

## **Propuesta de modificación a la:**

# **METODOLOGIA PARA EL CÁLCULO DE LA POTENCIA Y/O ENERGIA DISPONIBLE DE LOS OFERENTES PARA LOS ACTOS DE CONCURRENCIA DE CORTO Y LARGO PLAZO**

La Metodología para el cálculo de la potencia y/o energía disponible de los oferentes para los actos de concurrencia de corto y largo plazo, se encuentra en el ANEXO B de la Resolución AN N° 3885 – Elec de 8 de Octubre de 2010 “Por la cual se aprueban las metodologías que deberá cumplir la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., en atención a su función como gestor de las compras de potencia y/o energía que requieren las empresas de distribución y comercialización de energía eléctrica.”

El GESTOR considera que la metodología actual debe modificarse para reflejar que los cálculos de la potencia y/o energía mínimos disponibles para ofertar se realicen en periodos mensuales.

Esta propuesta de modificación se sustenta en el hecho que actualmente el cálculo de la potencia y/o energía mínima disponible para ofertar se determina como un solo valor que descuenta la máxima contratación del agente en el período del acto de concurrencia. Esto conlleva a que el agente no tenga obligación de ofertar en un acto de concurrencia sea de corto o largo plazo, por solo tener compromisos contractuales en periodos muy inferiores a la duración del respectivo acto de concurrencia.

**Se proponen las modificaciones siguientes.**

En el punto (MCPED 4.1)

**DONDE DICE:**

(MCPED 4.1) La potencia mínima disponible para ofertar de los agentes con plantas hidráulicas o eólicas, será definida por la potencia firme de la central, menos un porcentaje de la potencia firme correspondiente al riesgo hidrológico o riesgo eólico estimado en un 25%, menos el máximo

compromiso contractual para el período, de la sumatoria de sus contratos vigentes de:

- i) contratos de suministro con las empresas distribuidoras,
- ii) contratos con Grandes Clientes,
- iii) contratos de reserva y
- iv) los compromisos firmes (potencia firme de largo plazo) que se comercialice en otros mercados regionales.

DEBE DECIR:

(MCPED 4.1) La potencia mínima disponible para ofertar de los agentes con plantas hidráulicas o eólicas, será definida por la potencia firme de la central, menos un porcentaje de la potencia firme correspondiente al riesgo hidrológico o riesgo eólico estimado en un 25%, menos la sumatoria de sus compromisos contractuales calculados en períodos mensuales, de sus contratos vigentes de:

- i) contratos de suministro con las empresas distribuidoras,
- ii) contratos con Grandes Clientes,
- iii) contratos de reserva y
- iv) los compromisos firmes (potencia firme de largo plazo) que se comercialice en otros mercados regionales.

En el punto (MCPED 4.1.1)

DONDE DICE:

$$\begin{aligned}
 PMOHEP = & PFHE - R_{H/E} \\
 & - MAX \left( \sum_{K=1}^n (CVP_{k,j,m})_{ed} + \sum_{K=1}^n (CVP_{k,j,m})_{gc} \right. \\
 & \left. + \sum_{K=1}^n (CVP_{k,j,m})_{cr} + \sum_{K=1}^n (CVP_{k,j,m})_{MER} + \sum_{K=1}^n (CVP_{k,j,m})_{MEA} \right)_{m=mi}^{m=mf}
 \end{aligned}$$

Donde:

- P = Período  
m = Mes  
mi = Mes Inicial del Período  
mf = Mes Final del Período  
j = Generador  
n = Número de Contratos
- PMOHE = Potencia Mínima Disponible para Ofertar Hidroeléctrica o Eólica  
PFHE = Potencia Firme de Largo Plazo Hidroeléctrica o Eólica  
 $R_{H/E} = \text{Riesgo Hidrológico o Eólico} = [ PFHE * 0.25 ]$   
CVP<sub>ed</sub> = Contratos Vigentes con empresas distribuidoras de:  
i) potencia y energía (MW)  
ii) potencia (MW)  
CVP<sub>gc</sub> = Contratos Vigentes con Grandes Clientes de:  
i) potencia y energía (MW)  
ii) potencia (MW)  
CVP<sub>cr</sub> = Contratos de Reserva Vigente de:  
i) potencia y energía (MW)  
ii) potencia (MW)  
CVP<sub>MER</sub> = Contratos Vigentes, no interrumpibles con el Mercado Eléctrico Regional de:  
i) potencia y energía (MW)  
ii) potencia (MW)  
CVP<sub>MEA</sub> = Contratos Vigentes, no interrumpibles con el Mercado Eléctrico Andino de:  
i) potencia y energía (MW)  
ii) potencia (MW)

DEBE DECIR:

$$PMOHE_{j,m} = PFHE_j - R_{H/E} - \sum_{K=1}^n (CVP_{k,j,m})_{ed} - \sum_{K=1}^n (CVP_{k,j,m})_{gc} \\ - \sum_{K=1}^n (CVP_{k,j,m})_{cr} - \sum_{K=1}^n (CVP_{k,j,m})_{MER} - \sum_{K=1}^n (CVP_{k,j,m})_{MEA}$$

Donde:

- m = Mes
- j = Generador
- n = Número de Contratos
- PMOHE = Potencia Mínima Disponible para Ofertar Hidroeléctrica o Eólica
- PFHE = Potencia Firme de Largo Plazo Hidroeléctrica o Eólica
- $R_{H/E} = \text{Riesgo Hidrológico o Eólico} = [ PFHE_j \times 0.25 ]$
- CVP<sub>ed</sub> = Contratos Vigentes con empresas distribuidoras de:
  - i) potencia y energía (MW)
  - ii) potencia (MW)
- CVP<sub>gc</sub> = Contratos Vigentes con Grandes Clientes de:
  - i) potencia y energía (MW)
  - ii) potencia (MW)
- CVP<sub>cr</sub> = Contratos de Reserva Vigentes de:
  - i) potencia y energía (MW)
  - ii) potencia (MW)
- CVP<sub>MER</sub> = Contratos Vigentes, no interrumpibles con el Mercado Eléctrico Regional de:
  - i) potencia y energía (MW)
  - ii) potencia (MW)
- CVP<sub>MEA</sub> = Contratos Vigentes, no interrumpibles con el Mercado Eléctrico Andino de:
  - i) potencia y energía (MW)
  - ii) potencia (MW)

En el punto (MCPED 4.2):

DONDE DICE:

(MCPED 4.2) La energía mínima disponible para ofertar de los agentes con plantas hidráulicas o eólicas será definida por la generación mínima mensual de la central, que determina el CND en el cálculo de la Potencia Firme, menos el 10% de su generación mínima mensual correspondiente a la bolsa energética, menos el máximo compromiso contractual para el período, de la sumatoria de sus contratos vigentes de:

- i) contratos de suministro con las empresas distribuidoras,
- ii) contratos con Grandes Clientes,
- iii) contratos de reserva y
- iv) los compromisos firmes que se comercialice en otros mercados regionales.

DEBE DECIR:

(MCPED 4.2) La energía mínima disponible para ofertar de los agentes con plantas hidráulicas o eólicas será definida por la generación mínima mensual de la central, que determina el CND en el cálculo de la Potencia Firme, menos el 10% de su generación mínima mensual correspondiente a la bolsa energética, menos la sumatoria de sus compromisos contractuales calculados en períodos mensuales, de sus contratos vigentes de:

- i) contratos de suministro con las empresas distribuidoras,
- ii) contratos con Grandes Clientes,
- iii) contratos de reserva y
- iv) los compromisos firmes que se comercialice en otros mercados regionales.

En el punto (MCPED 4.2.1):

DONDE DICE:

$$\begin{aligned}
 (\text{PEQHE}) &= \left[ \text{GMHE} \times \left( \frac{\text{DMG} - \text{RC}}{\text{PDE}} \right) \right] - \text{PEAB} \\
 &- \text{MAX} \left\{ \sum_{K=1}^n (\text{CVPE}_{k,j,m})_{\text{ed}} + \sum_{K=1}^n (\text{CVPE}_{k,j,m})_{\text{gc}} + \sum_{K=1}^n (\text{CVPE}_{k,j,m})_{\text{cr}} + \sum_{K=1}^n (\text{CVPE}_{k,j,m})_{\text{MER}} + \sum_{K=1}^n (\text{CVPE}_{k,j,m})_{\text{MEA}} \right. \\
 &+ \left. \left[ \sum_{K=1}^n (\text{CVP}_{k,j,m})_{\text{ed}} + \sum_{K=1}^n (\text{CVP}_{k,j,m})_{\text{gc}} + \sum_{K=1}^n (\text{CVP}_{k,j,m})_{\text{cr}} + \sum_{K=1}^n (\text{CVP}_{k,j,m})_{\text{MER}} + \sum_{K=1}^n (\text{CVP}_{k,j,m})_{\text{MEA}} \right] \right. \\
 &\times \left. \left( \frac{(\text{DMG} - \text{RC})_i}{\text{PDE}_i} \right)^{(1)} \right\}_{m=mi}^{m=mf}
 \end{aligned}$$

$$\text{SI } \sum_{k=1}^n (CVE_{k,P,j})_{gc} \times \frac{\text{DMG - RC}}{\text{PDE}} \geq \text{PEABE}_{P,j}$$

Entonces

$$\text{PEABE}_{P,j} = 0.0$$

De Otro Modo

$$\text{PEABE}_{P,j} = \left[ \text{GMHH} \times \frac{\text{DMG - RC}}{\text{PDE}} \right] \times 0.10 - \sum_{k=1}^n (CVE_{k,P,j})_{gc} \times \frac{\text{DMG - RC}}{\text{PDE}}$$

Donde:

- P = Período
- m = Mes
- mi = Mes Inicial del Período
- mf = Mes Final del Período
- j = Generador
- n = Número de Contratos
- PEQHE = Potencia Equivalente Hidro o Eólica
- GMHE = Generación Mínima (mensual) Hidro o Eólica (MWh)
- PEABE = Energía asignada a la bolsa energética, expresada en potencia equivalente (MW)
- PEABE = [GMHE\*(DMG-RC)/PDE] \*0.10.
- DMG - RC = Demanda Máxima de Generación sin la reserva para la confiabilidad de largo plazo del Sistema Interconectado Nacional (MW) del año en que se realice el Acto de Concurrencia.
- PDE = Pronóstico de Demanda de Energía del Sistema Interconectado Nacional (MWh) del año en que se realice el Acto de Concurrencia.
- CVE<sub>ed</sub> = Contratos de Suministro Vigentes de energía con empresas distribuidoras expresados en potencia equivalente (MW)
- CVE<sub>gc</sub> = Contratos Vigentes de energía expresados en potencia equivalente con grandes clientes (MW).

- $CVP_{cr}$  = Contratos de Reserva Vigentes de energía expresados en potencia equivalente (MW).
- $CVE_{MER}$  = Contratos Vigentes de energía, no interrumpibles, expresados en potencia equivalente con el Mercado Eléctrico Regional (MW).
- $CVP_{MEA}$  = Contratos Vigentes de energía, no interrumpibles, expresados en potencia equivalente con el Mercado Eléctrico Andino (MW).
- $CVPE_{ed}$  = Contratos de Suministro Vigentes de potencia y energía (componente de potencia) con empresas distribuidoras (MW)
- $CVPE_{gc}$  = Contratos Vigentes de potencia y energía (componente de potencia) con grandes clientes (MW).
- $CVPE_{rc}$  = Contratos de Reserva Vigentes de potencia y energía (componente de potencia) (MW).
- $CVPE_{MER}$  = Contratos Vigentes de potencia y energía, no interrumpibles (componente de potencia) con el Mercado Eléctrico Regional (MW).
- $CVPE_{MEA}$  = Contratos Vigentes de potencia y energía, no interrumpibles (componente de potencia) con el Mercado Eléctrico Andino (MW).
- (1) En el caso de que el oferente presente sus compromisos en energía, EL GESTOR calculará la potencia equivalente.

DEBE DECIR:

$$\begin{aligned}
 PEQHE_{j,m} = & \left[ GMHE_j \times \left( \frac{DMG_m - RC}{PDE_m} \right) \right] - PEABE_{j,m} - \sum_{k=1}^n (CVPE_{k,j,m})_{ed} - \sum_{k=1}^n (CVPE_{k,j,m})_{gc} \\
 & - \sum_{k=1}^n (CVPE_{k,j,m})_{cr} - \sum_{k=1}^n (CVPE_{k,j,m})_{MER} - \sum_{k=1}^n (CVPE_{k,j,m})_{MEA} \\
 & - \left[ \sum_{k=1}^n (CVE_{k,j,m})_{ed} + \sum_{k=1}^n (CVE_{k,j,m})_{GC} + \sum_{k=1}^n (CVE_{k,j,m})_{cr} + \sum_{k=1}^n (CVE_{k,j,m})_{MER} \right. \\
 & \left. + \sum_{k=1}^n (CVE_{k,j,m})_{MEA} \right] \times \left( \frac{DMG_m - RC}{PDE_m} \right)^{(1)}
 \end{aligned}$$

Si

$$\sum_{K=1}^n (CVE_{k,j,m})_{gc} \times \left( \frac{DMG_m - RC}{PDE_m} \right)^{(1)} \geq PEABE_{j,m}$$

Entonces

$$PEABE_{j,m} = 0.0$$

De Otro Modo

$$PEABE_{j,m} = \left[ GMHE_j \times \frac{DMG_m - RC}{PDE_m} \right] \times 0.10 - \sum_{k=1}^n (CVE_{k,j,m})_{gc} \times \left( \frac{DMG_m - RC}{PDE_m} \right)^{(1)}$$

Donde:

m = Mes

j = Generador

n = Número de Contratos

PEQHE = Potencia Equivalente Hidro o Eólica

GMHE = Generación Mínima (mensual) Hidro o Eólica (MWh)

PEABE = Energía asignada a la bolsa energética, expresada en potencia equivalente (MW)

$$PEABE_{j,m} = \left[ GMHE_j \times \frac{(DMG_m - RC)}{PDE_m} \right] \times 0.10.$$

DMG<sub>m</sub> – RC = Demanda Máxima de Generación sin la reserva para la confiabilidad de largo plazo mensual. (MW)

PDE<sub>m</sub> = Pronóstico de Demanda de Energía mensual. (MWh)

CVE<sub>ed</sub> = Contratos de Suministro Vigentes de energía con empresas distribuidoras expresados en potencia equivalente (MW)

CVE<sub>gc</sub> = Contratos Vigentes de energía expresados en potencia equivalente con grandes clientes (MW).

CVE<sub>cr</sub> = Contratos de Reserva Vigentes de energía expresados en potencia equivalente (MW).

CVE<sub>MER</sub> = Contratos Vigentes de energía, no interrumpibles, expresados en potencia equivalente con el Mercado Eléctrico Regional (MW).

CVE<sub>MEA</sub> = Contratos Vigentes de energía, no interrumpibles, expresados en potencia equivalente con el Mercado Eléctrico Andino (MW).

CVPE<sub>ed</sub> = Contratos de Suministro Vigentes de potencia y energía

- (componente de potencia) con empresas distribuidoras (MW)
- $CVPE_{gc}$  = Contratos Vigentes de potencia y energía (componente de potencia) con grandes clientes (MW).
- $CVPE_{cr}$  = Contratos de Reserva Vigentes de potencia y energía (componente de potencia) (MW).
- $CVPE_{MER}$  = Contratos Vigentes de potencia y energía, no interrumpibles (componente de potencia) con el Mercado Eléctrico Regional (MW).
- $CVPE_{MEA}$  = Contratos Vigentes de potencia y energía, no interrumpibles (componente de potencia) con el Mercado Eléctrico Andino (MW).

<sup>(1)</sup> En el caso de que el oferente presente sus compromisos en energía, EL GESTOR calculará la potencia equivalente.

En el punto (MCPED 5.1):

DONDE DICE:

(MCPED 5.1) La potencia mínima disponible para ofertar, de los agentes con plantas térmicas, será definida por la potencia nominal de las unidades menos el consumo de auxiliares (uso de planta), es decir, su potencia efectiva afectada por su indisponibilidad histórica, la cual incluye sus salidas forzadas y mantenimientos anuales, de acuerdo a los cálculos realizados por el CND a la fecha del Acto de Concurrencia, multiplicada por el factor  $F$ , el cual considera el número de unidades del oferente, menos el máximo compromiso contractual para el período, de la sumatoria de sus contratos vigentes de:

- i) contratos de suministro con las empresas distribuidoras,
- ii) contratos con Grandes Clientes,
- iii) contratos de reserva y
- iv) los compromisos firmes que se comercialice en otros mercados regionales.

DEBE DECIR:

(MCPED 5.1) La potencia mínima disponible para ofertar, de los agentes con plantas térmicas, será definida por la potencia nominal de las unidades menos el

consumo de auxiliares (uso de planta), es decir, su potencia efectiva afectada por su indisponibilidad histórica, la cual incluye sus salidas forzadas y mantenimientos anuales, de acuerdo a los cálculos realizados por el CND a la fecha del Acto de Concurrencia, multiplicada por el factor F, el cual considera el número de unidades del oferente, menos la sumatoria de sus compromisos contractuales calculados en períodos mensuales, de sus contratos vigentes de:

- i) contratos de suministro con las empresas distribuidoras,
- ii) contratos con Grandes Clientes,
- iii) contratos de reserva y
- iv) los compromisos firmes que se comercialice en otros mercados regionales.

En el Punto (MCPED 5.1.1):

DONDE DICE:

$$(PMDOT)_{ij} = [PTD_j] \times F$$

$$- \text{MAX} \left( \sum_{k=1}^n (CVP_{k,j,m})_{ed} + \sum_{k=1}^n (CVP_{k,j,m})_{gc} + \sum_{k=1}^n (CVP_{k,j,m})_{cr} + \sum_{k=1}^n (CVP_{k,j,m})_{MER} + \sum_{k=1}^n (CVP_{k,j,m})_{MEA} \right)_{m=mi}^{m=mf}$$

Donde:

P = Período

m = Mes

mi = Mes Inicial del Período

mf = Mes Final del Período

j = Generador

n = Número de Contratos

PMDOT = Potencia Mínima Disponible para Ofertar Térmica.

PTD = Potencia Térmica Disponible = Potencia Efectiva \* (1 - IH).

- IH = Indisponibilidad Histórica (incluye las salidas forzadas y mantenimientos anuales).
- CVP<sub>ed</sub> = Contratos Vigentes con empresas distribuidoras de:
- i) potencia y energía (MW)
  - ii) potencia (MW)
- CVP<sub>gc</sub> = Contratos Vigentes con Grandes Clientes de:
- i) potencia y energía (MW)
  - ii) potencia (MW)
- CVP<sub>cr</sub> = Contratos de Reserva Vigentes de:
- i) potencia y energía (MW)
  - ii) potencia (MW)
- CVP<sub>MER</sub> = Contratos Vigentes, no interrumpibles, con el Mercado Eléctrico Regional de:
- i) potencia y energía (MW)
  - ii) potencia (MW)
- CVP<sub>MEA</sub> = Contratos Vigentes, no interrumpibles, con el Mercado Eléctrico Andino de:
- i) potencia y energía (MW)
  - ii) potencia (MW)
- F = Factor =  $\frac{n - 1}{n}$  ; donde n = Número de unidades, para Oferentes con más de una unidad de generación que se ubican en una misma central. El Factor F será igual a cero punto cuatro (F=0.4), cuando el oferente sólo tenga una unidad de generación

DEBE DECIR:

Donde:

m = Mes

j = Generador

n = Número de Contratos

PMDOT = Potencia Mínima Disponible para Ofertar Térmica.

PTD = Potencia Térmica Disponible = -

IH = Indisponibilidad Histórica (incluye las salidas forzadas y mantenimientos anuales).

CVP<sub>ed</sub> = Contratos Vigentes con empresas distribuidoras de:

i) potencia y energía (MW)

ii) potencia (MW)

CVP<sub>gc</sub> = Contratos Vigentes con Grandes Clientes de:

i) potencia y energía (MW)

ii) potencia (MW)

CVP<sub>cr</sub> = Contratos de Reserva Vigentes de:

i) potencia y energía (MW)

ii) potencia (MW)

CVP<sub>MER</sub> = Contratos Vigentes, no interrumpibles, con el Mercado Eléctrico Regional de:

i) potencia y energía (MW)

ii) potencia (MW)

CVP<sub>MEA</sub> = Contratos Vigentes, no interrumpibles, con el Mercado Eléctrico Andino de:

i) potencia y energía (MW)

ii) potencia (MW)

F = Factor =  $\frac{n-1}{n}$  ; donde n = Número de unidades, para Oferentes con más de una unidad de generación que se ubican en una misma central. El Factor F será igual a cero punto cuatro (F=0.4), cuando el oferente sólo tenga una unidad de generación

En el Punto (MCPED 5.2):

DONDE DICE:

(MCPED 5.2) La energía mínima disponible para ofertar de los agentes con plantas Térmicas será definida por la energía mínima a ofertar térmica menos el 10% de su generación correspondiente a la bolsa energética, menos el máximo compromiso contractual para el período, de la sumatoria de sus contratos vigentes de:

- i) contratos de suministro con las empresas distribuidoras,
- ii) contratos con Grandes Clientes,
- iii) contratos de reserva y
- iv) los compromisos firmes que se comercialice en otros mercados regionales.

DEBE DECIR:

(MCPED 5.2) La energía mínima disponible para ofertar de los agentes con plantas Térmicas será definida por la energía mínima a ofertar térmica menos el 10% de su generación correspondiente a la bolsa energética, menos la sumatoria de sus compromisos contractuales calculados en períodos mensuales, de sus contratos vigentes de:

- i) contratos de suministro con las empresas distribuidoras,
- ii) contratos con Grandes Clientes,
- iii) contratos de reserva y
- iv) los compromisos firmes que se comercialice en otros mercados regionales.

En el Punto (MCPED 5.2.1):

DONDE DICE:

$$\begin{aligned}
PEQT = [PTD] - F - PEABE \\
- MAX \left\{ \sum_{k=1}^n (CVPE_{k,j,m})_{ed} + \sum_{k=1}^n (CVPE_{k,j,m})_{gc} + \sum_{k=1}^n (CVPE_{k,j,m})_{cr} + \sum_{k=1}^n (CVPE_{k,j,m})_{MER} \right. \\
+ \sum_{k=1}^n (CVPE_{k,j,m})_{MEA} \\
+ \left. \left[ \sum_{k=1}^n (CVE_{k,j,m})_{ed} + \sum_{k=1}^n (CVE_{k,j,m})_{GC} + \sum_{k=1}^n (CVE_{k,j,m})_{cr} + \sum_{k=1}^n (CVE_{k,j,m})_{MER} + \sum_{k=1}^n (CVE_{k,j,m})_{MEA} \right] \right. \\
\left. \times \left( \frac{DMG - RC}{PDE} \right)^{(1)} \right\}_{m=mi}^{m=mf}
\end{aligned}$$

Si

$$\sum_{k=1}^n (CVE_{k,P,j})_{gc} \times \frac{DMG - RC}{PDE} \geq PEABE_{P,j};$$

Entonces:

$$PEABE_{P,j} = 0.0$$

De Otro Modo

$$PEABE_{P,j} = [PTD \times F] \times 0.10 - \sum_{k=1}^n (CVE_{k,P,j})_{gc} \times \frac{DMG - RC}{PDE}$$

Donde:

- P = Período
- m = Mes
- mi = Mes Inicial del Período
- mf = Mes Final del Período
- j = Generador
- n = Número de Contratos
- PEQT = Potencia Equivalente Térmica.

PTD = Potencia Térmica Disponible = Potencia Efectiva \* (1 – IH).

IH = Indisponibilidad Histórica (incluye las salidas forzadas y mantenimientos anuales).

$F = \text{Factor} = \frac{n - 1}{n}$  ; donde n = Número de unidades, para Oferentes con más de una unidad de generación que se ubican en una misma central. El Factor F será igual a cero punto cuatro (F=0.4), cuando el oferente sólo tenga una unidad de generación.

PEABE = Energía asignada a la bolsa energética, expresada en potencia equivalente (MW)

$$\text{PEABE} = [\text{PTD}_i]F * 0.10$$

DMG – RC = Demanda Máxima de Generación sin la reserva para la confiabilidad de largo plazo del Sistema Interconectado Nacional (MW) del año en que se realice el Acto de Concurrencia.

PDE = Pronóstico de Demanda de Energía del Sistema Interconectado Nacional (MWh) del año en que se realice el Acto de Concurrencia.

CVE<sub>ed</sub> = Contratos de Suministro Vigentes de energía con empresas distribuidoras expresados en potencia equivalente (MW).

CVE<sub>gc</sub> = Contratos Vigentes de energía expresados en potencia equivalente con grandes clientes (MW).

CVP<sub>cr</sub> = Contratos de Reserva Vigentes de energía expresados en potencia equivalente (MW).

CVE<sub>MER</sub> = Contratos Vigentes de energía, no interrumpibles, expresados en potencia equivalente con el Mercado Eléctrico Regional (MW).

CVP<sub>MEA</sub> = Contratos Vigentes de energía, no interrumpibles, expresados en potencia equivalente con el Mercado Eléctrico Andino (MW).

CVPE<sub>ed</sub> = Contratos de Suministro Vigentes de potencia y energía (componente de potencia) con empresas distribuidoras (MW).

CVPE<sub>gc</sub> = Contratos Vigentes de potencia y energía (componente de potencia) con grandes clientes (MW).

CVPE<sub>rc</sub> = Contratos de Reserva Vigentes de potencia y energía (componente de potencia) (MW).

CVPE<sub>MER</sub> = Contratos Vigentes de potencia y energía, no interrumpibles, (componente de potencia) con el Mercado Eléctrico Regional (MW).

CVPE<sub>MEA</sub> = Contratos Vigentes de potencia y energía, no interrumpibles, (componente de potencia) con el Mercado Eléctrico Andino (MW).

(1) En el caso de que el oferente presente sus compromisos en energía, EL GESTOR calculará la potencia equivalente.

Debe Decir:

$$\begin{aligned}
 PEQT_{j,m} = [PTD_j] \times F - PEABE_{j,m} - \sum_{k=1}^n (CVPE_{k,j,m})_{ed} - \sum_{k=1}^n (CVPE_{k,j,m})_{gc} - \sum_{k=1}^n (CVPE_{k,j,m})_{cr} \\
 - \sum_{k=1}^n (CVPE_{k,j,m})_{MER} - \sum_{k=1}^n (CVPE_{k,j,m})_{MEA} \\
 - \left[ \sum_{k=1}^n (CVE_{k,j,m})_{ed} + \sum_{k=1}^n (CVE_{k,j,m})_{GC} + \sum_{k=1}^n (CVE_{k,j,m})_{cr} + \sum_{k=1}^n (CVE_{k,j,m})_{MER} \right. \\
 \left. + \sum_{k=1}^n (CVE_{k,j,m})_{MEA} \right] \times \left( \frac{(DMG_m - RC)}{PDE_m} \right)^{(1)}
 \end{aligned}$$

Si

$$\sum_{k=1}^n (CVE_{k,j,m})_{gc} \times \left( \frac{DMG_m - RC}{PDE_m} \right)^{(1)} \geq PEABE_{j,m}$$

Entonces

$$PEABE_{j,m} = 0.0$$

De Otro Modo

$$PEABE_{j,m} = [PTD \times F] \times 0.10 - \sum_{K=1}^n (CVE_{k,j,m})_{gc} \times \left( \frac{DMG_m - RC}{PDE_m} \right)^{(1)}$$

Donde:

- m = Mes
- j = Generador
- n = Número de Contratos

- PEQT = Potencia Equivalente Térmica.
- PTD = Potencia Térmica Disponible = *Potencia Efectiva* × (1 - IH).
- IH = Indisponibilidad Histórica (incluye las salidas forzadas y mantenimientos anuales).
- F = Factor =  $\frac{n-1}{n}$  ; donde n = Número de unidades, para Oferentes con más de una unidad de generación que se ubican en una misma central. El Factor F será igual a cero punto cuatro (F=0.4), cuando el oferente sólo tenga una unidad de generación.
- PEABE<sub>j,m</sub> = Energía asignada a la bolsa energética, expresada en potencia equivalente (MW)  
 $PEABE_{j,m} = [PTD_j \times F] \times 0.10$
- DMG<sub>m</sub> – RC Demanda Máxima de Generación sin la reserva para la confiabilidad de largo plazo mensual (MW).
- PDE<sub>m</sub> = Pronóstico de Demanda de Energía mensual(MWh).
- CVE<sub>ed</sub> = Contratos de Suministro Vigentes de energía con empresas distribuidoras expresados en potencia equivalente (MW).
- CVE<sub>gc</sub> = Contratos Vigentes de energía expresados en potencia equivalente con grandes clientes (MW).
- CVE<sub>cr</sub> = Contratos de Reserva Vigentes de energía expresados en potencia equivalente (MW).
- CVE<sub>MER</sub> = Contratos Vigentes de energía, no interrumpibles, expresados en potencia equivalente con el Mercado Eléctrico Regional (MW).
- CVE<sub>MEA</sub> = Contratos Vigentes de energía, no interrumpibles, expresados en potencia equivalente con el Mercado Eléctrico Andino (MW).
- CVPE<sub>ed</sub> = Contratos de Suministro Vigentes de potencia y energía (componente de potencia) con empresas distribuidoras (MW).
- CVPE<sub>gc</sub> = Contratos Vigentes de potencia y energía (componente de potencia) con grandes clientes (MW).
- CVPE<sub>cr</sub> = Contratos de Reserva Vigentes de potencia y energía (componente de potencia) (MW).
- CVPE<sub>MER</sub> = Contratos Vigentes de potencia y energía, no interrumpibles, (componente de potencia) con el Mercado Eléctrico Regional (MW).
- CVPE<sub>MEA</sub> = Contratos Vigentes de potencia y energía, no interrumpibles, (componente de potencia) con el Mercado Eléctrico Andino (MW).

(1) En el caso de que el oferente presente sus compromisos en energía, EL GESTOR calculará la potencia equivalente.