

Evaluación Integral de Planes de Expansión de las Redes de Transmisión y Subtransmisión del Sistema Nacional Interconectado

Arcos Hugo, Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), Quito, Ecuador
Porras Fabricio, Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), Quito, Ecuador

Resumen – La planificación de expansión de las redes eléctricas del Sistema Nacional Interconectado –SNI– debe ejecutarse en función de sus requerimientos y considerando escenarios pronosticados de oferta y demanda. Bajo ese contexto, este trabajo presenta una planificación determinista-estática (máxima demanda y mono-periodo), cuya metodología se fundamenta en una base de datos que alberga generación, transmisión y subtransmisión en el software NEPLAN. Lo cual, simulaciones de flujos de potencia permiten analizar conjuntamente planes de expansión del transmisor y de las (19) distribuidoras.

Finalmente se destaca la realización de una planificación integral y centralizada, donde la coordinación primará para evitar desadaptaciones entre las redes de transmisión y subtransmisión.

Palabras Claves – Planificación, redes eléctricas, subtransmisión, transmisión.

I. INTRODUCCIÓN

La planificación de la expansión de los sistemas de transmisión y subtransmisión es una tarea orientada a garantizar el suministro de energía eléctrica, para lo cual, se considera tanto el crecimiento de la demanda eléctrica, la incorporación de nuevas centrales de generación, así como también, se determinan los problemas técnicos de las redes eléctricas que constituyen los sistemas señalados.

Bajo esa perspectiva, se adopta una metodología de evaluación técnica cuyo procedimiento se enmarca en el análisis integral de los planes de expansión de las redes de transmisión y subtransmisión del SNI, utilizando, de la teoría de la planificación de expansión, enfoques determinista-estática y aspectos de: proyecciones de demanda, ubicación de puntos críticos, horizontes del tiempo y simulaciones de flujos de potencia. De ahí que, para ejecutar dicho análisis, se estructura una base de datos en el software NEPLAN considerando generación, transmisión y subtransmisión.

Por consiguiente, para llevar a cabo una evaluación conjunta del SNI y desarrollar un plan centralizado, se acopla la red de transmisión con las redes de subtransmisión, cuyos resultados determinaran la expansión de los sistemas en forma coordinada. De esa manera, se pretende evitar desadaptaciones entre los requerimientos de las redes de transmisión y subtransmisión del SNI.

II. PROPUESTA METODOLÓGICA

Con el objeto de evaluar técnicamente en forma conjunta los planes de expansión de las redes de transmisión y subtransmisión del SNI que son expuestos ante el CONELEC, se establece un mecanismo para vincular los procesos de planificación del transmisor y empresas distribuidoras.

Es decir, en base a simulaciones de flujos de potencia en estado estacionario, la metodología empleada está enfocada a corroborar si los planes de expansión se adaptan para suministrar en forma segura el servicio eléctrico, identificando los posibles problemas técnicos del SNI. Cabe indicar que esta metodología no contempla la inclusión de escenarios adversos a los señalados en los planes de expansión que se analizan.

A. Base de datos

Dado que la metodología se fundamenta en una base de datos, ésta se constituye en el software de análisis de redes NEPLAN a través de:

Consolidar la información de las empresas: CELEC EP TRANSELECTRIC, CNEL (Bolívar, El Oro, Esmeraldas, Guayas-Los Ríos, Los Ríos, Manabí, Milagro, Santa Elena, Santo Domingo y Sucumbíos), EMPRESAS ELÉCTRICAS (Ambato-EEASA, Azogues-EMELAZOGUES, Centro Sur-EERCSCA, Cotopaxi-ELEPCO, Norte-EMELNORTE, Quito-EEQSA, Riobamba-EERSA y Sur-EERSSA) y la Unidad Eléctrica de Guayaquil-UDELEG (ex Categ). Dicha información comprende: diagramas unifilares, parámetros de elementos (generadores, transformadores y líneas), tipos de compensación reactiva y datos de grandes consumidores.

Estructurar la base de datos, lo cual implica introducir la información compilada en el software NEPLAN. Esto comprende:

- *Librerías*, agrupa elementos de redes en forma ordenada. La Figura 1 ilustra la librería constituida del SNI.

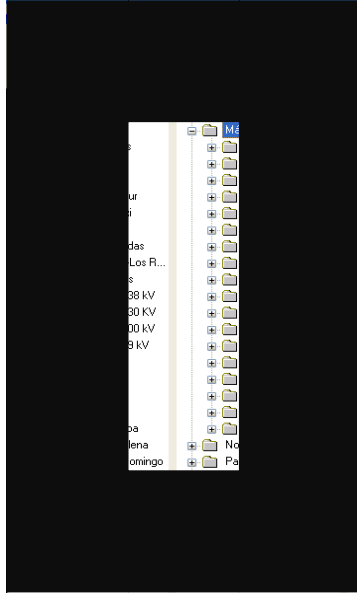


FIG. 1 LIBRERÍAS CONSTITUIDAS

- *Diagramas*, esquematiza diagramas unifilares, considerando en los elementos, las respectivas librerías. Con fines ilustrativos, se expone un ejemplo en la Figura 2.

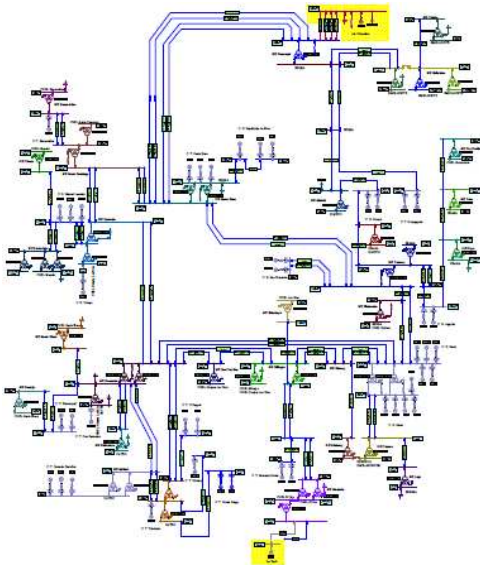


FIG. 2 DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

- *Acoplar redes del SNI*, enlaza redes a través de los correspondientes puntos de conexión (barras de 138, 69 y 34,5 kV). Como ejemplo, la Figura 3

muestra el punto de entrega de 69 kV de la subestación Bellavista del SNT.

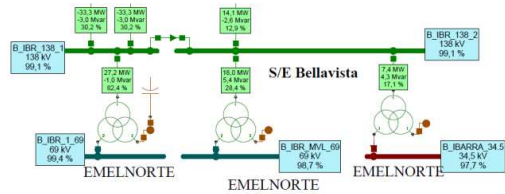


FIG. 3 PUNTO DE CONEXIÓN DE 69 kV DE LA SUBESTACIÓN BELLAVISTA

- *Asignar áreas y zonas*, compete a la identificación de los elementos a través de colores, considerando la respectiva configuración. La Figura 4 ilustra a la Empresa Eléctrica del Sur S. A. de ejemplo en esta asignación

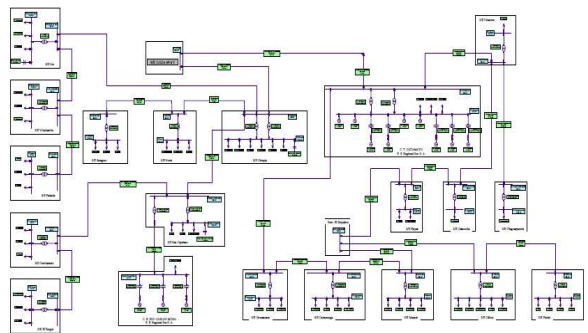


FIG. 4 ASIGNACIÓN DE ÁREA A CNEL-ESMERALDAS

- *Variantes*, permite obtener casos adicionales del Caso Base para simular diversas condiciones operativas del SNI.

Desagregar las demandas del SNI para distribuirlas en cada subestación de las empresas eléctricas. Esto se efectúa mediante la relación de la demanda de los puntos de conexión del Sistema Nacional de Transmisión –SNT- (D_{SNT}) y los respectivos factores de participación (f_{part}), los cuales, representan el aporte de demanda de cada subestación ($D_{S/E}$) durante la máxima demanda de la distribuidora ($D_{distribuidora}$). Matemáticamente, el f_{part} se puede expresar como se indica en la ecuación 1.

$$f_{part} = \frac{D_{S/E}}{D_{distribuidora}} \quad (1)$$

La demanda que se ingresa en la subestación (D_p) es el resultado de la ecuación 2.

$$D_p = D_{SNT} \cdot f_{part} \quad (2)$$

Por otro lado, la demanda de potencia reactiva (D_Q) se obtiene mediante la ecuación 3, en donde se considera el factor de potencia (fp), el cual junto con el f_{part} , son datos proporcionados por las distribuidoras.

En caso de no disponer del fp, se asume el valor de 0,96 de acuerdo a la normativa vigente.

$$D_Q = D_p \cdot \tan(\varphi) \quad (3)$$

Donde:

$$\varphi = \cos^{-1}(fp) \quad (4)$$

En lo concerniente a las demandas proyectadas de las subestaciones (actuales y nuevas), el mecanismo de prorrateo consiste en traer a valor presente (5) las transferencias de carga de las subestaciones ejecutadas por las distribuidoras. Luego de lo cual, se repiten los pasos previamente indicados, considerando las respectivas tasas de crecimiento de las distribuidoras.

$$V_p = \frac{V_f}{(1+i)^n} \quad (5)$$

Donde:

- Vf: valor futuro
- Vp: valor presente
- i: tasa de crecimiento
- n: periodo de estudio

Como consecuencia de lo anteriormente citado, se obtiene una base de datos para ejecutar simulaciones de flujos de potencia considerando escenarios presentes y futuros.

B. Enfoques de planificación y criterios de evaluación

Como se indicó en la sección I, este trabajo propone una metodología de evaluación que consiste en llevar a cabo una planificación con enfoques determinista-estática, es decir, considerar la demanda máxima del sistema (en este caso la no coincidente) y contemplar solo un periodo (mono-periodo) de análisis del horizonte de tiempo.

Bajo este esquema y mediante simulaciones de flujos de potencia en estado estacionario se analizan las transferencias de potencia activa y reactiva del SNI, cuyos resultados permiten constatar voltajes en cada nodo y determinar los porcentajes de cargabilidad de líneas y transformadores. El método utilizado en el NEPLAN es el Newton-Raphson extendido por su versatilidad en el control de áreas y zonas, y por el gran tamaño de las redes de transmisión y subtransmisión del SNI.

Para analizar los voltajes y cargabilidades de transformadores y líneas, y verificar si los requerimientos del transmisor están en función de las distribuidoras, y viceversa; se emplean criterios de calidad, relativos con la planificación de la expansión del SNI. Dichos criterios son:

a.- Niveles de voltaje para analizar si los voltajes de las barras de las subestaciones del SNT se encuentran dentro de los límites vigentes, se consideran los valores

que se muestran en la Tabla I. En cuanto al nivel de 500 kV, se contemplan los valores que rigen para el sistema eléctrico colombiano, en cuyo caso los límites establecidos son 1,05/0,90 p.u.

TABLA I BANDAS DE VOLTAJE DEL SNT

Voltaje nominal kV	Máximo p.u.	Mínimo p.u.
230,0	1,07	0,95
138,0	1,05	0,93
69,0 46,0 34,5	1,03	0,97

Para el caso de los límites de voltaje de los sistemas de distribución, corresponden los valores señalados en la Tabla II.

TABLA II BANDAS DE VOLTAJE PARA LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Niveles de voltaje	Máximo p.u.	Mínimo p.u.
Alto (mayor a 40 kV)	1,05	0,95
Medio (0,6-40 kV)	1,08	0,92
Bajo (menor a 0,6 kV)	1,08	0,92

b.- Cargabilidad de los transformadores, considera los dos siguientes aspectos:

- a) *Situación actual*, considera desde un nivel de alerta, esto es, valores de cargabilidad sobre el 80% de la capacidad nominal.
- b) *Situación futura*, contempla un nivel del 100%, el cual permitirá verificar que los transformadores de las nuevas subestaciones sean seleccionados acorde con el crecimiento de la demanda y manteniendo un nivel adecuado del margen de reserva.

c.- Cargabilidad de líneas se considera, tanto para el análisis de la situación actual como para la situación futura, el 100% de su capacidad nominal.

III. APLICACIÓN PRÁCTICA Y RESULTADOS

La metodología es aplicada para evaluar los siguientes planes de expansión: PET 2008-2017 y PED's 2008-2020.

Dado que la metodología contempla solo un periodo de análisis del horizonte del tiempo y con el objeto de identificar los problemas técnicos que actualmente tiene el SNI al momento de satisfacer la máxima demanda, se considera como situación actual las condiciones operativas del 2008, mientras que como situación futura se seleccionan las condiciones operativas para el año 2017. Al tratarse de una evaluación conjunta, por enfoque determinista, se

consideran las condiciones de máxima demanda de época lluviosa y seca para los años 2008 y 2017. La Tabla III muestra las demandas indicadas.

TABLA III DEMANDAS DEL 2008 Y 2017

Distribuidoras	2008 MW	2017 MW
CNEL Bolívar	14,63	17,87
CNEL El Oro	105,75	145,38
CNEL Esmeraldas	77,79	101,21
CNEL Guayas-Los Ríos	232,91	294,99
CNEL Los Ríos	57,92	71,12
CNEL Manabí	218,59	355,00
CNEL Milagro	105,07	134,25
CNEL Santa Elena	85,91	111,25
CNEL Santo Domingo	72,49	128,23
CNEL Sucumbíos	32,27	62,69
EEASA	94,94	120,12
EEQSA	605,56	851,69
EERCSCA	118,81	198,36
EERSA	50,99	54,75
EERSSA	49,00	70,70
ELEPCO	59,67	79,00
EMELAZOGUES	18,33	21,29
EMELNORTE	80,74	100,11
UDELEG	778,85	1096,56
TOTAL	2860,23	4014,57

Por medio de la base de datos estructurada, en el software NEPLAN, se ejecutan simulaciones de flujos de potencia, considerando escenarios de la situación actual y futura del SNI, cuyos resultados obtenidos determinan lo siguiente:

A. Situación 2008

Tomando en cuenta los escenarios máximo lluvioso (caso 1) y máximo seco (caso 2), se tiene que la barra de 138 kV de la subestación Portoviejo del SNT presenta valores de 0,9007 p.u. para el escenario máximo lluvioso y de 0,9209 p.u. para el escenario máximo seco.

Por consiguiente, en las barras de 69 kV de la subestación Portoviejo muestra los niveles de voltaje fuera de límites para puntos de conexión (ver Tabla IV). Como se puede apreciar la violación de los límites en barras de 69 kV se presenta sólo en época lluviosa, debido fundamentalmente a un despacho con un mayor componente de generación térmica en época seca.

TABLA IV PUNTOS DE CONEXIÓN DEL SNI QUE INFRINGEN LAS BANDAS DE VOLTAJE ESTABLECIDAS

Nombre	Caso 1 Voltaje p.u.	Caso 2 Voltaje p.u.
B_PRT_69_1	0,9698	0,9950
B_PRT_69_2	0,9612	0,9866

Los voltajes de las *barras de subtransmisión* de 46 kV no presentan resultados fuera de los límites establecidos, tanto en época lluviosa como en época seca, señalando que este nivel de voltaje lo dispone la EEQSA. Para el nivel de 69 kV, en el caso de las empresas distribuidoras CNEL El Oro, CNEL Manabí y ELEPCO presentan algunas subestaciones con bajos voltajes.

Por otro lado, en la Tabla V se presenta el detalla de los transformadores de las subestaciones del SNT que poseen un nivel de carga superior al 80%.

TABLA V TRANSFORMADORES DEL SNT CON CARGA MAYOR AL 80% DE SU CAPACIDAD NOMINAL

Subestación	R. T.*	Caso 1 %	Caso 2 %
Ambato	138/69	84,47	84,46
Chone	138/69	92,41	91,74
Esmeraldas	138/69	108,81	108,8
Ibarra	138/69	82,80	82,85
Policentro	138/69	82,48	82,72
Santa Elena	138/69	90,63	90,77
Trinitaria	138/69	100,57	99,75
Pascuales	138/69	93,70	97,75
Quevedo	230/138	84,26	77,19
Pomasqui	230/138	75,27	81,05

* Relación de transformación

En diversas redes de subtransmisión se tienen muchos transformadores que superan el 80% de cargabilidad. Los casos que preocupan son aquellos en los que se producen niveles de carga sobre el 100% de la capacidad nominal, en transformadores que se ubican principalmente en las empresas CNEL El Oro, CNEL Esmeraldas, CNEL Guayas-Los Ríos, CNEL Los Ríos, CNEL Manabí, CNEL Milagro y CNEL Santa Elena y en la EEQSA.

En CNEL Esmeraldas (línea Esmeraldas-Propicia) y UDELEG (diversos tramos de líneas) se presentan niveles de cargas en varias líneas que superan el 100% de su capacidad nominal.

B. Situación 2017

Para el año 2017 se destacan obras de gran importancia como son: grandes proyectos hidroeléctricos (Coca Codo Sinclair, Sopladora, Toachi-Pilatón, Minas, La Unión, Chespi, etc.); expansión de redes de transmisión en diferentes niveles de voltaje (138, 230 y 500 kV), destacándose el sistema de 500 kV de aproximadamente 456 km entre Sopladora, Yaguachi, Pifo y Coca Codo Sinclair; e, instalación de nuevas estaciones transformadoras.

No obstante, para mantener los voltajes de los sistemas de CNEL Santa Elena, CNEL Manabí, CNEL

Sucumbíos y UDELEG se consideran unidades de generación térmica, como son:

- La Libertad-CNEL Santa Elena
- Miraflores-CNEL Manabí
- Payamino, Jivino, Lumbaqui y Celso Castellanos-CNEL Sucumbíos
- Gonzalo Zevallos y Trinitaria-UDELEG

De no contemplar dichas unidades, los análisis de flujo de potencia de la red del SNI no presentan convergencia debido a los bajos voltajes que tendrían los sistemas indicados.

Los resultados obtenidos muestran que de la *red de transmisión* sólo el doble circuito que va de Pascuales a las Orquídeas presenta una cargabilidad del 101%, excediéndose de su capacidad nominal.

En lo que se refiere a la demanda de las distribuidoras, el transmisor en el escenario del año 2017 del PET, representa esa información a través de cargas equivalentes en los puntos de conexión y con ello también emula el crecimiento de las redes de subtransmisión de las distribuidoras. De esta forma el transmisor representa la demanda de CNEL Manabí en los puntos de conexión de acuerdo a lo indicado en la columna (1) de la Tabla VI, pero considerando las configuraciones de las redes y transferencias de carga que desarrollará la distribuidora, dichos valores deberían modificarse conforme a lo indicado en la columna (2) de la tabla mencionada.

Sin embargo, pese al considerar los valores de la columna (2) de la Tabla VI se presentan bajos voltajes en las subestaciones (CNEL Manabí) que se abastecerán de la subestación Chone del SNT. Este hecho motivaría contemplar la posibilidad de incrementar la capacidad de conducción de la línea Daule Peripa-Chone (138 kV) o en su defecto la construcción de una línea en paralelo.

TABLA VI DEMANDA DE CNEL MANABÍ EN LOS PUNTOS DE CONEXIÓN

Puntos de conexión 69 kV	(1) Transmisor MW	(2) CNEL Manabí MW
Chone	62,46	100,47
Manta	124,92	82,12
Portoviejo	86,75	123,52
San Cayetano	72,87	48,89
TOTAL	347,00	355,00

De igual manera, la representación de la demanda de UDELEG en los puntos de conexión, el transmisor considera los valores detallados en la columna (1) de la Tabla VII, pero de acuerdo a las nuevas configuraciones de las redes y transferencias de carga que realizará UDELEG, los valores deberían ser modificados de acuerdo a la columna (2) de la tabla mencionada. Bajo esta consideración, el doble circuito

Pascuales-Orquídeas (138 kV) presentaría un porcentaje de carga del 100%.

TABLA VII DEMANDA DE LA UDELEG EN LOS PUNTOS DE CONEXIÓN

Puntos de conexión 69 kV	(1) Transmisor MW	(2) UDELEG MW
Pascuales	59,2	43,9
Policentro	137,0	119,3
Salitral	343,0	306,7
Trinitaria	117,6	138,0
Nueva Prosperina	190,6	170,7
Caraguay	134,1	101,4
Las Esclusas	76,0	104,2
Las Orquídeas	79,6	110,4
TOTAL	1137	1094,6

Además de ello, en el PET analizado (año 2017), la subestación Baños tiene una carga equivalente de 11,52 MW y 3,36 MVar, la cual modela a determinadas subestaciones de la EEASA que se servirían del punto indicado. No obstante, las simulaciones señalan que el valor de carga sería de 23,1 MW y 1,4 MVar con lo cual se sugiere asignar correctamente la carga, ya que los planes de expansión, sea del transmisor o de la empresa distribuidora, no presentarían las justificaciones de los requerimientos técnicos.

En el 2017, a diferencia de lo que se estipula en el PET examinado, se consideran los requerimientos de puntos de conexión solicitados por EMELNORTE y CNEL Milagro (información detallada en sus correspondientes PED), los mismos que se localizarían en Chavezpamba y en La Troncal, respectivamente. De todo esto se desprende sugerir al transmisor la incorporación de esas subestaciones en los próximos planes de expansión, ya que de no ser así, se obtendrían:

- En la EMELNORTE, bajos voltajes en barras de 69 kV de las subestaciones de Cayambe y Ecuajugos.
- En la CNEL Milagro, bajos voltajes en barras de 69 kV de las subestaciones El Triunfo, Concordia, Abundancia, Colimes, Troncal y Lúcega.

Por otra parte, el transmisor para representar la expansión de las redes de la EEQSA en el diagrama unifilar del SNI del 2017, considera como parte de su sistema a las líneas de 138 kV y a las subestaciones con transformadores de relación 138/46 y 138/23, a las cuales conecta cargas equivalentes para indicar la demanda de la distribuidora. Sin embargo, de acuerdo al PED de la EEQSA, dicha modelación no representa en su totalidad la expansión de las redes de la empresa en la red de transmisión debido a que se han encontrado las siguientes observaciones:

- La subestación San Rafael no se conecta a 138 kV, sino a 46 kV y como consecuencia de lo indicado, la línea de 138 kV Conocoto-Vicentina de

aproximadamente 9,5 km no es considerada en esa representación.

- No se considera en el diagrama del SNI a la subestación Cumbayá, la cual se conecta a 138 kV y que para abastecerle de energía eléctrica, se realiza un seccionamiento adicional a la línea Pomasqui-Kennedy-Vicentina. El recorrido final de la línea será el siguiente: Pomasqui-Kennedy-Cumbayá-Vicentina.
- De la misma manera, en el diagrama del SNI no se considera a la subestación El Quinche, la cual sería abastecida por dos líneas a 138 kV, una que conecta la subestaciones Tababela y El Quinche, y la otra que conecta las subestaciones Kennedy y El Quinche.

Con todo ello, la asignación de carga difiere en la simulación del SNI-2017 que efectúa el transmisor. Por esta razón, se sugiere establecer una coordinación adecuada, para que de esta manera, los estudios de la red de transmisión y de la red de subtransmisión de la EEQSA se adapten y reflejen sus requerimientos.

En el mismo contexto, el transmisor no representa la demanda de algunas subestaciones de EMELAZOGUES y EERCSCA que podrían abastecerse de la subestación Sinincay del SNT, ni tampoco modela en la subestación Guaranda la generación de Sibimbe, la cual, de acuerdo al PED correspondiente podría enlazarse a las redes de la CNEL Bolívar. De no considerar lo expuesto, las modelaciones del SNI que el transmisor simula en el PET, no englobarían los requerimientos que presentan las redes de los centros de carga mencionados.

Por otra parte, con respecto a la planificación de las **redes de subtransmisión**, éstas son desarrolladas dentro de un proceso que consiste básicamente en:

- Determinar el estado y capacidad de las instalaciones existentes
- Estimar la demanda
- Expandir y ubicar las subestaciones con sus respectivas líneas

Sin embargo, al analizar los planes de expansión de las distribuidoras en función del plan de expansión del transmisor los resultados obtenidos señalan problemas por bajos voltajes y porcentajes de carga de líneas y transformadores que sobrepasan a su capacidad nominal. Dichos problemas se describen a continuación.

Acerca de los **niveles de voltaje**, se tiene que sus valores serían bajos en el 2017 para barras de 69 kV de las empresas CNEL Esmeraldas, CNEL Los Ríos, CNEL Manabí, CNEL Santo Domingo y para la EERSSA, adicionalmente se registran bajos niveles de voltaje en barras de distribución de la CNEL Esmeraldas (13,8 kV), CNEL Manabí (13,8 y 34,5 kV), CNEL Santo Domingo (13,8 kV) y ELEPCO (13,8 y 22 kV). Cabe mencionar que ninguno de los

resultados indicados está influenciado por los voltajes de los puntos de conexión, ya que en éstos se mantienen valores dentro de las bandas establecidas para el sistema. Con la finalidad de solventar estas deficiencias es necesario que se tomen las acciones correctivas en los futuros planes de expansión por parte de las empresas cuyas redes presentan bajos voltajes.

Adicionalmente, los resultados señalan que los porcentajes de carga de las líneas de subtransmisión se encontrarían en el 2017 con valores inferiores al 100% de su capacidad nominal, exceptuándose de ese grupo las que se ubican en:

- La CNEL Esmeraldas, la línea Esmeraldas SNT-Propicia de 69 kV.
- La UDELEG, las líneas Orellana 3-4, Salitral SNT-Aníbal Santos y Salitral SNT-Seccionamiento.

Los porcentajes de carga de las líneas indicadas presentan valores entre el 100 y 130%, los cuales deberían ser de interés para mejorar dichos niveles en los futuros planes de expansión, ya que de no ser así, se tendrían líneas congestionadas, con lo cual habría riesgos al momento de transferir la energía eléctrica del SNT a los sistemas de distribución involucrados en este problema.

En diversas subestaciones de distribución, se tienen **transformadores** que sobrepasan el 100% de su capacidad nominal, con lo cual, no se estaría garantizando el suministro de energía eléctrica, ya que esos elementos no dispondrían de niveles de reserva para cualquier eventualidad futura al momento de ejecutar alguna maniobra técnica. Los transformadores que presentan sobrecargas al 2017 corresponden a los sistemas de la CNEL (Bolívar, Esmeraldas, Guayas-Los Ríos, Los Ríos, Manabí, Milagro, Santa Elena, Santo Domingo y Sucumbíos), EEQSA, EERCSCA, EERSA, EERSSA y ELEPCO.

IV. CONCLUSIONES

La metodología adoptada para evaluar técnicamente los planes de expansión de las redes de transmisión y subtransmisión del SNI permite, a más de visualizar y analizar el comportamiento conjunto del sistema considerándolo como una red única, corroborar si el plan de expansión del transmisor contempla las perspectivas de requerimiento de las redes de subtransmisión, y viceversa. Con lo cual, los planes de expansión validados podrán estar encaminados de una manera centralizada y conjunta.

La base de datos consolidada permite analizar íntegramente las redes de transmisión y subtransmisión a través de simulaciones de flujos de potencia. De esa manera, y con el objeto de tomar los correctivos necesarios del SNI se podrá evidenciar: voltajes fuera de límites establecidos, porcentajes de cargabilidad de líneas y transformadores que superan a su capacidad nominal y elementos subcargados. Dichos correctivos

pueden ser: la ubicación e incorporación de bancos de capacitores, la implementación de nuevos elementos de red (líneas o transformadores), la re-potenciación de elementos existentes, la re-distribución de carga hacia elementos subcargados, etc.

V. AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen la colaboración brindada por parte del CONELEC, CELEC EP Transelectric, CNEL, Empresas Eléctricas y UDELEG.

VI. REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

Libros:

- [1] Universidad Nacional San Juan, “*Planificación de Expansión de los Sistemas de Distribución*”, Instituto de Energía Eléctrica, Argentina 1999.
- [2] J. Schlabbach y K.H. Rofalski, “*Power System Engineering Planning, Design and Operation of Power Systems and Equipment*”, Alemania 2008.
- [3] A. Pansini, “*Power Transmission and Distribution*”, Estados Unidos 2004.
- [4] C. Bayliss y B. Hardy, “*Transmission and Distribution Electrical Engineering*”, Gran Bretaña 2007.

Tesis:

- [5] M. Buygi, “*Transmission Expansion Planning in Deregulated Power Systems*”, Proyecto de titulación, Universidad Técnica de Darmstadt, Heydarieh Torbat, Irán Marzo 1969.

VII. BIOGRAFÍAS



Hugo Arcos, nació en Quito-Ecuador el 6 de septiembre de 1972. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional de Quito en 1998, y el de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan-Argentina en el 2003. Actualmente se encuentra trabajando como Subsecretario de Gestión de Proyectos del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable y es parte del Staff de Docentes del Postgrado en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional de Quito.



Fabricio Porras, nació en Salcedo-Ecuador el 7 de septiembre de 1985. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional de Quito en Febrero de 2010. Actualmente se encuentra trabajando como Funcionario en el Consejo Nacional de Electricidad.

Áreas de interés: planificación de sistemas de energía eléctrica, operación y confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia y mercados eléctricos.