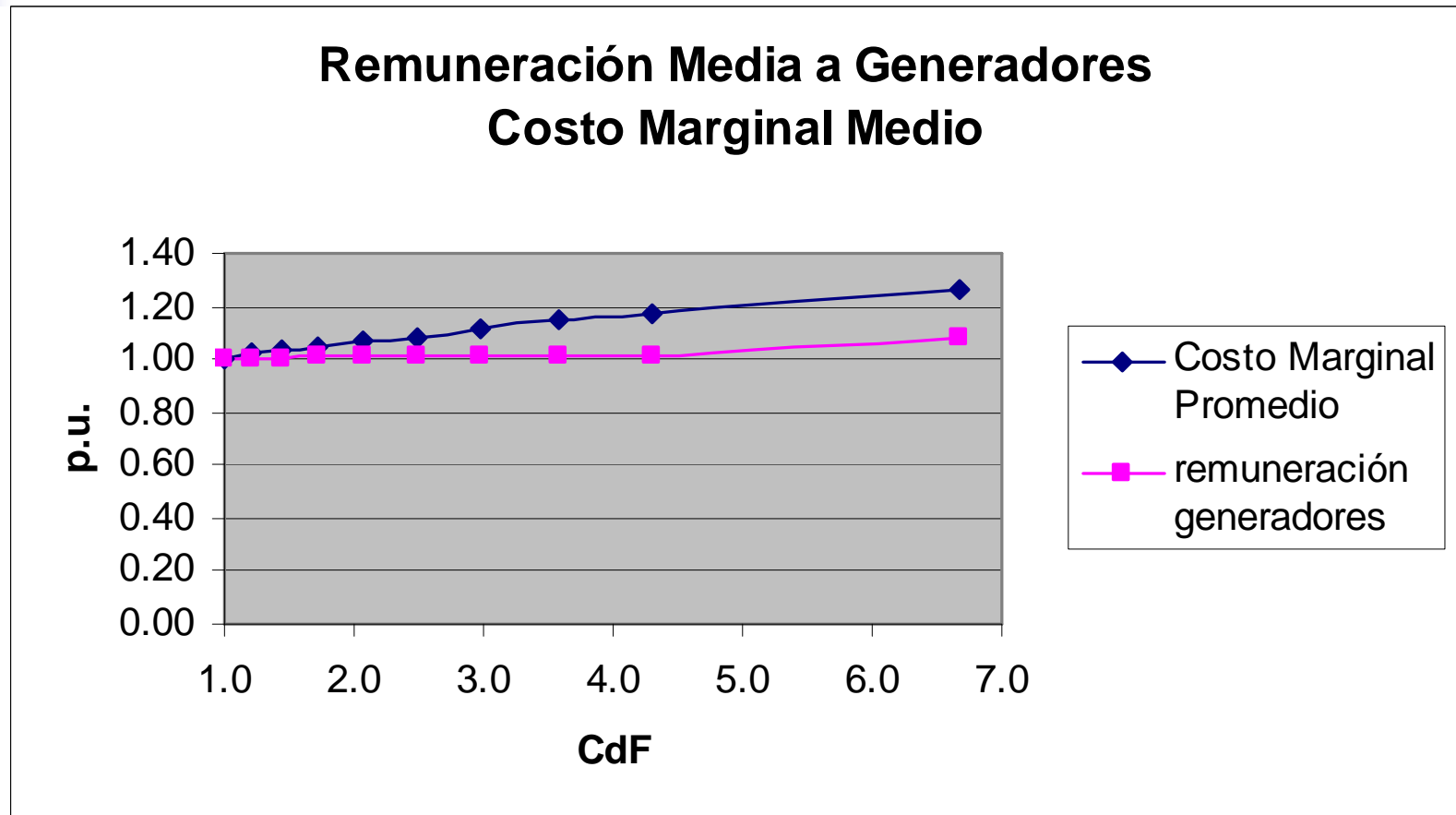
Generación Térmica Anual

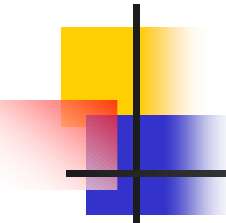


Costos Térmicos y de falla



Otras variables





En resumen, se puede cuantificar el efecto de la variación del CdF en los siguientes valores:

- Esta herramienta permitiría cuantificar la relación que existe entre el CdF y las principales variables asociadas a la gestión del SIN.
- Como ejemplo, se obtiene que si se duplican los CdF :
 - Mejora en 2 m el nivel mínimo de Terra (95% de exced.)
 - Disminuye en 82 GWh la energía de falla con 95% de exced.
 - El costo asociado medio es de 30 MUSD en combustible
 - Que produciría un aumento del costo marginal medio de 12 USD/MWh
 - Y un aumento en el desembolso por remuneración media a los generadores de 1.2 %, lo que representa 14 MUSD.