

# EMCALI

Gerencia de Unidad Estratégica de Negocio de  
Energía

---

## **ESTUDIO DE CONDICIONES PARA MIGRACIÓN DE USUARIOS A NIVELES DE TENSIÓN SUPERIOR - MUNTS**

---

Cali, enero de 2019

Ver. 5.0

## Tabla de contenido

1	SISTEMA ELÉCTRICO DE EMCALI .....	4
1.1	Subestaciones y Transformadores de Potencia .....	6
2	Cargabilidad Futura en Subestaciones.....	8
2.1	Cargabilidad en operación normal: .....	8
2.2	Cargabilidad en contingencia, transferencia de un tercio de la carga entre circuitos de 13.2 kV: ....	8
2.3	Análisis de las Contingencias con la Nueva Condición de Cargabilidad.....	8
2.4	Pérdida de una Subestación con Dos o Tres Transformadores.....	9
2.5	Pérdida de una Barra de 13.2 kV.....	9
2.6	Pérdida de un Transformador .....	10
2.7	Pérdida de un Tramo de Circuito .....	10
2.8	Pérdida de un Interruptor de Circuito .....	10
2.9	Pérdida del Tramo Subterráneo.....	10
3	Cargabilidad máxima de transformadores de potencia .....	11
4	Cargabilidad máxima de circuitos de distribución .....	12
5	REGULACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN .....	12
6	PERDIDAS TÉCNICAS .....	12
7	RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES .....	13
7.1	CIRCUITOS DE 13.2 KV.....	13
8	RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES .....	19
8.1	CIRCUITOS DE 34.5 KV.....	20
9	CONCLUSIONES .....	21

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características principales del sistema de distribución de EMCALI .....	6
Tabla 2. Subestaciones conectadas a la red de 115 kV .....	7
Tabla 3. Resumen de pérdidas de energía reconocidas resolución CREG 167/2009 .....	13
Tabla 4. % Perdidas de Potencia de Referencia .....	13
Tabla 5. Análisis de conexión de carga - Circuito típico 1 – 13.2 kV .....	19
Tabla 6. Análisis de conexión de carga - Circuito típico 2 – 13.2 kV .....	19



Tabla 7. Análisis de conexión de carga - Circuito típico 3 – 13.2 kV .....	19
Tabla 8. Análisis de conexión de carga - Circuito típico 4 – 13.2 kV .....	20
Tabla 9. Análisis de conexión de carga - Circuito típico 34.5 kV .....	20

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Topología del SDL EMCALI. Verde: 230 kV, magenta 115 kV, azul 34.5 kV. ....	5
Figura 2. Circuito típico 1 – Pichinde 13.2 kV .....	14
Figura 3. Circuito típico 2 - CARRERA 70 13.2 kV .....	15
Figura 4. Circuito típico 3 - CALLE 11 13.2 kV .....	16
Figura 5. Circuito típico 4 – Las Cruces 13.2 kV .....	17
Figura 6. Circuito típico 34.5 kV Mulalo .....	18

# 1 SISTEMA ELÉCTRICO DE EMCALI

El sistema de EMCALI se conecta a través de las subestaciones Yumbo ISA (4x90 MVA), Pance (4x90 MVA), Juanchito ISA (3x90 MVA) y Alférez (2\*168 MVA), que en total disponen de en las fuentes principales de inyección de potencia al sistema de EMCALI, con un total de 1326 MVA. Este sistema es atendido a 230 kV y conforma un anillo con las subestaciones San Bernardino, la generación de Alto Anchicayá y Salvajina, San Marcos 500 kV, La Esmeralda 230 kV. Este sistema es propiedad de ISA y de EPSA, EMCALI no participa en la propiedad de activos en este nivel de tensión.

Este anillo alimenta un grupo de subestaciones a 115 kV, conformando un segundo al nivel de 115 kV, conformado por las subestaciones Pance, San Antonio, Chipichape, La Campiña, Termoyumbo, Guachal, Juanchito, San Luis, Aguablanca, Alférez I y Meléndez. El operador de red en el nivel de 115 kV es EPSA, y la propiedad de estos activos es compartida por EPSA y EMCALI.

De aquí se conecta el sistema de distribución de EMCALI al nivel de 34,5 kV en una configuración enmallada, conformado por las subestaciones San Antonio, Ladera, Sur, Diesel I, Diesel II, Centro, Meléndez, San Luis, Juanchito, Menga, Arroyohondo, Guachal, Guachicona, Puerto Tejada y Mulaló. La totalidad de activos en este nivel de tensión es de EMCALI.

Mediante las subestaciones se cumplen los propósitos de distribuir energía en zonas aledañas a las subestaciones conectadas a 115 kV con circuitos a 13.2 kV para los sectores residencial, comercial e industrial pequeño y con circuitos a 34.5 kV para la gran industria que pasará a servirse al nivel de 115 kV en un futuro y además transportando la energía al interior de la ciudad a través de un sistema de distribución a 34.5 kV y transformando esa Energía a 13.2 kV en las subestaciones propias de EMCALI ya que toda la distribución para los sectores atendidos se hace a 13.2 kV.

La Figura 1 presenta la topología del sistema de transmisión y distribución que alimenta a EMCALI.



Figura 1. Topología del SDL EMCALI. Verde: 230 kV, magenta 115 kV, azul 34.5 kV.

Para los propósitos de distribución se cuenta con 163 circuitos de configuración radial, de los cuales 24 son a 34.5 kV y 139 son a 13.2 kV.

Número de subestaciones	<b>21</b>
Capacidad instalada en subestaciones	<b>1100 MVA</b>
Niveles de voltaje	<b>115/34.5/13.2/0.208/0.120 kV</b>
Circuitos de distribución en media tensión	<b>139</b>
Enlaces entre subestaciones 115 kV	<b>11</b>
Enlaces entre subestaciones 34.5 kV	<b>31</b>
Circuitos a 115 kV	<b>1</b>
Longitud redes aéreas media tensión	<b>2254 km</b>
Longitud redes subterráneas media tensión	<b>363.02 Km</b>
Longitud enlaces	<b>66 km</b>
Transformadores de distribución	<b>18.725</b>
Capacidad instalada para distribución	<b>2.822,32 MVA</b>
Equipos especiales de flexibilidad <sup>1</sup>	<b>676</b>
Demanda máxima de potencia	<b>675 MW</b>

**Tabla 1.** Características principales del sistema de distribución de EMCALI

## 1.1 Subestaciones y Transformadores de Potencia

El sistema de distribución de EMCALI está conformado por subestaciones normalizadas para el área metropolitana de 115/34.5 y 115/13.2 kV con uno a dos transformadores de potencia de 60/58.5/41.75/28/12.5/5.5 MVA las cuales son alimentadas por una, dos y hasta tres líneas circuito doble y sencillo de 115 kV. En la Tabla 2 se presentan los transformadores de potencia de cada subestación.

SUBESTACIÓN	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (MVA)	# DE TRANSF.
TERMOYUMBO	115/34,5	60	2
	115/13.2	12.5	2
PANCE	115/34.5	9.3	1
	115/13,2	41.75	1
MELÉNDEZ	115/34,5	58.45	1
	115/13,2	41.75	2
SAN LUIS	115/13,2	58.45	2
	115/34,5	41.75	2
JUANCHITO	115/34,5	58.45	2
	115/13,2	41.75	2
SAN ANTONIO	115/13,2	58.45	1
	115/34,5	41.75	2
CHIPICHAPE	115/13,2	58.45	1
	115/34,5	41.75	2
GUACHAL	115/34,5	58.45	1
AGUABLANCA	115/13,2	41.75	2
LA CAMPIÑA	115/13,2	12.5	1
MULALO	34,5/13,2	5.25	2
MENGA	34,5/13,8	28	1
GUACHICONA	34,5/13,8	5.5	1
ARROYOHONDO	34.5	0	0
SUR	34,5/13,8	28	3
LADERA	34,5/13,2	28	1
PTO. TEJADA	34,5/13,8	6	1
DIESEL I	34,5/13,8	28	3
DIESEL II	34,5/13,8	28	3
CENTRO	34,5/13,8	28	2
ALFÉREZ	115/34.5/13.8	58/58	1

**Tabla 2.** Subestaciones conectadas a la red de 115 kV

De acuerdo con los criterios de diseño utilizados hasta ahora por EMCALI, la meta es lograr tener como mínimo dos unidades transformadoras de potencia por subestación con el fin de poder aplicar los criterios de cargabilidad para transformadores de 115/13.2 kV considerando una sobrecarga máxima de 15%.

## **2 CARGABILIDAD FUTURA EN SUBESTACIONES**

La definición de la carga pico en la subestación depende de los factores de simultaneidad de la carga pico del transformador en los devanados de 13.2 o 34.5 kV con respecto a la carga coincidente en el devanado de 13.2 o 34.5 kV con el pico del transformador y de los factores de simultaneidad de la carga pico de cada transformador con respecto a la carga coincidente del transformador con la carga pico de la subestación:

### **2.1 Cargabilidad en operación normal:**

- $39.6 * 2 * 0.97 = 76.80$  MVA, 92% de cargabilidad sobre 83.5 MVA.
- $26.1 * 3 * 0.97 = 75.95$  MVA, 90% de cargabilidad sobre 84 MVA.

### **2.2 Cargabilidad en contingencia, transferencia de un tercio de la carga entre circuitos de 13.2 kV:**

- $50.63 * 2 * 0.97 = 98.22$  MVA, 118% de cargabilidad sobre 83.5 MVA.
- $33.76 * 3 * 0.97 = 98.24$  MVA, 117% de cargabilidad sobre 84 MVA.

### **2.3 Análisis de las Contingencias con la Nueva Condición de Cargabilidad**

Una contingencia se refiere a una situación de emergencia donde se puede llegar a perder parte de la carga. El sistema de distribución debe estar en capacidad de seguir suministrando carga en caso de una de las siguientes contingencias:

- Pérdida de una subestación con dos o tres transformadores.
- Pérdida de una barra de 13.2 kV.
- Pérdida de un transformador.
- Pérdida de un tramo de circuito.
- Pérdida de un interruptor de circuito.
- Pérdida del tramo subterráneo.

## 2.4 Pérdida de una Subestación con Dos o Tres Transformadores

De acuerdo con lo descrito lo visto en la sección anterior, al salir una subestación de servicio se desatienden 77 MVA en 13.2 kV, las cuales deben ser atendidos por las subestaciones adyacentes mediante transferencias de carga en la red.

En el momento de carga pico de la subestación los transformadores no están con la carga pico. El valor esperado de carga en cada transformador de 41.75 MVA es de 38 MVA y en cada transformador de 28 MVA es de 26 MVA, quedando una capacidad disponible en cada transformador de 16 MVA (en transformadores de 41.75 MVA) y de 10 MVA (en transformadores de 28 MVA) para obtener una cargabilidad del 130%. En el momento del pico de la subestación cada alimentador a 13.2 kV estaría con 8.2 MVA, transfiriendo la tercera parte de la carga de un alimentador a otro.

La demanda total al nivel de 13.2 kV afectada se puede atender con cinco transformadores de 41.75 MVA u ocho transformadores de 28 MVA de subestaciones adyacentes, transfiriendo la tercera parte de la carga a cada uno de los alimentadores a 13.2 kV (cada alimentador con 8.2 MVA), en este caso cada transformador queda con 51 MVA (transformador de 41.75 MVA) o 34 MVA (transformador de 28 MVA) que corresponde al 121% de cargabilidad.

## 2.5 Pérdida de una Barra de 13.2 kV

En subestaciones de dos transformadores al perder una barra de 13.2 kV no es posible transferir la carga al otro transformador. En este caso se pierden 6 o 7 circuitos que

equivalen una demanda no suplida de 39 MVA en 13.2 kV. La solución es transferir las secciones de los alimentadores a alimentadores de otras subestaciones.

La transferencia se puede realizar a tres transformadores de 41.75 MVA o cuatro de 28 MVA de subestaciones adyacentes transfiriendo la tercera parte de la carga a cada uno de los alimentadores a 13.2 kV (cada alimentador con 8.4 MVA), en este caso cada transformador queda con un 121% de cargabilidad.

## **2.6 Pérdida de un Transformador**

Se debe transferir la carga por la red como en caso de la contingencia anterior.

## **2.7 Pérdida de un Tramo de Circuito**

- Para cualquier caso primero se aísla el tramo fallado.
- Si el tramo fallado es el más cercano a la subestación, se debe transferir la carga de los otros dos tramos a dos alimentadores adyacentes. Si el tramo fallado es el de la mitad, la carga del tercer tramo se transfiere a un alimentador adyacente y el primer tramo se sigue atendiendo normalmente. Por último, si el tramo fallado es el tercero, únicamente se transfiere la carga de este a un alimentador adyacente.
- Si el alimentador fallado solo se puede seccionar en dos partes, cada tramo se debe transferir a otro, cuidando que la carga del alimentador que recibe no sobrepase los 11 MVA o los 8.4 MVA.

## **2.8 Pérdida de un Interruptor de Circuito**

En este caso se atiende el alimentador desde el interruptor de emergencia de la subestación o se transfiere la carga a tres o dos alimentadores adyacentes.

## **2.9 Pérdida del Tramo Subterráneo**

Este caso se soluciona mediante la transferencia de las secciones del circuito a circuitos adyacentes, habiendo aislado previamente el cable subterráneo. Si en la



subestación existe la celda de emergencia se puede hacer uso del cable subterráneo de reserva existente en cada subestación. Esto quiere decir que la existencia o no de la celda de emergencia no influye para la determinación de los nuevos criterios de cargabilidad.

Para las contingencias analizadas es importante mencionar que los niveles de cargabilidad propuestos no van a afectar la operación del sistema en condiciones de emergencia por que se está haciendo uso de las capacidades nominales de los elementos sin afectar la vida útil.

### **3 CARGABILIDAD MÁXIMA DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

De acuerdo con la norma ANSI C57.92-1981, un transformador puede operar en condiciones normales hasta el 120% de su capacidad nominal durante los períodos de máxima demanda, sin detrimento de su vida útil, y por períodos hasta de 24 horas.

Los principios de cargabilidad de transformadores de potencia en subestaciones y circuitos de distribución de EMCALI se han establecido con base en el principio de (N-1), para garantizar la confiabilidad del sistema, es decir, que ante la contingencia de falla en uno de los elementos (transformador, circuito), la totalidad de la demanda afectada pueda ser atendida por el o los elementos más cercanos (transformador, circuito).

Con base en este criterio (N-1) y el límite operativo de cargabilidad hasta el 120%, la cargabilidad máxima de operación para cada transformador en condiciones normales cuando en la subestación hay dos transformadores es del 68%, para que, ante una falla en alguno de los transformadores, el restante pueda asumir la totalidad de la demanda del equipo fallado. Este criterio ha sido acertado para atender las contingencias operativas que se han presentado en el SDL de EMCALI y garantizan la confiabilidad en la prestación del servicio.

## **4 CARGABILIDAD MÁXIMA DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN**

El sistema de distribución de EMCALI es atendido con 163 circuitos de distribución. El principio de operación para los circuitos de distribución de EMCALI establece que, ante una falla en un circuito de distribución, la carga atendida por el mismo se pueda distribuir a los circuitos aledaños. Cada circuito debe estar en capacidad de soportar una carga adicional equivalente al 33% de su carga nominal por un período de hasta 24 horas y sin exceder el límite térmico del conductor; a esto se denomina estado de suplencia en las normas técnicas de EMCALI.

El límite de cargabilidad lo define el conductor asociado a los circuitos de distribución, que para el caso de EMCALI es 500 KCM en las salidas subterráneas de circuitos de distribución; y 266.8 KCM en los ramales principales. Con base en el límite térmico de los conductores (450 A), la carga recomendada en períodos de máxima demanda para los circuitos de distribución a 13.2 kV es de 7.5 MVA y 10 MVA en suplencia; y para circuitos a 34.5 kV es de 20 MVA en condiciones normales y 26 MVA en suplencia. Los principios de operación están establecidos en la norma técnica de diseño de EMCALI EICE ESP.

## **5 REGULACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN**

Las tensiones en estado estacionario no podrán ser inferiores al 90 % de la tensión nominal ni ser superiores al 110 %.

## **6 PERDIDAS TÉCNICAS**

Las pérdidas calculadas con las nuevas cargas a alimentar no deberán exceder el nivel reconocido para el SDL de EMCALI en condición de estado estable según la resolución CREG 167/2009

PERDIDAS RECONOCIDAS (%)	
NIVEL DE TENSIÓN	Resolución CREG 167/2009
NIVEL IV	0.91
NIVEL III	2.34
NIVEL II	1.4
NIVEL I	9.56

**Tabla 3.** Resumen de pérdidas de energía reconocidas resolución CREG 167/2009

## 7 RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

DESCRIPCIÓN	Nivel de Tensión				34.5 KV
	13.2 kV				
	CTO 1- 01305	CTO 2- 01309	CTO 3- 06304	CTO 4- 18301	
Factor de Carga	0.82	0.69	0.55	0.71	0.8
Factor de Pérdidas	0.72	0.54	0.38	0.56	0.7
% de Pérdidas de Energía (Prom. Nal)	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33
% de pérdidas de Potencia de Referencia	1.4	1.4	1.4	1.4	2.34

**Tabla 4.** % Pérdidas de Potencia de Referencia

### 7.1 CIRCUITOS DE 13.2 KV

En la tabla ---- se presentan los resultados obtenidos en cuanto a valores de carga máxima que es factible instalar en cada uno de los circuitos típicos por grupo de calidad analizados

Los circuitos típicos por grupo de calidad que se analizaron son los siguientes:

01-305

16-317

06-304

18-301

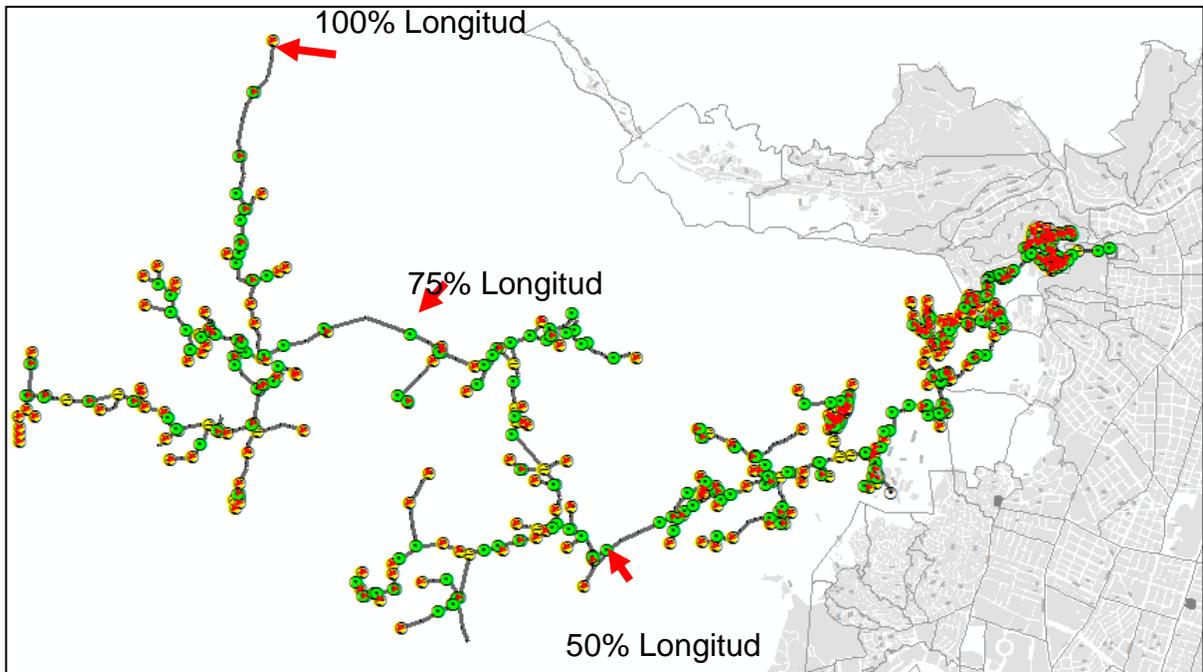


Figura 2. Circuito típico 1 – Pichinde 13.2 kV

La longitud aproximada ramal principal 14,6 km, la simulación de la carga máxima se realizará en las distancias de 7,3 km (50%) y 10.95 km (75%)

La simulación al 50 % se efectúa instalando una carga en el nodo 5011906 y al 75 % en el nodo 1063995



Figura 3. Circuito típico 2 - CARRERA 70 13.2 kV

La longitud aproximada ramal principal 3,5 km, la simulación de la carga máxima se realizará en las distancias de 1,7 km (50%) y 2.4 km (75%)

La simulación al 50 % se efectúa instalando una carga en el nodo 1225448 y al 75 % en el nodo 5724716

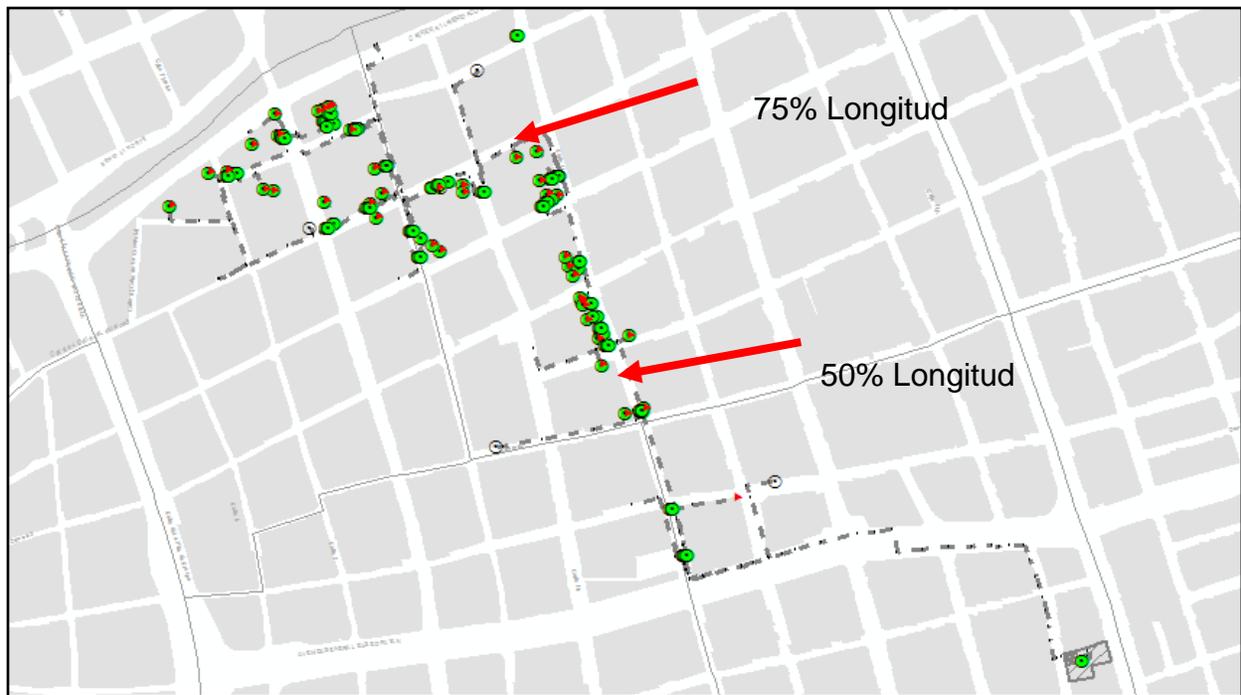


Figura 4. Circuito típico 3 - CALLE 11 13.2 kV

La longitud aproximada ramal principal 1,6 km, la simulación de la carga máxima se realizará en las distancias de 0,8 km (50%) y 1.2 km (75%)

La simulación al 50 % se efectúa instalando una carga en el nodo 5274109, al 75 % en el nodo 1179136

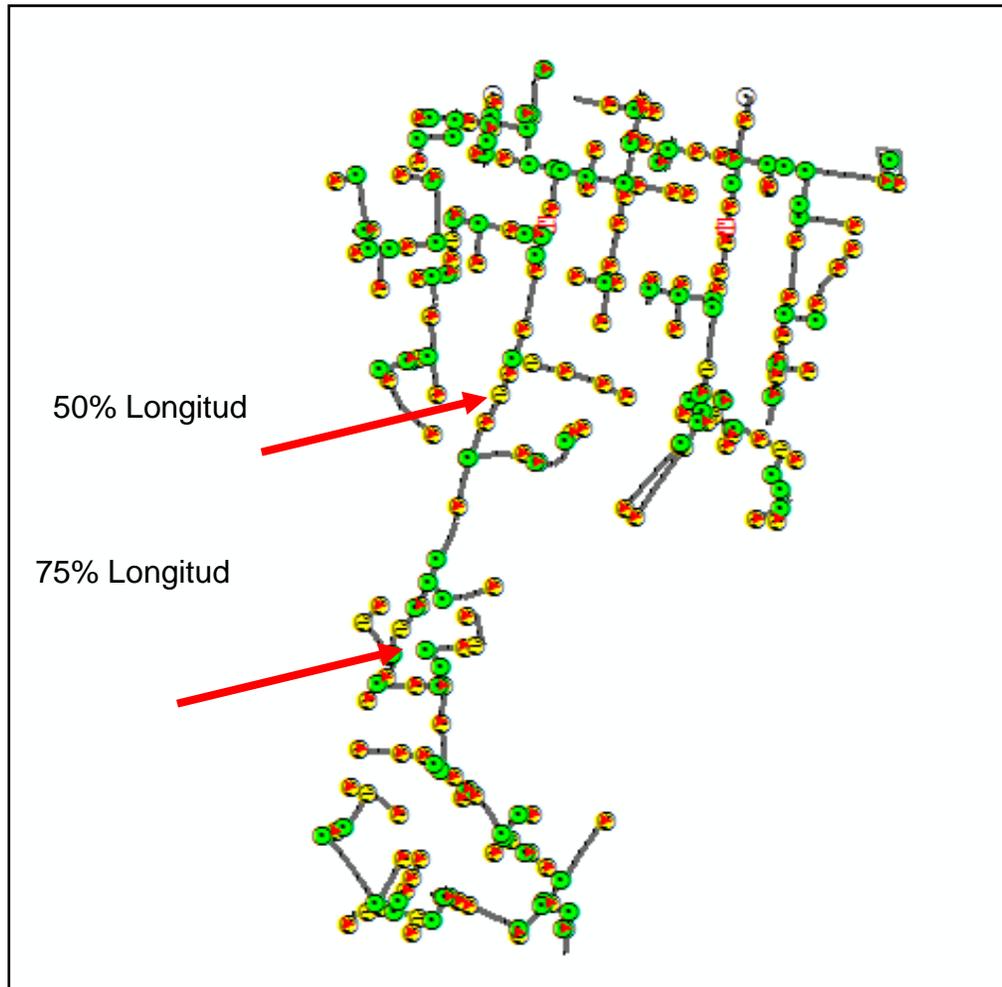


Figura 5. Circuito típico 4 – Las Cruces 13.2 kV

La longitud aproximada ramal principal 3,4 km, la simulación de la carga máxima se realizará en las distancias de 1,7 km (50%) y 2.6 km (75%)

La simulación al 50 % se efectúa instalando una carga en el nodo 5251401, al 75 % en el nodo 1767551

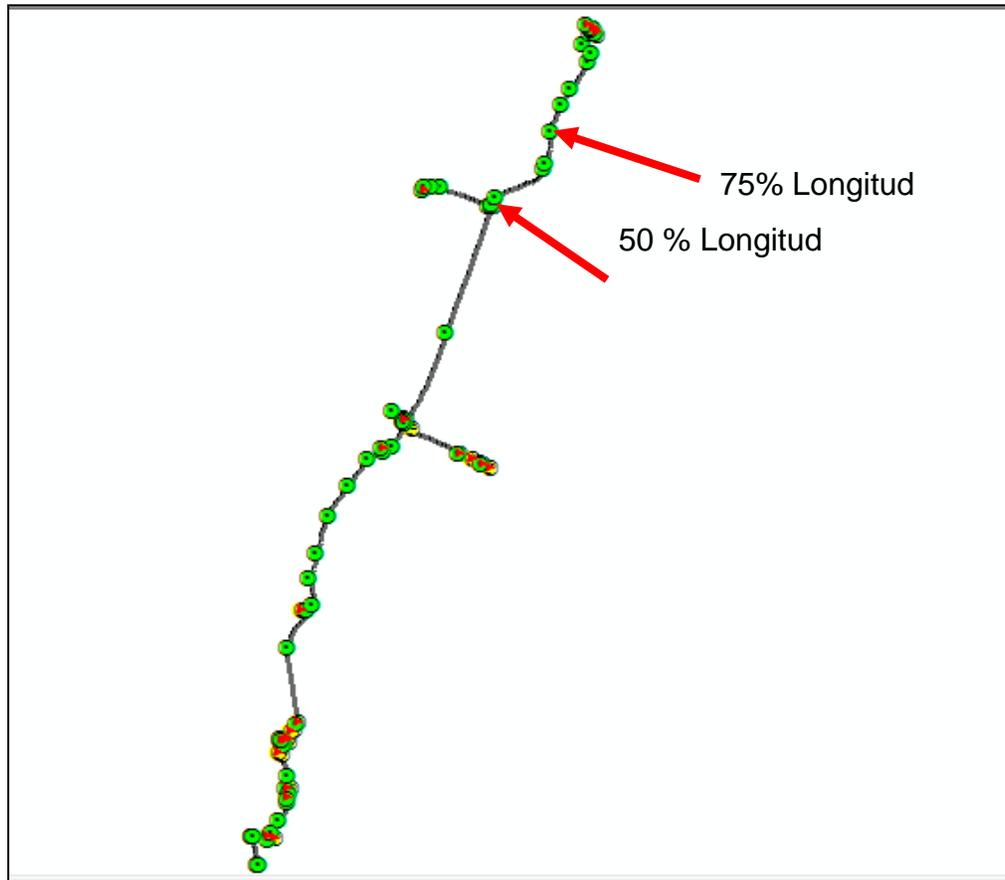


Figura 6. Circuito típico 34.5 kV Mulalo

La longitud aproximada ramal principal 5,4 km, la simulación de la carga máxima se realizará en las distancias de 2,7 km (50%) y 4.1 km (75%)

La simulación al 50 % se efectúa instalando una carga en el nodo 5133238, al 75 % en el nodo 2179077

## 8 RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

ANÁLISIS DE CONEXIÓN CARGA - CIRCUITO TÍPICO I (Pichinde)							
Carga Conectada (%)	Magnitud (MW)	Regulación de Tensión	Limite	Porcentaje Pérdidas (%)	Limite	Calidad %	Limite
50	3.32	0.946	0.9	1.4	1.4	40.4	67
75	1.9	0.946	0.9	1.4	1.4	33	67
100	1.7	0.946	0.9	1.4	1.4	33	67

**Tabla 5.** Análisis de conexión de carga - Circuito típico 1 – 13.2 kV

ANÁLISIS DE CONEXIÓN CARGA - CIRCUITO TÍPICO 2 (Carrera 70)							
Carga Conectada (%)	Magnitud (MW)	Regulación de Tensión	Limite	Porcentaje Pérdidas (%)	Limite	Calidad %	Limite
50	2.66	0.961	0.9	1.39	1.4	66	67
75	1.705	0.96	0.9	1.4	1.4	57	67
100	1.25	0.959	0.9	1.4	1.4	53	67

**Tabla 6.** Análisis de conexión de carga - Circuito típico 2 – 13.2 kV

ANÁLISIS DE CONEXIÓN CARGA - CIRCUITO TÍPICO 3 (Calle 11)							
Carga Conectada (%)	Magnitud (MW)	Regulación de Tensión	Limite	Porcentaje Pérdidas (%)	Limite	Calidad %	Limite
50	2.2	0.98	0.9	0.61	1.4	66.3	67
75	1.8	0.98	0.9	0.78	1.4	67	67
100	1.8	0.98	0.9	1.01	1.4	67.1	67

**Tabla 7.** Análisis de conexión de carga - Circuito típico 3 – 13.2 kV

ANÁLISIS DE CONEXIÓN CARGA - CIRCUITO TÍPICO 4 (Las Cruces)							
Carga Conectada (%)	Magnitud (MW)	Regulación de Tensión	Limite	Porcentaje Pérdidas (%)	Limite	Calidad %	Limite
50	1	0.97	0.9	1.4	1.4	28	67
75	0.58	0.98	0.9	1.4	1.4	26.4	67
100	0.445	0.97	0.9	1.39	1.4	25.2	67

**Tabla 8.** Análisis de conexión de carga - Circuito típico 4 – 13.2 kV

Según los resultados para los circuitos típicos se tienen los siguientes promedios:

Para el circuito típico 1 el límite de capacidad disponible es de 2.3 MW, para el circuito típico 2, 1.85 MW, para el circuito típico 3, el valor es de 1.93 MW y para el circuito típico 4 el valor es de 0.68 MW.

## 8.1 CIRCUITOS DE 34.5 KV

ANÁLISIS DE CARGA A CONECTAR CIRCUITO TÍPICO 34.5 KV (Mulalo)							
Carga Conectada (%)	Magnitud (MW)	Regulación de Tensión	Limite	Porcentaje Pérdidas (%)	Limite	Calidad %	Limite
50	10	0.96	0.9	2.2	2.34	67	67
75	9.099	0.99	0.9	1.8	2.34	67	67
100	9.135	0.99	0.9	0.5	2.34	67	67

**Tabla 9.** Análisis de conexión de carga - Circuito típico 34.5 kV

Para el circuito típico de 34.5 kV el límite de capacidad disponible es de 9.41 MW

## 9 CONCLUSIONES

- Para la conexión de equipos y redes nuevas del OR se tendrá en cuenta lo establecido en el Código de Distribución, las normas de diseño y construcción vigentes de EMCALI E.I.C.E E.S.P.
- No se permite instalar transformadores en puntos de maniobra (dobles terminales)
- No se permiten instalar cargas en los enlaces entre subestaciones
- Cada circuito debe estar en capacidad de soportar una carga adicional equivalente al 33% de su carga nominal por un período de hasta 24 horas y sin exceder el límite térmico del conductor.
- Los niveles de pérdidas técnicas de energía no deberán superar el nivel reconocido en condición de estado estable.
- En adición a los criterios establecidos en este documento, EMCALI evaluará técnicamente las solicitudes para definir los puntos de conexión óptimos para la conexión de cargas al SDL, igualmente EMCALI podrá adelantar obras adicionales para facilitar la conexión de las cargas en el sistema en el nivel de tensión que corresponda.
- Las actualizaciones se llevarán a cabo con una periodicidad anual o en caso de existir cambios significativos en la topología de la red.
- EMCALI definirá el Punto de Conexión de acuerdo con la Resolución CREG 070-1998