

Abastecimiento Óptimo de la Demanda del Sistema METRO QUITO

R. Saraguro

R. Llumiquina

Escuela Politécnica Nacional – EPN

Resumen— El objetivo de este documento es presentar las alternativas analizadas para abastecer de manera óptima y confiable el requerimiento de demanda solicitado por la Empresa Metro Madrid, responsable de la construcción del sistema METRO QUITO, cuya demanda máxima es de 75 MW a lo largo de 15 estaciones de transferencia en un recorrido de 22 km. y cuya entrada en operación se estima para el año 2016.

Palabras clave — Metro Quito, cargabilidad de los elementos de red, evaluación de confiabilidad.

1. INTRODUCCIÓN

Uno de los requerimientos para mejorar la movilidad dentro del Distrito Metropolitano de Quito es buscar alternativas de transportación para la ciudadanía, lo que origino que el Ilustre Municipio de Quito planifique, diseñe y lleve a cabo la construcción del sistema de transporte METROQUITO (Metro), que a lo largo de 15 estaciones de transferencia en un recorrido de 22 km., permitirán conectar el norte con el sur de la ciudad, optimizando el tiempo para cubrir esta distancia.

Ante esto, es obligación de la Empresa Eléctrica Quito buscar de manera óptima las mejores alternativas para abastecer esta demanda desde su sistema eléctrico a través de subestaciones de tracción ubicadas de manera estratégica, las cuales permitan tener un balance de distribución de energía para atender esta demanda.

Con la definición de la topología de red más adecuada se evaluaron contingencias simples y múltiples dentro del Sistema Eléctrico Quito (SEQ), verificando que los niveles de voltaje y cargabilidad de los elementos de la red estén dentro de los límites operativos normales; pasando a una etapa de evaluación de confiabilidad del sistema en base de las estadísticas de falla registrados en los elementos del SEQ en los últimos once años, y una aproximación de los elementos del Sistema Metro de acuerdo a su experiencia y operación en otros países.

2. OBJETIVOS GENERALES

- 2.1. Evaluar la mejor alternativa de conectividad del Sistema Metro con el SEQ sea en niveles de voltaje 138 kV y/o 46 kV, garantizando la inyección permanente de flujo hacia este sistema, y verificando la cargabilidad de los elementos actualmente instalados en el SEQ.
- 2.2. La evaluación de la mejor alternativa de conexión del sistema Metro, al SEQ buscó optimizar la inversión económica que requiere hacer la Empresa Eléctrica Quito, para cubrir este requerimiento.

3. TOPOLOGÍA SISTEMA METRO QUITO

Con los antecedentes ya indicados, se planteo realizar el análisis de las posibles alternativas de conexión del sistema Metro al SEQ, teniendo en consideración que las estaciones de transferencia se ubican a lo largo del recorrido de este sistema, y que en sentido sur – norte se detalla en la Tabla 1.

Tabla 1: Estaciones de Transferencia – Sistema Metro

Estación de Transferencia	S/E Transformación
Quitumbe	Disponible
Moran Valverde	Disponible
Solanda	Disponible
Calzado	Disponible
El Recreo	Disponible
Magdalena	Disponible
San Francisco	Disponible
Alameda	Disponible
El Ejido	No Disponible
Universidad Central	Disponible
La Pradera	Disponible
La Carolina	Disponible
Iñaquito	No Disponible
Jipijapa	Disponible
El Labrador	Disponible

El trayecto del recorrido del Sistema Metro, es como se muestra en la Figura 1.

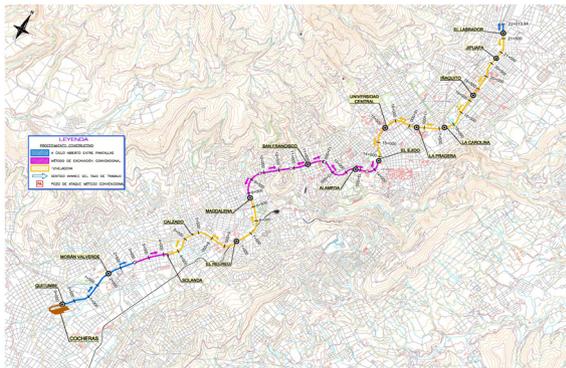


Figura 1: Recorrido del Sistema Metro

En la información que se detalla en la Tabla 1, es importante hacer notar la disponibilidad de la subestación de transformación en las estaciones de transferencia del sistema Metro, las cuales permitirán interconectar las subestaciones de tracción a ser implementadas en el SEQ con estas, las cuales operan en nivel de voltaje 23 kVAC/1.5 kVDC tal como se detallan en las Figuras 2 y 3.



Figura 2: Celdas de Corriente alterna en 23 kV

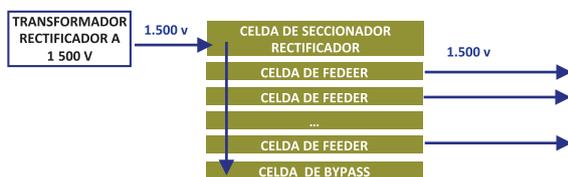


Figura 3: Celdas de Corriente Continua en 1500 V

Las celdas de 23 kV serán de simple barra, modulares con blindaje metálico, con interruptor automático motorizado, seccionador de puesta a tierra motorizado, disponiendo de los transformadores de intensidad y tensión necesarios para realizar las medidas internas en cada uno de los grupos. Interruptor automático, de corte en SF6 o en vacío con tres posibles posiciones (conectado, desconectado y puesto a tierra). Las celdas de continua son de construcciones modulares e independientes una de otras. Se acoplan mecánicamente y eléctricamente formando un conjunto único.

Estas subestaciones dispondrán del equipamiento necesario para conectar en paralelo, los seccionadores de catenaria estarán motorizados y teledemandados, los sectores de tracción a alimentar por la subestación se podrán configurar en paralelo “II” o en antena “T”, tal como se muestra en las Figuras 4 y 5.



Figura 4: Configuración de alimentación en “II”

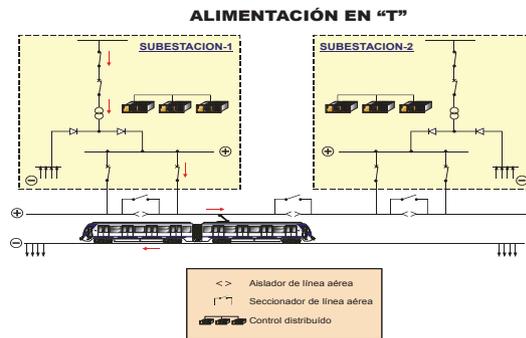


Figura 5: Configuración de alimentación en “T”

4. CONECTIVIDAD SISTEMA SEQ – Metro

Los puntos de conectividad entre las estaciones de tracción del SEQ y el sistema Metro fueron definidos en las estaciones de transferencia: Quitumbe, Magdalena, Universidad Central y El Labrador, con las alternativas que se detalla a continuación:

4.1. Alternativa de Conexión 1:

- En 138 kV: S/E Eugenio Espejo, S/E Chilibulo.
- En 46 kV: S/E Pérez Guerrero, S/E Carolina, S/E Andalucía.

4.2. Alternativa de Conexión 2:

- En 138 kV: S/E Eugenio Espejo, S/E Chilibulo, S/E Vicentina.
- En 46 kV: S/E Carolina, S/E Andalucía

4.3. Alternativa de Conexión 3:

- En 138 kV: S/E Eugenio Espejo, S/E Chilibulo, S/E Vicentina, S/E Zambiza.

En base a las corridas de flujo realizadas para los escenarios de demanda media y máxima en las alternativas 4.1 y 4.2 se verifica que no es factible abastecer la demanda específicamente a través de los elementos en 46 kV, debido a que en estos escenarios se incrementa la cargabilidad de los elementos asociados.

Esto definió que la mejor alternativa para abastecer la demanda del sistema Metro, por confiabilidad, continuidad y mejor calidad de servicio es a través del sistema en 138 kV que conforman las S/E Eugenio Espejo, S/E Chilibulo, S/E Vicentina, y S/E Zambiza; verificando que el punto más importante de esta topología es la S/E Vicentina debido a que es uno de los puntos de conectividad del SEQ con el Sistema Nacional de Transmisión -SNT.

La topología de red en esta alternativa de conectividad se la observa en la Figura 6.

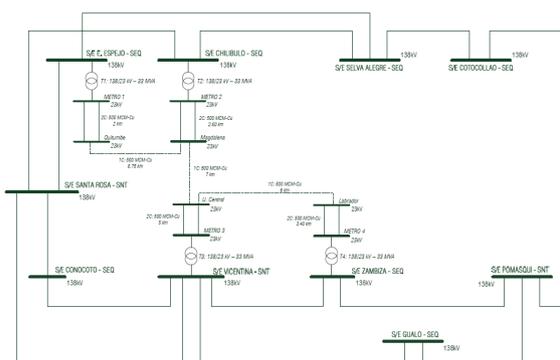


Figura 6: Topología de la red del SEQ en 138 kV

La topología que se muestra en la Figura está conformada por los elementos y requerimientos que se detallan a continuación:

- Subestaciones del SEQ, ver Tabla 2.

Tabla 2: Requerimientos en las S/E del SEQ

Subestación SEQ	Requerimiento
S/E Eugenio Espejo	Implementación de un transformador de 33 MVA con los accesorios respectivos para abastecer la demanda del sistema Metro.
S/E Chilibulo	
S/E Vicentina	
S/E Zambiza	Construcción total de la S/E con una capacidad de 33 MVA en configuración entrada – salida en uno de los circuitos de la L/T: S/E Pomasqui – S/E Vicentina.

- S/E de tracción 138/23 kV – 33 MVA:
Metro 1, Metro 2, Metro 3, Metro 4.
- Circuitos S/E: Tracción – Estaciones de transferencia, ver Tabla 3:

Tabla 3: Requerimientos para conectividad entre subestaciones de tracción y estaciones de transferencia

Circuito de Tracción (km. aprox.)	Requerimiento
Metro 1 – Quitumbe (2.6 km.)	Doble circuito, cable unipolar de cobre – 500 MCM – 25 kV.
Metro 2 – Magdalena (2.6 km.)	
Metro 3 – Universidad Central (5 km.)	
Metro 4 – El Labrador (3.4 km.)	

- Anillo estaciones de transferencia de interconexión con el SEQ¹, ver Tabla 4:

Tabla 4: Planteamiento para conectividad entre estaciones de transferencia conectadas a las S/E de Tracción

Circuito de Tracción (km. aprox.)	Requerimiento
Quitumbe – Magdalena (8.75 km.)	Un circuito, cable unipolar de cobre – 500 MCM – 25 kV.
Magdalena – Universidad Central (7.00 km.)	
Universidad Central – El Labrador (6.00 km.)	

- Anillo estaciones de transferencia Sistema Metro².

Las quince estaciones de transferencia estarán interconectadas con un circuito, cable unipolar de cobre – 750 MCM – 25 kV, que estará en los 22 km., del recorrido del sistema Metro.

Con la potencia instalada en las cuatro estaciones de tracción definidas para abastecer la demanda del sistema Metro, garantizan abastecer todo el requerimiento de demanda de este sistema.

5. ESTUDIOS ELÉCTRICOS

Determinada la topología de red más adecuada para abastecer de manera óptima la demanda del sistema Metro, se realizaron las simulaciones respectivas modelando la red diseñada en la Figura 6, en el plan de expansión del SNT, con la incorporación de los proyectos planificados hasta el año 2020.

Con esta red, se realizó la evaluación de flujos de potencia, análisis de contingencias y de confiabilidad para los años 2016 y 2020 en los periodos lluvioso y de estiaje en los escenarios de demanda máxima, media y mínima.

1 La implementación de estos circuitos corresponden a Metro Quito.
2 La implementación de estos circuitos corresponden a Metro Quito.

5.1. Año 2016

Para abastecer la demanda del sistema Metro y no elevar la cargabilidad de los elementos existentes en el en la red eléctrica del SEQ, a más de los requerimientos detallados, ver Tabla 2, se requiere la siguiente implementación:

Construcción de la S/E “Guamani” – 138/23 kV – 33 MVA en el circuito L/T: S/E Santa Rosa – S/E Machachi – 138 kV, que servirá para descargar las S/E Eugenio Espejo (No. 59), S/E Eplicachima (No. 21), S/E Santa Rosa (No. 37), atendiendo a los clientes industriales del sector.

5.1.1. Flujos de Potencia

Al verificar los resultados de flujos de potencia en este escenario, verificando el perfil de voltaje en las barras en 138 kV del SEQ, tal como se muestra en las Figuras 7 y 8, se observa que los niveles de voltaje están dentro de los límites establecidos en la regulación de calidad de energía, para los periodos lluvioso y de estiaje en los escenarios de demanda máxima, media y mínima.

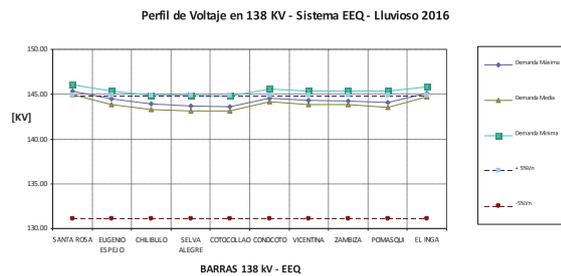


Figura 7: Perfil de Voltaje SEQ - 138 kV – año 2016 – periodo lluvioso, escenarios de demanda máxima, media y mínima

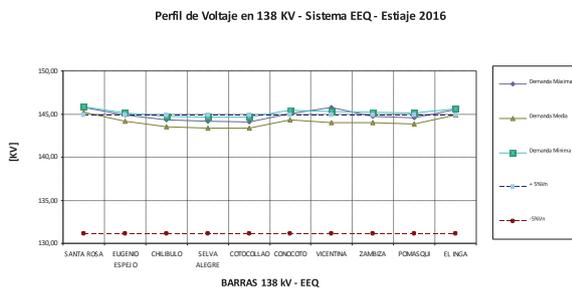


Figura 8: Perfil de Voltaje SEQ - 138 kV – año 2016 – periodo estiaje, escenarios de demanda máxima, media y mínima

Los valores que se pueden registrar de las Figuras 7 y 8, se resumen en la Tabla 5.

Tabla 5: Valores en [kV] máximos y mínimos registrados en el SEQ, periodo de análisis 2016

Periodo	Escenario	Valor Máximo [kV]	Valor Mínimo [kV]
Lluvioso	Máxima	144,26	142,20
	Media	143,99	141,89
	Mínima	145,41	144,04
Estiaje	Máxima	144,78	142,69
	Media	144,59	142,39
	Mínima	145,36	144,00

A nivel de 23 kV, en las estaciones de transferencia del Sistema Metro, como se observa en las Figuras 9 y 10, los niveles de voltaje están dentro de los límites que se establecen en la regulación de calidad de energía.

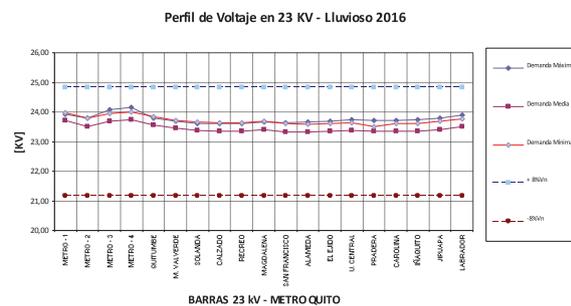


Figura 9: Perfil de Voltaje Sistema Metro - 23 kV – año 2016 – periodo lluvioso, escenarios de demanda máxima, media y mínima

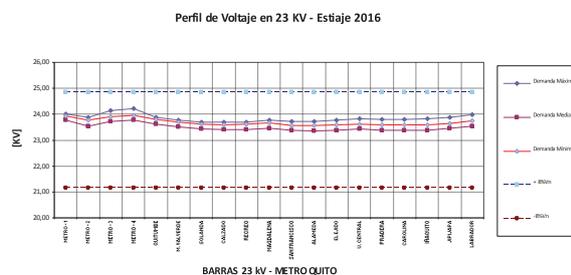


Figura 10: Perfil de Voltaje Sistema Metro - 23 kV – año 2016 – periodo estiaje, escenarios de demanda máxima, media y mínima

Los valores que se pueden registrar de las Figuras 9 y 10, se resumen en la Tabla 4.

Tabla 4: Valores en [kV] máximos y mínimos registrados en el Sistema Metro, periodo de análisis 2016

Periodo	Escenario	Valor Máximo [kV]	Valor Mínimo [kV]
Lluvioso	Máxima	23,90	23,36
	Media	23,50	23,17
	Mínima	23,83	23,51
Estiaje	Máxima	23,98	23,45
	Media	23,60	23,26
	Mínima	23,84	23,44

En referencia de la cargabilidad de los elementos de la red, en el SEQ, en las Figuras 11 y 12 se registra que no existen sobrecargas en los elementos de la red del SEQ en 138 kV, para los periodos de estiaje y lluvioso, en todos los escenarios.

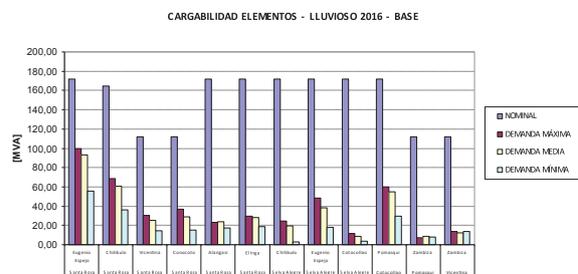


Figura 11: Cargabilidad de los elementos de red del SEQ 138 kV – periodo lluvioso, escenarios de demanda máxima, media y mínima

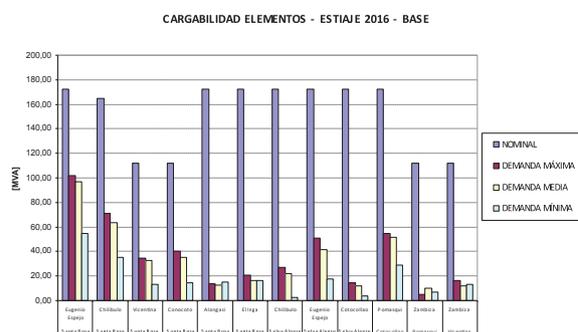


Figura 12: Cargabilidad de los elementos de red del SEQ 138 kV – periodo estiaje, escenarios de demanda máxima, media y mínima

En la Tabla 7, se observan un resumen de los datos de cargabilidad máxima registrada en los elementos de red del SEQ en nivel 138 kV.

Tabla 7: Cargabilidad elementos de la red SEQ – 138 kV

Periodo	Escenario	Valor Máximo [kV]	Valor Mínimo [kV]
Lluvioso	Máxima	L/T: Santa Rosa – Eugenio Espejo	71,09
	Media		63,12
	Mínima		38,44
Estiaje	Máxima	L/T: Santa Rosa – Eugenio Espejo	72,64
	Media		65,66
	Mínima		37,57

En los elementos modelados para el Sistema Metro no se presentan sobrecargas, detallándose a continuación los valores máximos registrados, ver Tabla 8.

Tabla 8: Cargabilidad elementos de la red Sistema Metro – 23 kV

Periodo	Escenario	Valor Máximo [kV]	Valor Mínimo [kV]
Lluvioso	Máxima	Trafo Vicentina 138/23 kV – 33 MVA	66,64
	Media	Quitumbe – Morán Valverde	71,27
	Mínima		70,11
Estiaje	Máxima	Trafo Vicentina 138/23 kV – 33 MVA	66,24
	Media	Quitumbe – Morán Valverde	72,26
	Mínima		64,46

5.1.2. Análisis de Contingencias

En este escenario se realizó la simulación de las contingencias que se detalla a continuación:

A. Contingencias Simples, ver Tabla 9

Tabla 9: Contingencias simuladas

No.	Elemento	Contingencia
1	L/T: Santa Rosa – Eugenio Espejo	Apertura
2	L/T: Santa Rosa – Chilibulo	Apertura
3	L/T: Selva Alegre – Chilibulo	Apertura
4	L/T: Conocoto – Vicentina	Apertura
5	L/T: Santa Rosa – Vicentina	Apertura
6	L/T: Pomasqui – Zambiza	Apertura
7	T1: Eugenio Espejo 138/23 kV – 33 MVA.	Apertura
8	T2: Chilibulo – 138/23 kV – 33 MVA.	Apertura
9	T3: Vicentina – 138/23 kV – 33 MVA.	Apertura
10	T4: Zambiza – 138/23 kV – 33 MVA.	Apertura

B. Contingencias Múltiples

Apertura de todos los elementos asociados a la S/E Santa Rosa 138 kV, excepto los transformadores ATU y ATT del SNT.

Ante estas contingencias los niveles de voltaje en las barras del SEQ y del Sistema Metro están dentro de los límites establecidos ante contingencias (+/- 10%), ver Tablas 10 y 11, para los niveles en 138 kV y 23 kV.

Tabla 10: Nivel de Voltaje ante contingencias – SEQ – 138 kV

Contingencia	Periodo	Valor Máximo [kV]	Valor Mínimo [kV]
Contingencia 1	Lluvioso	144,10	139,38
	Estiaje	144,60	139,95
Contingencia 2	Lluvioso	144,19	140,78
	Estiaje	144,68	141,33
Contingencia 3	Lluvioso	144,26	141,98
	Estiaje	144,78	142,50
Contingencia 4	Lluvioso	142,36	140,18
	Estiaje	142,19	140,00
Contingencia 5	Lluvioso	144,27	142,07
	Estiaje	144,78	142,60
Contingencia 6	Lluvioso	144,21	142,20
	Estiaje	144,73	142,73
Contingencia 7	Lluvioso	144,20	142,09
	Estiaje	144,72	142,62
Contingencia 8	Lluvioso	144,22	142,20
	Estiaje	144,74	142,73
Contingencia 9	Lluvioso	144,18	142,07
	Estiaje	144,71	142,60
Contingencia 10	Lluvioso	144,17	142,09
	Estiaje	144,69	142,62
Contingencia 11	Lluvioso	145,19	134,06
	Estiaje	144,69	134,00

Tabla 11: Nivel de Voltaje ante contingencias – Sistema Metro 23kV

Contingencia	Periodo	Valor Máximo [kV]	Valor Mínimo [kV]
Contingencia 1	Lluvioso	23,77	22,97
	Estiaje	23,86	23,07
Contingencia 2	Lluvioso	23,82	23,21
	Estiaje	23,90	23,30
Contingencia 3	Lluvioso	23,90	23,38
	Estiaje	23,98	23,48
Contingencia 4	Lluvioso	23,55	23,03
	Estiaje	23,52	23,01
Contingencia 5	Lluvioso	23,85	23,34
	Estiaje	23,94	23,43
Contingencia 6	Lluvioso	23,85	23,34
	Estiaje	23,94	23,44
Contingencia 7	Lluvioso	23,84	22,82
	Estiaje	23,94	22,92
Contingencia 8	Lluvioso	23,82	23,07
	Estiaje	23,92	23,16
Contingencia 9	Lluvioso	23,62	22,94
	Estiaje	23,71	23,04
Contingencia 10	Lluvioso	23,58	22,87
	Estiaje	23,68	22,96

Contingencia	Periodo	Valor Máximo [kV]	Valor Mínimo [kV]
Contingencia 11	Lluvioso	23,02	22,06
	Estiaje	23,00	22,06

Los elementos de red analizados no presentan sobrecargas, ver Tablas 12 y 13, para el sistema SEQ y Metro respectivamente.

Tabla 12: Cargabilidad elementos de la red SEQ – 138 kV, ante contingencias

Contingencia	Escenario	Elemento	Cargabilidad [%]
Contingencia 1	Lluvioso	S. Rosa – Chilibulo	76,90
	Estiaje		78,58
Contingencia 2	Lluvioso	S. Rosa – Eugenio Espejo.	90,77
	Estiaje		92,57
Contingencia 3	Lluvioso	S. Rosa – Eugenio Espejo.	76,48
	Estiaje		78,35
Contingencia 4	Lluvioso	S. Rosa – Eugenio Espejo	70,72
	Estiaje		71,95
Contingencia 5	Lluvioso	S. Rosa – Eugenio Espejo	73,68
	Estiaje		75,40
Contingencia 6	Lluvioso	S. Rosa – Eugenio Espejo	70,35
	Estiaje		71,86
Contingencia 7	Lluvioso	S. Rosa – Eugenio Espejo	64,29
	Estiaje		65,67
Contingencia 8	Lluvioso	S. Rosa – Eugenio Espejo	72,33
	Estiaje		73,79
Contingencia 9	Lluvioso	S. Rosa – Eugenio Espejo	74,20
	Estiaje		75,62
Contingencia 10	Lluvioso	S. Rosa – Eugenio Espejo	73,60
	Estiaje		75,02
Contingencia 11	Lluvioso	Cotocollao –Pomasqui	91,53
	Estiaje		89,25

Tabla 13: Cargabilidad elementos de la red Sistema Metro – 23 kV, ante contingencias

Contingencia	Escenario	Elemento	Cargabilidad [%]
Contingencia 1	Lluvioso	Transformador S/E Vicentina.	79,15
	Estiaje		78,88
Contingencia 2	Lluvioso	Transformador S/E Vicentina.	72,52
	Estiaje		72,16
Contingencia 3	Lluvioso	Jipijapa – Labrador.	64,48
	Estiaje	Transformador S/E Vicentina	63,92
Contingencia 4	Lluvioso	Jipijapa – Labrador.	63,97
	Estiaje		62,73

Contingencia	Escenario	Elemento	Cargabilidad [%]
Contingencia 5	Lluvioso	Jipijapa – Labrador.	65,31
	Estiaje	Quitumbe – M. Valverde	65,49
Contingencia 6	Lluvioso	Transformador	66,80
	Estiaje	S/E Vicentina.	66,33
Contingencia 7	Lluvioso	Recreo - Magdalena	95,34
	Estiaje		95,31
Contingencia 8	Lluvioso	Transformador	83,28
	Estiaje	S/E Vicentina.	82,95
Contingencia 9	Lluvioso	Transformador	93,28
	Estiaje	S/E Zambiza.	92,54
Contingencia 10	Lluvioso	Transformador	98,13
	Estiaje	S/E Vicentina	97,43
Contingencia 11	Lluvioso	Transformador	86,14
	Estiaje	S/E Zambiza.	84,69

5.2. Año 2020

Tal como se menciona en el numeral 5.1, en el SEQ se requiere realizar la siguiente implementación, de acuerdo a lo establecido en los planes de expansión.

Construcción de la S/E 51 – Aeropuerto Mariscal Sucre 138/23 kV – 20/27/33 MVA, con el objetivo de descargar las S/E Cristiania (18), S/E Gualo (No. 14), esta subestación seccionará el circuito conformado por las S/E Vicentina – S/E Zambiza – S/E Pomasqui, alternativa a ser analizada con la ampliación de la S/E Zambiza que inicialmente abastecería únicamente la demanda del Sistema Metro.

5.2.1. Flujos de Potencia

En las Figuras 13 y 14, se observa que los niveles de voltaje en las barras a 138 kV de los sistemas SEQ y Metro están dentro de los límites de calidad establecidos para los periodos Lluviosos y de estiaje en los escenarios de demanda máxima, media y mínima respectivamente.

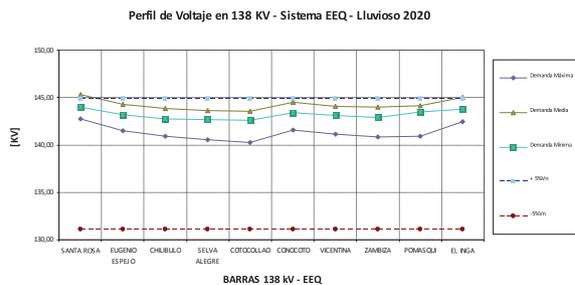


Figura 13: Perfil de Voltaje SEQ - 138 kV – año 2020 – periodo lluvioso, escenarios de demanda máxima, media y mínima

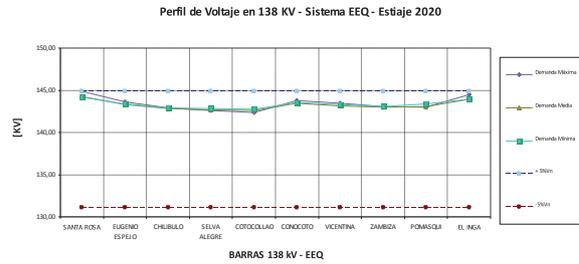


Figura 14: Perfil de Voltaje SEQ - 138 kV – año 2020 – periodo de estiaje, escenarios de demanda máxima, media y mínima

Los valores que se pueden registrar de las Figuras 13 y 14, se resumen en la Tabla 14.

Tabla 14: Valores en [kV] máximos y mínimos registrados en el SEQ periodo de análisis 2020

Periodo	Escenario	Valor Máximo [kV]	Valor Mínimo [kV]
Lluvioso	Máxima	141,46	142,16
	Media	144,46	142,41
	Mínima	143,69	138,56
Estiaje	Máxima	143,20	140,41
	Media	143,15	141,10
	Mínima	143,91	142,36

En 23 kV, de similar manera para lo indicado en el año 2016, las Figuras 15 y 16, muestran que los niveles de voltaje en las barras del Sistema Metro, están dentro de los límites permisibles.

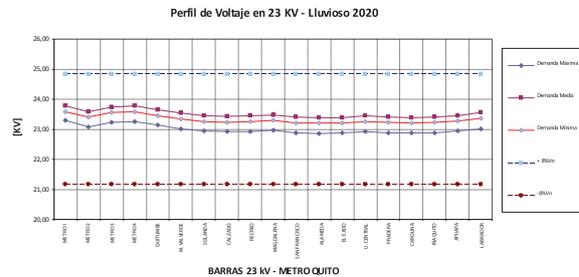


Figura 15: Perfil de Voltaje Sistema Metro - 23 kV – año 2020 – periodo lluvioso, escenarios de demanda máxima, media y mínima



Figura 16: Perfil de Voltaje Sistema Metro - 23 kV – año 2020 – periodo de estiaje, escenarios de demanda máxima, media y mínima

Valores que se resumen como se indica a continuación, ver Tabla 15.

Tabla 15: Valores en [kV] máximos y mínimos registrados en el Sistema Metro periodo de análisis 2020

Periodo	Escenario	Valor Máximo [kV]	Valor Mínimo [kV]
Lluvioso	Máxima	22,99	22,56
	Media	23,60	23,19
	Mínima	23,53	23,13
Estiaje	Máxima	23,31	22,89
	Media	23,37	22,96
	Mínima	23,56	23,15

En referencia a cargabilidad de los elementos de red del Sistema Metro, no se registran sobrecargas en estos, de acuerdo a las Figuras 17 y 18 y la Tabla de resumen, ver Tabla 16.

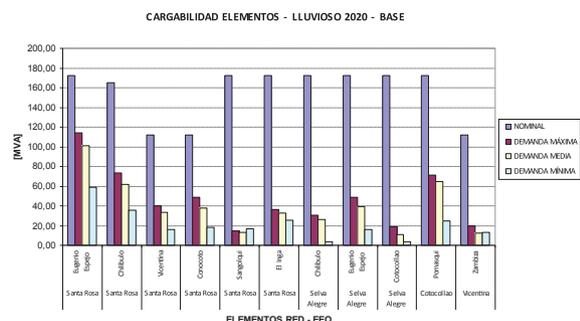


Figura 17: Cargabilidad de los elementos de red del SEQ 138 kV – periodo lluvioso, escenarios de demanda máxima, media y mínima

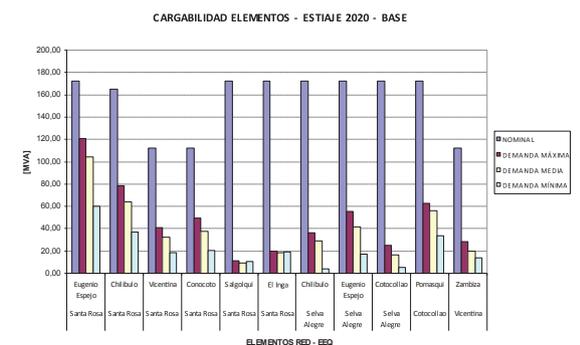


Figura 18: Cargabilidad de los elementos de red del SEQ 138 kV – periodo estiaje, escenarios de demanda máxima, media y mínima

Tabla 16. Cargabilidad elementos de la red SEQ – 138 kV.

Periodo	Escenario	Elemento	Cargabilidad Máxima [%]
Lluvioso	Máxima	L/T: Santa Rosa – Eugenio Espejo.	66,38
	Media		58,86
	Mínima		34,18

Periodo	Escenario	Elemento	Cargabilidad Máxima [%]
Estiaje	Máxima	L/T: Santa Rosa – Eugenio Espejo.	70,22
	Media		60,49
	Mínima		35,04

Para los elementos modelados en la red del Sistema Metro en este escenario, no se registran sobrecargas, tal como se puede verificar a continuación, ver Tabla 17.

Tabla 17: Cargabilidad elementos de la red Sistema Metro – 23 kV

Periodo	Escenario	Elemento	Cargabilidad Máxima [%]
Lluvioso	Máxima	Quitumbe – Morán Valverde.	65,72
	Media		64,71
	Mínima		63,50
Estiaje	Máxima	Quitumbe – Morán Valverde.	66,08
	Media		64,81
	Mínima		63,85

5.2.2. Análisis de Contingencias

Las contingencias analizadas en este escenario de operación, se detallaron en el numeral 5.1.2, literales a y b.

Se registran los valores de voltaje en las barras del SEQ y del Sistema Metro, verificándose la operación de estos dentro de los límites de regulación establecidos, ver Tablas 18 y 19.

Tabla 18: Nivel de voltaje ante contingencias – SEQ – 138 kV

Contingencia	Periodo	Valor Máximo [kV]	Valor Mínimo [kV]
Contingencia 1	Lluvioso	142,69	137,67
	Estiaje	144,75	139,81
Contingencia 2	Lluvioso	142,76	139,09
	Estiaje	144,82	141,24
Contingencia 3	Lluvioso	142,81	139,90
	Estiaje	144,87	141,94
Contingencia 4	Lluvioso	142,80	140,23
	Estiaje	144,87	142,30
Contingencia 5	Lluvioso	142,82	140,13
	Estiaje	144,89	142,29
Contingencia 6	Lluvioso	142,74	140,30
	Estiaje	144,82	142,35
Contingencia 7	Lluvioso	142,73	140,13
	Estiaje	144,80	142,29
Contingencia 8	Lluvioso	142,73	140,30
	Estiaje	144,80	142,36

Contingencia	Periodo	Valor Máximo [kV]	Valor Mínimo [kV]
Contingencia 9	Lluvioso	142,73	140,13
	Estiaje	144,78	142,21
Contingencia 10	Lluvioso	142,71	140,16
	Estiaje	144,77	142,28
Contingencia 11	Lluvioso	144,28	132,86
	Estiaje	146,23	135,00

Tabla 19: Nivel de voltaje ante contingencias – Sistema Metro 23 kV

Contingencia	Periodo	Valor Máximo [kV]	Valor Mínimo [kV]
Contingencia 1	Lluvioso	23,12	22,53
	Estiaje	23,49	22,91
Contingencia 2	Lluvioso	23,17	22,73
	Estiaje	23,54	23,10
Contingencia 3	Lluvioso	23,30	22,89
	Estiaje	23,67	23,27
Contingencia 4	Lluvioso	23,28	22,84
	Estiaje	23,65	23,22
Contingencia 5	Lluvioso	23,27	22,81
	Estiaje	23,64	23,19
Contingencia 6	Lluvioso	23,28	22,85
	Estiaje	23,65	23,24
Contingencia 7	Lluvioso	23,16	22,27
	Estiaje	23,54	22,67
Contingencia 8	Lluvioso	23,10	22,47
	Estiaje	23,48	22,86
Contingencia 9	Lluvioso	23,20	22,47
	Estiaje	23,57	22,84
Contingencia 10	Lluvioso	23,23	22,37
	Estiaje	23,60	22,76
Contingencia 11	Lluvioso	22,38	21,64
	Estiaje	22,79	22,03

Los elementos de red analizados, no presentan sobrecargas, ver Tablas 20 y 21, para el sistema SEQ y Metro respectivamente.

Tabla 20: Cargabilidad elementos de la red SEQ – 138 kV ante contingencias

Contingencia	Escenario	Elemento	Cargabilidad [%]
Contingencia 1	Lluvioso	S. Rosa – Chilibulo.	76,88
	Estiaje		72,21
Contingencia 2	Lluvioso	S. Rosa – Eugenio Espejo.	90,73
	Estiaje		85,85
Contingencia 3	Lluvioso	S. Rosa – Eugenio Espejo.	74,20
	Estiaje		79,29

Contingencia	Escenario	Elemento	Cargabilidad [%]
Contingencia 4	Lluvioso	S. Rosa – Eugenio Espejo.	67,58
	Estiaje		71,49
Contingencia 5	Lluvioso	S. Rosa – Eugenio Espejo.	69,26
	Estiaje		72,92
Contingencia 6	Lluvioso	S. Rosa – Eugenio Espejo.	65,55
	Estiaje		69,78
Contingencia 7	Lluvioso	S. Rosa – Eugenio Espejo.	59,76
	Estiaje		63,31
Contingencia 8	Lluvioso	S. Rosa – Eugenio Espejo.	68,22
	Estiaje		72,05
Contingencia 9	Lluvioso	S. Rosa – Eugenio Espejo.	70,19
	Estiaje		73,97
Contingencia 10	Lluvioso	S. Rosa – Eugenio Espejo.	69,19
	Estiaje		72,88
Contingencia 11	Lluvioso	Cotocollao – Pomasqui.	80,23
	Estiaje		78,15

Tabla 21: Cargabilidad elementos de la red Sistema Metro – 23 kV, ante contingencias

Contingencia	Escenario	Elemento	Cargabilidad [%]
Contingencia 1	Lluvioso	Transformador S/E Vicentina.	75,12
	Estiaje		76,58
Contingencia 2	Lluvioso	Quitumbe – Morán Valverde.	70,12
	Estiaje		70,88
Contingencia 3	Lluvioso	Transformador S/E Chilibulo.	63,42
	Estiaje		64,24
Contingencia 4	Lluvioso	Quitumbe – Morán Valverde.	66,58
	Estiaje		66,94
Contingencia 5	Lluvioso	Quitumbe – Morán Valverde.	67,64
	Estiaje		68,15
Contingencia 6	Lluvioso	Quitumbe – Morán Valverde.	66,28
	Estiaje		66,58
Contingencia 7	Lluvioso	Magdalena – El Recreo.	94,79
	Estiaje		95,45
Contingencia 8	Lluvioso	Quitumbe – Morán Valverde.	85,24
	Estiaje		85,29
Contingencia 9	Lluvioso	Transformador S/E Zambiza.	85,24
	Estiaje		84,67
Contingencia 10	Lluvioso	Universidad Central – La Pradera.	96,66
	Estiaje		96,61
Contingencia 11	Lluvioso	Transformador S/E Vicentina.	81,58
	Estiaje		83,00

6. ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO QUITO

La confiabilidad del servicio de energía eléctrica, medida a través de índices de desempeño, tiene dos orientaciones diferentes: el registro de eventos pasados y la predicción de confiabilidad.

Con la predicción de índices de confiabilidad, se determina el comportamiento que tendrá la red, basado en condiciones operativas anteriores registradas en estadísticas, para determinar posibles problemas y de esta manera sugerir correcciones, cambios y/o mejoras en la topología de la red.

La confiabilidad para este tipo de sistemas se establece en base a una serie de cuantificadores que intentan describir en promedio las veces en que se ve afectado el servicio eléctrico y sus probables duraciones. Los índices más comunes utilizados en la cuantificación de confiabilidad son los relacionados con la frecuencia y duración de fallas o cortes de suministro de energía eléctrica.

A. Recolección de información

Para cada elemento de red se requiere reportes de eventos de salida y restauración que incluyen: fecha y hora de salida, fecha y hora de restauración. Estos registros dependerán de la naturaleza y detalle del sistema en estudio. Los datos de los componentes del sistema que generalmente se requieren son:

- Tasa de falla (tasas forzadas de falla) asociada con los diferentes modos de falla.
- Tiempo promedio esperado de reparación o reemplazo de un componente en falla.
- Mantenimiento programado de un componente.
- Duración promedio esperada por mantenimiento sea este programado o no.

B. Índices de confiabilidad

Se han definido índices que controlan la frecuencia y duración y costo de de las interrupciones. Estos índices tienen por objeto determinar el impacto de las interrupciones, por número, duración y severidad.

En el cálculo de la confiabilidad de sistemas eléctricos, existen dos categorías básicas de índices a evaluar:

- Índices de los puntos de carga
- Índices del sistema

6.1. Resultados Obtenidos

Se analizaron parámetros técnicos para la toma de decisiones con el fin de incrementar el nivel de confiabilidad de esta red modelada.

6.1.1. Análisis de confiabilidad (Simple circuito de tracción)

Los resultados presentados en la Tabla 22 muestra el nivel de confiabilidad del sistema considerando simple circuito entre las subestaciones de tracción del Sistema METRO-Q y las subestaciones del SEQ.

Tabla 22: Índices de carga del Sistema

DESCRIPCIÓN	INDICE	VALOR	UNIDAD
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema	SAIFI	0,008539	1/a
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Cliente	CAIFI	0,066608	1/Ca
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema	SAIDI	0,013	h/a
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente	CAIDI	1,000	h
Índice de Disponibilidad del Servicio Promedio	ASAI	0,9999985379	
Índice de Indisponibilidad del Servicio Promedio	ASUI	0,0000014621	
Energía no Suministrada	ENS	7,493	MWh/a
Energía no Suministrada Promedio	AENS	0,064	MWh/Ca
Costo Energía no Suministrada	CENS	11.486,769	US\$/a

6.1.2. Análisis de confiabilidad (Doble circuito de tracción)

Los resultados presentados en la Tabla 22 muestra el nivel de confiabilidad del sistema considerando simple circuito entre las subestaciones de tracción del Sistema METRO-Q y las subestaciones del SEQ.

Tabla 23 Índices de carga del Sistema

DESCRIPCIÓN	INDICE	VALOR	UNIDAD
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema	SAIFI	0,008548	1/a

DESCRIPCIÓN	INDICE	VALOR	UNIDAD
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Cliente	CAIFI	0,066678	1/Ca
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema	SAIDI	0,009	h/a
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente	CAIDI	1,000	h
Índice de Disponibilidad del Servicio Promedio	ASAI	0,9999990242	
Índice de Disponibilidad del Servicio Promedio	ASUI	0,0000009758	
Energía no Suministrada	ENS	5,001	MWh/a
Energía no Suministrada Promedio	AENS	0,043	MWh/Ca
Costo Energía no Suministrada	CENS	7.666,53	US\$/a

7. CONCLUSIONES

La determinación de la ubicación de las subestaciones de tracción determinadas se las realizó en base de la disposición geográfica de estas y las distancias más próximas a las estaciones de transferencia del Sistema Metro, lo que busco garantizar la continuidad y confiabilidad del servicio, optimizando recursos de inversión por parte de la EEQ, para abastecer esta demanda.

En base al análisis realizado en cada escenario ante contingencias, con la configuración seleccionada se puede concluir que el sistema Metro no tendrá problemas de abastecimiento de energía.

Es importante hacer notar que en esta red, al tratarse de una etapa de diseño, la capacidad de los conductores que abastecen la demanda de este sistema fue realizada en las condiciones más críticas, siendo esta limitada. Por lo que al realizarse la construcción de estos circuitos y cambiando la condición de instalación de estos, la capacidad de los conductores puede verse incrementada.

En la información estadística para la evaluación de confiabilidad del sistema en estudio se consideró

un registro de once años debido a que si mayor es el tiempo de registros, mayor será el intervalo de confianza de las estadísticas.

Los índices de confiabilidad del sistema generalmente se determinan en base a los índices de los puntos de carga y muestran la frecuencia y duración de las interrupciones de toda la red analizada.

8. RECOMENDACIONES

La EEQ de acuerdo a su diseño sugiere a Metro Quito la construcción del circuito de interconexión en las subestaciones con un conductor de cobre unipolar 750 MCM (como mínimo), el cual garantiza la operación normal de este sistema, sin presentarse sobrecargas en estos, Metro Quito podría incrementar el calibre de estos de acuerdo a sus evaluaciones de flujos de potencia.

Una evaluación de confiabilidad, considerando la conexión de un simple circuito frente a la conexión de un doble circuito entre las subestaciones de tracción del sistema Metro-Quito y las subestaciones del SEQ presenta una reducción considerable de energía no suministrada en el orden del 33%.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Metro Madrid (2012), “Información del diseño del Sistema Metro Quito”.
- [2] ICONEL, “Catalogo de Cables de Media Tensión”, phelps dogdge, Valencia Venezuela 1998
- [3] WESTINGHOUSE Electric Corporation, Electrical Transmisión and Distribution Referente Book, East Pittsburg, Pensilvania, Fourth edition 1964
- [4] ZAPATA C. J. Confiabilidad de Sistemas Eléctricos. Universidad Tecnológica de Pereira – Colombia 2008.
- [5] ALI A. CHOWDHURY, DON O. KOVAL Power Distribution System Reliability. Practical Methods and Applications. 2009 by IEEE, Inc.



Roberth A. Saraguro Ramirez.- Nació en Loja, Ecuador en el año de 1982, Recibió su título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 2007, Egresado de la Maestría en Ciencias de Ingeniería Eléctrica en 2011. Actualmente se desempeña como

Ingeniero Eléctrico en el Departamento de Sistemas y Potencia de la Dirección de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito.

Se ha desempeñado como Instructor de Laboratorio de Máquinas Eléctricas en la Escuela Politécnica Nacional (2006), Consultor de Servicios en Mercados Energéticos – EneResearch Cia Ltda. (2007), Ingeniero de Análisis Post Operativo, Dirección de Operaciones del CENACE (Marzo – Mayo 2007). Su área de interés es la operación en tiempo real del sistema eléctrico Quito.



Raúl A. Llumiyinga Cisneros.- Nació en Quito, Ecuador en el año de 1985, Recibió su título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 2011. Actualmente se desempeña como Ingeniero Eléctrico en el

Departamento de Sistemas y Potencia de la Dirección de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito.

Se ha desempeñado como Ingeniero eléctrico consultor de de servicios en diseño, control, supervisión y dirección de proyectos de Ingeniería en el sector privado. Su área de interés es la planificación y análisis de confiabilidad de sistemas eléctricos.