

Análisis de Confiabilidad del Sistema Compuesto Generación-Transmisión de la Ciudad de Pereira

Lina P. Garcés, Oscar Gómez y Carlos J. Zapata, Miembro IEEE

Resumen—Este artículo presenta los resultados del estudio de confiabilidad del sistema compuesto generación–transmisión que sirve a la ciudad de Pereira. Para los componentes del sistema se establecen los modelos probabilísticos de salida y restauración a partir del análisis estadístico de su historia operativa. El modelo de la demanda es horario para potencia activa y reactiva de cada punto de carga en días ordinario y festivo. El modelo de despacho de generación incluye la incertidumbre en los recursos hidráulicos de la generación propia y la aleatoriedad del despacho real horario del sistema interconectado nacional (SIN) para la importación. El análisis se realiza mediante la técnica de simulación de Montecarlo secuencial la cual permite predecir los índices de adecuación del sistema y valorar el impacto sobre la confiabilidad de nuevos proyectos de expansión.

Palabras Claves—Confiabilidad, planeamiento de sistemas de potencia, simulación de Montecarlo, sistema interconectado.

I. INTRODUCCIÓN

La función del sistema eléctrico de potencia es abastecer a todos los usuarios de energía eléctrica en la cantidad requerida, tan económicamente como sea posible y con un nivel aceptable de calidad, seguridad y confiabilidad [6], [7].

La calidad se refiere a regulación de voltaje, regulación de frecuencia y forma de onda, la seguridad a la cargabilidad de los componentes y la estabilidad del sistema y la confiabilidad a la continuidad en el servicio. La regulación colombiana define los valores aceptables para estos ítems tanto para planeamiento como para la operación, los cuales se denominan “criterios de planeamiento” [10].

Aunque para propósitos de estudio, es usual tratar estos tres aspectos en forma independiente, la operación del sistema requiere considerar su cumplimiento en forma simultánea. Es decir, no se puede ofrecer un nivel dado de continuidad del servicio con una mala regulación de voltaje o violando los ratings de los equipos. Por esto, la definición general de confiabilidad se refiere a “la habilidad” del sistema para cumplir su función [6].

Este trabajo fue auspiciado por el Centro de Investigaciones y Extensión de la Universidad Tecnológica de Pereira. Los autores pertenecen a la Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia (e-mail: jr@utp.edu.co, lpgarces@utp.edu.co, cjzapata@utp.edu.co).

El planeamiento de sistemas de potencia estudia el estado futuro del sistema e identifica las estrategias operativas, obras de expansión y las mejoras requeridas para que el sistema siempre cumpla su función. Su labor es entonces la predicción.

Un estudio de planeamiento es un problema de optimización donde la función objetivo corresponde a la minimización de los costos operativos y de inversión y las restricciones a los criterios de planeamiento de calidad, seguridad y confiabilidad.

La confiabilidad es entonces una herramienta del planeamiento y no una disciplina independiente.

En el análisis de confiabilidad del sistema compuesto se evalúan los índices de confiabilidad de los principales puntos de carga generalmente bajo un enfoque estático o de “adecuación” lo cual se refiere a la existencia de suficientes instalaciones en el sistema para atender la demanda futura. Por esto, los índices de confiabilidad también se conocen como índices de adecuación.

II. SISTEMA BAJO ESTUDIO

El sistema eléctrico de potencia de la ciudad de Pereira se presenta en la Fig. 1. Este sistema sirve a aproximadamente 111,000 consumidores (80% residenciales) con un pico de demanda de 82.64 MW en el año 2002.

Según la regulación colombiana la función de este sistema es la distribución [1]. Sin embargo, para estudios de confiabilidad se clasifica como un sistema compuesto generación-transmisión.

Las obras de expansión actualmente en evaluación por parte de la Empresa de Energía de Pereira (EEP) son:

- Un nuevo punto de conexión al SIN mediante la interconexión a 115 kV Pavas – La Virginia, con un costo estimado de US \$10 millones.
- La central de generación hidráulica Senegal con dos unidades de 15 MW cada una, alimentadas por el río

Otún, con un costo estimado de US \$60 millones.

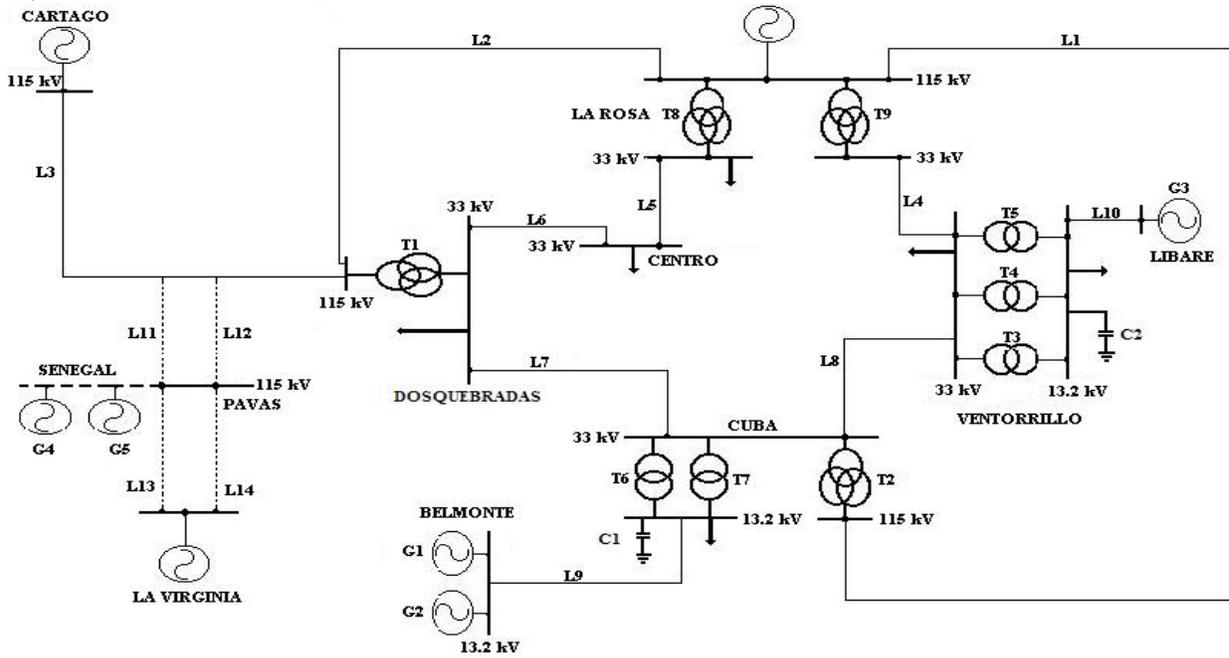


Fig. 1 Sistema compuesto generación – transmisión de la ciudad de Pereira

III. MODELAMIENTO

A. Modelo de confiabilidad de los componentes

Para cada componente se utiliza un modelo probabilístico de dos estados: disponible e indisponible. Este modelo se construye a partir de los registros históricos de eventos de salidas planeadas y no planeadas y sus correspondientes restauraciones. Las salidas planeadas son determinísticas pero deben incluirse en el modelo del componente, puesto que en el futuro siempre ocurrirán y tienen una contribución importante en la indisponibilidad total del componente. El procedimiento consiste en ajustar los datos de tiempos para salida y restauración a una distribución de probabilidad verificando el nivel de confianza con una prueba de bondad de ajuste [4].

La tabla I muestra las distribuciones de probabilidad resultantes de la información de Julio/1998 a Junio/2003. El modelo de cada componente incluye el equipo terminal ubicado en las subestaciones. Los tiempos se expresan en días en la función de probabilidad (Ver el Apéndice 1).

Para los bancos de condensadores y los transformadores T8 y T9 no se encontró información. Entonces, T8, T9 y los componentes nuevos usan modelos de componentes similares.

En las plantas Belmonte y Senegal se separaron las instalaciones civiles e hidráulicas en los componentes BF y SF, respectivamente, para modelar apropiadamente las salidas de modo común de las unidades de generación. El modelo del generador 3 (Planta Libaré) incluye tanto la unidad de generación como las instalaciones civiles e hidráulicas.

TABLA I
DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD DE LOS COMPONENTES

| | | Tiempos para salida | | Tiempos para restauración | |
|-------------------|-----------|---------------------|----------|---------------------------|----------------|
| | | α | β | α | β |
| L1, L12, L13, L14 | Gamma | 0.3832 | 51.7437 | Weibull | 3.2696 0.4715 |
| L2 | Weibull | 0.0807 | 0.6577 | Weibull | 5.0019 0.7500 |
| L3, L11 | Lognormal | 3.0773 | 1.6626 | Lognormal | -3.3171 2.0103 |
| L4 | Gamma | 0.5457 | 20.0481 | Lognormal | -4.2070 1.6644 |
| L5 | Weibull | 0.2116 | 0.6315 | Lognormal | -4.3222 1.6048 |
| L6 | Weibull | 0.1631 | 0.5817 | Lognormal | -3.4078 1.8570 |
| L7 | Gamma | 0.3897 | 40.7863 | Lognormal | -2.9675 2.1346 |
| L8 | Gamma | 0.5081 | 21.8198 | Weibull | 2.1124 0.4465 |
| L9 | Gamma | 0.5527 | 22.6584 | Lognormal | -4.3879 1.4371 |
| L10 | Gamma | 0.6049 | 31.0784 | Lognormal | -4.8468 1.4617 |
| T1 | Lognormal | 2.7903 | 1.9180 | Lognormal | -3.0151 1.9775 |
| T2, T8, T9 | Weibull | 0.0538 | 0.5824 | Lognormal | -2.8784 1.9630 |
| T3 | Gamma | 0.4574 | 153.4271 | Lognormal | -4.3204 1.8035 |
| T4 | Gamma | 0.4591 | 158.9674 | Lognormal | -4.2656 1.6625 |
| T5 | Gamma | 0.4921 | 195.1411 | Lognormal | -3.8450 1.5951 |
| T6 | Gamma | 2.5897 | 2.1240 | Lognormal | -3.7845 1.8459 |
| T7 | Gamma | 2.5549 | 2.0906 | Weibull | 6.7162 0.5902 |
| BF | Weibull | 0.2752 | 0.7141 | Lognormal | -2.1042 1.1568 |
| SF | Weibull | 0.3788 | 0.6111 | Lognormal | -2.5503 1.0628 |
| G1 | Weibull | 0.3146 | 0.5556 | Lognormal | -2.8668 2.0909 |
| G2 | Weibull | 0.2972 | 0.6317 | Lognormal | -3.4047 2.0604 |
| G3 | Weibull | 0.5273 | 0.6393 | Lognormal | -3.0667 1.3423 |
| G4, G5 | Weibull | 0.3115 | 0.6485 | Lognormal | -3.6330 1.4382 |

B. Modelo eléctrico de los componentes

Se utilizan los modelos tradicionales para flujos de carga, es decir, impedancias y admitancias de secuencia positiva. Estos datos, que son determinísticos, se muestran en las tablas II a V (Bases 100 MVA y voltaje nominal).

TABLA II
PARÁMETROS DE LAS UNIDADES GENERADORAS

| Unidad | Capacidad | | Tipo | Turbina | Voltaje kV | Reactancia p. u. |
|--------|-----------|------|------------|---------|---------------|---------------------|
| | MVA | MW | | | | |
| G1 | 2.35 | 1.88 | Hidráulica | Pelton | 2.4 | 63.83 |
| G2 | 2.35 | 1.88 | Hidráulica | Pelton | 2.4 | 63.83 |
| G3 | 6.25 | 5.63 | Hidráulica | Francis | 13.2 | 19.84 |
| G4 | 18.75 | 15 | Hidráulica | Francis | 13.2 | 2.24 |
| G5 | 18.75 | 15 | Hidráulica | Francis | 13.2 | 2.24 |

TABLA III
PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

| | kV | km | Conductor | Capacidad Térmica A | Impedancia p. u. | |
|-----|------|-------|-----------|---------------------------|------------------|--------|
| | | | | | R | X |
| L1 | 115 | 7.8 | 336.4 MCM | 535 | 0.0112 | 0.0293 |
| L2 | 115 | 4.1 | 336.4 MCM | 535 | 0.0059 | 0.0154 |
| L3 | 115 | 26.5 | 336.4 MCM | 535 | 0.0381 | 0.0997 |
| L4 | 33 | 3.731 | 336.4 MCM | 535 | 0.0651 | 0.1390 |
| L5 | 33 | 3.6 | 477.0 MCM | 666 | 0.0403 | 0.1300 |
| L6 | 33 | 3.5 | 336.4 MCM | 535 | 0.0611 | 0.1304 |
| L7 | 33 | 4.301 | 336.4 MCM | 535 | 0.0750 | 0.1602 |
| L8 | 33 | 7.39 | 336.4 MCM | 535 | 0.1289 | 0.2752 |
| L9 | 13.2 | 4.48 | 4/0 AWG | 358 | 0.9460 | 1.2140 |
| L10 | 13.2 | 1.00 | 4/0 AWG | 358 | 0.2110 | 0.2710 |
| L11 | 115 | 16.5 | 336.4 MCM | 535 | 0.0381 | 0.0997 |
| L12 | 115 | 10 | 336.4 MCM | 535 | 0.0112 | 0.0293 |
| L13 | 115 | 8 | 477 MCM | 687 | 0.0112 | 0.0293 |
| L14 | 33 | 8 | 477 MCM | 687 | 0.0112 | 0.0293 |

TABLA IV
PARÁMETROS DE LOS TRANSFORMADORES

| | Tipo | MVA | kV | Reactancia p. u. |
|----|------------|------|-----------|---------------------|
| T1 | Trifásico | 75 | 115/34.5 | 0.118 |
| T2 | Monofásico | 75 | 115/33.8 | 0.088 |
| T3 | Monofásico | 10 | 33/13.75 | 0.125 |
| T4 | Monofásico | 10 | 33/13.75 | 0.094 |
| T5 | Monofásico | 12.5 | 34.5/13.8 | 0.094 |
| T6 | Monofásico | 20 | 33/13.8 | 0.089 |
| T7 | Monofásico | 20 | 33/13.8 | 0.088 |
| T8 | Trifásico | 60 | 115/33 | 0.098 |
| T9 | Trifásico | 60 | 115/33 | 0.094 |

TABLA V
PARÁMETROS DE LOS BANCOS DE CONDENSADORES

| | kV | MVAR | Admitancia p. u |
|--------|------|------|-----------------|
| C1, C2 | 13.2 | 5 | 0.02869 |

C. Modelo de la demanda

El modelo de la demanda en cada punto de carga consiste en curvas horarias de potencia activa y reactiva para dos días típicos: día ordinario y día festivo [5]. Estas curvas están expresadas en por unidad de la demanda activa máxima del sistema, por lo cual, se pueden utilizar para cualquier año futuro, simplemente multiplicando sus valores por la demanda activa máxima pronosticada.

Para construir estas curvas, se promedia la demanda horaria de todos los días típicos en un año anterior. Esto requiere sumar la demanda horaria de todos los circuitos primarios de distribución de la subestación. Al final, se divide sobre la demanda máxima activa registrada en el año del cual se tomaron los registros.

D. Modelo de la generación

1) Generación externa

El despacho de generación del SIN se realiza hora a hora por el Centro Nacional de Despacho (CND) localizado en la ciudad de Medellín.

Este es un proceso aleatorio debido a que hora a hora existen diferentes ofertas de los generadores de energía en cantidad de energía y precio y a la vez existen diferentes restricciones estáticas y dinámicas en el sistema. El CND realiza el despacho de tal forma que se optimice la operación y cumplan los criterios de planeamiento operativo.

Para el sistema de la ciudad de Pereira, el cual es mucho más pequeño que el SIN, se conoce que el sistema externo puede proveer toda la energía faltante pero no se conoce cuánta cantidad por cada nodo de interconexión. Esto fue modelado asumiendo que las cantidades de energía importada pueden llegar con igual probabilidad por cualquiera de los puntos de interconexión. La cantidad de potencia importada por cada uno de los puntos de interconexión tiene efecto directo sobre el desempeño eléctrico del sistema.

2) Generación interna

Todos los generadores del sistema son del tipo “filo de agua” y se alimentan del Río Otún. Su despacho depende de la disponibilidad de los equipos y de la disponibilidad de agua, las cuales son eventos independientes.

El caudal en el río q es una variable aleatoria la cual puede cambiar drásticamente de un año a otro por lo cual se modeló, utilizando los registros de caudal medio mensual durante 19 años, ajustados a una distribución Gausiana con parámetros $\mu=11.6213 \text{ m}^3/\text{s}$ y $\sigma = 6.0370 \text{ m}^3/\text{s}$.

El agua disponible para generar está dada por:

$$q_G = q - q_{ER} - q_{AQ} \quad [\text{m}^3/\text{s}] \quad (1)$$

Donde:

q_{ER} : Restricción ambiental (1.5 m³/s).

q_{AQ} : Caudal para el acueducto local (2.6 m³/s). Aplica para la planta Libaré.

La función que relaciona la potencia generada P de cada generador con respecto al caudal disponible se define como:

$$P = \eta * (\gamma * q_G * H * g) \quad (2)$$

Donde:

P: Potencia eléctrica generada [W=kg·m²/s³]

η : Eficiencia de la turbina = 0.85 [adimensional]

γ : Peso específico del agua = 1000 [kg/m³]

q_G : Caudal disponible para generar [m³/s]

H: Altura efectiva o neta en [m], 110 m para Belmonte, 88.4 m para Libaré y 200 m para Senegal.

g: Gravedad [9.8 m/s²]

Entonces:

$$\begin{aligned} P_{BELMONTE} &= 916.3 * q_G & [\text{kW}] \\ 0.5 \leq q_G &\leq 1.855 & [\text{m}^3/\text{s}] \end{aligned} \quad (3)$$

$$\begin{aligned} P_{LIBARE} &= 736.372 * q_G & [\text{kW}] \\ 0.5 \leq q_G &\leq 6.79 & [\text{m}^3/\text{s}] \end{aligned} \quad (4)$$

$$\begin{aligned} P_{SENEGAL} &= 1666 * q_G & [\text{kW}] \\ 0.5 \leq q_G &\leq 9.0 & [\text{m}^3/\text{s}] \end{aligned} \quad (5)$$

IV. PROCEDIMIENTO DE SIMULACIÓN

Para un año futuro de interés, se debe conocer la demanda activa máxima pronosticada del sistema, la topología y el plan de expansión.

El procedimiento de simulación genera artificialmente la salida de un componente del sistema (criterio n-1) y verifica el cumplimiento de los criterios de planeamiento bajo esta condición operativa.

Los tiempos para salida y restauración de los componentes que salen se van agregando en forma secuencial hasta alcanzar un año, lo cual corresponde a una iteración.

Se utiliza el flujo de carga AC para evaluar los niveles de tensión en los puntos de carga y la cargabilidad de los componentes en cada condición operativa. Esto corresponde al análisis del desempeño eléctrico del sistema.

En cada condición operativa, se toman medidas correctivas como conectar o desconectar bancos de condensadores, mover taps de transformadores y cortar carga.

El despacho de reactivos de cada generador se hace utilizando su curva de capacidad.

Se define la “falla” de un punto de carga la condición donde:

- El punto de carga queda aislado del sistema (continuidad del servicio) ó
- Se corta carga para aliviar sobrecargas (seguridad) ó
- El voltaje está fuera de los límites admisibles (calidad).

Cada que se termina una iteración se calculan los índices de adecuación de los puntos de carga: número de fallas, duración de la falla, carga cortada en MW, energía cortada, número de violaciones de voltaje, etc. Estos índices son anuales.

Como criterios de parada para la simulación se tienen el número pre-especificado de iteraciones y el coeficiente de variación de los índices de los puntos de carga [3], [5].

Si se realizan n iteraciones, al final se tendrá igual número de observaciones para cada uno de los índices de los puntos de carga. Estos datos se pueden ajustar a una distribución de probabilidad que modele el índice.

V. EJEMPLO

Se estudia el sistema en el año 2005 y los siguientes casos:

- Caso 1: El sistema actual sin ninguna obra de expansión
- Caso 2: El sistema actual más la interconexión a 115 kV Pavas – La Virginia.
- Caso 3: El sistema actual más la planta Senegal de 30 MW.

Criterios de planeamiento utilizados:

- Seguridad: No se admiten sobrecargas en los componentes del sistema.
- Calidad: El voltaje en todas los nodos debe ser mayor o igual a 0.9 p.u. y menor o igual a 1.1 p.u.

La demanda máxima pronosticada es de 90.3 MW la cual se obtuvo aplicando una tasa de crecimiento del 3% anual a la demanda activa máxima registrada en el año 2002.

El número máximo de iteraciones y el valor máximo del coeficiente de variación de los índices de los puntos de carga se fijaron en 500 y 5%, respectivamente.

VI. RESULTADOS

Las tablas VI a VIII presentan los resultados de los índices de adecuación de los puntos de carga.

El número máximo de iteraciones requerido fue de 366 en el caso 3.

FRECUENCIA (λ) Y DURACIÓN (r) DE LAS FALLAS

| Punto de carga | Caso 1 | | Caso 2 | | Caso 3 | |
|--------------------|---------------------------|------------------|---------------------------|------------------|---------------------------|------------------|
| | λ [fallas/año] | r [horas/año] | λ [fallas/año] | r [horas/año] | λ [fallas/año] | r [horas/año] |
| Cuba 13.2 kV | 12.3110 | 2.1084 | 222.4000 | 4.2344 | 9.3525 | 2.3376 |
| Ventorillo 13.2 kV | 4.0234 | 1.7944 | 106.2000 | 3.6079 | 3.5109 | 1.6752 |
| Ventorillo 33 kV | 0.2207 | 1.0053 | 80.1333 | 3.8235 | 0.2158 | 1.1544 |
| Centro 33 kV | 0.0134 | 4.7563 | 93.8333 | 5.1867 | 0.0109 | 4.4688 |
| La Rosa 33 kV | 0.0134 | 4.7563 | 18.7000 | 5.3145 | 0.0109 | 4.4688 |
| Dosquebradas 33 kV | 0.0134 | 4.7563 | 54.1000 | 5.3709 | 0.0109 | 4.4688 |

TABLA VII
POTENCIA CORTADA ANUAL P Y POTENCIA CORTADA POR INTERRUPCIÓN PI

| Punto de carga | Caso 1 | | Caso 2 | | Caso 3 | |
|--------------------|---------------|----------------------|---------------|----------------------|---------------|----------------------|
| | P [MWp.u.] | PI [MWp.u./falla] | P [MWp.u.] | PI [MWp.u./falla] | P [MWp.u.] | PI [MWp.u./falla] |
| Cuba 13.2 kV | 0.5017 | 0.0405 | 43.7747 | 0.1969 | 0.3820 | 0.0406 |
| Ventorillo 13.2 kV | 0.0064 | 0.0062 | 17.1697 | 0.1644 | 0.0058 | 0.0049 |
| Ventorillo 33 kV | 0.0003 | 0.0003 | 1.6762 | 0.0209 | 0.0002 | 0.0002 |
| Centro 33 kV | 0.0019 | 0.0019 | 11.6807 | 0.1244 | 0.0016 | 0.0016 |
| La Rosa 33 kV | 0.0006 | 0.0006 | 0.8957 | 0.0479 | 0.0005 | 0.0005 |
| Dosquebradas 33 kV | 0.0021 | 0.0021 | 7.6372 | 0.1412 | 0.0017 | 0.0017 |

Nota: Los valores en p. u. están en base de 100 MVA

TABLA VIII
VIOLACIONES DE VOLTAJE ANUALES VDV

| Punto de carga | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 |
|--------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| | VDV [eventos/año] | VDV [eventos/año] | VDV [eventos/año] |
| Cuba 13.2 kV | 0 | 0 | 0 |
| Ventorillo 13.2 kV | 3.7425 | 1.6667 | 3.2377 |
| Ventorillo 33 kV | 0.2074 | 0.1333 | 0.2049 |
| Centro 33 kV | 0 | 0 | 0 |
| La Rosa 33 kV | 0 | 0 | 0 |
| Dosquebradas 33 kV | 0 | 0 | 0 |

Se observa de los resultados de la Tabla VI, que en el año 2005 el proyecto de expansión que tiene efecto positivo sobre los índices de adecuación de los puntos de carga es la planta de generación Senegal. Los usuarios de todos los puntos de carga verían reducidas el número esperado de fallas y su duración.

También se observa que con la entrada de la interconexión a 115 kV Pavas – La Virginia, los índices de adecuación del sistema empeoran con respecto al caso 1, pues aparece un alto número de fallas en todos los puntos de carga. Esto se debe a que el sistema no es adecuado para recibir los altos niveles de potencia que puede inyectar este nuevo punto de conexión al SIN, lo cual se manifiesta en sobrecargas en gran parte de las líneas del sistema que requerirían deslastre en todos los puntos de carga, como se observa en la Tabla VII.

Los resultados de valor esperado de potencia cortada en los puntos de carga en el caso 3 (Entrada de Senegal), muestran una reducción importante, con respecto al caso 1 (No expansión), para los nodos Cuba 13.2 kV (24%) y Ventorillo 13.2 kV (10%), que son los mayores puntos de carga.

En todos los casos se observa que existen problemas de violaciones de voltaje en la subestación Ventorillo lo cual indica la necesidad de un análisis detallado al problema de manejo de reactivos en este punto de carga.

VII. CONCLUSIONES

1. La simulación de Montecarlo permite valorar en forma cuantitativa la confiabilidad de los sistemas compuestos mediante índices de confiabilidad de los puntos de carga como número de fallas, duración de las fallas, carga cortada, energía cortada etc.
2. La simulación de Montecarlo es el método más flexible para estudios de confiabilidad de sistemas eléctricos pues permite incorporar todas las características de un sistema real como: modelos probabilísticos específicos para cada componente, aleatoriedad en la demanda activa y reactiva de cada punto de carga y en diferentes tipos de días, aleatoriedad en la disponibilidad de los recursos de generación y aleatoriedad del despacho de sistemas desregularizados que operan bajo el modelo Inglés.
3. El análisis de confiabilidad es una herramienta del planeamiento de sistemas de potencia y no una disciplina independiente, pues cualquier análisis del sistema debe

incorporar en forma simultánea los aspectos de calidad, seguridad y confiabilidad.

4. Para el sistema de la ciudad de Pereira se encontró que el proyecto de expansión que impacta en forma positiva la confiabilidad de su sistema compuesto generación-transmisión en el año 2005 es la planta de generación Senegal. El proyecto de interconexión a 115 kV Pavas – La Virginia empeora los índices de confiabilidad de los puntos de carga dado que el sistema no puede manejar las altas inyecciones de potencia de este punto de carga. La EEP debería considerar adicional a este proyecto, la línea a 115 kV Pavas – Cuba para solucionar este problema.
5. Sin embargo, el proyecto Senegal no elimina todos los problemas de adecuación del sistema pues se requiere adicionalmente un tercer transformador 33/13.2 kV en la subestación Cuba y otra estrategia de manejo de reactivos en la subestación Ventorrillo.
6. Como se observa, este tipo de análisis probabilístico es más detallado que el estudio clásico del sistema con un criterio determinístico n-1 y flujo de carga en cual únicamente se verifica que el sistema pueda transportar toda la energía hasta los puntos de carga ante la pérdida de un componente de red (línea o transformador).
7. La metodología presentada es aplicable a sistemas eléctricos de mayor tamaño añadiendo las siguientes consideraciones: 1. El despacho de las plantas de generación debe incluir la aleatoriedad en las transacciones del mercado de energía y 2. Si la generación es predominantemente térmica o hidráulica con grandes embalses, se puede considerar total disponibilidad de los recursos de generación.

VIII. REFERENCIAS

Publicaciones seriadas:

- [1] C. Chahín, "New regulatory framework for the Colombian electrical sector", *IEEE Power Engineering Review*, vol. 18, pp. 15-17, Dec. 1998.
- [2] P. S. Hale Jr. and R. G. Arno, "Survey of reliability and availability information for power distribution, power generation and HVAC components for commercial, industrial and utility installations", *IEEE Trans. Industry Applications*, vol. 37, pp. 191-196, Feb. 2001.
- [3] A. Sankarakrishnan, R. Billinton, "Sequential Monte Carlo simulation for composite power system reliability analysis with time varying loads", *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 10, pp. 1540-1545, Aug. 1995.
- [4] C. J. Zapata, L. P. Garcés, O. Gómez, "Modelamiento de componentes de sistemas compuestos generación-transmisión para estudios de confiabilidad", *Revista Scientia et Technica*, No. 25, 2004, Universidad Tecnológica de Pereira. Disponible en <http://www.utp.edu.co/ciencia>.
- [5] C. J. Zapata, L. P. Garcés, O. Gómez, "Montecarlo simulation for composite system reliability studies with hourly models for generation dispatch and loads", Presentado a *IEEE Trans. Power Systems*.

Libros:

- [6] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, Plenum Press, 1996.
- [7] CIGRE, *Power System Reliability Analysis – Application Guide*, Cigre, 1987.

- [8] M. Law, D. W. Kelton, "Simulation Modeling and Analysis", Mc-Graw Hill, 2000.

Disertaciones:

- [9] L. P. Garcés y O. Gómez, "Análisis de confiabilidad del sistema de transmisión regional utilizando simulación de Montecarlo", Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia, 2003.

Normas:

- [10] Comisión de Regulación de Energía y Gas, *Código de Redes*, Resolución 025-1995, , 1995. Disponible en: <http://www.creg.gov.co>.

IX. AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen la contribución de Fernando Valencia, Jefe de planeamiento Operativo de la EEP y a su grupo de trabajo en el Centro de Control por aportar la información para realizar el presente estudio.

X. APÉNDICE 1: DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD

TABLA IX
FUNCIONES DE DENSIDAD DE PROBABILIDAD

| Distribución | Función de densidad de probabilidad |
|--------------|--|
| Exponencial | $f(t) = \frac{1}{\alpha} * e^{-\frac{t}{\alpha}}$ (6) |
| Gamma | $f(t) = \frac{1}{\beta^\alpha \Gamma(\alpha)} * t^{\alpha-1} * e^{-\frac{t}{\beta}}$ (7) |
| Normal | $f(t) = \frac{1}{\beta \sqrt{2\pi}} * e^{-\frac{(t-\alpha)^2}{2\beta^2}}$ (8) |
| Weibull | $f(t) = \alpha \beta (t^{\beta-1}) * e^{-\alpha t^\beta}$ (9) |
| Lognormal | $f(t) = \frac{1}{t \beta \sqrt{2\pi}} * e^{-\frac{(\ln(t) - \alpha)^2}{2\beta^2}}$ (10) |

XI. BIOGRAFÍAS

Lina P. Garcés nació en San Pelayo, Colombia, el 11 de Noviembre de 1980. Obtuvo el título de Ingeniero Electricista de la Universidad Tecnológica de Pereira, en el año 2003. En 2003 participó en el proyecto de investigación "Estudio de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Regional".

Oscar Gómez nació en Pereira, Colombia, el 4 de Abril de 1979. Obtuvo el título de Ingeniero Electricista de la Universidad Tecnológica de Pereira, en el año 2003. En 2003 participó en el proyecto de investigación "Estudio de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Regional".

Carlos J. Zapata (SM'1993, AM'1997, M'2004) nació en Cartago, Colombia, el 25 de Enero de 1966. Obtuvo el título de Ingeniero Electricista de la Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, en 1991 y el Magister en Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Los Andes, Bogotá, en 1996.

De 1991 a 2001 trabajó para Consultoría Colombiana S. A, Bogotá, Colombia, donde participó en 41 proyectos en las áreas de estudios de sistemas de potencia, diseños eléctricos y desarrollo de software. Fue director en 15 proyectos. En 2001 se vinculó a la Universidad Tecnológica de Pereira donde labora en la Escuela de Tecnología Eléctrica.