

CERTIFICADOS DE ENERGÍAS LIMPIAS, DERECHOS Y SANCIONES

¿Cuál es la sanción por no adquirir los CEL correspondientes?

La sanción por no adquirir los CEL correspondientes es una multa que se determina según el porcentaje de CEL no adquiridos en el periodo* y a la reincidencia. También se tomará en consideración la gravedad de la infracción, la capacidad económica del infractor, la reincidencia, la comisión del hecho que la motiva o cualquier otro elemento del que pueda inferirse la gravedad o levedad del hecho infractor, incluyendo las acciones tomadas para corregirlo. La multa será de 6 a 50 salarios mínimos por MWh de incumplimiento, es decir, por cada CEL no adquirido. La multa no exime al participante de comprar los CEL, por lo que el participante deberá adquirir los CEL que ocasionaron la sanción en el mismo plazo que se da para pagar la multa.

Para conocer más sobre el tema, favor de consultar la siguiente liga: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5434788&fecha=27/04/2016

Derechos Financieros de Transmisión

Los Derechos Financieros de Transmisión (DFT) son un componente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Son productos financieros que otorgan a su titular el derecho y la obligación de cobrar o pagar la diferencia que resulte del valor de los componentes de congestión marginal de los Precios Marginales Locales del Mercado del Día en Adelanto (MDA) en dos NodosP: un nodo de origen y un nodo de destino. No otorgan un derecho físico para usar la Red Nacional de Transmisión o las Redes Generales de Distribución.

Los Derechos Financieros de Transmisión Legados (DFT Legados) son un tipo especial de DFT, creados a partir del uso histórico de la red nacional de transmisión. Tienen como objetivo permitir que se respeten las características de los contratos legados vigentes antes de la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE).

Los DFT Legados se otorgaron a los siguientes Participantes del Mercado:

Suministrador de Servicios Básicos (Comisión Federal de Electricidad), y Generador de Intermediación, quien es el responsable de representar en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) a todos los titulares de Contratos de Interconexión Legados (CIL) que estuvieron y siguen en operación antes y después de la entrada de la LIE.

La primera asignación anual de DFT Legados en el MEM se realizó el 30 de noviembre de 2016 y el 30 de noviembre de 2017 se inició la ejecución de recálculos mensuales, de acuerdo a como lo establece la Base 13 de las Bases del Mercado Eléctrico y el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

Adquisición de Derechos Financieros de Transmisión

Asignación (DFT Legados): En una primera etapa, el CENACE asignará a los Titulares de Contratos de Interconexión Legados o convenios de transmisión que incluyan el servicio de transmisión a la fecha de entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica, y a los Suministradores de Servicios Básicos los DFT Legados. Los titulares pueden aceptar o rechazar la asignación, la cual se realiza con base en el uso histórico de la red.

Subastas de DFT: Después de la asignación de los DFT Legados, la capacidad de transmisión restante será vendida en subastas de DFT y los ingresos procedentes de dichas subastas serán asignados como una devolución a todas las Entidades Responsables de Carga. Estas subastas se operarán por el CENACE.

Acuerdos Bilaterales: Los Participantes del Mercado podrán registrar los DFT establecidos en sus Contratos de Cobertura Eléctrica.

Por fondeo de expansión de la RNT o de las RGD: Los Participantes del Mercado y titulares de Contratos de Interconexión Legados que participan en el fondeo de la expansión de la transmisión y la distribución para la interconexión de Centrales Eléctricas o la conexión de Centros de Carga recibirán DFT por el equivalente a la capacidad incremental creada en el Sistema Eléctrico Nacional.

<https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/DerechosFT.aspx#>

¿Cómo se calcula el PML?

El algoritmo para el despacho económico calculará el precio marginal de la energía en cada NodoP y tendrá tres componentes: (i) Componente de energía marginal. (ii) Componente de congestión marginal. (iii) Componente de pérdidas marginales.

Cuando no existen pérdidas ni algún tipo de congestión en la red eléctrica, la componente de energía será la única a considerar, permitiendo que los generadores más baratos sean seleccionados para satisfacer la demanda de la red bajo este esquema, en la práctica esto es imposible, por lo que se deben considerar las condiciones de congestión y pérdidas. Físicamente una línea de tensión está limitada a transportar cierta cantidad de carga, por lo que cuando la capacidad de las líneas de transmisión no es suficiente para transportar una unidad adicional de energía se deben despachar unidades de generación más costosas en lugar de aquellas con precios más económicos. Como resultado de esto se crean diferentes nodos de precio en el sistema. Las pérdidas en las líneas de transmisión contribuyen también a la variabilidad de precios, debido a que para una unidad generadora es más costoso despachar carga a través de una línea con alta resistencia.

Para resolver estos problemas se consideran estudios de flujos óptimos de potencia, los cuales permiten el despacho óptimo de la

electricidad considerando la seguridad de la red, esencialmente estos problemas involucran la soluciones de optimización no lineal y no convexas, considerando restricciones de igualdad y desigualdad.

¿Cómo se calcula el PML?

Podemos suponer unidades generadoras cuyo costo variable (C) depende de la potencia de generación (P) como se observa en la Figura 3. Podemos suponer también unidades generadoras cuyo costo variable no depende de la potencia de generación (P) y podemos llamarlas P_r . Si buscamos encontrar el despacho económico de este sistema hipotético podremos establecer una función objetivo sobre la expresión de costos para este ejemplo de la Figura 3:

$$FO: Costo = f(P_1, P_2, \dots, P_{12}) = \sum_{i=1}^n C_i(P_i)$$

Es posible aplicar la restricción sobre la potencia total, donde restaremos la potencia de las generadoras que no tienen costos variables dependientes de la potencia de generación:

$$P_t - P_r = P_1 + P_2 + \dots = \sum_{i=1}^n P_i$$

Para resolver este tipo de ejercicios es útil aplicar Multiplicadores de Lagrange (λ). Cuyo principal teorema enuncia: Sean f y g dos funciones definidas y diferenciables en una región abierta D en E_n . Para obtener un valor extremo de f en el punto P_0 en D donde $\nabla g \neq 0$, con la condición de que $g(P)=0$, es necesario que exista un número λ tal que:

$$\nabla f(P_0) + \lambda \nabla g(P_0) = 0$$

Y

$$g(P_0) = 0$$

Para el despacho económicamente de unidades generadoras:

$$f(P_1, P_2, \dots, P_{12}) = \sum_{i=1}^n C_i(P_i)$$

$$g(P_1, P_2, \dots, P_{12}) = \sum_{i=1}^n P_i = 0$$

Para el despacho de energía eléctrica, considerando $P_r = 0$:

Función Objetivo (Minimizar): $f(P_i) = \sum_{i=1}^n c_i(P_i)$

Restricción:

$$g(P_i) = P_t - \sum_{i=1}^n P_i = 0$$

$$\nabla f(P_0) + \lambda \nabla g(P_0) = 0$$

Por lo que debe cumplirse que:

$$\lambda = \frac{\partial C_1}{\partial P_1} = \frac{\partial C_2}{\partial P_2} = \dots = \frac{\partial C_n}{\partial P_n}$$

El despacho económico se logra cuando las plantas operan con costos incrementales iguales y se cumple la restricción:

$$P_t = P_1 + \dots + P_n = \sum_{i=1}^n P_i$$

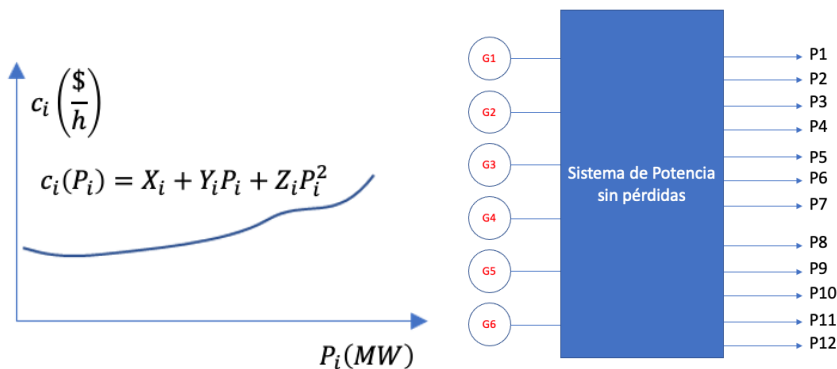


Figura 3. Despacho económico sin considerar pérdidas en las líneas de transmisión

¿Cómo se calcula el PML?

Ejemplo:

Consideremos dos centrales eléctricas cuyos costos fijos representarán X_1 , y sus costos variables variarán de forma cuadrática como: $C_{1v} = 10P_1 + 8 \times 10^{-3}P_1^2$ $\left[\frac{\$}{h}\right]$ donde la central puede variar su potencia desde 100 MW hasta 600 MW. La segunda planta tiene costos fijos X_2 con una función de costos dada como $8P_2 + 9 \times 10^{-3}P_2^2$ $\left[\frac{\$}{h}\right]$, con capacidad de generar de 500 MW a 1600 MW. Encontrar el despacho económico más eficiente.

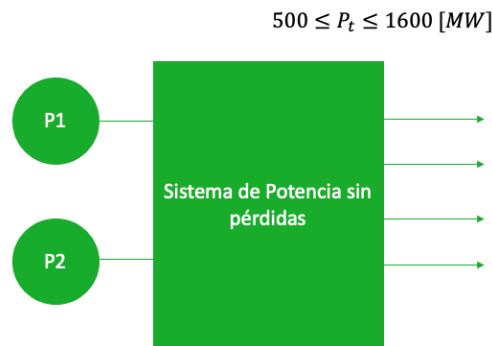
Ejemplo de Despacho Económico

$$C_1 = X_1 + 10P_1 + 8 \times 10^{-3}P_1^2 \left[\frac{\$}{h}\right]$$

$$\frac{\partial C_1}{\partial P_1} = 10 + 16 \times 10^{-3}P_1 \left[\frac{\$}{MWh}\right]$$

$$C_2 = X_2 + 8P_2 + 9 \times 10^{-3}P_2^2 \left[\frac{\$}{h}\right]$$

$$\frac{\partial C_2}{\partial P_2} = 8 + 18 \times 10^{-3}P_2 \left[\frac{\$}{MWh}\right]$$



Cuando se cumple que P_1 y P_2 están dentro del rango de operación:

$$\lambda = \frac{\partial C_1}{\partial P_1} = \frac{\partial C_2}{\partial P_2} = 10 + 16 \times 10^{-3}P_1 = 8 + 18 \times 10^{-3}P_2$$

$$\begin{aligned} P_1 = 100 &= \frac{\lambda - 10}{10 + 16 \times 10^{-3}}; P_2 = 400 = \frac{\lambda - 8}{10 + 18 \times 10^{-3}} P_t = P_1 + P_2 \\ &= \frac{\lambda - 10}{10 + 16 \times 10^{-3}} + \frac{\lambda - 8}{10 + 18 \times 10^{-3}} \\ &= 118.0556\lambda - 1069.4444 \end{aligned}$$

En el límite inferior de la generación:

$$P_1 = 100 = \frac{\lambda - 10}{10 + 16 \times 10^{-3}} \rightarrow \lambda = 11.6$$

Realizamos el mismo cálculo pero ahora con la segunda central:

$$P_2 = 400 = \frac{\lambda - 8}{10 + 18 \times 10^{-3}} \rightarrow \lambda = 15.2$$

De estos dos límites inferiores tomaremos el de mayor y con este valor de λ la central 1 generará:

$$P_1 = 325$$

En la demanda mínima tendremos entonces:

$$500 \leq P_t \leq 325 + 400 = 725$$
$$P_1 = P_t - 400P_2 = 400\lambda = 10 + 16 \times 10^{-3}P_1$$

En el límite superior de la generación tendremos:

$$P_1 = 600 = \frac{\lambda - 10}{10 + 16 \times 10^{-3}} \rightarrow \lambda = 19.6; P_2 = 1000 = \frac{\lambda - 8}{10 + 18 \times 10^{-3}} \rightarrow \lambda = 26.0$$

Seleccionamos el límite superior más bajo por lo que cuando $\lambda = 19.6$

$$P_1 = 644.44441244.44 \leq P_t \leq 1600P_1 = 600P_2 = P_t - 600\lambda$$
$$= 8 + 18 \times 10^{-3}P_2$$

De esta manera se construyen las curvas de costo incrementales que dependen de la potencia generada, en la práctica es más complejo ya que la optimización no solo se hace con respecto a la generación, también se incluyen como variables la congestión y las pérdidas en la red, convirtiendo este tipo de cálculos en algoritmos más complejos. Algunos ejemplos de software comercial utilizados en este tipo de cálculos son Matlab, PSS/E, CYME, EMTP, PSCAD/EMTDC, NEPLAN, PowerGraf, PowerWorld, PFLOW y

Ptolemy; conlleva una filosofía de integración y típicamente son programas computacionales eficientes.

Tabla 1. Tabla de Despacho Económico de acuerdo al método de Multiplicadores de Lagrange.

Pt(MW)	P1 (MW)	P2 (MW)	λ (\$/MWh)
500	100	400	11.6
600	200	400	13.2
700	300	400	14.8
725	325	400	15.2
800	365	435	15.83
900	418	482	16.68
1000	471	529	17.52
1100	524	576	18.37
1200	576	624	19.23
1244	600	644	19.59
1300	600	700	20.60
1400	600	800	22.40
1500	600	900	24.20
1600	600	1000	26.00

$$\lambda = 10 + 16 \times 10^{-3} P_1$$

$$\lambda = 8 + 18 \times 10^{-3} P_2$$

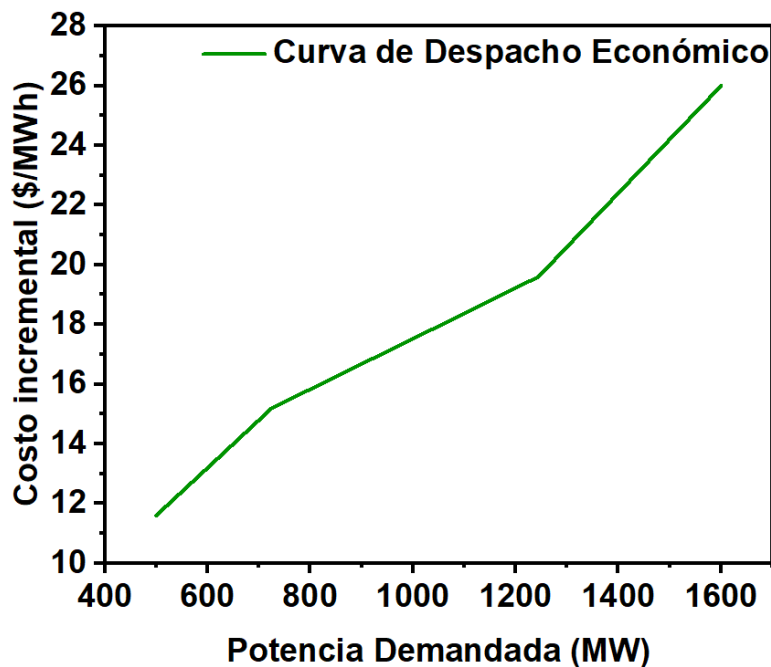


Figura 4. Despacho económico del ejemplo.

Referencias:

CENACE. Centro Nacional de Control de Energía. (2015). Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado. In CENACE (Vol. 50, p. 21). CENACE.

CENACE. Centro Nacional de Control de Energía. (2016). Metodología para el cálculo de los requerimientos de reserva de regulación y reserva rodante en el Sistema Interconectado Nacional.

*CENACE. Centro Nacional de Control de Energía. (2021). Mercado Eléctrico Mayorista en cifras. Área Pública Del SIM.
<https://www.cenace.gob.mx/APSIM.aspx>*

*Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). (2020). Informe de la tecnología de generación de referencia (pp. 1-29).
[https://www.cenace.gob.mx/Docs/02_MBP/InformeTGR/2020/Informe_TGR_en_2020_Preliminar_\(v2020-11-23\).pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/02_MBP/InformeTGR/2020/Informe_TGR_en_2020_Preliminar_(v2020-11-23).pdf)*

Grainger, J. J., & Stevenson, W. D. (1994). Power System Analysis (S. W. (ed.); First). McGraw-Hill.

Martínez, F. P. (2016). El Despacho Económico de la Generación y el Mercado Eléctrico Mayorista (pp. 1-34). CENACE.