

Study by Microgrids of the Current and Future Demand of the Coverage Area of Substation 57 Pomasqui of the Metropolitan District of Quito

Estudio por Microáreas de la Demanda Actual y Futura del Área de Cobertura de la Subestación 57 Pomasqui del Distrito Metropolitano de Quito

J. Jimenez¹

F. Pérez¹

R.Loor²

¹Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador

E-mail: jefferson.jimenez@epn.edu.ec; fabian.perez@epn.edu.ec

²Empresa Eléctrica Quito – EEQ, Quito, Ecuador

E-mail: rloor@eeq.com.ec

Abstract

This work analyzes the current demand for the coverage area of Substation 57 Pomasqui owned by the Empresa Eléctrica Quito (EEQ) and it establishes the forecasted demand at 2018 by using a technique for microgrids. To do this, the study considers two major stages: 1) determination of the maximum demand at each microgrid, and 2) estimation of the land use based on the Plan de Uso y Ocupación del Suelo (PUOS) promulgated by Plan Metropolitano de Ordenamiento Territorial (PMOT) of the city of Quito. The results obtained in these two stages are used, in conjunction with the logistic curve, to make the forecasting of the demand at 2018. That is, it is based on the fact that the growth of the electric demand follows the behavior of the logistic curve and it considers the results of the forecast of the demand. This establishes a procedure that allows to estimate the demand for the year 2018. Finally, with the results of the forecasted demand for 2018, power flow studies are performed using the CYMDIST software to estimate the future operating conditions. This helps detecting possible problems and discussing alternative solutions in the short and medium term distribution planning.

Index terms– Logistic Curve, Microgrids, Electricity Demand Forecasting, PUOS, PMOT and Electrical Power Distribution System.

Resumen

El trabajo analiza la demanda actual de la zona de cobertura de la subestación 57 Pomasqui de propiedad de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ), y establece la proyección de la demanda al año 2018 usando el método por microáreas. Para ello, el estudio considera dos grandes etapas: 1) determinación de la demanda máxima de cada microárea, y 2) estimación del área habilitada de construcción de cada zona, basándose en el Plan de Uso y Ocupación del Suelo (PUOS) promulgado en el Plan Metropolitano de Ordenamiento Territorial (PMOT) de la ciudad de Quito. Los resultados obtenidos en estas dos etapas se utilizan, en combinación con la curva logística, para realizar la proyección de la demanda al año 2018. Es decir, se basa en el hecho que el crecimiento de la demanda eléctrica sigue el comportamiento de la curva logística y considera los resultados de la proyección de la demanda. Esto establece un procedimiento que permite estimar la demanda para el año 2018. Finalmente, con los resultados de la demanda proyectada al año 2018, se realizan estudios de flujos de potencia usando el software CYMDIST con el fin de estimar las condiciones operativas futuras. Esto permite detectar posibles problemas y comentar alternativas de solución en la planificación de distribución a corto y mediano plazo.

Palabras clave– Curva logística, Microáreas, Proyección de la demanda, PUOS, PMOT y Sistema Eléctrico de Distribución.

Recibido: 31-07-2017, Aprobado tras revisión: 16-11-2017

Forma sugerida de citación: Jimenez, J.; Pérez, F.; Loor, R. (2018). "Estudio por Microáreas de la Demanda Actual y Futura del Área de Cobertura de la Subestación 57 Pomasqui del Distrito Metropolitano de Quito". Revista Técnica "energía". No. 14, Pp.33-43

ISSN 1390-5074.

1. INTRODUCCIÓN

Acorde a datos obtenidos del último censo realizado en el 2010 por parte del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC), Quito registra 2 239 191 habitantes y se proyecta que para el año 2020 esta cifra alcance los 2 781 641. Esto indica un importante crecimiento poblacional que se extiende tanto al norte como al sur de la ciudad, y dependiendo de la zona, este crecimiento poblacional se traduce en el incremento, en mayor o menor medida, de la demanda de energía eléctrica. Un sector influenciado por el desarrollo urbanístico es la zona de Pomasqui. En la actualidad, la subestación (S/E) 57 Pomasqui registra una cargabilidad cercana al 80% y acorde a estudios realizados por el Departamento de Planificación de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ), al 2018 llegará a operar al límite de su capacidad instalada, provocando serios problemas por energía no suministrada si los transformadores de la subestación salieran de servicio por sobrecarga.

Con el fin de cumplir con la cobertura del servicio eléctrico a toda la población demandante y prever escenarios de posible falla de los equipos de distribución, es necesario realizar estudios de proyección de la demanda. Para ello, existen diferentes métodos aplicados en sistemas de distribución, como los métodos basados en estudios estadísticos, análisis de tendencia del crecimiento poblacional y la diversificación del uso de terrenos e incluso, aplicaciones desarrolladas con sistemas de inteligencia artificial como redes neuronales artificiales.

Los métodos estadísticos utilizando regresión son tradicionalmente los más empleados ya que su modelamiento es relativamente sencillo. Básicamente, la función obtenida permite establecer la relación cuantitativa que existe entre una variable y un conjunto de las mismas. Además, se puede realizar la interpolación y extrapolación entre los valores dados por una función y desarrollar pronósticos de los datos utilizando como guía la tendencia de la información. Sin embargo, presenta la deficiencia de sobre extrapolar los resultados, es decir, predecir erróneamente una demanda mayor de la que puede existir en términos reales en una zona determinada. [1]

El modelo de redes neuronales artificiales emula el funcionamiento básico de la neurona biológica. En esencia, se aplica un conjunto de entradas a la neurona, cada una de las cuales representa una salida de otra neurona. Éstas entradas se multiplican por su peso o ponderación correspondiente, análoga al grado de conexión de la sinapsis (unión intercelular entre neuronas). Todas las entradas ponderadas se suman y se determina el nivel de excitación o activación de la neurona. Tiene un alto grado de confiabilidad pero los paquetes computacionales que se encuentran

en el mercado presentan limitaciones y restricciones para adaptarse a problemas reales, además de que la programación puede resultar larga y tediosa. [2]

El método por microáreas relaciona el crecimiento de la demanda eléctrica con el incremento de la población y la actividad comercial a través del uso del suelo. Para ello, se realiza la subdivisión geográfica del área que abarca un sistema de distribución en superficies más pequeñas, acorde al grado de resolución planteado en las predicciones de carga, pero por conveniencia es preferible utilizar áreas con dimensiones simétricas, por ejemplo: 100 m x 100 m, 500 m x 500 m, 1 000 m x 1 000 m. La validez de este método se rige a que el uso futuro del suelo y las estimaciones poblacionales sean fidedignas. [1][3]

Es así que de los métodos mencionados anteriormente, para el análisis de la demanda actual y futura de la zona de cobertura de la S/E 57 Pomasqui, se selecciona el modelo por microáreas, ya que a más de que se cuenta con las herramientas necesarias para el desarrollo del mismo, éste permite que la relación demanda eléctrica y uso de suelo se realice a través de un método de regresión, lo cual simplifica el análisis matemático.

De esta manera, se obtiene la demanda proyectada al año 2018 con la cual, se realizan estudios de flujos de potencia usando el software CYMDIST y se presentan posibles soluciones que satisfagan las condiciones de demanda futura.

El resto de este documento está organizado de la siguiente manera. En primer lugar, se presenta la metodología utilizada para realizar la proyección de la demanda por microáreas en base a los factores de saturación. Luego, se desarrolla el proceso matemático que estima la demanda al año 2018. Posteriormente, se realiza el análisis de los resultados alcanzados mediante la simulación en CYMDIST de los datos de demanda al año 2018. Finalmente, en las conclusiones se menciona una propuesta a corto plazo y otra a mediano plazo para reducir las posibles afectaciones que sufrirán los equipos de distribución, resultado del incremento de la demanda.

2. METODOLOGÍA

2.1. Determinación de Microáreas

Con el fin de establecer un sistema normalizado en la implementación de microáreas sobre el sistema de distribución, la EEQ ha definido la metodología que permite dividir el área de concesión en cuadrículas de un kilómetro cuadrado y 250 x 250 m para áreas consideradas urbanas [4].

El punto a partir del cual se va a graficar los ejes coordenados se encuentra en el centro histórico de Quito, en el centro comercial artesanal Plaza Arenas.

Desde este sitio, se extiende los ejes norte, sur, este y oeste hasta los límites del área de cobertura de la EEQ [4].

Con el sistema de coordenadas planteado, se traza una red de cuadrículas de un kilómetro cuadrado que ocupe la totalidad de la zona de influencia de la S/E 57 Pomasqui. Se escoge un estudio uniforme y homogéneo con microáreas de un kilómetro cuadrado debido a que la superficie a analizar es extensa y la información a manejar elevada. Para el presente estudio, en el área de cobertura de la S7E 57 Pomasqui se establecen 240 microáreas de un kilómetro cuadrado.

Tomando como base los ejes cartesianos y conociendo el punto de origen, se establecen cuatro cuadrantes geográficos: NE, SE, NO y SO. Además, se ubica la numeración (por cada kilómetro) a lo largo de los ejes Y y X, por lo que cada microárea queda definida por dos letras correspondientes al cuadrante respectivo, y dos números dados por la ubicación respecto al eje X y eje Y [4]. Por ejemplo:

- NE0106: Cuadrante Noreste, eje X= 01, eje Y=06.
- SO1207: Cuadrante Suroeste, eje X=12, eje Y=07.

En la Fig.1 se muestra el diagrama espacial y el área de influencia de la S/E 57 Pomasqui, resaltando además la nomenclatura de una microárea.

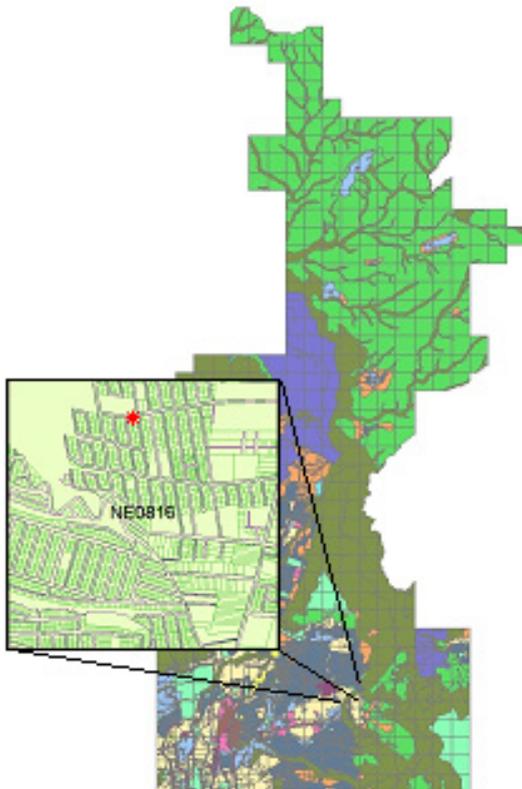


Figura 1: Área de Influencia de la S/E 57 Pomasqui

2.2. Curva Logística

Para el desarrollo de este trabajo se utiliza la función logística o curva logística, muy utilizada en modelos de crecimiento poblacional, la cual refleja el comportamiento característico de la demanda eléctrica [5] [6]. En la Fig. 2 se muestra en detalle la curva logística.

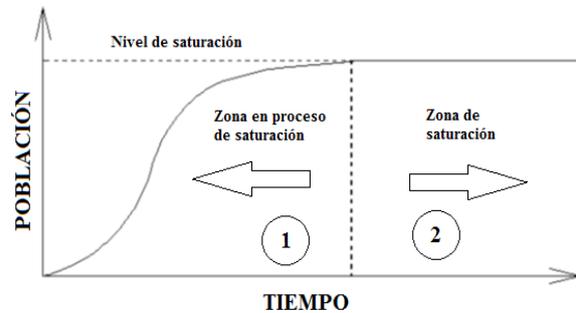


Figura 2: Curva Logística [6]

Para el área de interés, el estudio de la proyección de la demanda considera dos grandes etapas: la primera relacionada con la determinación de la demanda máxima que se tiene en cada microárea, y la segunda enfocada en la estimación del área habilitada de construcción de cada zona, basándose en el Plan de Uso y Ocupación del Suelo dictado en el Plan Metropolitano de Ordenamiento Territorial de la ciudad de Quito. Los resultados obtenidos en estas dos etapas se utilizarán, en combinación con la curva logística, para realizar la proyección de la demanda al año 2018.

2.3. Demanda Actual por Microárea

Con el fin de evaluar la operación actual de la S/E 57 Pomasqui, se debe realizar una distribución de la carga a partir de la cabecera de cada primario y posteriormente ejecutar un flujo de potencia con el cual se obtienen las demandas por cuadrícula, todo esto con ayuda del programa CYMDIST. Los datos para realizar dichas simulaciones fueron obtenidos de la página del sistema de información de la Dirección de Distribución SDI – EEQ [7].

Para el presente trabajo, se utiliza la información tomada en el mes de abril de 2015 (mes anterior al inicio de este estudio). Los datos a ingresar en CYMDIST para demanda no coincidente y demanda máxima coincidente de la EEQ se detallan en la Tabla 1 y Tabla 2, respectivamente.

Tabla 1: Datos para Simulación Demanda no Coincidente

Primario	Fecha Medición	Factor de potencia	Potencia Total [kW]	Potencia fase A [kVA]	Potencia fase B [kVA]	Potencia fase C [kVA]
57 A	abr. 21, 2015 8:30 PM	0,957	8 482,23	3 101,17	2 942,53	2 803,00
57 B	abr. 22, 2015 8:15 PM	0,967	8 583,64	2 853,49	2 915,18	3 095,93
57 C	abr. 26, 2015 8:15 PM	0,961	8 796,89	3 028,99	3 151,71	2 958,43
57 D	abr. 7, 2015 8:30 PM	0,963	3 609,83	1 253,06	1 190,65	1 297,10
57 E	abr. 14, 2015 8:15 PM	0,975	9 664,55	3 243,43	3 202,01	3 450,02
57 F	abr. 18, 2015 8:45 PM	0,969	6 122,33	1 887,48	2 384,63	2 033,83
57 G	abr. 16, 2015 4:00 PM	0,947	9 513,51	3 055,60	3 393,15	3 581,57

Tabla 2: Datos para Simulación Demanda Máxima Coincidente

Primario	Fecha Medición	Factor de potencia	Potencia Total [kW]	Potencia fase A [kVA]	Potencia fase B [kVA]	Potencia fase C [kVA]
57 A	abr. 7, 2015 8:00 PM	0,955	7 897,89	2 891,02	2 756,27	2 609,77
57 B	abr. 7, 2015 8:00 PM	0,966	8 186,31	2 721,77	2 783,30	2 956,65
57 C	abr. 7, 2015 8:00 PM	0,964	7 987,98	2 750,82	2 815,23	2 706,96
57 D	abr. 7, 2015 8:00 PM	0,963	3 548,48	1 243,54	1 164,67	1 265,32
57 E	abr. 7, 2015 8:00 PM	0,979	8 888,32	2 915,44	2 912,77	3 233,14
57 F	abr. 7, 2015 8:00 PM	0,971	4 311,60	1 272,88	1 770,91	1 386,58
57 G	abr. 7, 2015 8:00 PM	0,969	6 475,76	1 929,06	2 040,03	2 701,83

Con la información de la demanda no coincidente y demanda coincidente se puede establecer el factor de diversidad y el factor de coincidencia, ya que el primero es aplicado como un criterio fundamental para que el diseño del sistema de distribución sea el más económico acorde al nivel de distribución donde se aplique, mientras el segundo corrige la demanda máxima y facilita la elección adecuada de cables y transformadores. Por lo que la simulación de los dos escenarios sirve como guía para la planeación adecuada del sistema [8].

Luego de ingresar la información necesaria para la distribución de carga, se efectúa un análisis de flujo de potencia y se obtienen los resultados a través de los reportes generados, tanto para demanda no coincidente como para el caso de demanda máxima coincidente. En la Tabla 3 se detalla un ejemplo del resultado de la simulación.

Tabla 3: Demanda Total dentro de cada Microárea

Microárea	Número de transformadores	Demanda total [kVA]
NE0213	1	8
NE0214	2	39
NE0314	8	244
NE0315	1	3
NE0316	1	22

Tabla 4: Cálculo del Área Neta Habilitada por Microárea

Microárea	Uso vigente	Zonificación ¹	Área total	COS ¹	Área total x COS	Incidencia	Área habilitada	Área neta habilitada	Demanda ²	Uso predominante
			[m ²]	[%]	[m ²]					
NE0721	Agrícola Resid.	A1002-35(VU)	8 290,34	35,00	2 901,62	1,07	271 913,29	223 126,29	773	Residencial
	Equipamiento	A603-35	93 042,94	35,00	32 565,03	11,98				
	Equipamiento	A1002-35	9 235,55	35,00	3 232,44	1,19				
	Equipamiento	ZC	3 617,04	2,00	72,34	0,03				
	Prot. ecológica	PQ	173 430,60	0,00	0,00	0,00				
	Residencial 1	A603-35	663 661,98	35,00	232 281,69	85,42				
	Residencial 1	V	1 791,83	2,00	35,84	0,01				
RNR	A25002-1.5	54 955,31	1,50	824,33	0,30					
[1] Zonificación y COS detallados en el Plan Metropolitano de Ordenamiento Territorial - Ordenanza Metropolitana No. 0171										
[2] Demanda obtenida de la simulación al año 2015										

2.4. Plan de Uso y Ocupación del Suelo

El Plan Metropolitano de Ordenamiento Territorial (PMOT) define estrategias que permiten un desarrollo ordenado de la ciudad, está contemplado dentro de la Ordenanza Metropolitana 0171. El instrumento de acción del PMOT es el Plan de Uso y Ocupación del Suelo (PUOS), el cual define el porcentaje habitable de suelo, la altura y volumen de las edificaciones en función de coeficientes de ocupación [9]. Acorde a la asignación del uso de suelo en el área de influencia de la S/E 57 Pomasqui, se determinan seis tipos de uso de suelo predominante en el área de estudio: agrícola residencial, equipamiento, industrial, protección ecológica, residencial y recursos naturales renovables (RNR).

2.4.1 Área total de construcción habilitada

Para determinar el área habilitada por microárea, a cada tipo de suelo se lo debe multiplicar por el respectivo Coeficiente de Ocupación del Suelo (COS), asignado en la zonificación para edificación y habilitación del suelo del PUOS. En base a ésta información se determina la superficie que abarca cada uso de suelo en dicha zona y su respectiva incidencia porcentual en la microárea.

Finalmente, para establecer el área neta habilitada, se debe restar de cada microárea la superficie ocupada por las vías y demás espacios comunitarios. Para el presente estudio se establece que el área habilitada de cada microárea se reduce un 15%, cifra correspondiente a la superficie ocupada por calles y avenidas. Hay que señalar que, debido a las condiciones dadas por el uso del suelo de la zona, se desistió de incluir la altura máxima de las edificaciones. En la Tabla 4 se detalla un ejemplo del cálculo del área neta habilitada.

En total, el área de influencia de la S/E 57 Pomasqui está cubierta por 240 microáreas de las cuales 20 se catalogan como de uso agrícola residencial, 11 corresponden a equipamiento, 4 definidas como uso industrial, 9 zonas de protección ecológica, 83 con uso predominante residencial y 113 definidas como recursos naturales renovables.

2.4.2 Factores de saturación

La proyección de la demanda eléctrica en las microáreas no saturadas se lo hace en función de factores de saturación calculados a partir de la información de las microáreas saturadas, es decir, microáreas donde se considera que no va a existir un aumento de la demanda. Para ello, se analizan ciertas situaciones particulares de cada zona como el tipo de uso de suelo predominante, el espacio disponible para nuevas construcciones y los resultados estadísticos provenientes de las simulaciones.

Una vez que se identifica la microárea saturada se debe determinar el factor de saturación, el cual resulta de la relación entre el área neta habilitada de la microárea saturada con la demanda eléctrica existente en la misma, la expresión viene dada en [kVA/m²]. En la Tabla 5 se definen los factores de saturación para la demanda máxima no coincidente y demanda máxima coincidente según el tipo de uso de suelo.

Tabla 5: Factores de Saturación por Tipo de Uso de Suelo

Demanda máxima no coincidente			Demanda máxima coincidente		
Uso vigente	De- manda saturada	Factor de saturación	Uso vigente	Demanda saturada	Factor de saturación
	[kVA]	[kVA/m ²]		[kVA]	[kVA/m ²]
Residencial	2.301,00	5,8912E-03	Residencial	1.818,00	4,5924E-03
Industrial	315	6,6790E-04	Industrial	287	6,0850E-04
Agrícola Residencial	125	5,3820E-04	Agrícola Residencial	82	3,5300E-04
Equipa- miento	18	2,1675E-03	Equipa- miento	14	1,6859E-03
Protección Ecológica	15	2,6068E-03	Protección Ecológica	10	1,7379E-03
RNR	312,33	4,3944E-02	RNR	288	4,0510E-02

2.5. Incidencia del Plan de Cocción Eficiente (PEC)

El PEC busca reemplazar el uso de Gas Licuado de Petróleo (GLP) por electricidad para la cocción y calentamiento de agua en el sector residencial. El ingreso de este tipo de cargas representa un incremento adicional de la demanda eléctrica que debe ser incorporada a la proyección de cada microárea que cuente con algún usuario residencial. Se espera que el plan tenga una cobertura final superior al 80% del total de los abonados residenciales [3] [6].

Además, se conoce que las cocinas de inducción tienen potencias desde los 3,5 kW (sin horno) hasta los 6,8 kW (con horno), que en base al National Electrical Code (2011) en su tabla 220.55 establece un factor de demanda de 80%. Por lo que la demanda individual de cada cocina es de 2,8 kW y 5,4 kW, respectivamente.

Para el análisis de la demanda adicional por microárea se escoge como base la cocina de 3,5 kW con una demanda individual de 2,8 kW [3] [6].

Al mismo tiempo, es preciso establecer el factor de coincidencia que se tendrá en cada microárea acorde al número de usuarios residenciales. Para ello, se utiliza la información tomada de [10], en el cual se observa una gráfica con curvas de demanda diversificada para algunos equipos. Para el caso de las cocinas de inducción se utiliza la curva “Ranges” [3] [6].

Finalmente, la demanda adicional por concepto de cocinas de inducción se obtiene al multiplicar la demanda individual de la cocina seleccionada (2,8 kW) por el número de cocinas, y por el factor de coincidencia. A continuación, se muestra un ejemplo de cálculo para la microárea NE0721 que cuenta con 1 558 usuarios residenciales.

Ya que se espera que un 80% de los usuarios tenga cocina de inducción, se obtiene que el número de usuarios reales de cocinas de inducción es 1 246.

El cálculo del factor de coincidencia se lo realiza tomando en cuenta la demanda diversificada del número de usuarios residenciales de cada microárea, en este caso 1 246 usuarios, dividido para la demanda máxima diversificada de un usuario, que es igual a 0,8 kW y 3,7 kW respectivamente [3] [6]. Para el procedimiento detallado se usa (1):

$$f_{coincidencia} = \frac{DD}{DMD} \quad (1)$$

Donde:

DD = demanda diversificada de n usuarios
 DMD = demanda máxima diversificada 1 usuario

El factor de coincidencia para este caso es 0,2162. Para calcular la demanda por cocinas de inducción se emplea (2).

$$Demanda_{CI} = DI \times UR \times f_{coincidencia} \quad (2)$$

Donde:

DI = Demanda individual y UR = Usuarios reales

$$Demanda_{CI} = 2,8kW \times 1246 \times 0,2162 = 754,41 kW$$

2.6. Proyección de la Demanda por Microárea

Para realizar la proyección de la demanda, se toma el área neta habilitada de cada microárea y se multiplica por el factor de saturación correspondiente al tipo de uso de suelo predominante [3]. A

continuación, a modo de ejemplo se desarrolla el proceso mencionado para el escenario de demanda no coincidente usando la información correspondiente de la Tabla 4 y 5. El mismo proceso se replica para el escenario de demanda coincidente.

Datos:

Microárea	NE0721
Uso vigente	Residencial
Demanda actual [kVA]	773
Área neta habilitada [m ²]	223 126,29

Al tratarse de una microárea donde la predominancia de uso de suelo es residencial, se utiliza el factor de saturación respectivo, expresado en (3). La demanda de saturación está determinada con (4).

$$f_{S_{Residencial}} = 0,005\ 891 \frac{kVA}{m^2} \quad (3)$$

$$D_{saturación} = \text{Área neta habilitada} \times f_{S_{Residencial}} \quad (4)$$

Para este ejemplo se obtiene una demanda de saturación de 1 314,48 kVA.

Para obtener la demanda proyectada total, se suma la demanda de saturación con la demanda de las cocinas de inducción, como se muestra en (5). Hay que señalar que, para obtener la demanda adicional por cocinas de inducción, primero se debe calcular la demanda de saturación y en base a este valor estimar que el número de usuarios residenciales va a crecer proporcionalmente.

$$Demanda\ Proj.\ Total = D_{saturación} + Demanda_{CI} \quad (5)$$

La demanda total proyectada para la microárea NE0721 es de 2 068,89 kVA.

2.7. Proyección de la Demanda 2018

Como se mencionó en el numeral 2.2, la curva logística que se emplea como base del estudio tiene dos zonas diferenciadas (Ver Fig.2). La demanda total proyectada en función del uso máximo del área neta habilitada, se encuentra en la zona de saturación, sin embargo, como se desea conocer la demanda eléctrica para el año 2018, es preciso considerar un modelo matemático que describa el comportamiento de la curva de la zona en proceso de saturación.

De esta manera, tomando en consideración la superficie que abarca cada microárea (1 km cuadrado) y la amplia capacidad para nuevas construcciones, este trabajo plantea que las microáreas consideradas como residenciales e industriales lleguen a saturarse

en el año 2035 (en un plazo de 21 años tomando como año cero el 2014), para las áreas establecidas como RNR, agrícola residencial, equipamiento y protección ecológica se define 2050 como año de saturación (en un plazo de 36 años tomando como año cero el 2014).

Como el modelo empleado es válido para 10 periodos de tiempo, se ajusta los valores mediante una relación proporcional mostrados en la Tabla 6 [11].

Tabla 6: Periodos de Tiempo

Año	Número de año	Periodo para uso de suelo residencial e industrial	Periodo para otros usos de suelo
2014	0	0,00	0,00
2015	1	1,00	1,00
2016	2	1,00	1,00
2017	3	1,43	1,00
2018	4	1,90	1,11
2019	5	2,38	1,39
2020	6	2,86	1,67
2021	7	3,33	1,94
2022	8	3,81	2,22
2023	9	4,29	2,50
2024	10	4,76	2,78
2025	11	5,24	3,06
2035	21	10,00	5,83
2050	36	---	10,00

Asu vez, la curva logística se describe empleando (6).

$$P = \frac{1}{1 + e^{-(\alpha + \beta t)}} \quad (6)$$

En donde, el valor de P representa el valor porcentual de la demanda respecto a la demanda de saturación en un periodo de tiempo t . El coeficiente alfa (α) es un término independiente o constante y, el coeficiente beta (β) es el factor de regresión asociado a la variable independiente. El procedimiento para hallar estos términos se detalla en el siguiente ejemplo [5].

Datos:

Microárea	NE0721
Uso vigente	Residencial
Demanda actual [kVA]	773
Demanda proyectada total [kVA]	2 068,89
Demanda factor saturación [kVA]	2 301

Donde el valor de la demanda del factor de saturación es obtenido de la Tabla 5. Con la información hasta ahora mencionada se determinan los valores de alfa () y beta (). Los valores encontrados se los reemplaza en (6) y se obtiene el modelo completo que describe la curva logística para la microárea NE0721.

$$P = \frac{1}{1 + e^{-(-1,000214 + 0,318778t)}} \quad (7)$$

Para conocer la demanda al año 2018 de la microárea NE0721, se reemplaza en (7) el periodo de tiempo t correspondiente (Ver Tabla 6).

$$P_{2018} = \frac{1}{1 + e^{-(-1,000214 + 0,318778 * 1,9)}} = 0,402626$$

Finalmente, al valor de P obtenido se lo multiplica por la demanda del factor de saturación respectivo (2 301 kVA). Así se determina que la demanda eléctrica 2018 de la microárea NE0721 es de 926,44 kVA.

En la Fig. 3 se resume en un diagrama de flujo la metodología utilizada para la proyección de la demanda por microáreas.

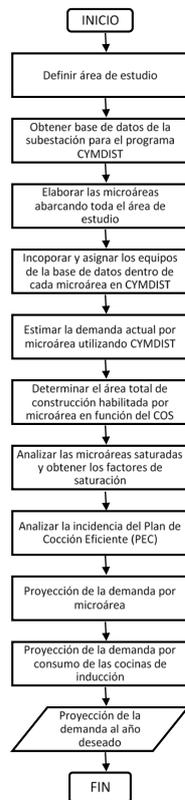


Figura 3: Diagrama de Flujo para la Proyección de la Demanda por Microáreas

El mismo procedimiento se aplica para el resto de microáreas, considerando la demanda del factor de saturación acorde al tipo de uso de suelo predominante.

Además, en base a la información analizada de la proyección de la demanda saturada en cada microárea, se observan algunos casos en los cuales ésta supera a la demanda usada como referencia del factor de saturación. Este hecho imposibilita el cálculo directo de la demanda al año 2018, por lo que se desarrolla un proceso adicional al detallado anteriormente. Este proceso adicional se lo desglosa en [12].

3. RESULTADOS

3.1. Simulación Año 2018

Con la proyección al año 2018, se plantea realizar la simulación de la red analizada usando el programa computacional CYMDIST. Para ello, es necesario que los valores de demanda por microárea sean ajustados a valores por fase para cada alimentador de la subestación. En la Fig. 4 se observa el diagrama unifilar de la S/E 57 Pomasqui y sus respectivos alimentadores modelados en CYMDIST.

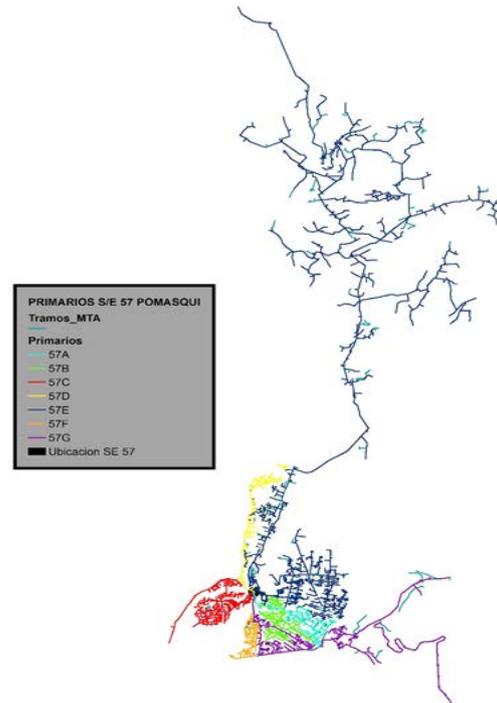


Figura 4: Diagrama Unifilar de la S/E 57 Pomasqui [13]

La demanda proyectada correspondiente a cada alimentador se muestra en la Tabla 7 y en la Tabla 8, donde los valores por fase de cada primario se distribuyen en base a los datos usados para la simulación de la situación actual, mientras que el factor de potencia es el mismo que se indica en la Tabla 1 y Tabla 2.

Tabla 7: Demanda Proyectada por Primario - Demanda No Coincidente

Alimentador	Demanda total proyectada 2018	Demanda proyectada por fase [kVA]			Factor de potencia
	[kVA]	A	B	C	
57A	9 519,74	3 337,10	3 166,39	3 016,24	0,947
57B	8 890,18	2 861,72	2 923,59	3 104,86	0,967
57C	9 757,25	3 233,85	3 364,88	3 158,52	0,961
57D	4 149,10	1 389,83	1 320,60	1 438,67	0,963
57E	13 914,69	4 560,81	4 502,57	4 851,32	0,975
57F	7 078,85	2 118,83	2 676,91	2 283,11	0,969
57G	11 048,22	3 365,69	3 737,49	3 945,04	0,947

Tabla 8: Demanda Proyectada por Primario - Demanda Coincidente

Alimentador	Demanda total proyectada 2018 [kVA]	Demanda proyectada por fase [kVA]			Factor de potencia
		A	B	C	
57A	8 165,12	2 862,24	2 715,83	2 587,04	0,969
57B	7 781,69	2 504,90	2 559,06	2 717,73	0,966
57C	8 706,10	2 885,47	3 002,38	2 818,25	0,964
57D	3 921,81	1 313,69	1 248,25	1 359,86	0,963
57E	12 726,17	4 171,24	4 117,98	4 436,94	0,979
57F	5 356,55	1 603,31	2 025,61	1 727,63	0,971
57G	8 094,24	2 465,80	2 738,19	2 890,25	0,969

3.2. Demanda y Cargabilidad de la Subestación 57 Pomasqui

Para validar la metodología de la proyección de la demanda usando microáreas, el proceso matemático se lo extrapola hasta el año 2025 con el fin de comparar los resultados con la información recabada en la EEQ [13]. Para ello, una vez que se obtienen los valores de demanda por microárea se suma todos los resultados y se determina la demanda global de la subestación, esto se detalla en la Tabla 9.

Tabla 9: Proyección de la Demanda de la S/E 57 Pomasqui hasta el Año 2025

Año	Dmax no coincidente proyección EEQ		Dmax No Coincidente Microáreas		Dmax coincidente proyección EEQ		Dmax Coincidente Microáreas	
	[MVA]		[MVA]		[MVA]		[MVA]	
	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1
2015	28,50	23,50	30,01	25,74	27,77	20,58	27,19	21,04
2016	29,90	24,60	30,86	26,46	29,17	21,61	28,19	21,80
2017	33,37	26,93	32,54	27,91	31,19	24,93	29,80	23,05
2018	37,08	29,92	34,65	29,71	34,66	27,70	31,78	24,58
2019	38,90	31,40	37,14	31,84	35,23	30,16	34,11	26,38
2020	40,45	32,65	39,95	34,25	35,61	32,42	36,71	28,40
2021	42,00	33,90	43,03	36,89	36,95	33,64	39,53	30,58
2022	43,72	35,28	46,46	39,83	38,46	34,90	42,65	33,00
2023	45,49	36,71	50,13	42,98	34,32	36,21	45,99	35,58
2024	47,37	38,23	53,91	46,23	35,60	32,54	49,43	38,24
2025	49,31	39,79	57,90	49,65	36,97	33,79	53,06	41,05

La información obtenida muestra que para el año 2018, el valor proyectado para el escenario de demanda coincidente es de 31,78 MVA para el transformador T2 y 24,58 MVA para el transformador T1. En el escenario de demanda máxima no coincidente se estima que los transformadores T1 y T2 tienen demandas de 29,71 MVA y 34,65 MVA respectivamente, valores que bordean la potencia instalada de 33 MVA de cada transformador de la subestación.

Siguiendo la tendencia para los siguientes tres años, se observa que la subestación 57 Pomasqui no podrá abastecer el crecimiento de la demanda en su área de cobertura. Lo cual tiene concordancia con los estudios realizados por la Dirección de Planificación-Departamento de Planificación Técnica, definidos en el plan de expansión 2016 – 2025 del sistema eléctrico de la EEQ.

Además, tomando en consideración la demanda máxima no coincidente estimada al año 2018, ésta llega al 105% respecto a la capacidad nominal del transformador T2, mientras que para el transformador T1 su cargabilidad llega al 90%, lo cual unido a la tendencia de la demanda, es un indicativo de que se debe priorizar algún proyecto de inversión que asegure la continuidad del servicio en la zona estudiada.

Cabe mencionar que, a pesar de que los resultados obtenidos a través de la utilización de las microáreas no presentan una diferencia considerable respecto a la información recabada en la EEQ [13], ambas metodologías cuentan con sus respectivas fortalezas que permiten su aplicabilidad dependiendo la situación analizada, por ejemplo: el método utilizado por la EEQ realiza la proyección de la demanda tomando en cuenta que el sistema no se vea afectado por un evento de contingencia simple, además, presenta la ventaja de que la metodología utilizada puede usarse en todo el sistema de la EEQ al mismo tiempo.

El método de proyección de la demanda usando microáreas, presenta la ventaja de que una vez realizado el análisis respectivo, se puede determinar la mejor ubicación de una nueva subestación en el área de estudio, además de que brinda la flexibilidad de agregar variables al modelo con el fin de mejorar la proyección a través de regresiones múltiples.

Por el contrario, el método de proyección utilizado por la EEQ presenta el inconveniente de que, para realizar las simulaciones se debe establecer el pre-diseño de las líneas y transformadores que van a ingresar al sistema hasta el año horizonte de proyección, lo cual se traduce en un trabajo adicional muy arduo.

Finalmente, el método de proyección de la demanda por microáreas presenta el inconveniente de que las predicciones están atadas directamente a que los pronósticos de uso de suelo y crecimiento poblacional sean fidedignos, además de que el proceso se vuelve complejo cuando el área a analizar es muy extensa.

3.3. Cargabilidad Alimentadores

A partir de la simulación al año 2018, en las Tablas 10 y 11 se detalla los resultados del flujo de potencia en la salida de los alimentadores de la subestación.

Como se observa en la Tabla 10, las cargabilidades se encuentran relacionadas al valor de corriente especificado por el TC (transformador de corriente), es así que se tienen cuatro alimentadores que presentan cargabilidades mayores al 80% asociados tanto al transformador T1 como al transformador T2.

Para el transformador T2 los primarios 57A y 57E tienen cargabilidades de 81,63% y 117,60% respectivamente, este último ya supera el 100% de cargabilidad y probablemente presentará inconvenientes en su operación normal. Los primarios restantes, 57D y 57F presentan cargabilidades menores al 60% lo cual indica un funcionamiento adecuado.

Los primarios que sobrepasan el 80% de cargabilidad asociado al transformador T1 son los alimentadores 57C con 81,97% y 57G con 93,83%, respectivamente, lo cual indica que en unos pocos años en el futuro a partir del 2018 estarán al límite de su capacidad. Lo mismo sucede con el primario 57B que con un 75,47% se encuentra en un rango aceptable pero muy próximo a bordear los límites establecidos.

Para el escenario de demanda coincidente mostrado en la Tabla 11 se observa una tendencia similar, el primario 57E sobrepasa el 100% de cargabilidad y dependiendo de la clase del TC puede provocar la operación de su respectiva protección. Los primarios 57D y 57F se mantienen con cargabilidades bajas mientras que los alimentadores restantes (57A, 57B, 57C, 57G) se encuentran entre el rango de 60% y 80%, aceptable para la operación normal de la subestación.

Tabla 10: Cargabilidad Alimentadores S/E 57 Pomasqui Año 2018-Dem. No Coincidente

Alimentador	Demanda [kVA]	Factor de potencia	Tipo de conductor	Capacidad conductor [A]	RTC	Corriente promedio [A]	Cargabilidad [%]
57A	9 520	0,957	3P 25kV.250.Cu	440	300/5	244,90	81,63
57B	8 890	0,967	3P 25kV.250.Cu	440	300/5	226,40	75,47
57C	9 758	0,96	3P 25kV.250.Cu	440	300/5	245,90	81,97
57D	4 140	0,962	3P 25kV.250.Cu	440	300/5	104,40	34,80
57E	13 914	0,975	3P 25kV.700.Cu	774	300/5	352,80	117,60
57F	7 077	0,968	3P 25kV.250.Cu	440	300/5	178,70	59,57
57G	11 058	0,945	3P 25kV.700.Cu	774	300/5	281,50	93,83

Tabla 11: Cargabilidad Alimentadores S/E 57 Pomasqui Año 2018-Dem. Coincidente

Alimentador	Demanda [kVA]	Factor de potencia	Tipo de conductor	Capacidad conductor [A]	RTC	Corriente promedio [A]	Cargabilidad [%]
57A	8 165	0,955	3P 25kV.250.Cu	440	300/5	209,60	69,87
57B	7 782	0,966	3P 25kV.250.Cu	440	300/5	197,90	65,97
57C	8 706	0,963	3P 25kV.250.Cu	440	300/5	218,90	72,97
57D	3 913	0,962	3P 25kV.250.Cu	440	300/5	98,70	32,90
57E	12 725	0,979	3P 25kV.700.Cu	774	300/5	321,90	107,30
57F	5 355	0,971	3P 25kV.250.Cu	440	300/5	134,90	44,97
57G	8 098	0,967	3P 25kV.700.Cu	774	300/5	204,40	68,13

3.4. Transformadores de Distribución

De la simulación al año 2018 para el escenario de demanda máxima no coincidente, los reportes indican que se tienen tres transformadores de distribución en condiciones de sobrecarga los cuales se detallan en la Tabla 12. Del resto de transformadores de distribución, 6 presentan cargabilidades entre el 80% y 60%; y los demás tienen cargabilidades inferiores al 60%.

Tabla 12: Transformadores Sobrecargados Demanda Máxima No Coincidente

Microárea	Primario	Id equipo	Nombre del tramo	Capacidad nominal [kVA]	Potencia [kVA]	Cargabilidad [%]	Factor de potencia
NE0719	57E	3C30V_22.8	127197MA	30	34,80	116,00	0,965
NE0618	57E	3C30V_22.8	138640MA	30	34,60	116,00	0,965
NE0415	57C	3B50V_22.8	102201MA	50	65,70	131,50	0,953

El transformador en el primario 57C es el mismo que presenta una cargabilidad alta en la simulación para el año 2015 pero en este caso, supera el 30% de su capacidad nominal, mientras los transformadores agrupados en el alimentador 57E tienen cargabilidades que sobrepasan a la capacidad nominal en un 16%.

De igual manera, para el escenario de demanda coincidente se cuenta con tres transformadores sobrecargados, los cuales se detallan en la Tabla 13. De los transformadores de distribución restantes, 2 presentan cargabilidades entre el 80% y 60%; y los demás tienen cargabilidades inferiores al 60%.

Tabla 13: Transformadores Sobrecargados Demanda Máxima Coincidente

Microárea	Primario	Id equipo	Nombre del tramo	Capacidad nominal [kVA]	Potencia [kVA]	Cargabilidad [%]	Factor de potencia
NE0719	57E	3C30V_22.8	127197MA	30	32,16	107,20	0,969
NE0618	57E	3C30V_22.8	138640MA	30	32,16	107,20	0,969
NE0415	57C	3B50V_22.8	102201MA	50	58,80	117,60	0,956

El análisis de cargabilidad de los transformadores de distribución indica que la gestión del sistema de distribución en los próximos años debe dar prioridad al cambio de los equipos que se muestran en la Tabla 12 y en la Tabla 13.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con los datos obtenidos para el año 2018, se establece que existen siete microáreas donde se ha tenido un incremento considerable de demanda, cuatro más respecto a la situación actual. En base a esta información, los sectores de mayor crecimiento delimitados por estas microáreas son: Carcelén Bajo, parroquia Atahualpa, Pusuquí Chico, La Josefina, Lirios de Carcelén, ingreso a la Parroquia Guayllabamba y parte de la parroquia San José de Minas.

En base al análisis de cargabilidad para los transformadores de distribución, se nota un aumento considerable de casos con sobrecarga sobre todo a lo largo del alimentador 57C que cubre el amplio sector de Carcelén y sus inmediaciones. Por lo que es importante considerar esta zona en los proyectos de inversión de distribución que se planteen a futuro.

Al año 2018, la cargabilidad del transformador T2 de la subestación Pomasqui supera el 100% y el transformador T1 alcanza el 90%, lo cual indica que para reducir el riesgo de sobrecarga se deben implementar proyectos que permitan aliviar la carga

de los dos transformadores.

Como propuesta a corto plazo, al año 2017, se puede realizar la reconfiguración de los primarios de la subestación 57 Pomasqui, donde los alimentadores más cargados pueden transferir carga a los primarios aledaños de las demás subestaciones de la zona. Esto con el fin de descargar a los dos transformadores de la S/E 57 Pomasqui por el riesgo de fallas por sobrecarga y, reducir la cargabilidad de los primarios de la subestación.

Se plantea que la solución a mediano plazo (al año 2018) que permite descargar a los dos transformadores de la S/E 57 Pomasqui ante riesgo de sobrecarga, es la instalación de un nuevo transformador de potencia en los patios de la actual subestación o la construcción de una nueva subestación con una capacidad nominal mayor a 33MVA, dependiendo del análisis costo beneficio que se realice.

Ya que el proceso para realizar la proyección de la demanda se basa en la saturación de los límites constructivos del suelo, el impacto del Plan de Cocción Eficiente se lo realiza para la misma condición, motivo por el cual no se tienen datos precisos de su influencia para el año planteado de estudio 2018. Sin embargo, al estimar que el 90% de los usuarios en la zona son residenciales, se considera un incremento significativo de demanda para los próximos tres años.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A.M. Ariza, “Métodos Utilizados para el Pronóstico de Demanda de Energía Eléctrica en Sistemas de Distribución”, Tesis de Ingeniería, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia, 2013.
- [2] X. Basogain, Redes Neuronales Artificiales y sus Aplicaciones. Bilbao, España: Escuela Superior de Ingeniería de Bilbao, 2008.
- [3] L. Duchicela, “Diseño y análisis técnico económico de la red de distribución eléctrica subterránea de la Av. Manuel Córdova Galarza para la Empresa Eléctrica Quito”, Tesis de Ingeniería, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, 2015.
- [4] R. Robalino, y L. Duchicela, “Informe de Elaboración de Micro Áreas para Estudios de Estadística a Nivel Distribuido”, Departamento de Administración de Proyectos, Empresa Eléctrica Quito, 2015.
- [5] M. Salas, Estadística Española, Vol.38, Núm.141. Granada, España: Universidad de Granada, 1996.

- [6] M. Sosa, y M. Poveda, “Informe de la Carga Eléctrica Actual y Futura de la Zona A”, Unidad Temporal de Soterramiento, Empresa Eléctrica Quito, 2014.
- [7] EEQ Intranet Empresa Eléctrica Quito. (2016) [En línea]. Disponible en: <http://sdi.eeq.com.ec/SDI/>.
- [8] S. Ramírez Castaño, Redes de Distribución de Energía, Tercera Edición. Manizales, Colombia: Centro de Publicaciones Universidad Nacional de Colombia, 2004.
- [9] Plan Metropolitano de Ordenamiento Territorial-Ordenanza Metropolitana No 0171, Concejo Metropolitano de Quito, Quito, Ecuador, 2011.
- [10] Westinghouse Electric Corporation, Distribution Systems, vol. 3, 1965.
- [11] R. Lara, y F. Mestanza; “Planificación a largo plazo del sistema de distribución del sector La Mariscal de la ciudad de Quito”, Tesis de Ingeniería, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, 2004.
- [12] J. Jiménez, “Estudio de la demanda actual y futura del área de cobertura de la subestación 57 Pomasqui del Distrito Metropolitano de Quito por microáreas”, Tesis de Ingeniería, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, 2016.
- [13] Plan de Expansión 2016-2025 del Sistema Eléctrico de la EEQ, Empresa Eléctrica Quito S.A, Quito, Ecuador, 2015.



Jefferson Jiménez Rodríguez.- Nació en Quito, Ecuador en 1990. Curso sus estudios secundarios en el Instituto Tecnológico Sucre. Egreso de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional en 2015. Sus campos de investigación están relacionados con el análisis de los factores que

influyen en el crecimiento de la demanda en los sistemas de distribución.



Fabián Pérez Yauli.- en Ambato, Ecuador. Recibió el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 2004, y el de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan Argentina en 2013. Trabajó en la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP – Unidad de

Negocio TRANSELECTRIC. Actualmente se desempeña como docente titular a tiempo completo en la Escuela Politécnica Nacional. Sus áreas de interés son: Protecciones Eléctricas y Procesamiento de señales.



Rosanna Loor.- Formada como Ingeniera Eléctrica y Máster en Eficiencia Energética, en la Escuela Politécnica Nacional (EPN), Quito–Ecuador. Su campo de estudio es la planificación de sistemas de energía eléctrica (transmisión y distribución), con énfasis en eficiencia energética.

Actualmente trabaja como ingeniera eléctrica en la Empresa Eléctrica Quito en la Dirección de Planificación, y se desempeña como profesora Ocasional 1 a tiempo parcial en la Facultad de Ingeniería Mecánica de la EPN.