

COSTOS DE PRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

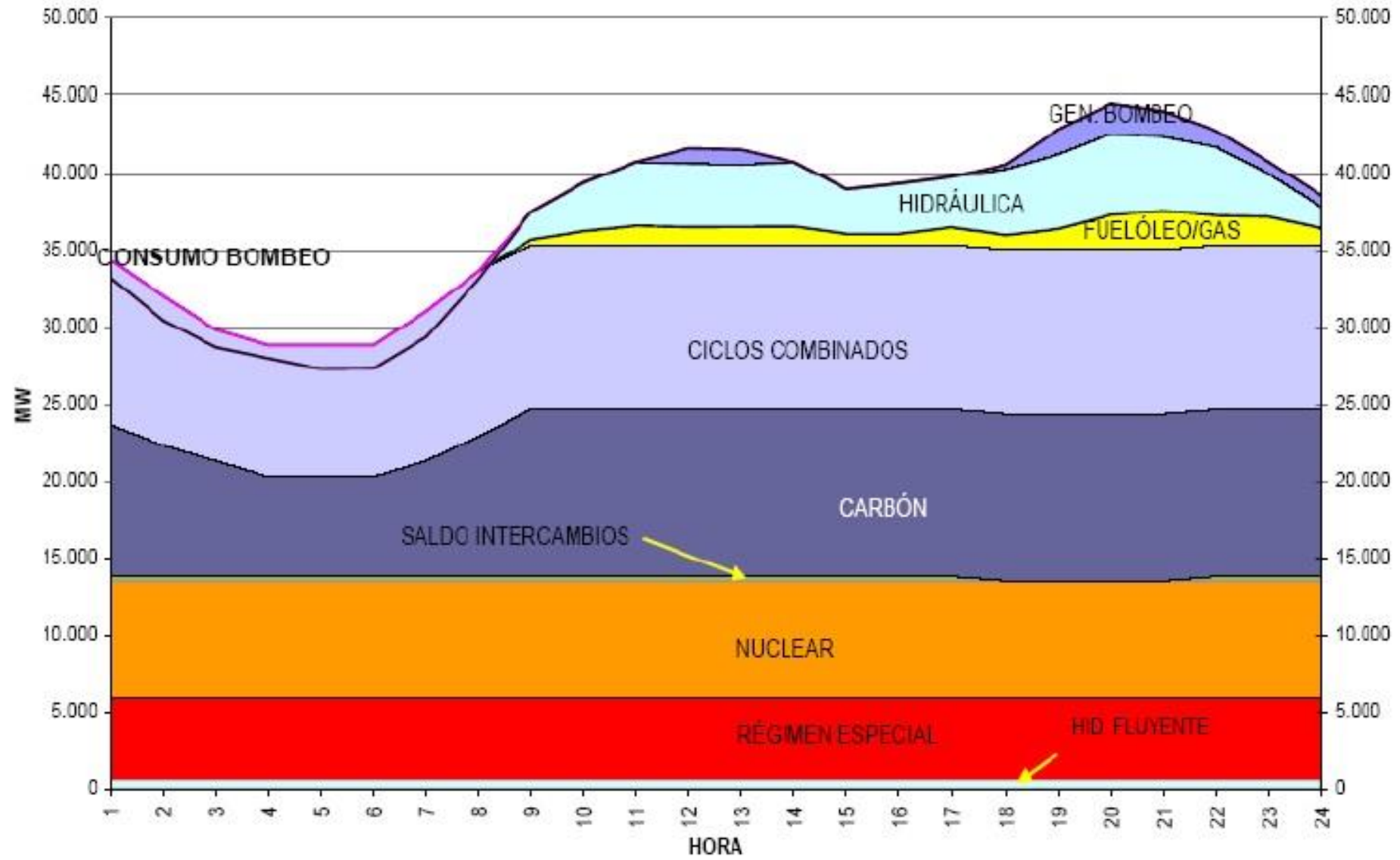
**CONCEPTOS PARA CLASE 04/12/2017. CENTRALES ELÉCTRICAS.
FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS Y TECNOLOGÍA. UNT.**

Objetivos

- Que el alumno aprenda a diferenciar los aspectos principales en la estructura de costos para diferentes tecnologías de generación de energía eléctrica.
- Adquirir ordenes de magnitud de los costos de generación a escala global y nacional.
- Establecer una base comparativa para las distintas tecnologías, desde el punto de vista de los costos de producción e instalación.
- Comprender el significado del concepto LCOE (Levelized cost of electricity).
- Conocer las bases conceptuales con que se determinan los costos de producción energía en el MEM.

La actividad de Generación de EE

- La actividad de generación de EE consiste, en forma simplificada, en transformar mediante un procedimiento tecnológico alguna clase de energía no eléctrica (nuclear, térmica, hidráulica, eólica, solar, etc.) en EE. Cada una de estas tecnologías tiene diferentes estructuras de costos vs. características técnicas.
- Cada tecnología resulta especialmente adecuada técnica y económicamente para prestar un servicio en relación con la cobertura de demanda eléctrica.
- Todas las tecnologías son necesarias, ya que se complementan para suministrar de la forma más adecuada posible la energía que demandan los consumidores en cada momento.



- El precio de la energía comercializada por una CE está determinada por sus costos de producción, que se pueden dividir en dos:
 - A) **COSTOS FIJOS**: derivados de la amortización del capital, intereses y gastos administrativos (seguros impuestos, etc.). Estos conceptos son independientes de la producción de la usina.
 - B) **COSTOS VARIABLES**: consecuencia directa de la generación de energía. Incluye principalmente costos de combustibles, lubricantes, incremento de la mano de obra para operación y mantenimiento, etc.

Los gastos fijos los calculamos: **$G_f = P_m \cdot C_i \cdot p$**

- P_m : potencia máxima o instalada en MW.
- C_i : costo del kW instalado (en \$MW).
- p : factor que contempla amortización e intereses.

Los gastos variables se pueden expresar de este modo: **$G_v = P_m \cdot T_u \cdot C_c$**

- T_u : Tiempo de utilización en horas.
- C_c : Costo del MWh generado (comb., lubrican. etc.) en \$/MWh.

Los gastos anuales en consecuencia serán:

- **$G = G_f + G_v = P_m \cdot C_i \cdot p + P_m \cdot T_u \cdot C_c$**

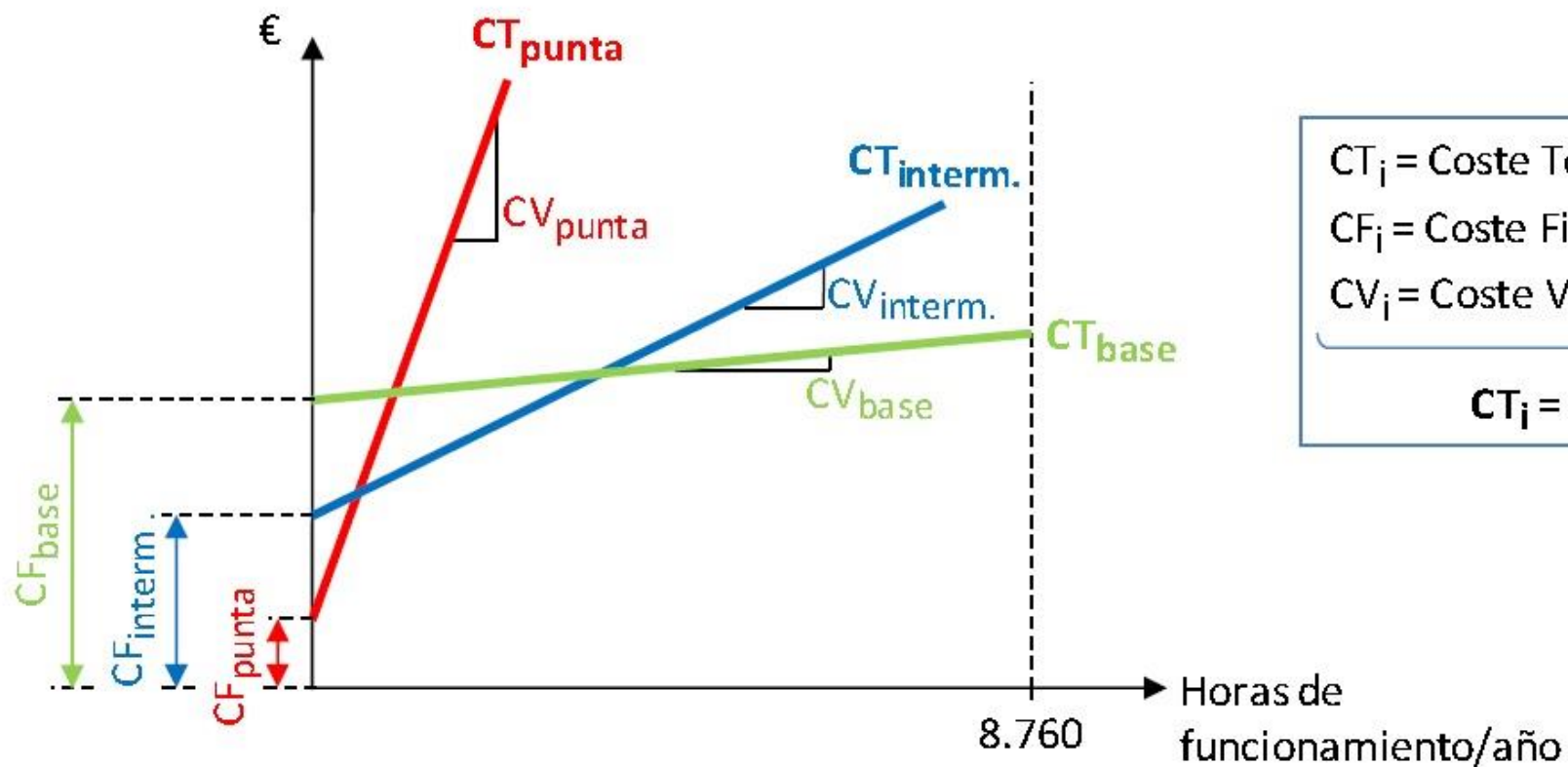
El costo anual por unidad de potencia será:

- **$G / P_m = C_i \cdot p + T_u \cdot C_c$**

Y el costo de la unidad de energía (MWh) será de:

- **$g = G / P_m T_u = C_i \cdot p / T_u + C_c$ (\$/MWh)**

- En función del valor del Tu de una Planta se obtendrá que la misma opera como Central de punta, semi-punta, semi-base o base, buscándose siempre la mayor economía en la explotación.
- Considerando que hubiera un tipo de tecnología de base (costes fijos relativamente elevados y variables relativamente bajos), una de punta (costes fijos bajos y variables altos) y una intermedia (costes fijos y variables intermedios respecto a los de las CE de base y punta), el coste total de 1 MW de potencia instalada en función del número de horas de funcionamiento al año de cada una de ellas se podría representar según la Figura 1:



CT_i = Coste Total de la tecnología i
 CF_i = Coste Fijo de la tecnología i
 CV_i = Coste Variable de la tecnología i

$CT_i = CF_i + CV_i \times \text{Horas}$

Figura 1: Costo total, en función del número de horas de funcionamiento anual.

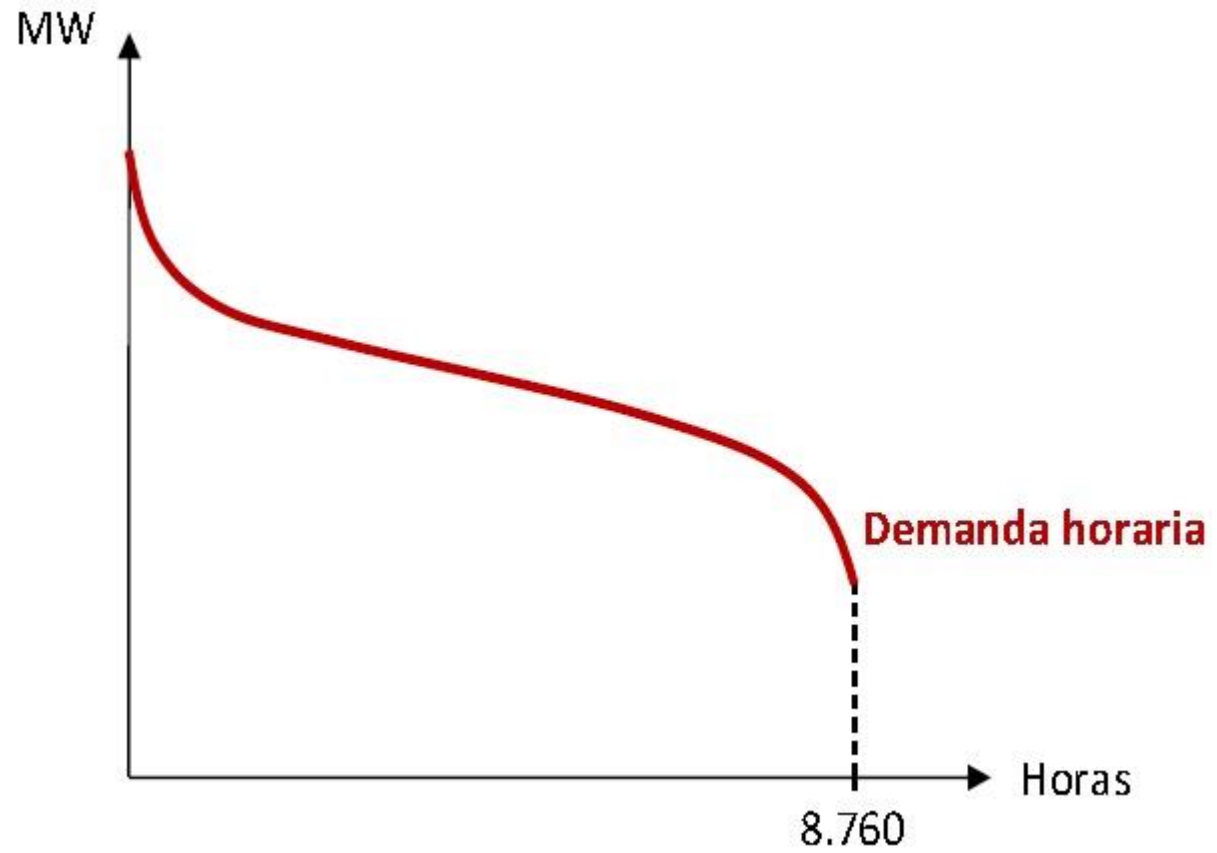


Figura 2: Curva monótona de demanda. Demanda por hora/año ordenada de mayor a menor

- Para cubrir esta demanda de forma óptima (al mínimo coste total) habría que utilizar el tipo de tecnología más adecuado para cada uno de los rangos de horas de funcionamiento anteriormente descritos.
- Cubriendo la demanda de acuerdo a este criterio resulta que cada tecnología funciona al año un número de horas dentro del cual la misma es óptima, es decir, es la tecnología de mínimo coste. Así, resulta un parque de generación (potencia instalada de cada tipo de tecnología) que minimiza el coste total de la generación eléctrica.

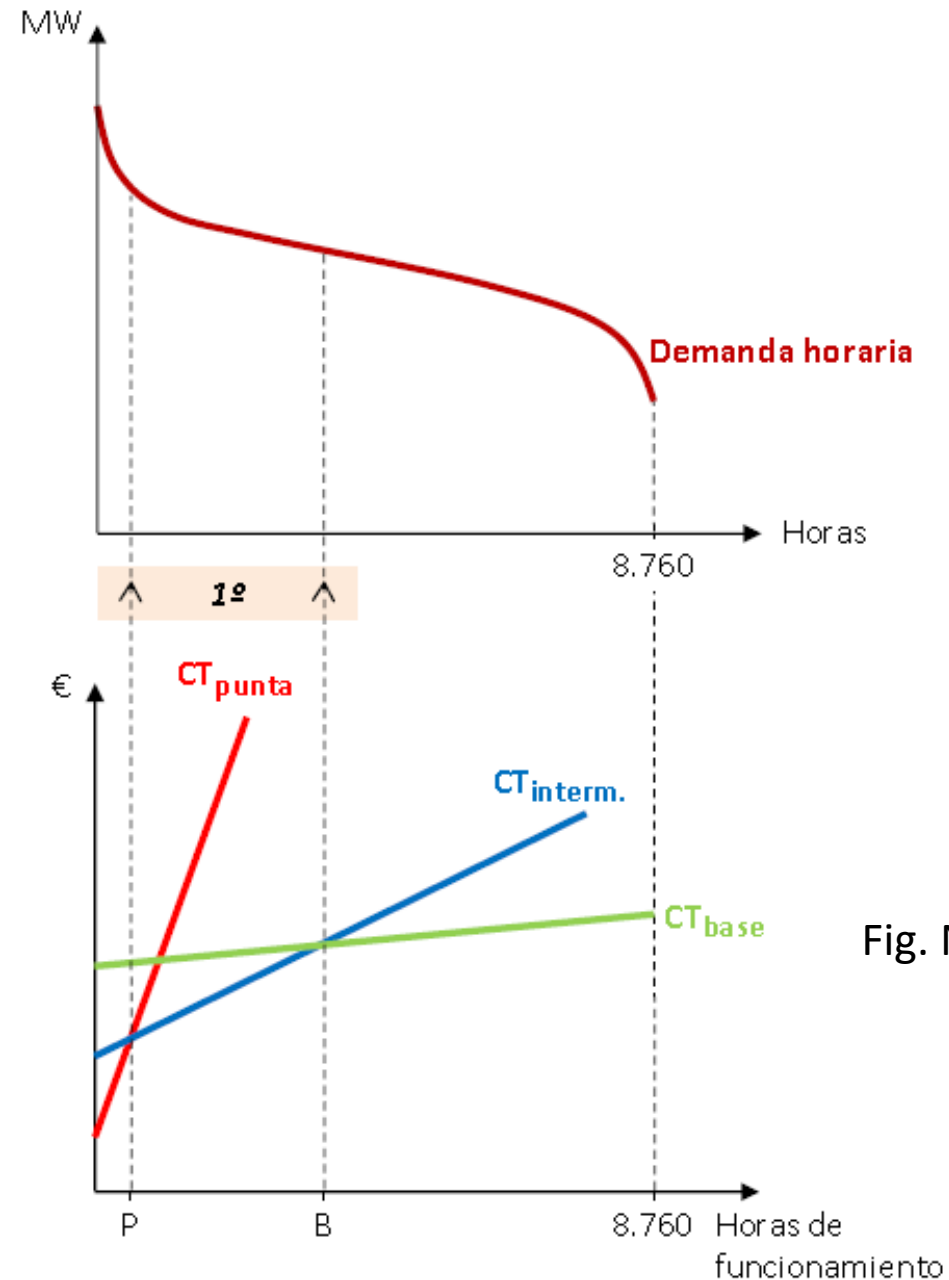


Fig. N° 3

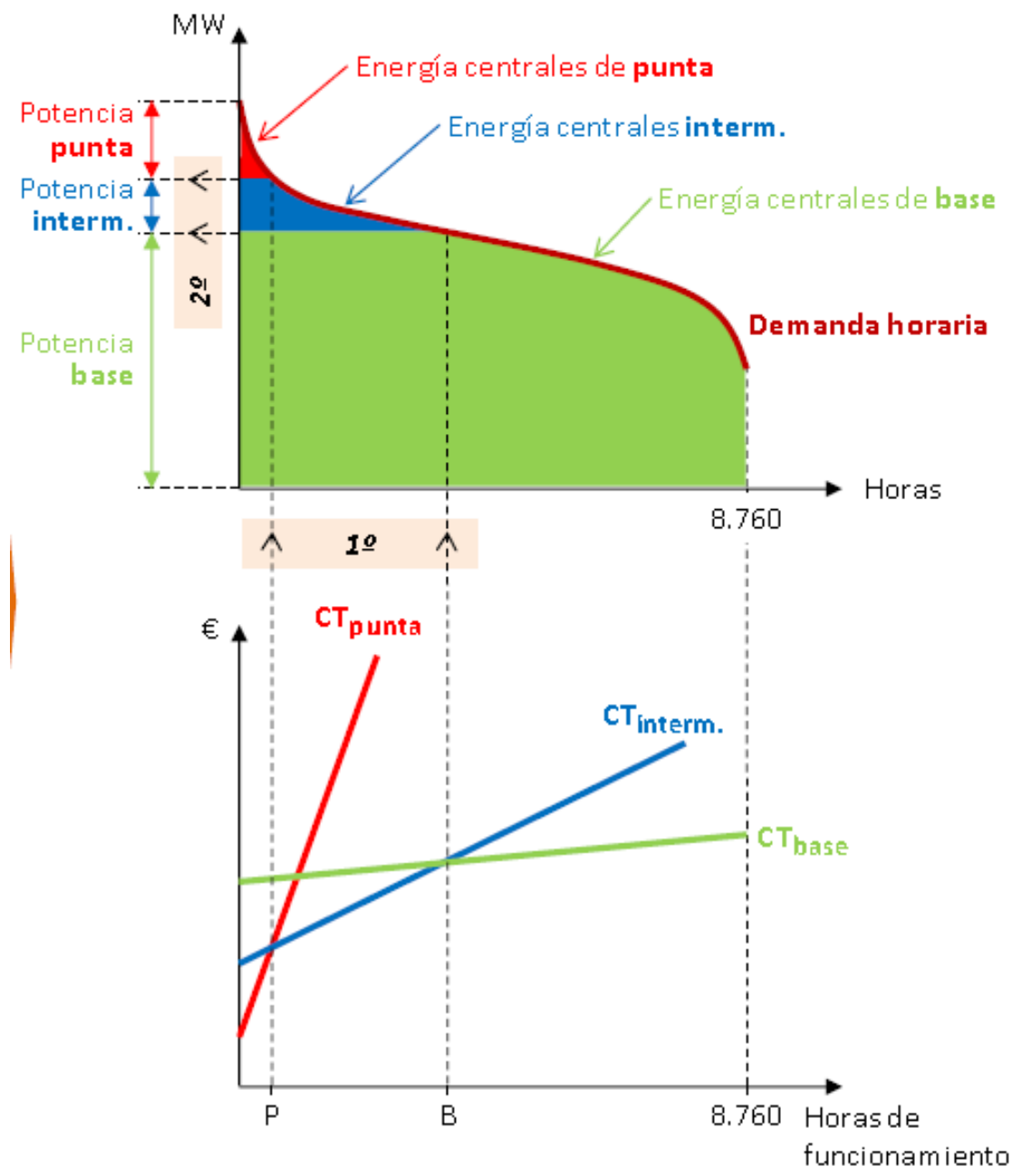
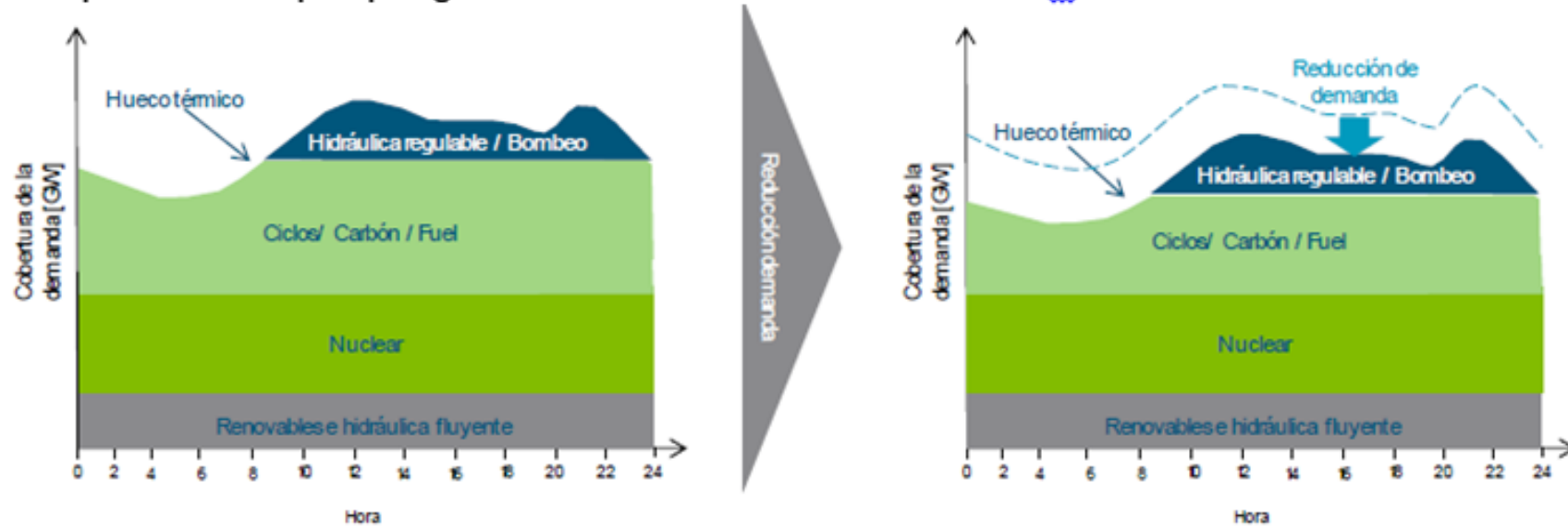


Fig. N° 4

Qué pasa con el parque generador cuando cae la demanda?



Qué pasa con el parque generador cuando aumenta la producción de renovable?

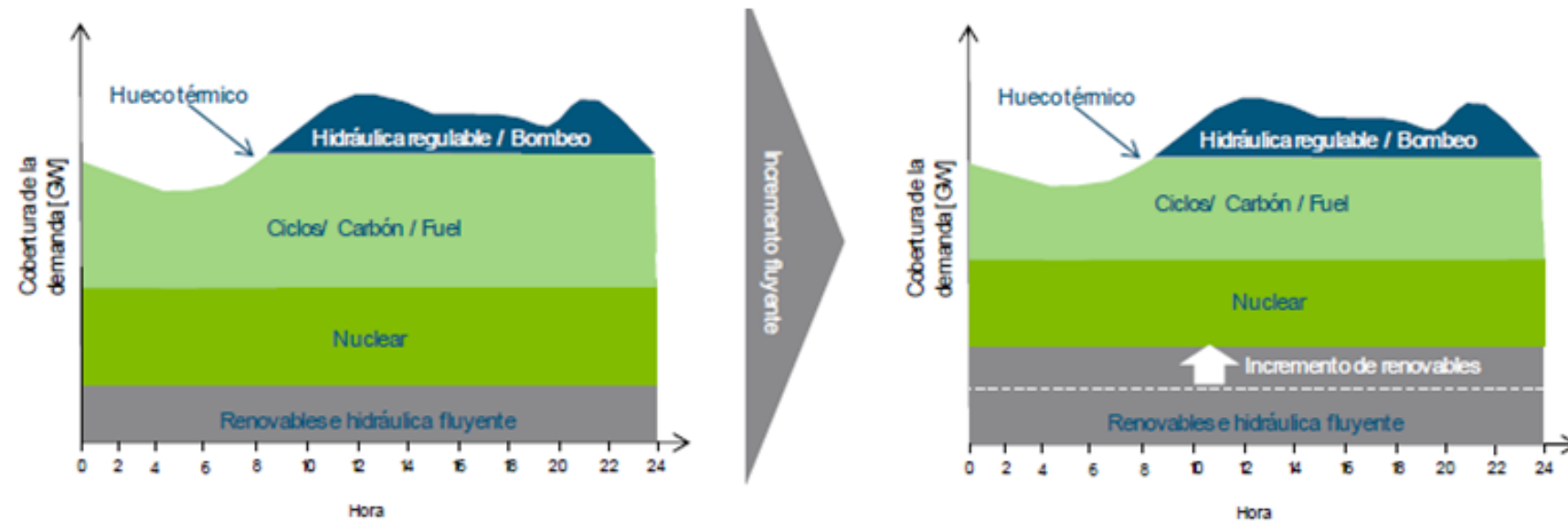


Fig. N° 5

Los costos asociados a algunas centrales se observan en Tabla 1. Estos costos son muy dependientes del lugar donde se realiza su construcción y su operación, por lo que pueden existir diferentes valores de diferentes fuentes.

En general se muestra que los costos pueden variar mucho de un proyecto a otro, debido a diferentes circunstancias: necesidad de infraestructura adicional, consideraciones distintas en cuanto a capital inicial vs. eficiencia, costo y disponibilidad de combustible, etc..

También se puede construir una tabla que muestre el costo de las nuevas tecnologías que se van incorporando, considerando además la mitigación del CO₂ producido en las centrales eléctricas.

Tipo de central	Inversión instalación [U\$S/kW]
Hidráulica	750 - 1500
Térmica convencional	Carbón 810 – 1.000
Fuel oil	750
Ciclo Combinado	480 - 540
Cogeneración de motores	480 - 720
Cogeneración turbinas	450 - 660
Residuo biomasa	900 – 1.500
Residuos urbanos	1.200 – 1.800

Tabla 1. Costos de Centrales Eléctricas

ALGUNOS INDICADORES ECONÓMICOS

En cuanto a los indicadores utilizados para evaluar la economía de un proyecto, se definen los índices más usados para un proyecto particular.

- Valor actual neto (VAN): Un VAN positivo indica que el proyecto es rentable. A la hora de elegir entre proyectos alternativos, el que cuente con el VAN más alto debe realizarse.
- Tasa interna de retorno (TIR): Una TIR mayor que el costo de capital indica que el proyecto es rentable. A la hora de elegir entre proyectos alternativos, el que cuente con la TIR más alta no es necesariamente el más atractivo; en este caso, se debe seguir la regla de VAN.
- Tiempo de Amortización: Siendo iguales los otros índices, un proyecto es más atractivo si la amortización se da en un término inferior a un determinado tiempo objetivo. Este indicador debe usarse sólo en combinación con los anteriores, Utilizando las tasas de descuento para flujos de fondos, brinda un resultado más preciso, aunque su obtención llevaría más consumo de tiempo.
- Costo normalizado de la energía (LCOE): Esta métrica se utiliza ampliamente para comparar entre diferentes proyectos de generación.

Cuanto más bajo el LCOE, más alto el retorno para el inversor,

Coste normalizado de la energía (**LEVELIZED COST OF ENERGY**)

Este indicador es particularmente útil para aquellos inversores que buscan comparar diferentes fuentes de generación. El coste normalizado de la energía (LCOE) se puede definir como el costo constante y teórico de la generación de un MWh de electricidad, cuyo valor actual es igual a la de todos los costos totales asociados con el sistema tecnológico sobre su vida útil. Como tal, se caracteriza por los siguientes factores:

- El LCOE toma en cuenta todos los costos asociados con el sistema tecnológico a lo largo de su vida, que incluyen la inversión inicial , operación y mantenimiento , y los impuestos, entre otros.
- Asume un valor constante por año y se expresa como [\$/kWh].
- Incorpora electricidad generada total durante toda la vida útil del sistema.
- Considera la rentabilidad requerida de la inversión, para descontar los gastos futuros (y la producción) hasta la actualidad

La Fig. N° 6 muestra un rango de resultados de LCOE para tres bases tecnológicas analizadas en un reporte del año 2015 de la *IEA* (turbina de gas de ciclo combinado, carbón y nuclear). El relevamiento fue realizado para 181 centrales en 22 países, la mayor parte, miembros de la *OECD*. Con una tasa de 3 %, la nuclear presenta el menor costo para todos los países. Sin embargo, en consistencia con el hecho de que se trata de una tecnología de intensivo capital inicial, su costo crece rápidamente con la tasa de interés.

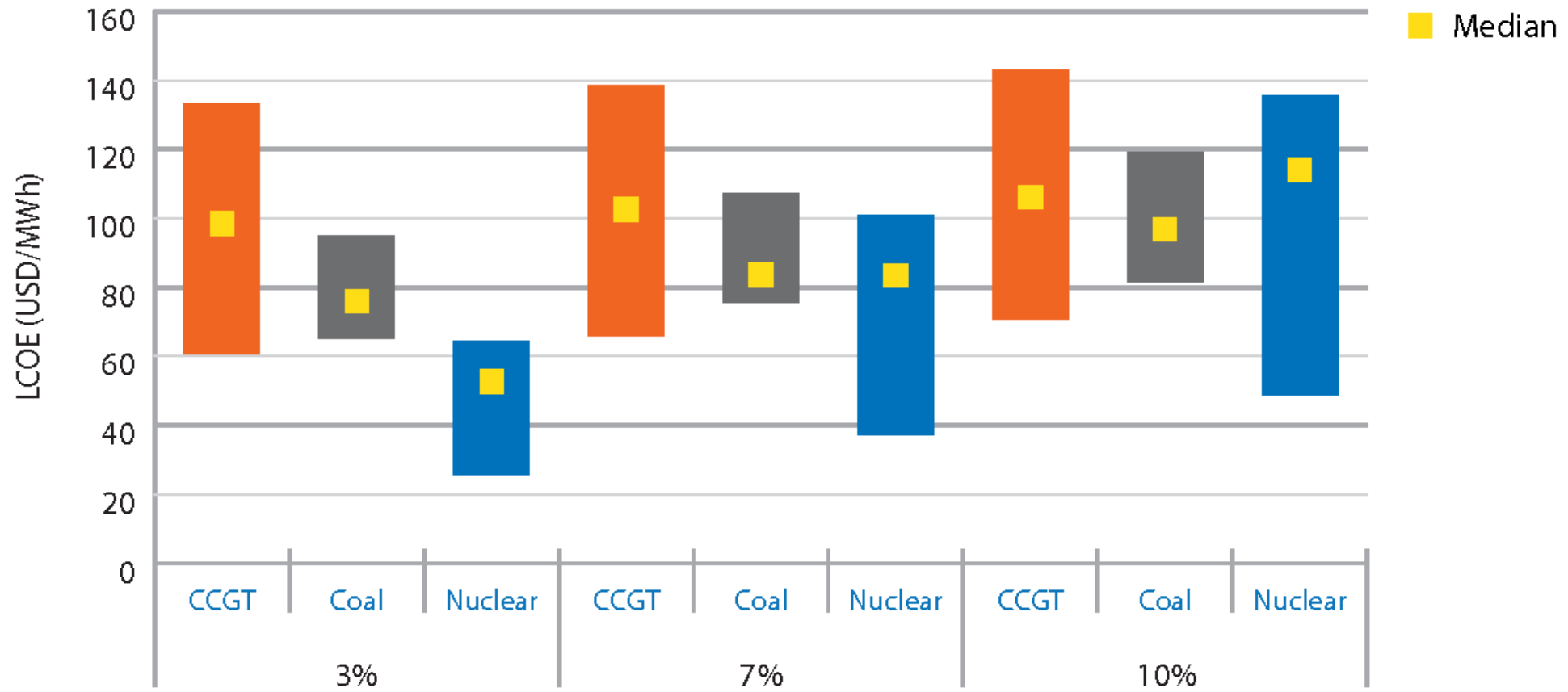


Figura N° 6: Rango de LCOE para tres tecnologías de base

- Figura N° 7 muestra rangos de LCOE para distintas tecnologías de renovables, tres para fotovoltaica (residencial, comercial y de gran escala) y dos para eólica (*onshore* y *offshore*). El rango de los costos es significativamente mayor que para las tecn. de base. También se nota que los costos para cada clase están relativamente en línea. Mientras que hacia el período final los costos de las renovables son notablemente mayores que para las tecn. base, en el período inicial se mantienen similar o incluso por debajo que las de base. En particular, la tecnología fotovoltaica ha experimentado una significativa declinación en sus costos en los últimos años.

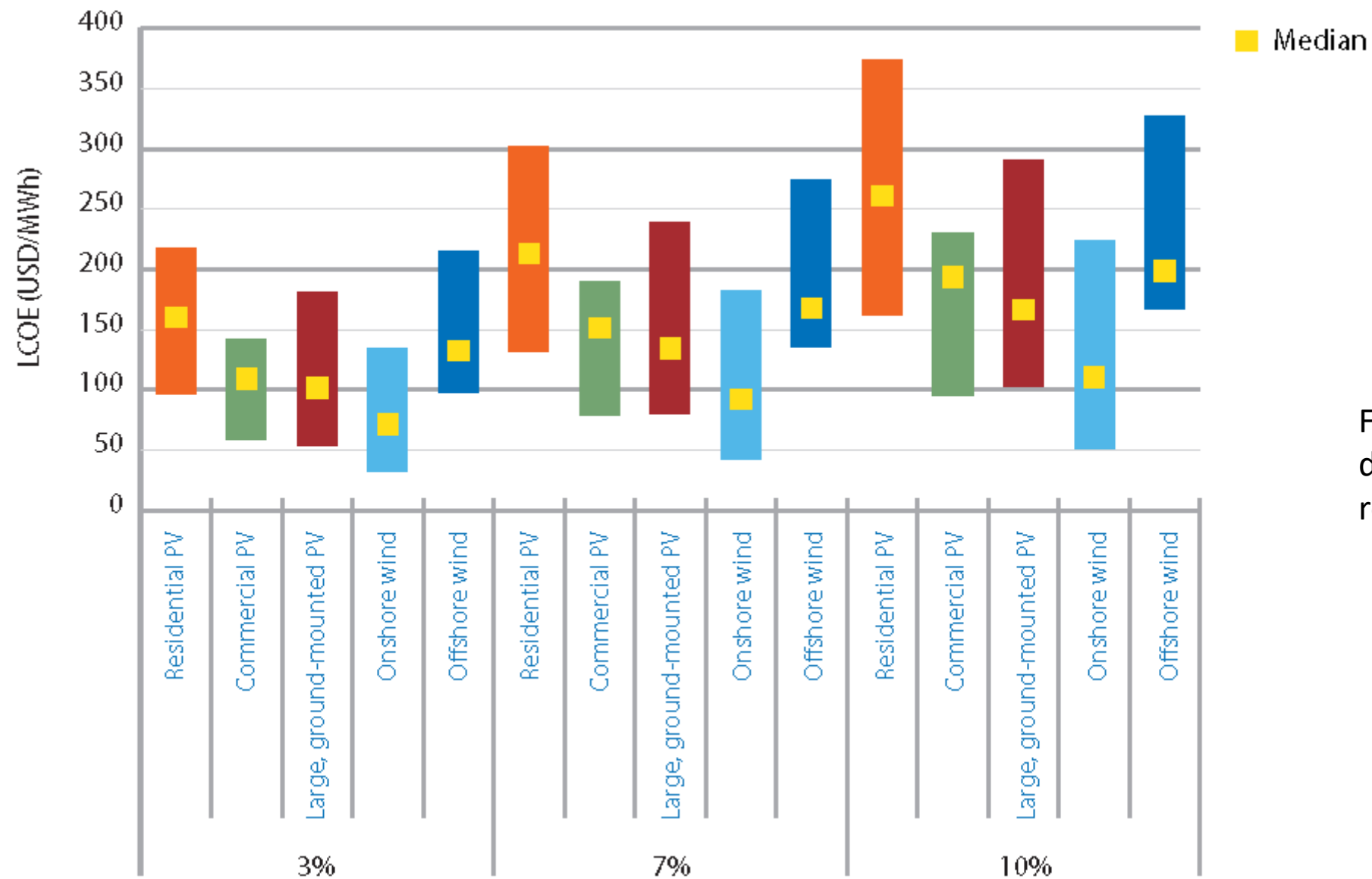


Figura N° 6: Rango de LCOE renovables

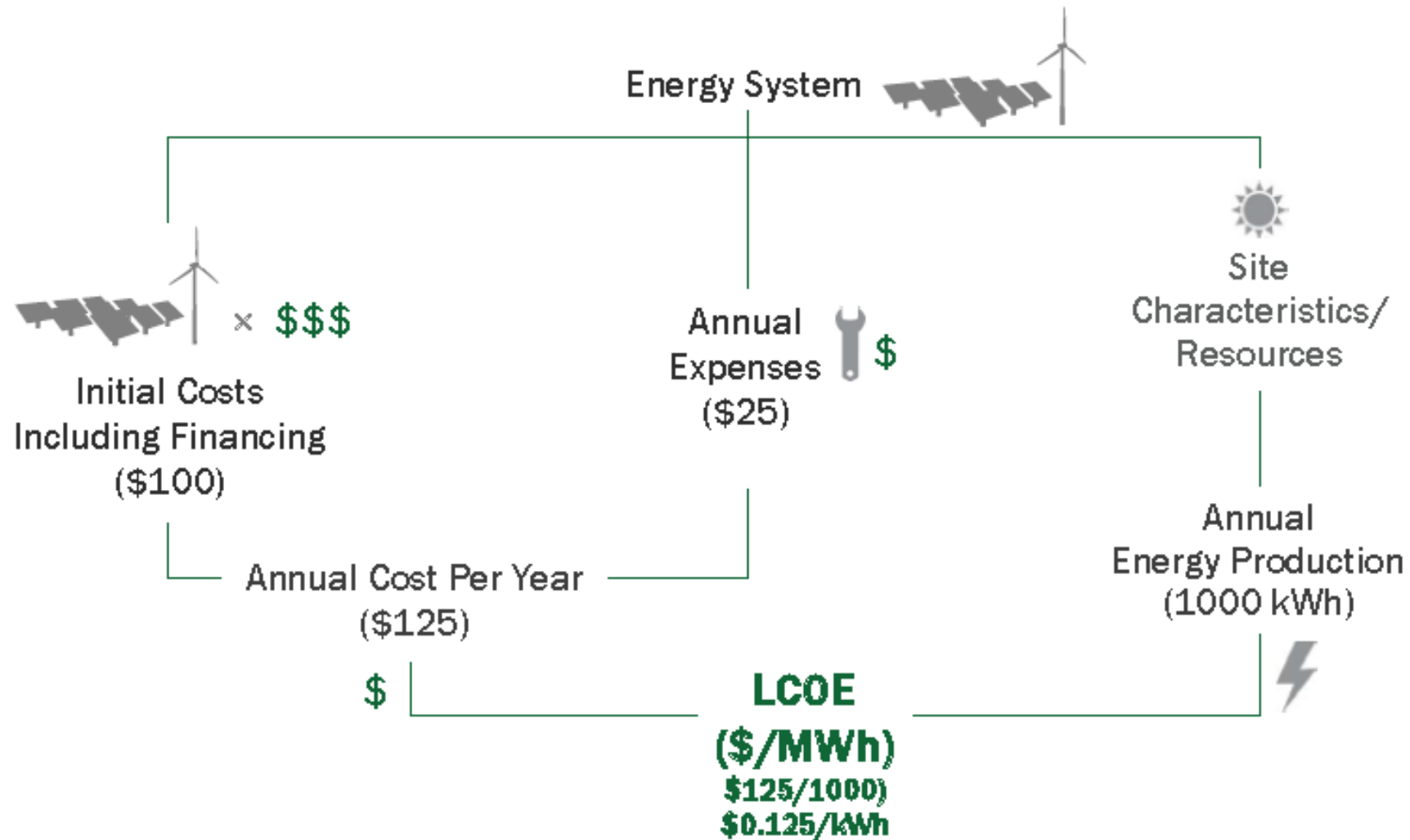
Key Concept: Levelized Cost of Energy (LCOE)



- Measures lifetime costs divided by energy production
- Calculates present value of the total cost of building and operating a power plant over an assumed lifetime.
- Allows the comparison of different technologies (e.g., wind, solar, natural gas) of unequal life spans, project size, different capital cost, risk, return, and capacities

Critical to making an informed decision to proceed with development of a facility, community or commercial-scale project

Simple LCOE Concept



Adapted from European Wind Energy Association, "Economics of Wind Energy,"
http://www.e-wea.org/fileadmin/e-wea_documents/documents/00_POLICY_document/Economics_of_Wind_Energy_March_2009.pdf

|| Simplified LCOE Calculation

$$\frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

I_t = Investment expenditures in year t (including financing)

M_t = Operations and maintenance expenditures in year t

F_t = Fuel expenditures in year t

E_t = Electricity generation in year t

r = Discount rate

n = Life of the system

Calculating and comparing LCOE can:

- Measure value across the longer term, showing projected life-cycle costs
- Highlight opportunities for Tribes to develop different scales of projects (facility, community, or commercial)
- Inform decisions to pursue projects on an economic basis, compared to utility rates

Most renewable energy projects have zero fuel costs
(with biomass being the possible exception)

Determinación de Costos en el MEM

Los Precios Mayoristas surgen de la competencia horaria entre cerca de 300 unidades de generación representadas por más de 50 empresas participantes privadas, nacionales, provinciales e internacionales y cuyo despacho de generación es asignado en función de la eficiencia operativa de cada unidad y de su disponibilidad.

Todos los precios y resultados son informados en la página de CAMMESA, de libre acceso para los Agentes del Mercado y usuarios en general, incluyendo además los valores físicos de energía generada y combustibles utilizados tanto en su previsión como en los valores reales medidos.

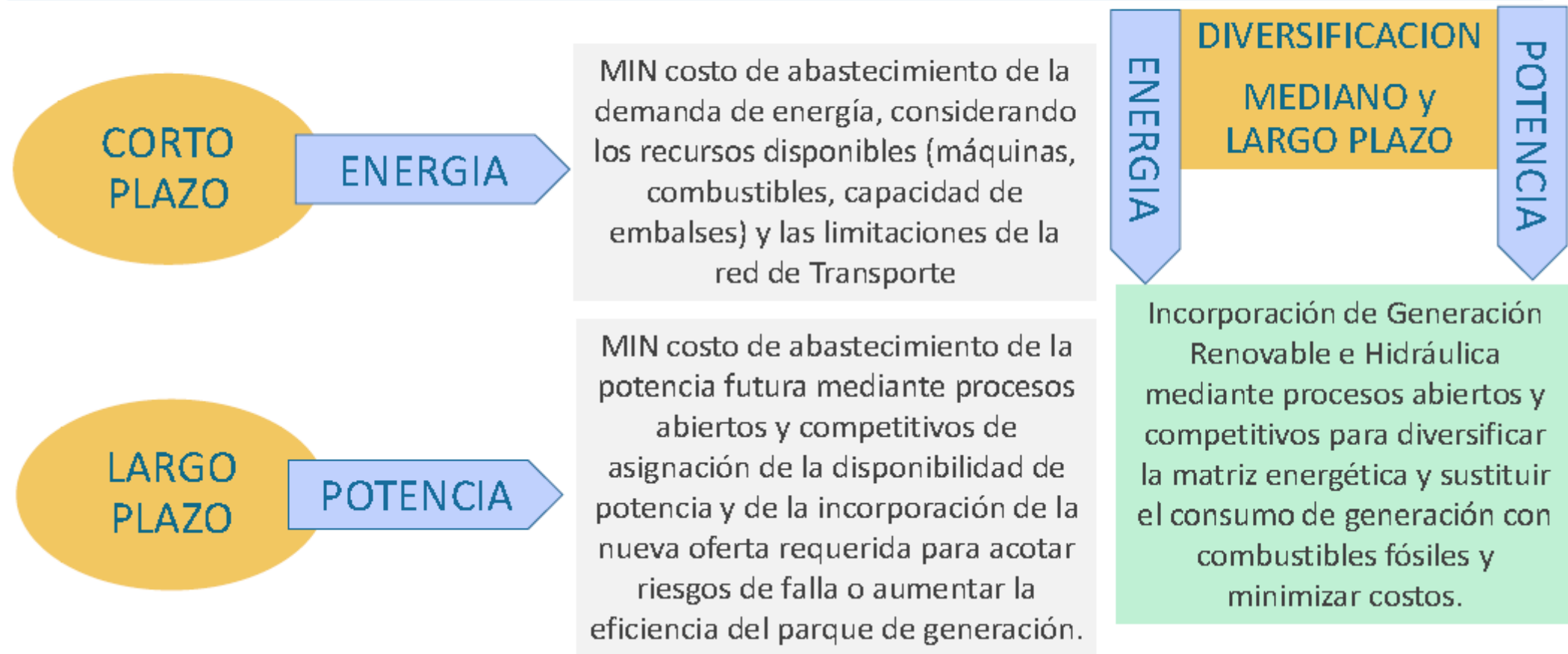
Los procesos de licitación de ingreso de nueva generación térmica o renovable son también de tipo competitivos e informados a través de la web junto con los modelos y resultados correspondientes.

La función objetivo es minimizar en cada período de programación los costos de abastecimiento de la demanda, considerando los recursos disponibles (máquinas, combustibles, capacidad de embalses) y las limitaciones de la red de Transporte

La minimización de los Costos de Potencia se realiza a través de procesos de asignación de la capacidad en función de la disponibilidad de potencia y de la incorporación de la nueva oferta requerida para acotar riesgos de falla o aumentar la eficiencia del parque de generación mediante licitaciones públicas abiertas.

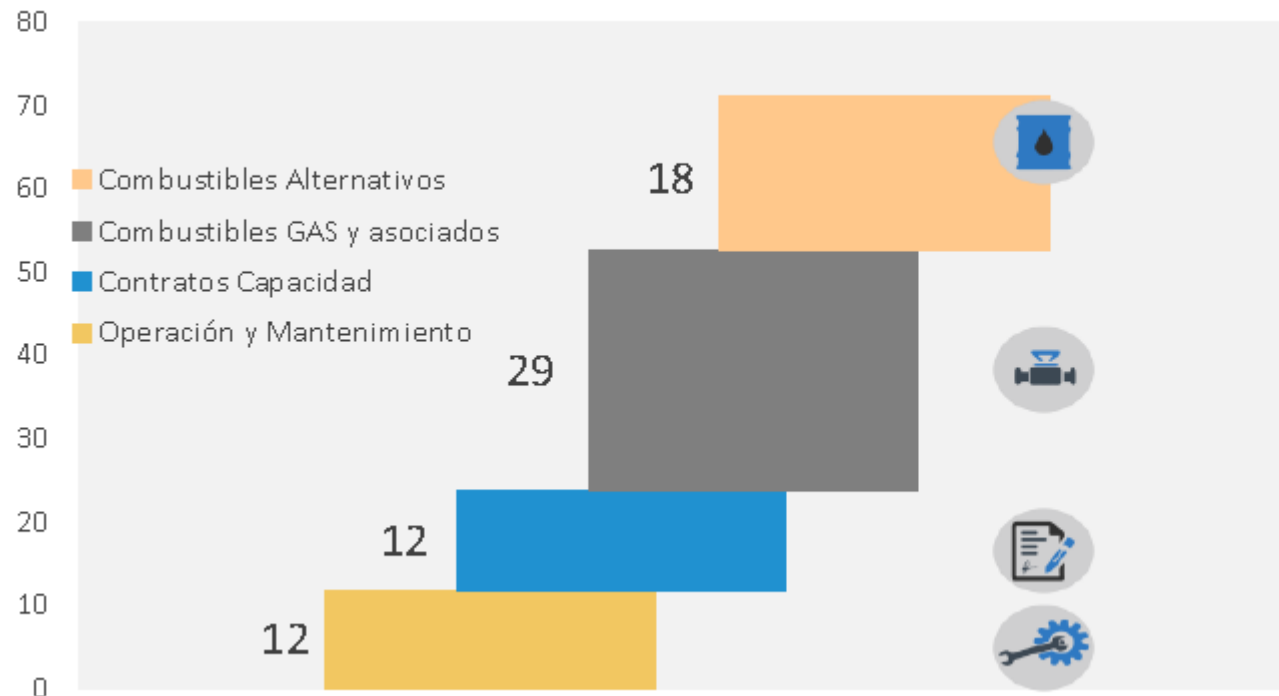
Las licitaciones correspondientes a la Generación Renovable son también de tipo competitivo y tienen como objetivo cumplir con la diversificación de la matriz energética mediante el aporte de energía renovable que sustituye el consumo de generación con combustibles fósiles y consecuentemente modifica los Costos Variables incurridos.

→ Costos para el Abastecimiento de la Demanda



$$\text{Costo medio monómico del Sistema} = \frac{\sum \text{ los costos de generación y asociados}}{\text{la demanda abastecida en el MEM}}$$

Monómico 2016 - u\$s/MWh



Medio Anual
71 u\$s/MWh

En un sistema con costos tan dependientes del combustible las opciones de desarrollo se orientan a aumentar la eficiencia, reducir los consumos de combustibles incorporando otras fuentes y mantener e incorporar equipos de reserva térmicos para asegurar el suministro.

Variables relevantes en el Costo

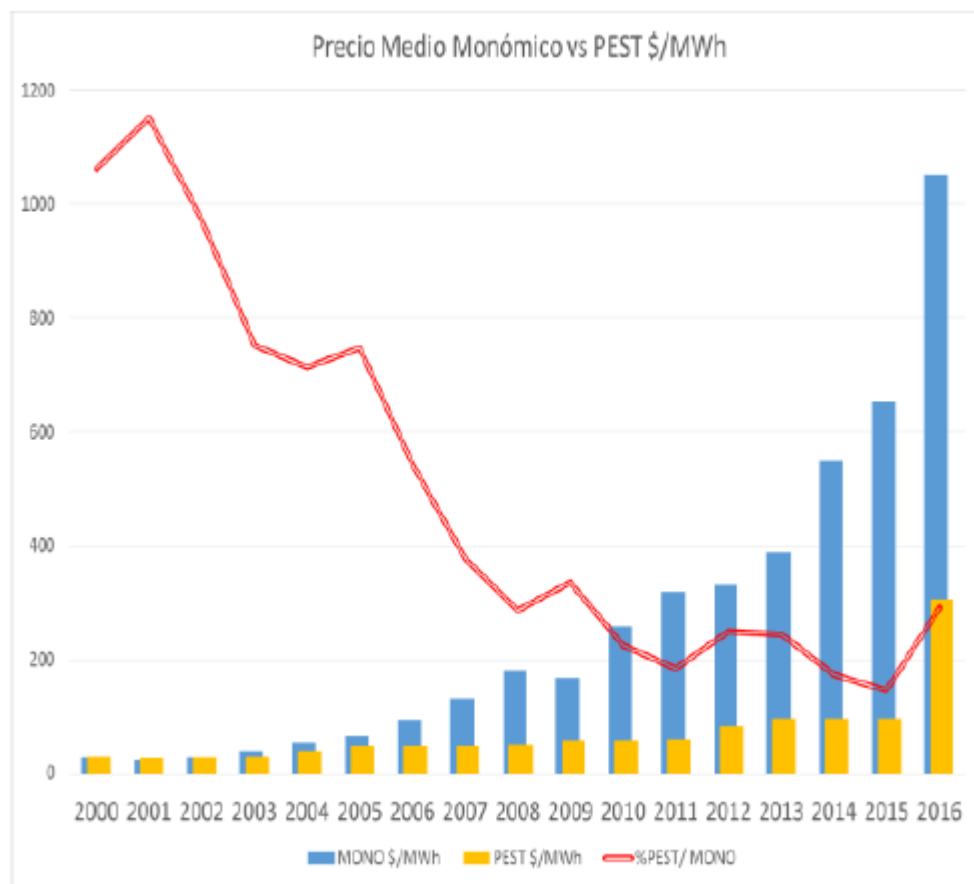
En la definición del costo monomérico, los costos asociados al uso del combustible representan más del 60% del costo total del sistema.

En el MEM la oferta está conformada con algo más del 60% de máquinas térmicas, es decir máquinas que necesitan un combustible para poder producir energía eléctrica. La generación hidráulica representa alrededor del 30% de la capacidad total, mientras que en la parte restante se encuentra la energía nuclear y las energías renovables.

Las características del parque instalado, siendo la generación térmica la principal fuente de generación y por ende la importancia de contar con los combustibles necesarios, una generación hidráulica dependiendo de las condiciones hidrológicas, y frente a la necesidad de abastecer una demanda con crecimientos sostenidos en los últimos años (la demanda residencial asociada su comportamiento principalmente a la temperatura), hizo aumentar el uso de los combustibles, especialmente los combustibles alternativos.

Los principales combustibles que se utilizan son el gas natural (GN), fuel oil (FO) y gas oil (GO). El aumento en el consumo termina impactando en el costo del sistema.

- El GN es de origen nacional en su mayor parte, y importado (GNL, Bolivia). Los precios son definidos en el mercado interno, precio en dólares, siguiendo una política de establecida en el mercado de gas natural.
- El FO que se utiliza hoy en el MEM es de origen nacional. El precio del mismo viene definido por el mercado interno, sujeto al costo del barril de petróleo nacional.
- El GO en general es de origen importado, donde el precio lo define el mercado internacional, precio atado a la variación del barril de petróleo y a la tasa de cambio.



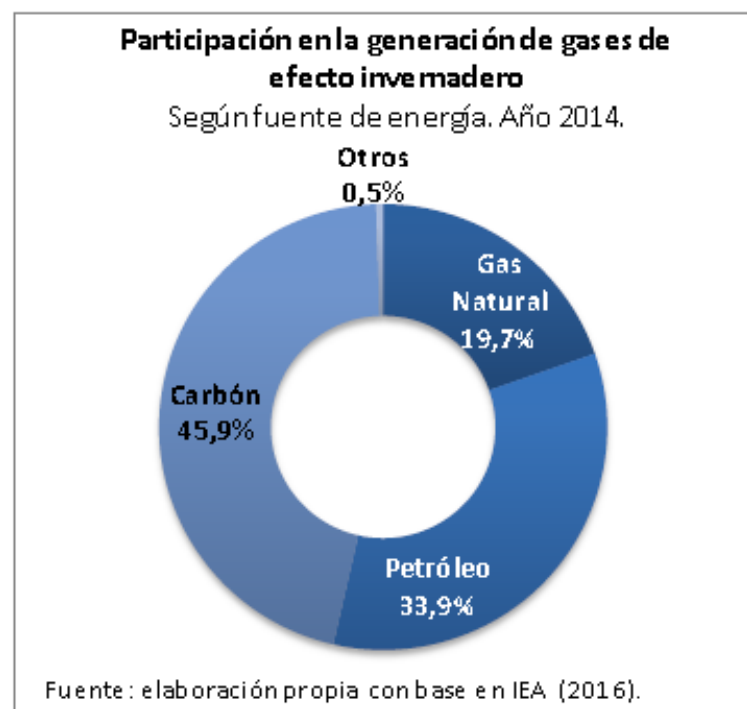
Precio Medio Mensual de los últimos 3 años y promedio año móvil [\$/MWh]

	Medio Año Móvil	sep-17	sep-16	sep-15
Componentes Energía	240,5	260,6	154,3	156,6
Componentes Potencia + Reserva	83,3	144,6	14,1	12,8
Cargo Demanda Excedente + Cuenta Brasil + Contratos Abastecimiento MEM	227,6	277,1	257,9	164,0
Sobrecosto Transitorio de Despacho	570,5	495,9	627,4	331,4
Compra Conjunta MEM	0,1	0,9	0,0	0,0
Precio Monómico Medio	1121,9	1179,1	1053,8	664,8
Cargos transporte	8,4	13,1	2,2	13,0
Precio Monómico Medio + Transp.	1130,3	1192,2	1056,0	677,8
Precio Monómico Estacional	489,6	577,6	333,3	95,3

La situación energética es un tema central en la agenda mundial. La discusión sobre las fuentes de energía, el precio del petróleo, la contaminación y la emisión de gases de efecto invernadero mantienen el debate latente.

La emisión de gases del efecto invernadero es uno de los principales disparadores para la generación de energía a través de fuentes alternativas. En 2014, las emisiones de CO₂ a nivel mundial fueron de 32.381 millones de toneladas (Mt). Los principales influyentes fueron el carbón (45,9%) y el petróleo (33,9%). Sin dudas, estos valores alertan sobre la necesidad de sustituir este tipo de fuentes energéticas por otras que no continúen potenciando los efectos de los gases de efecto invernadero en el medioambiente.

De una selección de países latinoamericanos, los principales emisores de CO₂ fueron Brasil (476,02 Mt), México (430,92 Mt) y en tercer lugar Argentina con 192,41 Mt de CO₂. La emisión de CO₂ de los países desarrollados es claramente superior, al contar con mayores niveles de producción. En el caso de Estados Unidos (EE.UU.) las emisiones de CO₂ fueron de 5.176,21 Mt y las de China 9.086,96 Mt.



Energía eólica

El costo del capital de los proyectos eólicos puede dividirse de la siguiente manera:

Costo de los aerogeneradores;

- Costo de construcción;
- Costo de conexión a la red;
- Costos de planificación y
- Otros costos de capital

Los aerogeneradores representan el principal costo de instalación de los parques eólicos. El precio de los aerogeneradores ha fluctuado con los ciclos económicos y con las variaciones en el precio de materias primas como el cobre y el acero. A comienzos de los 2000 el precio promedio de una turbina para proyectos superiores a 100 MW en EE.UU. alcanzó los 775 US\$/KW, mientras que en 2009 el costo de los aerogeneradores alcanzó su punto máximo marcando en promedio 1.728 US\$/KW en EE.UU. y 1.890 US\$/KW en Europa.

Dicho incremento se produjo como consecuencia del marcado aumento de la materia prima (acero y cobre, salarios y costos de construcción principalmente), el aumento de la demanda de aerogeneradores como consecuencia de los nuevos proyectos y el avance tecnológico de la industria, que introdujo torres más altas y nuevos diseños de palas que implicaron mayores costos de producción.

De acuerdo con los datos de IRENA (2015) los costos totales de instalación alcanzaron en promedio los 1.710 US\$/KW en Eurasia, 2.010 US\$/KW en Chile y 2.340 US\$/KW en Argentina, mientras que en Brasil alcanzaron los 2.650 US\$/KW. A nivel regional, entre 2010 y 2014, se observa una caída del costo de instalación donde América Central y del Sur verificó una reducción del orden del 30%. Por el contrario, África e India mostraron incrementos en los costos.

Energía solar

Por el lado de los proyectos solares, el costo del capital de los sistemas fotovoltaicos está compuesto por el costo del panel o módulo solar fotovoltaico y el costo de la estructura de los paneles, el costo del sistema eléctrico (inversor o transformador de energía) y los costos indirectos - mano de obra, la adquisición de clientes, permisos, entre otros -.

La tendencia mundial ha marcado un descenso de los precios de los paneles solares mientras que el resto de los costos se han incrementado, particularmente los indirectos. Los paneles solares han mostrado un ritmo de aprendizaje y despliegue elevado en los últimos años, llevando a una caída llamativa de los precios del 75% entre 2009 y 2014. Cabe mencionar que las principales causas de dicha caída fueron las mejoras en la eficiencia en los materiales, ante la reducción de su uso y por ende de los costos, y en los módulos solares en la conversión de luz solar en electricidad, al reducir el área requerida por vatio. La segunda causa se centra en las economías de escala, donde a partir del desarrollo de fábricas más grandes e integradas se lograron importantes reducciones mediante la ampliación de procesos a gran escala proporcionando paneles a precios más competitivos. Por último, se produjo una optimización de la producción a través de la integración de procesos.

Esto llevó a que los costos más significativos sean aquellos relacionados con la instalación de los paneles solares y los costos indirectos, permitiendo que a futuro se produzcan nuevos descensos en los costos de capital.

Este costo varía considerablemente entre países y en los segmentos del mercado.

Energía nuclear

Según la Agencia Internacional de Energía Atómica (*International Atomic Energy Agency*, IAEA por sus siglas en inglés, 2015), la energía nuclear se caracteriza por ser de capital intensivo y de bajo costo operativo. La construcción de una central nuclear lleva aproximadamente entre 5 y 7 años lo que implica un largo período hasta que comiencen a generarse los flujos vinculados al proyecto de inversión.

Para estimar los costos en este sector se utiliza generalmente el concepto de costo nivelado de energía eléctrica o *levelised cost of electricity* (LCOE, por sus siglas en inglés). El cálculo del LCOE se definiría como el costo nivelado para el promedio de vida, utilizando el método de flujos de caja descontados (*discounted cash flow*, DCF)⁷.

También se suelen considerar los costos sistémicos, que surgen de inversiones adicionales y servicios que son requeridos para la provisión de energía eléctrica, y los costos sociales que incluyen externalidades, tratamiento de residuos y beneficios asociados a la reducción de emisión de gases de efecto invernadero.

La Agencia Internacional de Energía (*International Energy Agency*, IEA por sus siglas en inglés) junto con la Agencia de Energía Nuclear (*Nuclear Energy Agency*, NEA por sus siglas en inglés), realizan estudios regularmente acerca de los costos esperados de la puesta en marcha de distintas centrales de generación de energía eléctrica. En su versión de 2015 realizaron estimaciones de los costos de LCOE y de *overnight*– costo asociado a establecer la central (edificaciones, equipamiento, infraestructura) como si fuera posible de un día para otro – hacia 2020.