[[1]](#footnote-1)

Determinación de los Costos Marginales Nodales de Corto Plazo

P.Paján, W.Sifuentes, J.Guerra

*Abstract*—En un mercado eléctrico competitivo, el precio spot de la electricidad debería proveer los incentivos adecuados a todos los generadores disponibles para seguir las instrucciones del despacho. En el sistema peruano, el Ministerio de Energía y Minas ha establecido que los Costos Marginales a utilizarse en las valorizaciones de la energía transada en el mercado mayorista a regir desde octubre de 2017 serán los que correspondan a la operación real ejecutada, debiendo de separarse el Costo Marginal en sus componentes de Energía y de Congestión si la hubiera.

En el presente artículo se desarrollan las premisas y herramientas que el operador del sistema eléctrico interconectado nacional peruano (COES) viene implementado para la determinación de los Costos Marginales de Corto Plazo a fin cumplir con lo establecido por la normativa vigente y tome en cuenta las complejidades de un sistema hidrotérmico.

*Index Terms*—Costo marginal, flujo óptimo de potencia, sistemas hidrotérmicos.

# INTRODUCCIÓN

E

L 28 de julio de 2016 el Ministerio de Energía y Minas de Perú publicó el Decreto Supremo N°026-2016-EM[1] que aprobó el Reglamento de Mercado Mayorista de Electricidad (RMME) el cual debe entrar en vigencia el 02 de octubre de 2017 que, entre otros aspectos, dispone que el COES debe determinar las liquidaciones considerando los Costos Marginales de Corto Plazo Nodales (CMgN) correspondientes al despacho real ejecutado, y deberá separar dicho CMgN en dos componentes: Costos Marginal de Energía (CMgNE) y Costo Marginal de Congestión (CMgNC), con la finalidad de utilizar este último para amortiguar el impacto de los compradores en las zonas congestionadas.

Por otro lado, el sistema peruano posee un parque de generación hidrotérmico con centrales hidráulicas con embalses de diversa capacidad de regulación (anuales, estacionales, semanales, diarios y horarios), lo cual unido a un despacho de corto plazo basado en costos auditados ocasiona que la metodología tradicional de cálculo de CMgN mediante un Flujo Óptimo de Potencia deba ser modificada a fin de considerar tanto la información en tiempo real del sistema eléctrico así como el costo de oportunidad de las centrales hidráulicas que poseen embalses. En la sección 2 se detalla las principales premisas adoptadas y la metodología propuesta por el COES para abordar este problema, en la sección 3 se presentan las principales conclusiones del presente trabajo.

# Metodología Propuesta

En un mercado competitivo, el precio spot de la electricidad debería proveer los incentivos adecuados a todos los generadores disponibles para seguir las instrucciones del despacho. Las tendencias de cálculo, ex ante y ex post, combinados con las reglas adecuadas de formación de precios son usados para lograr el objetivo antes señalado, por ejemplo: El NY ISO[2] (New York Independent System Operator) usa los precios ex ante como los precios sancionados en tiempo real y penalidades para aquella generación que se desvía de lo que fue programado, mientras que ISO NE[3] (ISO New England), PJM[4] (PJM Interconnection LLC) y MISO (Midwest Independent Transmission System Operator) han adoptado el esquema ex post que provee incentivos sobre la base de la formación de precios razonables.

En el ámbito latinoamericano, los sistemas argentino y chileno son los que más se asemejan al peruano por lo que resulta útil revisar brevemente cómo se realiza la determinación de costos marginales en ambos sistemas.

De acuerdo al Anexo 5 de los Procedimientos de CAMMESA[5], el costo marginal de corto plazo se obtiene de la siguiente forma:

* Si en el parque térmico generando, incluidas las máquinas fallas despachadas, existe potencia térmica en reserva disponible, el precio de la energía por despacho (PD) está dado por el máximo entre el Costo Marginal Térmico y el Costo Marginal Hidráulico.
* Si el parque térmico generando incluidas las máquinas fallas despachadas está completo, o sea no existe potencia térmica en reserva disponible, el precio de la energía por despacho está dado por el mínimo entre el Costo Marginal Térmico y el Costo Marginal Hidráulico.
* El Precio de Mercado está dado por el precio de la energía por despacho que resulta para la hora "h", salvo que dicho valor quede fuera del rango definido por el precio piso y el precio techo en cuyo caso el precio está dado por el valor límite que corresponda.

La consideración de la red de transmisión es incluida mediante los factores de nodo, cuya determinación es descrita en el Anexo 3 de sus Procedimientos.

Las reglas señaladas obedecen a la lógica de que en un sistema hidrotérmico las centrales hidráulicas con capacidad de regulación pueden ser tratadas como si fueran unidades térmicas siempre que se les haya determinado su valor del agua mediante un cálculo adecuado. El Anexo 5 pareciera aplicarse con posterioridad a la ejecución en tiempo real, sin embargo, de contarse con toda la información necesaria, este procedimiento podría ser implementado en tiempo real.

En el caso chileno, las reglas establecidas en el Manual de Procedimientos CDEC-SIC, Costos Marginales Reales de Energía[6] indican que el costo marginal se calculará en forma horaria en cada barra de acuerdo con el siguiente procedimiento:

* El costo marginal se calculará como el promedio ponderado, en minutos, de los costos variables o costos de oportunidad de las centrales que, habiéndose referido previamente a la barra de referencia, estuvieron fijando el costo marginal durante dicha hora. Este valor corresponderá al costo marginal referido a la barra de referencia del sistema eléctrico. La barra de referencia del sistema eléctrico corresponderá a la utilizada en la Programación Semanal.
* Para las demás barras del sistema, el costo marginal instantáneo de energía, en cada hora, se obtendrá como el producto entre el costo marginal horario en la barra de referencia del sistema y el factor de penalización correspondiente a dicha barra.

Es interesante notar que para este cálculo se debe utilizar, entre otras, la siguiente información (Artículo 6 de dicho procedimiento)

* Los costos variables de las centrales térmicas y los costos de oportunidad del agua contenidos en la política de operación vigente al momento de realizar el despacho correspondiente.
* Factores de penalización utilizados en la elaboración de la Política de Operación.
* Condiciones especiales de operación, vigentes de acuerdo a lo establecido en el manual de procedimiento respectivo.
* Restricciones de las instalaciones de generación y transporte que tuvo en consideración el Centro de Despacho y Control (CDC) para realizar el despacho en tiempo real.
* Movimientos de las unidades de generación solicitados por el CDC y el motivo de dichas solicitudes, indicando la hora del movimiento.

Asimismo, de manera similar al Procedimiento Técnico antiguo del COES, el Procedimiento del CDEC detalla la forma en que debe ser calculado el CMgN ante la presencia de congestión. De la lectura completa del procedimiento del CDEC-SIS, se desprende que dicho cálculo es realizado al finalizar el día. Como desventaja del sistema argentino y chileno se puede señalar que los factores de nodo o penalización no permiten tomar en cuenta el efecto de las congestiones en un sistema de transmisión especialmente si se trata de congestión en sistemas mallados.

Finalmente, PJM al igual que ISO NE, utilizan un enfoque de optimización incremental del despacho ex ante, que minimiza el costo incremental del sistema de acuerdo con los niveles de generación reales, mediante reajustes pequeños de la generación dentro de rangos y reglas predefinidas que toman en consideración las características de operación de la generación.

En efecto, en la página 42 del Manual 11[7] de PJM se puede observar la formulación de este problema de optimización que se transcribe a continuación:



Dado que el cálculo en tiempo real de los costos marginales que realiza PJM está basado en la producción real de la generación y no en el despacho teórico, PJM dispone de un algoritmo previo a la etapa de optimización (LPA Preprocessor), el cual analiza cada unidad o central de generación y determina si son elegibles para participar en el cálculo en tiempo real de los costos marginales.

Una ventaja que presenta el enfoque de PJM es que la formulación matemática empleada, le permite implementar la descomposición de los costos marginales tal como lo exige el RMME, aspecto que no puede ser realizado directamente en los enfoques implementados en el caso argentino o chileno ya que, como se verá más adelante, el algoritmo de descomposición requiere de los datos y resultados de un flujo de carga óptimo.

Como conclusión, el enfoque de PJM para el cálculo de los costos marginales de corto plazo nodales es el que mejor se adapta a la necesidad del RMME pero es necesario realizar modificaciones a la formulación matemática a fin de eliminar algunas deficiencias que se indican más adelante.

Por otro lado, el objetivo de la determinación de los costos marginales de manera ex post es el de encontrar un conjunto de precios que sean lo más consistentes posibles con la producción de los generadores, basados en sus costos, que siguieron correctamente las instrucciones de despacho[8] y, dado que una central hidráulica con embalse no tiene un costo variable directamente asociado (como si lo tiene una central térmica) sino un costo de oportunidad, cobra especial importancia conocer el costo de oportunidad del agua almacenada en los embalses, su relación con los costos marginales y su impacto en el despacho de corto plazo (despacho diario) como señal económica coherente que permite el uso correcto del recurso hídrico disponible así como el reconocimiento económico implícito de las centrales que poseen capacidad de embalse y la operación en tiempo real del sistema.

Al respecto, en sistemas puramente térmicos, una vez determinado el predespacho (estado de operación de las unidades), la determinación del nivel de generación de cada unidad equivale la realización de un reparto económico entre unidades para cada periodo de tiempo considerado. Por este motivo, en los sistemas puramente térmicos, el costo incremental o (costo marginal) de cada periodo (λ) es independiente de los demás periodos considerados.

Contrariamente, en sistemas hidrotérmicos se demuestra lo siguiente[8]:

* El costo marginal es constante para todos los periodos en los cuales una central con capacidad de regulación puede “movilizar” su agua, y las unidades térmicas tiene que operar a potencia constante en los periodos que le sean posibles. Adicionalmente, se demuestra que dichas unidades térmicas deben de operar en su punto de máxima eficiencia térmica ya que también se podría producir la misma cantidad de energía requerida, pero en un nivel de potencia que no sea el más adecuado.
* La disponibilidad de un MWh hidráulico adicional ayudaría a disminuir el costo de la función objetivo equivalente a disminuir un MWh térmico en cualquier periodo mientras no se alcance el volumen máximo o mínimo de su embalse, lo que impide un desacoplamiento del costo marginal por periodo. Este resultado es contrario al de un sistema térmico puro y produce lo que se denomina costo de oportunidad o valor del agua y corresponde al valor del MWh térmico que sería reemplazado. En otras palabras; en sistemas hidrotérmicos, bajo condiciones de energía hidráulica limitada, esta energía toma un valor económico como si proviniera de una central térmica.

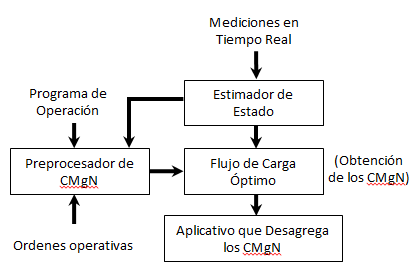
Estos aspectos señalados, implican que el valor del agua sólo puede ser obtenido mediante el empleo de modelos formales de optimización y que, el costo marginal del sistema no puede ser determinado o calculado de manera independientemente para cada periodo como si se tratara de un sistema puramente térmico. Por lo descrito es necesario tener en cuenta todo el horizonte de tiempo analizado (un día o una semana) o bien, en sistemas con cálculo ex – post de los costos marginales, es necesario despachar las centrales hidráulicas en función a su valor del agua y considerar dicho valor en la determinación del CMgN, tal como claramente lo indican la normativa del sistema argentino o chileno

En ese sentido, el modelo por excelencia para determinar los costos marginales en tiempo real que actualmente es usando en los centros de despacho es el denominado Flujo de Carga Óptimo en Línea, el cual es básicamente un Flujo de Carga Optimo convencional donde la información en línea del sistema eléctrico es proporcionada por el denominado Estimador de Estado, motivo por el cual, lo que se plantea es un esquema similar el de PJM donde se requieren los siguientes elementos:

* Estimador de Estado
* Preprocesador de Costo Marginal
* Flujo de Carga Óptimo
* Aplicativo que Desagrega los Costos Marginales

El objetivo de implementar un Flujo de Carga Óptimo y no un algoritmo basado en optimizaciones incrementales como el de PJM obedece a la razón que muchas veces, los rangos incrementales que se fijan para las variables optimizables son elegidos de manera arbitraria y en ciertos casos producen costos marginales completamente errados[10][11].

El proceso de cálculo de los CMgN se realizará cada 30 minutos mediante un conjunto de aplicativos que se ejecutarán en tiempo real sobre el Sistema de Adquisición, Supervisión y Control (SCADA) del COES.



Fig, 1. Detalle de cómo se interrelacionarían dichos aplicativos.

## Estimador de Estado

Es una herramienta cuya solución provee un modelo completo y consistente de las condiciones de la operación real basada en mediciones en tiempo real (entradas observables) y en modelos matemáticos que son propios de los sistemas eléctricos de potencia. Además, provee una solución con menor error que las medidas originales. El COES cuenta con dicha herramienta, la cual está siendo utilizada como base para la determinación del CMgN del despacho real.

## Preprocesador de Costo Marginal

Su objetivo es el de determinar las unidades de generación térmicas e hidroeléctricas que son elegibles para participar en la formación de los CMgN.

Las reglas consideradas para determinación de unidades son las siguientes:

* Estar sincronizadas al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional peruano (SEIN) y haber alcanzado su generación mínima técnica.
* Tener la posibilidad de variar su potencia en el periodo de tiempo a optimizar.
* Para el caso de las Centrales Hidroeléctricas, éstas deberán tener capacidad de regulación estacional, semanal o horaria. En caso de tener capacidad de regulación diaria, su volumen de embalse debe encontrarse dentro de un rango comprendido entre el 5% y el 95% de su volumen útil (el sustento se detalla más adelante).

En caso una unidad de generación no cumpla con los criterios descritos anteriormente, éstas serán representadas con una potencia fija en el Flujo de Carga Óptimo considerando su potencia activa igual al valor determinado por el Estimador de Estado.

## Flujo de Carga Óptimo (OPF)

El OPF determinará los CMgN para cada periodo de tiempo, para las barras modeladas del SEIN, tomando como insumo el estado de la red proporcionado el Estimador de Estado y la calificación de las unidades de generación establecido por el Preprocesador de Costo Marginal para dicho periodo.

### Características técnicas mínimas del OPF

Entre las características que cumplirá el OPF se encuentran:

* Modelamiento en corriente continua que consideren las pérdidas de transmisión.
* Representación de los costos de las unidades de generación.
* Consideración de los límites operativos de las unidades de generación.
* Consideración de las restricciones de transmisión.

B.2. Límites de potencia de unidades de generación

Los límites de potencia para aquellas unidas de generación que el Preprocesador de Costo Marginal identificó son candidatas para la formación del CMgN, se toma en cuenta:

* Una central hidráulica con capacidad de regulación será modelada con un rango de variación entre su mínimo técnico y su potencia disponible menos el margen asignado por regulación de frecuencia primaria y secundaria, siempre y cuando en dicho momento el volumen de su embalse se encuentre dentro del 5% al 95% de su volumen útil. En caso se supere los límites indicados, la central hidráulica será modelada con una potencia igual al valor resultante que determine el Estimador de Estado. Estos criterios obedecen al hecho que si el volumen del embalse alcanza su mínimo o máximo, deja de ser optimizable.
* Las unidades de Generación térmicas serán modeladas con el rango de variación que le permita su rampa de carga/descarga en 10 minutos, sin que este rango supere sus límites operativos de la unidad. El límite superior determinado de esta manera debe respetar el margen asignado por regulación de frecuencia primaria y secundaria.

B.3. Costos de operación

La función objetivo corresponderá a minimizar costos de operación, considerando a tales conforme a lo siguiente:

* Las unidades de generación térmicas serán modeladas con sus curvas de costos horarios respectivos.
* Las unidades hidroeléctricas con capacidad de regulación estacional, se les asignará como costo incremental el valor del agua resultado del modelo de despacho económico para la programación de corto plazo.
* Las unidades hidroeléctricas con capacidad de regulación semanal u horaria se le asignará como costo incremental conforme a lo siguiente:

CI = VA\*(0,95+0,05\*(p/pEE)) (1)

Donde:

VA: valor del agua determinado en la programación semanal si la central posee capacidad de regulación semanal o valor del agua determinado en la programación diaria si posee capacidad de regulación horaria.

p: Variable que representa a la potencia de generación de la unidad hidroeléctrica en el OPF.

pEE : Potencia de la unidad hidroeléctrica determinada por el Estimador de Estado.

La justificación de utilizar la formulación (1) obedece a que el valor del agua, tal como se determina en el corto plazo, es constante mientras el embalse no alcance su límite mínimo o máximo; y dicho valor, expresado en unidades monetarias por unidad de energía, es muy similar al costo incremental la unidad térmica que la complementa, diferenciándose sólo por el efecto de las pérdidas de la red de transmisión. En otras palabras, si ambos valores se reflejaran a una misma barra de referencia, tendrían idéntico valor.

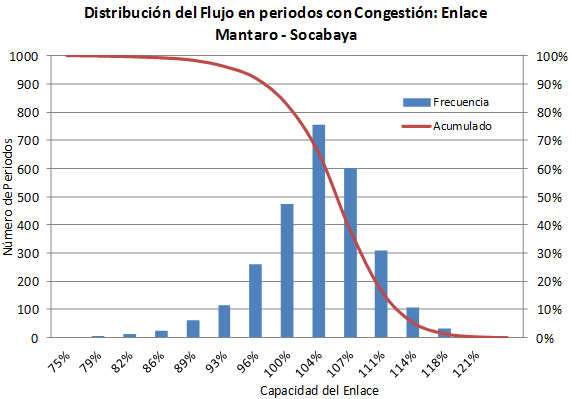
La característica previamente descrita, ocasionaría un efecto de complementariedad entre estas dos unidades (la hidráulica y la térmica que la complementa) de manera tal que, para cubrir una demanda dada, el modelo del OPF obtendría un mismo costo a cualquier combinación de potencia de dichas centrales con la única condición que sumen la demanda requerida. Más aún, si se presenta una ligera diferencia en el modelamiento de la red eléctrica utilizada en la fase de programación y la que utiliza el Estimador de Estado, podría provocar que en el tiempo real el OPF reduzca completamente la generación de la unidad térmica y suba completamente a la unidad hidráulica.

A fin de remediar este comportamiento, la fórmula (1) representa a la unidad hidráulica, con un costo marginal lineal con una pendiente muy pequeña (5%) donde dicho costo marginal será igual a su valor agua en el nivel de potencia determinada en el Estimador de Estado, De esta manera el OPF intentará preservar los despachos en tiempo real pero manteniendo las señales económicas calculadas en la fase de programación.

### Límites de transmisión

En lo referente a los límites de transmisión de los elementos o conjunto de elementos a ser considerados en el OPF, se tendrá en cuenta el valor de potencia que determine el Estimador de Estado, siempre que se declare este elemento en congestión para dicho periodo de tiempo.

Si bien es cierto que la experiencia muestra que, durante los periodos declarados en congestión, podrían presentarse flujos por debajo de la capacidad del enlace; ello solo ocurre en periodos breves de tiempo y son atribuibles a las variaciones propias de la demanda que no se pueden corregir rápidamente por el tipo de control que se realiza y que, además, no permite mantener un flujo estable del enlace congestionado. Efectivamente, si se observan los gráficos que se presentan seguidamente y muestran la información estadística de la distribución de los flujos en un enlace durante los periodos calificados como congestionado, se nota que durante el 97% del tiempo, el flujo fue superior al 95% de la capacidad del enlace.



Fig, 2. Distribución de flujos presentados en congestión

## Aplicativo que Desagrega los CMgN

Una vez determinada la solución en el OPF, el Aplicativo que Desagrega los CMgN es el responsable de sepáralo en sus dos componentes: CMgNE y CMgNC, teniendo como características lo siguiente:

* Considerar un modelamiento en corriente continua.
* Tener en cuenta el efecto de las pérdidas de transmisión en los CMgN.
* Los CMgNE y CMgNC no deberán variar al cambiar de barra de referencia.

Si bien, los CMgN no dependen de la barra de referencia que se seleccione, algunas metodologías que los descomponen en sus componentes de energía y congestión si son dependientes de la barra de referencia (*slack*), por lo cual y en virtud de la importancia de la determinación de la componente de congestión en el Mercado Mayorista peruano, se seleccionó una metodología de descomposición cuyos resultados no se vean afectados por la elección de la barra de referencia.

Las metodologías detalladas en la literatura técnica sobre la materia muestran que como primer paso se debe considerar un OPF ya convergido, para luego realizar un segundo paso de optimización considerando formulaciones que utilizan factores de pérdidas marginales y *shift factors*. La metodología implementada que se detalla en el Anexo tiene como ventaja que la selección de la barra de referencia (también puede ser representada mediante pesos de distribución de diversas barras) no afecta la componente de congestión de cada barra, debido a que se utiliza la distribución de las pérdidas entre todas las barras y no son concentradas en la barra de referencia.

# Conclusiones

En este artículo se han expuesto las premisas y metodología usadas en desarrollo de las herramientas que el COES viene implementando para el cálculo del CMgN, las mismas que consideran el despacho real como insumo principal para las liquidaciones del mercado de corto plazo peruano y el futuro desarrollo del Mercado Mayorista de Electricidad. Se ha detallado particularidades de cálculo, como es la consideración del uso de flujos de carga óptimos, costos operativos ante un sistema preponderantemente hidrotérmico, consideración de los límites de transmisión ante congestión y la identificación de la componente de congestión en la cual no se vea afectado por la selección de una barra de referencia.

Apéndice

La formulación matemática es la siguiente [12]:

Sujeto a:

Dónde:

Vector de costos de las unidades de generación.

Vector de potencias generadas.

Matriz de sensibilidad de flujos de potencia en enlaces (Shift Factors) considerando barra slack con distribución w

Pérdidas del sistema.

Vector de demanda en barras.

Vector de factores de pérdidas marginales considerando barra slack con distribución w

Vector de distribución de pérdidas,

Vector de flujos de potencia máximas de enlaces

Vector de potencias generadas máximas

Vector de potencias generadas mínimas

, Multiplicadores de Lagrange.

Compensación necesaria a fin de preservar el valor de las pérdidas del sistema con el valor obtenido del OPF inicial, considerando la barra slack con distribución w. Se determina a partir del OPF convergido previamente.

Traspuesta.

Vector de unos = [1,1,..,1]T.

El vector de distribución de pérdidas D equivale a la distribución de pérdidas del sistema en cada barra, donde: , siendo las pérdidas obtenidas del OPF convergido previamente.

El vector de pérdidas marginales LFw será obtenido del OPF convergido previamente.

La matriz Shift Factor será obtenido de los datos de la red de transmisión obtenida por el estimador de estado.

Componente de Energía :

Componente de Congestión:

Cálculo de Matriz Shift Factor:

Donde:

Tla: shift factor del enlace l en relación a la barra a, que considera una barra slack definida

Tlaw: shit factor del enlace l en relación a la barra a, que considera una barra slack con distribución w

i,j: barras que une el enlace l

a: barra del sistema

Bl: -xl/(rl2+xl2), donde rl y xl son la resistencia y reactancia del enlace, expresados en por unidad

Z: inversa de la Matriz de Admitancia que considera una barra swing

Zai, Zai: elementos a,i y a,j de la matriz Z

nbarras: número total de barras del sistema modelado

Cálculo de Factores de pérdidas marginales:

Donde:

LFa: factor de pérdidas marginales de la barra a, que considera una barra slack definida

LFaw: factor de pérdidas marginales de la barra a, que considera una barra slack con distribución w

Fl\*: flujo de potencia en el enlace l

Referencias:

1. Decreto Supremo N°26-2016-EM, "Decreto Supremo que aprueba el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad. ", Jul. 2016.
2. http://www.nyiso.com/public/webdocs/documents/manuals/operations/trans\_disp.pdf

1. <http://www.iso-ne.com/rules_proceds/isone_mnls/(M-11>Market Operations)

1. <http://www.pjm.com/~/media/documents/manuals/m11.ashx>.
2. Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico de Argentina.
3. Descargado de http://www.cdec-sic.cl/documentos\_es.php?subcategoria\_id=2, fecha de publicación: Fecha publicación: 21-10-2010.
4. Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations, Section 2: Overview of the PJM Energy Markets. Revision 45, Effective Date: 06/23/2010.
5. Sifuentes, W. S.; El Costo de Oportunidad del Agua en los Mercados Eléctricos Competitivos; XVII CONIMERA; Julio 2007 – Lima – Perú.
6. Tongxin Zheng; Litvinov, E.; On Ex Post Pricing in the Real-Time Electricity Market, Power Systems, IEEE Transactions on Volume: 26, Issue: 1, Publication Year: 2011, Page(s): 153 – 164.
7. Tongxin Zheng; Litvinov, E.; On Ex Post Pricing in the Real-Time Electricity Market, Power Systems, IEEE Transactions on Volume: 26, Issue: 1, Publication Year: 2011, Page(s): 153 - 164.
8. F. Li, Y. Wei, and S. Adhikari, Improving an Unjustified Common Practice in Ex Post LMP Calculation
9. Eugene Litvinov, Tongxin Zheng, Gary Rosenwald, Payman Shamsollahi, Marginal Loss Modeling in LMP Calculation, IEEE Transactions on power system, Vol. 19, N°2, May 2004.

**Percy Paján** nació en Lima, Perú, en 1970. Recibió el grado de Ingeniero Electricista y de Maestro en Ciencias en la Universidad Nacional de Ingeniería, Perú. Actualmente labora como Subdirector de Transferencias en el COES. Sus principales áreas de interés son los mercados eléctricos y sistemas computacionales.

**Wilfredo Sifuentes** nació en Lima, Perú, en 1969. Recibió el grado de Ingeniero Electricista en la Universidad Nacional de Ingeniería, Perú yel dado de Doctor Ingeniero en el Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Universidad San Juan –Argentina en el 2006 mediante una beca del DAAD (Deutscher Akademischer Austausch Dienst – Servicio Alemán de Intercambio Académico). Actualmente labora como Subdirector de Programación en el COES. Sus principales áreas de interés son: Des-regulación del Sector Eléctrico, sistemas regulatorios y modelos de optimización para la planificación de corto y largo plazo de sistemas eléctricos interconectados.

**Jaime Guerra** nació en Lima, Perú, en 1948. Recibió el grado de Ingeniero Mecánico Electricista en la Universidad Nacional de Ingeniería, Perú.

Cursó estudios de postgrado en el Instituto de Ciencia y Tecnología de la Universidad de Manchester, Inglaterra (UMIST), obteniendo los grados de Maestría en Ciencias (M. Sc.) en 1984 y Doctorado (Ph.D.) en 1988.

Ha ejercido la docencia en la Universidad Nacional de Ingeniería (Lima, Perú) y ha sido consultor de empresas y entidades de sector eléctrico en temas vinculados al análisis de sistemas de potencia, en el área de planeamiento de sistemas eléctricos y aplicaciones de computación digital en este campo. Actualmente ejerce el cargo de Director Ejecutivo del COES.

1. P.Paján (e-mail: ppajan@coes.org.pe), W.Sifuentes (e-mail: wssr@ieee.org), J.Guerra (e-mail: jguerra@coes.org.pe) trabajan en el Comité de Operación Económica del Sistema Inteconectado Nacional (COES) de Perú. [↑](#footnote-ref-1)