

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.

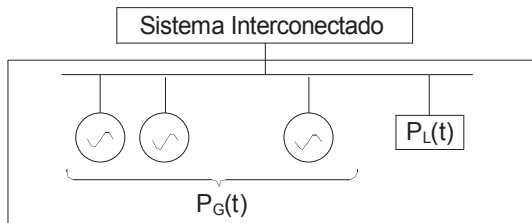


FIGURA 1: Modelo Simplificado del Sistema

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% ($c = \sigma / \mu$).

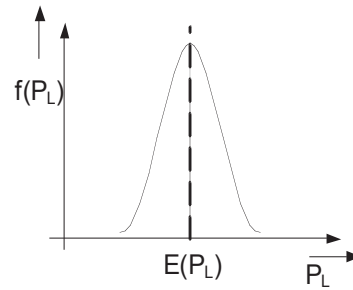


FIGURA 2: Inseguridad del Pronóstico de Corto Plazo de la Demanda

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

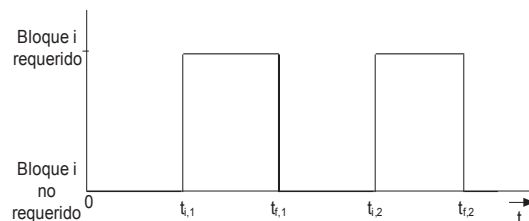


FIGURA 3: Plan de Operación del Bloque i

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.

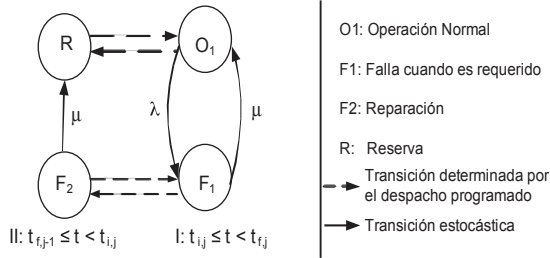


FIGURA 4: Diagrama de Estados Simplificado para el Cálculo de las Probabilidades

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.

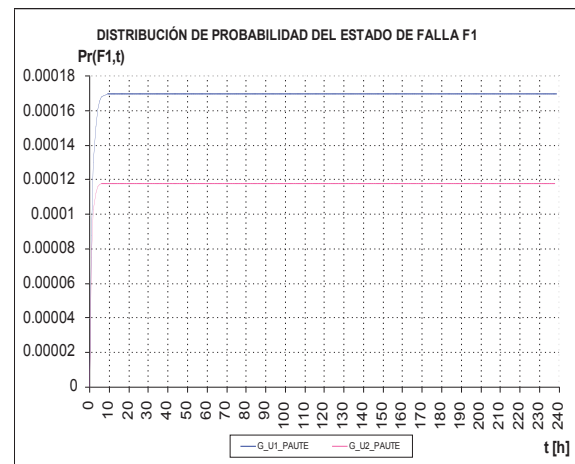


FIGURA 5: Distribución de Probabilidad de Falla Central Hidráulica Paute Unidades U1 y U2 (Fase AB)

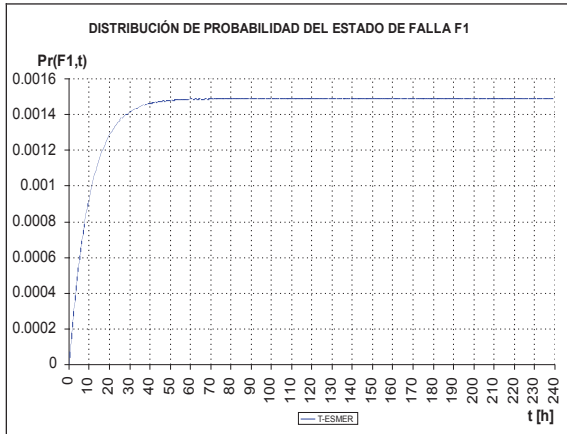


FIGURA 6: Distribución de Probabilidad de Falla Central Térmica Esmeraldas

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.

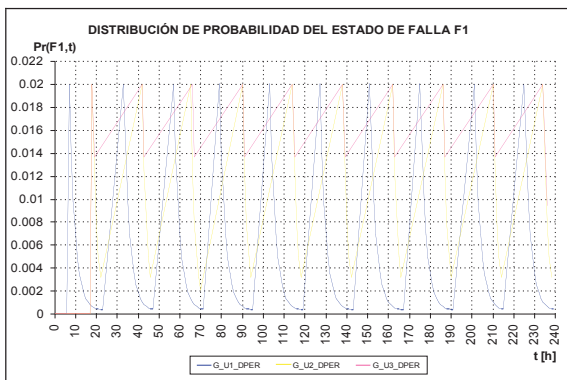


FIGURA 7: Distribución de Probabilidad de Falla Central Hidráulica Hidronación U1, U2 y U3

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.

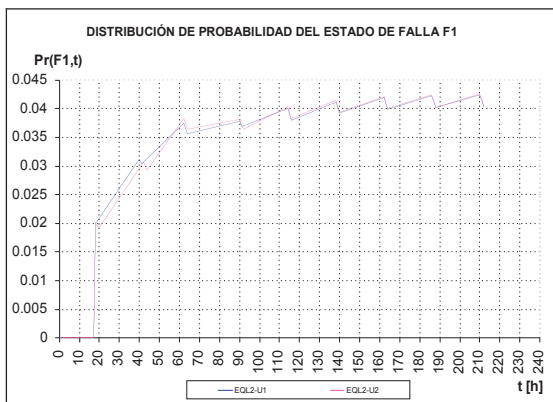


FIGURA 8: Distribución de Probabilidad de Falla Central Térmica ELECTROQUIL U1 y U2

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

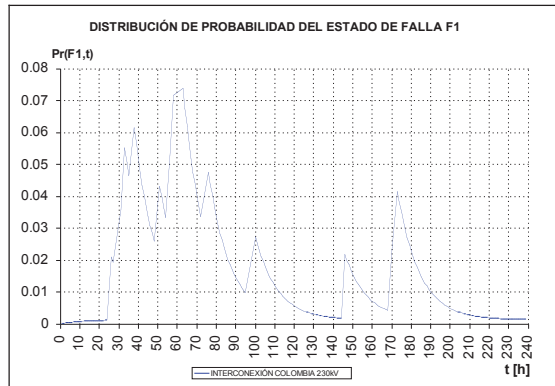


FIGURA 9: Distribución de Probabilidad de Falla Interconexión Colombia 230kV

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.

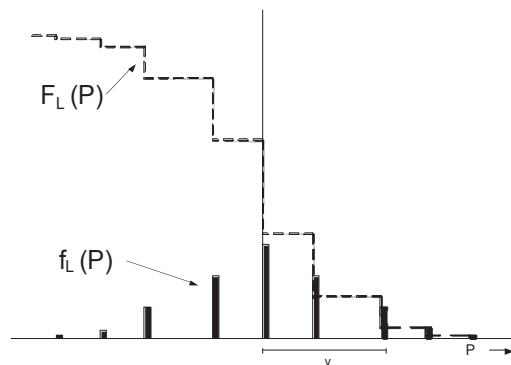


FIGURA 10: Función para Representar la Inseguridad del Pronóstico de Demanda

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.

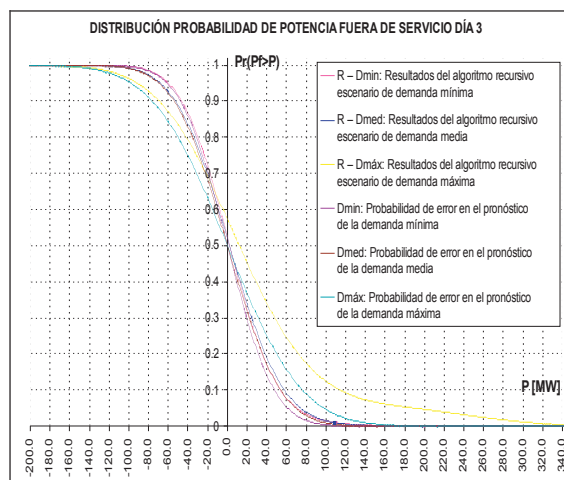


FIGURA 11: Distribución de Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio Día 3

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%	3 307	8,16%	1 18
2,00E-02	13,76%	3 273	7,17%	1 18
3,00E-02	12,35%	3 245	6,59%	1 18
4,00E-02	10,99%	3 218	6,14%	1 18
5,00E-02	9,58%	3 190	5,81%	1 18
6,00E-02	8,27%	3 164	5,48%	1 18
7,00E-02	7,31%	3 145	5,23%	1 18
8,00E-02	6,65%	3 132	4,99%	1 18
9,00E-02	6,20%	3 123	4,78%	1 18
1,00E-01	5,80%	3 115	4,57%	1 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 23	7 162	0,429264855 20	10 234
2,00%	0,352106456 46	7 162	0,312590705 49	1 18
3,00%	0,252643428 62	9 210	0,212326116 73	1 18
4,00%	0,177231158 79	3 66	0,134607956 97	1 18
5,00%	0,126464944 99	3 66	0,079680116 121	1 18
6,00%	0,093898237 119	3 66	0,043022721 146	1 18
7,00%	0,074137337 139	3 66	0,022385244 170	1 18
8,00%	0,062072034 159	3 66	0,011065678 194	1 18
9,00%	0,053772843 179	3 66	0,005268554 218	1 18
10,00%	0,047056332 198	3 66	0,002383636 243	1 18

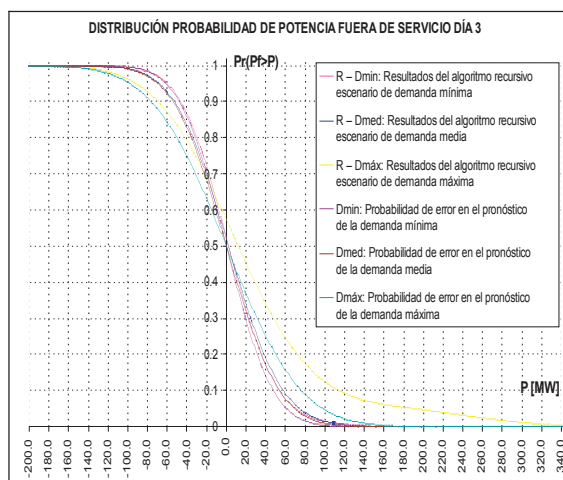


FIGURA 12: Distribución de Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio Demanda Máxima

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

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 horarios, 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.

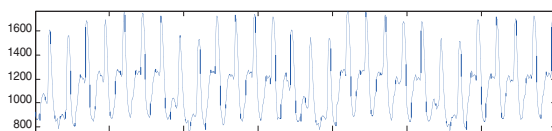


FIGURA 2: Demanda y Temperatura en el SSEE del Ecuador

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.

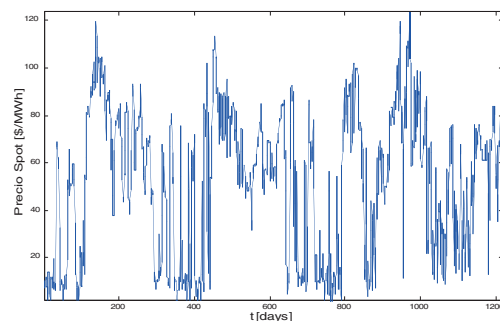


FIGURA 3: Precios Spot en el SSEE del Ecuador