

ANEXO

NORMA OPERATIVA N° 19

“DETERMINACIÓN DEL PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA”

1. OBJETIVO

Establecer el Procedimiento para la determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta.

2. BASE LEGAL

Artículos 48 y 49 inciso e) de la Ley N° 1604 de Electricidad, Artículos 1, 18 y 19 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), aprobado mediante D.S. N° 26094, Decreto Supremo N° 29624 que aprueba el Reglamento de Funciones y Organización del CNDC y el Decreto Supremo N° 0071, que dispone la creación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad y estableció la extinción de las Superintendencias.

3. DEFINICIONES

**Costo Marginal de Potencia de Punta.** Es el costo unitario de incrementar la capacidad instalada de generación de potencia de punta del sistema.

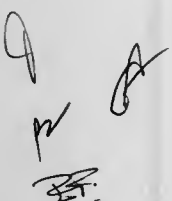
**Precio Básico de Potencia de Punta.** Es igual al Costo Marginal de Potencia de Punta.

**Capacidad Efectiva.** Es la potencia máxima que una unidad generadora es capaz de suministrar a la red, se calcula con la temperatura máxima probable y la presión atmosférica del sitio donde está instalada.

4. TECNOLOGÍA DE LA UNIDAD GENERADORA DE PUNTA

La tecnología adaptada al Sistema Interconectado Nacional, es una turbina a gas de ciclo abierto. El Comité Nacional de Despacho de Carga podrá revisar la selección de la tecnología apropiada tomando en cuenta los siguientes criterios:

- a) El conjunto de tecnologías convencionales que razonablemente puedan proveer potencia adicional al SIN.
- b) El costo mínimo total de proveer energía y potencia al sistema en horas del bloque de punta.



## **5. UBICACIÓN DE LA UNIDAD GENERADORA DE PUNTA**

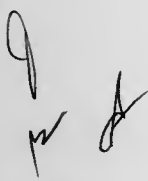
La ubicación de la unidad generadora de punta se determinará de acuerdo con el siguiente procedimiento:

- a) Se considera un conjunto de alternativas de ubicación posibles, eliminando aquellas que presenten restricciones en el sistema de transmisión y en la disponibilidad de combustible.
- b) Para cada una de las posibles alternativas, considerando la misma inversión base (US\$/kW ISO) y los factores de corrección por temperatura y por altitud se determina el Costo Anual Equivalente para una vida útil de 20 años y la tasa de actualización vigente para la actividad de generación.
- c) Para cada alternativa, se determinan los factores de pérdida de potencia utilizando el modelo de flujo vigente para el cálculo de la potencia firme, los datos de la potencia de punta y la potencia firme del resto de las unidades del sistema.
- d) Se determina el Costo Total del Suministro de potencia para cada caso de ubicación de la unidad marginal de potencia, como la sumatoria del producto del Costo Anual Equivalente calculado en el inciso b), la potencia de punta de cada nodo de retiro y el factor de nodo correspondiente calculado en el inciso c).
- e) La ubicación de la unidad generadora se definirá en función del menor Costo Total del Suministro determinado en el inciso d).

## **6. DETERMINACIÓN DE LA UNIDAD GENERADORA DE PUNTA MÁS ECONÓMICA**

Para la determinación de la Unidad Generadora de punta más económica se seguirá el siguiente procedimiento:

- a) Se define un rango de potencia comprendido entre los siguientes límites:
  - El límite inferior es igual a 49.5 MW ISO (turbina W251B11/12)
  - El límite superior se determina como el mayor valor entre 70.14 MW ISO (turbina PG6101FA) y la potencia ISO de la unidad térmica a gas de mayor capacidad del sistema con Licencia de Generación al 10 de febrero para el período mayo – octubre y al 10 de agosto para el período noviembre – abril.
- b) Se seleccionan todas las turbinas listadas en las publicaciones de los últimos cuatro años de la revista "Gas Turbine World Handbook", que se encuentren dentro el rango de potencia definido en el inciso a) incluyendo la última publicación disponible a la fecha de la declaración de los Agentes



**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 305/2012  
TRÁMITE N° 2010-1117-9-0-0-0-DLG  
CIAE 0005-0001-0001-0001  
La Paz, 26 de junio de 2012**

para la Programación de Mediano Plazo. No se consideran aquellas unidades que requieran inyección a vapor.

Las características de las turbinas seleccionadas (Precio, Potencia y Heat Rate) se promedian considerando los valores publicados en dicha revista.

- c) Para cada alternativa se calcula el costo total de suministrar energía y potencia en las horas de demanda máxima del SIN, considerando tanto los costos de inversión como los costos de operación a partir de la información obtenida en el inciso b).
- d) Los costos de operación se calculan sobre la base de los costos variables de combustibles y los costos de operación y mantenimiento.

Los costos variables de combustible se calculan con el precio de gas de referencia sin impuestos, el poder calorífico inferior de gas correspondiente al sitio de ubicación de la Unidad Generadora, determinado en el numeral 5 de esta Norma y una operación de 3 horas durante 266 días con un régimen de carga de 50%.

El consumo específico (BTU/kWh) para el régimen de carga de 50%, es igual al rendimiento para un régimen de carga de 100% multiplicado por el factor 1.21964.

Los costos variables de combustible se incrementan en 1% por concepto de pérdidas.

Los costos de operación se obtienen añadiendo los costos variables de combustible, los costos variables de operación y mantenimiento de referencia aprobados por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

- e) Los costos de inversión se calculan como la anualidad de la inversión de los precios previamente definidos en el inciso b), a 20 años con la tasa de actualización vigente para la actividad de generación.
- f) Se obtiene el costo unitario como la relación entre el Costo Total (Costo variable más costos de inversión) y la potencia ISO de cada alternativa.
- g) Se elige a la Unidad Generadora de Punta con la cual el costo unitario de suministrar energía y potencia sea el menor.

**7. COSTO TOTAL DE INVERSIÓN DE LA UNIDAD GENERADORA DE PUNTA SELECCIONADA**

El Costo Total de Inversión de la unidad generadora seleccionada según el punto 6, es la suma de los siguientes costos:

**a) Precio del Turbogenerador**

Corresponde al promedio de los precios de lista (columna "Budgetary Price" o su equivalente posterior), de las publicaciones de la revista "Gas Turbine World Handbook" de los últimos cuatro (4) años disponibles a la fecha de declaración de los Agentes para la Programación de Mediano Plazo correspondiente.

**b) Costos Adicionales**

Al valor obtenido en el inciso a) se incrementa en 50% correspondiente a los demás costos necesarios para dejar la unidad generadora en condiciones operativas. Entre los costos adicionales se incluyen los siguientes:

1. Fletes: Transporte, carga, descarga, almacenaje y seguros
2. Gastos de aduana
3. Obras civiles y montaje electromecánico
4. Conexión
5. Ingeniería
6. Administración
7. Supervisión
8. Puesta en servicio (incluye seguros)
9. Costos Financieros
10. Estudios y Licencias Medio Ambiente
11. Terreno

**8. DETERMINACIÓN DEL COSTO DE LA POTENCIA**

**8.1 Costo de Inversión asociado a la generación y a la transmisión**

El Costo de Inversión asociado a la generación y a la transmisión se determina en base al Costo Total de Inversión determinado en el numeral 7 de esta norma, de la siguiente manera:

- a) El Costo de Inversión asociado a la generación corresponde al 91% del Costo Total de Inversión.
- b) El Costo de Inversión asociado a la transmisión (conexión al STI) corresponde al 9% del Costo Total de Inversión.

**8.2 Anualidad del Costo Total de Inversión**

La anualidad del Costo Total de Inversión se calcula multiplicando los Costos Totales de Inversión asociados a generación y a transmisión por sus respectivos factores de recuperación de capital, y sumando los resultados obtenidos.

Los factores de recuperación de capital se calculan considerando la tasa de

actualización vigente para la actividad de generación y una vida útil de 20 años para los equipos de generación y 30 años para los equipos de transmisión.

### 8.3 Anualidad de los Gastos Fijos de Operación, Mantenimiento y Administración

La anualidad de los Gastos Fijos de Operación, Mantenimiento y Administración se determina como el 1.5% del Costo Total de Inversión obtenido en el numeral 7 de esta Norma.

### 8.4 Cálculo del Costo Mensual de Potencia

El Costo mensual de la Potencia corresponde a la suma del costo mensual de inversión y del gasto fijo mensual de Operación, Mantenimiento y Administración.

### 8.5 Costo Mensual de Inversión

El Costo Mensual de Inversión se obtiene a partir de la anualidad calculada en el numeral 8.2 afectado por el factor de recuperación mensual (FRM) de la siguiente manera:

$$FRM = \frac{i}{(1+i)^n - 1}$$

Donde:            n    = 12 meses  
                      i    = Tasa equivalente mensual

La Tasa equivalente mensual se determina con la siguiente expresión:

$$i = \left[ \sqrt[n]{1 + i_{\text{anual}}} \right] - 1$$

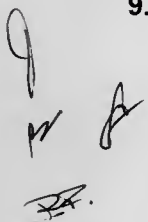
Donde:            n    = 12 meses  
                      i<sub>anual</sub> = Tasa de actualización vigente para la actividad de generación

### 8.6 Costo Fijo Mensual de Operación, Mantenimiento y Administración

El Costo Fijo Mensual de Operación, Mantenimiento y Administración se obtiene dividiendo la anualidad calculada en el numeral 8.3 entre 12.

## 9. DETERMINACIÓN DEL PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA

El Precio Básico de la Potencia se obtiene a partir del Precio Unitario de la Potencia afectado por los Factores de indisponibilidad teórica y programada de la siguiente manera:



### **9.1 Precio Unitario de la Potencia**

El Precio Unitario de la Potencia se obtiene dividiendo el Costo Mensual de Potencia calculado en el numeral 8.4, entre la potencia de la unidad generadora seleccionada definida según el numeral 6, para el sitio determinado en el numeral 5 de esta Norma.

### **9.2 Aplicación del Factor de no disponibilidad teórica**

El valor obtenido en el numeral 9.1, se multiplicará por el Factor de No Disponibilidad Teórica del sistema, que es igual al cociente entre la capacidad efectiva de la unidad generadora seleccionada y su capacidad garantizada al 95%. La capacidad garantizada de la unidad generadora seleccionada se determina incorporando al Modelo para el cálculo de la capacidad garantizada de unidades térmicas, la unidad generadora seleccionada con su capacidad efectiva media en el sitio, una tasa de indisponibilidad forzada (FOR) de 3.3% y 95% de probabilidad de cierre.

El factor de No Disponibilidad Teórica del sistema no podrá ser menor a 1.05 ni mayor a 1.15. Si el valor calculado resultase fuera de estos límites, se tomará como factor de No Disponibilidad Teórica, el límite más cercano.

### **9.3 Aplicación del Factor de no disponibilidad programada**

El valor obtenido en el numeral 9.2, se multiplicará por el Factor de No Disponibilidad Programada de la Unidad Generadora de punta seleccionada. Este Factor es igual a uno más el cociente entre el número de días anuales de duración típica de mantenimiento óptimo de la Unidad Generadora de Punta entre el número de días del año.

El valor del Factor de No Disponibilidad Programada será el aprobado por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

El valor obtenido en el numeral 9.3 corresponde al Precio Básico de Potencia de Punta.

## **10. VIGENCIA**

La presente Norma Operativa entrará en vigencia una vez aprobada por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

## **11. MODIFICACIONES**

Cualquier modificación a la presente Norma Operativa será propuesta por el CNDC, para su posterior aprobación por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad de acuerdo a procedimientos vigentes.

