

ANÁLISIS TÉCNICO AL PLAN DE EXPANSIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A NIVEL DE 69 kV

Christian Erazo
CONELEC

RESUMEN

Se propone una nueva metodología para analizar la expansión de sistemas de distribución eléctricos a nivel de 69 kV. Se presenta el modelo de planificación desarrollado de cada empresa, así como de la herramienta computacional para la resolución.

En primer lugar, se recopila la información necesaria para este estudio, tanto el plan de expansión de distribución, como los datos técnicos de las subestaciones remitidas por los sistemas regionales de distribución.

Posteriormente, se realiza el análisis de los sistemas eléctricos actuales, estableciendo una base estadística de los parámetros técnicos como: Niveles de Voltaje, Cargabilidad de líneas y Transformadores, Factor de potencia y Compensación reactiva, en demanda máxima. Con estos antecedentes se evalúa el plan de expansión 2006 - 2015 de las empresas de distribución de energía, partiendo del análisis actual de sus sistemas eléctricos a nivel de 69 kV.

Como resultado de este análisis se puede estimar la disponibilidad de los proyectos que constan en cada uno de los años y si los mismos alcanzan índices de operabilidad dentro de lo que establece la normativa, para satisfacer el crecimiento de la demanda en 10 años, tanto en los períodos de máxima, media y mínima.

Finalmente, se entregan los resultados obtenidos y se presentan sugerencias, a los problemas técnicos presentados, para mejorar la calidad del servicio llegando a la conclusión de que este proyecto servirá de aporte para los futuros análisis de la expansión del Sistema Nacional Interconectado (SNI).

PALABRAS CLAVE: Plan de Expansión de Distribución, Empresas de Distribución de Energía Eléctrica, Planificación de Sistemas Eléctricos de Distribución, Calidad de Servicio de Distribución, NEPLAN.

1. INTRODUCCIÓN

El abastecimiento eléctrico se provee a través de tres etapas, generación, transmisión y distribución, siendo esta última la encargada de llevar la energía eléctrica a los consumidores finales en forma eficiente y bajo estándares de calidad de servicio dentro de regulaciones nacionales. Este proceso, realizado vía redes de alimentación y subestaciones, debe ser continuamente modificado con el fin de mantener el sistema permanentemente adaptado, producto de los constantes cambios de la demanda.

La planificación tanto de la operación y expansión de los sistemas de distribución eléctricos en el largo plazo es una tarea altamente compleja, que involucra altos costos de inversión y una gran diversidad de alternativas posibles. En el presente proyecto se ha aplicado un algoritmo computacional que permite analizar los parámetros técnicos de los sistemas de expansión para conocer los problemas de estas magnitudes. En este trabajo se desarrolla y evalúa una metodología basada en el estudio de flujos de carga, técnica apoyada en la teoría de sistemas eléctricos de potencia, que centra la atención en la búsqueda del óptimo.

2. DESCRIPCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

De acuerdo a lo estipulado por la normativa vigente para el caso de las Pérdidas No Técnicas la Regulación CONELEC – 003/99 establece el límite del 2%, y para las Pérdidas Técnicas la Regulación CONELEC – 009/00 establece el límite del 16% para Distribuidoras con áreas de concesión predominantemente rurales, para Distribuidoras que tienen áreas predominantemente urbanas el límite es del 12% y las que tienen características mixtas, el límite es del 14%.

En la Tabla 1 constan los valores de pérdidas totales de las Empresas de Distribución para el año 2006.

TABLA 1: Pérdidas Totales de Energía por Empresa Distribuidora para el año 2006

EMPRESA	PÉRDIDAS TÉCNICAS	PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	TOTAL PÉRDIDAS
	(%)	(%)	(%)
Ambato	9,55	4,57	14,23
Azogues	3,2	1,76	4,78
Bolívar	11,78	6,63	19,53
CATEG-D	9,02	19,12	27,27
Centro Sur	6,16	2,45	9,23
Cotopaxi	10,5	1,13	12,13
El Oro	10,29	20,34	29,94
Esmeraldas	14,05	17,37	32,18
Galápagos	5,45	2,92	9,84
Guayas-Los Ríos	10,61	27,41	37,91
Los Ríos	12,16	18,61	29,79
Manabí	14,7	27,18	41,78
Milagro	8,29	32,67	40,96
Norte	9,6	4,61	13,98
Quito	7,3	4,17	11,28
Riobamba	10,46	8,92	19,92
Sta. Elena	7,22	20,05	25,61
Sto. Domingo	10,22	8	17,97
Sucumbios	17,02	17,14	35,07
Reg. Sur	8,66	2,53	13,51
TOTAL GENERAL	9,35	14,27	23,62

Fuente: [6]

En la Figura 1 se indica el porcentaje total de pérdidas de energía en el Ecuador a nivel de Latinoamérica y el caribe para el año 2005, determinado por el Comité Ecuatoriano de Integración Energética Regional (ECUACIER).

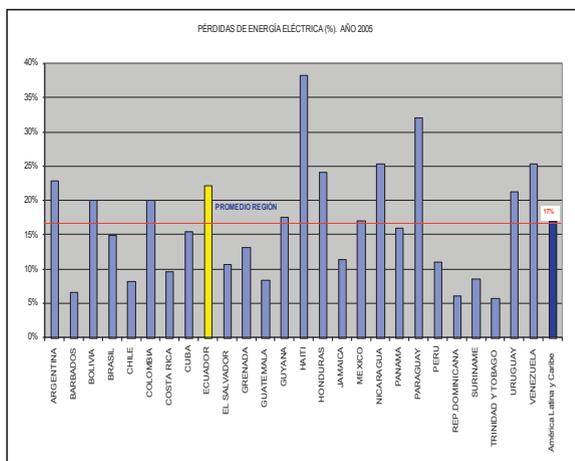


FIGURA 1: Pérdidas de Energía en Latinoamérica y el Caribe (Fuente: CONELEC)

3. PLAN DE EXPANSIÓN DE DISTRIBUCIÓN 2006 - 2015

De acuerdo con lo que establece el artículo 34 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), que dice:

“La Distribución y Comercialización de la energía eléctrica se lleva a cabo en el país a través de empresas eléctricas distribuidoras, que tienen un área geográfica de concesión específica; estas empresas no pueden realizar actividades de generación o transmisión, salvo en aquellos casos de excepción que contempla la Ley”.

Por lo tanto, aquellas empresas que cuentan con sistemas de generación que forman parte del SNI, deben separar los mismos, sea escindiéndose en dos empresas o transfiriendo la generación a empresas generadoras existentes o nuevas; o, vendiendo los activos relacionados”.

El funcionamiento de las empresas de distribución se rige por los reglamentos correspondientes, principalmente los de Concesiones, Suministro de Servicio, Tarifas y Mercado Eléctrico Mayorista; también forma parte de la normativa que rige a las Empresas Distribuidoras, la Ley Especial de Electrificación Rural, su reglamento y procedimientos de aplicación.

Por lo tanto, la expansión de los sistemas de distribución es responsabilidad de las empresas concesionarias de distribución, las cuales, para satisfacer toda la demanda de servicios de electricidad que les sea requerida, según manda el artículo 34 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y el Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, deben prever la ampliación y mejoramiento de todos los componentes de sus sistemas.

En consecuencia, y de acuerdo a la cláusula novena (*Derechos y Obligaciones del Concesionario*) de los contratos suscritos con el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), las Empresas Distribuidoras deben presentar ante este Consejo, los planes de expansión decenales de sus sistemas, basados en diagnósticos, y estudios técnicos de soporte como los estudios de flujo de carga y cortocircuitos; estos planes determinan los requerimientos en líneas de subtransmisión, subestaciones de distribución, circuitos primarios, transformadores de distribución y redes de alto y bajo voltaje, que les permita satisfacer la demanda eléctrica en su área de concesión, dentro de los parámetros técnicos que determinan tanto la normativa vigente como los respectivos contratos de concesión.

Las modalidades de crecimiento del sector de la distribución de energía eléctrica apuntan hacia un desarrollo integrado y autosostenido: **integrado** en el sentido que su dimensionamiento y características responderán en forma equilibrada a las posibilidades y requerimientos del sistema social y económico dentro

del cual se encuentra inmerso; y, **autosostenido** en el sentido de que la expansión del sector se sustentará principalmente en un proceso de acumulación interna, eliminando su dependencia del financiamiento externo como ocurrió en el pasado.

Esto conduce a definir los elementos para la configuración de un escenario sobre la oferta de electricidad en la presente década. La hipótesis de base parte del supuesto que la estrategia de desarrollo del sector eléctrico necesariamente estará dirigida hacia cuatro aspectos prioritarios que son:

- Ajuste de los criterios de equipamiento a las condiciones económicas y de operación de los sistemas eléctricos.
- Un mejoramiento a nivel de la gestión de la carga.
- Reducción de las pérdidas técnicas y no técnicas de energía eléctrica.
- Ajuste a las Regulaciones y Normas emitidas por el CONELEC, las cuales son basadas en modelos internacionales.

Por tal razón y en cumplimiento a los requerimientos del CONELEC, las Empresas Distribuidoras remitieron los planes de expansión para el período 2006 - 2015.

Los proyectos definidos, así como, las asignaciones que constan en los planes presentados por las Distribuidoras, se analizaron, a fin de que se procure permanentemente destinar los recursos hacia las etapas del servicio que están obligadas a prestar, mejorando permanentemente la calidad del servicio, y obteniendo los mejores índices empresariales.

En conclusión, el escenario propuesto plantea un aumento en la eficiencia en la operación y gestión de los sistemas existentes.

De acuerdo a la información presentada por las Empresas Distribuidoras de energía eléctrica, se observa que no consideran la implementación de nuevas obras dentro de su área de concesión para todos los años del período de planificación (2006 - 2015).

Solamente CATEG-D, MILAGRO y EMELMANABÍ, indican que modificarán su topología anualmente hasta el año 2015. Lo que significa que de acuerdo a la evaluación presentada por cada uno de estos sistemas, el crecimiento de su demanda podrá ser abastecida solamente con la implementación de las obras presentadas dentro de su expansión.

Estas Empresas consideran en común dentro de su planificación el mejoramiento de las subestaciones a nivel de 69 kV, con la ampliación de la capacidad nominal de sus transformadores, y la construcción de nuevos sistemas de subtransmisión (líneas y transformadores), pero no toman en cuenta el cambio de conductor en las líneas de subtransmisión, a excepción de la CATEG-D y la E.E. Regional Esmeraldas, que si consideran dicho cambio.

TABLA 2: Período de Cumplimiento al Plan de Expansión 2006 - 2015

PLANIFICACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE DISTRIBUCIÓN PERÍODO 2006 - 2015										
EMPRESA	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
CATEG-D										
ESMERALDAS										
EL ORO										
GUAYAS-LOS RÍOS										
LOS RÍOS										
MANABÍ										
MILAGRO										
SANTA ELENA										
SUCUMBIOS										

Las demás Distribuidoras presentan su planificación anual hasta el 2015.

En la Tabla 2, se puede observar el período de planificación que consideran las Empresas Eléctricas analizadas dentro del plan de de expansión 2006 - 2015, a nivel de 69 kV.

Finalmente, sólo la E.E. Milagro, planifica el suministro de potencia reactiva a través de la instalación del banco de capacitores en las barras de 13,8 kV (carga).

4. ANÁLISIS ACTUAL DE LOS PARÁMETROS TÉCNICOS

El problema de planificación de sistemas eléctricos de distribución, se contempla con estándares de seguridad, confiabilidad y calidad de servicio, es por eso que para realizar un análisis completo del Plan de Expansión (2006 - 2015) es necesario, obtener la información técnica referencial de cada Empresa Distribuidora.

En este punto se presenta una metodología para el análisis, para ello se utiliza un algoritmo computacional llamado NEPLAN y la información remitida por las Empresas Distribuidoras al Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).

Este programa permite evaluar, los parámetros técnicos necesarios, tales como: niveles de voltaje,

cargabilidad en líneas y transformadores, factores de potencia y compensaciones capacitivas en demanda máxima, con el fin de establecer sugerencias no solo óptimas, sino además confiables, flexibles y por sobre todo robustas, a los problemas técnicos que se presentan.

La falta de inversión y de equipamiento en los sistemas eléctricos de distribución a nivel de 69 kV, de las Empresas Eléctricas, es la causa principal para que tengan condiciones técnicas críticas y desfavorables, las mismas que se ven reflejadas en los resultados obtenidos con la simulación del sistema actual.

Del análisis técnico e indicaciones precedentes resultó el sistema eléctrico de Milagro es el que presenta los niveles más bajos de voltaje para demanda máxima, con un promedio de voltaje en porcentaje del 95,56% pese a que cuenta con bancos de capacitores en las barras de 13,8 kV para mejorar su voltaje, resultando la S/E Naranjal la de menor valor de voltaje en todo el análisis actual con el 83,72%, lo que influye en que las condiciones técnicas de este sistema eléctrico no sean aceptables, de acuerdo a lo que dispone el estudio técnico realizado a los Agentes del MEM elaborado por el CENACE.

En la Figura 2 se indica los valores promedios de voltaje de los sistemas más críticos que se presentan en la actualidad.

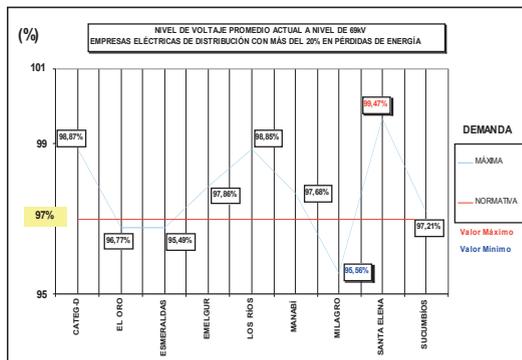


FIGURA 2: Nivel de Voltaje Promedio a Nivel de 69 kV de las E.E. con más del 20% en Pérdidas de Energía. Año 2006

En lo que se refiere a la cargabilidad en líneas y transformadores la E.E. Esmeraldas tiene los índices más altos, y se debe a que la demanda que requieren los alimentadores primarios a nivel de 13,8 kV en las subestaciones de distribución es mayor a la capacidad nominal de estos elementos, como por ejemplo la S/E Vainas que tiene el porcentaje más alto de sobrecarga con un porcentaje del 57,98%. El problema que se suscita en el sistema eléctrico de la E.E. Regional

Sucumbíos, es también crítico debido a la falta de operabilidad en sus grupos de generación interna, la misma que produce un déficit en el abastecimiento de su demanda. Este déficit se cubre transfiriendo energía desde la subestación Tena del SNI, sin embargo el sistema mantiene un bajo factor de potencia.

Los factores de potencia en promedio general resulta ser inferior al 0,96 dispuesto por el CONELEC para demanda máxima. Estos factores son inferiores debido al elevado consumo de potencia reactiva en las barras de 13,8 kV de las subestaciones a nivel de 69 kV. Un ejemplo es la S/E Huaquillas que alcanza el valor más bajo de factor de potencia con el 0,7 inductivo, afectando las condiciones técnicas de las carga para todo el sistema eléctrico de EMELORO.

No obstante el sistema de EMELSUCUMBÍOS tiene el factor de potencia más crítico en los sistemas analizados con un valor de 0,89 inductivo para demanda máxima. El mejor factor registra el sistema eléctrico de CATEG-D y Los Ríos con un valor de 0,98.

Estas condiciones técnicas de los sistemas de distribución afecta en gran parte al Sistema Nacional de Transmisión, determinando un factor de potencia fuera de los límites establecidos por la normativa vigente establecida por el CONELEC. Por lo tanto, al Transmisor no le compete solucionar este problema, solamente lo haría si es que el Distribuidor, cumple con los requerimientos técnicos y operativos del sistema y los reglamentos estipulados, lo que significaría implementar el equipo necesario para el mejoramiento de las barras de entrega de energía al sistema de distribución

5. ANÁLISIS TÉCNICO AL PLAN DE EXPANSIÓN

En cumplimiento a los requerimientos del CONELEC, las Empresas Distribuidoras remitieron los planes de expansión para el período 2006 - 2015.

Los proyectos definidos así como las asignaciones que constan en los planes presentados por las Distribuidoras, se han analizado periódicamente, para el período 2006 - 2015, a fin de que se procure a futuro controlar y destinar los recursos hacia las etapas del servicio que están obligadas a prestar. Esto permitirá permanentemente mejorar la calidad del servicio y los índices empresariales.

Las Empresas Concesionarias de Distribución tienen por ley la responsabilidad de asegurar la disponibilidad de energía para satisfacer la demanda de sus clientes, debido a que sus sistemas eléctricos

de distribución son dinámicos, pues deben cambiar y expandirse todos los días, dependiendo de los requerimientos de clientes actuales y nuevos, del crecimiento urbanístico, de la modificación de las características de la carga, la inserción de cargas importantes comerciales o industriales, cambios operativos, etc.

En las estadísticas publicadas por el CONELEC, correspondientes al período 1990 – 1998 y las de los años siguientes hasta el 2005, se puede apreciar que algunos sistemas de distribución han registrado altos crecimientos en la demanda de energía, demanda máxima de potencia y número de clientes; otras empresas han mostrado incrementos menores, pero en promedio, la demanda nacional medida en bornes de generación se ha incrementado en los últimos años entre 4% y 6% anual.

Cada Empresa Concesionaria de Distribución debe planear, bajo su responsabilidad, según los crecimientos históricos y los previstos para los años venideros, la expansión, mejoramiento y modernización de sus sistemas físicos y administrativos, con el propósito de que sus subestaciones, líneas de subtransmisión, alimentadores primarios, transformadores de distribución, redes secundarias y sistemas de medición, satisfagan adecuadamente las demandas de potencia y energía de los clientes actuales y potenciales de toda su área geográfica de concesión, con sujeción al Reglamento de Suministro.

Por tal razón, las Empresas Distribuidoras han presentado al CONELEC la proyección de la cobertura del servicio en su respectiva área de concesión. Esta información es el resultado del procesamiento generado mensualmente por las áreas de Comercialización, Técnica y Financiera de la Empresa; basados en los resultados de los censos poblacionales realizados por el INEC.

La proyección estadística de la demanda máxima de cada subestación de los sistemas eléctricos de potencia a nivel de 69 kV, se fundamenta en esta información, obteniéndose las tendencias de evolución de la potencia activa, que se relaciona directamente con el análisis de los parámetros técnicos que resultan del plan de expansión hasta el año 2015.

Por lo tanto, en el presente análisis, considerando la información entregada por las Empresas Distribuidoras, se ha determinado los parámetros técnicos anuales, (cargabilidad en líneas – transformadores y niveles de voltaje), a través de la simulación de flujos de carga en demanda máxima, media y mínima con el programa computacional NEPLAN, estableciendo una base

estadística para verificar si los resultados obtenidos cumplen con los límites establecidos por el estudio técnico de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), hecho por el CENACE y aprobado por el CONELEC.

Además se analizó, el comportamiento de los transformadores del SNI referente a la concentración de carga de cada uno de los sistemas de distribución a nivel de 69 kV, con el fin de tener una visión general de la forma de evolución de su demanda total de potencia activa, para que cada proyecto pueda satisfacer este crecimiento en sus tres escenarios.

En la problemática de expansión se ha analizado en forma óptima la localización, el dimensionamiento, el instante de expansión y transferencia de carga entre subestaciones, así como también, la expansión en los puntos de entrega de potencia y energía por parte del SNI. Sin embargo, la formulación no considera directamente las restricciones de caída de voltajes, si no más bien el comportamiento del voltaje en relación a su valor nominal en cada una de las subestaciones.

Además, fue necesario incluir las restricciones de conectividad con los grupos de generación de acuerdo al reporte del CENACE “*Indisponibilidades de Unidades de Generación (menores o iguales a 20 MW)*”, en donde se considera la entrada en operación de las unidades internas de los sistemas de distribución.

Estas restricciones resultaron muy efectivas para los problemas de cobertura de la demanda hasta el año 2015. La generalización de esta restricción no es directa por la presencia de nuevas centrales de generación, tal es el caso de la Central Poza Honda que en el año 2007, entró en operación comercial con 3 MW.

Es por eso que el análisis técnico realizado al plan de expansión indica de manera estadística los problemas que se presentarían a futuro en todos los sistemas eléctricos analizados a nivel de 69 kV, los cuales son muchos como por ejemplo el no solucionar los problemas técnicos para el año base de la planificación (2006), repercutiendo la proyección a diez años, los resultados lo demuestran, tal es el caso de la E.E. Esmeraldas que resulta tener el promedio más bajo de voltaje para demanda máxima dentro del plan de expansión con un voltaje en porcentaje del 95,49%. En demanda media y mínima este sistema también representa el promedio más bajo con un voltaje en porcentaje del 97,41% y 98,71%, respectivamente.

La razón principal para este efecto se debe a que en demanda máxima, media y mínima, se considera el escenario de época lluviosa en donde la generación principal del país es HIDROPAUTE, por lo tanto, por

estar geográficamente distante y ante la desconexión de la Central Térmica TERMOESMERALDAS, el sistema EMELESA alcanza niveles de voltaje muy bajos.

Para tener una visión más general de los niveles de voltaje de todos los sistemas analizados, en la Figura 3 se indica un promedio de voltaje para todo el período de expansión en demanda máxima, media y mínima.

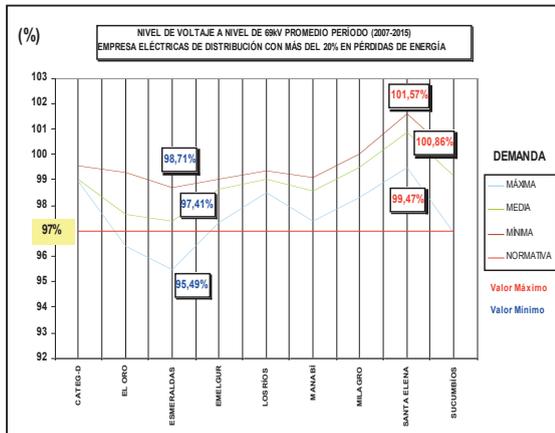


FIGURA 3: Voltaje Promedio a Nivel de 69 kV de las E.E. con más del 20% en Pérdidas de Energía Período 2007 - 2015

En cuanto se refiere a los índices de cargabilidad, el problema muy común es la falta de ampliación de la capacidad nominal en los transformadores a futuro y el mejoramiento de la confiabilidad de todos los sistemas con la construcción de líneas de subtransmisión a nivel de 69 kV, por lo que ciertos transformadores llegan a colapsar, tal es el caso de la subestación Shushufindi (5MVA-69/13,8kV) de EMELSUCUMBÍOS, que no soportará la proyección de la demanda de sus alimentadores, por lo tanto, no podrá ser abastecida con alta calidad, la energía en este sector. Otros casos son los transformadores de San Lorenzo (10MVA-69/13,8kV-EMELESA) y Lodana (5MVA-69/13,8kV-EMELMANABÍ).

La cargabilidad de la línea de subtransmisión solamente se presenta sobrecarga en la línea de subtransmisión Winchele - Propicia del sistema eléctrico de EMELESA con un porcentaje del 4,83% para el año 2015.

Finalmente, se estableció sugerencias, frente a los inconvenientes que se pueden presentar, haciendo referencia a regulaciones establecidas por el CONELEC.

6. CONCLUSIONES

La causa del colapso en el análisis técnico en algunas subestaciones de distribución, fue la

falta de inversión dentro del plan de expansión para el mejoramiento de operabilidad de sus transformadores, superando la capacidad de la red de distribución y de la generación conectada.

- Al analizar los flujos de carga se observó que es necesario considerar la disponibilidad o indisponibilidad de los parques de generación interna, que permita obtener una solución óptima para el abastecimiento de las variaciones de demanda que se producen en sus tres escenarios: máxima, media y mínima de potencia y energía.
- El estudio técnico al plan de expansión proporciona información de gran valor, que permitirá al CONELEC establecer sugerencias necesarias a las actividades que se realicen en cada proyecto, obteniendo resultados confiables para el análisis del plan de expansión de las Empresas Distribuidoras.
- Al presentar cada uno de los parámetros calculados, se cuenta con una base estadística, la cual al ser analizada determina las condiciones técnicas de la disponibilidad ó no de los proyectos dedicados a la distribución de energía y su proyección.
- En este trabajo se presenta un nuevo modelo de análisis para la expansión no solamente de las Empresas Eléctricas, sino que servirá de aporte para los futuros análisis del plan de expansión de distribución, transmisión y generación de energía eléctrica en el Ecuador.

7. RECOMENDACIONES

- Para mejorar los problemas de voltaje que se presenta en la actualidad, se debe reconfigurar los calibres en los conductores de las líneas, mejorar las condiciones técnicas de las cargas a nivel de 13,8 kV y disponer de todos los parques de generación dentro del área de concesión.
- Los estudios técnicos realizados por las Empresas Eléctricas carecen de una adecuada modelación de la carga. Como se comprobó en el desarrollo del proyecto, la carga forma parte esencial del comportamiento dinámico del sistema tanto por sus propias condiciones técnicas como por el efecto que tiene de mejorar las condiciones operativas de todos los sistemas con el suministro de potencia reactiva en los alimentadores de las subestaciones de distribución. Se debe realizar estudios para incluir el efecto de la carga en la modelación que se utiliza en estudios de planificación.

- Como consecuencia de la falta de inversión en los sistemas eléctricos analizados, es necesario optimizar las fuentes de financiamiento, para poder contar con los recursos en el momento oportuno y no caer en retrasos que pueden ser inadecuados con el objeto que se persigue.
- Los planes de Expansión de la E.E. de Distribución que entregan al CONELEC deberían ser remitidos a TRANSELECTRIC para la elaboración del plan de expansión del SNT (Sistema Nacional de Transmisión), porque de lo contrario, el planeamiento del sistema de transmisión estaría basado en información desactualizada de las Distribuidoras.
- Se recomienda a las Empresas Eléctricas aplicar esta metodología de análisis, con la finalidad de formular un modelo que permita representar sus problemas técnicos y poder solucionarlos, lo cual sería adecuado que implementen un nuevo programa de análisis de redes eléctricas para que el ente regulador pueda analizar y controlar de mejor manera su plan de expansión.

8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] CENTRAL STATION ENGINEERS OF THE WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION; Electrical Transmission and Distribution Reference Book, 1950, Cuarta Edición, Pennsylvania: Westinghouse.
- [2] CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA; Estudio Técnico de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (2006), Abril 2006, Quito.
- [3] CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA; Parte Post-Operativo Diario de Indisponibilidades de Unidades de Generación menores o iguales a 20 MW. (FO-DOP-POP/04), 2006. <http://www.cenace.org.ec>
- [4] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD; Transacciones de Potencia Reactiva en el Mercado Eléctrico Mayorista (Regulación No. CONELEC 004/02), 2002 Quito.
- [5] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD; Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2006, Tercera Edición, Quito.
- [6] CORPORACIÓN DE ESTUDIOS Y PUBLICACIONES; Ley del Régimen del Sector Eléctrico, 2005 Quito.
- [7] EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN, Plan de Expansión de Distribución de Energía Eléctrica 2006 - 2015.
- [8] NEPLAN 5.3.1; Tutorial para el Análisis de Flujos de Carga Eléctrica, Suiza 2006.
- [9] STEVENSON William JR.; Análisis de Sistemas de Potencia, 1975 Segunda Edición, Bogotá: McGraw - Hill.



Christian Erazo Gavilanes.-
Nació en Ambato en 1981. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en el 2007.

Actualmente se encuentra trabajando como Profesional 1, en la Dirección de Supervisión y Control del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).