

# ANÁLISIS DE RIESGO PARA DISTINTAS MODALIDADES DE CONTRATOS BILATERALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Gabriel Salazar  
Investigación y Desarrollo

Santiago Naranjo  
Dirección de Transacciones Comerciales

## RESUMEN

Los contratos bilaterales que se celebran entre Agentes del mercado eléctrico ecuatoriano, obedecen a varias modalidades de implementación, entre las principales: “pague lo demandado”, “pague lo contratado”, “pague lo producido con tope”. Cada una de estas modalidades de contrato, involucra distintos niveles de riesgo para los vendedores y compradores, estos riesgos están relacionados con la volatilidad del precio de la energía en el mercado spot, con la producción programada de una central, con el pronóstico de la demanda y otros factores adicionales.

El éxito o fracaso resultante de la implementación de un contrato depende en gran medida de la gestión de riesgo que hagan las empresas participantes, por tal motivo, es importante analizar las diferentes herramientas para cuantificación de riesgos, tal como “Cash Flow at Risk”. Estas herramientas permiten la cuantificación del riesgo existente en un negocio a través de varios indicadores.

**PALABRAS CLAVE:** Demanda, Incertidumbre, Gestión de Riesgo, Modalidades de Contratación, Precio, Riesgo, Riesgo de Mercado.

## 1. INTRODUCCIÓN

Todos los proyectos que realiza el hombre están sujetos a probabilidades, y por consiguiente a incertidumbre sobre los resultados que se esperan obtener. Esta incertidumbre es mayor cuando sobre determinado acto o proyecto actúan variables no sujetas a nuestro control.

Sin embargo, a través de ciertas herramientas y modelos es posible disminuir el riesgo asociado a esta incertidumbre o compensarlo con una mayor rentabilidad sobre nuestra inversión. A este conjunto de herramientas se lo llama análisis de riesgo y las decisiones que derivan de este análisis son el manejo del riesgo de determinado proyecto o actividad.

Siendo el mercado eléctrico uno de los mercados más volátiles, debido a ciertas causas que se detallan en

el numeral dos, es realmente necesaria una adecuada gestión (análisis y manejo) de los riesgos específicos de este mercado y de los riesgos generales de la economía como tal.

Una de las formas de disminuir el riesgo del mercado ocasional en el sector eléctrico es la suscripción de contratos entre los agentes. En el numeral tres se describen las más importantes y utilizadas modalidades de contratos bilaterales para luego identificar los riesgos inherentes a cada modalidad.

Las más importantes herramientas para el análisis de riesgos, se presentan en el numeral cuatro, explicando de forma breve y concisa en qué consiste cada una de ellas son presentadas en la sección cuatro

En el numeral 5 se presenta un análisis de riesgo para cada una de las modalidades de contrato analizadas anteriormente, entre diversos agentes y aplicando diversos escenarios. Este análisis este enfocado, básicamente, en los cambios que ocurren en el precio y en la demanda de energía y los resultados son analizados en el numeral 6.

Sobre la base de la teoría presentada y del análisis realizado dentro del mercado ecuatoriano, se establecen ciertas conclusiones que son formuladas en el numeral siete.

## 2. MARCO TEÓRICO DE REFERENCIA

### 2.1. Incertidumbres en los Mercados de Generación de Energía Eléctrica

La incertidumbre se refiere a una percepción no estructurada de lo aleatorio. Cuando se asume una incertidumbre, en ese instante la incertidumbre se convierte en un riesgo.

La incertidumbre puede revelarse como una oportunidad de obtener mayores rentabilidades, o puede comprometer el desempeño de un proyecto o de Agentes. Las fuentes de incertidumbre más relevantes que se pueden destacar en la generación son:

- La Hidraulicidad del Sistema: De gran importancia en sistemas con un alto componente hidráulico.
- El Precio de los Combustibles: Que influye directamente en los costos de los grupos térmicos y, por lo tanto, también en el punto de equilibrio que se alcanza.
- La Demanda del Sistema: A pesar de que la incertidumbre en la demanda adquiere mayor importancia en los estudios de corto y de largo plazos, también debe ser considerada como una fuente de aleatoriedad en el análisis de la operación a medio plazo.
- La Disponibilidad de los Grupos Térmicos: Que influye de manera muy importante en las tecnologías de generación que se tienen que utilizar para suministrar la demanda.
- El Comportamiento de los Agentes: En sus estrategias de oferta en el medio plazo.

## 2.2. Riesgos Asociados al Mercado de Contratos Bilaterales de Energía Eléctrica

Los riesgos que más se consideran en el mercado al realizarse un contrato son:

Riesgo de Precio: Se refiere a las variaciones que experimenta el precio de la energía a lo largo del tiempo.

Riesgo de Cantidad: Se presenta debido al hecho de que el Generador no conoce con certeza la cantidad de energía eléctrica que debe generar para que toda esta sea despachada, sino cuando son requeridos por el despacho para abastecer la demanda.

Riesgo de Precio de Combustible: Para el caso de las unidades térmicas, el combustible es el insumo principal para la producción de energía y afecta directamente el costo variable.

Riesgo de Disponibilidad: Son todos aquellos eventos (contingencias) que no permiten al Generador estar disponible para producir la energía requerida.

Los riesgos de precio y de disponibilidad son los que más afectan los ingresos y ganancias que una empresa puede obtener.

Riesgo por Hidrología: La variabilidad en la hidrología se trata de minimizarla por medio de la construcción de embalses de regulación que abastecen de agua a las Centrales Hidroeléctricas.

Riesgo de Abastecimiento de la Demanda de Energía Eléctrica: Se genera cuando un país no ha tomado las debidas soluciones ante el crecimiento de la demanda de energía eléctrica que debe despachar a futuro, hecho que hace que el sistema eléctrico requiera de una serie de inversiones en la red y la generación, que si no son realizadas oportunamente causan problemas en el desarrollo del mercado eléctrico del País.

## 3. MODALIDADES DE CONTRATACIÓN

### 3.1. Tipos de Contratos Bilaterales

Existen diferentes modalidades de contratación que se pueden utilizar al realizar acuerdos comerciales entre generadores y comercializadores para la compra-venta de energía. Estos contratos permiten al Generador garantizar su gestión y cubrir el riesgo existente en los contratos, en tanto que al comercializador, le garantizan el cubrimiento total o parcial de la demanda o sus procesos de intermediación comercial.

A continuación se detallan los contratos bilaterales de mayor relevancia:

- a) Pague lo Contratado: En este tipo de contrato, el comercializador compra determinada cantidad de energía a un determinado precio, y la paga independientemente de si la consume o no.
- b) Pague lo Demandado con Tope: En esta modalidad de contratación, el Agente comprador paga su consumo al precio estipulado en el contrato, siempre y cuando este sea inferior o igual a la cantidad de energía contratada. Si el consumo final resulta ser superior al tope acordado en el contrato, la diferencia se liquida a precios de Bolsa, a menos que suscriba contratos adicionales.
- c) Pague lo Demandado sin Tope: Corresponde al valor de la demanda comercial, afectada con las pérdidas.
- d) Pague lo Generado: En este tipo de contrato, las cantidades contratadas se determinan horariamente con base en la información de generación reportada.
- e) Disponibilidad Programada: Este contrato se determina como el menor valor entre la demanda del comprador y la disponibilidad programada del vendedor para cada hora.
- f) Disponibilidad Comercial: Este contrato se determina como el menor valor entre la demanda comercial del comprador y la disponibilidad comercial del vendedor para cada hora.
- g) Generación Ideal: A este contrato se le asigna como cantidad contratada, la generación ideal del vendedor.

- h) Precio de Bolsa: En estos contratos únicamente se despacha si el precio en Bolsa, para las horas estipuladas en el contrato, es mayor que el precio del contrato.

### 3.2. Tipos de Contratos más Utilizados en el MEM Ecuatoriano

De las modalidades de contratación mencionadas en el punto 3.1 del presente artículo, los tipos de contratos utilizados frecuentemente dentro del mercado eléctrico ecuatoriano son: “pague lo contratado”, “pague lo demandado”, “pague lo producido con tope”.

Mediante las representaciones gráficas mostradas a continuación se esquematizan las modalidades de contrato que serán estudiadas en el presente trabajo.

#### 3.2.1. Contrato Tipo “Pague lo Contratado”

Este tipo de contrato se encuentra esquematizado en la Figura 1. La línea de color azul muestra la curva de demanda del consumidor, la línea verde muestra la curva de producción del generador y la línea roja muestra la curva de contrato.

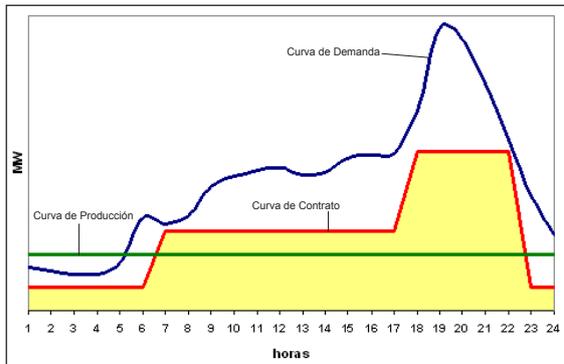


FIGURA 1: Contrato Pague lo Contratado

En esta modalidad de contrato, el generador debe abastecer toda la curva de color rojo, para lo cual podrá suministrar energía propia o comprándola en el mercado ocasional cuando no pueda cubrir con la producción propia.

En la Figura 2, se muestran las áreas de ingresos y egresos por energía que posee la Empresa de Generación al utilizar este tipo de contrato. En color amarillo y celeste aparece la energía que es reconocida al Generador a precio de contrato (área bajo la curva de contrato), en color azul se muestra la energía que vende el generador a precio spot (cuando la producción está por encima de la curva de contrato) y únicamente en color celeste se muestra la energía que tiene que comprar el generador en el

mercado ocasional para cubrir su contrato (cuando la producción está por debajo de la curva de contrato).

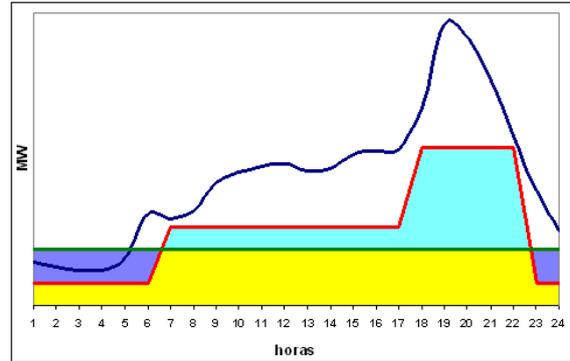


FIGURA 2: Ingresos y Egresos “Pague lo Contratado”

#### 3.2.2. Contrato Tipo “Pague lo Demandado”

Este contrato está esquematizado en la Figura 3. La línea de color azul indica la curva de demanda del consumidor que también es la curva de contrato y en línea verde se muestra la curva de producción del Generador.

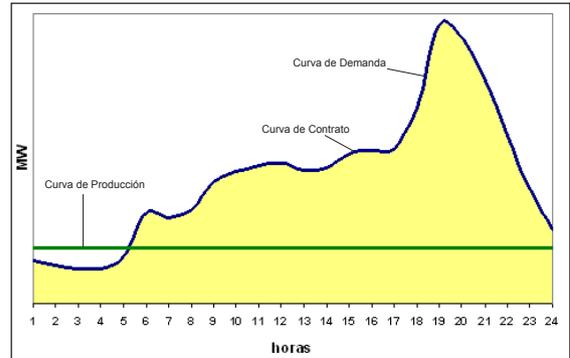


FIGURA 3: Contrato Pague lo Demandado

En esta modalidad, el Generador debe abastecer toda la demanda del consumidor (curva de color azul), para lo cual utilizará energía propia o comprándola en el mercado ocasional cuando no pueda cubrir con producción propia.

En la Figura 4, se muestran las áreas de ingresos y egresos por energía que tiene la Empresa de Generación. En colores amarillo y celeste aparece la energía que es reconocida al Generador a precio de contrato (área bajo la curva de contrato), en color azul se muestra la energía que vende el Generador a precio spot (cuando la producción está por encima de la curva de contrato) y únicamente en color celeste se muestra la energía que tiene que comprar el Generador en el mercado ocasional para cubrir su

contrato (cuando la producción está por debajo de la curva de contrato).

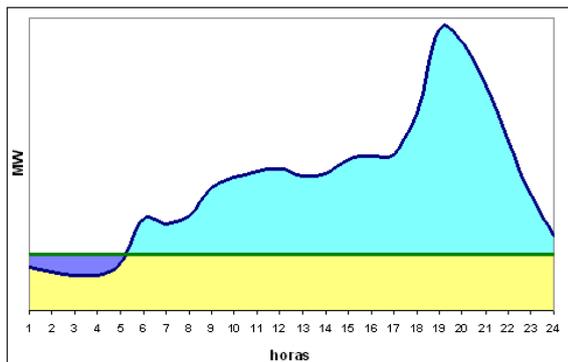


FIGURA 4: Ingresos y Egresos  
"Pague lo Demandado"

### 3.2.3 Contrato Tipo "Pague lo Producido Con Tope"

Este contrato está esquematizado en la Figura 5. En línea de color azul aparece la curva de demanda del consumidor, la línea verde muestra la curva de producción del Generador, la línea de contrato es la menor entre la producción del Generador y la demanda del consumidor.

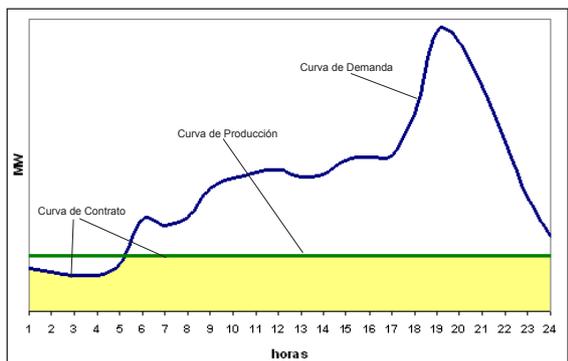


FIGURA 5: Contrato Pague lo Producido Con Tope

El nombre completo de este tipo de contrato es "pague lo producido con tope de demanda", dado que "si la producción es menor que la demanda, el tope del contrato es la producción, pero si la producción es mayor que la demanda, el tope del contrato es la demanda".

En este tipo de contrato, el Generador vende toda su producción en contratos cuando esta esté por debajo de la demanda, en caso contrario, vende su producción en contratos hasta cubrir la demanda y la diferencia la vende en el mercado spot.

La Figura 6, muestra las áreas de ingresos y egresos por energía que tiene la empresa de generación en este tipo de contrato. En colores amarillo aparece la energía que es reconocida al generador a precio de contrato (área bajo la curva de contrato), en color azul se muestra la energía que vende el Generador a precio spot (cuando la producción está por encima de la curva de contrato) y en este tipo de contrato no existe energía que tiene que comprar el Generador en el mercado ocasional.

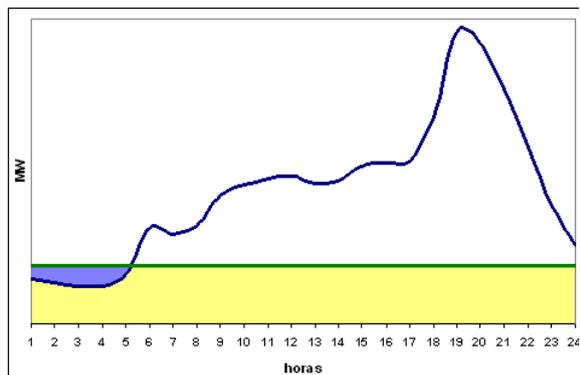


FIGURA 6: Ingresos y Egresos  
"Pague lo Producido Con Tope"

### 3.3. Riesgos Asociados a cada Modalidad de Contratación

Cada una de las modalidades de contrato analizadas anteriormente tiene asociado un distinto nivel de riesgo que se deriva de variables riesgosas mencionadas en el numeral 2.2. Sin embargo, para el presente trabajo se ha tomado en consideración el riesgo existente debido a variaciones en el precio spot y el riesgo ocasionado por variaciones en la demanda.

#### 3.3.1. Contrato Tipo "Pague lo Contratado"

Para este tipo de contrato el riesgo se encuentra asociado a dos factores; por un lado al nivel de producción y por otro al precio de energía en el mercado spot. Como se aprecia en la Figura 2, el Generador tiene que comprar el área de color celeste en el mercado spot para cubrir el contrato, mientras que es reconocido por esta misma energía a precio de contrato. Esta diferencia ocasiona un riesgo que tiene que asumir la Empresa de Generación en este tipo de contrato.

#### 3.3.2. Contrato Tipo "Pague lo Demandado"

El riesgo en este tipo de contrato está asociado, por un lado al nivel de producción y por otro al precio de

energía en el mercado spot. Como se aprecia en la Figura 4, el Generador tiene que comprar el área de color celeste en el mercado spot para cubrir el contrato, mientras que es reconocido por esta misma energía a precio de contrato. Esta diferencia ocasiona un riesgo que tiene que asumir la Empresa de Generación. El riesgo es mayor que en el tipo de contrato “pague lo contratado” ya que, en este tipo de contrato, el Generador tiene que asumir las fluctuaciones de la demanda del consumidor y cubrirla siempre.

### 3.3.3. Contrato Tipo “Pague lo Producido Con Tope”

El riesgo para esta modalidad de contrato está asociado al nivel de producción pero, como se ve en la Figura 6, el Generador no tiene que comprar energía en el mercado spot para cubrir el contrato, por ello no existe riesgo asociado a la volatilidad del precio en el mercado spot.

Es decir, la Empresa de Generación únicamente tiene ingresos tanto a precio spot como a precio de contrato pero no tiene egresos por compra de energía a precio spot.

## 4. HERRAMIENTAS PARA EL ANÁLISIS DE RIESGO

Para emplear metodologías que permitan medir el riesgo de portafolios dentro de mercados eléctricos, es importante identificar las variables que lo produzcan, para luego medirlas. Para ello, se recopilan datos que permitan determinar cualitativamente y cuantitativamente la magnitud de los riesgos como también las correlaciones entre las variables.

### 4.1. Clasificación de las Herramientas

Existen varios métodos cuantitativos para medir el riesgo de un portafolio. A continuación se mencionan los de mayor relevancia:

- Value at Risk (VAR): Cuantifica la probabilidad y el monto esperado de la máxima pérdida que puede ocurrir para un portafolio dado un período de tiempo especificado.
- Condiciona Value at Risk (CvaR): Representa la media de las pérdidas excediendo el valor del VAR.
- Profit At Risk (PaR): Es similar al VAR pero está enfocado a la distribución de los futuros beneficios del portafolio y no en las pérdidas.
- Test de Estrés: Simula diferentes escenarios del mercado para luego calcular y medir sus posibles efectos en los valores de un portafolio.

- Análisis de Incertidumbre Usando Simulaciones: Determina principalmente los factores que afectan al portafolio.
- Árbol de Decisión y Opciones Reales: Se encuentra descrito por un conjunto de nodos (los cuales representan opciones) para cada período de tiempo.
- Análisis de Escenarios y Sensibilidad: Mide el grado en que los resultados del portafolio varían debido a las variaciones de las variables de entrada y/o de los parámetros del modelo.

A continuación se detallan más a profundidad los métodos VAR y CfaR.

### 4.2. VAR

VAR es una variable de medida para el análisis de riesgo que considera sintéticamente muchos factores de riesgo y provee un solo número para evaluar el efecto de riesgo.

VAR es una estimación que muestra como un portafolio puede perder debido a movimientos de mercado en un tiempo horizonte particular y para una probabilidad de ocurrencia dada. La probabilidad dada se denomina nivel de confianza, y representa el grado de certeza del VAR.

El nivel de confianza utilizado comúnmente es de 0,95; el cual da a entender que el 95% del tiempo empleado en el análisis, las pérdidas serán menores que el valor en riesgo, y 5% de el tiempo las pérdidas serán mayores que el VAR. En términos matemáticos, VAR corresponde a un porcentaje de distribución de portafolio beneficio – costo, y ambos pueden ser expresados como una pérdida potencial del valor corriente del portafolio.

Un procedimiento típico para calcular el VAR de un portafolio consiste de 4 pasos:

- Identificar los factores de riesgo.
- Dar el estado corriente de los factores aleatorios, determinando la distribución de acoplamiento de los factores al final del período condicional con respecto a los valores al inicio del período.
- Usar la distribución de los factores aleatorios sobre el período de acoplamiento y buscar expresiones de distribución para los cambios en el portafolio.
- Calcular el VAR utilizando un nivel de confianza.

Dentro de mercados eléctricos, para determinar la distribución de acoplamiento de los factores de riesgo, se emplean tres métodos de simulación: Histórico, Monte Carlo, y el Método Analítico.

#### 4.3. CFaR

La principal diferencia con la anterior metodología es que esta considera el impacto de los factores de riesgo en los flujos de caja (i. e. trimestralmente, anualmente, etc.) y sus distribuciones y no en el valor del portafolio de mercado a mercado.

Además, el período sobre el cual se considera el impacto es significativamente grande con relación al período considerado para el cálculo del VAR. Este método puede incluir potencialmente todos los conductores que afecten el flujo de caja operativo y no justamente los factores de mercado utilizados en la metodología del VAR. Por ejemplo, en el caso de una planta de generación, se puede incluir, adicionalmente, al precio y a los factores de volatilidad, los factores correspondientes al crecimiento de la generación, cambios en la demanda, tecnología, condiciones macroeconómicas y demografía.

La principal desventaja de este método es que confía demasiado en direcciones expertas pesadas. La opción de los factores conductores, su impacto en el flujo de caja operativo, y el flujo de caja de este modelo, están basados en el juicio de desarrollo y conocimiento.

Por otra parte, debe haber consistencia entre la operación y los factores de mercado usados para el modelamiento de distribuciones de flujo de caja.

### 5. ANÁLISIS DE RIESGO PARA UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

En este trabajo se considera el caso de una Central Hidroeléctrica de 15 MW, y se establece el flujo de caja mensual y anual que tiene esta Generadora por la venta de energía en contratos y en el mercado ocasional para un año de operación, en caso de que la misma establezca contratos de tres modalidades distintas con una Empresa Distribuidora y tres Grandes Consumidores.

#### 5.1. Información Utilizada

##### 5.1.1. Información Energética

Para el proceso de análisis se utilizó:

- Producción horaria de energía de la Central, considerando los días laborables semanales, con resolución horaria y para el período comprendido entre Julio de 2005 hasta Julio de 2006.
- Demandas de energía de la Empresas Eléctrica de Distribución, esta información es histórica,

seleccionada de días laborables típicos y con resolución horaria.

- Demanda de energía de los Tres Grandes Consumidores, esta información es histórica, seleccionada de días laborables típicos y con resolución horaria.
- Información de energía que tienen comprometidas en contratos previos la Empresa Eléctrica de Distribución, esta información es histórica, seleccionada de días laborables típicos, con resolución horaria y para el periodo comprendido entre Julio de 2005 hasta Julio de 2006.
- Curvas de contrato típicas para Empresas de Distribución, considerando días laborables típicos y con resolución por banda horaria (base, media y pico).

#### 5.1.2. Información Económica

- Precios de la energía en el mercado spot (costos marginales horarios), para días laborables y por mes, esta información es histórica para el período comprendido entre Julio de 2005 hasta Julio de 2006.
- Precios medios de contratos entre Generadoras Hidroeléctricas y Empresas de Distribución, y entre Generadoras Hidroeléctricas y Grandes Consumidores.

#### 5.2. Riesgo Asociado a cada Modalidad de Contratación

Para los análisis se considera el caso base, para cada uno de los meses analizados y para cada modalidad de contratación.

Los resultados serán presentados en Tablas y Figuras para cada uno de los casos en estudio.

##### 5.2.1. Contrato entre la Generadora y la Empresa Eléctrica de Distribución

	Tipo de Contrato		
	Pague lo Contratado	Pague lo Demandado	Pague lo Producido con Tope
Julio 2005	136 568,61	187 569,04	177 831,36
Agosto 2005	152 572,72	284 901,17	248 901,86
Septiembre 2005	149 633,24	282 734,42	238 012,36
Octubre 2005	139 681,20	268 559,32	226 467,93
Noviembre 2005	141 751,70	166 137,02	166 137,02
Diciembre 2005	142 131,19	198 848,00	198 680,73
Enero 2006	146 543,47	240 932,74	222 039,91
Febrero 2006	133 111,82	181 961,44	178 492,93
Marzo 2006	134 642,14	158 687,06	149 236,44
Abril 2006	133 960,86	249 387,95	215 870,93
Mayo 2006	155 260,74	280 950,55	245 716,59
Junio 2006	138 534,54	211 489,60	192 015,79
Julio 2006	141 289,70	238 024,34	216 872,02
<b>TOTAL</b>	<b>1 845 681,93</b>	<b>2 950 182,66</b>	<b>2 676 275,88</b>

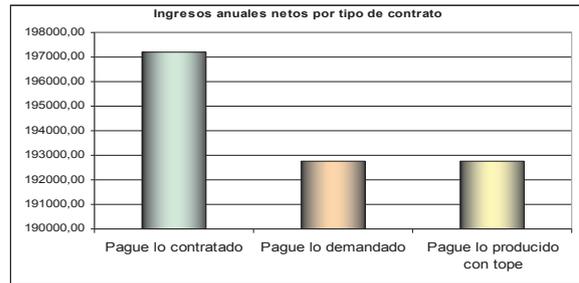
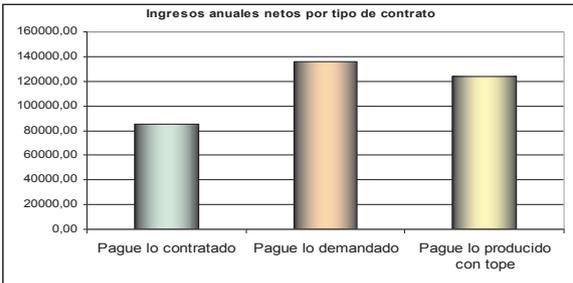
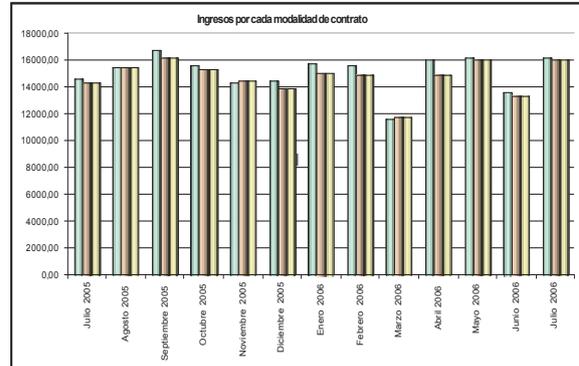
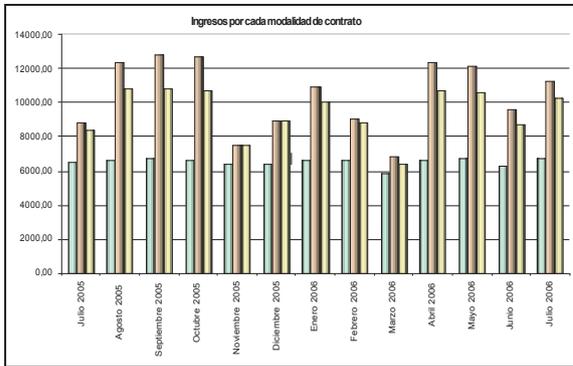


FIGURA 7

FIGURA 8

Nótese lo siguiente:

- No existen flujos de caja negativos.
- Los flujos de caja son mayores en el tipo de contrato pague lo demandado.

Nótese lo siguiente:

- No existen flujos de caja negativos.
- El tipo de contrato pague lo contratado es el que provee el mayor flujo de caja.

### 5.2.2. Contrato entre la Generadora y Grandes Consumidores

	Tipo de Contrato		
	Pague lo Contratado	Pague lo Demandado	Pague lo Producido con Tope
Julio 2005	309 624,55	303 634,63	303 634,63
Agosto 2005	358 919,46	357 554,28	357 554,28
Septiembre 2005	371 299,08	356 983,03	356 983,03
Octubre 2005	329 522,65	323 799,01	323 799,01
Noviembre 2005	317 065,49	320 698,15	320 698,15
Diciembre 2005	318 302,27	308 513,15	308 513,15
Enero 2006	347 445,65	332 338,40	332 338,40
Febrero 2006	313 393,27	299 657,68	299 657,68
Marzo 2006	267 712,09	272 394,21	272 394,21
Abril 2006	320 748,54	299 336,03	299 336,03
Mayo 2006	375 301,56	369 627,95	369 627,95
Junio 2006	302 127,28	295 688,99	295 688,99
Julio 2006	340 709,62	337 677,99	337 677,99
<b>TOTAL</b>	<b>4 272 171,51</b>	<b>4 177 903,51</b>	<b>4 177 903,51</b>

### 5.3. Riesgo Asociado a cada Variable de Incertidumbre

Para elaborar el análisis para las Distribuidoras y Grandes Consumidores, se considerarán como variables aleatorias los precios marginales, la demanda del consumidor y la producción del Generador.

Las dos primeras variables serán consideradas a través de una distribución normal y la variación de la producción será considerada a través de índices de confiabilidad típicos de unidades hidráulicas nuevas (factor de disponibilidad del 99,2%).

Se presentarán resultados en forma gráfica y en tablas, de acuerdo a los siguientes escenarios:

- Caso base, asumiendo que todas las variables están exentas de riesgo.
- Riesgo de precios y demanda de acuerdo a valores esperados, considerando riesgo en la demanda de la empresa distribuidora y de los precios spot de energía. Estos valores son

obtenidos a partir de procesos de normalización de datos.

- Variación en la generación, se considera la variación hacia abajo de la producción de la central hidroeléctrica a través de un índice de disponibilidad del 99,2%.

### 5.3.1. Contrato entre la Generadora y la Empresa Eléctrica de Distribución

#### Tipo de Contrato "Pague lo Contratado":

Tipo de Riesgo para "Pague lo Contratado"			
	Caso Base	Valores Esperados	Variación en Generación
Julio 2005	136 568,61	303 707,94	300 576,40
Agosto 2005	152 572,72	361 640,52	357 747,21
Septiembre 2005	149 633,24	397 589,97	392 910,62
Octubre 2005	139 681,20	354 169,74	350 277,97
Noviembre 2005	141 751,70	352 335,00	348 519,66
Diciembre 2005	142 131,19	260 459,63	257 942,48
Enero 2006	146 543,47	329 959,42	326 511,26
Febrero 2006	133 111,82	336 591,19	332 901,87
Marzo 2006	134 642,14	339 259,98	335 625,46
Abril 2006	133 960,86	331 760,80	328 128,64
Mayo 2006	155 260,74	327 015,86	323 537,05
Junio 2006	138 534,54	320 459,16	317 093,70
Julio 2006	141 289,70	382 541,08	378 132,65
<b>TOTAL</b>	<b>1 845 681,93</b>	<b>4 397 490,29</b>	<b>4 349 904,96</b>

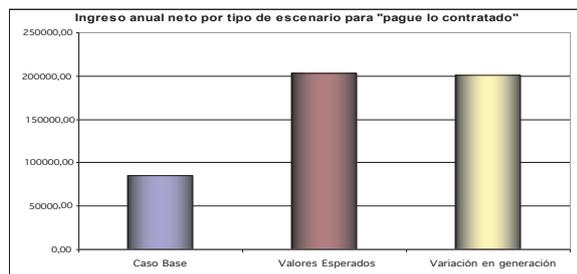
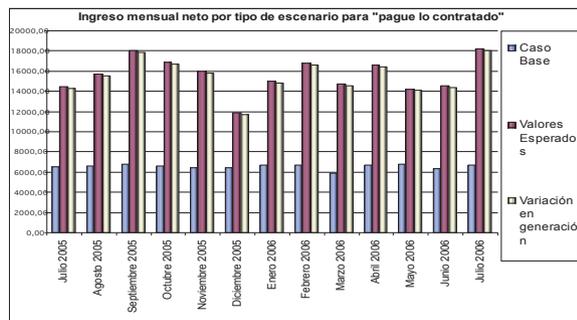


FIGURA 9

Nótese lo siguiente:

- No existen flujos de caja negativos para los distintos escenarios.
- El mayor flujo de caja se obtiene al utilizar valores esperados, el cual tiene un incremento del 138,61% (US\$118 006,51) respecto al caso base.
- Al variar la generación con un decremento del 0,8% (0,104 MW), su flujo de caja neto se incrementa 136,02 % (US\$ 115 807,27) con respecto al caso base.

#### Tipo de Contrato "Pague lo Demandado":

Tipo de Riesgo para "Pague lo Demandado"			
	Caso Base	Valores Esperados	Variación en Generación
Julio 2005	187 569,04	251 235,10	248 103,56
Agosto 2005	284 901,17	215 180,65	211 287,33
Septiembre 2005	282 734,42	151 089,65	146 410,30
Octubre 2005	268 559,32	176 761,59	172 869,82
Noviembre 2005	166 137,02	331 752,09	327 936,75
Diciembre 2005	198 848,00	272 241,29	269 724,14
Enero 2006	240 932,74	247 968,67	244 520,50
Febrero 2006	181 961,44	269 982,95	266 293,63
Marzo 2006	158 687,06	317 745,37	314 110,86
Abril 2006	249 387,95	177 353,86	173 721,70
Mayo 2006	280 950,55	220 791,04	217 312,23
Junio 2006	211 489,60	257 652,67	243 982,09
Julio 2006	238 024,34	545 807,29	541 398,86
<b>TOTAL</b>	<b>2 950 182,66</b>	<b>3 435 562,23</b>	<b>3 377 671,78</b>

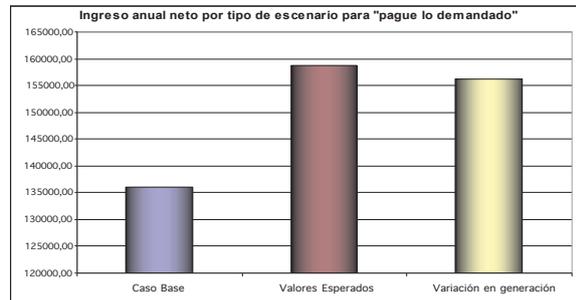
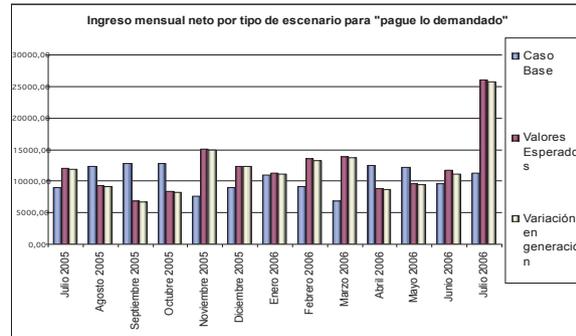


FIGURA 10

Nótese lo siguiente:

- No existen flujos de caja negativos para los distintos escenarios.
- El mayor flujo de caja se obtiene al utilizar valores esperados, con un incremento del 16,66% (US\$ 22 683,02) respecto al caso base.
- Al variar la generación con un decremento del 0,8% (0,104 MW), su flujo de caja neto se incremento 14,70% (US\$ 20 015,36) con respecto al caso base.

**Tipo de Contrato “Pague lo Producido con Tope”:**

Tipo de Riesgo para "Pague lo Demandado"			
	Caso Base	Valores Esperados	Variación en Generación
Julio 2005	187 569,04	251 235,10	248 103,56
Agosto 2005	284 901,17	215 180,65	211 287,33
Septiembre 2005	282 734,42	151 089,65	146 410,30
Octubre 2005	268 559,32	176 761,59	172 869,82
Noviembre 2005	166 137,02	331 752,09	327 936,75
Diciembre 2005	198 848,00	272 241,29	269 724,14
Enero 2006	240 932,74	247 968,67	244 520,50
Febrero 2006	181 961,44	269 982,95	266 293,63
Marzo 2006	158 687,06	317 745,37	314 110,86
Abril 2006	249 387,95	177 353,86	173 721,70
Mayo 2006	280 950,55	220 791,04	217 312,23
Junio 2006	211 489,60	257 652,67	243 982,09
Julio 2006	238 024,34	545 807,29	541 398,86
<b>TOTAL</b>	<b>2 950 182,66</b>	<b>3 435 562,23</b>	<b>3 377 671,78</b>

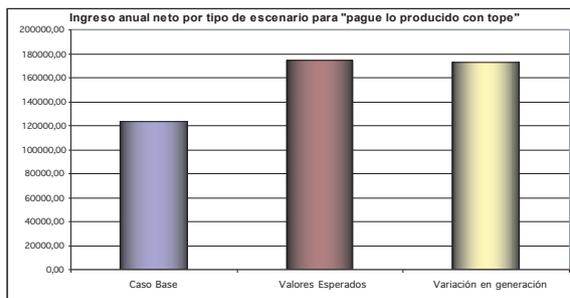
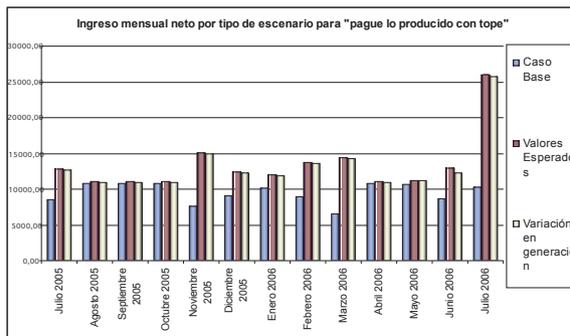


FIGURA 11

Nótese lo siguiente:

- Existen flujos de caja negativos para los distintos escenarios.
- El mayor flujo de caja se obtiene al utilizar valores esperados, con un incremento del 41,48% (US\$ 51 236,78) respecto al caso base.
- Al variar la generación con un decremento del 0,8% (0,104 MW), su flujo de caja neto se incremento 39,71% (US\$ 49 048,34) con respecto al caso base.

**5.3.2. Contrato entre la GENERADORA y Grandes Consumidores**

**Tipo de Contrato “Pague lo Contratado”:**

Tipo de Riesgo para "Pague lo Contratado"			
	Caso Base	Valores Esperados	Variación en Generación
Julio 2005	309 624,55	301 883,85	298 752,31
Agosto 2005	358 919,46	348 462,95	344 569,63
Septiembre 2005	371 299,08	370 054,99	365 375,64
Octubre 2005	329 522,65	331 123,55	327 231,78
Noviembre 2005	317 065,49	336 823,77	333 008,43
Diciembre 2005	318 302,27	286 893,78	284 376,62
Enero 2006	347 445,65	322 701,87	319 253,71
Febrero 2006	313 393,27	314 696,83	311 007,51
Marzo 2006	267 712,09	338 508,98	334 874,47
Abril 2006	320 748,54	312 498,34	308 866,18
Mayo 2006	375 301,56	332 520,29	329 041,48
Junio 2006	302 127,28	319 520,75	316 155,29
Julio 2006	340 709,62	350 049,99	345 641,56
<b>TOTAL</b>	<b>4 272 171,51</b>	<b>4 265 739,94</b>	<b>4 218 154,61</b>

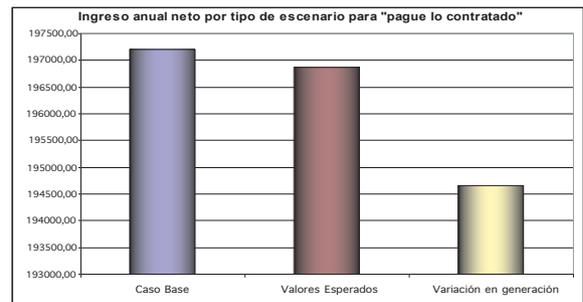
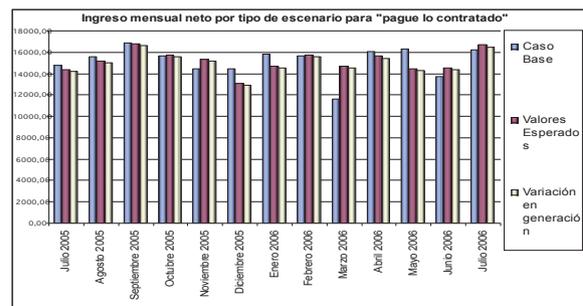


FIGURA 12



Nótese lo siguiente:

- No existen flujos de cajas negativos.
- El máximo valor de flujo de caja es para el caso de los valores esperados y el mínimo valor de flujo de caja es para el caso base.
- Para valores esperados se obtuvo un decremento de 0,18% (US\$ 351,69) respecto al caso base.
- Al variar la generación con un decremento del 0,8% (0,104 MW), su flujo de caja neto se decrementó 1,29% (US\$ 2 550,93) con respecto al caso base.

**Tipo de Contrato “Pague lo Demandado”:**

Tipo de Riesgo para "Pague lo Contratado"			
	Caso Base	Valores Esperados	Variación en Generación
Julio 2005	309 624,55	301 883,85	298 752,31
Agosto 2005	358 919,46	348 462,95	344 569,63
Septiembre 2005	371 299,08	370 054,99	365 375,64
Octubre 2005	329 522,65	331 123,55	327 231,78
Noviembre 2005	317 065,49	336 823,77	333 008,43
Diciembre 2005	318 302,27	286 893,78	284 376,62
Enero 2006	347 445,65	322 701,87	319 253,71
Febrero 2006	313 393,27	314 696,83	311 007,51
Marzo 2006	267 712,09	338 508,98	334 874,47
Abril 2006	320 748,54	312 498,34	308 866,18
Mayo 2006	375 301,56	332 520,29	329 041,48
Junio 2006	302 127,28	319 520,75	316 155,29
Julio 2006	340 709,62	350 049,99	345 641,56
<b>TOTAL</b>	<b>4 272 171,51</b>	<b>4 265 739,94</b>	<b>4 218 154,61</b>

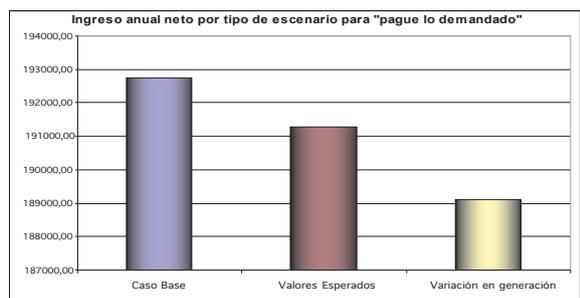
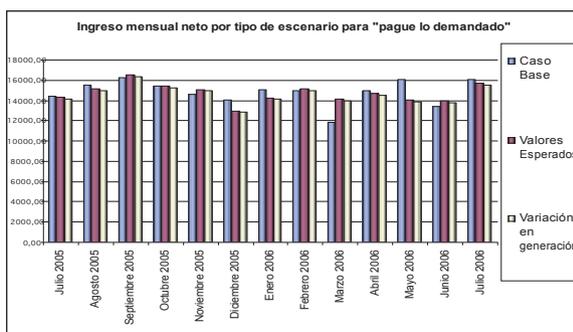


FIGURA 13

Nótese lo siguiente:

- No existen flujos de cajas negativos.
- El máximo valor de flujo de caja es para el caso de los valores esperados y el mínimo valor de flujo de caja es para el caso base.
- Para valores esperados se obtuvo un decremento de 0,75% (US\$ 1 447,44) respecto al caso base.
- Al variar la generación con un decremento del 0,8% (0,104 MW), su flujo de caja neto se decrementó 1,89% (US\$ 3 646,68) con respecto al caso base.

**Tipo de Contrato “Pague lo Producido con Tope”:**

Tipo de riesgo para "pague lo producido con Tope"			
	Caso Base	Valores Esperados	Variación en Generación
Julio 2005	303 634,63	299 929,51	296 797,97
Agosto 2005	357 554,28	348 332,00	344 438,68
Septiembre 2005	356 983,03	363 610,77	358 931,42
Octubre 2005	323 799,01	324 424,88	320 533,10
Noviembre 2005	320 698,15	332 265,52	328 450,19
Diciembre 2005	308 513,15	284 603,52	282 086,36
Enero 2006	332 338,40	313 857,54	310 409,37
Febrero 2006	299 657,68	302 190,33	298 501,01
Marzo 2006	272 394,21	324 851,39	321 216,88
Abril 2006	299 336,03	293 740,77	290 108,61
Mayo 2006	369 627,95	322 490,76	319 011,95
Junio 2006	295 688,99	306 910,72	303 545,26
Julio 2006	337 677,99	329 523,57	325 115,14
<b>TOTAL</b>	<b>4 177 903,51</b>	<b>4 146 731,28</b>	<b>4 099 145,95</b>

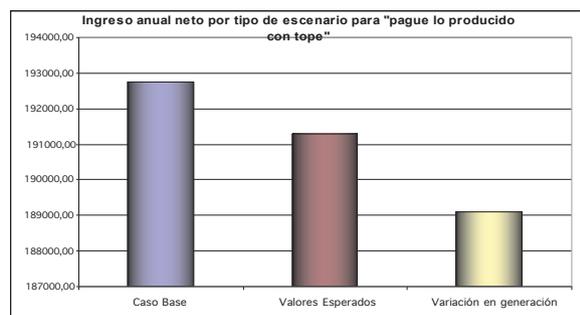
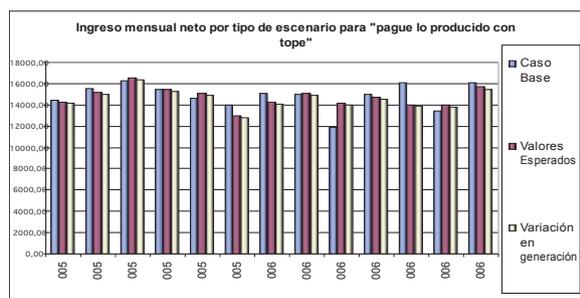


FIGURA 14

Nótese lo siguiente:

- No existen flujos de cajas negativos.
- El máximo valor de flujo de caja es para el caso de los valores esperados y el mínimo valor de flujo de caja es para el caso base.
- Para valores esperados se obtuvo un decremento de 0,75% (US\$ 1 447,44) respecto al caso base.
- Al variar la generación con un decremento del 0,8% (0,104 MW), su flujo de caja neto se decrementó 1,89% (US\$ 3 646,68) con respecto al caso base.

#### 5.4. Sensibilidad de Variables Controladas

La variable controlada para el caso en estudio es el precio de contrato, que resulta de un proceso de negociación bilateral entre las partes. Los resultados se muestran en Tablas y Figuras.

##### 5.4.1. Contrato entre la Generadora y la Empresa Eléctrica de Distribución

#### Tipo de Contrato "Pague lo Contratado":

Tipo de Resgo para "Pague lo Contratado"		
	Caso Base	Variación de Precios de Contrato
Julio 2005	136 568,61	320 297,94
Agosto 2005	152 572,72	379 810,52
Septiembre 2005	149 633,24	414 969,97
Octubre 2005	139 681,20	370 759,74
Noviembre 2005	141 751,70	369 715,00
Diciembre 2005	142 131,19	277 839,63
Enero 2006	146 543,47	347 339,42
Febrero 2006	133 111,82	352 391,19
Marzo 2006	134 642,14	357 429,98
Abril 2006	133 960,86	347 560,80
Mayo 2006	155 260,74	345 185,86
Junio 2006	138 534,54	337 839,16
Julio 2006	141 289,70	399 131,08
<b>TOTAL</b>	<b>1 845 681,93</b>	<b>4 620 270,29</b>

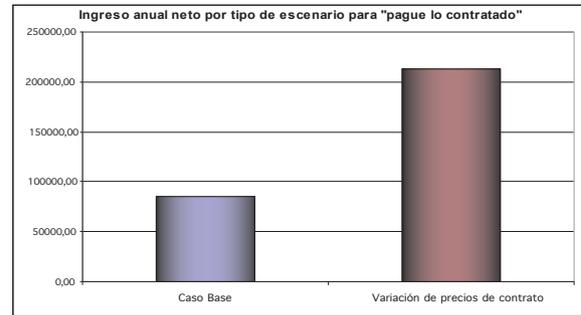
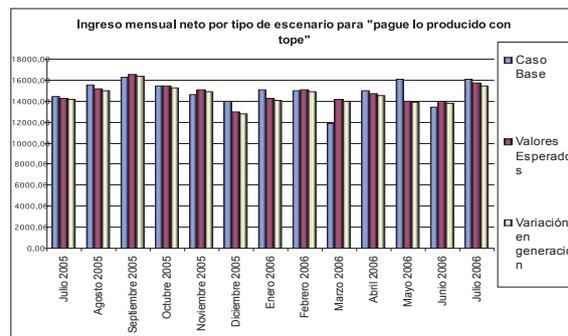


FIGURA 15

Nótese lo siguiente:

- No existen flujos de caja negativos.
- Un incremento en el precio de contrato de 1,75% (US\$5,00) con respecto al precio de contrato del caso base, produce que el flujo de caja neto se incremente en 150,67% (US\$ 128 276,51).

#### Tipo de Contrato "Pague lo Demandado":

Tipo de Riesgo para "Pague lo Demandado"		
	Caso Base	Variación de Precios de Contrato
Julio 2005	187 569,04	277 832,16
Agosto 2005	284 901,17	256 053,38
Septiembre 2005	282 734,42	193 376,69
Octubre 2005	268 559,32	216 031,02
Noviembre 2005	166 137,02	353 141,88
Diciembre 2005	198 848,00	297 307,94
Enero 2006	240 932,74	281 691,20
Febrero 2006	181 961,44	294 592,34
Marzo 2006	158 687,06	339 284,02
Abril 2006	249 387,95	213 649,16
Mayo 2006	280 950,55	260 312,08
Junio 2006	211 489,60	277 997,62
Julio 2006	238 024,34	546 335,82
<b>TOTAL</b>	<b>2 950 182,66</b>	<b>3 807 605,31</b>

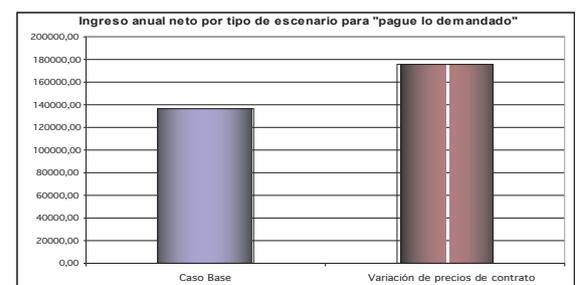
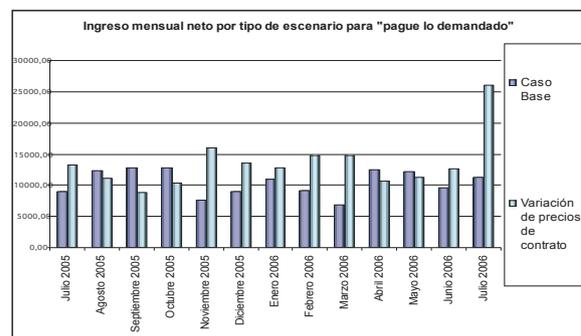


FIGURA 16

Nótese lo siguiente:

- No existen flujos de caja negativos.
- Un incremento en el precio de contrato de 1,75% (US\$ 5,00) con respecto al precio de contrato del caso base, produce que el flujo de caja neto se incremente en 29,25% (US\$ 39 813,17).

**Tipo de Contrato “Pague lo Producido con Tope”:**

Tipo de Riesgo para "Pague lo Producido con Tope"		
	Caso Base	Variación de Precios de Contrato
Julio 2005	177 831,36	292 789,97
Agosto 2005	248 901,86	290 382,29
Septiembre 2005	238 012,36	276 663,19
Octubre 2005	226 467,93	265 321,66
Noviembre 2005	166 137,02	353 141,88
Diciembre 2005	198 680,73	297 307,94
Enero 2006	222 039,91	293 873,16
Febrero 2006	178 492,93	298 608,20
Marzo 2006	149 236,44	350 588,06
Abril 2006	215 870,93	252 728,77
Mayo 2006	245 716,59	293 198,09
Junio 2006	192 015,79	300 845,23
Julio 2006	216 872,02	546 335,82
<b>TOTAL</b>	<b>2 676 275,88</b>	<b>4 111 784,26</b>

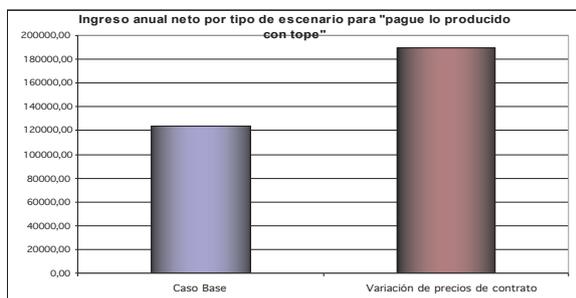
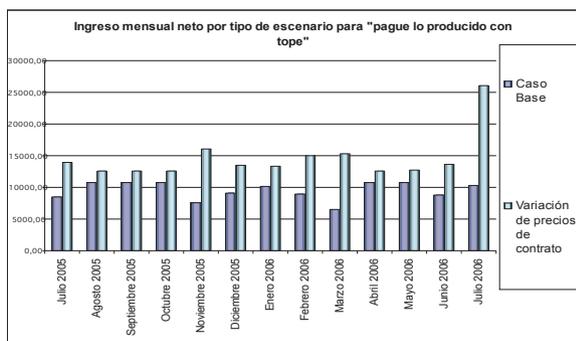


FIGURA 17

Nótese lo siguiente:

- No existen flujos de caja negativos.
- Un incremento en el precio de contrato de 1,75% (US\$ 5,00) con respecto al precio de contrato del caso base, produce que el flujo de caja neto se incremente en 53,79% (US\$ 66 436,21).

**5.4.2. Contrato entre la Generadora y Grandes Consumidores**

**Tipo de Contrato “Pague lo Contratado”:**

Tipo de riesgo para "Pague lo Contratado"		
	Caso Base	Variación de Precios de Contrato
Julio 2005	309 624,55	324 563,85
Agosto 2005	358 919,46	373 302,95
Septiembre 2005	371 299,08	393 814,99
Octubre 2005	329 522,65	353 803,55
Noviembre 2005	317 065,49	360 583,77
Diciembre 2005	318 302,27	310 653,78
Enero 2006	347 445,65	346 461,87
Febrero 2006	313 393,27	336 296,83
Marzo 2006	267 712,09	363 348,98
Abril 2006	320 748,54	334 098,34
Mayo 2006	375 301,56	357 360,29
Junio 2006	302 127,28	343 280,75
Julio 2006	340 709,62	373 674,99
<b>TOTAL</b>	<b>4 272 171,51</b>	<b>4 571 244,94</b>

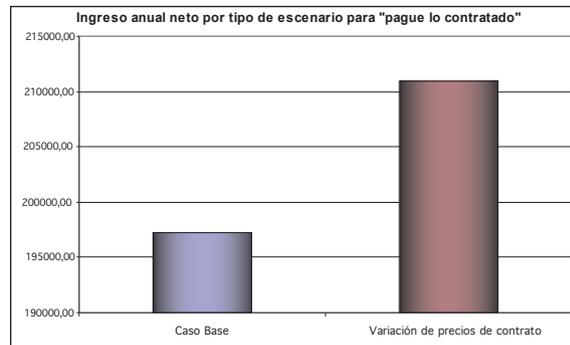
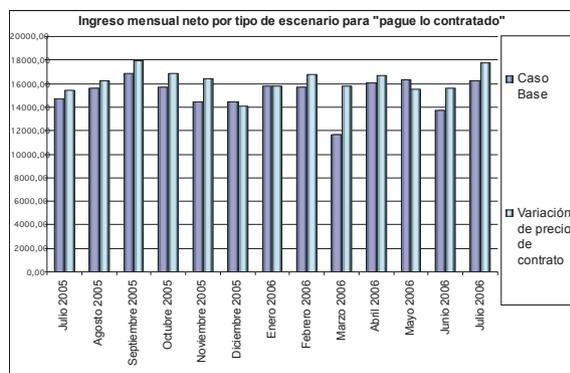


FIGURA 18



Nótese lo siguiente:

- No existen flujos de caja negativos.
- Un incremento en el precio de contrato de 1,75% (US\$ 5,00) con respecto al precio de contrato del caso base, produce que el flujo de caja neto se incremente en 6,29% (US\$ 13 733,31).

**Tipo de Contrato "Pague lo Demandado":**

Tipo de Riesgo para "Pague lo Demandado"		
	Caso Base	Variación de Precios de Contrato
Julio 2005	303 634,63	323 035,40
Agosto 2005	357 554,28	373 126,52
Septiembre 2005	356 983,03	387 990,18
Octubre 2005	323 799,01	348 068,96
Noviembre 2005	320 698,15	356 738,51
Diciembre 2005	308 513,15	310 752,87
Enero 2006	332 338,40	339 531,94
Febrero 2006	299 657,68	325 635,84
Marzo 2006	272 394,21	352 572,04
Abril 2006	299 336,03	318 190,72
Mayo 2006	369 627,95	349 803,59
Junio 2006	295 688,99	333 553,62
Julio 2006	337 677,99	355 505,04
<b>TOTAL</b>	<b>4 177 903,51</b>	<b>4 474 505,23</b>

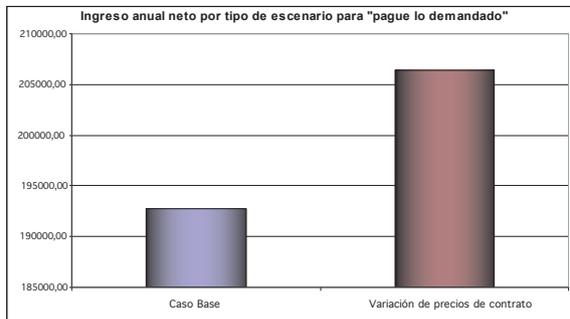
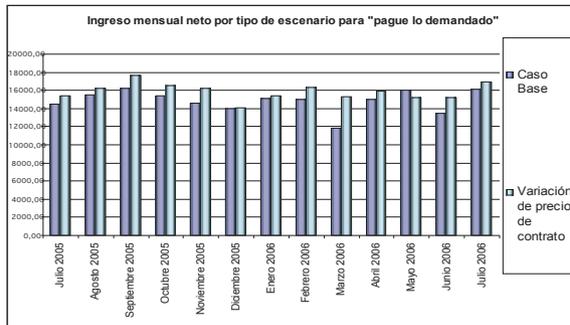


FIGURA 19

Nótese lo siguiente:

- No existen flujos de caja negativos.
- Un incremento en el precio de contrato de 1,75% (US\$ 5,00) con respecto al precio de contrato del caso base, produce que el flujo de caja neto se incremente en 7,09% (US\$ 13 668,74).

**Tipo de Contrato "Pague lo Producido con Tope":**

Tipo de Riesgo para "Pague lo Producido con Tope"		
	Caso Base	Variación de Precios de Contrato
Julio 2005	303 634,63	323 035,40
Agosto 2005	357 554,28	373 126,52
Septiembre 2005	356 983,03	387 990,18
Octubre 2005	323 799,01	348 068,96
Noviembre 2005	320 698,15	356 738,51
Diciembre 2005	308 513,15	310 752,87
Enero 2006	332 338,40	339 531,94
Febrero 2006	299 657,68	325 635,84
Marzo 2006	272 394,21	352 572,04
Abril 2006	299 336,03	318 190,72
Mayo 2006	369 627,95	349 803,59
Junio 2006	295 688,99	333 553,62
Julio 2006	337 677,99	355 505,04
<b>TOTAL</b>	<b>4 177 903,51</b>	<b>4 474 505,23</b>

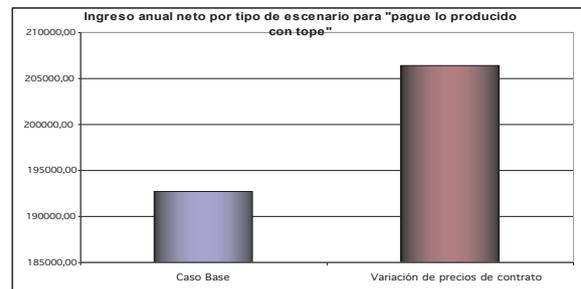
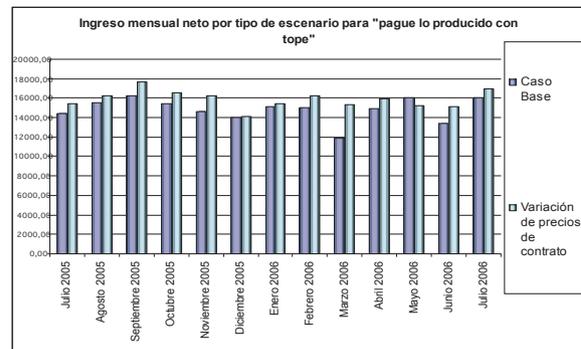


FIGURA 20



Nótese lo siguiente:

- No existen flujos de caja negativos.
- Un incremento en el precio de contrato de 1,75% (US\$ 5,00) con respecto al precio de contrato del caso base, produce que el flujo de caja neto se incremente en 7,09% (US\$ 13 668,74).

## 6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

- Para el caso de los Grandes Consumidores, se observó que el comportamiento para los tres tipos de contrato es similar.

Esto se produce debido a que la suma total de las demandas de los tres Grandes Consumidores seleccionados para el estudio no sobrepasan la producción de la Generadora, y por lo tanto, ésta no se ve afectada con egresos para cumplir las condiciones contractuales. Además, se consideró que no existen acuerdos previos entre ambas partes.

- Se puede apreciar que en algunos casos para los diferentes tipos de contratos (pague lo contratado, pague lo demandado, pague lo producido con tope), no existen flujos de caja neto negativos.

Esto se debe a que el generador no tuvo que comprar energía a precio spot para cumplir sus contratos.

- Para las diferentes variables aleatorias aplicadas en cada uno de los tres tipos de contratos, se observó que la sensibilidad es muy alta.

Esto se ve reflejado en el incremento excesivo del flujo de caja neto.

## 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el presente trabajo se elaboró un modelamiento de análisis de riesgo para acuerdos contractuales entre una Empresa de Generación Hidroeléctrica y dos Empresas de Distribución, como también entre la Generadora y tres Grandes Consumidores. El estudio se llevó a cabo con los tres tipos de contratos más utilizados en el Ecuador: pague lo contratado, pague lo demandado, y pague lo producido con tope.

De acuerdo a los resultados obtenidos se concluye que es posible disminuir el riesgo al controlar las variables aleatorias y de sensibilidad que se hallan inmersas en este tipo de negociaciones.

La decisión de la modalidad que se adopte en estos

casos y cualquier otro, dependerá de los intereses comerciales de la Generadora y de las Empresas que requieran el suministro de energía. Cabe recalcar que cada caso es distinto y en cada uno de ellos deberá efectuarse un análisis similar al elaborado en el presente trabajo.

La recomendación principal que se deriva del presente trabajo recae en orientar a los agentes del mercado a realizar análisis de riesgo con el objetivo de tener señales importantes de su desempeño financiero considerando las principales incertidumbres presentes en el negocio.

Derivados del análisis de riesgo, se podrán obtener parámetros importantes de referencia como ser: precios referencia de los contratos, modalidades de contratación adecuadas, sensibilidad del flujo de caja sobre la variación de tal o cual variable, tiempo de contratación, etc.

## 8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] RUBIO, F. J.; Metodología de Asignación de Costes de la Red de Transporte en un Contexto de Regulación Abierta a la Competencia; Tesis Doctoral, Universidad Pontificia Comillas de Madrid-España, 1999.
- [2] SALAZAR, G.; Tarifación Óptima de Servicios de Transmisión en un Mercado Competitivo de Energía Eléctrica, Tesis Doctoral, IEE-UNSJ, 2005.
- [3] BIALEK, J. W.; Tracing the Flow of Electricity; IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, Vol. 143, No. 4, Julio 1996.
- [4] BIALEK, J. W.; Elimination of Merchandise Surplus Due to Spot Pricing of Electricity; IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, Vol. 144, No. 5, Septiembre 1997.
- [5] KIRSCHEN D.; ALLAN, R.; STRBAC, G.; Contributions of Individual Generators to Loads and Flows”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 1, Febrero 1997.
- [6] KIRSCHEN, D.; ALLAN, R.; STRBAC, G.; Allocating Transmission System Usage on the Basis of Traceable Contributions of Generators and Loads to Flows”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 2, Mayo 1998.
- [7] CONEJO, A.; GALIANA, F.; KOCKAR, I.; Z-bus Loss Allocation, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, No. 1, Febrero 2001.
- [8] RUDNICK, H.; DANITZ, F.; ZOLEZZI, J.; WATTS, D.; Use Based Allocation Methods for Payment of Electricity Transmission Systems”; IEEE Proceedings on Power System Technology, Vol. 2, Octubre 2002.



**Gabriel Salazar Yépez.**- Nació en Quito, Ecuador. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en el 2000; y, de Doctor en Ingeniería Eléctrica del Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina en el 2005.

Actualmente se desempeña como Coordinador del Área de Investigación y Desarrollo del CENACE y como Profesor de la Maestría de Ciencias de la Ingeniería Eléctrica de la EPN. Sus Áreas de Investigación: Mercados Disputables de Energía, Transacciones Internacionales de Electricidad, Tarifación del Transporte, Teoría Económica de Regulación, Confiabilidad.



**Santiago Naranjo Buitrón.**- Nació en Santo Domingo de los Colorados, Ecuador el 22 de Noviembre de 1982.

Es egresado de la Escuela Politécnica Nacional ubicada en la ciudad de Quito, Ecuador.

Actualmente, se encuentra elaborando el Proyecto de Titulación “Análisis de Riesgo en Modalidades de Contratación a Largo Plazo del Mercado Eléctrico Ecuatoriano” para el Centro Nacional de Control de Energía - CENACE, bajo la tutoría del Doctor Gabriel Salazar.

# LIQUIDACIÓN DE TRANSACCIONES DE ENERGÍA MEDIANTE DIFERENTES MÉTODOS DE REPARTICIÓN DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN; ANÁLISIS DE ELIMINACIÓN DE LOS FACTORES DE NODO

Gabriel Salazar  
Investigación y Desarrollo

Hugo Arcos  
Dirección de Planeamiento

## RESUMEN

Las señales que se obtienen a través de la diferenciación espacial de los precios nodales, no han logrado su propósito de incentivar la ubicación óptima de nueva generación en la red. Por otro lado, la remuneración al transportista que se obtiene por la diferencia de cobros y pagos debido a la aplicación de factores de nodo, no es suficiente para cubrir la totalidad de cargos regulados del transportista, siendo necesario la aplicación de cargos complementarios.

A través de las reformas a la LRSE, se unifican los precios nodales con las componentes de energía y potencia. Debido a las pérdidas de transmisión, cuando se igualan los precios nodales, el mercado no cierra financieramente, siendo necesario establecer métodos para la asignación de las pérdidas.

Diversos son los métodos que se han propuesto para la asignación de las pérdidas, acogiéndose a distintos criterios técnicos.

El presente estudio tiene el propósito de realizar un análisis comparativo de los distintos métodos existentes y mostrar el fundamento teórico de cada uno de ellos.

Luego se analizará la propuesta de eliminación de factores de nodo desde el punto de vista de las liquidaciones que resulten con la implementación de cada uno de los métodos analizados.

**PALABRAS CLAVE:** Asignación de Pérdidas de la Red, Factor de Nodo, Liquidación de Transacciones, Pérdidas de Transmisión.

## 1. INTRODUCCIÓN

La tarificación marginalista de la red propone recuperar la totalidad de los costos regulados de transmisión, a través de la diferencia de cobros a las demandas y pagos a las generaciones a precios nodales. Cuando los precios nodales son fijados a través de costos marginales de corto plazo, esta igualdad

entre remuneración marginalista y costos totales de transmisión no existe y se logra recuperar alrededor del 10% - 20% de la remuneración total. Lo anterior se debe principalmente a ciertas características de la etapa de transmisión, como son: [1]

- Economías crecientes a escala muy marcadas.
- Necesidad de contar con una red económicamente “no óptima”, debido a aspectos técnicos.
- Inversiones discretas en la ampliación de las instalaciones de red.

La diferencia entre los cargos totales de transmisión y los cargos obtenidos por la tarificación marginalista, se denominan “*cargos complementarios*”. Casi siempre, la tarificación marginalista de la red va acompañada de un método de repartición de cargos complementarios, los cuales se fundamentan en varios principios para determinar el “*uso de la red*”. Ninguno de estos métodos ha sido reconocido universalmente como el más efectivo y cada uno ha sido diseñado para sistemas eléctricos con características particulares [2].

En modelos uninodales, la diferenciación espacial de los precios nodales se logra a través de la aplicación del “*factor de nodo*”, factor que se define como la variación de las pérdidas de la red ante la inyección incremental de potencia en un nodo.

Los factores de nodo envían señales temporales y espaciales adecuadas respecto del consumo de energía y de la ubicación de nueva oferta en la red de transporte. Estas señales no han sido suficientes, en el modelo ecuatoriano, para lograr sus objetivos. En tal sentido, en las reformas a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico que han sido aprobadas por el Congreso Nacional en septiembre de 2006, se está proponiendo *igualar todos los precios nodales*, tanto para las compras como para las ventas en el mercado ocasional. Este concepto trae consigo la eliminación de los factores de nodo del modelo tarifario.

La eliminación de los factores de nodo hace necesaria la aplicación de otros métodos para la asignación

de las pérdidas de la red, de otra forma no podría efectuarse el cierre financiero del mercado ocasional.

El presente artículo analiza diferentes métodos de repartición de las pérdidas de transmisión y su efecto en las liquidaciones de energía. Para tal efecto, en el *numeral 2* se presenta el marco teórico respecto de la remuneración del transporte y asignación de pérdidas, en el *numeral 3* se formulan con cierto grado de detalle varios métodos de asignación de pérdidas, en el *numeral 4* se realizan simulaciones sobre sistemas de prueba y se hacen comparaciones respecto de la asignación de pérdidas de la red obtenida con varios métodos, en el *numeral 5* se realizan comparaciones respecto de las liquidaciones de las transacciones que se obtienen con cada método de repartición de pérdidas en la red y con la aplicación de factores de nodo sobre los sistemas de prueba, en el *numeral 6* se citan las principales conclusiones y aportes del trabajo.

## 2. MARCO TEÓRICO DE REFERENCIA

### 2.1. Liquidación de Transacciones

La tarifación marginalista de la red de transporte se deriva de la composición de los precios nodales, producto de la solución del problema de optimización del despacho de unidades de generación en el corto plazo cuando se consideran pérdidas en la red. La expresión de los precios nodales, para ese modelo, es la siguiente:

$$\rho_i = \lambda \left( 1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i} \right) \quad (1)$$

Donde:

$\rho_i$  = Es el precio nodal de la energía del nodo  $i$ .

$\lambda$  = Es el costo marginal del sistema.

$\frac{\partial P_L}{\partial P_i}$  = Son las pérdidas incrementales de transmisión del nodo  $i$ .

Con esta formulación de precios nodales, la diferencia de cobros a las demandas y pagos a los generadores, produce una diferencia conocida como la remuneración variable al transmisor:

$$RVT = \sum_{i=1}^{N_d} Pd_i \rho_i - \sum_{j=1}^{N_g} Pg_j \rho_j \quad (2)$$

Donde:

$RVT$  = Es la remuneración variable al transmisor.

$N_d$  = Es el número de demandas en el sistema.

$N_g$  = Es el número de generadores en el sistema.

$Pd_i$  = Es la potencia de la demanda  $i$ .

$Pg_j$  = Es la potencia del generador  $j$ .

Con la propuesta de igualdad de los precios nodales, la componente de energía tendrá el mismo valor para todas las compras y ventas que se realicen en el mercado ocasional en esa hora y serán iguales al costo marginal horario, es decir:

$$\rho_i = \lambda \quad \forall \text{ los nodos } i \text{ de la red} \quad (3)$$

Ante esta igualdad, las liquidaciones horarias de energía ocasionarán una diferencia negativa entre los cobros a las demandas y pagos a los generadores:

$$\sum_{i=1}^{N_d} Pd_i \lambda - \sum_{j=1}^{N_g} Pg_j \lambda = -\lambda P_L \quad (4)$$

Donde:

$P_L$  = Es la potencia de las pérdidas totales de transmisión.

La expresión muestra que no se produce el cierre financiero del mercado debido a las pérdidas en la red. La cantidad que no permite el cierre financiero es precisamente igual al producto entre las pérdidas de transmisión y el costo marginal horario del sistema:

$$\Delta_m = -\lambda P_L \quad (5)$$

Donde:

$\Delta_m$  = Es el delta de dinero que no permite el cierre financiero de esa hora.

Para lograr el cierre financiero y que la diferencia entre cobros y pagos sea nula, es necesario repartir las pérdidas de transmisión entre los usuarios de la red. En tal sentido al precio de energía se adicionará una componente que tendrá relación con la asignación de las pérdidas a ese nodo. Esto es:

$$\rho_i = \lambda \pm \eta_{iperd} \quad (6)$$

Donde:

$\eta_{iperd}$  = Es la componente del precio que refleja la asignación de las pérdidas a ese nodo.

El signo  $\pm$  está presente en la expresión porque esta asignación de las pérdidas puede realizarse a los generadores (-), a las demandas (+) o a ambos actores del mercado ( $\pm$ ).

Cuando los precios nodales tienen las componentes indicadas en (6), la diferencia de cobros y pagos es nula y la remuneración total de los cargos de transporte debe realizarse a través de un método distinto, esto es:

$$\sum_{i=1}^{N_d} P d_i \rho_i - \sum_{j=1}^{N_g} P g_j \rho_j = 0 \quad (7)$$

La repartición de las pérdidas puede realizarse a través de un sinnúmero de métodos, algunos de los cuales serán expuestos en la siguiente numeral.

## 2.2. Repartición de Pérdidas de Transmisión

Uno de los conceptos más utilizados para la repartición de pérdidas en la red entre los distintos usuarios de ella, es el *trazado de los flujos de potencia*, a través de los cuales se pretende determinar cual es el aporte de una generación o demanda a los flujos por cada una de las instalaciones de la red de transmisión y, por lo tanto, a las pérdidas de transmisión.

Existen diferentes métodos de repartición de las pérdidas de transmisión propuestos en el estado del arte. Para el análisis de este artículo se utilizará la siguiente clasificación:

- Repartición de pérdidas entre generadores.
- Repartición de pérdidas entre generadores y cargas.
- Repartición de pérdidas entre cargas.

**Repartición de Pérdidas entre Generadores:** los principales métodos que realizan esta repartición de las pérdidas son: el método de flujos netos propuesto por J. Bialek [3], [4], el método propuesto por D. Kirschen [5], [6], el método de la matriz Z barra [7]. Estos métodos basan sus criterios en determinar el aporte de cada generador a las pérdidas de la red.

**Repartición de Pérdidas entre Generadores y Cargas:** los principales métodos que realizan esta repartición de las pérdidas son: el método de flujos medios propuesto por J. Bialek [3], [4], el método de los factores de distribución propuesto por H. Rudnick [8]. Estos métodos basan sus criterios en determinar el aporte de cada generador y cada consumo a las pérdidas de la red.

**Repartición de Pérdidas entre Cargas:** los principales métodos que realizan esta repartición de las pérdidas son: el método de flujos gruesos propuesto por J. Bialek [3], [4], el método de los factores de distribución generalizados de carga, propuesto por H. Rudnick [8], el método de prorrateo. Estos métodos basan sus criterios en determinar el aporte de cada carga a las pérdidas de la red.

En el siguiente numeral se describirán brevemente cada uno de los métodos de J.W. Bialek, D. Kirschen

y Prorrateo, los cuales serán utilizados para el análisis comparativo.

## 3. DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS DE ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS DE LA RED

### 3.1. Métodos Propuestos por J.W. Bialek

Este método se basa en el supuesto, de que las inyecciones de potencia activa o reactiva a lo nodos están compartidas proporcionalmente entre salidas nodales; es decir, que el requerimiento que se debe respetar es el cumplimiento de las leyes Kirchhoff en cada nodo. Con este supuesto se puede determinar en forma proporcional la manera en que se distribuyen las potencias en las redes.

En el trazado del flujo de electricidad, se debe considerar que los algoritmos que el autor propone trabajan con flujos sin pérdidas en las líneas, es decir que los flujos en ambos extremos de las líneas son iguales. Los trazados de flujo por las líneas pueden ser:

**Flujos Medios**, asumiendo que éstos son un promedio entre la potencia inyectada y retirada de una rama, además agregando la mitad de las pérdidas de las líneas a los consumos y restando la mitad a los generadores.

**Flujos Gruesos**, asumiendo que el sistema es alimentado por la potencia real del sistema y que no hay pérdidas en la red de transmisión, para esto se debe modificar las demandas nodales, pero al mismo tiempo dejar la generación en los nodos intacta.

**Flujos Netos**, considera que las pérdidas marginales son completamente removidas de las líneas, para esto se requiere modificar las generaciones en los nodos dejando las demandas del sistema intactas.

Este método usa dos algoritmos dependiendo del trazado del flujo de potencia: *algoritmo de inyecciones de potencia (upstream looking algorithm)*, que asigna las pérdidas de la red entre la generación y demanda para trazos de flujos medios o sólo se le asigna a las demandas para trazos de flujo gruesos; y, *el algoritmo de retiros de potencia (downstream looking algorithm)*, que asigna las pérdidas de la red entre la generación y demanda para trazos de flujos medios o asigna las pérdidas de la red solo a la generación para trazos de flujos netos.

El algoritmo de inyección de potencias (upstream looking algorithm) se lo puede resumir en los siguientes pasos:

1. Resolver el flujo de potencia y definir los flujos como las pérdidas por las líneas, según el trazado de electricidad.
2. Encontrar  $A_u$ : matriz de ( $n \times n$ ) de distribución por inyección de potencia.

$$[A_u]_{ij} = \left. \begin{cases} 1 & i = j \\ -\frac{|P_{ji}|}{P_j} & j \in \alpha_i^u \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases} \right\} \quad (8)$$

Donde:

$\alpha_i^u$  = Es el set de nodos surtiendo directamente al nodo  $i$  (flujo hacia el nodo  $i$  desde otros nodos).

3. Definir el vector de generación de cada nodo  $P_G$
4. Invertir la matriz.

$$A_u(i.e., A_u^{-1}) \quad (9)$$

5. Encontrar la matriz de flujos nodales.

$$P = A_u^{-1} P_G \quad (10)$$

6. El retiro de potencia en la línea  $i-l$  desde el nodo  $i$  se calcula como:

$$|P_{i-l}| = \sum_{k=1}^n D_{i-l,k}^G \cdot P_{Gk} \quad \text{para } l \in \alpha_i^{(d)} \quad (11)$$

Donde:

$$D_{i-l,k}^G = \frac{|P_{i-l}| |A_u^{-1}|_{ik}}{P_i} = \text{Representa un}$$

factor de distribución de generación topológico e indica la proporción de potencia que el  $k$ -ésimo generador aporta a l línea  $i-l$ .

$\alpha_i^{(d)}$  = Es el set de nodos alimentados directamente por el nodo  $i$ .

El algoritmo de retiros de potencia de nodos (downstream looking algorithm), usa la misma metodología con la diferencia de que la inyección nodal se expresa como la suma de retiros de potencia.

### 3.2. Método Propuesto por D. Kirschen

El autor propone este método con el objetivo de determinar qué generadores están alimentando

una carga en particular, cuánto uso hacen de la red eléctrica y la contribución de cada generador a las pérdidas del sistema. El método propuesto se basa en la resolución de un flujo de potencia activa o reactiva y en la definición de dominios, commons y links.

**El Dominio** de un generador es el conjunto de barras que son alcanzadas por la potencia generada de uno o un grupo de generadores. **Un Common** o áreas comunes es el conjunto de barras aledañas alimentadas por los mismos generadores. El número de generadores de cada common se denomina **“rank”**. **Los Links** son ramas o líneas que conectan a los commons. En base a lo expuesto anteriormente se puede representar un gráfico directo y acíclico, cabe señalar que en éste los flujos por todas las líneas de un determinado link fluyen en la misma dirección. Además, este flujo va desde un common de rank  $N$  hacia uno de rank  $M$ , en que siempre  $N < M$  [9].

Para obtener un punto de vista cuantitativo, se deben obtener nuevas definiciones como: *Flujos internos de los commons*, que son la suma de potencias inyectadas por los generadores o flujos de potencias desde otros commons. *Flujo externo de un common* es la suma de potencias llevadas por los links entre commons de diferente rank. Por lo tanto, el flujo interno de un common será igual a la suma de los flujos externos más las cargas conectadas a las barras del common, es decir lo que entra es igual a lo que sale.

Este método se basa en el siguiente supuesto de proporcionalidad:

*Para un common dado, si la proporción de flujo interno asociado al generador  $i$  es  $x_i$ , entonces la proporción de flujo externo al generador  $i$  es  $x_i$  [9].*

Para determinar la contribución de cada generador en el suministro de potencia de las cargas de cada common, se aplica el siguiente método recursivo:

$$F_{ijk} = C_{ij} \cdot F_{jk} \quad (12)$$

$$I_K = \sum_j F_{jk} \quad (13)$$

$$C_{ik} = \frac{\sum_j F_{ijk}}{I_K} \quad (14)$$

Donde:

$C_{ij}$  = Contribución del generador  $i$  a la carga y flujo externo del common  $j$ .

$C_{jk}$  = Contribución del generador i a la carga y flujo externo del common k.

$F_{jk}$  = Flujo desde el common j al k a través del link k.

$F_{ijk}$  = Flujo desde el common j al k a través del link proveniente del generador i.

$I_k$  = Flujo interno del common k.

### 3.3. Método de Prorrato

Es uno de los más sencillos y se basa en a resolución de flujo de potencia, se lo puede aplicar para flujos de potencia AC y DC.

El método de prorrato o estampillado determina la responsabilidad de cada Agente en base a su generación, o consumos independientemente de su localización y de la topología de la red.

El objetivo principal es repartir las pérdidas en forma igual a las demandas o a la generación sin tomar en cuenta la ubicación de la barra de carga o de la barra slack.

## 4. APLICACIÓN EN SISTEMAS DE PRUEBA

### 4.1. Aplicación en Sistemas de Prueba de 5 Nodos

En la Figura 1 se presenta un sistema de 5 nodos con dos generadores y tres cargas cada uno con barra propia. En la Tabla 1 se puede observar las características del sistema, y finalmente en la Tabla 2 se presentan los flujos por las líneas. Estos datos servirán para la modelación de cada método. En la Tabla 2 se observan las pérdidas del sistema para cada línea, donde la suma total de éstas es de 3,361 MW que deberán ser repartidas entre los Agentes involucrados en la liquidación de pagos y cobros.

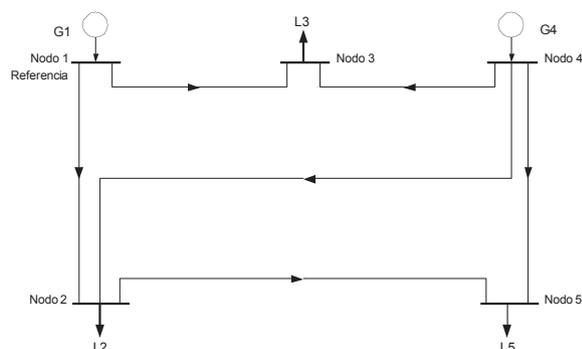


FIGURA 1: Sistema de 5 Nodos

TABLA 1: Características del Sistema

Nodo	Generación		Carga	
	PG (MW)	QG (Mvar)	PL (MW)	QL (Mvar)
1	103,361	14,523	0,000	0,000
2	0,000	0,000	50,000	10,000
3	0,000	0,000	60,000	20,000
4	80,000	28,570	0,000	0,000
5	0,000	0,000	70,000	30,000
Total	183,361	43,093	180,000	60,000

TABLA 2: Flujos de Potencia Activa

Nodos		Pij	Pji	Pij (Promedio)	Pérdidas ij
i	j				
1	2	84,343	-83,016	83,680	1,327
1	3	19,018	-18,757	18,888	0,261
2	4	-9,664	9,734	9,699	0,070
2	5	42,680	-41,888	42,284	0,792
3	4	-41,243	41,420	41,332	0,177
4	5	28,846	-28,112	28,479	0,734

### • Métodos Propuestos por J.W. Bialek

Este método fue modelado para trazos de flujos medios con diferentes algoritmos de inyección de potencia (upstream looking algorithm) y retiro de potencia (downstream looking algorithm), la participación de cada generador en las cargas en MW es presentada en la Tabla 3.

TABLA 3: Algoritmo de Inyección de Potencias (Flujos Medios)

Carga	Generador		Total	Pérdidas
	G 1	G 4		
L 2	45,790	5,307	51,097	1,097
L 3	18,889	41,331	60,220	0,220
L 5	37,894	32,871	70,765	0,765
Total	102,573	79,510	182,082	2,082
Pérdidas	0,788	0,490	1,279	<b>3,361</b>

Las Tablas 4 y 5 resumen las participaciones en MW de la generación en cada demanda para flujos gruesos (upstream looking algorithm) y para flujos netos (downstream looking algorithm), respectivamente.

En las Tablas siguientes se puede observar claramente la asignación de las pérdidas de la red a la generación o a la demanda según el trazo de flujos de potencia y el algoritmo utilizado.

TABLA 4: Algoritmo de Inyección de Potencias (Flujos Gruesos)

Carga	Generador		Total	Pérdidas
	G 1	G 4		
L 2	45,502	5,251	50,754	0,754
L 3	19,018	41,420	60,438	0,438
L 5	38,841	33,329	72,169	2,169
Total	103,361	80,000	183,361	3,361
Pérdidas	0,000	0,000	0,000	<b>3,361</b>

TABLA 5: Algoritmo de Retiros de Potencias (Flujos Netos)

Gener.	Carga			Total	Pérdidas
	L 2	L 3	L 5		
G 1	44,786	18,757	37,520	101,064	2,297
G 4	5,214	41,243	32,480	78,936	1,064
Total	50,000	60,000	70,000	180,000	3,361
Pérdidas	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>3,361</b>

• **Método Propuesto por D. Kirschen**

El diagrama reducido del sistema se muestra en la Figura 2, en la que se detalla tres commons. *Common 1* incluye el nodo 1, *common 2* incluye el nodo 4, *common 3* incluye los nodos 3, 4 y 5. El sistema tiene dos links, uno que une a los commons 1 y 3 (líneas 1-2 y 1-3) y otro que conecta los commons 2 y 3 (líneas 2-4, 2-3 y 2-5). Las asignaciones de potencia activa de la Generación por las líneas, se muestra en la Tabla 6.

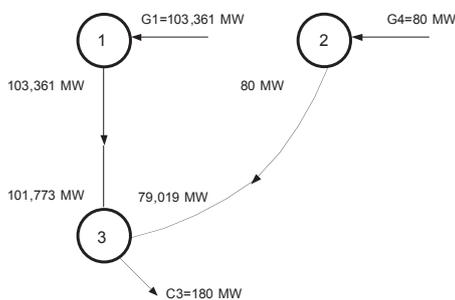


FIGURA 2: Diagrama Acíclico de Contribución de Generación

TABLA 6: Aportes de la Generación por las Líneas

Nodos		Pij (G1)	Pji (G1)	Pij (G4)	Pji (G4)
i	j				
1	2	47,479	-46,732	36,864	-36,284
1	3	10,706	-10,559	8,312	-8,198
2	4	-5,440	5,480	-4,224	4,254
2	5	24,026	-23,580	18,654	-18,308
3	4	-23,217	23,317	-18,026	18,103
4	5	16,238	-15,825	12,608	-12,287
Pérdidas		1,892		1,469	
Totales		<b>3,361</b>			

• **Método de Prorrateo**

En la Tabla 7 se presenta como las pérdidas de transmisión que son asignadas a las demandas en MW y porcentaje según sea el valor de la carga en el nodo.

TABLA 7: Distribución de las Pérdidas Según la Participación de las Demandas

Nodo	Generación	Carga	Pérdidas	
	MW	MW	MW	%
1	103,361	0,000	0,000	0%
2	0,000	50,000	0,934	28%
3	0,000	60,000	1,120	33%
4	80,000	0,000	0,000	0%
5	0,000	70,000	1,307	39%
Total	183,361	180,000	<b>3,361</b>	100%

4.2. **Aplicación en Sistemas de Prueba de 6 Nodos**

El sistema de prueba de seis nodos se presenta en la Figura 3. En la Tabla 8 se presentan algunas características generales del sistema y en la Tabla 9 se observan los flujos por las líneas con sus respectivas pérdidas, que en total suman 41,24 MW.

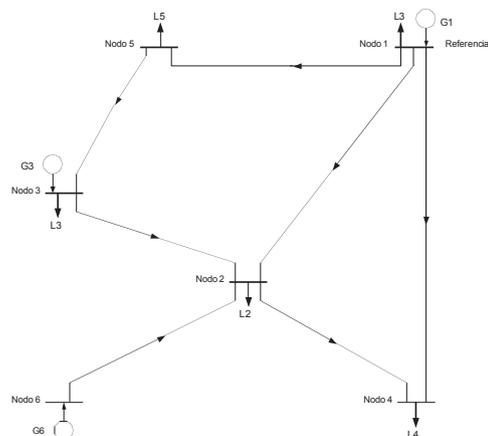


FIGURA 3: Sistema de 6 Nodos

TABLA 8: Características del Sistema

Nodo	Carga	
	PG (MW)	PL (MW)
1	191,57	56,00
2	0,00	168,00
3	255,67	28,00
4	0,00	112,00
5	0,00	168,00
6	126,00	0,00
Total	573,24	532,00

TABLA 9: Flujos y Pérdidas de Potencia Activa

Nodos		Pij	Pji	Pij (Promedio)	Pérdidas ij
i	j				
1	2	10,24	-10,12	10,18	0,12
1	4	53,30	-48,50	50,90	4,80
1	5	72,03	-69,31	70,67	2,72
2	3	-102,33	123,40	112,87	21,07
2	4	68,99	-63,50	66,25	5,49
2	6	-124,54	126,01	125,28	1,47
3	5	104,27	-98,70	101,49	5,57

• **Métodos Propuestos por J.W. Bialek**

Al igual que ejemplo anterior, este método puede modelar el sistema de seis nodos para trazos de flujos medios con diferentes algoritmos de inyección de potencia (upstream looking algorithm) y retiro de potencia (downstream looking algorithm), la participación de cada generador en las cargas en MW es presentado en la Tabla 10.

TABLA 10: Algoritmo de Inyección de Potencias (Flujos Medios)

Carga	Generador			Total	Pérdidas
	G 1	G 3	G 6		
L 1	59,820	0,000	0,000	59,820	3,820
L 2	7,464	82,553	91,848	181,865	13,865
L 3	0,000	41,320	0,000	41,320	13,320
L 4	53,616	30,109	33,417	117,142	5,142
L 5	70,666	101,479	0,000	172,145	4,145
Total	191,566	255,462	125,265	572,293	40,293
Pérdidas	0,004	0,208	0,735	0,947	<b>41,240</b>

Las Tablas 11 y 12 resumen las participaciones en MW de la generación en cada demanda para flujos gruesos (upstream looking algorithm) y para flujos netos (downstream looking algorithm), respectivamente.

TABLA 11: Algoritmo de Inyección de Potencias (Flujos Gruesos)

Carga	Generador			Total	Pérdidas
	G 1	G 3	G 6		
L 1	56,000	0,000	0,000	56,000	0,000
L 2	7,259	87,477	89,320	184,056	16,056
L 3	0,000	28,000	0,000	28,000	0,000
L 4	56,283	35,926	36,680	128,889	16,889
L 5	72,028	104,267	0,000	176,295	8,295
Total	191,566	255,664	126,000	573,240	41,240
Pérdidas	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>41,240</b>

TABLA 12: Algoritmo de Retiros de Potencias (Flujos Netos)

Gen.	Carga					Total	Pérd.
	L1	L2	L3	L4	L5		
G 1	56,00	7,17	0,00	51,21	69,30	183,69	7,88
G 3	0,00	72,54	28,00	27,42	98,70	226,66	29,01
G 6	0,00	88,29	0,00	33,37	0,00	121,65	4,35
Total	56,00	168,00	28,00	112,00	168,00	532,00	41,24
Pérd.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>41,24</b>

• **Método Propuesto por D. Kirschen**

El diagrama acíclico del sistema se muestra en la Figura 4, en la que se detalla tres commons. Common 1 incluye el nodo 3, common 2 incluye el nodo 6, common 3 incluye los nodos 1, 2, 4 y 5. El sistema posee dos links, uno que une a los commons 1 y 3 (líneas 3-5 y 3-2) y otro que conecta los commons 2 y 3 (línea 6-2). Las asignaciones de potencia activa de la Generación por las líneas, se muestra en la Tabla 13.

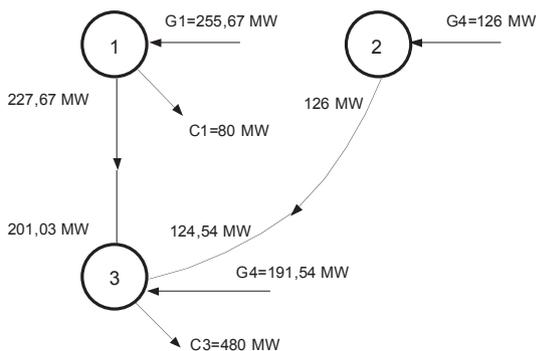


FIGURA 4: Diagrama Acíclico de Contribución de Generación

TABLA 13: Aportes de la Generación por las Líneas

Nodos		Pij	Pji	Pij	Pji	Pij	Pji
i	j	(G1)	(G1)	(G3)	(G3)	(G6)	(G6)
1	2	3,79	-3,75	3,98	-3,93	2,47	-2,44
1	4	19,74	-17,97	20,72	-18,85	12,84	-11,68
1	5	26,68	-25,68	28,00	-26,94	17,35	-16,69
2	3	-37,91	45,71	-39,78	47,97	-24,64	29,72
2	4	25,56	-23,52	26,82	-24,68	16,61	-15,29
2	6	-46,13	46,68	-48,41	48,98	-29,99	30,35
3	5	38,63	-36,56	40,53	-38,37	25,11	-23,77
Pérdidas		15,28		16,03		9,93	
Totales		41,24					

• **Método de Prorrateo**

En la Tabla 14 se presenta como las pérdidas de transmisión son asignadas a las demandas en MW y porcentaje dependiendo de la demanda nodal.

TABLA 14: Distribución de las Pérdidas Según la Participación de las Demandas

Nodo	Generación	Carga	Perdidas	
	MW	MW	MW	%
1	191,57	56,00	4,34	11%
2	0,00	168,00	13,02	32%
3	255,67	28,00	2,17	5%
4	0,00	112,00	8,68	21%
5	0,00	168,00	13,02	32%
6	126,00	0,00	0,00	0%
Total	573,24	532,00	41,24	100%

**5. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA LIQUIDACIÓN DE LAS TRANSACCIONES**

Para las liquidaciones de transacciones de los sistemas propuestos, resultó un costo marginal del sistema de 2,00 \$/MWh y un valor fijo horario para el costo por uso de la red de transmisión de 400 \$/h. Estos datos se los aplicó con los diferentes métodos y con factores de nodo a manera de comparación.

**5.1. Liquidación de Transacciones con Barras de Generación o Demanda Pura**

En la Tabla 15 se puede observar que, con la aplicación de factores de nodo, no existe un cierre financiero entre los pagos y cobros realizados a los agentes involucrados. Esta diferencia se conoce como *remuneración variable al transmisor* – RVT.

TABLA 15: Método Factor Nodo

Nodo	Precio	Cobros	Pagos	Cargo	Pago T.
	\$	\$	\$	\$	\$
1	2,000	206,72			
2	2,084		104,19	108,43	212,62
3	2,101		126,06	130,12	256,18
4	2,078	166,22			
5	2,176		152,35	151,80	304,15
Total		<b>372,95</b>	<b>382,60</b>	390,35	772,95
RVT \$		9,65			
Cargo Comp.\$		390,35			

En las Tablas presentadas a continuación se puede comprobar que con los diferentes métodos existe un cierre financiero entre pagos y cobros a los Agentes. Los valores de cierre de mercado varían según el método, esto se debe principalmente a la asignación de las pérdidas por transmisión entre generadores y demandas.

TABLA 16: Bialek (Flujos Medios)

Nodo	P. Gen.	P. Dem.	Cobros	Pagos	Cargo	Pago Total
	\$	\$	\$	\$	\$	\$
1	1,985		205,15			
2		2,044		102,19	111,11	213,30
3		2,007		120,44	133,33	253,77
4	1,988		159,02			
5		2,022		141,53	155,56	297,09
Total			<b>364,16</b>	<b>364,16</b>	400,00	764,16

TABLA 17: Bialek (Flujos Gruesos)

Nodo	P. Gen.	P. Dem.	Cobros	Pagos	Cargo	Pago Total
	\$	\$	\$	\$	\$	\$
1	2,000		206,72			
2		2,030		101,51	111,11	212,62
3		2,015		120,88	133,33	254,21
4	2,000		160,00			
5		2,062		144,34	155,56	299,89
Total			<b>366,72</b>	<b>366,72</b>	400,00	766,72

TABLA 18: Bialek (Flujos Netos)

Nodo	P. Gen.	P. Dem.	Cobros	Pagos	Cargo	Pago Total
	\$	\$	\$	\$	\$	\$
1	1,956		202,1	0,0		0,0
2		2,000	0,0	100,0	111,1	211,1
3		2,000	0,0	120,0	133,3	253,3
4	1,973		157,9	0,0		0,0
5		2,000	0,0	140,0	155,6	295,6
Total			<b>360,0</b>	<b>360,0</b>	400,0	760,0

TABLA 19: Kirschen

Nodo	P. Gen.	P. Dem.	Cobros	Pagos	Cargo	Pago Total
	\$	\$	\$	\$	\$	\$
1	1,963		202,94			0,00
2		2,000		100,00	111,11	211,11
3		2,000		120,00	133,33	253,33
4	1,963		157,06			0,00
5		2,000		140,00	155,56	295,56
Total			<b>360,0</b>	<b>360,0</b>	400,0	760,0

TABLA 20: Prorratio

Nodo	P. Gen.	P. Dem.	Cobros	Pagos	Cargo	Pago Total
	\$	\$	\$	\$	\$	\$
1	2,00		206,72			0,00
2		2,04		101,87	111,11	212,98
3		2,04		122,24	133,33	255,57
4	2,00		160,00			0,00
5		2,04	0,00	142,61	155,56	298,17
Total			<b>366,72</b>	<b>366,72</b>	400,00	766,72

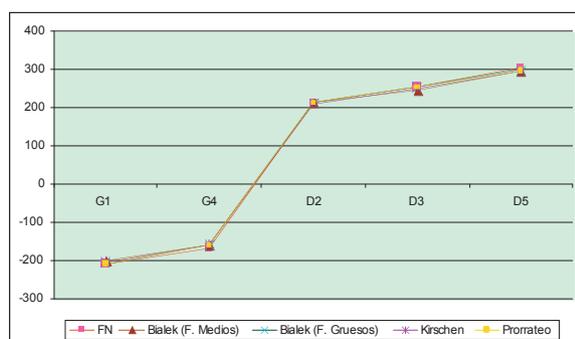


FIGURA 5: Liquidaciones para Sistema 5 Barras

## 5.2. Liquidación de Transacciones con Barras Mixtas de Generación y Demanda

En la Tabla 21 se puede observar que, con la aplicación de factores de nodo, no existe un cierre financiero entre los pagos y cobros realizados a los agentes involucrados. Esta diferencia se conoce como *remuneración variable al transmisor* – RVT.

TABLA 21: Método Factor Nodo

Nodo	Precio	Cobros	Pagos	Cargo	Pago T.
	\$	\$	\$	\$	\$
1	2,00	383,14	112,00	32,03	144,03
2	2,30		386,00	96,10	482,10
3	1,56	399,15	43,71	16,02	59,73
4	2,65		296,40	64,07	360,47
5	1,97		330,79	96,10	426,90
6	2,31	290,93			
Total		<b>1 073,23</b>	<b>1 168,90</b>	304,33	1 473,23
RVT \$		95,67			
Cargo Comp. \$		304,33			

En las Tablas presentadas a continuación se puede comprobar que con los diferentes métodos existe un cierre financiero entre pagos y cobros a los Agentes. Los valores de cierre de mercado varían según el método, esto se debe principalmente a la asignación de las pérdidas por transmisión entre generadores y demandas.

TABLA 22: Bialek (Flujos Medios)

Nodo	P. Gen.	P. Dem.	Cobros	Pagos	Cargo	Pago Total
	\$	\$	\$	\$	\$	\$
1	2,00	2,14	383,13	119,64	42,11	161,75
2		2,17	0,00	363,73	126,32	490,05
3	2,00	2,95	510,92	82,64	21,05	103,69
4		2,09	0,00	234,28	84,21	318,50
5		2,05	0,00	344,29	126,32	470,61
6	1,99		250,53			
Total			<b>1 144,6</b>	<b>1 144,6</b>	400,0	1 544,6

TABLA 23: Bialek (Flujos Gruesos)

Nodo	P. Gen.	P. Dem.	Cobros	Pagos	Cargo	Pago Total
	\$	\$	\$	\$	\$	\$
1	2,00	2,00	383,14	112,00	42,11	154,11
2		2,19		368,11	126,32	494,43
3	2,00	2,00	511,34	56,00	21,05	77,05
4		2,30		257,77	84,21	341,98
5		2,10		352,58	126,32	478,89
6	2,00		252,00			
Total			<b>1 146,5</b>	<b>1 146,5</b>	400,0	1 546,5

TABLA 24: Bialek (Flujos Netos)

Nodo	P. Gen.	P. Dem.	Cobros	Pagos	Cargo	Pago Total
	\$	\$				
1	1,92	2,00	367,37	112,00	42,11	154,11
2		2,00		336,00	126,32	462,32
3	1,77	2,00	453,32	56,00	21,05	77,05
4		2,00		224,00	84,21	308,21
5		2,00		336,00	126,32	462,32
6	1,93		243,31			
Total			<b>1 064,0</b>	<b>1 064,0</b>	400,0	1 464,0

TABLA 25: Kirschen

Nodo	P. Gen.	P. Dem.	Cobros	Pagos	Cargo	Pago Total
	\$	\$				
1	1,84	2,00	352,59	112,00	42,11	154,11
2		2,00		336,00	126,32	462,32
3	1,87	2,00	479,28	56,00	21,05	77,05
4		2,00		224,00	84,21	308,21
5		2,00		336,00	126,32	462,32
6	1,84		232,14			0,00
Total			<b>1 064,0</b>	<b>1 064,0</b>	400,0	1 464,0

TABLA 26: Prorratio

Nodo	P. Gen.	P. Dem.	Cobros	Pagos	Cargo	Pago Total
	\$	\$				
1	2,00	2,16	383,14	120,68	42,11	162,79
2		2,16		362,05	126,32	488,36
3	2,00	2,16	511,34	60,34	21,05	81,39
4		2,16		241,36	84,21	325,57
5		2,16		362,05	126,32	488,36
6	2,00		252,00			
Total			<b>1 146,5</b>	<b>1 146,5</b>	400,0	1 546,5

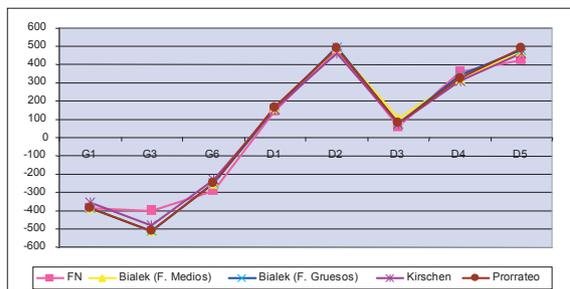


FIGURA 6: Liquidaciones Sistema 6 Barras

## 6. CONCLUSIONES

La principal dificultad que se presenta en la liquidación de transacciones de un sistema de energía eléctrica radica en lograr el cierre financiero y que la diferencia entre cobros y pagos entre los agentes sea cero, por ello se analizó como repartir las pérdidas de transmisión entre los usuarios de la red.

De todos los métodos propuestos, se puede concluir que existen algunos que representan acertadamente el uso de la red de transmisión, pero éstas están expuestas a la descalificación “conceptual” por parte de los Agentes del mercado que se vean perjudicados.

Lo expuesto anteriormente debe ser aplicado y analizado en el sistema nacional interconectado, donde los pagos y cobros entre agentes resulta variable, por ello en este trabajo se han expuesto algunos ejemplos ilustrativos.

De los resultados presentados en las Tablas de los ítems anteriores se puede apreciar que las señales de ubicación son entregadas con mayor intensidad en los métodos de Kirschen y Bialek y por último en el de Prorratio. Además que la liquidación entre pagos y cobros entre los agentes para el trazado de flujos medios varia, según el algoritmo (inyecciones o retiros de potencias) utilizado en la liquidación de transacciones con barras mixtas de generación y demanda, esto se debe a que existe mayor participación de las pérdidas en la generación para el algoritmo de inyecciones de potencias (upstream looking algorithm) y mayor participación de las perdidas en la demanda para el algoritmo de retiros de potencias (downstream looking algorithm).

En resumen se han obtenido tres métodos para obtener la liquidación de transacciones, encontrando diferencias entre estos, y en algunos casos diferencias que se deben considerar; ya que se debe obtener una respuesta satisfactorias de los Agentes inmersos en

las liquidaciones de pagos y cobros. Por lo expuesto anteriormente, se debe dar relevancia al análisis de las ventajas e inconvenientes de cada método, con el fin de realizar la elección más inteligente. Esta elección debe estar basada en la observación de algunas características como las señaladas en [10]:

- Debe Incentivar la eficiencia: las asignaciones deben promover el comportamiento óptimo de los participantes del sistema eléctrico, de forma que el procedimiento de distribuir el cargo complementario no distorsione las decisiones económicas de corto y largo plazo de los usuarios de la red.
- Debe estar basado en un criterio objetivo para que sea aceptado por todos actores del sistema eléctrico.
- Debe ser claro y sencillo de aplicar de forma que el procedimiento requiere un nivel de información no muy elevado, a fin de que su aplicación sea comprendida por todos y lo que es más importante, que no requiera gran volumen de cálculos.

## 7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] RUBIO, F. J.; Metodología de Asignación de Costes de la Red de Transporte en un Contexto de Regulación Abierta a la Competencia; Tesis Doctoral, Universidad Pontificia Comillas de Madrid-España, 1999.
- [2] SALAZAR, G.; Tarifación Óptima de Servicios de Transmisión en un Mercado Competitivo de Energía Eléctrica; Tesis Doctoral, IEE-UNSJ, 2005.
- [3] BIALEK, J. W.; Tracing the flow of Electricity; IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, Vol. 143, No. 4, Julio 1996.
- [4] BIALEK, J. W.; Elimination of Merchandise Surplus Due to Spot Pricing of Electricity; IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, Vol. 144, No. 5, Septiembre 1997.
- [5] KIRSCHEN, D.; ALLAN, R.; STRBAC, G.; Contributions of Individual Generators to Loads and Flows; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 1, Febrero 1997.
- [6] KIRSCHEN, D.; ALLAN, R.; STRBAC, G.; Allocating Transmission System Usage on the Basis of Traceable Contributions of Generators and Loads to Flows; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 2, Mayo 1998.
- [7] CONEJO, A.; GALIANA, F.; KOCKAR, I.; Z-bus loss Allocation; IEEE Transactions on Power

- Systems, Vol. 16, No. 1, Febrero 2001.
- [8] RUDNICK, H.; DANITZ, F.; ZOLEZZI, J.; WATTS D.; Use Based Allocation Methods for Payment of Electricity Transmission Systems; IEEE Proceedings on Power System Technology, Vol. 2, Octubre 2002.
- [9] DANITZ, F. J.; Métodos de Asignación de Peajes de los Sistemas de Transmisión Eléctrica según el Uso de la Red; Memoria para optar el Grado de Ingeniero Civil de Industrias con Mención en Electricidad, Pontificia Universidad Católica de Chile – Santiago de Chile, Chile 2001.
- [10] PÉREZ ARRIAGA, J. I.; RUBIO ORDÉRIZ, F. J.; PÉREZ MARÍN, J.; PUERTA GUTIERREZ, J. F.; Tarifación Marginalista de los Servicios de Red: Comparación de Métodos de Asignación de Cargo Complementario; Actas de las 4tas. Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica, Vol. 2, pp 571-578, Julio 1995. Oporto, Portugal.



**Gabriel Salazar Yépez.**- Nació en Quito, Ecuador. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en el 2000; y, de Doctor en Ingeniería Eléctrica del Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina. en 2005.

Actualmente se desempeña como Coordinador del Área de Investigación y Desarrollo del CENACE y como profesor de la Maestría de Ciencias de la Ingeniería Eléctrica de la EPN. Sus Áreas de Investigación: Mercados Disputables de Energía, Transacciones Internacionales de Electricidad, Tarifación del Transporte, Teoría Económica de Regulación, Confiabilidad.



**Hugo Arcos Martínez.**- Nació en Quito, Ecuador, en 1972. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional de Quito en 1998, y el de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan - Argentina en el 2003.

Actualmente se encuentra trabajando en la Corporación Centro Nacional de Control de Energía - CENACE (Área de Planeamiento Eléctrico) y es parte del Staff de Docentes del Postgrado en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional de Quito.

# LA TRANSPARENCIA Y OBJETIVIDAD COMO PRINCIPIOS PARA PROCESOS DE CONTRATACIÓN COMPETITIVOS

## Iván Hidrobo Compañía de Generación Hidroeléctrica Paute

### RESUMEN

HIDROPAUTE S.A., como titular de la concesión del Proyecto Hidroeléctrico Mazar ha realizado los procesos de contratación de la Gerencia y de la Construcción de las Obras Civiles del Proyecto. Siguiendo con sus políticas de administración moderna que la han convertido en una Empresa líder del País, es tal vez la única, que en sus procesos administrativos, y especialmente los de contratación, ha incorporado las normas más modernas de transparencia y sistemas de evaluación objetivos, lo que ha permitido realizar procesos de licitación y contratación competitivos tanto en la parte técnica como en la parte económica, generando el interés y procurando la participación de importantes empresas internacionales tanto de ingeniería y consultoría así como de construcción.

El objeto del trabajo es sistematizar los procesos de contratación realizado por HIDROPAUTE S.A. en base a las experiencias vividas por los directivos y técnicos que participaron en dichos procesos, y contribuir para que en el País, y en particular en el sector eléctrico, se fomente la Transparencia y la Objetividad como principios fundamentales para la competitividad y disminución de los costos de construcción de grandes y medianos proyectos eléctricos, consiguiendo además reducir al máximo los tiempos en los procesos de contratación.

### 1. PROCESOS DE CONTRATACIÓN EN HIDROPAUTE S.A.

#### 1.1. Antecedentes

La Compañía de Generación Hidroeléctrica Paute S.A., HIDROPAUTE S.A., sociedad de derecho privado, desde su creación ha implantado políticas de administración moderna que la han convertido en una Empresa líder del País. Cuenta en forma exclusiva, con la organización y personal para atender los procesos, actividades y tareas vinculadas estrictamente con el giro fundamental de su negocio; consecuentemente, para todo aquello que escape al ámbito de esta premisa, HIDROPAUTE S.A. ha venido utilizando la contratación de servicios a partir de fuentes externas (outsourcing).

### 1.2. Procesos de Contratación más Importantes

En los siete años de vida jurídica de la Empresa, HIDROPAUTE S.A. ha llevado adelante importantes procesos de contratación, tales como:

TABLA1: Licitaciones Realizadas por  
HIDROPAUTE S.A.

PROCESO	PRESUPUESTO REFERENCIAL (US\$)
Servicio de Operación y Mantenimiento de la Central Molino	16 000 000,00
Suministro del equipamiento del Centro de Control de Generación	2 500 000,00
Gerencia del Proyecto Mazar	18 000 000,00
Construcción de las Obras Civiles del Proyecto Mazar	238 000 000,00
Dragado Complementario del Embalse de Amaluza	60 000 000,00
Fabricación, Suministro, Montaje y Puesta en Marcha del Equipamiento Mecánico, Hidromecánico y Eléctrico de la Central Mazar	80 000 000,00

### 2. MARCO REFERENCIAL

HIDROPAUTE S.A. tal como lo establece su estatuto dispone de un Reglamento de Adquisiciones, que es el instrumento que norma todos los procesos de adquisición de bienes y servicios.

Además, para los procesos de contratación con presupuestos referenciales de la magnitud detallada anteriormente se ha requerido el diseño de procedimientos que garanticen la transparencia y objetividad como principios para incentivar la participación de los interesados y fomentar la competencia. Estos procedimientos se basan en los siguientes lineamientos:

- Selección del Proceso de compra adecuado.
- Participación de personal de la Compañía y de

- Asesores con experiencia en cada tipo de servicio o suministro.
- c) Definición un Sistema de Evaluación que contenga los criterios explícitos y objetivos.
- d) Promoción de competencia y amplio acceso a los interesados.
- e) Plazos adecuados para los diferentes eventos.
- f) Oportunidad en la entrega de la información a los interesados.
- g) Garantizar el derecho al reclamo.
- h) Establecimiento de normas de transparencia para los interesados.
- i) Establecimiento de normas de transparencia para los directivos, funcionarios y trabajadores que participarán en el proceso.
- j) Participación de un observador independiente.

Como parte de una sana práctica, HIDROPAUTE S.A. ha asimilado una buena cantidad de normativas constantes en la Ley de contratación pública.

En el caso del observador independiente se ha contado con la participación de la CORPORACIÓN LATINOAMERICANA DE DESARROLLO (CLD) en su calidad de Capítulo Ecuador de Transparencia Internacional.

Los procedimientos y experiencias asimilados y sistematizados en este documento corresponden, fundamentalmente, al seguimiento realizado en los procesos de contratación de la Gerencia y de la Construcción de las Obras Civiles del Proyecto Mazar.

### 3. PROCESOS DE CONTRATACIÓN

#### 3.1. Selección del Proceso de Compra Adecuado

Es necesario escoger el proceso que la reglamentación determine.

De acuerdo con la normativa es necesario contar con un Comité que será el encargado de llevar adelante el proceso y que deberá estar conformado de acuerdo con lo que establezca la normativa.

El Proceso Precontractual se divide en cuatro etapas de las que a continuación se detalla las particularidades:

##### 3.1.1. Inicio del Proceso Precontractual

En esta etapa se deben dar cronológicamente los siguientes eventos:

- a) Preparación de Documentos Precontractuales (DPC).

- b) Revisión DPC por parte del Comité.
- c) Aprobación DPC por parte del Comité.
- d) Publicación Convocatoria.
- e) Inicio Venta DPC.
- f) Cierre Venta DPC.

Cabe destacar que dentro de la etapa de Venta de los DPC, se debe permitir a los interesados la revisión de los documentos de licitación.

##### 3.1.2. Etapa de Preparación de Ofertas

Consta de los siguientes eventos:

- a) Visita a instalaciones o sitio de obras.
- b) Aclaraciones DPC, como iniciativa del Comité.
- c) Presentación de Preguntas por parte de los interesados que adquirieron los DPC.
- d) Absolución preguntas.
- e) Presentación de Repreguntas (aclaraciones sobre respuestas a preguntas).
- f) Respuesta final.

##### 3.1.3. Análisis de Ofertas:

En esta etapa se realizan los siguientes eventos:

- a) Presentación ofertas y apertura Sobre 1.
- b) Informe Sobre 1.
- c) Subsanación errores y omisiones.
- d) Notificación Calificación.
- e) Apertura Sobre 2.
- f) Informe Sobre 2.
- g) Subsanaciones errores y omisiones.
- h) Notificación Calificación Sobre 2.
- i) Notificación Calificación Final Sobre 2.
- j) Apertura Sobre 3.
- k) Informe Sobre 3 y Resultados Finales.

Cabe destacar que todos los eventos de apertura de los sobres deben realizarse con presencia de representantes de los oferentes, observador independiente, Notario Público y la prensa.

Utilizando las instrucciones establecidas en los documentos precontractuales y contando con la participación del Comité, y con la participación de personal altamente calificado de la Empresa y con la permanente veeduría de expertos del observador independiente, se procede a la revisión, calificación y/o evaluación de cada uno de los sobres presentados por los oferentes.

##### 3.1.4. Ajuste Técnico y Firma del Contrato

En esta instancia se deben realizar los siguientes eventos:

- a) Notificación orden de prelación.
- b) Ajuste técnico Contrato y Cronograma.
- c) Adjudicación Contrato.
- d) Due Dilligence (Verificación de información presentada por oferentes).
- e) Dictamen de Organismos de Control.
- f) Firma del Contrato.

### 3.2. Participación de Personal de la Compañía y de Asesores con Experiencia en Cada Tipo de Servicio o Suministro

Se debe conformar equipos de trabajo integrados por personal de la Compañía y asesores individuales o Empresas con experiencia tanto en procesos de contratación, así como también, con conocimientos bastos sobre los servicios, obras o suministros a contratar. Las funciones que estos deben cumplir son las siguientes:

- a) Elaboración de especificaciones técnicas de los suministros, servicios y de las obras, o términos de referencia en caso de servicios de consultoría.
- b) Elaboración de documentos precontractuales.
- c) Diseño del sistema de evaluación.
- d) Asesoría al Comité de Concurso de Ofertas durante:
  - Preparación de los DPC.
  - La revisión y aprobación de los DPC.
  - Preparación de Alcances.
  - Análisis y preparación de respuestas a preguntas presentadas por los participantes.
  - Análisis de las Ofertas.
  - Ajuste Técnico y del Cronograma.

### 3.3. Definición un Sistema de Evaluación que Contenga los Criterios Explícitos y Objetivos

Se considera al sistema de evaluación como el elemento clave que permite garantizar los principios de igualdad, competitividad y transparencia del proceso, así como también, definir la estrategia de la licitación.

Los Criterios de Evaluación deben ser explícitos y objetivos, numéricos y fácilmente calculables, que permitan inclusive, a los interesados, evaluarse antes de preparar su oferta.

El sistema de evaluación considera el análisis de los siguientes puntos:

- a) Evaluación de la capacidad legal del oferente para la ejecución del servicio, obra o suministro.
- b) Evaluación de la capacidad financiera del

oferente, en base al análisis de los estados financieros en los 2 últimos años de ejercicio fiscal.

- c) Evaluación y calificación de la experiencia general y específica del oferente en la ejecución de actividades similares a las de licitación. De ser necesario, puede incluirse en este segmento de evaluación la calificación de personal técnico.
- d) Evaluación de la oferta económica.
- e) Evaluación de oferta de financiamiento, en caso de requerirse.
- f) Definición de la ponderación de cada uno de los factores de evaluación para la calificación final siendo este factor el que ayuda a definir la estrategia de la licitación.

**La igualdad** exige que todos los oferentes tengan las mismas oportunidades, para lo cual es necesario mantener los siguientes principios:

- Establecer reglas generales e impersonales que mantengan fielmente el principio de igualdad.
- No incorporar requisitos específicos los mismos que solo podrían ser cumplidos por ciertas Compañías.
- Respeto, dentro de lo posible, de los plazos establecidos para el desarrollo del proceso; si es necesario modificar un plazo, el mismo debe ser igual para todos los concurrentes

**La competitividad** demanda la definición de parámetros de evaluación y/o calificación que puedan ser cumplidos por todos los oferentes, para lo cual durante la formulación del sistema de evaluación se debe considerar lo siguiente:

- Análisis del mercado o industria.
- Buscar elementos de evaluación no discriminatorios.
- Definición de criterios de evaluación objetivos, que permitan que el oferente pueda obtener su puntuación previo a la presentación de la oferta.
- Evitar criterios subjetivos en la evaluación (por ejemplo, la calificación de la metodología propuesta).
- Realizar simulaciones en base a la información de posibles participantes.

**La transparencia** se la garantiza mediante la participación del observador independiente, quien debe verificar, a más de la consistencia del sistema de evaluación, lo siguiente:

- Que durante el proceso no se alteren las condiciones esenciales de la licitación.
- Definir claramente cuál de los requerimientos debe

ser obligatorio y si no fuese cumplido, de paso a una descalificación automática, evitando así cualquier discrecionalidad en la interpretación.

- Que el proceso de calificación ha sido diseñado para permitir que los participantes, a través de una fase de subsanación, repararen cualquier posible omisión, dentro de un plazo previsto en el cronograma.
- Garantizar una evaluación y una separación adecuada de los aspectos técnicos y económicos.
- Eliminar, en lo posible, la existencia de información confidencial.
- Que se facilite el proceso de monitoreo externo.

**La estrategia de la licitación** debe ser definida por el Comité, y parte del principio de establecer cual de los siguientes factores debe primar para la evaluación:

- Calidad y/o experiencia.
- Precio.
- Financiamiento.
- Combinación de cualquiera de estos factores.

Es importante insistir en cuanto a la calidad y/o experiencia, que debe tener parámetros de evaluación claros, numéricos, objetivos, que no establezcan barreras de entrada para posibles oferentes.

Estos requisitos se los debe seleccionar balanceando los requerimientos del servicio o suministro y lo disponible en el mercado.

La definición de la ponderación se la debe hacer en base a simulaciones que permitan combinar las diferentes opciones que lleven a plasmar en la ponderación, la estrategia definida por el Comité.

Es importante que la valoración de la oferta económica se la haga en base a los valores propuestos por los oferentes, y no frente a un presupuesto referencial.

### **3.4. Promoción de Competencia y Amplio Acceso a los Interesados**

Para cumplir con este requisito es necesario evitar redactar bases de licitación o términos de referencia con restricciones a la participación de Empresas, tales como:

- Requisitos de tamaño.
- Localización o experiencia, cuando éstos no sean indispensables para la provisión del bien o servicio.
- Señalar marcas de fábricas o rótulos comerciales preferenciales.

- Solicitud de requisitos desproporcionados al valor del posible contrato.

### **3.5. Plazos Adecuados para los Diferentes Eventos**

En los procesos de compra es preciso otorgar a los interesados el mayor tiempo posible entre la convocatoria y la fecha de recepción de ofertas.

Además se considera importante, dentro del proceso, el definir fechas límites a ciertos eventos como los siguientes:

- Compra de DPC.
- Realización de preguntas y repreguntas.
- Preparación y envío de respuestas.
- Envío de alcances.

Esto permite planificar adecuadamente los eventos del proceso.

### **3.6. Oportunidad en la Entrega de la Información a los Interesados**

Toda la información integrante de los DPC, debe ser entregada en el momento de compra de los documentos. Éste debe ser el momento en el cual se debe registrar todas las direcciones para la entrega de la información que permitan una comunicación ágil y segura.

Se puede utilizar los siguientes mecanismos:

- Couriers normales.
- Correo electrónico.
- Fax.
- Direcciones ftp.

Contando ya con estas direcciones y mecanismos la información subsiguiente que se necesite remitir a los interesados o proponentes, como serían:

- Alcances emitidos por el Comité.
- Respuestas a los interesados.
- Informes de evaluación de ofertas.
- Respuestas a reclamos sobre la evaluación.

Deben ser entregados de manera oportuna, llevando un registro documentado ya sea escrito o digital de constancia de entrega y recepción de la documentación.

### **3.7. Garantizar el Derecho al Reclamo**

El Proceso debe garantizar el derecho al reclamo por parte de los oferentes.

Las reglas de la licitación deben incluir un procedimiento claro para el ejercicio de este derecho. Cualquier reclamo de los oferentes relacionados con la calificación y evaluación de su oferta, deberá ser presentado dentro de un plazo determinado luego de la fecha de notificación de los resultados de la calificación o evaluación, de cada uno de los sobres.

Para el evento de que los oferentes presenten reclamos relacionados con su oferta, respecto del trámite precontractual o de la adjudicación, deberán rendir junto a su reclamo una garantía por un valor determinado. Si se demostrase que el reclamo es infundado o malicioso, LA COMPAÑÍA podrá ejecutar la garantía.

### **3.8. Establecimiento de Normas de Transparencia para los Interesados**

Para el cumplimiento de este lineamiento, es necesario que LA COMPAÑÍA, incluya como requisito obligatorio para los oferentes la suscripción de un compromiso que contenga los siguientes principios de transparencia:

- a) Ninguna empresa participante ofrecerá o entregará sobornos u otras formas de influencia ilegítima, con el fin de obtener el otorgamiento del contrato.
- b) Los oferentes no se colusionarán con otros competidores con fines ilegítimos y asumirán una actuación pro-activa para prevenir la colusión entre otros oferentes con el fin de limitar la competencia en el Proceso de selección.
- c) Los directores de LA COMPAÑÍA, los miembros del Comité de Concurso de Ofertas, de la Comisión Técnica, los funcionarios ya sea de LA COMPAÑÍA o de sus accionistas o sus asesores y otras personas involucradas, directa o indirectamente, en el Proceso de selección, no recibirán sobornos, dádiva o favor alguno por parte de los oferentes o de terceros para influenciar, incidir o direccionar el proceso en forma ilegítima o para impedir o de cualquier otra forma obstruir el desarrollo del proceso de selección.
- d) Los firmantes monitorearán la implementación del proceso de contratación para precautelar su transparencia e integridad e informarán sobre violaciones a las estipulaciones de este Pacto, a las bases del proceso de selección y a las leyes ecuatorianas.

El incumplimiento de estos principios debe conllevar una penalización, para lo cual debe exigirse al oferente una garantía de fiel cumplimiento del compromiso.

### **3.9. Establecimiento de Normas de Transparencia para los Directivos, Funcionarios y Trabajadores que Participarán en el Proceso**

Es importante contar dentro del proceso con la participación de personal idóneo y con experiencia en procesos de contratación, así como también con conocimiento adecuado de la parte técnica. Adicionalmente, es necesario comprometer a los funcionarios y directivos con la transparencia del proceso mediante la suscripción de acuerdo de confidencialidad, que contenga los siguientes compromisos:

- a) Mantener absoluta reserva y confidencialidad sobre los contenidos de los documentos y de la información a los que tenga acceso.
- b) Guardar durante el proceso de selección reserva absoluta sobre la información a la que tenga acceso sobre el proceso en mención, hasta que se haga pública por medio de su publicación en el medio que defina LA COMPAÑÍA.
- c) Estar sujeto a las sanciones que impone la Ley ecuatoriana sobre la divulgación de información privilegiada.

### **3.10. Participación de un Observador Independiente**

Se la realiza mediante la firma de un Convenio en donde se debe definir claramente la participación del observador, sus responsabilidades, sus derechos, y las de LA COMPAÑÍA. Las responsabilidades del Observador fundamentalmente son las siguientes:

- a) Adaptar la metodología general propuesta por el Observador a las condiciones específicas de los procesos competitivos de selección, propias de LA COMPAÑÍA.
- b) Implementar todos los procesos, procedimientos y pasos para monitorear el cumplimiento de los principios, acuerdos y compromisos definidos en el Convenio.
- c) Monitorear el cumplimiento de los principios, acuerdos y compromisos que constan en el Convenio.
- d) Convocar conjuntamente con LA COMPAÑÍA a reuniones para promover la suscripción de los documentos que definen las normas de transparencia a los potenciales proponentes en el proceso de contratación.
- e) Analizar la claridad y aportes a la transparencia de la documentación referida al proceso competitivo de selección, y con ese propósito invitar o contratar a los expertos que considere necesarios.

- |  |                         |            |
|--|-------------------------|------------|
| f) Preparar comunicados para la opinión pública sobre la ejecución del convenio, cuando lo considere oportuno. | Aclaraciones DPC        | 2004-03-25 |
|  | Absolución preguntas    | 2004-04-06 |
|  | Absolución preguntas    | 2004-04-21 |
| g) Elaborar y suscribir las actas que sean necesarias para documentar el desarrollo del proceso.               | Absolución aclaraciones | 2004-05-05 |

#### 4. RESULTADOS DE LOS PROCESOS EN HIDROPAUTE S.A.

HIDROPAUTE S.A., como concesionario del Proyecto Mazar realizó los procesos de contratación de la Gerencia del Proyecto y de la Construcción de las Obras Civiles de la Central Hidroeléctrica Mazar.

Los resultados de estos procesos se los detalla a continuación.

##### 4.1. Contratación de la Gerencia del Proyecto

La estrategia de la licitación apuntó a conseguir al mejor a un precio razonable.

Las cuatro etapas en las que se dividió el evento de se las detalla cronológicamente a continuación:

##### 4.1.1. Inicio del Proceso Precontractual, en el cual Cronológicamente se Dieron los Sigüientes Eventos

Revisión DPC por parte del Comité	2003-12-05
Aprobación DPC por parte del Comité	2004-02-04
Publicación Convocatoria	2004-02-06
Inicio Venta DPC	2004-02-13
Cierre Venta DPC	2004-03-03

Los Documentos Precontractuales fueron adquiridos por las siguientes Empresas Consultoras de reconocido prestigio mundial y con mucha experiencia en proyectos hidroeléctricos:

- 1) Caminos y Canales Caminosca Cia. Ltda.; (Ecuador).
- 2) Ingetec y Asociados; (Colombia).
- 3) Engevix Engenharia; (Brasil).
- 4) Electrowatt; (Suiza).
- 5) Electricite de France; (Francia).
- 6) SNC Lavalin y Asociados; (Canadá).
- 7) Geodata SPA y Asociados; (Italia).
- 8) Comisión Federal de Electricidad; (México).

##### 4.1.2 Etapa de Preparación de Ofertas

Con los siguientes eventos:

Durante esta etapa establecida en el proceso, a pesar de que se había previsto únicamente la opción de una ronda de Preguntas y Respuestas para los adquirentes de los Documentos Precontractuales, HIDROPAUTE S.A., por pedido de los interesados y procurando la mayor participación se estableció una ronda adicional de Preguntas y Respuestas, así como se extendió el plazo de presentación de ofertas.

No se atendió pedidos de cambio en los Documentos, realizados por algunos interesados, por cuanto se pretendía cambiar el espíritu del Concurso.

##### 4.1.3. Etapa de Análisis de Ofertas

Con los siguientes eventos:

Presentación ofertas y apertura Sobre 1	2004-06-07
Informe Sobre 1	2004-06-14
Subsanación errores y omisiones	2004-06-28
Notificación Calificación Sobre 1	2004-06-28
Apertura Sobre 2	2004-06-29
Informe Sobre 2	2004-07-14
Subsanaciones errores y omisiones	2004-07-26
Notificación Calificación Sobre 2	2004-07-28
Notificación Calificación Final Sobre 2	200-08-06
Apertura Sobre 3	2004-08-09
Informe Sobre 3 y Resultados Finales	2004-08-17

El objetivo de contar con la asociación de Empresas de renombrado prestigio y experiencia se cumplió, habiéndose presentado 10 Empresas agrupadas en 3 consorcios.

- 1) Asociación Leme Engenharia (Brasil) – Coyne et Bellier (Francia) – Caminosca Cia. Ltda. (Ecuador) - M.N. (Chile).
- 2) Asociación Mazar Ingeniería Ingetec (Colombia)– Ica (Ecuador) – Acsam (Ecuador).
- 3) Asociación Engevix Engenharia (Brasil) – Astec (Ecuador) – Andrade & Canellas (Brasil).

Todos los eventos de apertura de los sobres se realizaron con presencia de representantes de los oferentes, de delegados de Transparencia Internacional, de un Notario Público del Cantón Cuenca y de la prensa.

Los resultados de la evaluación de las ofertas se detallan a continuación:

TABLA 2: Resultado Final Licitación Gerencia del Proyecto

Empresa	Asociación Leme	Asociación Engevix	Asociación Mazar
Puntaje Oferta Técnica	80,36	67,89	83,15
Precio Oferta	15 995 763	14 676 845	18 615 613
Puntaje Oferta Económica	10,85	15	0,49
Final	91,21	82,89	83,62

#### 4.1.4. Etapa de Ajuste Técnico y Firma del Contrato

Con los siguientes eventos:

Notificación orden de prelación	2004-08-26
Ajuste técnico Contrato y Cronograma	2004-08-02 al 2004-09-02
Adjudicación Contrato	2004-09-06
Dictamen de Procuraduría	2004-12-21
Firma del Contrato	2004-12-23

#### 4.2. Proceso para la Construcción de las Obras Civiles

La estrategia en esta licitación apunta a conseguir un constructor con experiencia en este tipo de obras al menor precio.

##### 4.2.1. Inicio del Proceso Precontractual

En el cual cronológicamente se dieron los siguientes eventos:

Revisión DPC por parte del Comité	2003-12-04
Aprobación DPC por parte del Comité	2004-02-04
Publicación de Convocatoria	2004-02-06
Inicio de Venta DPC	2004-02-13
Cierre Venta DPC	2004-03-03

Importantes Empresas constructoras nacionales y grandes constructores a nivel mundial adquirieron los documentos precontractuales, a continuación el listado de todas ellas:

- 1) Norberto Oderbrecht; (Brasil).
- 2) Hidalgo e Hidalgo S.A.; (Ecuador).
- 3) Techint; (Argentina).
- 4) Construccoes e Comercio Camargo Correa; (Brasil).

- 5) Impregilo SpA; (Italia).
- 6) Herdoíza Crespo Construcciones; (Ecuador).
- 7) Consorcio de Constructores Hidráulicos; (Ecuador).
- 8) Queiroz Galvao; (Brasil).
- 9) Obrascon Huarte Lain S.A.; (España).
- 10) Ferroviario Agroman S.A.; (España).
- 11) Fopeca S.A y Asociados; (Ecuador).
- 12) Befesa Constructora (España).

##### 4.2.2. Etapa de Preparación de Ofertas

Con los siguientes eventos

Aclaraciones DPC 1	2004-03-25
Absolución preguntas	2004-04-28
Aclaraciones DPC 2	2004-05-06
Absolución preguntas	2005-05-17
Absolución aclaraciones	2004-06-07
Aclaraciones DPC 3	2004-07-12

##### 4.2.3. Etapa de Análisis de Ofertas

Con los siguientes eventos:

Presentación oferta, apertura Sobre 1	2004-07-22
Informe Sobre 1	2004-07-28
Subsanación errores y omisiones	2004-08-09
Notificación Calificación Sobre 1	2004-08-11
Apertura Sobre 2	2004-08-16
Informe Sobre 2	2004-08-23
Subsanaciones errores y omisiones	2004-09-02
Notificación Calificación Sobre 2	2004-09-03
Notificación Calificación Final Sobre 2	2004-09-13
Apertura Sobre 3	2004-09-14
Pedido de Aclaraciones	2004-09-21
Informe Sobre 3	2004-09-28
Informe final Sobre 3	2004-10-06

Seis (6) Empresas, integrando dos Consorcios presentaron sus ofertas:

- 1) Consorcio Constructor Mazar [Construccoes e Comercio Camargo Correa (Brasil) – Constructora Andrade Gutiérrez (Brasil) – Cuerpo de Ingenieros del Ejercito (Ecuador) – Constructora G.A.R. (Ecuador)].
- 2) Constructora Mazar Impregilo SpA (Italia) - Herdoíza Crespo Construcciones (Ecuador).

También en este proceso, en todos los eventos de apertura de los sobres se tuvo la presencia de representantes de los oferentes, de delegados de Transparencia Internacional, de un Notario Público del Cantón Cuenca y de la prensa.

Los resultados se detallan a continuación:

TABLA 3: Resultado Final Licitación Obras Civiles

Empresa	Consortio Constructor Mazar	Constructora Mazar Impregilo – Herdoiza Crespo
Puntaje Oferta Técnica	20,5195	15,8946
Precio oferta	US\$ 246 733 765,96	US\$ 188 302 406,91
Puntaje Oferta Económica	-38,61	70
Puntaje Total	No califica	85,8946

#### 4.2.4. Etapa de Ajuste Técnico y Firma del Contrato

Con los siguientes eventos:

Ajuste Técnico y Adjudicación Contrato	2004-10- 11 al 2004-10-25
Dictamen de Procuraduría	2005-02-28
Firma del Contrato	2005-03-10

### 4.3. Conclusiones sobre los Procesos

#### 4.3.1. Gerencia del Proyecto

- La oferta preadjudicada obtuvo el segundo lugar en valoración técnica y el segundo lugar en valoración económica.
- El valor de la oferta económica es US\$ 2 000 000,00 menor que el referencial (US\$ 18 000 000,00).

#### 4.3.2. Obras Civiles

- La oferta preadjudicada obtuvo el segundo lugar en valoración técnica y el primer lugar en valoración económica.
- El valor de la oferta económica es US\$ 50 000 000 menor que el referencial (US\$ 238 000 000).

#### 4.3.3. Los Dos Procesos

- Se ha tenido la participación de las empresas más importantes a nivel mundial que tienen experiencia en este tipo de obras.
- El esquema adoptado eliminó cualquier componente subjetivo.
- La valoración fue un proceso cuantitativo.
- Las condiciones de estos procesos indujeron a las firmas interesadas a la conformación de consorcios en los que se sumaron experiencias específicas, para ser competitivos técnicamente.
- Los procesos han demostrado que provocan competitividad en la oferta económica.
- El esquema adoptado es un referente comprobado para procesos futuros.
- Los valores de las ofertas se convierten en referentes para la comparación de procesos pasados y futuros.

#### 4.3.4. Diferencias Económicas Diferentes Procesos

Fruto de el esquema adoptado por HIDROPAUTE S.A. y la transparencia con la que se realizaron los procesos precontractuales, se ha obtenido importantes ahorros, para lo cual a continuación se presenta el detalle de los costos estimados del proyecto Mazar para cada una de las alternativas de contratación que se dieron en los últimos 8 años.

TABLA 4: Diferencias Diferentes Procesos de Licitación

	Accesos	Obras Civiles	Gerencia Proyecto	Equipos Electro Mecánicos	Total US\$
Licitación B.O.T. (INECEL 1998)					567 099 000 (3)
Fusión Fallida HIDROPAUTE-Unión FENOSA (Nov. 2001)		328 663 000	31 863 000	98 178 000	458 704 000
Presupuesto HIDROPAUTE (Dic. 2002)	23 934 134	238 000 000	10 000 000	82 248 071	362 182 205
Contratos HIDROPAUTE (2005)	13 344 416 (1)	188 302 407	15 995 764	82 248 071 (2)	299 890 658

(1) Incluye carreteras de acceso a la provincia de Cañar  
(2) Procesos en Licitación  
(3) Incluye costos por financiamiento

## 5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Corporación Latinoamericana de Desarrollo; Mapa de Riesgos Relacionados con Corrupción en Contratación Pública en Ecuador, Transparencia Internacional; 2002.
- [2] Corporación Latinoamericana de Desarrollo; Informe Final sobre la Observación y Monitoreo Independiente del Proceso para la Contratación de Firmas para la Gerencia del Proyecto Hidroeléctrico Mazar; 2005.
- [3] Corporación Latinoamericana de Desarrollo; Informe Final sobre la Observación y Monitoreo Independiente del Proceso para la Contratación de Firmas para la Construcción de las Obras Civiles del Proyecto Hidroeléctrico Mazar; 2005.



**Iván Hidrobo Montoya.-** Nació en Ibarra, Ecuador en 1961. Recibió su título de Ingeniero Mecánico de la Escuela Politécnica Nacional en 1988; y, de Magister en Administración de Empresas de la Escuela Politécnica del Litoral en el 2003.

Actualmente, labora en la Compañía de Generación Hidroeléctrica Paute y se desempeña como Jefe del Proyecto Mazar.

# OPCIÓN METODOLÓGICA PARA ESTUDIOS DE EXPANSIÓN DE CAPACIDAD GENERACIÓN

Rómulo Pillajo  
Dirección de Planeamiento

## RESUMEN

Se presenta una opción metodológica para generar y seleccionar secuencias alternativas de equipamiento de plantas generación eléctrica, técnica y económicamente óptimas, requeridas para definir una estrategia de expansión de la capacidad del sistema de generación para el corto, mediano y largo plazos.

Se describe la información requerida para los estudios de expansión y la experiencia de aplicación de la metodología en el Ex Instituto Ecuatoriano de Electrificación - INECEL.

**PALABRAS CLAVE:** Catálogo, Secuencias, Selección, Expansión, Estrategia.

## 1. INTRODUCCIÓN

### 1.1. Planificar es una Obligación

Para satisfacer la demanda eléctrica futura, la planificación económica es una herramienta fundamental, y su objetivo es la búsqueda de un óptimo económico, consistente en minimizar una función de costo, bajo la condición de satisfacer la demanda eléctrica para un nivel de calidad de servicio dado.

La búsqueda del máximo excedente colectivo se fundamenta en tres principios:

- Satisfacer la demanda.
- Reducir al mínimo los costos.
- Vender al costo marginal.

De ese modo, el proceso de planificación se convierte en un proceso iterativo, con las siguientes fases:

- Previsión de la demanda.
- Gestión óptima y selección de inversiones.
- Cálculo de los costos marginales correspondientes y de las tarifas.
- Autorregulación sobre la demanda.

A lo anterior se agrega el carácter estratégico de la

planificación, por las características de incertidumbre que prevalecen en la actividad eléctrica.

- La actuación de sus actores: Los clientes, los proveedores, los competidores, las regiones, las colectividades.
- La incertidumbre: Los fenómenos aleatorios, la evolución institucional, el crecimiento económico.
- Las macrodecisiones: El futuro no es el resultado de microdecisiones racionales que se encadenan. El futuro es el resultado de nuestras macrodecisiones.

En resumen, al tomar en consideración lo incierto en la elaboración de las macrodecisiones estructurales del futuro, se confiere a la planificación un carácter estratégico.

### 1.2. La Ley

Es importante destacar que con la aprobación de la Ley Reformativa de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico expedida el 3 de septiembre de 2006, se restituye al Concejo Nacional de Electrificación – CONELEC, la función de ejecutar la planificación del sector eléctrico, conforme la siguiente disposición:

Sustitúyase el literal b) del artículo 13, por el siguiente:

“b) Elaborar del Plan Maestro de Electrificación, para que garantice la continuidad del suministro de energía, y en particular la de generación basado en el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales, promoviendo su ejecución oportuna agotando para ello los mecanismos que la Ley le concede.

Para tal efecto, mantendrá actualizado el inventario de los recursos energéticos del país con fines de producción eléctrica, para ser ejecutados directamente por el Estado, con recursos propios o asociándose con empresas especializadas de conformidad con la Ley de Inversiones del Sector Público; o, concesionados de acuerdo al Reglamento de Concesiones y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica.”

### 1.3. La Propuesta

Con estos antecedentes, el artículo pretende contribuir al cumplimiento eficiente de los objetivos estratégicos que les confiere la Ley al ente de control y regulación del Sector Eléctrico Ecuatoriano, con la exposición sobre una alternativa metodológica sencilla y eficiente, que permite resolver la problemática de la gestión óptima y selección de inversiones, para la expansión del sistema de generación eléctrica, misma que fue aplicada exitosamente por el Ex INECEL.

## 2. **UN POCO DE HISTORIA DE LOS MODELOS DE EXPANSIÓN**

Sobre el tema, se han desarrollado en el mundo varios modelos que tienen como objetivo la búsqueda del óptimo económico. Cada modelo se ha aplicado tomando en cuenta la particularidad y condiciones en la que se desenvuelve la actividad eléctrica en cada país.

A continuación se describen en forma resumida modelos más conocidos.

### 2.1. Modelo WASP

El modelo WASP, desarrollado por la Comisión de Energía Atómica de EEUU, ampliamente difundido en el mundo, constituye la herramienta histórica en EEUU; y también, ha sido aplicado en varios países de América, en donde el recurso energético primordial es la termoelectricidad de gran capacidad, entre las que se incluye a la energía nuclear.

El problema de expansión es resuelto mediante programación dinámica. Considera a los proyectos hidroeléctricos prefijados en la secuencia y optimiza la selección de las plantas termoeléctricas que complementa el sistema.

### 2.2. Modelo Nacional de Selección de Inversiones

En Francia se desarrolló el MODELO NACIONAL DE SELECCIÓN DE INVERSIONES. En sus inicios el modelo se sustentó en la programación lineal, y progresivamente ha ido alcanzado niveles avanzados de sofisticación para la solución del problema de optimización, extendiéndose a estudios de separabilidad lineal y no lineal y resolución del problema dual.

Igualmente la modelación del sistema alcanzó un gran desarrollo y contempla temas como la gestión mensual y diaria de la energía hidráulica concentrable; la

consideración de restricciones estratégicas y tácticas, valor en pico, valor en garantía (fallos evitados), valor en energía, entre otras.

### 2.3. Modelo SUPEROLADE

Para dar soporte a los países de latinoamericanos, OLADE desarrolló el modelo **SUPEROLADE** de característica modular, entre los que se destacan los siguientes: el “**módulo de demanda**” que permite construir las curvas de carga del sistema; el “**módulo hidrológico**”, con el cual, a partir de las series históricas de caudales, se determina la producción energética disponible en los proyectos hidroeléctricos; también se puede generar series sintéticas de caudales, aplicables en la simulación de operación del sistema; el “**módulo optimización**” (selección de inversiones) que utiliza la programación lineal mixta para la solución del problema de expansión; SUPEROLADE incluye también el “**módulo financiero**” y el “**módulo ambiental**”.

### 2.4. Modelo DSIG

El Ex INECEL, para los estudios del Plan Maestro de Electrificación, contando con el apoyo de consultoría alemana desarrolló el modelo **DSIG** (Definición de Secuencias de Instalaciones de Generación), aplicando un método de simulación y una regla heurística simple, resolvió el problema de selección de inversiones de generación en forma eficiente.

## 3. **METODOLOGÍA PARA GENERACIÓN Y SELECCIÓN DE SECUENCIAS DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN**

### 3.1. Alcance

El objetivo es generar y seleccionar secuencias de proyectos de generación, que cubren la demanda eléctrica en un horizonte de planificación dado, que constituyen soluciones de expansión de generación, técnica y económicamente atractivas.

Por facilidad, la metodología, se presenta como un proceso, en el que se especifica las actividades que se ejecutan, enlazadas entre sí que, partiendo de entradas, que son procesadas o transformadas permiten generar un resultado o producto.

El método es aplicable para un horizonte de mediano y largo plazos, puesto que se considera que el recurso energético con que cuenta el Ecuador es fundamentalmente hidroeléctrico, que se concreta en un catálogo de proyectos hidroeléctricos de mediana y grande capacidades, cuyo desarrollo y construcción toman varios años.

Para el corto plazo, el problema se centra en analizar, la oportunidad e impacto económico y operativo que implica la próxima adición o entrada en operación de un nuevo proyecto al sistema, considerando que está en curso una decisión de equipamiento tomada, oportunamente, a base de estudios anteriores.

### 3.2. Criterio Económico

Las secuencias de expansión de generación de interés son aquellas que tienen el **menor valor presente del costo total de expansión**, en un horizonte de planificación dado.

El costo total de expansión, representa al valor presente del flujo de costos de inversión de los proyectos seleccionados, más los costos de operación y mantenimiento que se incurre con la secuencia de proyectos generada.

### 3.3. Catálogo de Proyectos

Se compone de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, existentes, programados y futuros.

Los proyectos programados son aquellos que están prefijados a entrar en operación en el sistema en un determinado año.

Los proyectos futuros o proyectos candidatos son los que pueden ser seleccionados para entrar en el sistema en algún año del período de planificación considerado.

El catálogo incluye la posibilidad de incrementar la potencia instalada en las centrales existentes.

Igualmente toma en cuenta el retiro de unidades que han cumplido su vida útil o se consideren que su costo de producción no es competitivo en el mercado.

### 3.4. Restricciones de los Proyectos

- Restricción de oportunidad: un proyecto no podrá ser considerado como proyecto candidato antes del primer año técnicamente posible para entrar en operación.
- Restricción de posteridad: implica que un proyecto B opera solo si el proyecto A esta operando.
- Restricción de exclusividad: un proyecto A excluye al proyecto B o viceversa.
- La entrada en operación de un proyecto A implica una energía incremental en el sistema.

### 3.5. Costos de los Proyectos

Cada proyecto del catálogo es caracterizado por costos convenientemente separados en costos de inversión y costos de O & M. Los costos están referidos a un nivel de precios dado.

Los costos de inversión de los proyectos de generación se especifican con la siguiente información:

- Calendario anual de inversiones.
- Años de construcción.
- Vida útil del proyecto.
- Costos de reposición.
- Vida útil de la reposición.

Iguales parámetros se especifican para las líneas de transmisión asociadas a cada proyecto de generación.

### 3.6. Producción Energética de los Proyectos

La demanda de potencia y energía del sistema es satisfecha con la **producción firme de los proyectos**, esto es potencia garantizada y energía firme, consecuentemente esta información debe especificarse para cada proyecto.

La **potencia garantizada** se define como la potencia máxima que puede ser colocada por la central a las horas de máxima carga del sistema y en condiciones críticas de salto.

La **energía firme** representa la energía anual que la central puede garantizar con una cierta seguridad hidrológica (disponibilidad de agua) a través del periodo o serie hidrológica.

Para la simulación de la operación del sistema o despachos de carga de las centrales sobre las curvas de carga del sistema, se requiere determinar la **energía y potencia disponibles** en los proyectos hidroeléctricos, considerando escenarios hidrológicos probables y su variación estacional.

Con este objeto se especifica la producción media de cada proyecto para **N** escenarios hidrológicos y **M** estaciones del año.

En caso de proyectos integrados, la producción firme y media debe especificarse para cada grado de integración de los proyectos, esta condición se define como estado hidrológico. Por ejemplo, la producción de Paute debe especificarse en condición de aislado (estado hidrológico 1) e integrado con Mazar (estado hidrológico 2).

### 3.7. Demanda

La demanda eléctrica está representada como sigue:

- Previsión de la demanda de potencia y energía.
- Reserva anual de potencia.
- Curvas de duración de carga representativas de cada estación del año.

### 3.8. Generación de Secuencias

El problema es del tipo combinatorio y de la dificultad radica en la enorme cantidad de posibles soluciones que existen, y se requiere definir un procedimiento eficiente de comparación y selección de proyectos que sucesivamente se adicionarán a la secuencia.

El método consiste en determinar un Índice Económico de Comparación para cada proyecto candidato en una etapa de tiempo. El índice es derivado de la evaluación de los valores presentes de los costos de dos proyectos que entran en un sistema consecutivamente, para cubrir la demanda, la comparación se hace con el valor presente de la secuencia “proyecto 1 antes que proyecto 2”; con la secuencia “proyecto 2 antes que proyecto 1”.

#### 3.8.1. Índice Económico de Comparación

A continuación se presenta la derivación del “Índice Económico de Comparación”, el mismo que fue propuesto por Tsou, Mitten y Rusell.

Si una secuencia parcial, S, de proyectos con una producción total, X, hay necesidad de tomar una decisión de instalación y dos proyectos **Pi** y **Pj** son candidatos para las dos próximas posiciones, entonces dos combinaciones son posibles, esto es, S' = S, **Pi**, **Pj** y S'' = S, **Pj**, **Pi**. En esa circunstancia el proyecto Pi no puede preceder al proyecto **Pj**, si C (S'), el costo descontado de S', es mayor que C (S''), el costo descontado de S''.

Sean Ci y Cj los costos, y Oi y Oj la producción del proyecto **Pi** y **Pj**, respectivamente; sea t (X) el inverso de la función de demanda, esto es, el tiempo cuando la demanda es X; y sea I la tasa de descuento.

Entonces :

$$C(S') = C(S) + \frac{C_i}{(1+I)^{t(X)}} + \frac{C_j}{(1+I)^{t(X+O_i)}}$$

Similarmente, el costo de S'' es:

$$C(S'') = C(S) + \frac{C_j}{(1+I)^{t(X)}} + \frac{C_i}{(1+I)^{t(X+O_j)}}$$

Ahora el orden, **Pi**, **Pj**, sería preferido a **Pj**, **Pi**, si C (S') < C (S''); ó,

$$\frac{C_i}{(1+I)^{t(X)}} + \frac{C_j}{(1+I)^{t(X+O_i)}} <$$

$$\frac{C_j}{(1+I)^{t(X)}} + \frac{C_i}{(1+I)^{t(X+O_j)}}$$

$$\frac{C_i}{(1+I)^{t(X)-t(X+O_i)}} < \frac{C_j}{(1+I)^{t(X)-t(X+O_j)}}$$

Simplificando:

$$\frac{C_i}{1 - (1+I)^{t(X)-t(X+O_i)}} < \frac{C_j}{1 - (1+I)^{t(X)-t(X+O_j)}}$$

ó:  $R_i(X) < R_j(X)$

Donde para cualquier proyecto Pn:

$$R_n(x) = \frac{C_n}{1 - (1+I)^{t(X)-t(X+O_n)}}$$

Una propiedad importante que se infiere del índice Rn (X) es que, depende exclusivamente del proyecto bajo consideración en la secuencia y no de otros proyectos candidatos. En cualquier punto en una secuencia el índice Rn (X) puede ser calculado separadamente para cada proyecto y la necesaria condición implica que, en un punto particular en la secuencia, un proyecto no puede preceder a cualquier otro proyecto que tenga un índice Rn (X) menor.

Al menos tres estrategias pueden aplicarse para la selección de los proyectos para incorporarlos en la secuencia de expansión, que se resumen como sigue:

**Estrategia 1:** selección randómica pura de una lista de nuevas plantas posibles a entrar en operación e un año determinado.

**Estrategia 2:** selección randómica de una lista de los q mejores proyectos posibles, ranqueados con respecto a un índice convencional de B/C de cada proyecto.

**Estrategia 3:** selección randómica de una lista de los q mejores proyectos posibles ranqueados con respecto al índice Rn (x).

La Figura 1 ilustra el subproceso.

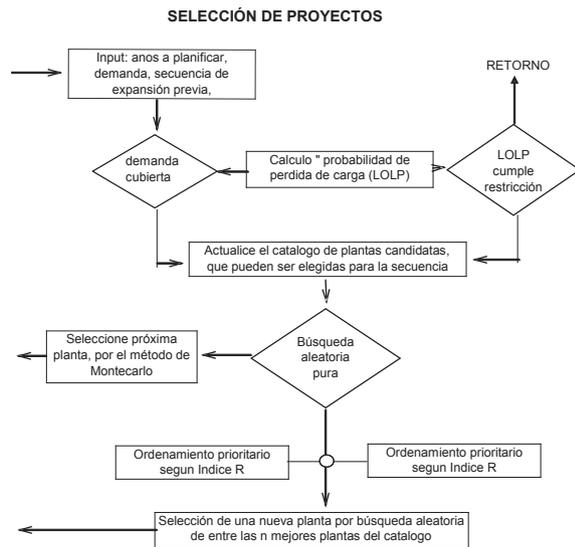


FIGURA 1: Proceso Selección de Proyectos

### 3.8.2. Índice Rn (X) Aplicado

En el caso ecuatoriano, por las características de los proyectos incluidos en el catálogo, se ha utilizado la estrategia 3 en el proceso generador de secuencias de proyectos que satisfacen la demanda del sistema en el período de expansión, como se especifica a continuación:

Para proyecto hidro:

$$R = \frac{AFP - Fc(ESP + ESS) \times PES}{1 - (1 + I)^{-t}}$$

Para proyecto termo:

$$R = \frac{AFP - 8,76 \times PGP \times Fp \times AVP}{1 - (1 + I)^{-t}}$$

Donde:

- R = Factor económico de comparación.
- AFP = Anualidad de los costos fijos del proyecto (Inversión + O&M).
- AVP = Anualidad equivalente de los costos variables de O&M.
- Fc = Factor de colocabilidad de la energía secundaria, determinada aleatoriamente entre 0-1.
- ESP = Energía secundaria de un proyecto hidro.
- ESS = Energía secundaria incremental en el sistema por la entrada en operación de un proyecto.

- PES = Precio unitario de la energía secundaria.
- i = Tasa de actualización.
- t = Tiempo que la oferta de producción firme cubre la demanda del sistema.
- Fp = Factor de planta de la central termoeléctrica, determinada aleatoriamente en el intervalo (Fp min, Fp Max).

Si en un año X del período de expansión se requiere iniciar la operación de un nuevo proyecto para incrementar la capacidad del sistema y así cubrir la demanda, el procedimiento para adicionar al sistema un proyecto al sistema se resume a seguir:

- Actualiza la lista de proyectos candidatos disponible para ese año X.
- Calcula los factores R de los proyectos candidatos.
- Preselecciona q proyectos que tienen los menores índices R.
- De los q proyectos preseleccionados en el punto anterior se sortea un proyecto para la próxima adición al sistema.

Como resultado de este subproceso se va construyendo la secuencia de proyecto y el flujo de costos de inversión de la secuencia.

### 3.9. Simulación de la Operación

Definida la secuencia de proyectos, el siguiente paso del proceso consiste en simular la operación del sistema ejecutando despachos de carga sobre la curva de carga del sistema, a fin de determinar la producción que cada proyecto coloca en el mercado, lo que nos permite y evaluar los costos variables de operación del sistema, ponderados en función de los escenarios hidrológicos especificados para los proyectos hidroeléctricos, los mismos que reflejan condiciones hidrológicas probables que fluctúan entre condiciones secas a lluviosas.

El despacho de carga se ejecuta en orden prioritario de los costos variables de producción de cada proyecto.

### 3.10. Planes de Expansión

Los subprocesos anteriores nos permiten disponer del flujo de costos totales anuales incurridos por cada secuencia de expansión (Costos fijos + costos variables) y en un período complementario de operación.

El flujo de costos totales es llevado a valor presente a un año de referencia dado y constituye el parámetro de comparación económica entre las secuencias de expansión generadas.

Los planes de expansión con los menores valores presentes, constituyen las opciones económicamente más atractivas.

En la Figura 2 se ilustra el proceso general.

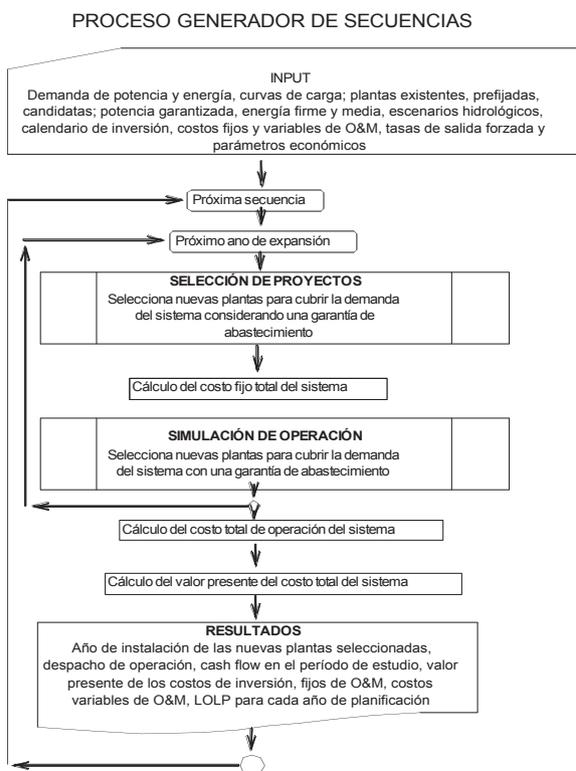


FIGURA 2: Proceso Generador de Secuencias

#### 4. REFERENCIAS DE INFORMACIÓN PARA EL PROCESO

Como referencia, se indican algunos de los parámetros considerados en los procesamientos ejecutados, para fines de los estudios de Plan Maestro de Electrificación.

- Reserva: 7% de la demanda máxima o unidad de mayor tamaño.
- Energía Firme: determinada con una garantía hidrológica de 90%.
- Escenarios de Demanda:
  - Escenario medio: Tope del PIB 4,4%.
  - Escenario inferior: Tope del PIB 3%.
  - Escenarios Hidrológicos: siete.
  - Estaciones del Año: doce.

- Costos Fijos de O&M (US\$ kW/año):

CENTRALES			
Hidro	Vapor	Diesel	Gas
10	22 - 23	25 - 55	12 - 55

#### • Proyectos Hidroeléctricos

- Agoyán (156 MW).
- Paute C (500 MW).
- Daule Peripa (130 MW).
- Mazar (180 MW).
- San Francisco (210 MW).
- Sopladora (500 MW).
- Chespi (165).
- Lligua Muyo (127MW).
- Chambo (260 MW).
- Negro (103 MW).
- Gualaquiza (840 MW).
- Cascabel (573 MW).
- Cedroyacu (350 MW).
- Codo Sinclair (1 430 MW).
- Nangaritza (500MW).

#### • Proyectos Termoeléctricos

- Vapor.
- Módulos (125, 300) MW.
- Turbotas.
- Módulos (30, 60, 90, 120) MW.
- Motores Diesel.
- Módulos (5, 10, 15, 20) MW.

#### • Tasa de Actualización

- Criterio Empresarial 8%.
- Criterio Social 12%.

#### • Parámetros de la Simulación

- Número de proyectos en la lista de merito, según índice Rn: 5.
- Número de secuencias generadas: 200.
- Número de planes seleccionados: 5.

#### • Código Computacional

La metodología descrita fue implementada con el modelo DSIG, la codificación se hizo en lenguaje Fortran IV. La última versión del modelo DSIG fue compilada e instalada en un computador IBM RISC 6 000.

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La promulgación de la Ley Modificatoria de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, restituye una función vital en las actividades del Sector y se espera con ello, que los clientes del servicio, tengan realmente garantizados el suministro eléctrico en el corto, mediano y largo plazos.

Esa responsabilidad puede ser cumplida, retomando los estudios de inventario de los recursos hidroeléctricos disponibles abundantemente en el País.

Estudios de inventario ejecutados por el Ex INECEL determinaron que el potencial hidroeléctrico disponible en el País es de 21 000 MW técnica y económicamente aprovechables. El potencial teórico es de 92 000 MW disponibles en las cuencas hidrográficas que fueron calificadas como de mayor interés hidroenergético del Ecuador, quedando aun importantes cuencas hidrográficas que aún no han sido exploradas y que constituyen la reserva natural e hidroenergética para el futuro.

La metodología expuesta, se considera que constituye la opción que mejor se adapta a las características hidroenergéticas del País, puesto que permite, atender objetivos estratégicos que demanda la planificación eléctrica.

Es importante indicar que la metodología es eficiente, si se dispone de un catalogo de proyectos debidamente estudiados, con información confiable sobre los parámetros físicos, técnicos y operativos de los diversos proyectos de generación.

No se presentan resultados actuales de corridas del modelo DSIG, por cuanto el levantamiento de la información de entrada requerida, implica un

esfuerzo Institucional, con la participación sostenida de un equipo de especialistas en los diversos tópicos técnicos que abarca el modelo.

## 6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] GAERTNER, M.; MORARIU, S.; ZOLEZZI, E.; Development and Application of a National Electricity Planning Model; IEEE, México City 1977.
- [2] TSOU, C.A., MITTEN, L.G., RUSSELL, S.O.; Search Tecnique for Project Sequencing, Technical Council on Water Resource Planning and Mangement; Jour. Of Hydraulic Div. ASCE, May 1973.
- [3] ROHDE, F.G.; Economic Optimization and Evaluation of Hydroelectric Power Systems, Water Power, April 1975.
- [4] DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN, INECEL; Plan Maestro de Electrificación, 1984.



**Rómulo Pillajo Llumiuinga.-**  
Nació en Sangolquí, Ecuador en 1946. Recibió su título de Ingeniero Civil de la Universidad Central del Ecuador en 1974; y, de Master en Ingeniería de Sistemas de la Universidad Federal de Río de Janeiro, Brasil en 1982.

Actualmente, trabaja en la Dirección de Planeamiento del CENACE, se encuentra cursando estudios de Maestría en Estadística Aplicada en la Escuela Politécnica Nacional de Quito, experiencia profesional relacionada con Estudios de Planificación de Expansión de Generación Eléctrica, Planeamiento Operativo de la Generación Eléctrica, Hidrología Operativa, y Procesos relacionados al Mercado Eléctrico Mayorista.

# ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GENERACIÓN ECUATORIANO EN EL ÁMBITO DEL CORTO PLAZO

**Eddison Hernández**  
Escuela Politécnica Nacional

**Hugo Arcos**  
Dirección de Planeamiento

## RESUMEN

Las reformas adoptadas en el sector eléctrico ecuatoriano, el surgimiento del Mercado Eléctrico Mayorista y una deficiente participación tanto del sector público como privado en inversiones encaminadas a la incorporación de nuevos proyectos de generación, ha significado una explotación intensiva del sistema eléctrico ecuatoriano con el consecuente deterioro de sus índices de confiabilidad. En el presente trabajo se realiza un análisis del nivel de confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado – SNI, en el ámbito del corto plazo y considerando únicamente al sistema de generación. Como principales resultados de este análisis se presentan los niveles de reserva de generación requeridos con la finalidad de cumplir con un nivel de confiabilidad adecuado.

El estudio incluye un levantamiento cronológico de datos estadísticos de las unidades de generación del SNI y la obtención de parámetros probabilísticos que permiten modelar y simular el comportamiento de dichas unidades en el tiempo. A partir de las desviaciones en la proyección de la demanda y de los modelos obtenidos para cada una de las unidades de generación se aplica el método recursivo que permite obtener la probabilidad de déficit para los diferentes escenarios de despacho de la programación de la operación de una semana.

La probabilidad de déficit conjuntamente con el valor esperado de energía no suministrada representa índices de confiabilidad que se encuentran sujetos a variación en función de la reserva de generación de corto plazo programada. Bajo este esquema se realiza un análisis de sensibilidad que relaciona a la variación de los índices de confiabilidad con los niveles de reserva, permitiendo la determinación de estos últimos de una forma adecuada.

**PALABRAS CLAVE:** Confiabilidad, Reserva de Corto Plazo, Sistemas de Generación, Algoritmo Recursivo, Procesos de Markov.

## 1. INTRODUCCIÓN

Los Sistemas Eléctricos de Potencia tienen como función principal suministrar energía eléctrica a los consumidores con altos niveles de calidad, confiabilidad y seguridad. Al igual que en otros tipos de sistemas, la confiabilidad del sistema eléctrico depende de la confiabilidad de sus componentes que se encuentran expuestos a múltiples eventos de tanto de carácter estocástico como determinístico.

Debido a la complejidad y a la gran cantidad de componentes que conforman los sistemas eléctricos de potencia, es necesario dividirlos en subsistemas para facilitar su estudio. En este trabajo se realiza el análisis de la confiabilidad del “Sistema de Generación” del SNI ecuatoriano, cuya función principal es la de convertir diversos tipos de energía primaria en energía eléctrica, que es aprovechada por el consumidor según sus requerimientos. Es responsabilidad del operador del sistema mantener el balance entre generación y demanda, en cada instante de tiempo.

El Sistema Nacional de Generación ecuatoriano está conformado por un parque hidrotérmico sujeto a eventos relacionados con la variación de hidrología, fallas y mantenimientos correctivos y emergentes de sus unidades de generación. El objetivo de este trabajo es realizar el análisis del nivel de confiabilidad del Sistema Nacional de Generación para los escenarios más representativos de la demanda, con la finalidad de establecer los niveles de reserva total de corto plazo más adecuados.

Se desarrollan las expresiones que modelan el comportamiento probabilístico de los bloques de generación considerando las transiciones de estado que experimentan cuando estos son o no requeridos por el despacho económico del sistema. Se obtienen las curvas de comportamiento probabilístico de cada bloque de generación, las cuales permiten definir su

probabilidad de falla hora a hora en un período de análisis de 240 horas. Se implementa un algoritmo recursivo para realizar el análisis de confiabilidad del sistema, considerando la incertidumbre en el pronóstico de la demanda.

Se presentan los resultados del algoritmo a través de las curvas de distribución de probabilidad de potencia fuera de servicio las cuales se utilizan para definir la reserva total de corto plazo del sistema. Finalmente, se establecen los niveles de reserva total de corto plazo más adecuados para obtener el nivel de confiabilidad deseado en porcentajes de la demanda pronosticada.

## 2. CONSIDERACIONES GENERALES

La modelación del Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano SNI, se ha realizado considerando que el sistema de generación interactúa directamente con la carga, como se muestra en la Figura 1.

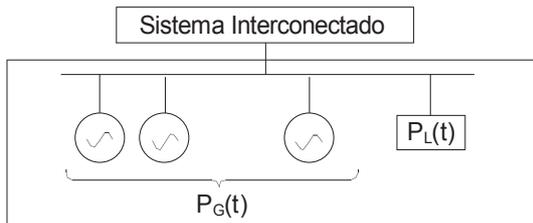


FIGURA 1: Modelo Simplificado del Sistema

En la modelación de los bloques de generación se ha considerado las siguientes hipótesis simplificativas:

- El comportamiento de cada bloque generador es independiente del comportamiento del resto de bloques del sistema.
- Para la potencia disponible se supone un modelo de dos estados: si el bloque está disponible puede entregar hasta su potencia nominal, si no está disponible su potencia es cero.
- La velocidad de variación de la carga se considera ilimitada, de modo que la reserva rotante es inmediatamente disponible.

La modelación de la demanda total del sistema ha sido establecida de la siguiente manera:

- La curva de carga se representa a través de los valores más representativos de la demanda como son: demanda mínima 03:00, demanda media 12:00 y demanda máxima 19:00.
- Considerando los diversos factores, principalmente externos, que producen errores del pronóstico de la demanda. Se realiza una aproximación a

través de valores normalmente distribuidos con valor medio igual a cero y coeficiente de variación del 3% ( $c = \sigma / \mu$ ).

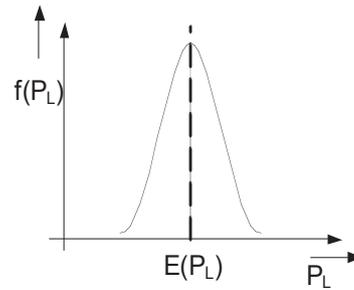


FIGURA 2: Inseguridad del Pronóstico de Corto Plazo de la Demanda

La operación del sistema se la determina por medio de los despachos programados realizados por el Centro Nacional de Control de Energía - CENACE, los cuales determinan las unidades a ser consideradas en el cálculo de confiabilidad.

La interconexión con Colombia a 230 kV se realiza a través de la línea de transmisión de dos circuitos Pomasqui Jamondino, la cual ha sido modelada como un bloque generador ficticio para facilitar el análisis de confiabilidad de sistema de generación.

Los valores de potencia que se transfieren por la línea son definidos en el despacho, sin considerar por cual de sus dos circuitos se lo realice. Se considera que en caso de falla en cualquiera de los dos circuitos, se realiza la desconexión completa de la línea.

## 3. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO PROBABILÍSTICO EN EL TIEMPO DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN

Al utilizar los despachos programados del sistema, se definen los tiempos en que un bloque de generación es requerido para cubrir la demanda, por tal razón el espacio de estados se divide en los sectores:

- I: El bloque es requerido para cubrir la demanda
- II: El bloque no es requerido para cubrir la demanda

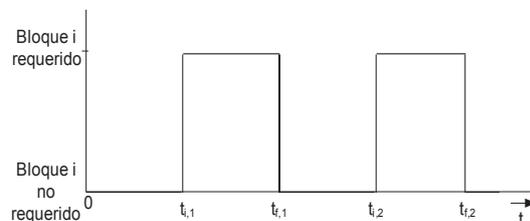


FIGURA 3: Plan de Operación del Bloque i

Las transiciones posibles entre los escenarios I y II, son determinadas por el despacho económico diario programado, y por lo tanto, son de carácter determinístico; por lo que, ambos sectores pueden ser estudiados en forma separada.

De esta manera se determina el diagrama de transición de estados mostrado en la Figura 4.

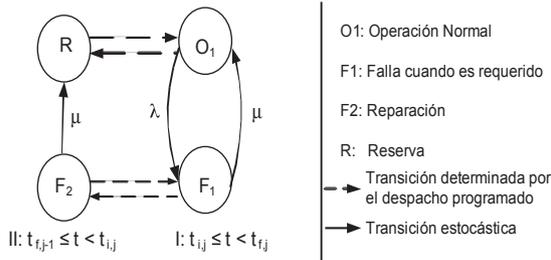


FIGURA 4: Diagrama de Estados Simplificado para el Cálculo de las Probabilidades

Donde:

- Estado de Operación Normal  $O_i$ : Se considera que el bloque de generación se encuentra entregando al sistema su potencia nominal.
- Estado de Falla  $F_i$ : El bloque generador se encuentra indisponible o fuera de servicio por falla.
- Estado de Reserva R: El bloque de generación no ha sido despachado y se encuentra disponible para ser arrancado.
- Estado de Falla  $F_2$ : En este estado el bloque se encuentra en reparación.

Las ecuaciones que modelan el comportamiento del primer escenario son:

$$\Pr(O_1, \tau) = \frac{\mu}{(\lambda + \mu)} + \frac{(\lambda \cdot \Pr(O_1, \tau = 0) - \mu \cdot \Pr(F_1, \tau = 0))}{(\lambda + \mu)} e^{-(\lambda + \mu)\tau}$$

$$\Pr(F_1, \tau) = \frac{\lambda}{(\lambda + \mu)} - \frac{(\lambda \cdot \Pr(O_1, \tau = 0) - \mu \cdot \Pr(F_1, \tau = 0))}{(\lambda + \mu)} e^{-(\lambda + \mu)\tau}$$

Cuyas condiciones iniciales son:

$$\Pr(O_1, t_{i,j}) = (1 - s) \cdot \Pr(R, t_{i,j})$$

$$\Pr(F_1, t_{i,j}) = 1 - \Pr(O_1, t_{i,j})$$

Donde  $s$  es la probabilidad de falla en el arranque y es asumida para cada generador de acuerdo a criterios de operación.

Las ecuaciones que modelan el comportamiento del segundo escenario son:

$$\Pr(R, \tau) = 1 - [1 - \Pr(R, \tau = 0)] \cdot e^{-i \cdot \delta}$$

$$\Pr(F_2, \tau) = \Pr(F_2, \tau = 0) \cdot e^{-\mu \cdot \tau}$$

Con las siguientes condiciones iniciales:

$$\Pr(R, t_{f,j}) = \Pr(O_1, t_{f,j})$$

$$\Pr(F_2, t_{f,j}) = \Pr(F_1, t_{f,j})$$

De las ecuaciones presentadas y los despachos programados, se obtienen las curvas de distribución de probabilidad de falla  $F_1$  de cada una de las unidades de generación, consideradas en el plan de operación.

En las Figuras 5 y 6, se presentan las curvas de distribución de probabilidad de falla de dos unidades hidroeléctricas y una térmica que son despachadas como bloques de base, en el plan de operación.

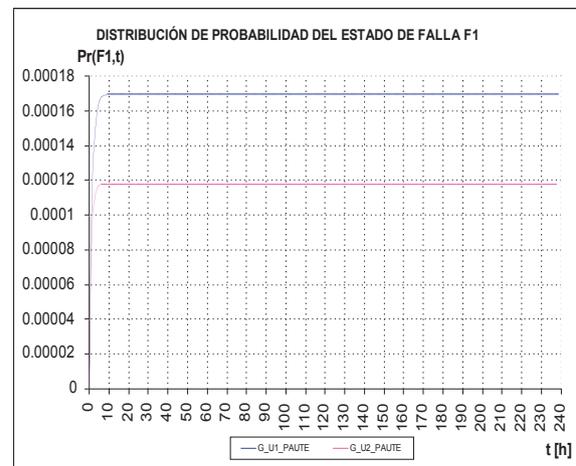


FIGURA 5: Distribución de Probabilidad de Falla Central Hidráulica Paute Unidades U1 y U2 (Fase AB)

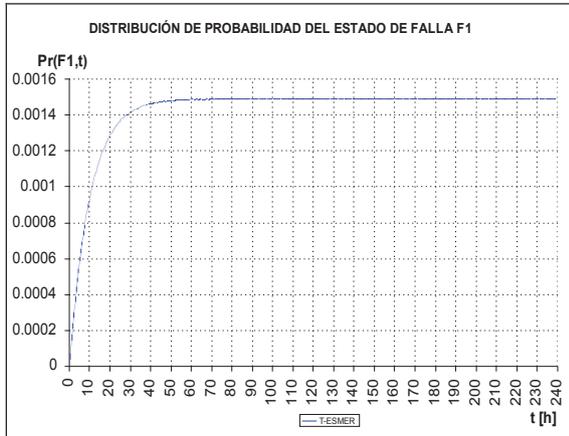


FIGURA 6: Distribución de Probabilidad de Falla Central Térmica Esmeraldas

En las Figura 7, se presentan las curvas de distribución de las tres unidades de la Central Hidroeléctrica Hidronación, que son despachadas como bloques de semibase y punta.

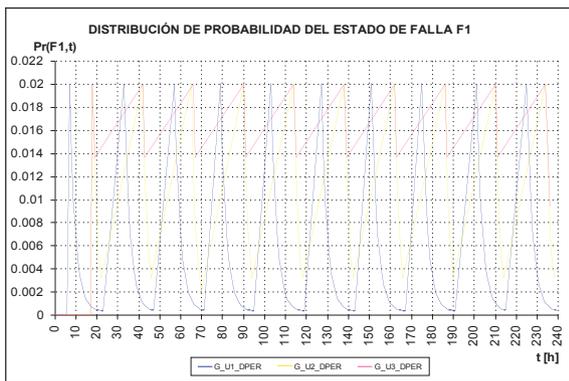


FIGURA 7: Distribución de Probabilidad de Falla Central Hidráulica Hidronación U1, U2 y U3

En la Figura 8, se presentan las curvas de distribución de dos unidades de la Central Térmica ELECTROQUIL, que son despachadas como bloques de punta.

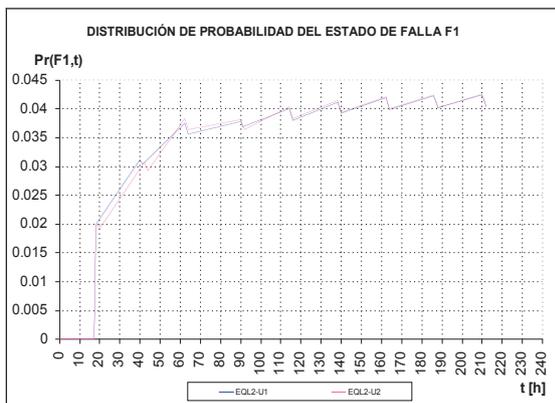


FIGURA 8: Distribución de Probabilidad de Falla Central Térmica ELECTROQUIL U1 y U2

En la Figura 9, se presenta la curva de distribución del bloque de generación ficticio que modela la Interconexión con Colombia 230 kV.

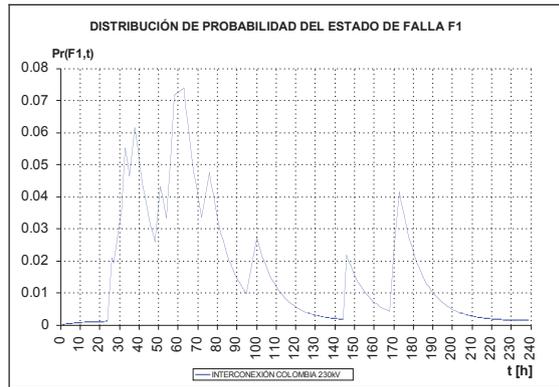


FIGURA 9: Distribución de Probabilidad de Falla Interconexión Colombia 230kV

#### 4. DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE LA RESERVA TOTAL DE CORTO PLAZO PARA EL SISTEMA NACIONAL DE GENERACIÓN

Con la probabilidad  $P_{F_j}(F1)$  de cada bloque de generación, se aplica un algoritmo recursivo para analizar la confiabilidad del sistema.

El algoritmo recursivo utiliza como primer bloque para el cálculo, la función de distribución de probabilidad de falla en el pronóstico de la demanda  $F_L(P)$ , que se muestra en la Figura 10.

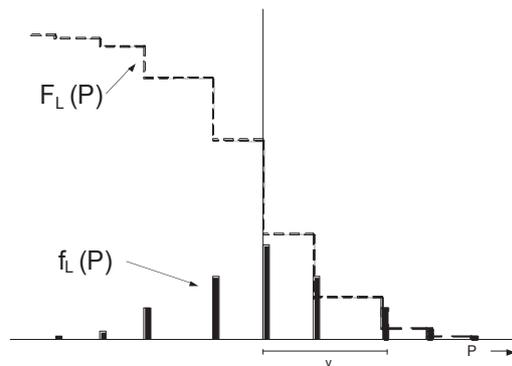


FIGURA 10: Función para Representar la Inseguridad del Pronóstico de Demanda

Para el cálculo de la probabilidad de potencia fuera de servicio se utiliza la probabilidad de falla de los bloques de generación, que son considerados en el despacho programado, aplicando el siguiente algoritmo recursivo:

$$\Pr^{(j+1)}(P_F > P) = \Pr^{(j)}(P_F > P) [1 - \Pr_{(j+1)}(F1)] + \Pr^{(j)}(P_F > P - P_{(j+1)}) \Pr_{(j+1)}(F1)$$

Al aplicar el algoritmo se obtiene la curva de distribución de probabilidad de potencia fuera con el último bloque de cálculo del algoritmo recursivo.

$$F_F(P) = \Pr(P_F > P) = \Pr^{(n)}(P_F > P)$$

De los valores calculados, se obtiene la potencia de reserva requerida para mantener una confiabilidad entre el 90% y el 99%, en los escenarios de demanda mínima, media y máxima, en las 240 horas (10 días), que es el período de análisis que se ha considerado.

#### 4.1. Análisis Diario para Determinación del Nivel de la Reserva Total de Corto Plazo

Se realiza un análisis diario para cada escenario de demanda, de manera de establecer los niveles de reserva adecuados.

En la Tabla 1, se presenta la potencia de reserva necesaria para mantener determinado valor de probabilidad de potencia fuera de servicio, y el porcentaje que representa con respecto a la demanda total. Estos resultados son obtenidos estableciendo un valor de probabilidad de potencia fuera de servicio deseado y buscando en la Figura 11 el valor en MW que le corresponde, este análisis se lo realiza para cada uno de los diez días de análisis en los tres períodos más representativos de demanda.

TABLA 1: Reserva en Función del Nivel Deseado de Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio - Día 3

PERÍODO HORA	Dmin 50	Dmed 59	Dmáx 66
Pr(Pf>p)	Potencia de Reserva [MW] % de la Demanda Total		
1,00E-02	110 8,87%	109 7,74%	307 15,47%
2,00E-02	93 7,50%	94 6,67%	273 13,76%
3,00E-02	83 6,69%	86 6,10%	245 12,35%
4,00E-02	76 6,13%	80 5,68%	218 10,99%
5,00E-02	71 5,73%	75 5,32%	190 9,58%
6,00E-02	67 5,40%	71 5,04%	164 8,27%
7,00E-02	63 5,08%	67 4,76%	145 7,31%
8,00E-02	60 4,84%	64 4,54%	132 6,65%
9,00E-02	57 4,60%	61 4,33%	123 6,20%
1,00E-01	54 4,35%	58 4,12%	115 5,80%

En la Tabla 2, se presenta la probabilidad de potencia fuera de servicio que se alcanza, cuando se establece para cada escenario un porcentaje de la demanda total como potencia de reserva, esto es obtenido fijando la reserva en MW y obteniendo gráficamente la probabilidad de potencia fuera de servicio en las curvas de la Figura 11.

TABLA 2: Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio en Función del Porcentaje de la Demanda Total Designado como Reserva de Potencia - Día 3

PERÍODO HORA	Dmin 50	Dmed 59	Dmáx 66
% de la Demanda	Potencia de Reserva [ MW ] Pr ( Pf > P )		
1,00%	12 0,40113366	14 0,39080923	20 0,45270555
2,00%	25 0,28024129	28 0,27401802	40 0,34030733
3,00%	37 0,18912552	42 0,17838867	60 0,24595099
4,00%	50 0,11640172	56 0,10780803	79 0,17723116
5,00%	62 0,07142519	70 0,06072654	99 0,12646494
6,00%	74 0,04302527	85 0,03072333	119 0,09389824
7,00%	87 0,02494273	99 0,01559788	139 0,07413734
8,00%	99 0,01535561	113 0,0078237	159 0,06207203
9,00%	112 0,00924254	127 0,0039957	179 0,05377284
10,00%	124 0,00579326	141 0,00211566	198 0,04705633

En la Figura 11, se presentan las curvas de distribución de probabilidad de potencia fuera de servicio del día 3.

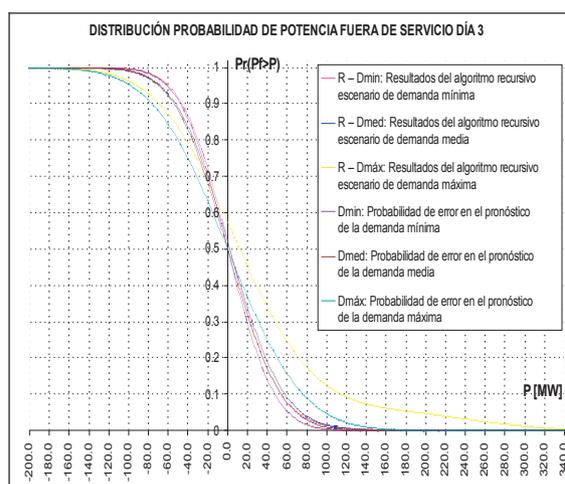


FIGURA 11: Distribución de Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio Día 3



#### 4.2. Análisis por Período de Demanda para la Determinación del Nivel de la Reserva Total de Corto Plazo

Se realiza un análisis por escenario de demanda, para establecer los niveles críticos de reserva en el período de estudio.

En la Tabla 3, se presentan los porcentajes máximos y mínimos de la demanda total que son requeridos como reserva, para mantener un valor deseado de probabilidad de potencia fuera de servicio. Estos resultados son obtenidos al comparar las probabilidades obtenidas para cada uno de los diez días, considerados en el período de análisis.

En la Tabla 4, se presentan los valores máximos y mínimos de la probabilidad de potencia fuera de servicio, que se obtienen al establecer un porcentaje de la demanda total como reserva de corto plazo. Estos resultados son obtenidos al comparar las probabilidades de falla obtenidas al establecer una potencia de reserva de cada uno de los diez días, considerados en el período de análisis.

En la Figura 12, se presentan las curvas de distribución de probabilidad de potencia fuera de servicio para el período de demanda máxima del día 1 al 10.

TABLA 3: Reserva en Función del Nivel de Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio - Demanda Máxima

Pr(Pf>p)	Valores Máximos Designados para Reserva		Valores Mínimos Designados para Reserva	
	% de Demanda MW	Día Hora	% de Demanda MW	Día Hora
1,00E-02	15,47%	3	8,16%	1
	307	66	198	18
2,00E-02	13,76%	3	7,17%	1
	273	66	174	18
3,00E-02	12,35%	3	6,59%	1
	245	66	160	18
4,00E-02	10,99%	3	6,14%	1
	218	66	149	18
5,00E-02	9,58%	3	5,81%	1
	190	66	141	18
6,00E-02	8,27%	3	5,48%	1
	164	66	133	18
7,00E-02	7,31%	3	5,23%	1
	145	66	127	18
8,00E-02	6,65%	3	4,99%	1
	132	66	121	18
9,00E-02	6,20%	3	4,78%	1
	123	66	116	18
1,00E-01	5,80%	3	4,57%	1
	115	66	111	18

TABLA 4: Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio Función Porcentaje de Reserva del Período de Demanda Máxima

Porcentaje de la Demanda Designado para Reserva	Valor Máximo de Pr ( Pf > P )		Valor Mínimo de Pr ( Pf > P )	
	Máx Pr( Pf>P) Reserva [MW]	Día Hora	Mín Pr( Pf>P) Reserva [MW]	Día Hora
1,00%	0,471105096	7	0,429264855	10
	23	162	20	234
2,00%	0,352106456	7	0,312590705	1
	46	162	49	18
3,00%	0,252643428	9	0,212326116	1
	62	210	73	18
4,00%	0,177231158	3	0,134607956	1
	79	66	97	18
5,00%	0,126464944	3	0,079680116	1
	99	66	121	18
6,00%	0,093898237	3	0,043022721	1
	119	66	146	18
7,00%	0,074137337	3	0,022385244	1
	139	66	170	18
8,00%	0,062072034	3	0,011065678	1
	159	66	194	18
9,00%	0,053772843	3	0,005268554	1
	179	66	218	18
10,00%	0,047056332	3	0,002383636	1
	198	66	243	18

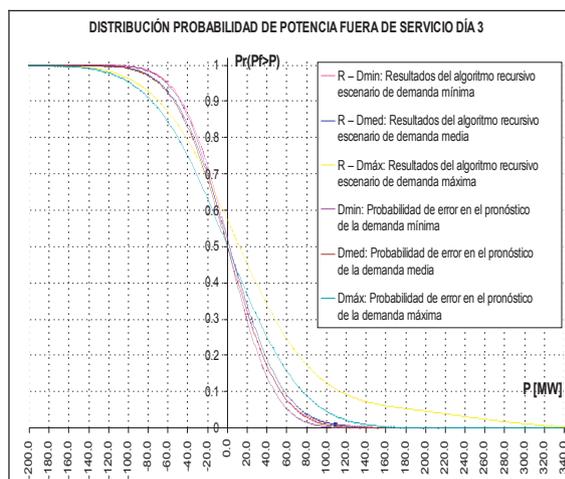


FIGURA 12: Distribución de Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio Demanda Máxima

## 5. CONCLUSIONES

A través de las curvas de comportamiento probabilístico de los bloque de generación se observa que el arranque de un bloque de generación produce

un considerable incremento en su probabilidad de falla.

Analizando las curvas de distribución de probabilidad de potencia fuera de servicio, se determina la afectación que se produce en la confiabilidad del sistema cuando se realizan más de dos arranques para una misma unidad en un intervalo de tiempo de siete horas.

De los resultados obtenidos se observa que para una reserva de potencia del 4% de la demanda total del sistema, como está actualmente estipulado, se obtienen los siguientes niveles de confiabilidad:

Confiabilidad	Demanda Mínima	Demanda Media	Demanda Máxima
Valor Máximo	90,25%	89,22%	86,54%
Valor Mínimo	87,89%	85,36%	82,28%

De igual manera si se desea establecer una confiabilidad del sistema del 99%, se obtienen los siguientes porcentajes de la demanda designados como reserva total:

Porcentaje de la Demanda	Demanda Mínima	Demanda Media	Demanda Máxima
Valor Máximo	10,02%	15,88%	15,47%
Valor Mínimo	7,16%	7,74%	8,16%

Estos niveles de reserva planteados no optimizan las condiciones económicas con las que actúa el sistema de generación, sino solo el nivel de confiabilidad que se tiene como objetivo, por lo cual se proponen niveles de reserva que brinden al sistema una confiabilidad mayor al 90%.

Después de analizar los resultados obtenidos de las curvas de probabilidad de potencia fuera de servicio se recomienda los siguientes porcentajes de reserva para obtener una confiabilidad del sistema mayor al 90%.

Porcentaje de la Demanda	Demanda Mínima	Demanda Media	Demanda Máxima
	4,60%	5,16%	6,20%

Estos porcentajes pueden ser aplicados directamente en el despacho económico para cada escenario de demanda.

Al comparar las curvas de distribución de probabilidad

de falla, obtenidas para los bloques de generación térmica con las obtenidas para los bloques de generación hidráulica, se observa que los bloques de generación térmica alcanzan mayores valores de probabilidad de falla que los hidráulicos. Esto significa que mientras más bloques de generación térmica son utilizados para satisfacer la demanda, mayor será la probabilidad de potencia fuera de servicio del sistema. Con lo cual en época de estiaje los niveles requeridos de reserva serán mayores en comparación a los establecidos para los períodos de alta hidraulicidad.

Se debe considerar que el análisis de confiabilidad del presente trabajo, parte de suponer las condiciones iniciales:

$$\Pr(OI, t = 0) \text{ y } \Pr(F1, t = 0).$$

Por lo cual, es recomendable mantener el proceso de análisis realizando simulaciones periódicas para obtener resultados más ajustados a la realidad.

En la operación del sistema de generación se deben respetar los tiempos máximos de operación y el número máximo de arranques de las unidades térmicas debido a que esto produce la reducción de la vida útil de la unidad y afecta la confiabilidad de la unidad.

## 6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN JUAN – ARGENTINA; Teoría de Confiabilidad de los Sistemas Técnicos; Módulo I., Mayo 2000.
- [2] UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN JUAN – ARGENTINA; Estudios de Confiabilidad y Reserva en Mercados Competitivos. Cálculos de Confiabilidad para la Determinación de la Reserva Necesaria en Sistemas de Generación; Módulo II – Parte III, Junio 2000.
- [3] BILLINTONG, Roy.; Reliability Evaluation of Power Systems, 1996.
- [4] GRECO, Gustavo Daniel.; Valoración de Confiabilidad de Suministros de Energía Eléctrica Interconectados Considerando las Restricciones más Importantes de la Red de Transporte; Universidad Nacional de San Juan – Argentina, Febrero 2000.
- [5] NACHLAS, Joel.; Fiabilidad; Isdefe, 1995.
- [6] CENACE, Dirección de Operaciones; Procedimientos para la obtención de Índices de Confiabilidad.
- [7] CENACE, Dirección de Operaciones; Bitácoras Diarias de Operación.
- [8] CENACE, Dirección de Operaciones y Dirección de Planeamiento; Reportes de Pre - Despacho y Despacho Real.

- [9] SOTO, Manuel Ricardo; Cálculo de Índices Nodales y Funcionales de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia, 1997.
- [10] GARCÍA GONZÁLEZ - QUIJANO, Javier; Mejora en la Confiabilidad Operacional de las Plantas de Generación de Energía Eléctrica: Desarrollo de una Metodología de Gestión de Mantenimiento Basado en el Riesgo (RBM); 2004.



**Hugo Arcos Martínez.-** Nació en Quito, Ecuador, en 1972. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional de Quito en 1998, y el de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan - Argentina en el 2003.



**Eddison Hernández Jacho.-** Nació en Salinas, Guayas en 1981. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en el 2006. Actualmente, se encuentra trabajando en la Empresa SANTOS CMI, Departamento Eléctrico, Ingeniero de Diseño.

Actualmente se encuentra trabajando en la Corporación Centro Nacional de Control de Energía - CENACE (Área de Planeamiento Eléctrico) y es parte del Staff de Docentes del Postgrado en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional de Quito.

# APLICACIONES DE INTELIGENCIA ARTIFICIAL (ANFIS) EN SISTEMAS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA: PRONÓSTICO DE DEMANDA DE MUY CORTO PLAZO Y PRONÓSTICO DE LOS PRECIOS SPOT DE CORTO PLAZO

Víctor Hugo Hinojosa  
Investigación y Desarrollo

## RESUMEN

En este trabajo se muestra dos posibles aplicaciones de la Inteligencia Artificial (IA), en base a un modelo neuro – fuzzy (ANFIS), a los Sistemas de Suministro de Energía Eléctrica (SSEE). Se utiliza IA debido a las ventajas de modelación, en lo que respecta con sistemas multivariable, y tiempo de cálculo. El modelo ANFIS aprende las relaciones pasadas, actuales y futuras de la demanda y los precios.

Se analiza además el performance del Modelo ANFIS comparado con una Metodología de referencia (ARIMA).

**PALABRAS CLAVE:** Pronóstico, Series de Tiempo, Inteligencia Artificial, Correlación, Sistema de Inferencia Fuzzy, Sobreentrenamiento.

## 1. INTRODUCCIÓN

### • Parte I: Pronóstico de Demanda

El Pronóstico de Demanda es una tarea de singular importancia en la Planificación, Análisis y Operación de Sistemas de Suministro de Energía Eléctrica. Los Errores asociados al pronóstico pueden involucrar cuantiosas pérdidas a los Agentes del Mercado Eléctrico.

En efecto, el pronóstico de demanda es fundamental para:

- 1) Calcular los balances eléctricos y energéticos.
- 2) Planificar la programación y ejecución de la operación.
- 3) Elaborar los planes de expansión, inversiones y reemplazos.
- 4) Estimar las transacciones de compra y venta de energía y servicios.
- 5) Presupuestar los ingresos y egresos por dichas transacciones.
- 6) Calcular el margen de pérdidas y ganancias esperado por el agente.

Por todo esto, es muy importante que el pronóstico de demanda minimice todas las incertidumbres, considerando los cambios estructurales que se

están presentando en los Mercados Eléctricos y la introducción de competencia entre actores como resultado de la desregulación normativa, donde entran en juego intereses económicos que pueden ser afectados por la ineficiencia del pronóstico. Por lo tanto, los Agentes y los operadores del sistema deben trabajar con el mayor nivel de eficiencia.

El enfoque en el cual nos enmarcamos es la Programación de la Operación de muy corto plazo, un esquema se presenta en la Figura 1.

<p><b>Programación de la Operación de Muy Corto Plazo</b></p> <p><b>DATOS:</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>- demanda cada 15 o 60 minutos</li><li>- contratos de compra de energía</li><li>- predespacho del parque generador</li><li>- red de transporte detallada</li></ul> <p><b>PERIODO ANALIZADO:</b> rango de horas a 1 día</p> <p><b>INTERVALO DE CÁLCULO:</b> de 15 a 60 minutos</p> <p><b>RESULTADOS:</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>- despacho del parque generador</li><li>- control de tensión y reactivo</li><li>- precios de mercado</li></ul>
---

FIGURA 1: Operación de Muy Corto Plazo

Entonces, la programación de muy corto plazo tiene por objetivo calcular la reprogramación del parque hidrotérmico, con la consideración específica del control de tensiones y despacho de potencia reactiva. Se deben satisfacer además, las restricciones vinculadas al parque de generación y a la red de transporte. La solución del problema planteado, establece el vínculo entre la programación de la operación de corto plazo (semanal) y la real del parque de generación, tanto en lo correspondiente a su potencia activa como reactiva.

Por lo tanto, es de suma importancia para esta reprogramación el pronóstico de demanda de muy corto plazo (PDMCP).

### • Parte II: Pronóstico de Precios Spot

En el último tiempo, la tendencia en los mercados eléctricos apunta hacia modelos cada vez más liberalizados, en donde el precio de las transacciones de electricidad sea despejado por un algoritmo simple de mercado, en lugar de los complejos métodos centralizados basados en la solución de problemas de programación no lineal. El principal producto

que es comercializado en los mercados eléctricos es la Energía, pero puede coexistir otros mercados de servicios auxiliares, estos mercados normalmente están organizados en Pools y son administrados por un Operador Independiente del Sistema.

En el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) ecuatoriano existen dos mercados: el mercado spot y el mercado a término (contratos bilaterales), en el cual los contratos son pactados libremente.

Los precios del mercado spot son despejados por el Centro Nacional de Control de Energía - CENACE.

El pronóstico de los precios spot es una actividad importante para todos los participantes del mercado, ya que en base a estos se puede determinar el comportamiento futuro de los precios spot del mercado eléctrico, sin la necesidad de modelar a todos los participantes que interactúan y al sistema eléctrico de potencia.

Estos pronósticos sirven para los Agentes del mercado que requieren por ejemplo ofertas de compra/venta de energía, unidades de generación que requieren salir a mantenimiento, manejo de riesgo, entre otras. Entonces los Agentes del mercado requieren pronósticos confiables para que los productores maximicen su beneficio y los consumidores maximicen sus utilidades.

La organización del trabajo se presenta de la siguiente manera: en el segundo numeral se muestra el Estado del Arte en lo que respecta al pronóstico de demanda y precios, en el tercer numeral se discute la descripción del problema, en el cuarto numeral se presenta la teoría del Modelo ANFIS y se describe la posible red para la solución. Las pruebas, los resultados y las distintas comparaciones matemáticas se dan en el quinto numeral y las conclusiones del trabajo son enunciadas en el último numeral.

## 2. MARCO TEÓRICO DE REFERENCIA

El presente trabajo pretende contribuir con desarrollos metodológicos, modelos y propuestas para la aplicación de la Inteligencia Artificial en Mercados Eléctricos.

### 2.1. Pronóstico de Demanda de Muy Corto Plazo

El PDCMP es resultado de la combinación de datos históricos de demanda, variables externas climáticas (observadas o pronosticadas) y condiciones esperadas del sistema.

Su horizonte es de una a varias horas en adelante, posibilitando tomar medidas correctivas en la planificación diaria de la operación del sistema eléctrico.

#### • Factores que Afectan la Demanda Eléctrica

La demanda se ve influenciada por factores controlables (límites y parámetros del sistema y la tarifa como elemento regulador) y factores no controlables (costumbres de los consumidores, estructura económica, condiciones climáticas y factores aislados).

En el corto y muy corto plazos las condiciones climáticas (temperatura, humedad, velocidad del viento, visibilidad, etc.) son causas directas de la variabilidad del consumo de energía.

#### • Clasificación de los Métodos

En la referencia [17], se ha hecho una revisión bibliográfica de los Métodos aplicados al pronóstico de demanda: Estadísticos, Sistemas Inteligentes, Redes Neuronales Artificiales (ANN), Lógica Fuzzy y Métodos Híbridos.

En las referencias [24, 27, 26 y 11], se muestran algunos de los últimos aportes hechos en el Estado del Arte. Desde la aparición del Modelo ANFIS, ninguna investigación ha incursionado en la aplicación de esta metodología al PDMCP.

### 2.2. Pronóstico Diario de Precios Spot

El pronóstico de precios spot diario (PPSD) es una ardua tarea debido a que la serie histórica de precios no es estacionaria en media y varianza.

#### • Factores que Afectan el Precio Spot

Los precios spot se ven influenciados por variables explicativas tales como la demanda, energía disponible hidráulica, mantenimiento e indisponibilidades, precios de combustibles, entre las más importantes, las cuales ayudan a mejorar las predicciones.

#### • Clasificación de los Métodos

Para el pronóstico de precios spot en el estado del arte se han utilizado múltiples metodologías: Modelos ARIMA [7 y 9], modelos de regresión dinámico [20], otras técnicas de series temporales [21 y 8], redes neuronales artificiales [22], modelos de transformada wavelet [30 y 16], modelos heurísticos [15], técnicas Bayesianas [19], Modelos de Simulación [5, 1 y 4]

y Modelos híbridos [6]. Existe una sola publicación utilizando redes neuronales fuzzy [23].

Los precios en los mercados eléctricos han sido representados también como un proceso estocástico denominado Browniano [1].

Aplicaciones en otras Áreas de Investigación muestran que los resultados, utilizando el Método ANFIS, son muy promisorios y confiables, teniendo como ventajas, comparadas con otros métodos de pronóstico, las siguientes:

- Sobre los Métodos Estadísticos, la habilidad de modelar un complejo sistema multivariable sin ninguna formulación matemática compleja entre las variables de entrada.
- Sobre las Redes Neuronales Artificiales, el manejo de las incertidumbres de las variables de entrada y el aumento drástico de la velocidad de optimización mediante el proceso de fuzzificación.

### 3. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Como sistema de prueba se utiliza el SSEE del Ecuador, el cual tiene una demanda máxima de 1 805 MW y una demanda mínima de 688 MW (año 2000).

Éste es dividido en 2 zonas: Costa y Sierra y cada zona tiene su temperatura de referencia (Guayaquil y Quito, respectivamente).

En este sistema se registran los valores de demanda horaria, incluyéndose el dato de las 19:30, ya que a esta hora aproximadamente se produce el pico máximo de demanda, por lo tanto para el PDCP se consideran 25 períodos (23 horarios y 2 de media hora).

Para el PDCMP se analizará el período desde el 05 de junio hasta el 17 de septiembre de 2000. Para este rango de análisis se cuenta con las series históricas de demanda (D) y temperatura de Quito y Guayaquil. En esta investigación se incluye solo la temperatura de Guayaquil (T), ya que se ha comprobado tiene una correlación mayor a 0,5 con la demanda [11]. En la Figura 2 se muestra las gráficas del período comprendido entre el 10 de junio y el 07 de julio de 2000.

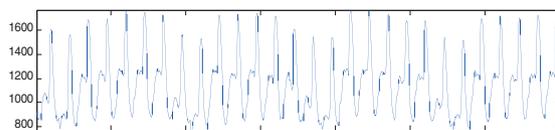


FIGURA 2: Demanda y Temperatura en el SSEE del Ecuador

Para el PPSD se cuenta con las series temporales de los precios diarios spot (P), demanda (D), precios de combustible del diesel (E) y fuel oil (F), capacidad disponible (G), energía disponible en Paute (B), nivel de Paute (A) y caudal de Paute (C) para el período comprendido entre julio de 2000 hasta abril de 2004.

En la Tabla 1 se realiza un análisis de correlación del precio spot con algunas variables explicativas y se cuantifica dicha correlación a través de la correlación de Pearson.

TABLA 1: Análisis de Correlación de Pearson

Pearson	A	B	C	D	E	F	G
Precio	-0,63	-0,65	-0,48	0,20	0,16	0,03	0,08

Con este análisis se determina que las variables que se correlacionan con el precio spot son: la energía disponible en Paute, el nivel y el Caudal de Paute. Aunque en el estado del arte se demuestra la correlación que tiene el precio con la demanda, cuando se analiza las variables diarias esta correlación desaparece. Además es importante notar que los precios de combustibles no tienen ninguna correlación con el precio spot diario.

#### 3.1. Análisis de Datos Atípicos

Para las series temporales de demanda y temperatura se asume una distribución de datos normal  $N(\mu, \sigma)$  y se considera que son datos atípicos los que se encuentran fuera del intervalo dado por  $[\mu - 3\sigma, \mu + 3\sigma]$ . Se elimina los días feriados (10 de agosto, 9 y 12 de octubre) y atípicos. Se reemplaza estos datos por sus correspondientes valores medios.

Para las series históricas utilizadas en el PPSD se considera que no se tiene datos atípicos y que los precios picos se considera como valores normales. En la Figura 3 se muestra la serie histórica del precio spot desde el 01 de julio de 2000 hasta el 31 de octubre de 2003.

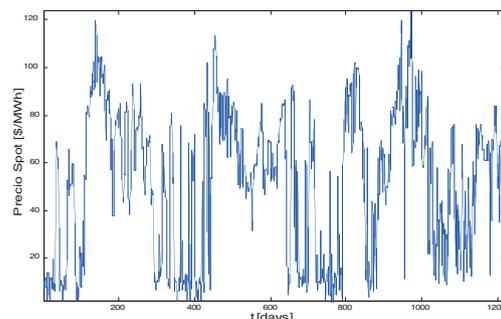


FIGURA 3: Precios Spot en el SSEE del Ecuador

### 3.2. Análisis de Series de Tiempo [3, 18 y 11]

Para el PDMCP el análisis se lo hace para 3 días (72 retardos: analizamos la estacionalidad diaria de la demanda), mediante la función de autocorrelación (ACF) de la demanda y la función de autocorrelación parcial (PACF) de la demanda (ver Figura 4). Para nuestra investigación se desprecia la estacionalidad semanal de la demanda.

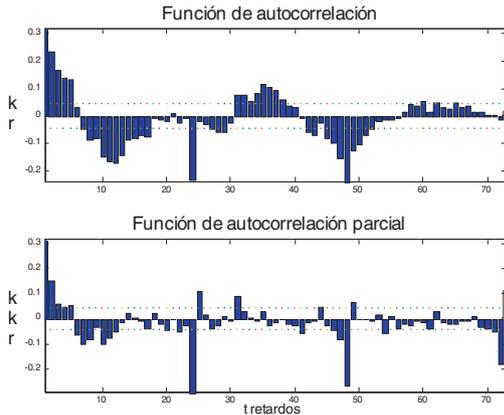


FIGURA 4: Análisis de Series de Tiempo para el PD MCP

La ACF de la demanda muestra la existencia de un patrón en la serie histórica y la PACF, verifica la existencia de procesos autoregresivos (AR) de orden: 1, 2, 24 y 48.

El resumen, de las variables explicativas y variable explicada se muestra en la Tabla 2.

TABLA 2: Variables Utilizadas en el PDMCP

PDMCP	Descripción	Orden del Proceso AR
Variable Explicativa	Demanda Temperatura	$D_{(t-1)}$ , $D_{(t-2)}$ , $D_{(t-24)}$ , $D_{(t-48)}$ , $D_{(t-72)}$ $T_{(t)}$
Variable Explicada	Demanda	$D_{(t)}$

Para el PPSD el análisis se lo hace para 2 meses (60 retardos), mediante la función de autocorrelación (ACF) de los precios spot y la función de autocorrelación parcial (PACF) de los precios spot (ver Figura 5).

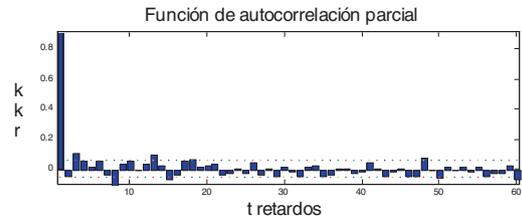
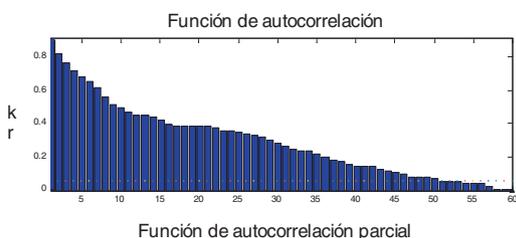


FIGURA 5: Análisis de Series de Tiempo para el PPSD

La ACF de los precios spot muestra la existencia de un patrón en la serie histórica y la PACF, verifica la existencia de procesos autoregresivos (AR) de orden:

1. Se desprecia los demás procesos debido a que se encuentran entre las bandas de confianza ( $\sqrt{2/n}$ ), donde  $n$  es la longitud de la muestra.

El resumen, de las variables explicativas y variable explicada se muestra en la Tabla 3.

TABLA 3: Variables utilizadas en el PPSD

PPSD	Descripción	Orden del Proceso AR
Variable Explicativa	precio energía disponible nivel caudal	$P_{(t-1)}$ $B_{(t)}$ $A_{(t)}$ $C_{(t)}$
Variable Explicada	precio	$P_{(t)}$

### 4. ANFIS: ADAPTIVE NEURO-FUZZY INFERENCE SYSTEM

En el estado del arte de la Inteligencia Artificial se menciona que los sistemas híbridos que combinan lógica fuzzy, redes neuronales, algoritmos genéticos y sistemas expertos proporcionan los métodos más eficientes para resolver una gran variedad de problemas. Cada una de esas técnicas tiene propiedades computacionales particulares que las hace óptimas para resolver ciertos problemas. Uno de estos sistemas híbridos corresponde a los sistemas Neuro-Fuzzy, que combinan las técnicas de redes neuronales artificiales y las técnicas de inferencia fuzzy.

La lógica fuzzy proporciona un mecanismo de inferencia sobre la incertidumbre y las redes neuronales ofrecen grandes ventajas computacionales, tales como el aprendizaje, adaptación, tolerancia a fallas, el paralelismo y la generalización. Las redes neuronales son usadas para representar los sistemas de inferencia

fuzzy, los mismos que son empleados como sistemas de toma de decisiones. A pesar de que la lógica fuzzy puede codificar el conocimiento a través de etiquetas lingüísticas, usualmente toma mucho tiempo definir y ajustar las funciones de pertenencia.

Las técnicas de aprendizaje de las redes neuronales pueden automatizar este proceso y reducir sustancialmente el tiempo y el costo de desarrollo al mejorar el desempeño del modelo.

Teóricamente las redes neuronales y los sistemas fuzzy son equivalentes, pero en la práctica cada uno tiene sus propias ventajas y desventajas. En las redes neuronales, el conocimiento se adquiere automáticamente por el algoritmo de backpropagation, pero el proceso de aprendizaje es relativamente lento (gran cantidad de épocas de entrenamiento) y el análisis de la red entrenada es difícil (modelo de caja negra). No es posible extraer el conocimiento estructural (reglas) de la red neuronal ni puede éste integrarse a la información especial sobre el problema en la red neuronal con el fin de simplificar el procedimiento de aprendizaje. Los sistemas fuzzy son más favorables porque su comportamiento puede ser explicado con base en reglas fuzzy y, de esta forma, su desempeño puede ser ajustado modificando estas reglas. Sin embargo, la adquisición del conocimiento es difícil, y, además, el universo de discurso de cada variable necesita ser dividido en intervalos, por lo que las aplicaciones de los sistemas fuzzy se restringen a problemas en los cuales el conocimiento está disponible en un número de variables de entrada pequeño. Para superar el problema de la adquisición del conocimiento, las redes neuronales son extendidas para extraer automáticamente la reglas fuzzy de los datos numéricos.

#### 4.1. Arquitectura del Modelo ANFIS

El modelo ANFIS fue propuesto por Jang [12], consiste de un sistema híbrido Neuro-Fuzzy, el mismo que es funcionalmente equivalente al mecanismo de inferencia Takagi-Sugeno (T-S) [25]. Para un sistema de inferencia T-S de primer orden, un conjunto de reglas fuzzy SI-ENTONCES es el siguiente (1).

- Regla 1: Si x es A1 & y es B1, entonces z1 = p1 x + q1 y + r1 (1)
- Regla 2: Si x es A2 & y es B2, entonces z2 = p2 x + q2 y + r2

Donde Ai y Bi son conjuntos fuzzy. La Figura 6 presenta este mecanismo de inferencia.

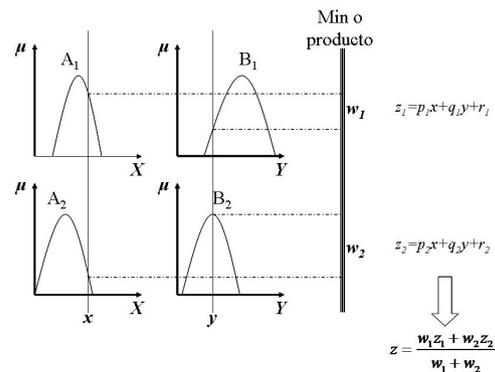


FIGURA 6: Sistema de Inferencia T-S de Primer Orden

Los niveles de activación de las reglas se calculan como  $w_i = A_i(x) \wedge B_i(x)$  para  $i=1,2$ ; donde, el operador lógico and ( $\wedge$ ) puede ser modelado por una t-norma continua (producto). Las salidas individuales de cada regla son obtenidas como una combinación lineal entre los parámetros del antecedente de cada regla:  $z_i = p_i x + q_i y + r_i$  para  $i=1,2$ . La salida de control del modelo z se obtiene por la normalización de los grados de activación de las reglas por la salida individual de cada regla, como se muestra en (2).

$$z = \bar{w}_1 z_1 + \bar{w}_2 z_2 \quad (2)$$

Donde,  $\bar{w}_1$  y  $\bar{w}_2$  son valores normalizados.

La red neuronal híbrida que representa este tipo de inferencia es una red adaptable con 5 capas [13], donde cada capa representa una operación del mecanismo de inferencia fuzzy. Esta red se muestra en la Figura 7.

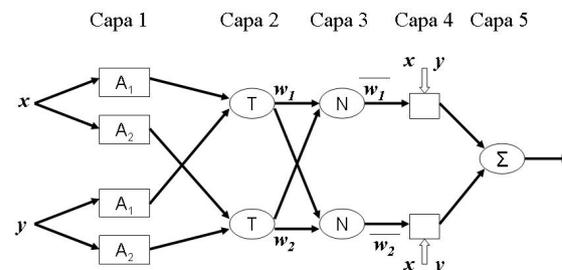


FIGURA 7: Arquitectura ANFIS para Inferencia T-S de Primer Orden

En esta arquitectura, todos los nodos de una misma capa tienen la misma función (los nodos representados con cuadros son nodos adaptables, es decir, sus parámetros son ajustables).

**Capa 1:** Las entradas en esta capa corresponden a las entradas  $x$  y  $y$ , y la salida del nodo es el grado de pertenencia para el cual la variable de entrada satisface el término lingüístico asociado a este nodo.

**Capa 2:** Cada nodo calcula el grado de activación de la regla asociada a dicho nodo. Ambos nodos están representados con una T, por el hecho de que ellos pueden representar cualquier t-norma para modelar la operación lógica “and”. Los nodos de esta capa son conocidos como nodos de reglas.

**Capa 3:** Cada nodo en esta capa está representado por una N, para indicar la normalización de los grados de activación. La salida del nodo es el grado de activación normalizado (con respecto a la suma de los grados de activación) de la regla  $i$ .

**Capa 4:** La salida de los nodos corresponde al producto entre el grado de activación normalizado por la salida individual de cada regla.

**Capa 5:** El único nodo de esta capa calcula la salida total del sistema (agregación) como la suma de todas las entradas individuales de este nodo.

#### 4.2. Aprendizaje con el Modelo ANFIS

El modelo ANFIS tiene dos conjuntos de parámetros que deben ser entrenados: los parámetros del antecedente (constantes que caracterizan las funciones de pertenencia) y los parámetros del consecuente (parámetros lineales de la salida del modelo de inferencia). El paradigma de aprendizaje del modelo ANFIS emplea algoritmos de gradiente descendente para optimizar los parámetros del antecedente y el algoritmo de mínimos cuadrados para determinar los parámetros lineales del consecuente. Debido a esta combinación se lo conoce como regla de aprendizaje híbrido.

Jang, describe que para aplicar el aprendizaje híbrido en grupo, en cada época de entrenamiento debe ejecutarse un paso *forward* y un paso *backward*. En el paso *forward*, los parámetros de las funciones de pertenencia son inicializados y se presenta un vector de entrada-salida, se calculan las salidas del nodo para cada capa de la red y entonces los parámetros del consecuente son calculados usando el método de mínimos cuadrados. Una vez identificados los parámetros del consecuente, el error es calculado

como la diferencia entre la salida de la red y la salida deseada presentada en los pares de entrenamiento. Una de las medidas más usadas para el error de entrenamiento es la suma de errores cuadráticos (3).

$$SEC = \sum_{k=1}^N (d_k - z_k)^2 \quad (3)$$

Donde:

$d_k$  = Corresponden a los patrones de entrenamiento proporcionados (salidas deseadas).

$z_k$  = Es la correspondiente salida de la red.

En el paso *backward*, las señales de error son propagadas desde la salida, en dirección de las entradas; el vector gradiente es acumulado para cada dato de entrenamiento. Al final del paso *backward* para todos los datos de entrenamiento, los parámetros de la capa 1 (parámetros de las funciones de pertenencia) son actualizados por el método descendente en una magnitud  $\Delta\beta$  (4).

$$\Delta\beta = -\eta \frac{\partial E}{\partial \alpha} \quad (4)$$

Donde,  $\eta$  es la tasa de aprendizaje, que puede ser expresada como se modela en (5).

$$\eta = \frac{\rho}{\sqrt{\sum_{\alpha} \left( \frac{\partial E}{\partial \alpha} \right)^2}} \quad (5)$$

Donde,  $\rho$  es el tamaño del paso, i.e., la longitud de cada transición a lo largo de la dirección del gradiente en el espacio de parámetros. Esto significa que la tasa de aprendizaje es variable y se ajusta automáticamente. Un criterio heurístico para modificar el paso  $\rho$  puede ser encontrada en [14].

#### 4.3. Armado de las T-uplas de Entrada – Salida

Para el PDMCP se incluye algunas variables explicativas encontradas en el Estado del Arte [11], como son: día, tipo de día, tipo de día similar. Las cuales ayudan a explicar de una mejor manera la varianza del pronóstico.

- El número de entradas al modelo ANFIS para el PDMCP será igual a 8.
- Para el PPSD el número de entradas será de 4.

#### 4.4. Armado de Conjuntos de Entrenamiento, Validación y Test

Una red se considera que esta entrenada con éxito si puede aproximar los valores de los patrones de entrenamiento y puede dar interpolaciones suaves para el espacio de datos no entrenado (conjunto de validación).

Para la selección de los conjuntos de entrenamiento, validación y test, debe ser de tal manera que el conjunto de entrenamiento como el de validación contenga cada uno al menos 2/5 del total de duplas representativas. El conjunto de test es aconsejable contenga por lo menos 1/5 del total de duplas, para asegurar la capacidad predictiva de los ejemplos abarcados por los datos observados.

#### 5. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

Se utiliza para simular el Modelo ANFIS planteado el software MatLab 6,5 instalado en una PC con un procesador de 1,85 GHz y 1024 MB en RAM.

Se utiliza para el entrenamiento 500 ciclos (épocas).

Como criterio de parada del entrenamiento se utiliza la curva del error del conjunto de validación la cual llega a un mínimo (aunque el error de entrenamiento siga disminuyendo), con este criterio se asegura la convergencia de la red y la alta capacidad de generalización.

Este criterio permite eliminar el sobreentrenamiento (overfitting), debido a que el algoritmo backpropagation, tanto para las redes neuronales como para el Modelo ANFIS, es susceptible de este fenómeno.

Se utiliza el error relativo porcentual definido en (9), para comparar el performance de las distintas configuraciones.

$$Error = \frac{|x_{real} - x_{pronosticada}|}{x_{real}} * 100 \quad (9)$$

Donde, x representa el valor de demanda horario o el precio spot diario.

##### • Parte I: Pronóstico de Demanda

El tiempo de simulación para el PDMCP para 1 hora en adelante fue de 2,36 h (20,23 min en promedio diario).

El error promedio mínimo para la semana del 11 al 17 de septiembre de 2000 fue de 1,1265%. En la Figura 8 se muestra la demanda real y el PDCP para octubre,

se incluye los errores de pronóstico.

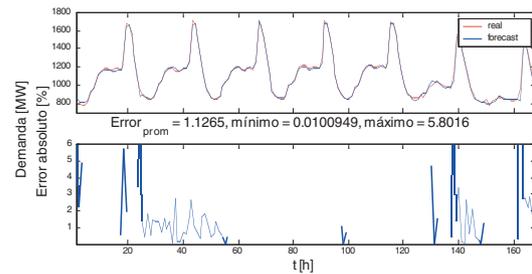


FIGURA 8: PDMCP para el SSEE del Ecuador

##### • Parte II: Pronóstico de Precios

El tiempo de simulación para el PPSD para 1 día en adelante fue de 7,37 min. El error promedio mínimo para la el período desde el 31 de enero hasta el 30 de abril de 2004 fue de 17,08%. En la Figura 9 se muestra la los precios spot reales y el PPSD, se incluye los errores de pronóstico.

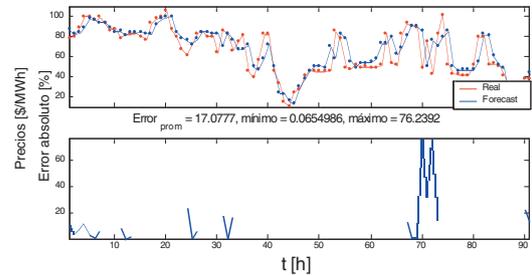


FIGURA 9: PPSD para el SSEE del Ecuador

#### 5.1. Comparaciones Utilizando Diferentes Metodologías

Para poder compara al PDMCP y el PPSD se decide utilizar como Metodología de Referencia una aplicación realizada con Modelos Econométricos (ARIMA), se utiliza el SPSS para efectuar dicha modelación.

##### • Parte I: Pronóstico de Demanda

En la Tabla 4 se resumen los errores relativos promedios del PDMCP para 1 hora en adelante.

TABLA 4: Errores del PDMCP para el SSEE del Ecuador

PDMCP	Error [%]	E_máx [%]
ARIMA(1,1,0),x(2,1,1) <sub>12</sub>	1,2215	8,9776
ANFIS	<b>1,1265</b>	<b>5,8016</b>

La mejor performance se obtiene con el Modelo ANFIS, con respecto a los otros métodos de pronóstico, reduciendo el error del PDMCP en un 7,78%, respecto a la Metodología de Referencia (ARIMA).

• **Parte I: Pronóstico de Precios**

En la Tabla 5 se resumen los errores relativos promedios del PPSD para 1 día en adelante.

TABLA 5: Errores del PPSD para el SSEE del Ecuador

PDMCP	Error [%]
ARIMA(1,0,0)	22,1735
ARIMA(2,1,9)	20,6501
<b>ANFIS</b>	<b>17,0777</b>

La mejor performance se obtiene con el Modelo ANFIS, reduciendo el error en un 17,30%, respecto a la Metodología de Referencia (ARIMA).

**6. CONCLUSIONES**

- Utilizando ANFIS logramos mejorar no solo el error promedio del PDMCP y del PPSD, sino también el error máximo.
- La incorporación de variables determinísticas como son día, tipo de día, etc., en el PDMCP ayuda a explicar de una mejor manera la varianza del pronóstico.
- Con la metodología ANFIS se puede plantear cualquier sistema multivariable como se hizo en el PPSD sin ningún problema. En cambio los modelos ARIMA son matemáticamente muy complejos de resolver con más de 2 variables explicativas.
- El análisis realizado para el PPSD mostró que el factor determinante para explicar la alta variabilidad de los precios son las variables relacionadas con el embalse Amaluzá de la Central Paute.

**7. BIBLIOGRAFÍA**

[1] ANGELUS, A.; Electricity Price Forecasting in Deregulated Markets; Elect. J., Vol. 14, No. 3, pp. 32–41, 2001.

[2] ALLEN, E.; ILLIC, M.; Price – Based Commitment Decisions in the Electricity Market; Springer – Verlag, 1999.

[3] BOX, G. E.; JENKINS, G. M.; Time Series Analysis: Forecasting and Control; USA, Holden-Day Inc., 1976.

[4] BREIPOHL, A. M.; Electricity Price Forecasting Models; in Proc, IEEE Power Eng. Soc. Winter Meeting, Vol. 2, New York, 2002, pp. 963–966.

[5] BUNN, D. W.; Forecasting Loads and Prices in Competitive Power Markets; Proc. IEEE, Vol. 88, No. 2, pp. 163–169, Febrero 2000.

[6] CONEJO, A. J.; PLAZAS, M.; ESPÍNOLA, R.; MOLINA A.; Day – Ahead Electricity Price Forecasting Using the Wavelet Transform and ARIMA Models, IEEE Trans. Power Syst., Vol. 20, No. 2, pp. 1035–1042, Mayo 2005.

[7] CONTRERAS, J.; ESPÍNOLA, R.; NOGALES, F.; CONEJO, A. J.; ARIMA Models to Predict Next-Day Electricity Prices; IEEE Trans. Power Syst., Vol. 18, No. 3, pp. 1014–1020, Agosto 2003.

[8] CRESPO, J.; HLOUSKOVA, J.; KOSSMEIER, S.; OBERSTEINER, M.; Forecasting Electricity Spot Prices Using Linear Univariate Time Series Models; App. Energy, Vol. 77, No. 1, pp. 87–106, 2002.

[9] FOSSO, O. B.; GJELSVIK, A.; HAUGSTAD, A.; BIRGER, M.; WANGENSTEEN, I.; Generation Scheduling in a Deregulated System; IEEE Trans. Power Syst., Vol. 14, pp. 75–81, Febrero 1999.

[10] HAYKIN, S.; Neural Networks: A Comprehensive Foundation; USA, Prentice Hall, 1999.

[11] HINOJOSA, V. H.; Pronóstico de Demanda de Corto Plazo en Sistemas de Suministro de Energía Eléctrica Utilizando Redes Recurrentes (Jordan); Undécimo Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRE (XI ERIAC), ciudad del Este – Paraguay, 2005.

[12] JANG, J-S. R.; Neuro-Fuzzy Modeling: Architecture, Analyses and Applications; PhD dissertation, Dept. Elect. Eng., California Univ., Berkeley, CA, 1992.

[13] JANG, J-S. R.; ANFIS: Adaptive-Network-Based Fuzzy Inference System; IEEE Tran. Systems, Man and Cybernetics, No. 23, pp. 665–685, 1996.

[14] JANG, J-S. R.; Input Selection for ANFIS Learning; Proceedings of the IEEE International Conference on Fuzzy Systems, New Orleans, 1996.

[15] JAU-JIA, G.; and LUH, P. B.; Market Clearing Price Prediction Using a Committee Machine With Adaptive Weighting Coefficients; in Proc. IEEE Power Eng. Soc. Winter Meeting, Vol. 1, pp. 77–82, New York 2002,

[16] KIM, C.-I.; YU I.-K.; SONG, Y. H.; Prediction of System Marginal Price of Electricity Using Wavelet Transform Analysis; Energy Convers. Manage, Vol. 43, pp. 1839–1851, 2002.

[17] LOTUFO, A. D.; MINUSSI, C. R.; Electric Power

- Systems Load Forecasting: A Survey; IEEE Power Tech Conference, Budapest-Hungria, 1998.
- [18] MAKRIDAKIS, S.; WHEELWRIGHT, S.; Forecasting: Methods and Applications; USA, John Wiley & Sons Inc., 1978.
- [19] NI, E.; LUH, P. B.; Forecasting Power Market Clearing Price and its Discrete PDF Using a Bayesian-based Classification Method; in Proc. IEEE Power Eng. Soc. Winter Meeting, Vol. 3, pp. 1518–1523, Columbus, OH, 2001.
- [20] NOGALES, F. J.; CONTRERAS, J.; CONEJO, A. J.; ESPÍNOLA, R.; Forecasting Next-day Electricity Prices by Time Series Models; IEEE Trans. Power Syst., Vol. 17, No. 2, pp. 342–348, Mayo 2002.
- [21] OBRADOVIC, Z.; TOMSOVIC, K.; Time Series Methods for Forecasting Electricity Market Pricing; in Proc. IEEE Power Eng. Soc. Summer Meeting, Vol. 2, pp. 1264–1265, Edmonton, AB, Canada, 1999.
- [22] RAMSAY, B.; WANG, A. J.; A Neural Network Based Estimator for Electricity Spot-pricing With Particular Reference to Weekend and Public Holidays; Neurocomput, Vol. 23, pp. 47–57, 1998.
- [23] RODRÍGUEZ, C. P.; y ANDERS, G. J.; Energy Price Forecasting in the Ontario Competitive Power System Market; IEEE Trans. Power Syst., Vol. 19, No. 1, pp. 366–374, Febrero 2004.
- [24] SRIVASTAVA, S. C.; VEANKATARAMAN, D.; Short-term Load Forecasting using Recurrent Neural Networks; Proceedings of the 4th International APSCOM – Hong Kong, pp. 145–150, Noviembre 1997.
- [25] TAKAGI, T.; SUGENO, M.; Fuzzy Identification of Systems and its Applications to Modeling and Control; IEEE Trans. Systems, Man and Cybernetics, No. 15, pp. 116–132, 1985.
- [26] TOPALLI, A. K.; ERKMEN, I.; A Hybrid Learning for Neural Network Applied to Short Term Load Forecasting; Neurocomputing 51, pp. 495–500, 2003.
- [27] VERMAAK, J.; BOTHA, E. C.; Recurrent Neural Network for Short-Term Load Forecasting; IEEE Trans. on Power Systems, pp. 126–132, Febrero 1998.
- [28] YAGER, R.; FILEV, D.; Generation of Fuzzy Rules by Mountain Clustering; J. of Intelligent and Fuzzy Systems, Vol.2, No. 3, pp. 267–278, 1994.
- [29] YANG, H. T.; HUANG, C. M.; A New Short Term Load Forecasting Using Self-Organizing Fuzzy ARMAX Models; IEEE Trans. on Power Systems, pp. 217–225, Febrero 1998.
- [30] YAO, S. J.; SONG, Y. H.; Prediction of System Marginal Prices by Wavelet Transform and Neural Network; Elect. Mach. Power Syst., Vol. 28, No. 10, pp. 983–993, 2000.



**Víctor Hugo Hinojosa Mateus.-**

Nació en Quito, Ecuador en 1975. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en el 2000. Desde enero de 2000 hasta julio de 2001 se desempeñó como Ingeniero de Operación y Transmisión en el CENACE.

En el período de agosto de 2001 hasta julio de 2005 realizó estudios de doctorado en el Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan en la República Argentina. Actualmente, se desempeña como Investigador en el Área de Investigación y Desarrollo del CENACE y es Profesor en la Escuela Politécnica Nacional.

Sus áreas de interés están enmarcadas en la Operación y Planificación de Sistemas Eléctricos de Potencia utilizando Técnicas de Inteligencia Artificial.

# ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE PARA EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO ECUATORIANO

**Nelson Granda**  
Dirección de Operaciones

**Hugo Arcos**  
Dirección de Planeamiento

## RESUMEN

Los últimos 5 años, el SNI ecuatoriano ha venido siendo operado bajo condiciones cada vez más críticas, debido a los siguientes factores: falta de cumplimiento de los planes de expansión de la transmisión y generación, altas tasas de incremento del consumo eléctrico en áreas densamente pobladas, nuevos patrones de cargabilidad del sistema debido a la incorporación de interconexiones internacionales, etc.

Las severas condiciones de operación pueden resultar en un comportamiento caracterizado por lentas caídas de voltaje, que bajo ciertas condiciones pueden llegar a producir un colapso. Un problema asociado con la estabilidad de voltaje es mantener perfiles de voltaje viables, es decir niveles de voltaje que permanezcan en un rango especificado cercano al valor nominal (usualmente dentro de la banda del  $\pm 5\%$  del valor nominal) cuando las condiciones del sistema y de la carga cambian.

En este trabajo se presenta una descripción de las herramientas matemáticas comúnmente usadas para el análisis de estabilidad de voltaje, y su aplicación en un estudio dirigido al SNI ecuatoriano, presentándose como resultado una evaluación de estabilidad y seguridad de voltaje de dicho sistema.

**PALABRAS CLAVE:** Estabilidad de Voltaje, Flujos de Continuación, Análisis Modal.

## 1. INTRODUCCIÓN

Un aspecto importante del problema de estabilidad de voltaje, que lo hace difícil de entender y solucionar, es que este fenómeno es no lineal y cuanto más saturado se encuentra el sistema, esta no linealidad llega a ser más pronunciada. Es necesario entonces utilizar métodos matemáticos que se adapten adecuadamente a este tipo de problemas, siendo la teoría de bifurcación ampliamente aceptada como la mejor manera de modelar el colapso de voltaje en sistemas de potencia.

La teoría de la bifurcación asume lentas variaciones de los parámetros del sistema y predice la manera en la que el sistema se vuelve inestable. Generalmente, dos tipos de bifurcación son de interés para el estudio del fenómeno de inestabilidad y colapso de voltaje: Bifurcación de Ensilladura y Bifurcación de Hopf. Una bifurcación de ensilladura se caracteriza porque el jacobiano del sistema tiene un valor propio cero. En la bifurcación, la dinámica del colapso se desarrolla de tal manera que las variables de estado cambian continuamente; al principio, la velocidad del colapso es lenta y luego se desarrolla rápidamente. En una bifurcación de Hopf, un par de valores propios complejos del jacobiano del sistema cruzan el eje imaginario. Al cambiar lentamente un parámetro, el sistema empieza a presentar oscilaciones de estado estable ó presenta un transitorio oscilatorio creciente.

El método de flujos de continuación es la herramienta de análisis de estabilidad de voltaje más comúnmente utilizada, pues permite obtener el margen de cargabilidad y las curvas PV del sistema con la ventaja de evitar el problema de singularidad de la matriz jacobiana en el punto de colapso y permitir la solución del flujo de potencia para puntos de equilibrio estable e inestable (parte superior e inferior de la curva PV).

### 1.1. Flujos de Continuación

El método de flujos de continuación usa un proceso iterativo que implica pasos de predicción y corrección. Como se esquematiza en la Figura 1, desde una solución inicial conocida (A), se usa un paso de predicción para estimar la solución (B) para un patrón especificado de incremento de carga y generación. Luego, el paso de corrección determina la solución exacta (C) usando un análisis de flujo de potencia convencional con la carga del sistema que se asume es fija.

Los voltajes para un incremento mayor de carga son entonces calculados basándose en un nuevo paso de predicción. Si el nuevo estimado de carga (D) está más allá de la máxima carga de la solución exacta, un paso

de corrección con cargas fijas podría no converger; por consiguiente; se aplica un paso de corrección con voltaje fijo (parametrización) en la barra monitoreada para poder encontrar la solución exacta (E).

Las ecuaciones básicas son similares a las utilizadas en análisis de flujos de potencia excepto que el incremento en la carga es adicionado como un parámetro. La reformulación de las ecuaciones de flujo de potencia puede ser expresada de la siguiente manera:

$$F(\theta, V, \lambda) = 0 \quad (1)$$

Donde:

- $\lambda$  = Parámetro de carga.
- $\theta$  = Vector de ángulos de voltajes de barra.
- $V$  = Vector de magnitudes de voltajes de barra.
- $K$  = Vector que representa el porcentaje de cambio de carga en cada barra.

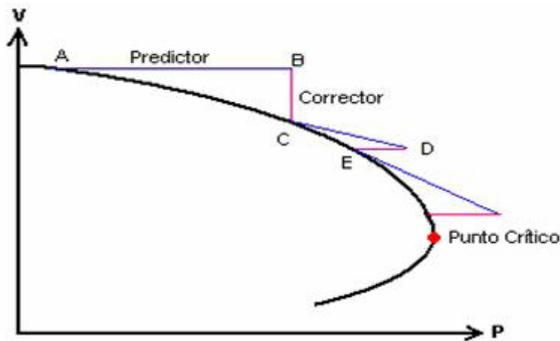


FIGURA 1: Representación Gráfica del Método de Flujos de Continuas

En el paso de predicción, se usa una aproximación lineal para estimar la siguiente solución para un cambio en una de las variables de estado (es decir  $\theta$ ,  $V$ , ó  $\lambda$ ). Tomando las derivadas de ambos lados de la ecuación (1), con las variables de estado correspondientes a la solución inicial, resultará en el siguiente conjunto de ecuaciones lineales:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{F}_\theta & \mathbf{F}_V & \mathbf{F}_\lambda \\ & \mathbf{e}_K & \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ \pm 1 \end{bmatrix} \quad (2)$$

Dado que se ha incluido  $\lambda$  en las ecuaciones de flujo como una variable desconocida, es necesario tener

una ecuación más para resolver las ecuaciones anteriores. Esto se satisface fijando uno de los componentes del vector tangente a +1 ó -1. A este componente a menudo se lo llama parámetro de continuas.

En el paso de corrección, al conjunto original de ecuaciones  $F(\theta, V, \lambda) = 0$  se le aumenta una ecuación que especifica la variable de estado seleccionada como el parámetro de continuas. Este nuevo conjunto de ecuaciones es:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{F}(\theta, V, \lambda) \\ x_K - \eta \end{bmatrix} = \mathbf{0} \quad (3)$$

Donde  $x_K$  es la variable de estado seleccionada como el parámetro de continuas y  $\eta$  es igual al valor previsto de  $x_K$ . El componente tangente de  $\lambda$  (es decir  $d\lambda$ ) es positivo para la porción superior de la curva PV, es cero en el punto crítico, y es negativo más allá del punto crítico. De esta manera el signo de  $d\lambda$  indicará si el punto crítico ha sido ó no alcanzado.

## 1.2. Análisis Modal

La técnica de análisis modal también se usa para el análisis de estabilidad de voltaje junto al método de flujos de continuas. Mientras que el método de flujos de continuas permite obtener el margen de cargabilidad y las curvas PV, el análisis modal permite conocer las barras críticas del sistema en las cuales se deben aplicar medidas correctivas con el fin de aumentar el margen de cargabilidad y volver más estable el sistema.

Las ecuaciones algebraicas que describen el comportamiento de la red de transmisión pueden expresarse en la siguiente forma linealizada:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{P\theta} & \mathbf{J}_{PV} \\ \mathbf{J}_{Q\theta} & \mathbf{J}_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (4)$$

Donde:

- $\Delta P$  = Cambio incremental en la potencia real de la barra.
- $\Delta Q$  = Cambio incremental en la inyección de potencia reactiva de la barra.
- $\Delta \theta$  = Cambio incremental en el ángulo de voltaje de la barra.
- $\Delta V$  = Cambio incremental en el voltaje de la barra.
- $J_{P\theta}, J_{PV}, J_{Q\theta}, J_{QV}$  = Son las submatrices jacobianas.

Si para cada punto operativo se considera P constante de la ecuación (4) se obtiene:

$$\Delta Q = J_{RQV} \cdot \Delta V \quad (5)$$

Donde:

$$J_{RQV} = J_{QV} - J_{Q\theta} \cdot J_{P\theta}^{-1} \cdot J_{PV} \quad (6)$$

$J_{RQV}$  es la matriz jacobiana reducida del sistema. La matriz  $J_{RQV}^{-1}$  es la matriz de sensibilidad que relaciona la variación de voltaje en una barra con respecto a la inyección de potencia reactiva. Una sensibilidad positiva indica operación estable; mientras más pequeña sea la sensibilidad, más estable es el sistema. Cuando la estabilidad decrece, la magnitud de la sensibilidad se incrementa, llegando a ser infinita en el límite de estabilidad. Al contrario, una sensibilidad negativa es indicativo de operación inestable, una sensibilidad negativa pequeña representa una operación muy inestable.

Las características de estabilidad de voltaje de un sistema puede ser identificadas calculando los valores y vectores propios de la matriz jacobiana reducida  $J_{RQV}$  definida por la ecuación (6), la cual puede expresarse de la siguiente manera:

$$J_{RQV} = \xi \cdot \Lambda \cdot \eta \quad (7)$$

Donde:

- $\xi$  = Matriz de vectores propios derechos de  $J_{RQV}$
- $\eta$  = Matriz de vectores propios izquierdos de  $J_{RQV}$
- $\Lambda$  = Matriz diagonal de valores propios de  $J_{RQV}$

Para el i-ésimo modo se tiene:

$$\mathbf{v}_i = \frac{1}{\lambda_i} \mathbf{q}_i \quad (8)$$

Si  $\lambda_i > 0$ , el sistema estable. Si  $\lambda_i < 0$ , el sistema es inestable. La magnitud de  $\lambda_i$  determina el grado de estabilidad del i-ésimo voltaje modal. Mientras más pequeña sea la magnitud positiva de  $\lambda_i$ , más cercano está el i-ésimo voltaje modal de ser inestable. Cuando  $\lambda_i = 0$ , el i-ésimo voltaje modal colapsa debido a que cualquier cambio en la potencia reactiva modal causa un cambio infinito en el voltaje modal.

### 1.3. Factores de Participación de las Barras

La participación relativa de la barra k en el modo i está

dado por el factor de participación de la barra:

$$RPF_{ki} = \xi_{ki} \cdot \eta_{ik} \quad (9)$$

Barras con un factor de participación alto son barras con mayor deficiencia de soporte reactivo, y por tanto, son las barras más adecuadas para adicionar equipamiento reactivo como capacitores, SVCs, compensadores sincrónicos, etc.

Si en la ecuación (3.9) se cumple que  $\Delta Q = 0$ , se tiene que:

$$\Delta \theta = J_{RP\theta}^{-1} \Delta P \quad (10)$$

Donde:

$$J_{RP\theta} = J_{P\theta} - J_{PV} \cdot J_{QV}^{-1} \cdot J_{Q\theta} \quad (11)$$

$J_{RP\theta}$  es la matriz jacobiana reducida del sistema que incluye solamente a los componentes P y  $\theta$ . El análisis modal sobre la matriz  $J_{RQV}$  revela el impacto de la potencia reactiva en la estabilidad de voltaje; en cambio, el análisis modal sobre la matriz  $J_{RP\theta}$  revela el impacto de la potencia activa en la estabilidad de voltaje.

Al igual que los factores de participación de barras definidos en (9), que en adelante se los denominará "Factores de Participación de Potencia Reactiva (RPF)" se pueden definir los Factores de Participación de Potencia Activa (APF). Estos factores de participación de potencia activa (APF) se definen como el producto elemento a elemento de los vectores propios derecho e izquierdo de la matriz  $J_{RP\theta}$ , es decir:

$$APF_{ki} = \chi_{ki} \cdot \psi_{ik} \quad (12)$$

Barras con grandes APF son las barras que limitan el margen de estabilidad del sistema desde la perspectiva de la potencia activa. Estas barras representan lugares propicios para planificación y control de potencia activa tales como esquemas de alivio de carga por bajo voltaje ó redespacho de generación con el propósito de aumentar la capacidad de transferencia de potencia del sistema.

## 2. METODOLOGÍA APLICADA Y CASOS DE ESTUDIO

Un estudio de estabilidad de voltaje incluye los siguientes seis pasos:

- a) Establecer el caso base.
- b) Selección de una lista de contingencias probables para las cuales se determinará la estabilidad de voltaje del sistema.
- c) Definición del parámetro clave para calcular el margen de estabilidad de voltaje.
- d) Especificar el criterio de estabilidad de voltaje.
- e) Determinar el margen de estabilidad de voltaje para el caso base y para todos los casos de contingencias probables.
- f) Diseñar y validar medidas de compensación para los casos en los cuales no se cumplió con el criterio establecido.

- a) Para el caso del SNI ecuatoriano, se consideró dos casos de estudio: demanda máxima para un escenario con alta hidrología y demanda máxima para un escenario de baja hidrología. Las cargas se modelaron considerando que su comportamiento se ajusta a un modelo de potencia constante (MVA), con el que se obtienen los resultados más conservadores.

Se consideró todo el equipamiento de compensación reactiva existente y operativa en el SNI. La carga de la S/E Tulcán se considera transferida al sistema colombiano a través del enlace de 138 kV. Esta transferencia se la realiza cuando se presentan condiciones de alta carga y/o bajos voltajes en la zona norte del país. Se consideran los sistemas ecuatoriano y colombiano como dos áreas de control distintas.

- b) Para la selección de contingencias se considera el criterio N-1 y se ha seleccionado la desconexión de las líneas del anillo de 230 kV y de ciertas líneas de 138 kV, debido a que sus desconexiones causan fuertes depresiones en el perfil de voltaje del sistema ó de ciertas zonas.
- c) El margen de estabilidad es una medida de cuan cercano esta el sistema a la inestabilidad de voltaje. Generalmente, el margen de estabilidad de voltaje se define como la diferencia entre los valores de parámetro clave del sistema (PCS) en el punto operativo actual y el punto crítico de estabilidad de voltaje. Como parámetro clave del sistema para el cálculo del margen de estabilidad de voltaje se ha seleccionado al margen de cargabilidad definido como el incremento total de carga en el sistema.
- d) El criterio de estabilidad de voltaje define cuanto margen es considerado suficiente para el caso base además de todos los casos de contingencias posibles. El sistema tiene que

ser voltaje estable para el caso base y todos los casos de contingencias seleccionadas, cuando el valor del margen de cargabilidad es igual o superior al 5%.

Es decir, que para cualquier caso donde el margen de estabilidad de voltaje sea menor al 5% deben diseñarse medidas correctivas para incrementar el margen de estabilidad y alcanzar el criterio definido.

- e) El proceso de determinar el margen de estabilidad de voltaje puede resumirse en los siguientes pasos:

- Calcular el margen de estabilidad de tensión para el caso base.
- Calcular el margen de estabilidad de tensión para todas las contingencias.
- Calcular el margen de estabilidad de tensión para unas pocas contingencias críticas usando una herramienta de simulación dinámica. Si la simulación en el dominio del tiempo muestra que el sistema alcanza un punto de equilibrio estable post-disturbio luego de un período de tiempo finito, el sistema es estable. Si no existe equilibrio de estado estable en el sistema post-contingencia, las simulaciones dinámicas mostraran que los voltajes de las barras continúan cayendo y por consiguiente el sistema es voltaje inestable.

En este paso se usa el método de flujos de continuación y como resultado se obtiene el margen de cargabilidad del sistema y las curvas PV de cualquier barra seleccionada. Adicionalmente, se realiza el análisis modal del sistema en el punto de colapso con el fin determinar las barras más prontas al colapso, en las cuales será más efectivo aplicar algún tipo de acción correctiva.

- f) En los casos en los que no se cumple el criterio de estabilidad de voltaje como medidas correctivas para mejorar el desempeño del sistema se considera la compensación reactiva capacitiva contemplada en el plan de expansión propuesto por TRANSELECTRIC para el 2006. Se repite nuevamente el procedimiento descrito incluyendo en el caso base la compensación reactiva propuesta.

Para los casos analizados se consideró el Plan de Expansión de TRANSELECTRIC para el período 2005 – 2014 [8], el cual contempla para el 2006 la instalación de los siguientes equipos de compensación:



TABLA 1: Compensación Capacitiva Contemplada en el Plan de Expansión de TRANSELECTRIC para el 2006

Compensación Reactiva Capacitiva		
Subestación	Nivel de Voltaje	Capacidad Nominal
Portoviejo	69 kV	12 MVAR
Esmeraldas	69 kV	12 MVAR
Santa Elena	69 kV	12 MVAR
Loja	69 kV	12 MVAR

Adicional a este equipamiento reactivo-capacitivo, en condiciones de demanda máxima y debido a los bajos voltajes que se presentan en la S/E Machala, una práctica operativa consiste en cerrar en vacío la línea de transmisión Machala-Perú para que aporte potencia reactiva al sistema, aproximadamente 12 MVAR.

### 3. RESULTADOS

#### 3.1. Escenario Hidrológico Lluvioso

La carga total máxima estimada para este período fue de 2 506,8 MW. Este caso se caracteriza porque aproximadamente el 40% de la generación del sistema es proporcionada por la Central Paute y es ésta central la que controla el perfil de voltaje en el anillo troncal de 230 kV. La variación del margen de cargabilidad del sistema en relación con la inclusión del equipamiento capacitivo propuesto es:

TABLA 2: Margen de Cargabilidad para la Compensación Capacitiva Propuesta, Escenario Lluvioso

No.	Caso	Margen de Cargabilidad		
		$\lambda_{max}$	0,05709	pu
0	Base			
1	Caso Base + L/T Machala-Zorritos	$\lambda_{max}$	0,06231	pu
2	Portoviejo 12 MVAR	$\lambda_{max}$	0,08006	pu
3	Portoviejo-Esmeraldas 12 MVAR	$\lambda_{max}$	0,08165	pu
4	Portoviejo-Esmeraldas-Santa Elena 12 MVAR	$\lambda_{max}$	0,08243	pu
5	Portoviejo-Esmeraldas-Santa Elena-Loja 12 MVAR	$\lambda_{max}$	0,08688	pu

Puede observarse que el caso base apenas cumple con el criterio de estabilidad de voltaje definido ( $\lambda_{max} > 0,05$  pu). Si se considera un crecimiento de la demanda del orden del 5% anual y no se incorporan nuevas instalaciones de transmisión y generación podrían presentarse problemas de estabilidad de voltaje en el corto plazo.

Para el caso base, cuando no se conecta la L/T Zorritos las barras más débiles del sistema, desde el punto

de vista de voltaje, son: Manta, Portoviejo, Chone y Quevedo. En la zona sur las barras de Machala y Babahoyo, en la zona norte la subestaciones que sirven la carga de Ibarra; y, en la zona de Guayaquil las barras de Santa Elena y Policentro. Este ranking de barras críticas concuerda totalmente con el funcionamiento actual del sistema. En la operación en tiempo real, la conexión en vacío de la L/T Machala – Zorritos, seccionada en la torre de frontera, aporta a la S/E Machala con aproximadamente 12 MVAR, lo que permite a las unidades de la Central Machala Power mantener reservas de potencia reactiva, reflejándose en los elementos del vector propio derecho. La barra de Machala en estas condiciones, deja de ser una barra crítica, lo que se puede apreciar en los factores de participación de potencia reactiva (Figura 2).

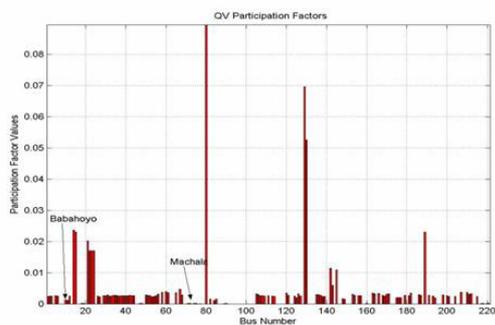


FIGURA 2: SNI - Factores de Participación de Potencia Reactiva (RPF) con L/T Machala-Zorritos, Escenario Lluvioso

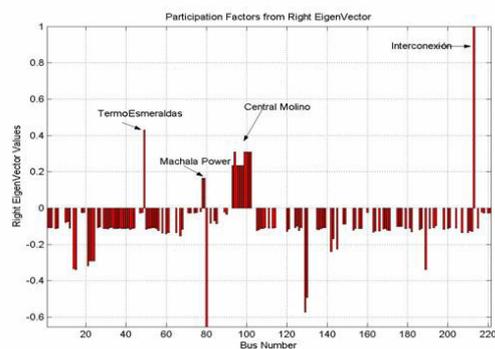


FIGURA 3: SNI – Elementos del Vector Propio Derecho con L/T Machala-Zorritos, Escenario Lluvioso

Luego que todo el equipamiento capacitivo ha sido considerado instalado, las barras críticas del sistema siguen siendo, prácticamente, las mismas que las del caso base, lo que se consigue es aumentar el margen de cargabilidad del sistema.

La compensación capacitiva aumenta el margen de cargabilidad del sistema hasta cierto límite, pero son necesarias medidas más robustas, como la construcción de nuevas líneas de transmisión, para cambiar la configuración de barras críticas.

Una solución planteada es la construcción de la S/E Manta 138/69 kV permitiendo energizar a 138 kV la L/T Portoviejo–Manta cuyo aislamiento esta diseñado para dicho voltaje. Los resultados obtenidos bajo este supuesto son los siguientes:

TABLA 3: Margen de Cargabilidad con Energización de la L/T Portoviejo-Manta a 138 kV, Escenario Lluvioso

No.	Caso	Margen de Cargabilidad		
		$\lambda_{max}$	0,05709	$\rho_u$
0	Base	$\lambda_{max}$	0,05709	$\rho_u$
6	Caso Base + L/T Porto-Manta 138	$\lambda_{max}$	0,08728	$\rho_u$
7	Caso Base + L/T Porto-Manta 138 kV y L/T Machala-Zorritos	$\lambda_{max}$	0,09772	$\rho_u$
8	Caso Compensación + L/T Porto-Manta 138 kV y L/T Machala-Zorritos	$\lambda_{max}$	0,10711	$\rho_u$

Puede verse que el margen de cargabilidad aumenta considerablemente respecto de los casos en los que solamente se considera compensación capacitiva. Manta deja de ser la barra crítica del sistema, pero las zonas de Quevedo, Portoviejo, Chone y Manta siguen dependiendo de la Central Daule Peripa para el control de voltaje.

Debido a que no se realizan cambios topológicos en otras zonas del sistema las barras de la zona de Guayaquil, especialmente Santa Elena, Policentro y Machala en la zona sur, siguen siendo barras débiles.

En la reunión de trabajo sostenida entre funcionarios de EMELMANABÍ, TRANSELECTRIC, CONELEC y CENACE [7] entre otras cosas se acordó:

- TRANSELECTRIC instalará en la S/E Portoviejo hasta finales de septiembre de 2006, un banco de capacitores de 24 MVAR, de los cuales 12 MVAR estaban inicialmente destinados a la S/E Esmeraldas. En el 2007 se instalarán los 12 MVAR en la S/E Esmeraldas inicialmente previstos para el 2006.

Bajo este nuevo escenario, la variación del margen de cargabilidad sería:

TABLA 4: Margen de Cargabilidad para Compensación Capacitiva Prevista para 2006 / 24MVAR Portoviejo, Escenario Lluvioso

No.	Caso	Margen de Cargabilidad		
		$\lambda_{max}$	0,05709	$\rho_u$
0	Base	$\lambda_{max}$	0,05709	$\rho_u$
9	Portoviejo 24 MVAR	$\lambda_{max}$	0,09806	$\rho_u$
10	Portoviejo 24 MVAR - Santa Elena y Loja 12 MVAR	$\lambda_{max}$	0,10430	$\rho_u$

Como puede observarse, la instalación de una mayor cantidad de compensación capacitiva en la barra de Portoviejo, que es la segunda barra crítica del sistema, aumenta aún más el margen de cargabilidad.

### 3.1.1. Análisis de Contingencias

La variación del margen de cargabilidad para las contingencias descritas en el literal 2 es:

TABLA 5: Margen de Cargabilidad para Contingencias Seleccionadas, Escenario Lluvioso

No.	Caso	Margen de Cargabilidad		
		$\lambda_{max}$	0,05709	$\rho_u$
0	Base	$\lambda_{max}$	0,05709	$\rho_u$
<b>Contingencia de L/T</b>				
11	CKT 1 Molino-Pascuales 230 kV	$\lambda_{max}$	0,02743	$\rho_u$
12	CKT 1 Molino-Milagro 230 kV	$\lambda_{max}$	0,02888	$\rho_u$
13	CKT 1 Pascuales-Milagro 230 kV	$\lambda_{max}$	0,05338	$\rho_u$
14	CKT 1 Milagro-Dos Cerritos 230 kV	$\lambda_{max}$	0,050630	$\rho_u$
15	CKT 1 Pascuales-Quevedo 230 kV	$\lambda_{max}$	0,04252	$\rho_u$
16	CKT 1 Quevedo - Santo Domingo 230 kV	$\lambda_{max}$	0,05138	$\rho_u$
17	CKT 1 Santa Rosa - Totoras 230 kV	$\lambda_{max}$	0,04363	$\rho_u$
18	CKT 1 Molino - Totoras 230 kV	$\lambda_{max}$	0,02851	$\rho_u$
19	CKT 1 Molino - Riobamba 230 kV	$\lambda_{max}$	0,02542	$\rho_u$
20	CKT 1 Riobamba - Totoras 230 kV	$\lambda_{max}$	0,04606	$\rho_u$
21	CKT 1 Santa Rosa - Pomasqui 230 kV	$\lambda_{max}$	0,05885	$\rho_u$
22	CKT 1 Santa Rosa - Santo Domingo 230 kV	$\lambda_{max}$	0,05686	$\rho_u$
23	CKT 1 Cuenca - Molino 138 kV	$\lambda_{max}$	0,06285	$\rho_u$
24	CKT 1 Machala - San Idelfonso 138 kV	$\lambda_{max}$	0,06101	$\rho_u$
25	CKT 1 Policentro - Pascuales 138 kV	$\lambda_{max}$	0,05868	$\rho_u$
26	CKT 1 Quevedo - Daule 138 kV	$\lambda_{max}$	0,04959	$\rho_u$
28	CKT 1 Vicentina - Ibarra 138 kV	$\lambda_{max}$	0,05704	$\rho_u$
29	CKT 1 Esmeraldas - Santo Domingo 138 kV	$\lambda_{max}$	0,05269	$\rho_u$

Para las contingencias que se encuentran resaltadas, el sistema no cumple con el criterio de estabilidad de voltaje definido. Como medidas correctivas se considera a la compensación capacitiva propuesta por TRANSELECTRIC y bajo este escenario se analiza la variación del margen de cargabilidad. Los resultados son los siguientes:

TABLA 6: Margen de Cargabilidad para Contingencias Críticas Considerando Compensación Planificada, Escenario Lluvioso

No.	Caso	Margen de Cargabilidad		
		$\lambda_{max}$	0,05709	pu
0	Base			
<b>Contingencia de L/T</b>				
30	CKT 1 Molino-Pascuales 230 kV	$\lambda_{max}$	0,05660	pu
31	CKT 1 Molino-Milagro 230 kV	$\lambda_{max}$	0,05536	pu
32	CKT 1 Pascuales-Quevedo 230 kV	$\lambda_{max}$	0,06646	pu
33	CKT 1 Santa Rosa - Totoras 230 kV	$\lambda_{max}$	0,06456	pu
34	CKT 1 Molino - Totoras 230 kV	$\lambda_{max}$	0,05694	pu
35	CKT 1 Molino - Riobamba 230 kV	$\lambda_{max}$	0,05321	pu
36	CKT 1 Riobamba - Totoras 230 kV	$\lambda_{max}$	0,05854	pu
37	CKT 1 Quevedo - Daule 138 kV	$\lambda_{max}$	0,07953	pu

Las 10 barras más críticas ante las contingencias de la Tabla anterior son:

TABLA 7(a): Barras Críticas para Contingencias Más Severas

Ranking	Caso de Estudio			
	30	31	32	33
1	Manta_69	Manta_69	Manta_69	Manta_69
2	Porto_69	Porto_69	Porto_69	Porto_69
3	Chone_69	Chone_69	Chone_69	Chone_69
4	Quevedo69	Machala69	Quevedo69	Quevedo69
5	Machala69	Quevedo69	IbarraMóvil	IbarraMóvil
6	StaElena69	Babahoyo69	Ibarra69	Ibarra69
7	Policentro69	StaElena69	Ibar34,5	Ibar34,5
8	Posorja69	Policentro69	Vicentina46	Vicentina46
9	Babahoyo69	Posorja69	StaRosa46	StaRosa46
10	Trinitaria69	Trinitaria69	Pomasqui23	Pomasqui23

TABLA 7(b): Barras Críticas para Contingencias Más Severas

Ranking	Caso de Estudio			
	34	35	36	37
1	Manta_69	Manta_69	Manta_69	Manta_69
2	Porto_69	Porto_69	Porto_69	Porto_69
3	Chone_69	Chone_69	Chone_69	Chone_69
4	Quevedo69	Quevedo69	Quevedo69	Quevedo69
5	IbarraMóvil	IbarraMóvil	IbarraMóvil	StaElena69
6	Ibarra69	Ibarra69	Ibarra69	Policentro69
7	Ibar34,5	Ibar34,5	Ibar34,5	Posorja69
8	Vicentina46	Vicentina46	Vicentina46	Trinitaria69
9	Mulalo69	Mulalo69	Mulalo69	IbarraMovil
10	StaRosa46	StaRosa46	StaRosa46	Salitral69

### 3.1.2. Acciones Operativas

Analizando cuales son los generadores que podrían subir su generación de potencia reactiva con el fin de mejorar el margen de estabilidad de voltaje mediante los elementos del vector propio derecho, se plantea como medida operativa subir el voltaje en la Central Paute.

Los resultados muestran que si suben 2 kV en la fase C y 1,2 kV en la fase AB, respecto del caso base el margen de cargabilidad aumenta:

TABLA 8: Margen de Cargabilidad Respecto a Acciones Operativas, Escenario Lluvioso

No.	Caso	Margen de Cargabilidad		
		$\lambda_{max}$	0,05709	pu
0	Base			
38	Caso Base + subir voltaje en S/E Molino	$\lambda_{max}$	0,06795	pu

Se plantea como una alternativa, flexibilizar las bandas de variación de voltaje a nivel de 230 y 138 kV del SNI que, actualmente, están fijadas en  $\pm 5\%$  del valor nominal. Las curvas PV presentadas en la Figura 4, muestran que para cada barra, el punto de colapso se presenta a diferentes voltajes y solo para ciertas barras, éste voltaje se encuentra bajo el 0,97 pu.

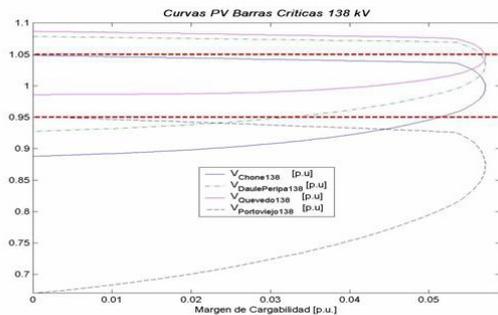


FIGURA 4: SNI – Curvas PV en Barras Críticas de 138 kV

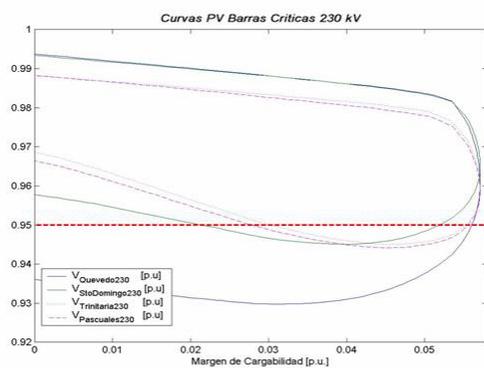


FIGURA 5: SNI – Curvas PV en Barras Críticas de 230 kV

En las curvas PV de la Figura 5, el punto de colapso es aproximadamente el mismo para todas las barras del sistema, de allí que no puede definirse basándose únicamente en consideraciones de magnitud de voltaje un margen de estabilidad del sistema. Por otra parte, cuando se adiciona compensación capacitiva, en las barras compensadas el punto de colapso se presenta con voltajes que están dentro de los límites de operación considerados normales, por lo que voltajes cercanos a valores nominales tampoco son buenos indicadores de la estabilidad de voltaje. Por lo tanto, no se pueden establecer bandas de variación de voltaje basándose en consideraciones de estabilidad de voltaje.

### 3.2. Escenario Hidrológico Seco

La carga máxima estimada para este período fue de 2 522,9 MW. Este caso se caracteriza porque la producción de la Central Paute constituye aproximadamente el 25% de la generación total del sistema. La mayor parte de la generación (34%), especialmente térmica, se concentra en el área de Guayaquil, evitando problemas de voltaje en esta

zona a diferencia de lo que ocurre en un escenario hidrológico lluvioso.

En la Tabla 10 se presenta la variación del margen de estabilidad de voltaje del sistema considerando la inclusión del equipamiento propuesto:

TABLA 9: Margen de Cargabilidad para Compensación Capacitiva Propuesta, Escenario Seco

No.	Caso de Estudio	Margen de Cargabilidad		
0	Base	$\lambda_{max}$	0,07288	pu
1	Caso Base + L/T Zorritos	$\lambda_{max}$	0,07469	pu
2	Portoviejo 12 MVAR	$\lambda_{max}$	0,09167	pu
3	Portoviejo-Esmeraldas 12 MVAR	$\lambda_{max}$	0,09955	pu
4	Portoviejo-Esmeraldas-Santa Elena 12 MVAR	$\lambda_{max}$	0,10317	pu
5	Portoviejo-Esmeraldas-Santa Elena-Loja 12 MVAR	$\lambda_{max}$	0,10269	pu

Puede observarse que el caso base cumple con el criterio de estabilidad de voltaje definido ( $\lambda_{max} > 0,05$  pu). Sin embargo, si al igual que para el caso lluvioso se considera un crecimiento de la demanda del 5% anual, sin nuevas instalaciones, podrían presentarse problemas de estabilidad de voltaje en el corto plazo.

Las barras más débiles del sistema son Manta, Portoviejo, Quevedo y Chone, seguidas por las barras de la zona norte, especialmente Ibarra. El aporte de potencia reactiva de la L/T Machala-Zorritos es importante para mejorar tanto el perfil de voltaje de la zona de Machala, así como para aumentar el margen de cargabilidad.

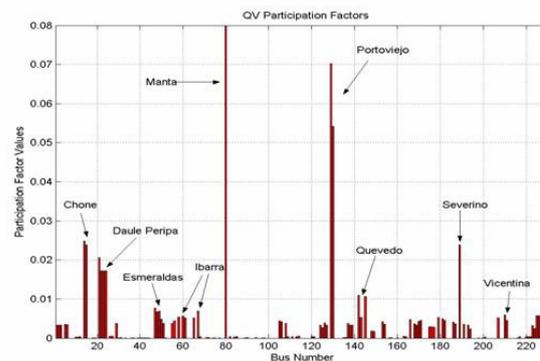


FIGURA 6: SNI - Factores de Participación de Potencia Reactiva (RPF) con L/T Machala-Zorritos, Escenario Seco

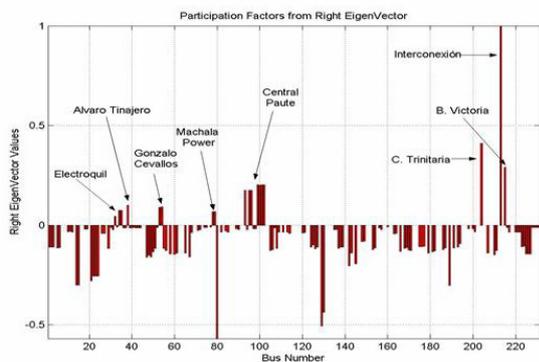


FIGURA 7: SNI – Elementos del Vector Propio Derecho con L/T Machala-Zorritos, Escenario Seco

Como se puede apreciar, existen mayores reservas de potencia reactiva que en el escenario lluvioso, lo que hace al sistema más estable desde el punto de vista de voltaje. Conocer cuáles generadores no han agotado su reserva de potencia reactiva es una información valiosa para la operación del sistema, especialmente en caso de contingencias.

Al considerar el funcionamiento de la L/T Portoviejo-Manta a 138 kV, los resultados son los siguientes:

TABLA 10: Margen de Cargabilidad con Compensación Capacitiva Prevista para el 2006, Escenario Seco

No.	Caso de Estudio	Margen de Cargabilidad		
		$\lambda_{max}$	0,07288	pu
0	Base	$\lambda_{max}$	0,07288	pu
6	Caso Base + L/T Porto-Manta 138	$\lambda_{max}$	0,10356	pu
7	Caso Base + L/T Porto-Manta 138 kV y Zorritos	$\lambda_{max}$	0,10668	pu
8	Caso Compensación + L/T Porto-Manta 138 kV y Zorritos	$\lambda_{max}$	0,12147	pu

Los resultados al considerar el escenario propuesto en la reunión de trabajo sostenida entre funcionarios de EMELMANABÍ, TRANSELECTRIC, CONELEC y CENACE [7] son:

TABLA 11: Margen de Cargabilidad con Compensación Capacitiva Prevista para el 2006 24 MVAR en Portoviejo, Escenario Seco

No.	Caso de Estudio	Margen de Cargabilidad		
		$\lambda_{max}$	0,07288	pu
0	Base	$\lambda_{max}$	0,07288	pu
9	Portoviejo 24 MVAR	$\lambda_{max}$	0,10668	pu
10	Portoviejo 24 MVAR y SElena y Loja 12 MVAR	$\lambda_{max}$	0,10956	pu

### 3.2.1. Análisis de Contingencias

La variación del margen de cargabilidad para las contingencias descritas en el numeral 4 es:

TABLA 12: Margen de Cargabilidad para Contingencias Seleccionadas, Escenario Seco

No.	Caso de Estudio	Margen de Cargabilidad		
		$\lambda_{max}$	0,07288	pu
0	Base	$\lambda_{max}$	0,07288	pu
Contingencia de L/T				
11	CKT 1 Molino-Pascuales 230 kV	$\lambda_{max}$	0,06245	pu
12	CKT 1 Molino-Milagro 230 kV	$\lambda_{max}$	0,06337	pu
13	CKT 1 Pascuales-Milagro 230 kV	$\lambda_{max}$	0,07033	pu
14	CKT 1 Milagro-Dos Cerritos 230 kV	$\lambda_{max}$	0,07000	pu
15	CKT 1 Pascuales-Quevedo 230 kV	$\lambda_{max}$	0,03880	pu
16	CKT 1 Quevedo - Santo Domingo 230 kV	$\lambda_{max}$	0,06069	pu
17	CKT 1 Santa Rosa - Totoras 230 kV	$\lambda_{max}$	0,04867	pu
18	CKT 1 Molino - Totoras 230 kV	$\lambda_{max}$	0,03539	pu
19	CKT 1 Molino - Riobamba 230 kV	$\lambda_{max}$	0,04304	pu
20	CKT 1 Riobamba - Totoras 230 kV	$\lambda_{max}$	0,05451	pu
21	CKT 1 Santa Rosa - Pomasqui 230 kV	$\lambda_{max}$	0,06856	pu
22	CKT 1 Santa Rosa - Santo Domingo 230 kV	$\lambda_{max}$	0,06592	pu
23	CKT 1 Cuenca - Molino 138 kV	$\lambda_{max}$	0,07923	pu
24	CKT 1 Machala - San Idelfonso 138 kV	$\lambda_{max}$	0,07142	pu
25	CKT 1 Policentro - Pascuales 138 kV	$\lambda_{max}$	0,07164	pu
26	CKT 1 Quevedo - Daule 138 kV	$\lambda_{max}$	0,05466	pu
28	CKT 1 Vicentina - Ibarra 138 kV	$\lambda_{max}$	0,06619	pu
29	CKT 1 Esmeraldas - Santo Domingo 138 kV	$\lambda_{max}$	0,05898	pu

De todas las contingencias, las que se encuentran resaltadas no cumplen con el criterio de estabilidad de voltaje definido. Como medidas correctivas se considera nuevamente compensación capacitiva propuesta por TRANSELECTRIC y bajo este escenario se analiza la variación del margen de cargabilidad. Los resultados son los siguientes:

TABLA 13: Margen de Cargabilidad para Contingencias Críticas con Compensación Capacitiva Propuesta, Escenario Seco

No.	Caso	Margen de Cargabilidad		
		$\lambda_{max}$	0,07288	pu
0	Base			
Contingencia de L/T				
30	CKT 1 Pascuales-Quevedo 230 kV	$\lambda_{max}$	0,0573	pu
31	CKT 1 Santa Rosa - Totoras 230 kV	$\lambda_{max}$	0,0743	pu
32	CKT 1 Molino - Totoras 230 kV	$\lambda_{max}$	0,0598	pu
33	CKT 1 Molino - Riobamba 230 kV	$\lambda_{max}$	0,0576	pu

Con la instalación de la compensación capacitiva propuesta se logra cumplir con el margen de estabilidad definido. Las 10 barras más críticas ante las contingencias de la Tabla anterior son:

TABLA 14: Barras Críticas en Contingencias Más Severas

Ranking	Caso de Estudio			
	30	31	32	33
1	Manta69	Manta69	Manta69	Manta69
2	Portoviejo 69	Portoviejo 69	Portoviejo 69	Portoviejo 69
3	Chone69	Chone69	Chone69	Chone69
4	Quevedo69	IbarraMóvil	IbarraMóvil	IbarraMóvil
5	Esmeraldas 69	Quevedo69	Esmeraldas 69	Esmeraldas 69
6	IbarraMóvil	Esmeraldas 69	Vicentina 46	Quevedo69
7	StoDomingo 69	Vicentina 46	Ibarra69	Vicentina 46
8	Vicentina46	Ibarra69	Ibarra34,5	Ibarra69
9	Ibarra69	Ibarra34,5	Quevedo69	Ibarra34,5
10	Ibarra34,5	EEspej23	Mulalo69	Mulalo69

### 3.2.2. Acciones Operativas

Una cuestión importante ha sido investigar el impacto de operar con voltajes en el límite inferior de la banda de operación normal (-3%) en puntos de entrega del sistema, medida que actualmente esta en vigencia con el fin de disminuir la demanda del sistema.

TABLA 15: Margen de Cargabilidad para Acciones Operativas, Escenario Seco

No.	Caso	Margen de Cargabilidad		
		$\lambda_{max}$	0,07288	pu
0	Base			
34	Caso bajos voltajes en puntos de entrega - excepto capacitores	$\lambda_{max}$	0,07076	pu
35	Caso bajos voltajes en todos los puntos de entrega	$\lambda_{max}$	0,06892	pu

El operar al sistema con bajos voltajes reduce el margen de cargabilidad acercando al sistema al punto de colapso. Operar al sistema dentro de los límites de voltajes permitidos (>0,97 pu en barras de 69kV) no ocasiona una disminución significativa del factor de cargabilidad, siempre y cuando se mantengan voltajes adecuados (>1,0 pu) en las barras que tiene compensación capacitiva de manera de aprovechar al máximo este recurso reactivo.

El operar con bajos voltajes en barras que cuentan con compensación reduce aún más el factor de cargabilidad.

## 4. CONCLUSIONES

- La metodología propuesta junto con las técnicas de flujos de continuación y análisis modal son una buena alternativa para la evaluación de la estabilidad de voltaje del SNI y los resultados obtenidos concuerdan notablemente con el comportamiento real del sistema.
- Actualmente, el sistema eléctrico ecuatoriano, en condiciones de operación normal, cumple con el margen de estabilidad de voltaje definido, y dado el actual crecimiento de la demanda resulta necesaria la instalación del equipamiento capacitivo propuesto en el plan de expansión de TRANSELECTRIC para evitar problemas de estabilidad de voltaje a corto plazo.
- El comportamiento del SNI ante ciertas contingencias estudiadas, no cumple con el margen de estabilidad establecido. Si se considera como medidas correctivas la instalación del equipamiento propuesto en el plan de expansión de TRANSELECTRIC apenas se cumple con el criterio establecido. Bajo las actuales condiciones de crecimiento de la demanda, en el corto plazo y ante la ocurrencia de las contingencias estudiadas se tiene una alta probabilidad de que se presenten problemas de estabilidad de voltaje.

- El uso de capacitores shunt son medidas correctivas de corto plazo, que a pesar de aumentar el margen de cargabilidad del sistema no son una solución definitiva al problema de estabilidad de voltaje. Un ejemplo son las barras de Ibarra 69 y 34,5 kV que a pesar de tener compensación capacitiva siguen presentando problemas de voltaje. Se necesita de medidas robustas como son la construcción de nuevas líneas de transmisión con el fin de evitar estos problemas tal como se comprueba con la energización a 138 kV de la L/T Portoviejo – Manta, actualmente operando a 69 kV.
- Tratar de conocer la estabilidad de voltaje del sistema en base a la magnitud del voltaje en una o más barras del mismo no es adecuado. Por lo tanto, establecer o flexibilizar bandas de variación de voltaje no debe estar basado en criterios de estabilidad de voltaje sino en otras consideraciones como puede ser la calidad de servicio eléctrico.
- El análisis modal aplicado a estudios de estabilidad de voltaje, proporciona importante información acerca de las barras críticas del sistema permitiendo tener una visión más completa del fenómeno y de las posibles medidas de prevención.
- Se recomienda operar el SNI con niveles de voltaje iguales o superiores al valor nominal. En particular, los capacitores shunt llegan a ser más efectivos en su entrega de potencia reactiva a voltajes altos.

## 5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] PRABHA, K.; Power System Stability and Control; EPRI, USA, 1994.
- [2] VAN CUTSEM, T.; VOURNAS, C.; Voltage Stability of Electric Power Systems; Kluwer Academic Publishers, USA, 1998.
- [3] CAÑIZARES, C.; ALVARADO, F.; Point of Collapse and Continuation Methods for Large AC/DC Power Systems; IEEE Transactions on Power systems, Vol. 8, February 1993.
- [4] DOBSON, I.; Observation on the Geometry of Saddle Node Bifurcation and Voltage Collapse in Electrical Power Systems; IEEE Transactions on Circuits and Systems, Vol. 39, March 1992.
- [5] KUNDUR, P.; GAO, B.; MORRISON, K.; Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, November 1992.
- [6] CAÑIZARES, C.; On Bifurcations, Voltage Collapse and Load Modeling; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, February 1995.
- [7] Acta de Reunión de Trabajo; Situación Eléctrica del Sistema de EMELMANABÍ S.A.; CENACE, TRANSELECTRIC, EMELMANABÍ, Quito, Julio 2006.
- [8] TRANSELECTRIC; Plan de Expansión de la Red de Transmisión para el Período 2005 – 2014; Quito, Ecuador.
- [9] CAÑIZARES, C.; ALVARADO, F.; ZHANG, S.; UWPFLOW: Continuation and Direct Methods to Locate Fold Bifurcation in AC/DC/FACTS Power Systems; University of Waterloo, April 2006, <http://thunderbox.uwaterloo.ca/>.
- [10] DA SILVA, L.; XU, W.; Assessment of Generator Impact on System Power Transfer Capability Using Participation Factors; IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, Vol. 149, September 2002.



**Hugo Arcos Martínez.**- Nació en Quito, Ecuador, en 1972. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional de Quito en 1998, y el de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan - Argentina en el 2003.

Actualmente se encuentra trabajando en la Corporación Centro Nacional de Control de Energía - CENACE (Área de Planeamiento Eléctrico) y es parte del Staff de Docentes del Postgrado en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional de Quito.



**Nelson Granda Gutiérrez.**- Nació en Septiembre de 1981 en Loja – Ecuador. Cursó sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional, obteniendo el título de Ingeniero Eléctrico en Agosto del 2006.

Actualmente, se encuentra laborando en la Dirección de Operaciones del Centro Nacional de Control de Energía – CENACE. Su campo de acción la Operación en Tiempo Real del Sistema Nacional Interconectado.

# CÁLCULO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GENERACIÓN ECUATORIANO

Andrés Narváez  
Dirección de Sistemas de Información

## RESUMEN

La operación del sistema de potencia está sujeta a contingencias, la magnitud de algunas de ellas puede implicar el corte del suministro de energía eléctrica a un porcentaje de la demanda. Es necesario determinar los índices de confiabilidad de cada componente y del sistema.

En el presente trabajo se considera el caso específico del sistema de generación, el cual está sujeto a contingencias debidas a diversas causas y con una duración específica. Luego de determinar el nivel de confiabilidad, se plantearán los niveles de reserva requeridos para mantener el suministro de la demanda a pesar de la ocurrencia de ciertas contingencias.

**PALABRAS CLAVE:** Confiabilidad, Reserva, Índices, Generación.

## 1. METODOLOGÍA

### 1.1. Delimitación del Sistema a ser Analizado

La determinación de la reserva a través de los cálculos de confiabilidad no es posible realizarse considerando el sistema completo debido a la complejidad y diversidad de funciones de los diferentes subsistemas. Consecuentemente, surge la necesidad de dividir el problema en partes tanto en lo que respecta al sistema, como a los períodos de análisis involucrados.

En el presente trabajo se determinará la reserva de generación en períodos anuales, es decir, considerando el ámbito de la programación anual. Se considerará únicamente el sistema de generación, suponiendo que la red de transmisión es absolutamente confiable y con capacidad ilimitada.

En este estudio se analizará en forma individual únicamente los generadores con una potencia efectiva superior a 10 MW. En base a un análisis se ha determinado que todos los generadores con capacidades menores a 10 MW pueden ser considerados como un generador equivalente al 11% de la potencia instalada del SNI.

La base de datos a ser utilizada contiene información de las fallas de los generadores incluyendo potencia desconectada y el tiempo que tomó el restablecimiento. Se cuenta con información del: 2002, 2003, 2004 y 2005. Se considera que ésta es una muestra significativa y cumple con los requisitos de homogeneidad necesarios.

### 1.2. Parámetros para Describir la Confiabilidad de los Bloques Generadores

Se debe determinar la capacidad de generación requerida para alcanzar un nivel de confiabilidad establecido. Debido a la incertidumbre en la predicción de demanda y la salida no planificada de equipos es necesario mantener una reserva.

Para el análisis del comportamiento de los bloques generadores es necesario considerar en forma separada los estados y eventos de carácter estocástico de aquellos de carácter determinístico.

Para los bloques generadores a más de los estados de operación (O) y falla (F), se puede considerar un tercer estado correspondiente a la operación del bloque entre la detección de una falla y la salida de servicio. Sin embargo, en el presente estudio dicho estado no será considerado, dada la imposibilidad de determinar la probabilidad de que una falla obligue a una salida de servicio inmediata o no; y, el tiempo de permanencia en operación entre la detección de una falla y la salida de servicio pospuesta.

Cada estado tiene asociada una variable aleatoria correspondiente al tiempo de permanencia del bloque en el mismo.

Para tiempos de operación  $T_o$  exponencialmente distribuidos, la tasa de falla  $\lambda$  se puede calcular como:

$$\lambda = \frac{1}{E(T_o)}$$

Para tiempos de falla  $T_F$  exponencialmente distribuidos, la tasa de reparación  $\mu$  se puede calcular como:

$$\mu = \frac{1}{E(T_F)}$$

La probabilidad de operación Pr (O,t) se puede calcular como:

$$\Pr(O, t) = \frac{\mu}{\mu + \lambda}$$

La probabilidad de falla Pr (F,t) se puede calcular como:

$$\Pr(F, t) = \frac{\lambda}{\mu + \lambda}$$

El proceso estocástico puede describirse a través de las densidades de probabilidad de la duración del estado O y F. Los valores de estas densidades de probabilidades se pueden estimar a través de la observación del comportamiento de los bloques durante un tiempo suficientemente prolongado.

#### Parámetros para cuantificar la Confiabilidad y la Reserva necesaria del Sistema de Generación

Dado que el sistema de generación es el encargado de satisfacer la demanda en cada instante, el déficit de potencia se considera como estado de falla o estado no deseado del sistema. La condición de déficit se da cuando la potencia de generación disponible es insuficiente para satisfacer la demanda.

El primer paso es modelar el comportamiento estocástico de las unidades de generación. Desde el punto de vista del sistema son importantes aquellos estados de los generadores en los cuales es importante la reserva dado que el generador no está en capacidad de producir energía.

Cada déficit *i* puede describirse por: el instante en que comienza  $t_{o,i}$ , su duración  $t_{d,i}$ , su potencia variable en el tiempo  $P_{D,i}(t)$  y la energía no producida  $W_{D,i}$ .

La potencia de déficit  $P_D(t)$  se define como:

$$P_D(t) = P_L(t) - P_V(t) \quad \text{si } P_L(t) > P_V(t)$$

$$P_D(t) = 0 \quad \text{si } P_L(t) < P_V(t)$$

Donde:

PV (t) = Es la potencia de generación disponible.

PL (t) = Es la demanda.

A través de los diagramas de operación del sistema durante el tiempo  $T_N$  se pueden calcular las siguientes magnitudes probabilísticas como indicadores de confiabilidad del sistema:

- Frecuencia del estado de déficit  $f_D$ .
- Valor esperado de la duración del estado de déficit  $E(TD)$ .
- Valor esperado de la energía de déficit por ocurrencia  $E(W_D)$ .

Si en lugar de considerar cada estado de déficit individualmente, se toma la totalidad de los déficits en el período de observación, se pueden definir:

- Valor esperado de la duración total en estado de déficit de potencia en TN.
- Valor esperado de la energía no producida en  $T_N$ .

Las magnitudes antes citadas caracterizan la confiabilidad media del sistema en el intervalo de tiempo  $T_N$ . Para describir la confiabilidad en un instante determinado *t* se utiliza la probabilidad de déficit de potencia Pr (D,t).

Para la determinación de la reserva necesaria es de importancia la relación funcional entre los parámetros: duración, frecuencia y probabilidad de déficit y la potencia de déficit.

En base a los diagramas de operación en el intervalo TN se puede obtener a partir de la curva del déficit en función del tiempo una curva ordenada de duración.

Tomando el valor medio aritmético de todas las curvas de duración se obtiene el valor esperado del tiempo total con una potencia de déficit mayor que P en  $T_N$ .

En forma análoga se puede obtener para cada potencia P la frecuencia de déficits que superan esa potencia para cada diagrama de operación y formando el valor medio sobre todos los n casos se obtiene el valor esperado de la frecuencia de déficits con una potencia de déficit mayor que P.

Para cada instante *t* se puede obtener la función acumulativa de la probabilidad de déficit  $F_D(P)$ , que da la probabilidad de que en el instante considerado la potencia de déficit PD sea mayor que un valor dado P.

La función  $F_D(P)$  es conocida como *función acumulativa de la probabilidad de falla*.

Dada la probabilidad de falla de cada generador  $Pr_i(F)$  y considerando independencia en el comportamiento de los generadores, se puede determinar la función de probabilidad acumulativa de capacidad indisponible  $F_F(P) = Pr(P_F > P)$  a través de la convolución de las funciones de probabilidad de cada generador.

La potencia de reserva  $P_R$  de un sistema de generación se define como la diferencia entre la capacidad instalada y la máxima demanda. Dado un valor de  $P_R$  se puede calcular el índice “Lost of Load Probability” LOLP como  $F_F(P_R)$ . Adicionalmente, si se conoce el valor de  $LOLP_{máx}$ . Se puede determinar la potencia de reserva correspondiente.

Con el eje de las abscisas en el valor de reserva existente  $P_{Re}$ . La función acumulativa de la probabilidad de falla es la probabilidad de que para el instante considerado la potencia fuera de servicio por falla  $P_F$  sea mayor que un valor dado  $P$ .

Dado que para el cálculo de la reserva necesaria se parte de un nivel de confiabilidad prefijado que debe respetarse en todo instante, la probabilidad de déficit de potencia en la forma de la función acumulativa  $F_F(P)$  es adecuada para esta determinación. El resto de magnitudes definidas anteriormente son adecuadas para cuantificar la confiabilidad media en el intervalo considerado.

Para determinar la potencia de reserva necesaria con ayuda de la función acumulativa de la probabilidad de falla se procede como sigue.

1. Se fija el nivel de confiabilidad deseado  $Pr_L$  que es un límite que no debe ser superado en ningún momento por la probabilidad de déficit.
2. Se determina en la curva  $F_F(P)$  el valor de reserva necesario  $P_{Rd}$  para respetar el valor de la confiabilidad prefijado. Si  $PRd$  es mayor que la reserva existente  $P_{Re}$ , entonces se necesita reserva adicional.

Para la elección del nivel de confiabilidad  $Pr_L$ , se puede realizar una optimización técnica-económica con el objeto de minimizar los costos totales, incluyendo los costos de la reserva y los costos de déficit.

Una segunda posibilidad, más realista aunque no totalmente satisfactoria, consiste en la elección del nivel de confiabilidad en base a la experiencia de la operación. La bibliografía especialidad recomienda un valor  $Pr_L = 10^{-2}$ .

### 1.3. Criterio de Confiabilidad e Índices

La determinación del nivel óptimo de confiabilidad requiere un conocimiento de los costos de las salidas de equipos no planificadas, estos costos son determinados por los organismos reguladores.

Uno de los índices más utilizados en sistemas de

generación es el “lost of load probability” LOLP que representa la probabilidad de que la demanda sea mayor a la capacidad de generación disponible.

Otro índice muy utilizado es el “expected energy not served” EENS que representa la energía no suministrada en un año por causa reducción de la capacidad debido a fallas.

## 2. EJECUCIÓN DE CÁLCULOS Y ANÁLISIS

### 2.1. Consideraciones

- Las unidades de generación con una potencia nominal inferior a los 10 MW son agrupadas en una unidad equivalente al 11% de la potencia instalada del SNI. En base a un análisis general de dichas unidades se determinó una tasa de falla aproximada de 0,01 y una tasa de reparación aproximada de 0,1.
- Dado que el presente estudio de confiabilidad se lo realiza para un período de un año, la curva de demanda utilizada considera también un año de duración.
- La prioridad de operación de las unidades de generación está dada por su costo variable de producción.
- No se consideran las desviaciones en el pronóstico de la demanda.

La curva de demanda promedio anual a ser abastecida se presenta en la Figura 1.

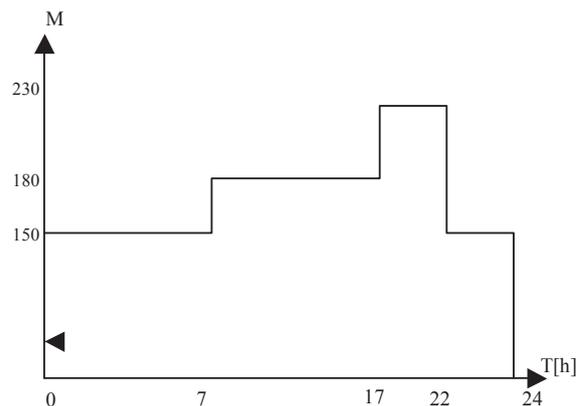


FIGURA 1: Curva de Demanda del Sistema Ecuatoriano

### 2.2. Determinación de las Tasas de Falla y Reparación

Los datos que se disponen para cada unidad de generación son: número de fallas anuales y tiempo total que cada unidad se encontró en estado de falla anualmente durante el: 2002, 2003, 2004 y 2005.

En base a esta información se puede determinar: el promedio de duración de cada falla para cada unidad, la tasa de falla  $\lambda$ , la tasa de reparación  $\mu$  y la probabilidad de falla de cada unidad  $Pr(F,t)$ . Los cálculos y resultados son presentados en la Tabla 1.

### 2.3. Cálculo de la Función Acumulada de Probabilidad de Falla por el Método Recursivo

Para realizar este cálculo se procedió a ordenar las unidades de generación de acuerdo a su costo variable de producción en forma ascendente, de esta manera se asegura que se podrán asignar bloques de generación que cubrirán paulatinamente la carga para los períodos de demanda base, media y punta. Se

considera que la interconexión eléctrica con Colombia estará operando en todos los períodos de demanda a su máxima capacidad. En la Tabla 2 y a manera de ejemplo se presentan los cálculos y resultados de un bloque de generación, los cuales han sido ejecutados para todos los generadores del sistema.

Se considera que el bloque de demanda base abarca hasta la Central Machala Power con un valor de bloque de 1 700 MW, es decir existe una reserva de 200 MW.

Se considera que el bloque de demanda media abarca hasta la Central Gas Pascuales con un valor de bloque de 1 950 MW, es decir existe una reserva de 150 MW.

TABLA 1: Cálculo de las Tasas de Falla y Reparación

Unidad	CENTRAL		AGOYÁN		CGPA		CTRI		ELECTROQUIL				ESME		G.ZEVALLOS				M.LANADO			M.POWER			
	U1	U2	U1	U2	U1	U2	U1	U2	U3	U4	U1	U2	U3	U4	U1	U2	U3	U4	U1	U2	U3	U1	U2		
Potencia Efectiva MW	78.0	78.0	92.0	133.0	44.0	44.0	45.0	45.0	132.0	132.0	73.0	73.0	20.0	65.0	65.0	65.0	88.0	88.0							
Número de Fallas en 2002	1.0	1.0	0.0	7.0	10.0	14.0	7.0	4.0	11.0	5.0	5.0	0.0	4.0	6.0	1.0	8.0	13.0								
Tiempo de Falla en 2002 [h]	0.1	0.7	0.0	7.1	138.2	13.2	6.0	5.0	39.4	4.8	9.4	0.0	1.5	2.2	0.3	9.8	15.5								
Número de Fallas en 2003	2.0	3.0	0.0	3.0	3.0	6.0	2.0	6.0	4.0	2.0	2.0	4.0	4.0	2.0	2.0	4.0	5.0								
Tiempo de Falla en 2003 [h]	1.0	2.0	0.0	25.9	29.3	10.7	3.3	7.3	7.7	1.1	0.8	1.9	1.4	0.7	1.2	9.9	13.9								
Número de Fallas en 2004	3.0	2.0	2.0	5.0	12.0	11.0	11.0	10.0	5.0	6.0	9.0	7.0	9.0	2.0	4.0	7.0	8.0								
Tiempo de Falla en 2004 [h]	3.0	1.4	8.7	17.9	69.6	40.1	19.8	18.7	5.9	11.2	13.0	3.9	7.4	1.3	2.5	29.9	12.1								
Número de Fallas en 2005	2.0	1.0	3.0	16.0	13.0	8.0	2.0	7.0	6.0	4.0	5.0	1.0	2.0	3.0	2.0	11.0	3.0								
Tiempo de Falla en 2005 [h]	0.6	0.7	432.4	30.9	29.1	17.9	6.1	37.8	12.6	7.7	19.5	0.6	4.4	3.8	2.6	126.8	13.0								
Tasa de falla	0.0002	0.0002	0.0001	0.0009	0.0011	0.0011	0.0006	0.0008	0.0007	0.0005	0.0006	0.0003	0.0005	0.0004	0.0003	0.0009	0.0008								
Tasa de reparación	0.2174	0.2083	0.0023	0.0122	0.0038	0.0122	0.0284	0.0145	0.0153	0.0404	0.0235	0.1568	0.0687	0.1237	0.1535	0.0057	0.0184								
Pr(F,t)	0.0010	0.0010	0.0599	0.0675	0.2253	0.0837	0.0217	0.0504	0.0465	0.0119	0.0249	0.0022	0.0078	0.0030	0.0017	0.1317	0.0432								
Central	PAUTE										PBARG		PUCA		SANTAROSA			VICTI	CLOMB						
Unidad	U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7	U8	U9	U10	U1	U1	U2	TG1	TG2	TG3	U1								
Potencia Efectiva MW	100.0	100.0	100.0	115.0	115.0	115.0	115.0	115.0	100.0	100.0	30.0	36.0	36.0	16.0	16.0	16.0	16.0	105.0							
Número de Fallas en 2002	2.0	0.0	1.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	2.0	1.0	1.0	2.0	4.0						
Tiempo de Falla en 2002 [h]	0.6	0.0	2.5	0.0	0.2	0.0	0.0	1.2	0.0	0.0	0.0	0.4	4.6	0.4	0.2	0.6	5.7								
Número de Fallas en 2003	0.0	3.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.2	1.0	1.0	3.0	2.0	10.0							
Tiempo de Falla en 2003 [h]	0.0	3.7	0.0	0.0	1.2	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	2.0	1.4	0.5	0.5	0.6	43.5	32.0							
Número de Fallas en 2004	1.0	0.0	1.0	0.0	3.0	1.0	1.0	1.0	3.0	1.0	28.0	2.0	1.0	7.0	21.0	5.0	4.0	2.0							
Tiempo de Falla en 2004 [h]	0.3	0.0	1.6	0.0	9.5	2.2	2.0	0.1	27.4	2.7	115.7	6.9	0.4	31.7	23.4	3.9	4.4	1.3							
Número de Fallas en 2005	0.0	1.0	0.0	2.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	2.0	1.0	1.0	1.0	25.0	4.0	6.0	8.0							
Tiempo de Falla en 2005 [h]	0.0	1.4	0.0	6.1	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.4	0.5	0.7	0.0	17.4	0.7	26.5	4.7							
Tasa de falla	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0002	0.0000	0.0000	0.0001	0.0001	0.0001	0.0009	0.0002	0.0001	0.0003	0.0014	0.0004	0.0005	0.0008							
Tasa de reparación	1.1538	0.1937	0.2479	0.1653	0.0888	0.4478	0.5000	0.6593	0.0365	0.3659	0.0084	0.1027	0.1404	0.0307	0.0241	0.1744	0.0125	0.0263							
Pr(F,t)	0.0074	0.0589	0.0230	0.0345	0.1926	0.0064	0.0057	0.0130	0.2341	0.0156	0.0928	0.0017	0.0009	0.0092	0.0538	0.0023	0.0353	0.0282							

TABLA 2: Cálculo de la Función Acumulada de Probabilidad de Falla

Central	Colombia	PAUTE									
Unidad		U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7	U8	U9	U10
Potencia Efectiva	250	100	100	100	115	115	115	115	115	100	100
Pr(F,t)	4,73333	0,00000	1,41667	0,00000	6,05000	0,41667	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,03333
P <		Pr(PF > P)									
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
50	2,82E-02	3,54E-02	9,22E-02	1,13E-01	1,44E-01	3,09E-01	3,13E-01	3,17E-01	3,26E-01	4,84E-01	4,92E-01
100	2,82E-02	3,54E-02	9,22E-02	1,13E-01	1,44E-01	3,09E-01	3,13E-01	3,17E-01	3,26E-01	4,84E-01	4,92E-01
150	2,82E-02	2,82E-02	2,86E-02	3,01E-02	3,29E-02	5,43E-02	5,59E-02	5,74E-02	6,07E-02	1,23E-01	1,28E-01
200	2,82E-02	2,82E-02	2,86E-02	3,01E-02	3,29E-02	5,43E-02	5,59E-02	5,74E-02	6,07E-02	1,23E-01	1,28E-01
250	2,82E-02	2,82E-02	2,82E-02	2,82E-02	2,82E-02	2,91E-02	2,93E-02	2,95E-02	2,98E-02	3,71E-02	3,84E-02
300	0,00E+00	2,09E-04	1,86E-03	2,47E-03	3,42E-03	9,11E-03	9,39E-03	9,66E-03	1,03E-02	2,21E-02	2,37E-02
350	0,00E+00	2,09E-04	1,86E-03	2,46E-03	3,35E-03	8,14E-03	8,28E-03	8,40E-03	8,67E-03	1,36E-02	1,40E-02
400	0,00E+00	0,00E+00	1,23E-05	5,48E-05	1,38E-04	7,71E-04	8,24E-04	8,73E-04	9,87E-04	3,16E-03	3,46E-03
450	0,00E+00	0,00E+00	1,23E-05	5,48E-05	1,38E-04	7,56E-04	8,04E-04	8,46E-04	9,44E-04	2,75E-03	2,92E-03
500	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	2,83E-07	2,16E-06	2,84E-05	3,31E-05	3,76E-05	4,85E-05	2,68E-04	3,13E-04
550	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	2,83E-07	2,16E-06	2,83E-05	3,29E-05	3,73E-05	4,78E-05	2,58E-04	2,97E-04
600	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	9,79E-09	4,25E-07	6,03E-07	7,88E-07	1,27E-06	1,23E-05	1,63E-05
650	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	9,79E-09	4,25E-07	6,02E-07	7,87E-07	1,26E-06	1,22E-05	1,60E-05

Continuación de la Tabla 2

700	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,88E-09	4,58E-09	7,99E-09	1,81E-08	3,10E-07	4,98E-07
750	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,88E-09	4,58E-09	7,99E-09	1,81E-08	3,09E-07	4,94E-07
800	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,20E-11	3,81E-11	1,41E-10	4,35E-09	9,12E-09
850	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,20E-11	3,81E-11	1,41E-10	4,35E-09	9,10E-09
900	0,00E+00	6,86E-14	5,62E-13	3,35E-11	1,01E-10						
950	0,00E+00	6,86E-14	5,62E-13	3,35E-11	1,01E-10						
1000	0,00E+00	8,90E-16	1,32E-13	6,53E-13							
1050	0,00E+00	8,90E-16	1,32E-13	6,53E-13							
1100	0,00E+00	2,08E-16	2,27E-15								
1150	0,00E+00	2,08E-16	2,27E-15								
1200	0,00E+00	3,25E-18									
1250	0,00E+00	3,25E-18									
1300	0,00E+00										

Se considera que el bloque de demanda punta abarca todas las unidades de generación con una capacidad acumulada de 2 550 MW, es decir existe una reserva de 250 MW.

TD = Período de déficit.  
 ENS = Energía no suministrada.  
 ΔP = Valor incremental de P.

**2.4. Cálculo de los Índices de Confiabilidad**

En base a los valores obtenidos mediante el método recursivo, se ha determinado el valor de LOLP (Lost of Load Probability) para los valores de la demanda base, media y punta. Los resultados se presentan en la Tabla 3.

TABLA 3: Cálculo del Indicador LOLP

	Punta	Media	Base	LOLP	LOLP	LOLP
	Pr(PF = P)			Punta	Media	Base
P <	0,211	0,357	0,478	250	150	200
0	0,163	0,089	0,007			
50	0,233	0,304	0,365			
100	0,150	0,074	0,005			
150	0,107	0,101	0,101		0,0752	
200	0,061	0,034	0,015			0,0287
250	0,033	0,020	0,013	0,0418		

Demanda Base

PR = 200MW.  
 E(PD) = [0,12254]\*50 MW = 6,13 MW.  
 E(ENS) = 6,13 MW\*9\*365 h = 20,13 GWh.

Demanda Media

PR = 150MW.  
 E(PD) = [0,329104]\*50 MW = 16,46 MW.  
 E(ENS) = 16,46 MW\*10\*365 h = 60,06 GWh.

Demanda Punta

PR = 250MW.  
 E(PD) = [0,16137]\*50 MW = 8,07 MW.  
 E(ENS) = 8,07 MW\*5\*365 h = 14,72 GWh.

**2.5. Cálculo del Valor Esperado de la Energía No Suministrada ENS**

Se considera una reserva de 50 MW para todas las bandas de demanda. Para el cálculo de los valores esperados se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$E(PD) = \left[ \sum Pr(PF > P) \right] * \Delta P; \text{ para } PF > PR$$

$$E(ENS) = E(PD) * TD$$

Donde:

PD = Potencia de déficit.  
 PF = Potencia de falla.  
 PR = Reserva.

**2.6. Cálculo de la Reserva de Corto Plazo**

Se utiliza la curva de la probabilidad acumulada de falla, en las Figuras 2, 3 y 4 se presentan las curvas para los períodos de demanda base, media y punta. Se utiliza un valor de 0,2 para el nivel de confiabilidad requerido.

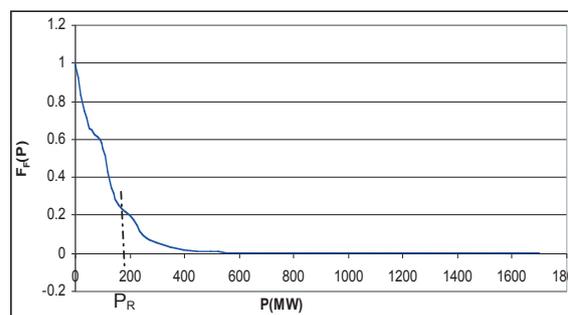


Figura 2: Función Acumulativa de Probabilidad de Falla, Demanda Base



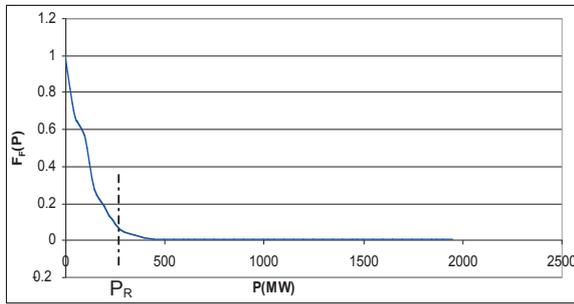


Figura 3: Función Acumulativa de Probabilidad de Falla, Demanda Media

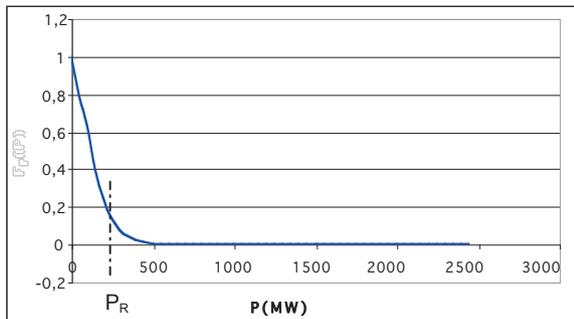


Figura 4: Función Acumulativa de Probabilidad de Falla, Demanda Punta

Los resultados se resumen en la Tabla 4.

TABLA 4: Reserva Requerida vs Reserva Disponible

Periodo de Demanda	Generación Disponible [MW]	Demanda [MW]	Reserva Disponible [MW]	Reserva Requerida [MW]	$\Delta P_s$ [MW]
Base	1 700	1 500	200	180	20
Media	1 950	1 800	150	200	-50
Punta	2 550	2 300	250	230	20

### 3. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El menor valor de LOLP se lo obtuvo para la demanda base, el segundo menor valor de LOLP se lo obtuvo para la demanda punta, mientras que el mayor valor de LOLP se lo obtuvo para la demanda media. Estos resultados son consecuentes con los valores de reserva existentes para cada período de demanda.
- En general los valores de LOLP son relativamente bajos, lo cual permite concluir que la probabilidad de falla del sistema de generación ecuatoriano es baja, es decir, no se producen una cantidad exagerada de fallas en el sistema de generación y los tiempos de reparación son moderados.
- El menor valor de EENS se lo obtuvo para la demanda base y equivale al 0,41% de la

demanda de energía anual en la banda base, el segundo menor valor de EENS se lo obtuvo para la demanda punta y equivale al 0,37% de la demanda de energía anual en la banda punta, mientras que el mayor valor de EENS se lo obtuvo para la demanda media y equivale al 0,91% de la demanda de energía anual en la banda media.

- Con las condiciones planteadas en este estudio, se concluye que en los períodos de demanda base y punta se dispone de la reserva suficiente para alcanzar el nivel de confiabilidad deseado, mientras que en el período de demanda media y se requieren 50 MW adicionales de reserva, para alcanzar el nivel de confiabilidad deseado.
- Actualmente, en el SNI se está utilizando 4% de la demanda como reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia, lo que equivale aproximadamente a 60; 72 y 88 MW de reserva para los períodos de demanda base, media y punta, respectivamente.

Consecuentemente, no se estaría cumpliendo con el nivel de confiabilidad seleccionado 0,2 ni tampoco con el recomendado por la bibliografía de 10-2.

### 4. BIBLIOGRAFÍA

- [1] GARCÉS, Francisco; Electric Power: Transmission and Generation Reliability and Adequacy; Universidad Nacional de San Juan, Argentina, 2004.
- [2] Estudios de Confiabilidad y Reserva en Mercados Competitivos, Curso para CENACE, Universidad Nacional de San Juan, Argentina, 2000.
- [3] SOTO, Manuel; RUDNICK, Hugh; Generation and Transmission Contributions to System Reliability; Catholic University of Chile, Chile, 1998.
- [4] PÉREZ, Ignacio; Long – Term Reliability of Generation in Competitive Wholesale Markets; Universidad Pontificia Comillas, Madrid, España, 2001.
- [5] MUÑOZ Jorge; JIMÉNEZ Noemi; PÉREZ Juan; BARQUÍN Julian; Generation System Reliability including Natural Gas System Constraints; Universidades de Málaga y Pontificia Comillas, España, 2004.
- [6] PRADA, José; The Value of Reliability in Power Systems – Pricing Operating Reserves; Massachusetts Institute of Technology, Estados Unidos, 1999.
- [7] FARRAR, Stewart; Reliability of Generation, Transmission and Distribution System; Virginia State Corporation Commission, Estados Unidos, 1999.



**Andrés Narvárez Portillo.**- Nació en el Cantón Montúfar, Ecuador, en 1977. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional de Quito en el 2000;.

Actualmente se encuentra cursando sus estudios de Maestría

en la Escuela Politécnica Nacional de Quito.

Labora en el Centro Nacional de Control de Energía - CENACE, en la Dirección de Sistemas de Información.

Los campos de investigación de su interés son: los Sistemas SCADA-EMS, el Control Automático de Generación y los Modelos de Mercados Eléctricos.

Wilmer Gamboa  
Juan Plazarte  
Dirección de Operaciones

## RESUMEN

Muchas de las características y aspectos de los problemas de estabilidad de voltaje se pueden analizar mediante métodos estáticos, los cuales analizan la viabilidad del punto de equilibrio representado por una condición de operación especificada de un sistema de potencia. Se plantean dos preguntas: ¿Qué tan cerca se encuentra el sistema de la inestabilidad de voltaje?, y ¿Por qué ocurre la inestabilidad?. La ventaja de los métodos que se analizan es que proporcionan información relacionada con la estabilidad de voltaje desde una amplia perspectiva del sistema y que identifican claramente las áreas con problemas potenciales, entonces con la metodología que se describe en este documento se pueden encontrar los nodos y áreas vulnerables, es posible identificar los sitios más idóneos para ubicar elementos de compensación reactiva, además de distribuir de manera apropiada las reservas reactivas para mantener adecuados los márgenes de estabilidad de voltaje y cuál es la distancia de inestabilidad.

**PALABRAS CLAVE:** Análisis de Estabilidad de Voltaje, Curvas P-V, Sensitividad Q-V, Factores de Participación de Barras y Análisis Modal.

## 1. INTRODUCCIÓN

La estabilidad de un sistema de potencia es la característica particular para mantener un estado de equilibrio en condiciones normales de operación o luego de estar sujeto a una perturbación.

La estabilidad de voltaje en un sistema de potencia se presenta cuando además de mantener el equilibrio generación – carga, los voltajes en todas las barras del sistema están dentro de una banda aceptable, que garantice condiciones de operación confiables y seguras.

Se llega a la inestabilidad cuando disminuyen progresiva e incontrolablemente los voltajes del sistema, debido a: la característica de la carga, ausencia y/o insuficientes elementos de compensación de potencia reactiva, aumento de la relación de

transformación de los transformadores con LTC's y operar en los límites de producción de potencia reactiva de los generadores.

Es importante distinguir entre inestabilidad de voltaje y colapso de voltaje. El colapso de voltaje es una secuencia de eventos que ante un disturbio y donde las reservas de potencia reactiva son casi nulas, provocan una caída significativa del voltaje inferior a los límites aceptables de operación.

Con el objetivo de conocer de manera puntual las zonas sensibles del SNI y que potencialmente puedan presentar problemas de estabilidad de voltaje se recurre a la revisión y aplicación de las técnicas de análisis de estabilidad de voltaje.

En el numeral 2 se presenta la teoría, en el numeral 3 un ejemplo de aplicación, en el numeral 4 los resultados obtenidos para el SNI y en el numeral 5 las conclusiones y recomendaciones.

## 2. FUNDAMENTO TEÓRICO

Los estudios de estabilidad se inician con un análisis de flujos de potencia para determinar las condiciones iniciales.

Las ecuaciones de flujos de potencia en forma polar son:

$$P_i = \sum_{j \in \mathcal{E}} V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (1)$$

$$Q_i = \sum_{j \in \mathcal{E}} V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (2)$$

Donde P y Q son funciones de la magnitud de voltaje V y el ángulo  $\theta$ .

Desarrollando las ecuaciones (1) y (2), para todas las barras del sistema bajo análisis y aplicando el método de Newton-Raphson resulta:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix}}_{\text{Jacobiano}} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3)$$

El Jacobiano es la matriz que proporciona información útil para el análisis de estabilidad de voltaje.

La estabilidad está determinada por el cálculo de las curvas P-V y Q-V en barras seleccionadas para análisis, cada curva resulta de estresar paulatinamente la barra seleccionada y calcular los flujos de potencia para cada nueva condición. Las barras serán seleccionadas cuidadosamente y para tener información completa debe simularse un gran número de flujos de potencia hasta que ya no converjan encontrándose su valor límite.

Los métodos prácticos que proporcionan información relacionada a la estabilidad de voltaje en un sistema de potencia son el análisis de la sensibilidad Q-V y el análisis modal, con estas técnicas se obtiene una perspectiva más amplia del problema de estabilidad de voltaje y claramente identifica las áreas con potenciales problemas de estabilidad.

La razón principal para considerar inicialmente el análisis de la sensibilidad Q-V es por que constituye una buena introducción al análisis modal.

Pero antes de ello, se hace una pequeña introducción al análisis de curvas P-V, la cuál gráficamente puede revelarnos información muy útil de la operación del sistema.

## 2.1. Análisis de Curvas P-V

Una curva PV implica realizar múltiples flujos de potencia con diferentes valores de carga aplicados a una barra. Una vez que el flujo de potencia tiene solución luego de la variación de carga, se registra el valor de voltaje en la barra y se procede a graficar.

Cuando la variación de carga hace que la barra se acerque al punto de inestabilidad, el flujo de potencia tiene problemas de convergencia, por lo que los incrementos de carga se reducen en magnitud para permitir que el flujo de potencia converja hasta que el flujo de potencia tenga un error de 1 MW. Este método permite conocer la distancia que existe al punto de inestabilidad. La curva característica P-V se muestra a continuación:

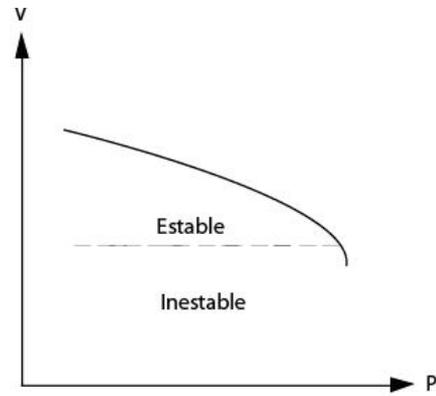


FIGURA 1: Curva Característica P-V

En la Figura 1 se observa que el punto de operación base es el inicio de la curva, a medida que la carga se va incrementando el perfil de voltaje disminuye con una tendencia diferente para cada barra. Cuando la pendiente de la curva tiende a ser vertical el sistema entra a un área inestable de operación y ante cualquier variación de carga el voltaje de la barra puede llevar al colapso.

## 2.2. Análisis de Sensitividad Q-V

Otra forma de representar la ecuación (3) se muestra a continuación:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (4)$$

Donde se definen los siguientes componentes como:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P}{\partial \theta} &= J_{P\theta} & \frac{\partial P}{\partial V} &= J_{PV} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} &= J_{Q\theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} &= J_{QV} \end{aligned}$$

Esta ecuación representa la sensibilidad entre el flujo de potencia y los cambios de voltaje en la barra. Entonces es claro que la estabilidad de voltaje es afectada tanto por la Potencia Activa (P), como por la Potencia Reactiva (Q). Si asumimos que P es constante evaluamos la estabilidad de voltaje como sigue:

$\Delta P = 0$ , reemplazando en (4) tenemos:

$$\Delta Q = J_{Q\theta} \cdot \Delta \theta + J_{QV} \cdot \Delta V \quad (5.1)$$

$$0 = J_{P\theta} \cdot \Delta \theta + J_{PV} \cdot \Delta V \quad (5.2)$$

Despejando  $\Delta\theta$  de la ecuación (5.2) y reemplazando en la ecuación (5.1) se tiene:

$$\Delta Q = (J_{QV} - J_{Q\theta} \cdot J_{P\theta}^{-1} \cdot J_{PV}) \cdot \Delta V \quad (6)$$

Entonces:

$$\Delta Q = J_R \cdot \Delta V \quad (7)$$

Donde:

$$J_R = (J_{QV} - J_{Q\theta} \cdot J_{P\theta}^{-1} \cdot J_{PV}) \quad (8)$$

$J_R$  se conoce como Jacobiano reducido, representa la relación linealizada entre las variaciones de las magnitudes de voltajes  $\Delta V$  en las barras y la inyección de potencia reactiva  $\Delta Q$  en la misma barra.

De (7) se puede obtener que:

$$\Delta V = J_R^{-1} \cdot \Delta Q \quad (9)$$

$J_R^{-1}$  es el inverso del Jacobiano reducido. En el que el  $i$ -ésimo elemento de la diagonal representa la sensibilidad Q-V en la barra  $i$ .

La sensibilidad Q-V representa la inclinación de la curva Q-V en un punto de operación. Una sensibilidad positiva indica operación estable; si es pequeño indica que la barra es estable. Un valor negativo indica operación inestable. (La barra opera en el límite de estabilidad cuando la sensibilidad tiende al infinito).

Debido a la no – linealidad de las relaciones de sensibilidad Q-V, la magnitud de la sensibilidad para diferentes condiciones de operación no proporciona una medida directa del grado de estabilidad.

### 2.3. Análisis Modal

Se fundamenta en el cálculo de los valores propios (eigenvalores) y vectores propios (eigenvectores) de la matriz Jacobiana reducida, que relaciona en forma lineal la potencia reactiva inyectada en la red con los voltajes de las barras, y permite determinar áreas débiles o sensibles.

La magnitud de los eigenvalores proporciona una medida relativa de la proximidad a la inestabilidad, pero no indica una medida absoluta debido a la no linealidad del problema.

Un sistema es estable en voltaje si los eigenvalores son positivos, está en el límite de la estabilidad si

un eigenvalor es igual a cero y es inestable si son negativos.

Para el cálculo de eigenvalores y eigenvectores de la matriz jacobiana reducida  $J_R$ . Se reescribe la ecuación (8):

$$J_R = \xi \cdot \Lambda \cdot \eta \quad (10)$$

Donde:

- $\xi$  = Matriz de eigenvectores derechos de  $J_R$ .
- $\eta$  = Matriz de eigenvectores izquierdos de  $J_R$ .
- $\Lambda$  = Matriz diagonal de eigenvalores de  $J_R$ .

Si invertimos la ecuación (10), resulta:

$$J_R^{-1} = \xi \cdot \Lambda^{-1} \cdot \eta \quad (11)$$

Reemplazando la ecuación (11) en (9):

$$\Delta V = \xi \cdot \Lambda^{-1} \cdot \eta \cdot \Delta Q \quad (12)$$

Generalizando:

$$\Delta V = \sum_i \frac{\xi_i \cdot \eta_i}{\lambda_i} \cdot \Delta Q \quad (13)$$

Donde:

- $\xi_i$  =  $i$ -ésima columna del eigenvector derecho.
- $\eta_i$  =  $i$ -ésima fila del eigenvector izquierdo.
- $\lambda_i$  = eigenvalor de cada modo.

Dado que  $\xi^{-1} = \eta$ , la ecuación (12) puede escribirse como:

$$\eta \cdot \Delta V = \Lambda^{-1} \cdot \eta \cdot \Delta Q \quad (14)$$

ó

$$v = \Lambda^{-1} \cdot q \quad (15)$$

Donde:

$v = \eta \cdot \Delta V$  = Vector de variaciones modales de voltajes.

$q = \eta \cdot \Delta Q$  = Vector de variaciones modales de potencia reactiva.

Por lo tanto, la diferencia entre las ecuaciones (9) y (15) es que  $\Lambda^{-1}$  es una matriz diagonal y  $J_R^{-1}$  generalmente es no –diagonal (Es no-diagonal cuando se consideran los dispositivos de control del sistema eléctrico de potencia en la formación del Jacobiano).

Entonces para el  $i$ -ésimo modo se tiene que:

$$v_i = \frac{1}{\lambda_i} \cdot q_i \quad (16)$$

La magnitud de  $\lambda_i$  determina el grado de estabilidad del  $i$ -ésimo voltaje modal (Los modos no consideran las barras PV ni tampoco la barra oscilante).

Se puede encontrar una relación entre la sensibilidad V-Q de barras y los eigenvalores de  $J_{PQ}$ . Considerando que  $\Delta Q = ek$ , donde  $ek$  tiene todos los elementos igual a cero excepto para el  $k$ -ésimo elemento el cual es igual a uno.

Tenemos entonces de la ecuación (13) que:

$$\Delta V = \sum_i \frac{\eta_{ik} \xi_i}{\lambda_i} \quad (17)$$

Donde  $\eta_{ik}$  es el  $k$ -ésimo elemento de  $\eta_i$

Entonces la sensibilidad V-Q para la barra  $k$  está dada por:

$$\frac{\partial V_k}{\partial Q_k} = \sum_i \frac{\xi_{ki} \eta_{ik}}{\lambda_i} \quad (18)$$

Esto indica que la sensibilidad V-Q no identifica modos individuales de inestabilidad de voltaje; pero, proporciona información del efecto combinado de las variaciones (voltaje - potencia reactiva) que se producen en todas las barras y cuanto influyen en la barra  $k$ .

#### 2.4. Factores de Participación de las Barras

Para analizar cuál es la participación de una barra con respecto al modo crítico  $i$ , se recurre a la siguiente expresión:

$$P_{ki} = \xi_{ki} \cdot \eta_{ik} \quad (19)$$

Se concluye que un factor de participación alto representa a una barra con mayor deficiencia de reactivos y por tanto son las barras mas adecuadas para implementar dispositivos de control de voltaje.

Para los eigenvalores más pequeños, se calculan los factores de participación que determinan las áreas más cercanas a la inestabilidad.

### 3. EJEMPLO DE APLICACIÓN

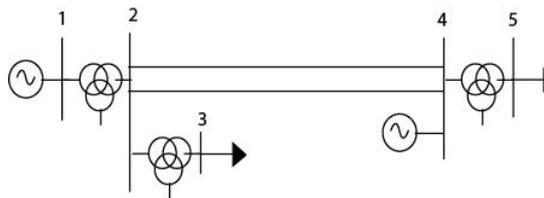


FIGURA 2: Diagrama Unifilar del Sistema de Ejemplo

Se consideran los parámetros de los elementos de la zona Santo Domingo – Esmeraldas y se analiza como ejemplo para 5 barras en donde: barra 1 oscilante, barra 4 se encuentra un generador con valores de potencia reactiva fijos (barra PQ).

Se simulan tres transformadores con terciario. Barras 3 y 5 son de carga constante.

Partiendo de las condiciones iniciales, se calculan los eigenvalores del Jacobiano reducido:

TABLA 1. Eigenvalores del Jacobiano Reducido

Modo	Eigenvalores ( $\lambda$ )
1	187,57
2	100,77
3	70,34
4	47,53
5	20,31
6	15,59
7	10,75
8	0,83
9	3,29
10	5,03

El modo crítico es el 8, y los factores de participación son:

TABLA 2: Factores de Participación

Número Barra	Factores de Participación
2	0,006109577
3	0,008153774
4	0,163198743
5	0,24228155

Esto indica que si se aumenta simultáneamente la potencia reactiva (en un valor infinitesimal) en todas las barras del sistema, la barra 5 contribuye con 24,2% al modo crítico.

Gráficamente se tiene:

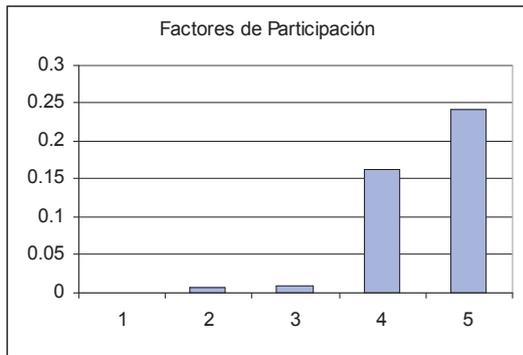


FIGURA 3: Factores de Participación

Para obtener la curva P-V y la sensibilidad Q-V de la barra 5 se incrementa paulatinamente la carga a través de un factor de carga (0,05 MW). Mientras converja el flujo de potencia, los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 3:

TABLA 3: Cálculo de la Sensibilidad Q-V

Curva P-V y Sensibilidad Q-V			
Pasos Incrementales de Carga	Carga	Perfil Voltaje	Sensibilidad
Caso Inicial	0,8	1,016	0,022766
1	0,85	1,01	0,022775
2	0,9	1,005	0,022789
...	...	...	...
17	1,65	0,789	0,027239
18	1,68	0,751	0,033937
19	1,68	0,741	0,038294

La barra 5 inicia con 80 MW y llega a la inestabilidad con un incremento de 87,8 MW, indicando que la barra colapsa con esa carga, el voltaje es 0,74 pu, y el sistema ya no converge:

Las Figuras 4 y 5 muestran que al acercarse la barra 5 al límite de estabilidad, la sensibilidad Q-V tiende al infinito.

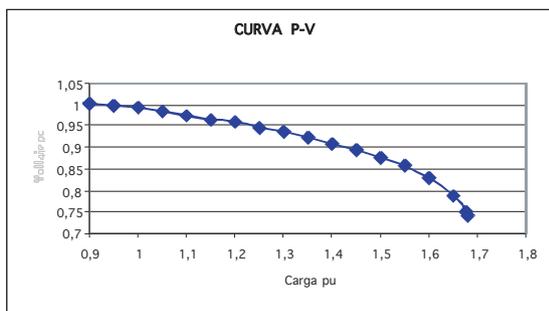


FIGURA 4: Curva P-V

### Sensibilidad V/Q

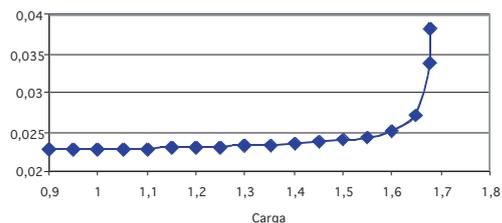


FIGURA 5: Sensibilidad Q-V

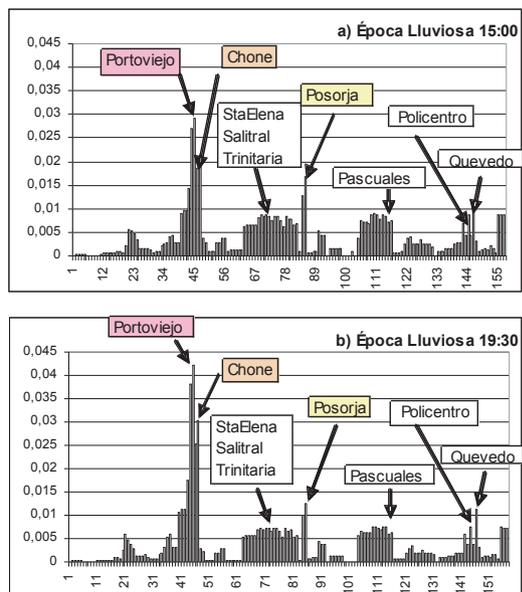
## 4. SIMULACIONES EN EL SNI

Las metodologías descritas sobre los factores de participación (análisis modal) y sensibilidad Q-V aplicamos para el estudio de estabilidad de voltaje para el Sistema Nacional Interconectado - SNI. Se analizan dos escenarios, época de estiaje (alto despacho térmico) y lluvioso (despacho netamente hidráulico); con despachos de generación en demanda media y punta (15:00 y 19:30). Toda la información (generación y potencias activa y reactiva de los puntos de entrega) del sistema se recopiló y validó del Histórico del NETWORK MANAGER SYSTEM.

Los períodos analizados no consideran a la Central Trinitaria por encontrarse en mantenimiento.

Se inicia el análisis encontrando el modo crítico para cada caso y sus correspondientes factores de participación de barras, cuyos resultados se muestran a continuación:

De las Figuras se nota que el área más sensible constituye la zona de Portoviejo-Chone seguida muy de cerca por la zona de Pascuales (Trinitaria, Salitral, Policentro, Santa Elena y Posorja).



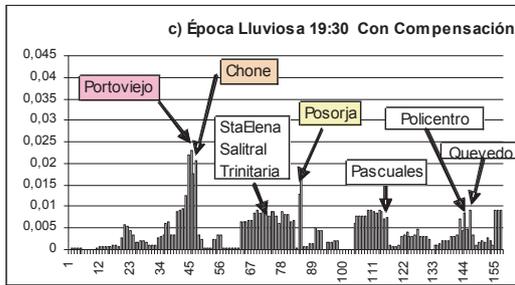


FIGURA 6: a) Factores de Participación Calculados para Época Lluviosa en Demanda Media. b) Demanda Punta. c) En Demanda Punta con Compensación de 24MVAR

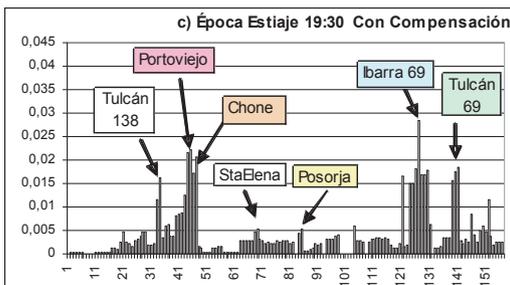
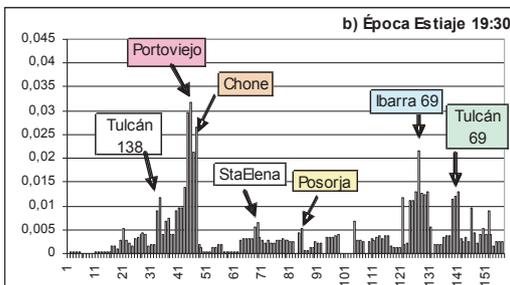
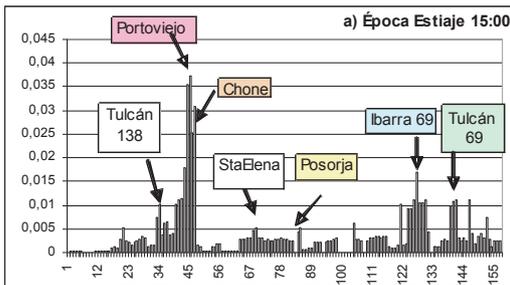


FIGURA 7: a) Factores de Participación Calculados para Época de Estiaje en Demanda Media. b) Demanda Punta. c) En Demanda Punta con Compensación de 24MVAR

En las Figuras, se mantiene la sensibilidad de Portoviejo y Chone y además la zona Ibarra – Tulcán. La zona de Pascuales mejora su estabilidad debido al parque térmico despachado.

Si calculamos la distancia al colapso de voltaje que tiene la barra de 69 kV de la S/E Portoviejo en diferentes condiciones, se tiene:

TABLA 4: Barra de 69 KV de la S/E Portoviejo

Casos de Análisis	Distancia Colapso	Unidades HNación	HNación P/MW	HNación Q/MVAR
Estiaje 15:00	21,5	1	60	37
Estiaje 19:30	20	3	135	112
19:30 Con Compensación	33	3	135	112
Lluvioso 15:00	4	1	40	35
Lluvioso 19:30	11	3	130	73
19:30 Con Compensación	24	3	130	73

HNación: Central Hidronación

Con los resultados obtenidos, se concluye que la zona de Portoviejo es más sensible en época lluviosa. Mejora la estabilidad en voltaje con la implementación de compensación reactiva. A continuación se muestran las curvas P-V y de sensibilidad Q-V para el período lluvioso.

En las Figuras, en la curva P-V para el caso sin compensación la caída de voltaje es muy rápida ante el incremento de carga, el valor de sensibilidad es alto, por lo que, en pocos pasos llega al colapso, en cambio cuando se incorpora compensación la curva se presenta más atenuada, la distancia al colapso aumenta y la curva de sensibilidad tiene valores más bajos.

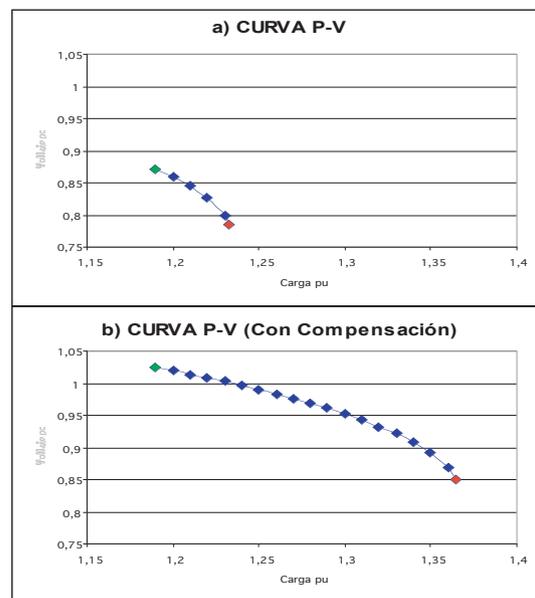


FIGURA 8: a) Curva P-V Sin Compensación. b) Curva P-V en Período Lluvioso con Compensación

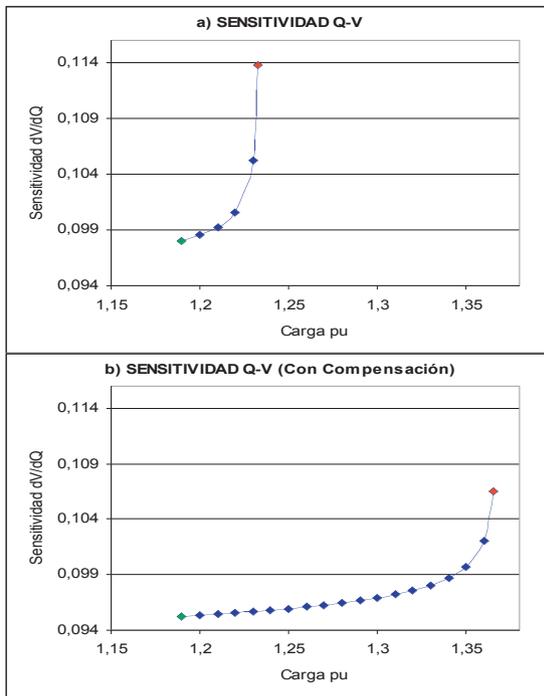


FIGURA 9: a) Curva de Sensitividad Q-V Sin Compensación. b) Curva de Sensitividad Q-V en Período Lluvioso Con Compensación

Para el mismo caso lluvioso se calculó la distancia al colapso que se tiene en otros puntos radiales del SNI.

TABLA 5: Cálculo de la Distancia al Colapso en Otras Barras

Barras de Entrega	Distancia al Colapso MW
Ibarra	11
Esmeraldas	16
Santa Elena	10
Posorja	28
Policentro	34

#### 4.1. Análisis de Resultados

- De acuerdo a los resultados presentados la Zona Portoviejo-Chone se encuentra operando en los límites de estabilidad de voltaje. Se debe considerar que los despachos económicos mantengan en horas pico siempre 3 unidades de Hidronación, hasta que TRANSELECTRIC incorpore compensación reactiva en la zona.
- En caso de indisponibilidad de la Central Esmeraldas, necesariamente la carga de la S/E Tulcán debe transferirse al sistema colombiano

caso contrario en demanda punta operaría en el límite de estabilidad de voltaje (voltaje 0,92pu).

- La zona de Santa Elena esta cercana a la inestabilidad, ésta aumenta en los períodos vacacionales y puede llegar al colapso de voltaje (desconexión de carga por bajo voltaje). Procurar mantener parque térmico disponible en la zona para próximos meses.
- Tomando en cuenta el crecimiento de la demanda y una vez que TRANSELECTRIC incorpore compensación en Portoviejo, las nuevas barras críticas son las que se muestran en la Tabla 5.

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Los factores de participación y de sensibilidad Q-V ayudan a identificar las zonas vulnerables y las barras críticas del sistema.
- Con la determinación de las curvas P-V se pudo encontrar la distancia al colapso de voltaje, en las barras críticas.
- El resultado de este estudio identificó en forma analítica las áreas sensibles ante el incremento de la carga y corroboró lo que en operación de tiempo real se viene presentando, problemas de bajos voltajes.
- Con este estudio se pudo medir la distancia que faltaría a cada barra para tener un colapso de voltaje e identificar la generación que obligatoriamente debe ser despachada en tiempo real para no tener problemas de estabilidad de voltaje y de proponer ubicación mas adecuada de compensación de potencia reactiva en el corto plazo.
- Considerando que actualmente la operación del sistema eléctrico ecuatoriano refleja a través de este estudio posibles problemas por estabilidad de voltaje, a muy corto tiempo, se debe persuadir a las entidades respectivas tomar decisiones inmediatas de inversión.

## 6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] KUNDUR, Prabha; Power System Stability and Control; McGraw-Hill; Inc. 1994, pp. 707-709:959 - 1000.
- [2] GAO, B.; MORISON, G.K.; KUNDUR, P. ; Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis; IEEE. Transactions on Power Systems, Vol. 7 N - 4, November 1992.

- [3] PLAZARTE, Juan; Programa Flujos de Potencias y Módulo de Estabilidad de Voltaje.
- [4] R. Mario, T. Alvaro, María Teresa de Torres; Estabilidad de Voltaje en Sistemas de Potencia – Caso de Aplicación a la Empresa de Energía de Bogotá; Revista de Ingeniería UNIANDES.
- [5] GAMBOA, W., GARZÓN, W.; Estabilidad de Voltaje y Control Óptimo de Potencia a Través de la Tecnología FACTS; Cap. 3 Tesis de Grado, 2002.



**Wilmer Gamboa Naranjo.-**  
Nació el 31 de marzo de 1975 en Ambato. Cursó sus estudios superiores en Ingeniería Eléctrica en la Escuela Politécnica Nacional de Quito, basando su Proyecto de Titulación en el Análisis de Estabilidad de Voltaje y Control Óptimo de Potencia con Tecnología FACTS.

Desde el 2001 se desempeña como Operador de Generación y Transmisión del Sistema Nacional Interconectado en la Dirección de Operaciones del Centro Nacional de Control de Energía – CENACE.



**Juan Plazarte Achig.-** Ingeniero Eléctrico graduado en la Escuela Politécnica Nacional de Quito, en el 2000. Obtuvo su título de Master en Investigación de Operaciones en la Escuela Politécnica Nacional en el 2004.

Desde 1999 hasta la fecha trabaja en la Dirección de Operaciones en el Centro Nacional de Control de Energía – CENACE. Su ámbito de interés e investigación se encuentra en buscar metodologías de optimización aplicada a la potencia reactiva de los sistemas eléctricos.

# ANÁLISIS DE LA INFLUENCIA DE LAS RESTRICCIONES DEL SNI EN EL PRECIO DEL MERCADO OCASIONAL

José Oscullo  
Dirección de Planeamiento

Luis Armas  
Dirección de Operaciones

## RESUMEN

En la actualidad; la operación de los mercados de energía eléctrica atraviesa una profunda reestructuración; debido especialmente a las transacciones entre los diferentes agentes a través del sistema de transmisión. Operar de manera eficiente y segura un sistema eléctrico, hace necesario la utilización de una serie de servicios; los mismos que elevan el costo de operación del sistema. Esto ha llevado a la creación de mercados específicos para proporcionar dichos servicios.

Si los precios de la energía son obtenidos aplicando la teoría marginalista, este precio se ve afectado por la operación diaria del sistema para cumplir con un conjunto de restricciones.

En el presente trabajo, se realiza una estimación de estos costos adicionales y el análisis de su influencia sobre el valor del precio de la energía en el SNI; los mismos que afectan las transacciones entre los diferentes agentes; de manera tal de identificar los elementos que permitan una implementación económica-social práctica en un mercado eléctrico.

**PALABRAS CLAVE:** Precio Spot, Mercados de Energía, Optimización Matemática.

## 1. INTRODUCCIÓN

La reestructuración, en el sector eléctrico hizo necesario un nuevo ordenamiento jurídico-institucional. La idea modernizadora en los diferentes mercados de energía eléctrica; es la separación entre el producto<sup>1</sup> y el servicio<sup>2</sup>. Al contrario de lo que existía empresas monopólicas, en esta nueva estructura pasan a existir empresas que dan servicio ya sea en generación, distribución y la comercialización de la energía; lo cual ha posibilitado la competencia dentro del mercado.

En la mayoría de los países cuyos sectores eléctricos se han reestructurado, la energía pasa a ser comercializada como un producto.

1. Se considera la energía eléctrica como un bien de consumo.  
2. Elementos de transmisión, distribución y control del sistema

El despacho de los recursos del sistema es realizado con criterios comerciales, derivándose del mismo el precio del producto energía eléctrica en el mercado de corto plazo "precio spot"; los mismos que se forman por la suma de los costos marginales de la generación, transmisión y servicios auxiliares.

Los costos marginales constituyen señales económicas referentes a cada una de las etapas del proceso productivo, teniendo la influencia respectiva en el precio final de la energía eléctrica. Dentro de estos costos el más representativo es el obtenido en el despacho económico, esto es, el costo marginal de generación, por medio del cual es posible analizar la influencia ejercida por la adopción de una política operativa (consideraciones de calidad y seguridad).

El despacho de los recursos en un sistema hidrotérmico al menor costo posible, no necesariamente, son respetadas las restricciones asociadas a la calidad y seguridad impuestas por los recursos del sistema en el corto plazo (operación eléctrica) y el mediano plazo (operación energética).

En el fondo resolver el problema de despacho consiste en descomponerlo en una serie de sub-problemas de despacho para cada instante de tiempo  $t$ , coordinados entre sí de modo de atender la meta energética impuesta en cada central hidráulica, los límites operacionales del sistema de transmisión.

## 2. PRECIO SPOT [1,6]

Para un sistema eléctrico de potencia, el precio spot depende del estado del sistema, esto es, de las condiciones de abastecimiento de la demanda en la hora  $t$ . Luego para una hora  $t$  el precio spot se define como:

$$Q_k(t) = \frac{\partial [\text{Costo total de abastecimiento de energía eléctrica al consumidor en la barra } k]}{\partial d_k(t)} \quad (1)$$

### 2.1 Componentes del Precio Spot

El precio spot asociado al consumidor en la barra  $k$

durante la hora  $t$ , es obtenido como la suma de una serie de componente definidos en la ecuación (2):

$$\rho_k(t) = Y_c(t) + Y_M(t) + Y_{QS}(t) + Y_R(t) + \eta_{L,K}(t) + \eta_{QS,K}(t) + \eta_{R,K}(t) \quad (2)$$

Donde los costos marginales:

$Y_c$  = (generación) relacionado con los combustibles.

$Y_M$  = (generación) relacionado con el mantenimiento.

$Y_{QS}$  = (generación) relacionado a la calidad del abastecimiento.

$Y_R$  = (generación) relacionado al costo de capital.

$\eta_{L,K}$  = (transmisión) referente a las pérdidas.

$\eta_{QS,K}$  = (transmisión) referente a la calidad del abastecimiento.

$\eta_{R,K}$  = (transmisión) referente al costo de capital.

### 2.1.1. Restricciones de Seguridad

En estudios de corto plazo, adicional a los aspectos económicos, es de suma importancia asegurar que la operación del sistema eléctrico sea realizada con niveles mínimos de calidad y seguridad.

La capacidad de un sistema de abastecer la demanda, aún se presente un escenario diferente al previsto definirá el nivel de seguridad que se desee obtener; en este estudio no se considera medidas que garanticen la confiabilidad del sistema. Si no se considera el análisis de seguridad que permita cumplir con niveles adecuados de calidad en el abastecimiento de la demanda, cumpliendo las restricciones operacionales de los recursos del sistema de generación y transmisión.

Las restricciones del sistema de transmisión son consideradas por medio de un flujo de potencia DC por medio de la ecuación (3):

$$f = D * p \quad (3)$$

Donde:

$F$  = Vector de flujos de potencia activa por lo elementos del sistema de transmisión.

$P$  = Vector de inyecciones de potencia activa (generación y carga).

$D$  = Matriz de participación, cuyos elementos de la  $i$ -ésima columna, define la contribución de las barras de generación (excepto la slack) y de carga presentes en el sistema; en la composición del flujo de potencia activa en el  $i$ -ésima fila (elementos del sistema de transmisión).

$$D = X^{-1} A^T [A X^{-1} A^T]^{-1} \quad (4)$$

$X$  = Matriz reactancia (matriz diagonal cuyos elementos constituyen la reactancia total del  $i$ -ésima barra).

$A$  = Matriz de incidencia cuyas líneas corresponden a las barras y las columnas a las líneas del sistema de transmisión.

Así, la matriz  $D$  depende únicamente de los aspectos físicos del sistema de transmisión, esto es, de la topología del sistema.

Como se indica en la ecuación (2) el costo marginal de la operación ( $\lambda = Y_c(t) + Y_M(t) + Y_{QS}(t)$ ); depende del despacho sin la consideración de las restricciones del sistema de transmisión. Los componentes del sistema de transmisión pérdidas (depende del uso del sistema de transmisión); la de calidad del abastecimiento únicamente se presenta cuando se viola los límites impuestos en los elementos de la red de transmisión y en que nivel se sobrepasa los mismos.

### 2.1.2. Impacto Económico de las Restricciones del Sistema de Transmisión

El sistema de transmisión en la estructura del mercado constituye un servicio necesario y de libre acceso, requisito indispensable para el desarrollo y operación de un mercado competitivo. Debido al hecho de que la transmisión desempeña el papel de un agente económico que permite al Operador del sistema seleccionar los generadores más eficientes para abastecer el mercado, de esta manera el consumidor disponga de energía al menor costo posible.

No obstante, el funcionamiento del sistema de transmisión y requisitos de seguridad en el sistema; imponen restricciones al despacho de la manera más eficiente posible lo que provoca un incremento en el costo de operación, sin la presencia de estas restricciones la generación atendería al mercado a un único precio, es decir, existiría el mercado perfecto con una elevada competencia entre los generadores.

Considerar la red de transmisión por medio de un flujo de potencia DC, es relativamente simple ya que posibilita la simulación de inyección de potencia

activa en algún punto del sistema dentro del cual la red modifica la operación de corto plazo. La limitación de la capacidad del sistema de transmisión restringe el movimiento de energía lo que impone un costo marginal, y hace que ciertas barras del sistema presente precios mayores para reducir este efecto es necesario redistribuir los flujos de potencia (despacho).

### 3. ESTUDIO

El análisis de las diferentes componentes del precio spot, se obtendrán de un sistema electro-energético equivalente del Ecuador (Figura 1).

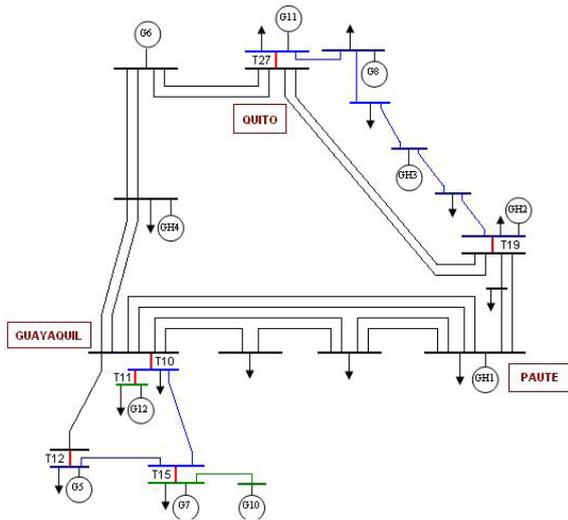


FIGURA 1: SNI Equivalente

En un mercado tipo Pool, el objetivo es obtener el mínimo costo de operación; el operador del sistema define el despacho óptimo llevando en consideración las restricciones del sistema y con el objetivo de obtener el mínimo costo.

En MATLAB®, se implementó el algoritmo para resolver el despacho hidrotérmico considerando la red de transmisión, donde se implemento el cálculo de las diferentes componentes del precio spot. El despacho, se consideró con una discretización horaria para el período de 24 horas.

Para analizar la influencia del sistema de transmisión, en el precio spot, se considera:

- El sistema de transmisión no presenta restricciones para obtener el despacho de mínimo costo; lo que se denominará “Despacho Irrestringido”.
- Las restricciones del sistema de transmisión; obteniéndose un “Despacho Restricto”.

### 3.1. Condición Hidrológica Alta

El sistema ecuatoriano para una condición hidrológica alta, presenta las restricciones en su sistema de transmisión, debido a la muy limitada generación térmica requerida.

En la Figura 2, se presenta la demanda total del sistema para un día laborable, para lo cual se obtiene el despacho de de las unidades del sistema equivalente como se observa en la Figura 3.

En los despachos, se muestra la variación en la generación de las unidades; para cumplir con las restricciones impuestas por el sistema de transmisión, existiendo una redistribución en el despacho como se observa en la Figura 3.b.

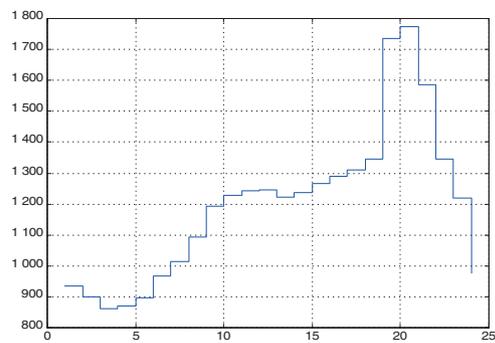
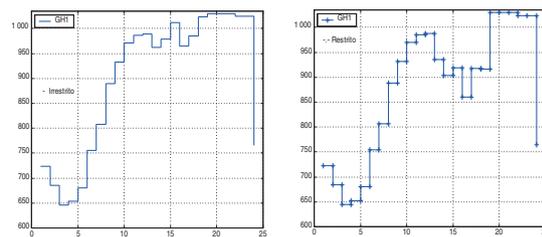
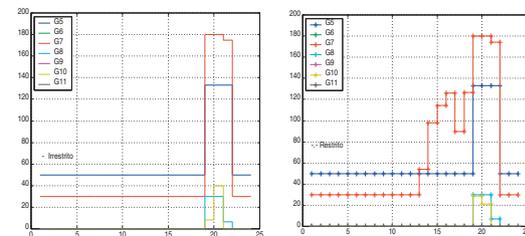


FIGURA 2: Demanda Total (Día Laborable)



(a) Hidráulico

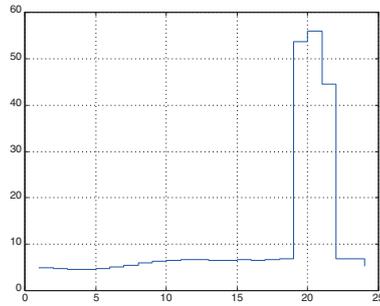


(b) Térmico

FIGURA 3: Despacho de las Unidades de Generación

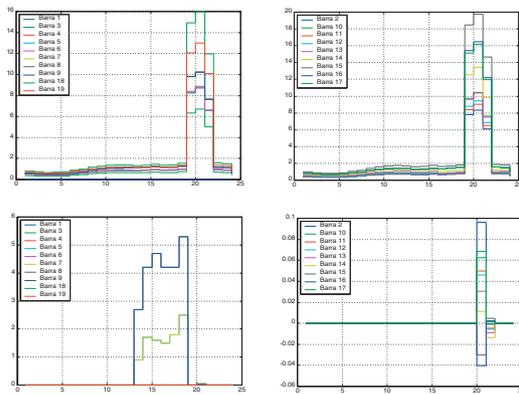
A continuación en la Figura 4, se presenta las

diferentes componentes del precio spot; el costo marginal de operación presenta una variación similar a la demanda.



(a) Costo Marginal de Operación

Los componentes debido al uso y las restricciones del sistema de transmisión se muestran a continuación:



(b) Costo Marginal del Sistema de Transmisión

FIGURA 4: Componentes del Precio Spot

Con la información de la Figura 4; se obtiene el precio spot para todas las barras del sistema, nótese como las barras que poseen generación hidráulica posee un precio inferior; que las correspondiente a las barras con generación térmica.

Tal situación ocurre porque las unidades térmicas comienzan a operar económicamente cuando el valor de la energía es igual o mayor al costo marginal de la unidad, caso contrario opera fuera de despacho; ya sea por características de la unidad o para solventar restricciones del sistema de transmisión.

Las barras 5, 6 y 7 correspondientes a la zona Pascuales-Salitrал, presentan los precios más elevados, debido a que cuentan con un sistema de transmisión saturado Figura 5.

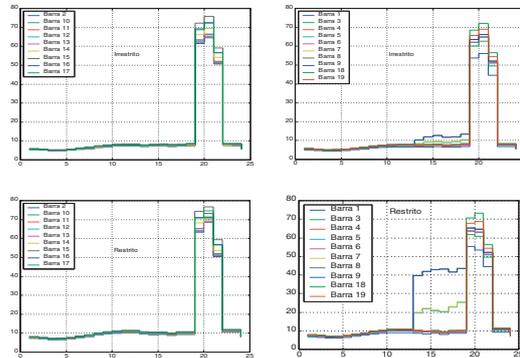


FIGURA 5: Precio Spot del Sistema

### 3.2. Condición Hidrológica Alta – Mantenimiento de los Circuitos Molino-Pascuales

Considerando la misma demanda del sistema, más con una consideración operativa debido al mantenimiento de los circuitos Molino-Pascuales

Es necesario restringir la operación de la Central Hidropaute, a continuación se muestran las componentes del precio spot para el caso de considerar o no las restricciones del sistema de transmisión Figura 7;

Y, en la Figura 8, se observa el precio spot para cada barra del sistema.

Los despachos de los recursos de generación, considerando la topología hace necesario el incremento de generación térmica en la zona Pascuales-Salitrал Figura 6. Por las condiciones del despacho, el costo marginal de operación presenta fuertes variaciones Figura 7a.

La redistribución de generación modifica el flujo del sistema de transmisión, lo que afecta el uso de los diferentes elementos.

El cambio en la impedancia de los elementos que unen la Central Hidroeléctrica Paute con la zona de Pascuales hace que se degrade el perfil de voltaje, lo que a su vez incrementa la corriente y por las leyes de Kirchoff.

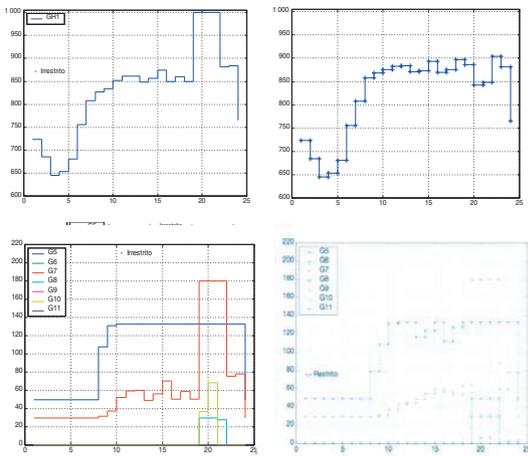
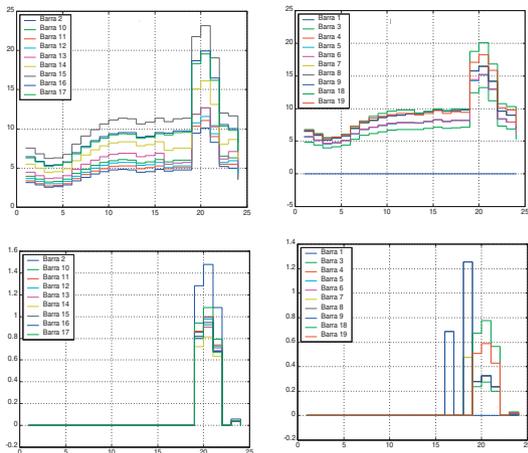


FIGURA 6: Despacho de las Unidades de Generación



(a) Costo Marginal de Operación



(b) Costo Marginal del Sistema de Transmisión

FIGURA 7: Componentes del Precio Spot

Respecto a la topología anterior, existe nuevos elementos del sistema de transmisión que presentan violación en los límites; lo que afecta directamente a la componente de calidad del servicio de la red de transmisión.

El precio spot obtenido con la ecuación (2), presenta

una elevación, así la barra de Ibarra (15) tiene el precio más alto, dando un incentivo para la generación o recursos para reducir el costo marginal del sistema de transmisión.

En la Figura 8, se muestra los precios Spot, donde la Zona Pascuales-Salitril presenta precios elevados, debido principalmente a las componentes dadas por el uso de la red de transmisión.

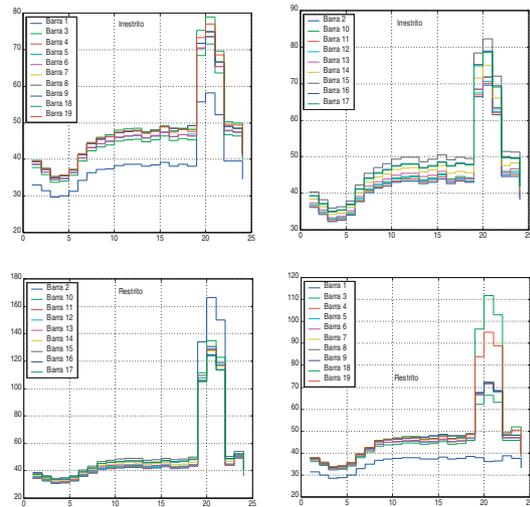


FIGURA 8: Precio Spot del Sistema

#### 4. COMENTARIOS

La obtención de los precios spot para cada barra utilizando la teoría marginalista, contribuye al eficiente uso de los recursos del sistema.

Las componentes que representan el costo marginal de la red de transmisión, es el producto de la desagregación espacial de los precios marginales de cada barra del sistema, así los ingresos variables se generan por la diferencia de los precios spot de cada barra el cual se obtiene por:

- El uso de los elementos del sistema de transmisión que se ve reflejado en las pérdidas, debido a la transferencia de energía entre generadores y consumidores.
- Las restricciones del sistema de transmisión, que al ser elementos físicos y por condiciones operativas hace que el despacho no sea "Estrictamente Económico"; esto a su vez produce una separación grande de los precios spot no solo en las barras de la zona afectada, sino, de otras zonas en teoría alejadas del problema, lo que muestra una clara señal de la expansión del sistema.

## 5. CONCLUSIONES

La sola aplicación de los precios spot dentro de un mercado de energía, no es suficiente, es necesario incluir reglas que permitan obtener una operación y entrega de energía a todos los participantes del sistema eléctrico. Porque caso contrario; es más económico incrementar las restricciones y así obtener precios elevados no solo en el área afectada sino en otras áreas del sistema.

Las restricciones de los recursos del sistema (generación-transmisión); poseen un fuerte impacto en el precio calculado por la teoría marginalista. Ya sea por condiciones no controlables, como es el caso de las condiciones hidrológicas; que hace transportar grandes bloques de energía de un lugar a otro; o por condiciones operativas normales (mantenimientos) que son necesarios por tratarse de elementos físicos, esto hace necesario crear procedimientos adicionales que permitan flexibilizar supuestas penalizaciones al administrador de una unidad de generación sistema de transmisión o distribuidor.

Así la realidad de cada país y por ende de cada mercado, hace que la sola aplicación de tal o cual teoría siempre tenga presente la realidad social y cultural de los entes al cual va dirigido.

## 6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] SCHWEPPE, M.; CARAMANIS, R.; TABORS, E.; BOHN, R.; Spot Price of Electricity; Kluwer Academic Publishers, 1988.
- [2] SILVA, E.; Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica; 1 ed, SagraLuzatto, 2001.
- [3] TAPIA, K.; Impacto de las Restricciones de Transmisión en un Mercado Competitivo de Electricidad; Tesis de Maestría, Escuela de Ingeniería PUC-Chile, Febrero 1998.
- [4] ODÉRIZ, F.; Metodología de Asignación de Costes de la Red de Transporte en un Contexto de Regulación Abierta a la Competencia; Tesis de

Doctorado, ICAI-Universidad Pontificia Comillas-Madrid, Enero 1999.

- [5] OLIVEIRA, A.; Uma Metodologia para o Cálculo do Spot Price em Sistemas Hidrotérmicos; Tese de Mestrado, FEEC/UNICAMP, Agosto 1999.
- [6] OSCULLO, J.; Um Modelo de Pré-despacho com Gerenciamento de Congestionamento no Sistema de Transmissão; Tese de Mestrado, FEEC/UNICAMP, Fevereiro 2002.
- [7] WOOD, J.; WOLLENBERG, B.; Power Generation Operation and Control; John Wiley & Sons, 1996.



**José Oscullo Lala.-** Nació en Sangolquí, Ecuador, en 1971. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 1996, y de Master en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Estatal de Campinas, Sao Paulo en 2002.

Actualmente está postulado para cursar la especialización de Economía y Finanzas en la Universidad Andina Simón Bolívar, Quito. Su campo de investigación se encuentra relacionado con la aplicación de sistemas expertos a mercados eléctricos, así como la regulación y economía de mercados.



**Luis Armas Vargas.-** Nació en marzo de 1980 en Quito –Ecuador. Cursó sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional, obteniendo el título de Ingeniero Eléctrico en Agosto del 2005.

Actualmente, se encuentra laborando en la Dirección de Operaciones del Centro Nacional de Control de Energía – CENACE. Su campo de investigación es la Optimización de la Operación en Tiempo Real y Restablecimientos en Estados de Emergencia del Sistema Nacional Interconectado.





## INFORMACIÓN PARA LOS AUTORES

### REQUERIMIENTOS PREPARACIÓN Y RECEPCIÓN DE TRABAJOS TÉCNICOS

Los Autores deben presentar el resumen del artículo (máximo 100 palabras) en formato libre, incluyendo los propósitos del estudio o investigación, procedimientos básicos, las contribuciones y las conclusiones principales. Además, deben incluir el nombre de cada Autor, la dirección del trabajo, la dirección del domicilio, los números de teléfonos y el correo electrónico.

Los Artículos serán preparados por los Autores de acuerdo con la "Guía para la Preparación y Envío de Trabajos Técnicos", la misma que estará accesible en la INFONET del CENACE.

Los Artículos serán considerados por el Grupo Técnico de Evaluación de Trabajos, y sus sugerencias y recomendaciones serán atendidas por los Autores. Una vez que los Trabajos Técnicos sean aceptados se publicarán en su totalidad en la Revista Técnica **energía** de la Corporación CENACE; y, aquellos recomendados por el Grupo Técnico de Evaluación de Trabajos podrán ser expuestos por sus Autores en la 2007 CONFERENCIA - Ecuador, en la fecha programada para el desarrollo de este Evento.

Los Autores deben adjuntar una certificación de que su trabajo presentado es original e inédito. En caso de ser aceptado para la publicación, los editores se reservan los derechos de copia del Trabajo Técnico, a fin de facilitar la distribución del material impreso; la edición se cierra con los Artículos presentados hasta la fecha establecida.

El Resumen y el Artículo Técnico serán remitidos en dos versiones, el impreso debe ser entregado en sobre cerrado al Coordinador del Consejo Editorial, adjuntando la certificación; y, la versión en archivo electrónico se enviará a [revistatecnica@cenace.org.ec](mailto:revistatecnica@cenace.org.ec).

La presentación del Trabajo Técnico se hará de acuerdo a la plantilla aprobada por el Consejo Editorial y al final del mismo se incorporará el currículum del Autor incluida su foto.



**CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA**

**Panamericana Sur Km 17<sup>1</sup>/<sub>2</sub>**

**Teléfonos: (593 2) 299 2001 / 299 2030 • Fax: (593 2) 299 2031**

**[www.cenace.org.ec](http://www.cenace.org.ec)**

**[www.corpcenace.org.ec](http://www.corpcenace.org.ec)**

**Quito-Ecuador**