

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y  
ELECTRÓNICA**

**PLANIFICACIÓN INTEGRAL DE REDES DE TRANSMISIÓN Y  
SUBTRANSMISIÓN DEL SISTEMA NACIONAL  
INTERCONECTADO**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO  
ELÉCTRICO**

**AUGUSTO FABRICIO PORRAS ORTIZ**  
fporras7@gmail.com

**DIRECTOR: DR. HUGO ARCOS**  
harcosar@gmail.com

**Quito, febrero 2010**

## DECLARACIÓN

Yo Augusto Fabricio Porras Ortiz, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

---

Augusto Porras Ortiz

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Augusto Fabricio Porras Ortiz, bajo mi supervisión

---

Dr. Hugo Arcos  
DIRECTOR DEL PROYECTO

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios, por haberme dado la vida y bendecirme en cada paso que doy.

A mis padres, Rubén y Yolanda, por su ayuda, amistad, paciencia y amor, y también porque supieron inculcar en mí, valores y el deseo de superación personal.

A mis hermanos, Rubén y Maribel, por su cariño y apoyo.

De manera especial, al director de este proyecto, Dr. Hugo Arcos, no solo por su acertada dirección, sino por ser a más de un buen maestro, un gran amigo.

A los profesionales de las Direcciones de Supervisión y Control, y Planificación del CONELEC, por su paciencia y colaboración en el desarrollo del presente estudio.

## DEDICATORIA

A mis padres

*Rubén y Yolanda*

A mis hermanos

*Edwin y Maribel*

A mi esposa

*Pamela*

Y de manera especial a mi abuelito

*José Augusto*, quien desde el cielo guía cada paso que doy

## CONTENIDO

<b>DECLARACIÓN .....</b>	<b>i</b>
<b>CERTIFICACIÓN .....</b>	<b>ii</b>
<b>AGRADECIMIENTOS .....</b>	<b>iii</b>
<b>DEDICATORIA .....</b>	<b>iv</b>
<b>CONTENIDO .....</b>	<b>v</b>
<b>RESUMEN .....</b>	<b>ix</b>
<b>PRESENTACIÓN .....</b>	<b>x</b>
<b>CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
1.1 GENERALIDADES .....	1
1.2 OBJETIVOS .....	1
1.2.1 OBJETIVO GENERAL .....	1
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	2
1.3 ALCANCE .....	2
1.4 JUSTIFICACIÓN .....	3
<b>CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>4</b>
2.1 INTRODUCCIÓN .....	4
2.2 PLANIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN .....	4
2.2.1 INTRODUCCIÓN .....	4
2.2.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA .....	6
2.2.3 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA Y LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DE LA MISMA .....	6
2.2.3.1 Extrapolación .....	7
2.2.3.2 Correlación .....	9
2.2.4 ELEMENTOS QUE DEFINEN LA PLANIFICACIÓN .....	9
2.2.4.1 Aspectos de decisión .....	10

2.2.4.1.1 Nivel de carga de líneas y transformadores .....	10
2.2.4.1.2 Expansión de la generación .....	14
2.2.4.1.3 Confiabilidad (1).....	14
2.2.4.2 Horizontes del tiempo de la planificación (4) .....	15
2.2.5 TIPOS DE PLANIFICACIÓN .....	15
2.2.5.1 Planificación por incertidumbres .....	16
2.2.5.2 Planificación por horizontes .....	16
2.2.5.2.1 Planificación Estática .....	16
2.2.5.2.2 Planificación Dinámica.....	16
2.2.5.3 Planificación por estructuras .....	17
2.2.6 FORMAS DE EVALUACIÓN .....	17
2.2.6.1 Flujos de potencia (1).....	18
2.2.6.2 Corto circuitos simétricos y asimétricos (1).....	19
2.2.6.3 Dinámica de redes (1) .....	19
2.2.6.3.1 Análisis de estabilidad transitoria .....	19
2.2.6.3.2 Análisis de estabilidad dinámica .....	20
2.2.6.4 Contingencias (1).....	21
2.3 PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	22
2.3.1 INTRODUCCIÓN.....	22
2.3.2 CARGA ELÉCTRICA .....	22
2.3.3 ASPECTOS GENERALES DE LA PLANIFICACIÓN .....	25
2.3.3.1 Objetivos de planeamiento en sistemas de distribución .....	26
2.3.3.2 Horizontes de tiempo de la planificación.....	26
2.3.3.3 Proceso para el planeamiento (14).....	27
2.3.3.4 Factores que afectan el planeamiento del sistema de distribución .....	28
2.3.3.5 Técnicas actuales de planeamiento de sistemas de distribución (14).....	30
2.3.3.6 Modelos de planeamiento de sistemas de distribución (14).....	31
2.3.3.7 Planeamiento de sistemas de distribución en el futuro (14).....	32
<b>CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA PROPUESTA .....</b>	<b>34</b>
3.1 INTRODUCCIÓN .....	34
3.2 PLATEAMIENTO DEL MÉTODO.....	35

3.2.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN.....	36
3.2.2 ESTRUCTURACIÓN DE LA BASE DE DATOS EN EL NEPLAN.....	37
3.2.2.1 Formación de librerías .....	38
3.2.2.2 Elaboración de diagramas .....	39
3.2.2.3 Acoplamiento de las redes del SNI.....	42
3.2.2.4 Asignación de áreas y zonas a los elementos del SNI .....	44
3.2.2.5 Desagregación de la demanda en las empresas eléctricas.....	45
3.2.2.6 Creación de variantes.....	46
3.2.3 SIMULACIÓN DEL SNI .....	47
3.2.3.1 Aspectos .....	47
3.2.3.2 Procesos.....	48
3.3 MÉTODO DE PLANIFICACIÓN .....	49
3.3.1 ASPECTOS DE PLANIFICACIÓN .....	50
3.3.2 INCORPORACIÓN DE LOS PROYECTOS DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN EN LA RED DEL SNI .....	51
3.3.3 ASIGNACIÓN DE CARGA A LAS ESTACIONES TRANSFORMADORAS .....	54
3.3.4 SIMULACIÓN DEL SISTEMA FUTURO.....	55
3.3.5 PLANTEAMIENTO DE NUEVAS ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN .....	56
<b>CAPÍTULO 4: APLICACIÓN METODOLOGÍA AL SNI.....</b>	<b>58</b>
4.1 INTRODUCCIÓN .....	58
4.2 SIMULACIONES DE LAS REDES DEL SNI .....	58
4.2.1 SITUACIÓN DEL 2008 .....	59
4.2.1.1 Red de Transmisión .....	61
4.2.1.1.1 Niveles de Voltaje.....	61
4.2.1.1.2 Niveles de carga de líneas y transformadores.....	62
4.2.1.2 Redes de Subtransmisión .....	63
4.2.1.2.1 Niveles de voltaje .....	63
4.2.1.2.2 Niveles de carga de transformadores .....	65
4.2.1.2.3 Niveles de carga de líneas .....	66
4.2.2 SITUACIÓN DEL 2017 .....	67

4.2.2.1 Red de transmisión.....	70
4.2.2.2 Redes de subtransmisión .....	71
<b>4.3 ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN .....</b>	<b>72</b>
4.3.1 NIVELES DE VOLTAJES .....	73
4.3.2 NIVELES DE CARGA DE LÍNEAS Y TRANSFORMADORES .....	75
<b>CAPÍTULO 5: ANÁLISIS DE RESULTADOS .....</b>	<b>76</b>
5.1 INTRODUCCIÓN .....	76
5.2 RED DE TRANSMISIÓN .....	76
5.2.1 GENERACIÓN DESPACHADA .....	77
5.2.2 PUNTOS DE CONEXIÓN.....	78
5.3 REDES DE SUBTRANSMISIÓN .....	82
5.3.1 NIVELES DE VOLTAJE .....	82
5.3.2 NIVELES DE CARGA DE LÍNEAS Y TRANSFORMADORES .....	83
<b>CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>86</b>
6.1 CONCLUSIONES .....	86
6.2 RECOMENDACIONES .....	87
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>89</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>93</b>

## RESUMEN

La tarea de la planificación de transmisión y/o subtransmisión consiste en determinar un conjunto de requerimientos futuros para satisfacer la demanda eléctrica y de esta forma garantizar el abastecimiento seguro del crecimiento de la misma.

El presente estudio surge como una iniciativa para analizar conjuntamente las redes de transmisión y subtransmisión del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y los planes de expansión que son propuestos al Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) por parte de CELEC-Transelectric, Empresas Eléctricas de Distribución (EED), Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) y la Unidad Eléctrica de Guayaquil (UDELEG), de forma separada.

Por tal motivo, la información que se considera es el plan de expansión de transmisión (PET) 2008-2017 y los planes de expansión de distribución (PED) 2008-2020, los cuales fueron aprobados en su debido momento por el CONELEC.

El método propuesto para vincular los planes de expansión de las redes de transmisión y subtransmisión del SNI, consiste en una integración determinista-estática (máxima demanda y de tipo monoperiodo), por tal razón, se desarrolla una base de datos en el programa computacional NEPLAN, con el objeto de realizar simulaciones de flujos de potencia de los años 2008 y 2017, siendo éste último, el horizonte del tiempo de la planificación. Es necesario resaltar que la base de datos elaborada contiene dos extensiones de archivo, una de parámetros de los elementos (.neplib), y la otra de esquematizaciones de los diagramas unifilares (.nepprj).

Se destaca la realización de una planificación integral y centralizada, donde exista coordinación entre los planes del transmisor y de las empresas eléctricas, evitará desadaptaciones entre los sistemas de transmisión y subtransmisión.

## PRESENTACIÓN

El Sistema Nacional Interconectado (SNI) está conformado por los sistemas de generación, transmisión y distribución, en los cuales la planificación de la expansión es función del crecimiento de la demanda eléctrica, bajo la premisa de que el suministro de energía eléctrica a los consumidores debe ser de forma segura, confiable y dentro de los márgenes de un servicio de calidad.

En el presente trabajo se pretende realizar una metodología que permita analizar en forma conjunta los planes de expansión de las redes de transmisión y subtransmisión que se interconectan mediante la elaboración de una base de datos en el programa computacional NEPLAN y la aplicación de los estudios de flujos de potencia.

Con la recreación de la red del SNI en el NEPLAN, elaborado en base a la información técnica del transmisor y de las empresas eléctricas (EED, CNEL y UDELEG). Se realiza el método de planificación que consiste de un enfoque determinista y estática, considerando los escenarios máximo lluvioso y máximo seco. De esta manera, se evalúa el plan de expansión del transmisor en función de los requerimientos de las redes de subtransmisión y viceversa.

# **CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN**

## **1.1 GENERALIDADES**

Al proceso para establecer objetivos y escoger el medio más apropiado para el logro de los mismos antes de emprender la acción se denomina planificación, la cual, en los sistemas de transmisión y sistemas de distribución sirve para prever sus requerimientos al momento de suministrar en forma segura la energía eléctrica. Por esta razón, en el presente estudio se realiza el acoplamiento de las redes de transmisión y subtransmisión del SNI, con el objeto de estimar su estado y modelar la incorporación de los proyectos indicados en los planes de expansión del transmisor y empresas eléctricas, utilizando el programa computacional NEPLAN, y simulando su desempeño a través de flujos de potencia.

El análisis conjunto de los planes de expansión, toma en cuenta aspectos como: proyección de la demanda, localización de puntos débiles, horizonte de tiempo y tipo de la planificación.

La metodología de este trabajo se fundamenta en la elaboración de una base de datos en NEPLAN que permite analizar las redes interconectadas, considerando niveles de voltaje en barras y carga en líneas y transformadores.

Los resultados obtenidos establecen desadaptaciones entre los requerimientos de las redes de transmisión y subtransmisión del SNI, así como también bajos voltajes y porcentajes de carga de líneas y transformadores que superan su capacidad nominal.

## **1.2 OBJETIVOS**

### **1.2.1 OBJETIVO GENERAL**

Establecer una metodología que permita vincular los procesos de planificación de la expansión de la red de transmisión con las redes de subtransmisión de las diferentes Áreas de Concesión del Sistema Nacional Interconectado (SNI).

### **1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Desarrollar una base de datos que incorpore las redes de transmisión del SNI y subtransmisión de las Empresas Eléctricas Distribuidoras (EED), Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) y la Unidad Eléctrica de Guayaquil (UDELEG) utilizando el programa computacional NEPLAN.
- Corroborar el plan de expansión del sistema de transmisión desde la perspectiva de los requerimientos de las redes de subtransmisión de las EED, CNEL y UDELEG.
- Delinear un plan centralizado de expansión de las redes de transmisión y subtransmisión del SNI para el abastecimiento seguro de la demanda de las diferentes Áreas de Concesión.
- Validar los planes de expansión de las redes de subtransmisión de las EED, CNEL y UDELEG, considerando el plan de expansión del sistema de transmisión.

### **1.3 ALCANCE**

El presente estudio está encaminado a unificar los planes de expansión de las redes de transmisión (CELEC-Transelectric) con las redes de subtransmisión (EED, CNEL y UDELEG), para lo cual se implementará una base de datos que contenga a las redes eléctricas del SNI utilizando el paquete computacional NEPLAN.

Posteriormente se simularán flujos de potencia del SNI utilizando el NEPLAN, cabe mencionar que este estudio abarcará generación (Empresas Generadoras), transmisión (CELEC-Transelectric) y subtransmisión (EED, CNEL y UDELEG) con el fin de realizar estudios técnicos y examinar los planes de expansión del transmisor y empresas eléctricas.

Finalmente se empleará una metodología que permita analizar los efectos que producen los planes de expansión de las redes de transmisión con las redes de subtransmisión y viceversa, puesto que en la actualidad los planes del transmisor

y las empresas eléctricas son desarrollados de forma independiente; a más de esto la metodología permitirá establecer el plan de equipamiento de obras requerido por todo el sistema.

#### **1.4 JUSTIFICACIÓN**

CELEC-Transelectric presenta el plan de expansión de las redes de transmisión al Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), el cual es sometido a un exhaustivo análisis para su aprobación, por otro lado cada empresa eléctrica presenta el respectivo plan de expansión de las redes de subtransmisión para que el CONELEC evalúe y apruebe.

Se considera que el plan maestro de electrificación debe sustentarse en un análisis integral, en el crecimiento de las redes de transmisión y subtransmisión, bajo este contexto existe la necesidad de contar con bases de datos que involucren a las redes de subtransmisión con la red de transmisión del SNI y con una metodología que permita balancear adecuadamente la expansión por parte de las redes en su conjunto, con la única finalidad de asegurar el adecuado abastecimiento de la demanda al mínimo costo.

## **CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO**

### **2.1 INTRODUCCIÓN**

La planificación de la expansión de los sistemas generación, transmisión y distribución surgen por el crecimiento de la demanda, por esta razón el presente capítulo recopila información sobre los problemas que pueden encontrarse en los sistemas de transmisión, mientras que en los sistemas de distribución se consideran los aspectos más relevantes para tomar la decisión de expandirse.

Dentro de la planificación de la expansión del sistema de transmisión y de los sistemas de distribución se deben considerar aspectos como niveles de voltajes y carga de líneas y transformadores, y posibles proyectos de generación estableciendo el horizonte del tiempo y las formas de evaluación.

Finalmente, la planificación del sistema de transmisión puede implicar para los sistemas de distribución ahorros importantes. Estos ahorros son logrados por una combinación de efectos entre las cuales merecen destacarse: menores pérdidas de potencia y energía, menores costos de capital y de operación, mejora en la eficiencia global de la empresa, etc. (1)

### **2.2 PLANIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN**

#### **2.2.1 INTRODUCCIÓN**

Los sistemas de transmisión contemplan subestaciones elevadoras o reductoras y redes eléctricas de alto voltaje, las cuales pueden estar entre 138 y 765 kV que normalmente transportan a grandes distancias la energía de donde fue producida hacia los centros de consumo, razón por la cual se debe considerar el nivel de voltaje y en base a estudios del crecimiento de la demanda, localizar en qué áreas y/o zonas se debe utilizarlo. En la Tabla 2.1 se indica los voltajes estándares utilizados en los sistemas de transmisión. (2)

Clasificación	
Nominal (kV)	Máximo (kV)
34,5	36,5
46,0	48,3
69,0	72,5
115,0	121,0
138,0	145,0
161,0	169,0
230,0	242,0
345,0	362,0
500,0	550,0
700,0	765,0

**Tabla 2.1** Voltajes estándares utilizados en sistemas de transmisión. (2)

Al realizar los estudios de expansión de la red de transmisión se debe considerar que ha pasado de ser sólo el nexo entre generadores y centros de consumo, a ser el eje central de la libre competencia, puesto que permite el libre acceso y no discriminatorio de la red, por tal motivo ha tomado un papel fundamental en las estructuras de los mercados eléctricos. (3)

Además dentro de la planificación del sistema de transmisión se debe considerar la ubicación de las centrales de generación, ya que están influenciadas por el tipo de tecnología que se adopte, por ejemplo las centrales hidroeléctricas deben situarse cerca de un río que cuente con las características para su uso y por otro lado los consumidores están ubicados geográficamente de acuerdo a su actividad económica. (3)

Finalmente, cuando la red de transmisión se interconecta con diferentes centros de consumo, permite realizar lo siguiente: minimizar los costos de producción, coordinar horarios de mantenimiento y compartir operaciones de capacidad, siguiendo el patrón de la curva de demanda. Cabe resaltar que dicha red provee seguridad de suministros, es decir debe estar disponible para interconectar generadores con centros de carga, creando la competitividad en los mercados de electricidad. (3)

### **2.2.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA**

El problema surge cuando se debe determinar en qué instante y cuál sería el equipamiento de la red (partiendo de un análisis del esquema actual de transmisión) para transmitir y abastecer en adecuado orden los requerimientos del sistema eléctrico de potencia (SEP), considerando la disponibilidad de capacidad que deben poseer las redes eléctricas para operaciones y competencias en los mercados eléctricos, lo cual exige que su expansión sea desarrollada de una manera adecuada y óptima, acorde a los requerimientos futuros de la demanda y al crecimiento de la oferta de generación. (2), (4)

Por otra parte, los problemas que nacen en el modelo de planificación que se adopte son: pronósticos de la demanda y elementos que influyen en el PET (horizontes de planificación, generación actual y futura que esté disponible para el año de estudio, líneas de transmisión actuales y futuras que se implementen en el análisis con su respectivo costo de inversión para un periodo específico). Cuando se considere la expansión a largo plazo y de forma matemática se dice que es un problema de optimización combinatorio de difícil resolución, puesto que el número de soluciones a ser analizadas crece de forma exponencial a medida que el tamaño de la red aumenta. El problema de optimización puede ser resuelto usando métodos de programación no lineal entera mixta, denominada de esta manera porque involucra funciones no lineales donde algunas variables son números reales (ángulos de voltaje, potencias en las líneas) y otras son números enteros (número de líneas a implementarse). (5), (3)

### **2.2.3 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA Y LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DE LA MISMA**

El punto de partida para la planificación del crecimiento de un sistema de suministro de energía eléctrica es el conocimiento de la demanda que deberá ser satisfecha en el periodo considerado. Además, de fundamental importancia es la estimación confiable de la localización geográfica de la misma, condición imprescindible para planificar adecuadamente los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica. (1)

El grado de detalle y desagregación geográfica, o espacial, de la demanda es fuertemente dependiente del estado de la red a planificar. Así mientras que para el sistema de transmisión es suficiente una proyección a nivel regional o provincial, para el sistema de distribución se requiere una desagregación mucho mayor (a nivel radio censal o unidad equivalente). (1)

El pronóstico de la demanda es un procedimiento sistemático simple para definir cuantitativamente la demanda futura y por ser de trascendental importancia debe ser lo más exacta posible, sin olvidar la inevitable presencia de incertidumbres. Dependiendo del periodo de tiempo que se adopte en el análisis se podría considerar dentro del pronóstico tres técnicas de predicción: de corto, de medio y de largo plazo, todo depende del tipo de análisis a ejecutarse y de la complejidad en la modelación, lo cual será detallado más adelante. Además para satisfacer la carga futura se debe considerar los proyectos de nuevas centrales de generación y redes de transmisión asociadas, contemplando que la ejecución de éstos demora de uno a cuatro años. (6)

Las técnicas para pronosticar podrían dividirse en tres tipos, los cuales están basados en extrapolación, correlación o una combinación de ambas. Desde el punto de vista del manejo de información pueden ser: determinista, probabilista o estocástica. (6)

Considerando las ideas generales de lo expuesto, se hace un énfasis en:

- Extrapolación
- Correlación

### **2.2.3.1 Extrapolación**

Las técnicas de extrapolación hacen uso de datos históricos para generar curvas de tendencia que reflejan la evolución de la demanda en el tiempo. Pese a ser un procedimiento muy simple, produce resultados razonables en algunos casos, porque esta técnica es parte de la extrapolación **determinista**, ya que no se intenta contabilizar los errores aleatorios en los datos o en el modelo analítico.

Las funciones estándares de análisis que más se utilizan son: lineal, parabólica, polinomios, exponencial y geométrica, las cuales se pueden apreciar en las ecuaciones (2.1), (2.2), (2.3), (2.4) y(2.5) respectivamente. (6)

$$Y=a+b \cdot x \quad (2.1)$$

$$Y=a+b \cdot x+c \cdot x^2 \quad (2.2)$$

$$Y=a+b \cdot x+c \cdot x^2+d \cdot x^3 \quad (2.3)$$

$$Y=c \cdot e^{d \cdot x} \quad (2.4)$$

$$Y=\ln^{-1}(a+c \cdot e^{d \cdot x}) \quad (2.5)$$

Dentro de un pronóstico dado, la técnica de ajuste más común, para encontrar los coeficientes y exponentes de las ecuaciones anteriores (a-d), es el método de los mínimos cuadrados. (6)

Si la incertidumbre de los resultados extrapolados ha sido cuantificada usando índices estadísticos, como la media y la varianza, la técnica se vuelve una extrapolación **probabilista**. Las fuentes de incertidumbre presentes en el pronóstico de la demanda son dos: la que proviene de los datos históricos y otra que está en el modelo analítico utilizado. Con análisis de regresión la mejor estimación del modelo que describe la tendencia puede ser obtenida y usada para pronosticar la tendencia. (6)

Si bien el uso de modelos **estocásticos**, para generar un pronóstico a partir de variables de entrada aleatorias derivadas de datos históricos, ha sido investigado, su uso no ha llegado a ser ampliamente difundido. Más bien, las variables de entrada del modelo suelen ser la variación aleatoria en la componente de la tendencia, la pendiente aleatoria del cambio en la componente estacional y el factor de peso asociado, y una componente de ruido. La variación aleatoria y el factor de peso son determinados comparando las estadísticas de demanda histórica con las estadísticas obtenidas por el modelo, esta tarea puede ser realizada siempre y cuando el modelo haya sido adecuadamente modificado,

luego de lo cual los índices estadísticos de las dos variables mencionadas pueden ser determinadas. Siguiendo el proceso inverso, las series de tiempo generadas o encontradas representan el pronóstico de la demanda. (6)

#### **2.2.3.2 Correlación**

Las técnicas de pronóstico basadas en correlación, relacionan a las demandas del sistema con varios factores económicos y demográficos. La ventaja de este método se encuentra en obligar al planificador a entender claramente la relación entre los patrones del crecimiento de la demanda y otros factores cuantificables. La desventaja, sin embargo, es que se requiere pronosticar factores económicos y demográficos, los cuales son mucho más difíciles de pronosticar, incrementando consecuentemente, la complejidad del modelo. Típicamente, los factores población, empleo, construcciones, situación climatológica son usados en las técnicas de correlación. (6)

Ningún método de pronóstico es efectivo en todos los casos. Por ejemplo, el uso de una técnica simple de pronóstico es adecuado para algunas empresas, pero completamente incongruente para otras. En ningún caso las técnicas de pronóstico podrán por si solas sustituir el buen juicio y la experiencia del planificador. (6)

#### **2.2.4 ELEMENTOS QUE DEFINEN LA PLANIFICACIÓN**

El planificador debe meditar sobre la disponibilidad y la calidad de datos que se maneje, es así que éstos deben referirse a la distribución geográfica, topográfica y a los parámetros eléctricos del sistema de potencia. Además se debe contar con la información del espacio físico para las subestaciones, las rutas de las redes eléctricas y adicionalmente tener conocimiento de las normas y reglamentos vigentes. También se consideran las inversiones, los gastos de funcionamiento de las instalaciones y los costos de las pérdidas. (7)

El éxito en el desarrollo de una eficiente planificación se la obtiene cuando se contemplan ciertos elementos y en esta sección se sintetiza los que sobresalen, como son: (4), (7)

- Aspectos de decisión
- Horizontes del tiempo de la planificación

#### **2.2.4.1 Aspectos de decisión**

En la planificación, se debe considerar determinados aspectos para decidir en qué áreas y/o zonas se debe realizar la expansión, puesto que el planificador debe contemplar diferentes alternativas para su conducción, es por esto que previamente se debe analizar la red para examinar inadecuados niveles de voltajes, sobrecargas de instalaciones, disminución de confiabilidad, o alguna eventualidad que muestre fortalezas y debilidades de la red de transmisión, sin olvidarse que el plan de expansión de transmisión (PET) se manifiesta también por requerimientos de los consumidores y por posibles proyectos como son centrales de generación, conexión de nuevos consumidores y nuevas subestaciones, los cuales enmarcan la capacidad, la ubicación, los costos asociados y el momento de incorporación. Cabe señalar que los proyectos aproximadamente deben darse en la siguiente escala del tiempo: un año en los sistemas de bajo voltaje y cuatro años en los sistemas de alto voltaje. (2), (4), (7)

De la literatura revisada, se puede considerar como aspectos de decisión en el PET los siguientes estudios:

- Nivel de carga de líneas y transformadores
- Expansión de la generación
- Confiabilidad

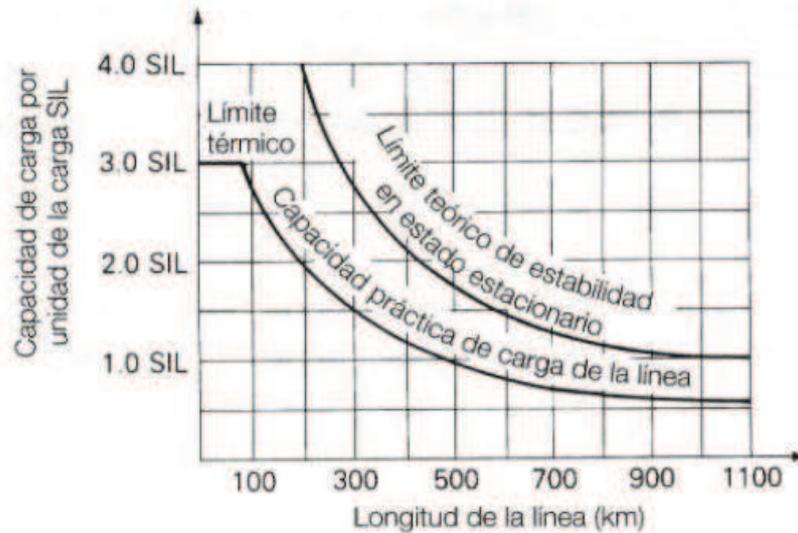
##### *2.2.4.1.1 Nivel de carga de líneas y transformadores*

Acerca del análisis de un SEP, a través de estudios de estado estacionario (operación normal) y/o considerando interrupciones (estudios de contingencias), se puede estimar los niveles de carga en líneas y transformadores, los cuales deben ser comparados con valores estándar de cargabilidad. (7)

Al examinar el nivel de carga de las **líneas** dentro del sistema de transmisión, se debe considerar la distancia puesto que para líneas cortas, menores a 80 km, la capacidad depende del límite térmico de los conductores o de la capacidad nominal del equipo que este en las terminales y cuando se trata de líneas largas (mayores a 80 km) se debe adicionar al estudio el límite de estabilidad que poseen. (8), (9)

En el límite térmico se debe contemplar la magnitud de la corriente eléctrica que circula por el conductor y su tiempo de duración, la misma que limita el porcentaje de carga de las líneas que se ven reflejadas por el efecto Joule, ya que se producen pérdidas de potencia y energía que se transforma en calor, causando la elevación de la temperatura del conductor y adicionalmente la línea se puede dilatar, siendo en algunos casos irreversible. Asimismo, la resistencia del conductor aumentará con la temperatura, lo cual es un efecto pequeño pero al analizar la red se puede apreciar su incidencia a través de las pérdidas. (7), (10), (8)

En la práctica, las líneas de potencia no se operan para entregar su potencia máxima teórica (la cual se basa en las tensiones nominales en las terminales y en un desplazamiento angular  $\delta=90^\circ$  a través de la línea). En la Figura 2.1 se muestra una curva práctica de capacidad de carga de la línea trazada por debajo del límite teórico de estabilidad en estado estacionario. Esta curva se basa en el límite de caída de voltaje,  $V_R/V_S \geq 0.95$ , y en un desplazamiento angular máximo de 30 a 35° a través de la línea (o alrededor de 45° y las reactancias equivalentes del sistema), con el fin de mantener la estabilidad durante las perturbaciones transitorias. La curva es válida para líneas aéreas típicas de 60 Hz, sin compensación. (9)



**Figura 2.1** Curva de capacidad de carga de la línea de transmisión para líneas aéreas de 60 Hz; ninguna compensación en serie o en derivación. (9)

Por otra parte, en los **transformadores** se debe analizar el nivel de carga y el tiempo de duración al que son sometidos, ya que al cargarse sobre su potencia nominal sufren incrementos de temperatura que pueden causar el deterioro del aislamiento de las bobinas y disminuir las bondades del dieléctrico, fenómeno que se conoce como límite térmico, que según ANSI/IEEE C57.91-1995 define como:

- La máxima temperatura del punto más caliente del devanado para sobrecargas de corta duración (15 y 30 minutos) es 150°C.
- La máxima temperatura del punto más caliente del devanado para sobrecargas de larga duración (180 minutos) es 140°C.
- La temperatura máxima del aceite de la parte superior es de 110°C (11).

Adicionalmente, la temperatura indicada debe ser corregida en función de la altitud sobre el nivel del mar, de modo que al aumentar la altura disminuye la densidad del aire y se hace más difícil la evacuación del calor.

Al transformador se le puede cargar de cuatro formas diferentes que según IEC 60354 son:

1. Carga con expectativa normal que indica que está libre de riesgos porque es una carga continua con potencia nominal de salida en condiciones normales de operación.
2. Ciclo normal de la carga, que indica la carga base y los alternativos incrementos de la carga durante el intervalo de tiempo t. El ciclo de carga no conduce a la reducción de la vida útil como lo hace la carga continua.
3. Operación de emergencia en períodos largos, que es también definido como una carga cíclica, ya que su intervalo puede llegar a semanas o meses. Se caracteriza por disminuir la vida útil del transformador pero no la resistencia de aislamiento.
4. Operación de emergencia en períodos cortos, que pueden conducir a altas temperaturas en el transformador y una reducción temporal de la resistencia de aislamiento. Por definición, debe ser aceptado sólo por poco tiempo y no de forma regular y para abastecer al SEP cuando no se dispone de los medios alternativos, es por esto que el tiempo de operación de emergencia debe ser inferior a la constante de tiempo térmica del transformador (viene indicado en su manual) y que generalmente es menor a 30 minutos. (11), (7)

De la literatura revisada, los transformadores son eficientes cuando se les carga entre el 60% y el 100% de la potencia nominal y, eventualmente, sobre cargas del 10% en períodos no mayores de dos horas, hallándose el transformador con una carga previa continua del 75% de la potencia nominal, puesto que si excede éste nivel de carga en un tiempo considerable se debe analizar la posibilidad de instalar un nuevo transformador. (11) En Ecuador, el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) adopta el siguiente criterio: *“...una vez que se alcance la capacidad FA (80% de la capacidad máxima) se equipa con un nuevo transformador en paralelo o se reemplaza al existente por uno de mayor capacidad.”* (12)

#### *2.2.4.1.2 Expansión de la generación*

Las centrales de generación son fuentes de energía que producen electricidad en corriente alterna sinusoidal a voltajes intermedios entre 400 y 13.800 voltios dentro del SNI. (2)

Para la planificación de la expansión de los sistemas de generación se deben considerar periodos cortos y largos. Los periodos cortos contemplan despachos económicos de las unidades que podrían satisfacer la demanda eléctrica y los periodos largos abarcan las incorporaciones de nuevas centrales en un horizonte de análisis, debido al crecimiento y a la ubicación geográfica de la carga. (5)

Al considerar la planificación de largo plazo se toma en cuenta lo siguiente: el momento en que el sistema de potencia necesita nueva generación, la capacidad que debe ser instalada, la ubicación de las unidades, el costo de inversión, el pronóstico de condiciones futuras (el mismo que abarca la estimación de la demanda mínima de 15 años), la construcción y valoración de la capacidad de reserva, la participación en el mercado eléctrico y la simulación de fallas aleatorias producidas en el sistema de generación y transmisión ocasionando una pérdida de carga por la energía no suministrada. (5)

#### *2.2.4.1.3 Confiabilidad (1)*

Los estudios de confiabilidad en relación con la planificación de redes de transmisión son considerados debido a las limitaciones que presenta la sola aplicación del principio de seguridad (n-1). Estas limitaciones radican fundamentalmente en el hecho de que la satisfacción del criterio (n-1) no permite una cuantificación de la confiabilidad del sistema de transmisión y a través de ella de la reserva del sistema de suministro de energía eléctrica. En principio es posible que dos variantes satisfagan el criterio (n-1) y sin embargo posean un distinto nivel de confiabilidad. Por ello es que se amplía este criterio en el sentido de permitir cuantificar la probabilidad de que en una red de transmisión se produzcan violaciones de límites, es decir el sistema sea llevado a un estado no deseado de funcionamiento. Estos nuevos procedimientos se basan en la

combinación del cálculo de flujo de potencia con los elementos que brinda la teoría de confiabilidad.

Otra aplicación importante de la teoría de confiabilidad en relación con la planificación del SEP, es la definición de la configuración de estaciones transformadores, de instalaciones de servicios auxiliares en centrales eléctricas y de instalaciones de vinculación de grandes centrales eléctricas a la red de transmisión.

#### **2.2.4.2 Horizontes del tiempo de la planificación (4)**

La planificación de la expansión debe considerar un horizonte de tiempo de varios años de tal manera que la evaluación económica brinde la posibilidad a las distintas alternativas (obras, proyectos, etc.) de competir en igualdad de condiciones considerando los elevados costos de inversión en transmisión, de otro modo siempre serían favorecidas las obras de menor envergadura, sin que ello signifique que sean las óptimas en el mediano y largo plazo.

Un horizonte adecuado de planeamiento debería encontrarse entre 10 y 15 años. Para poder evaluar económicamente el desempeño de la expansión, dicho horizonte se encuentra dividido en dos escalas de tiempo. Una mayor que corresponde a los periodos (generalmente anuales) donde se modelan las decisiones de inversión de los proyectos de expansión, y una menor, que corresponde a subperiodos con una resolución estacional o mensual donde se modelan y simulan los distintos estados típicos de operación del SEP.

#### **2.2.5 TIPOS DE PLANIFICACIÓN**

La planificación de la expansión en los sistemas de transmisión puede estar enfocada desde varios puntos de vista, siendo éstos los siguientes:

- Planificación por incertidumbres
- Planificación por horizontes
- Planificación por estructuras

### **2.2.5.1 Planificación por incertidumbres**

La incertidumbre de la planificación en sistemas de transmisión puede ser: determinista y no determinista.

Los enfoques deterministas en el plan de expansión está diseñado sólo para el peor de los casos del sistema, sin considerar la probabilidad de ocurrencia de éstos (grado de incidencia), mientras que los enfoques no deterministas consideran en el plan de expansión todos los casos posibles que pueden ocurrir en el futuro teniendo en cuenta la probabilidad de ocurrencia de ellos, es decir contempla experiencias pasadas y expectativas futuras. (12)

### **2.2.5.2 Planificación por horizontes**

Desde el punto de vista horizonte del SEP y considerando las ampliaciones, la planificación de los sistemas de transmisión pueden ser elaboradas considerando: la planificación estática y la planificación dinámica. (12)

#### *2.2.5.2.1 Planificación Estática*

El planificador busca el mejor plan de expansión para un solo año (mono periodo) dentro del horizonte del tiempo de la planificación, sin interesar cuando serán instalados los nuevos circuitos. El año que se elija debe responder qué beneficios se podrían obtener al incorporar nuevas redes y dónde deberían ser instaladas. (12), (5)

#### *2.2.5.2.2 Planificación Dinámica*

La planificación dinámica considera varios años (multiperiodo), lo que se convierte en un problema muy complejo, ya que el planificador no solo toma en cuenta el número y ubicación de los equipos en la red sino decide que obras van a ir ingresando cada año, contemplando las facilidades que darían las nuevas redes y dónde se ubicarían sin deslindarse de cuándo se efectúa cada obra. Para los enfoques mencionados se debe considerar las peores condiciones que puede tener el sistema. (2), (12), (5)

Adicionalmente, el análisis de la expansión del sistema de transmisión se debe hacer en base a estudios de flujos de potencia, considerando la peor condición de la red, ya sea en operación normal o en condiciones de emergencia. (5)

### **2.2.5.3 Planificación por estructuras**

De acuerdo a la estructura que tenga el SEP, la planificación puede estar enfocada a: sistemas de potencia regulados y no regulados.

El principal objetivo de la planificación de expansión en sistemas regulados es abastecer la demanda de las cargas, manteniendo al mismo tiempo la confiabilidad y la calidad de los servicios del sistema de energía. En este entorno la incertidumbre es baja y la planificación de la expansión es centralizada y coordinada con el plan de expansión de generación. El planificador tiene libre acceso a la información que se requiere en el planeamiento, considerando que la ubicación de cargas y generadores, capacidad de generación y demanda, disponibilidad de unidades, patrón de demanda y despachos son conocidos. Por tanto, los planificadores pueden diseñar el plan de menor costo de transmisión basándose en criterios reales de confiabilidad y modelando una optimización determinista, donde la función objetivo son los costos de planificación y operación con limitaciones técnicas y económicas, por lo que la optimización no lineal tiene enfoques matemáticos y heurísticos para su resolución. (12)

En la planificación de los sistemas no regulados el objetivo ha cambiado debido al aumento de incertidumbres en el SEP, por tal razón es necesario nuevos planteamientos de expansión, enfocando medios no regulados y considerando la planificación de expansión de transmisión no determinista. (12)

### **2.2.6 FORMAS DE EVALUACIÓN**

Finalmente, después de identificar los aspectos que podrían influir en el PET y la forma como podría realizarse, se procede a determinar los estudios para analizar el funcionamiento de la red, considerando los que más se aplican a la planificación, los cuales son: (2)

- Flujos de potencia
- Corto circuitos simétricos y asimétricos
- Dinámica de redes
- Contingencias

#### **2.2.6.1 Flujos de potencia (1)**

Es un análisis del flujo de potencia activa y reactiva en estado estacionario, el cual sin dudas es el más difundido de los estudios vinculados al funcionamiento de redes eléctricas y es utilizado en forma muy intensa tanto en problemas de planificación como de operación de las mismas. Su objetivo es el cálculo de las tensiones nodales en módulo y argumento y, a partir de ellas, de los flujos de potencia activa y reactiva por las líneas para una situación de carga y generación dada.

A partir de sus resultados se puede fundamentalmente:

- Verificar los niveles de voltaje en cada nodo del sistema.
- Verificar que no se produzcan sobrecargas de líneas o transformadores.
- Definir la necesidad o conveniencia de incorporar instalaciones de compensación de potencia reactiva.
- Definir los niveles de corriente máxima en funcionamiento normal a los fines de la selección y calibración del sistema de protecciones.

Dado que en relación con estudios de planificación debe ser estudiada una gran cantidad de variantes para distintas situaciones de carga y generación, en general se debe realizar una cantidad muy grande de estudios de flujo de potencia. Con el objeto de disminuir el esfuerzo de cálculo, obteniendo en una sola corrida resultados que informan para una red determinada sobre su funcionamiento en distintas condiciones de carga y generación, se manifiesta un interés creciente en la utilización del llamado flujo de potencia estocástico. En él, a partir de las

funciones densidad de probabilidad de las demandas en cada nodo de carga y de las potencias disponibles en las centrales de generación, se obtienen las densidades de probabilidad de los flujos de potencia por líneas.

#### **2.2.6.2 Corto circuitos simétricos y asimétricos (1)**

Es un análisis que se realiza para la determinación de las corrientes y potencias de cortocircuitos, necesarias para el cálculo de las sollicitaciones electromecánicas a los que serán sometidos los componentes del sistema en condiciones de falla. Esto permite la selección de las instalaciones de interrupción y la coordinación de los dispositivos de protección.

Los tipos de falla que conducen a las mayores sollicitaciones son el cortocircuito trifásico y el cortocircuito monofásico.

Los procedimientos actualmente utilizados para el cálculo de corrientes de cortocircuito se basan en el principio de superposición y en la aplicación del teorema de Thevenin.

#### **2.2.6.3 Dinámica de redes (1)**

Dentro de los análisis de los sistemas desde el punto de vista dinámico, se distinguen:

##### *2.2.6.3.1 Análisis de estabilidad transitoria*

El objetivo de los estudios de estabilidad transitoria es la evaluación del comportamiento dinámico del sistema eléctrico en el intervalo inmediato siguiente a la ocurrencia de una falla. Estos estudios son de gran importancia sobre todo cuando es necesario transportar grandes potencias a grandes distancias. Sus resultados permiten definir valores máximos de potencia transportable por un sistema de transmisión, cantidad de líneas necesarias para transportar determinada potencia, seleccionar dispositivos de compensación y control y definir parámetros en relación con los sistemas de protección. Es importante que los algoritmos y programas de cálculo utilizados permitan modelar en forma adecuada vínculos de corriente continua y distintos tipos de dispositivos de control

automático de voltaje y de velocidad de la máquina síncrona así como comprender estáticos con control automático de potencia reactiva.

#### *2.2.6.3.2 Análisis de estabilidad dinámica*

Ante la ocurrencia de pequeñas perturbaciones se analiza el comportamiento del sistema con las finalidades principales siguientes:

- Control de frecuencia en sistemas aislados:

Modelación del bloque generador. Características de regulación de los bloques generadores.

Modelación de la red. Efecto de las características de regulación sobre la operación de la red.

Regulación primaria.

Regulación secundaria.

- Control de potencia-frecuencia en sistemas interconectados:

Estructura y comportamiento del sistema interconectado.

Sistema de control.

Regulación primaria.

Regulación secundaria.

- Control de voltaje:

Sistemas de control de voltaje.

Análisis de estabilidad.

Medidas estabilizantes.

En relación con el análisis del comportamiento del sistema ante grandes perturbaciones debe tenerse en cuenta que, si bien cuando se realiza la planificación de un sistema eléctrico de potencia la seguridad en la operación se consigue dotando de márgenes de reserva a la capacidad de las líneas de interconexión y a la capacidad de generación, en la práctica se presentan contingencias (perturbaciones críticas) que pueden llevar al sistema a un estado de emergencia. Ellas deben ser consideradas al planificar los estudios del sistema

y ante todo durante la operación en la diversidad de situaciones que esta conlleva (estados de carga, topología de la red, estados de generación, etc.).

Debe tenerse en cuenta que al planificar no se pueden considerar íntegramente y con absoluta precisión todas las situaciones que realmente se presentan durante la operación. Debido a las serias consecuencias producidas ante la presencia de perturbaciones críticas, es importante realizar investigaciones tendientes a determinar las causas, efectos y soluciones para evitar el colapso parcial o total ante estas circunstancias.

En este marco, los objetivos de las investigaciones son:

- Determinación de la reserva de segundos (disponible para ser activada por la regulación primaria) necesaria para salvar al sistema del colapso ante la ocurrencia de grandes perturbaciones.
- Diseño de estrategias óptimas de desconexión automática de cargas, como alternativa cuando la reserva de segundos es insuficiente.

#### **2.2.6.4 Contingencias (1)**

En la planificación de redes de transmisión de energía eléctrica se exige en general que sea respetado el llamado principio de seguridad (n-1). Este principio se cumple si, para todas las posibles situaciones de contingencia con un solo componente fuera de servicio, el sistema puede cumplir su función de satisfacer completamente la demanda sin violar restricciones de orden técnico. En la práctica, la verificación de esta condición requiere el cálculo de una gran cantidad de casos de flujo de potencia para poder estudiar el comportamiento del sistema ante la ocurrencia de contingencias simples.

Normalmente estos estudios se llevan a cabo mediante programas de cálculo basados en algoritmos muy rápidos para el cálculo de flujo de carga, los que además en forma automática realizan la simulación de contingencias.

## **2.3 PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN**

### **2.3.1 INTRODUCCIÓN**

Los sistemas de distribución están formados por circuitos de subtransmisión, subestaciones de distribución, alimentadores de distribución o alimentadores primarios, transformadores de distribución, circuitos secundarios y consumidores, y cuya función es suministrar energía eléctrica desde las estaciones transformadores de los sistemas de transmisión o generación distribuida hacia las distintas cargas a través de sus redes, las cuales pueden ser radiales, paralelos o bucles, o una serie de circuitos interconectados, formando mallas. Cabe mencionar que la configuración de las redes del sistema indicado, son expuestas a modificaciones debido al crecimiento de la demanda eléctrica.

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. Razón por la cual se han desarrollado numerosos algoritmos matemáticos y computacionales capaces de resolver problemas de estas magnitudes.

### **2.3.2 CARGA ELÉCTRICA**

Al sistema de transmisión se conectan los sistemas de distribución a través de sus redes eléctricas o directamente (por medio de equipos de conexión), en este sistema se tienen los consumidores que son clasificados como: residenciales, comerciales, industriales y diversos servicios que ofrece la sociedad (trenes y transporte eléctrico, alumbrado público, etc.). Cada usuario es diferente en el modo de uso de la potencia y cada sector tiende a ser semejante en el patrón de uso de la demanda. (13), (6)

En la planificación del sistema de distribución se distingue el comportamiento de la carga, básicamente por sectores, caracterizando a cada uno de ellos por una curva típica de carga diaria, la cual puede apreciarse en la Figura 2.2. (13), (6)

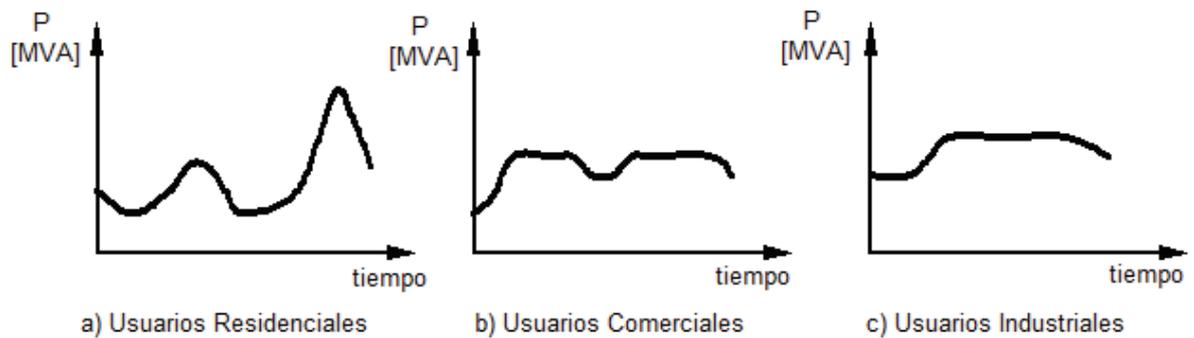
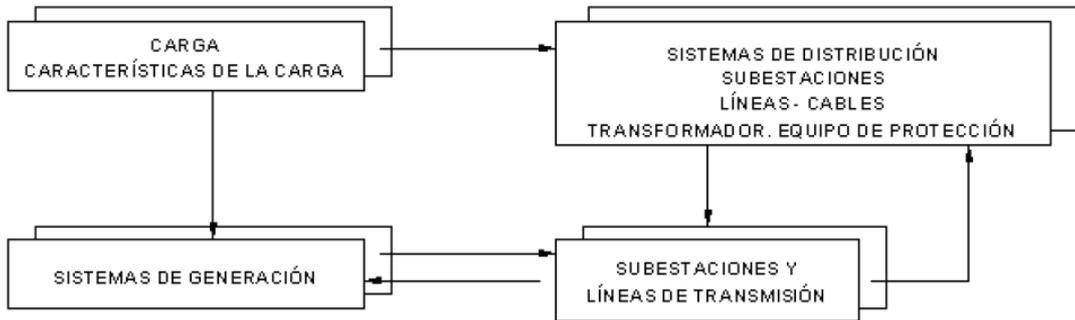


Figura 2.2 Curvas de carga de diferentes sectores de consumo. (13)

- a) **“Usuarios residenciales:** adoptan diariamente un comportamiento similar en la demanda media y pico (debido al uso de la iluminación y artefactos eléctricos). El clima es el factor de mayor peso, debido al uso de calefacción o aire acondicionado cuando la temperatura de hábitat se ha desviado de la temperatura de confort.
- b) **Usuarios comerciales:** tienen su propia curva característica, demanda constante en la mañana y tarde asociada con el horario de comercio, con un descenso aproximadamente a las 13:00.
- c) **Usuarios industriales:** su demanda es determinada por su nivel de producción. Los servicios que se ofrecen en la sociedad se incluyen en este sector”. (13)

Además, las características de las cargas de los sistemas de distribución influyen en los sistemas de potencia, como se puede apreciar en la Figura 2.3. Las características de las cargas expresan el comportamiento de los usuarios frente al sistema de distribución y por lo tanto, imponen las condiciones (donde está y como establece la demanda durante el período de carga). Las empresas de energía eléctrica pueden realizar control sobre algunas cargas para evitar que el sistema colapse. (14)



**Figura 2.3** Influencia de las características de la carga en las redes. (14)

Una vez identificado los tipos de cargas y sus características, se efectúa el estudio de la demanda, que comprende las siguientes fases: (1)

- **Composición de la demanda.-** Caracterización y agrupamiento de los usuarios para constituir sectores de consumo. (1)
- **Métodos de proyección de la demanda.-** Extrapolación de la tendencia histórica, correlación con el crecimiento del producto bruto, proyección por fijación de objetivos de consumo en vinculación con los pronósticos de crecimiento demográfico, estudios particulares para sectores especiales de consumo. (1)
- **Criterios de análisis y adopción de la demanda** a partir de las previsiones realizadas por diferentes métodos. (1)
- **Métodos para desagregación y localización de la demanda.-** Evolución y desagregación de la población a nivel de áreas de desagregación, estratificación social de zonas aun no electrificadas. Evolución de los usuarios por unidad de análisis, grado de electrificación, desagregación considerando indicadores de consumo diferenciados por estrato de consumo. (1)
- **Contribución a la conformación de la demanda máxima** por parte de los diferentes sectores de consumo (factores de responsabilidad en la carga máxima). (1)

Generalmente, las previsiones de demanda eléctrica se realizan apoyándose en los métodos que se mencionan a continuación, o en combinación de ellos: (1)

- **Extrapolación** (por ejemplo: el consumo en los años futuros es pronosticado usando solamente el consumo en años pasados). (1)
- **Método del uso** (por ejemplo: el consumo de energía eléctrica para uso agrícola es pronosticado en función de la superficie cultivada y según el tipo de cultivo). (1)
- **Simulación** (por ejemplo: uso del método de Montecarlo para representar diferentes situaciones climáticas posibles). (1)
- **Método heurístico**, es decir mediante la introducción de consideraciones cualitativas sin usar modelos para la previsión de demanda. (1)

Los métodos de proyección mas usualmente empleados para los distintos sectores de consumo se muestran en la Tabla 2.2. (1)

GRANDES SECTORES DE CONSUMO	MÉTODOS DE PREVISION DE LA DEMANDA UTILIZADOS		
	Crecimiento exponencial en base a tasa histórica	Indicadores de consumo	Estudios especiales del sector
Consumo general	X	X	
Demanda insatisfecha			X
Riego agrícola	X		X
Industria y minería	X		X
Petróleo			X
Usuarios especiales	X		X
Proyectos especiales			X

**Tabla 2.2** Estructura del consumo de energía eléctrica. (1)

### 2.3.3 ASPECTOS GENERALES DE LA PLANIFICACIÓN

La planificación de los sistemas de distribución es esencial para asegurar el crecimiento de la demanda eléctrica, la misma que es abastecida por medio de las redes de subtransmisión, por esta razón la planificación de la expansión de las redes deben ser técnicamente adecuadas y razonablemente económicas. (15)

Se debe considerar la planificación de los sistemas de generación y de los sistemas de transmisión para poder realizar la planificación de las redes de subtransmisión del sistema de distribución ya que desafortunadamente la

expansión de éste, ha sido descuidada, causando altos costos operativos para abastecer la demanda eléctrica. (15)

#### **2.3.3.1 Objetivos de planeamiento en sistemas de distribución**

Un buen planeamiento garantiza que el crecimiento de la demanda de energía eléctrica sea satisfecho en forma óptima con las mejoras realizadas al sistema de distribución, dichas adiciones deben ser técnicamente adecuadas y razonablemente económicas. Su alto costo de inversión y su proximidad con el consumidor hacen que el sistema de distribución merezca la importancia y por lo tanto, se le coloque la atención debida. (14)

El objetivo general del planeamiento de sistemas de distribución es el minimizar los costos (de subestaciones, alimentadores laterales, transformadores, redes secundarias, de pérdidas de potencia y energía) sometido a las restricciones (como valores permisibles de voltaje, caídas momentáneas de voltaje, flickers, así como de continuidad en el servicio).

#### **2.3.3.2 Horizontes de tiempo de la planificación**

El rápido crecimiento y constante evolución del sistema eléctrico de distribución hace casi imposible determinar con exactitud las demandas y localizaciones futuras de los centros de cargas. Por esta razón, el modelo de planificación considera un horizonte de tiempo finito, para el cual se han dado como variables conocidas la localización geográfica de las cargas y las demandas para cada uno de los años del periodo en estudio. Simplificación que transforma el problema aleatorio en determinista, con lo que es posible determinar la ubicación cronológica de las obras, manteniendo el sistema permanentemente adaptado. (16)

Por otra parte, en los procesos de planificación se sugiere considerar los siguientes periodos: 2 años para la expansión de los alimentadores primarios y redes secundarias, y de 5 a 10 años para los circuitos de subtransmisión y subestaciones eléctricas. (16), (7)

### 2.3.3.3 Proceso para el planeamiento (14)

Los procesos del planeamiento consideran:

- Identificar las características de la carga, puesto que determinan el tipo de sistema de distribución requerido.
- Una vez determinadas las cargas, se deben agruparse para conectarse a las líneas secundarias.
- A las líneas secundarias se les asigna un transformador de distribución.
- Las cargas de los transformadores de distribución son luego combinadas para determinar las demandas del sistema de distribución primaria.
- Las cargas del sistema de distribución primaria, determinan el tamaño y localización de las subestaciones de distribución así como la ruta y capacidad de las líneas de transmisión asociadas.

En la persecución de los objetivos, el planeador tiene influencia sobre:

- Las adiciones y/o modificaciones de las redes de subtransmisión.
- Ubicación y tamaño de las subestaciones de distribución.
- Aéreas de servicio de las subestaciones de distribución.
- Localización de interruptores, suiches, tamaño de alimentadores.
- Niveles de voltaje y caídas de voltaje en el sistema.
- Localización de capacitores y reguladores de voltaje.
- Cargabilidad de transformadores y alimentadores.
- Impedancia, niveles de aislamiento y disponibilidad de transformadores.

El planeamiento no tiene influencia sobre:

- Frecuencia y duración de las interrupciones.
- Variaciones de los precios de combustibles y fuentes alternas de energía.
- Cambios en las condiciones socioeconómicas y sobre las tendencias del crecimiento de la demanda.
- Cambios en las condiciones económicas (PIB, inflación y/o recesión).
- Regulaciones de los gobiernos nacionales y locales.

#### **2.3.3.4 Factores que afectan el planeamiento del sistema de distribución**

Los factores que afectan el planeamiento son: las proyecciones de carga, la expansión de las subestaciones y la selección de sus sitios de ubicación, los costos y otros factores, que a continuación se detallan: (15)

a) Las proyecciones de carga, influenciadas a su vez por: (14)

- Planes de desarrollo comunitario, industrial y municipal.
- Uso de la tierra.
- Factores geográficos.
- Datos históricos.
- Crecimiento de la población.
- Densidad de la carga.
- Fuentes de energía alternativas.

b) Expansión de subestaciones influenciada por: (14)

- Factores económicos.
- Limitaciones de tamaño.

- Barreras físicas, tamaño físico y disponibilidad del terreno.
- Limitaciones de proyección.
- Capacidad y configuración actual.
- Proyección de la carga.
- Capacidad de enlace.
- Voltajes de transmisión.
- Rigidez de la transmisión.
- Limitación de alimentadores.

c) Selección del sitio de la subestación influenciada por: (14)

- Localización de subestaciones existentes.
- Regulaciones sobre el uso de la tierra y costos de la tierra.
- Disponibilidad del terreno.
- Localización de líneas de subtransmisión existentes.
- Proyección de la carga.
- Densidad de la carga.
- Proximidad a centros de carga.
- Limitación de los alimentadores. (14)

Las alternativas resultantes deben ser evaluadas cualitativa y cuantitativamente, efectos beneficios vs efectos adversos, efectos de escala absoluta vs efectos de escala relativa. (14)

d) El costo total de la expansión influenciado por: (14)

- Las pérdidas de potencia y energía.
- Los costos de operación, mantenimiento, materiales.
- Los costos del capital.

e) Otros factores tales como: (14)

- Selección de voltajes primarios.
- Selección de rutas de alimentadores.
- Selección de tamaño de conductores, capacidad de equipos.
- Acondicionamiento de sistemas existentes.
- Posibles cargas adicionales.

#### **2.3.3.5 Técnicas actuales de planeamiento de sistemas de distribución (14)**

El uso de las siguientes herramientas y programas está basado en la discrecionalidad del planeador y en la política de operación de la compañía electrificadora: flujos de potencia, cálculo de corrientes de fallo y de cortocircuito, cálculo de caídas de voltaje y pérdidas, impedancias del sistema, proyección de cargas, regulación de voltaje, ajuste de reguladores, desagregación y ubicación óptima de bancos de condensadores, etc.

La Figura 2.4 muestra un diagrama de bloques del proceso de planeamiento de sistemas de distribución más empleado. El criterio de aceptabilidad, representando las políticas de la empresa, obligaciones de los usuarios y restricciones adicionales pueden incluir:

- Continuidad del servicio.
- La caída de voltaje máxima permisible por el usuario más alejado (permanente y momentánea).

- La carga pico máxima permisible.
- Confiabilidad del servicio.
- Pérdidas de potencia y energía.

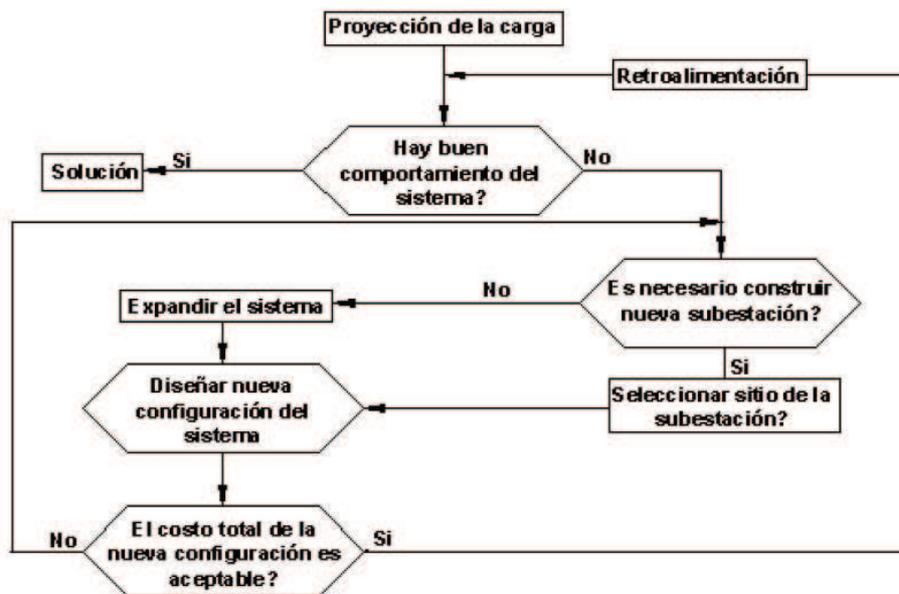


Figura 2.4 Diagrama de bloques de un proceso típico de planeamiento de sistemas de distribución. (14)

### 2.3.3.6 Modelos de planeamiento de sistemas de distribución (14)

Los modelos matemáticos que son desarrollados para representar el sistema y que son empleados por los planeadores de sistemas de distribución para investigar y determinar los modelos de expansión óptima que por ejemplo, seleccionen ubicación y expansión óptima, subestación, transferencia de carga óptima entre subestaciones y centros de demanda, rutas y calibres óptimos de alimentadores para el suministro de energía a las cargas dadas; sujetas a numerosas restricciones para minimizar el valor presente de los costos totales involucrados.

Algunas de las técnicas de investigación de operaciones usadas en la generación de esta tarea son las siguientes:

- El método de la política alternativa que seleccione entre varias, la mejor.

- El método de descomposición, en el cual, un problema grande es dividido en varios pequeños y cada uno resuelto separadamente.
- Los métodos de programación lineal y de programación por integración que linealiza las condiciones de restricciones.
- Los métodos de programación dinámica.

#### **2.3.3.7 Planeamiento de sistemas de distribución en el futuro (14)**

Para establecer las futuras tendencias que hoy se vislumbran para el futuro de los procesos de planeamiento se debe tener en cuenta:

- a) Los factores económicos como la inflación, los gastos para adquisición de capital, el capital necesario para expansión de sistemas de distribución y las dificultades para elevar tarifas a los usuarios.
- b) Los factores demográficos que evidencian problemas de inmigración hacia áreas urbanas.
- c) Los factores tecnológicos que evidencian el desarrollo de las fuentes no convencionales y que pueden cambiar la naturaleza de las redes de distribución.

Los requerimientos de un programa de manejo de carga exitoso son especificados como sigue:

- Debe ser capaz de reducir la demanda durante periodos de carga crítica del sistema.
- Debe resultar en una disminución de los requerimientos de generación nueva.
- Debe tener una relación costo/beneficio aceptable.
- Su operación debe ser compatible con el diseño y operación del sistema.
- Debe operar con un nivel de confiabilidad aceptable.

- Debe tener el nivel aceptable de conveniencia para el usuario.
- Debe tratar de reducir tarifas y ofrecer otros incentivos.

d) La relación costo/beneficio obtenida por la innovación.

e) Nuevas herramientas de planeamiento: las herramientas para el diseño de redes serán optimizadas con respecto a muchos criterios usando métodos de programación de investigación de operaciones. Los editores de redes discriminan el programa de simulación extensivos, los cuales determinarán si la red propuesta comportamiento esperado y el criterio de crecimiento de carga.

## **CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA PROPUESTA**

### **3.1 INTRODUCCIÓN**

Los planes de expansión de la red del transmisor (CELEC-Transelectric) y de las redes de subtransmisión de la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL), de las distintas Empresas de Distribución Eléctrica y Unidad Eléctrica de Guayaquil (UDELEG) antes Categ, son presentados de forma separada, por esta razón, es necesario llevar a cabo un análisis integral del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y estudiar los planes presentados a través de simulaciones de flujos de potencia, tratando de plantear alternativas que permitan balancear adecuadamente la expansión. El presente estudio considera los planes de expansión vigentes, los cuales son: para el transmisor el PET 2008-2017 y para las empresas eléctricas de distribución los PED correspondientes a 2008-2020.

Para desarrollar una planificación de expansión, independientemente del sistema que sea, lo primero que se debe hacer es detectar las problemas técnicos que posean, por esta razón, en el presente capítulo, se establece una metodología que es desarrollada con ayuda del programa computacional NEPLAN, en donde se plantea el método a través de la elaboración de una base de datos que será esquematizada tanto para el transmisor como para las empresas distribuidoras, en esos diagramas se podrá observar las formas típicas de operación de las redes del SNI y los problemas técnicos que pueden tener.

Una vez que se logre plantear el método de planificación a través de la estructuración y simulación de la base de datos del SNI para el año con el cual inicia el presente estudio, 2008, se procede a incorporar de acuerdo a los planes de expansión, los proyectos al año horizonte, 2017, llevando a cabo los análisis de los niveles de voltaje y de los niveles de carga de líneas y transformadores, y basándose en esos resultados se plantean las alternativas de solución.

Finalmente, es necesario recalcar que la metodología adoptada no contempla la inclusión de escenarios adversos a los indicados en los planes de expansión y a los considerados en esta tesis, debido a que podrían producirse nuevos casos por

causas fortuitas, las cuales no estarían al alcance en el momento de haber sido elaborados y analizados los mencionados planes.

### 3.2 PLATEAMIENTO DEL MÉTODO

Para conocer el estado actual y futuro del SNI, se realizan simulaciones de flujos de potencia, utilizando la información del PET 2008-2017 y de los PED 2008-2020, y recopilando los datos técnicos (diagramas unifilares, parámetros de elementos, etc.) de cada sistema. La metodología consiste básicamente en incluir los requerimientos de las redes de transmisión y subtransmisión en un programa computacional, y con ello elaborar un plan de expansión centralizado de las redes que se interconectan para garantizar el abastecimiento seguro de las demandas de los diferentes centros de carga.

Por tal motivo, se modelan los atributos propios de cada sistema a través de una base de datos que será ilustrada mediante diagramas unifilares con el propósito de representar las situaciones operativas en la forma más real posible.

Considerando que el SNI se constituye básicamente por un gran número de fuentes de energía y centros de consumos que se interconectan entre sí a través de la red de transmisión y redes de subtransmisión, se procede a plantear el método de planificación, el cual se fundamenta en la **elaboración de una base de datos** que involucra el crecimiento de las redes y permite un análisis integral.

Para realizar estudios técnicos y examinar los planes de expansión del transmisor y de las empresas eléctricas que se conectan al SNI, es desarrollada la base de datos en las siguientes etapas:

- Recopilación de información
- Estructuración de la base de datos en el NEPLAN
- Simulación del SNI

### 3.2.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

Todos los datos necesarios para estudios de flujos de potencia deben ser ordenados y depurados, con este objetivo se recopila información técnica del transmisor y de las distintas empresas eléctricas de distribución.

Al transmisor, CELEC Transelectric, se le solicitó la base de datos que utilizan para desarrollar sus estudios técnicos, esto se hace para actualizar el esquema del SNI simplificado con el que dispone el CONELEC.

Por otra parte, de las empresas de distribución eléctrica del SNI se requiere la siguiente información técnica: diagramas unifilares, parámetros de elementos (máquinas sincrónicas, líneas de subtransmisión, transformadores de potencia), tipos de compensación en las barras de las subestaciones, datos de grandes consumidores que estén dentro de su área de concesión, y adicionalmente la demanda máxima del año 2008 de las subestaciones.

La información citada, fue solicitada a las empresas que se involucran en el estudio, las cuales son:

- CNEL Bolívar
- CNEL El Oro
- CNEL Esmeraldas
- CNEL Guayas-Los Ríos
- CNEL Los Ríos
- CNEL Manabí
- CNEL Milagro
- CNEL Santa Elena
- CNEL Santo Domingo

- CNEL Sucumbíos
- Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. (EEASA)
- Empresa Eléctrica Azogues C.A. (EMELAZOGUES)
- Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. (EERCSCA)
- Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A. (ELEPCO)
- Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (EMELNORTE)
- Empresa Eléctrica Quito S.A. (EEQSA)
- Empresa Eléctrica Riobamba S.A. (EERSA)
- Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSSA)
- Unidad de Energía Eléctrica de Guayaquil (UDELEG), antes conocida como CATEG

Los grandes consumidores que se abastecen del SNI, se encuentran detallados en el Anexo N°. 1.

Finalmente, como ciertas empresas no disponen de algunos parámetros de sus elementos, se realizó una estimación de algunos valores, considerando, como primer paso, los datos de los elementos que presentan características similares del propio sistema, en segundo paso, los valores de los elementos de las empresas cercanas, y en tercer paso, a través de un manual, referencia (19).

### **3.2.2 ESTRUCTURACIÓN DE LA BASE DE DATOS EN EL NEPLAN**

Para organizar, distribuir y relacionar la base de datos en el programa computacional NEPLAN, se parte del diagrama unifilar del SNI que dispone el CONELEC. En ese esquema se ilustran los circuitos de 230, 138 y 69 kV que se interconectan, con sus respectivos elementos, los cuales son barras, generadores, transformadores, cargas y compensadores (inductivos y

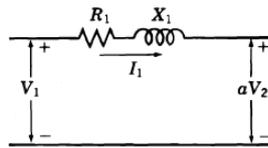
capacitivos). Además para modelar la demanda de las empresas eléctricas, este sistema tiene conectadas cargas a las barras que simulan los puntos de interconexión, y para representar la potencia que pueden entregar las unidades generadoras que están dentro de las empresas distribuidoras, este diagrama tiene conectados a las barras que correspondan, generadores equivalentes. En el Anexo N°. 2 se presenta el esquema del SNI simplificado.

Los pasos que se siguen en la estructuración, son los siguientes:

- Formación de librerías
- Elaboración de diagramas
- Acoplamiento de las redes del SNI
- Asignación de áreas y zonas a los elementos del SNI
- Desagregación de la demanda en las empresas eléctricas
- Creación de variantes

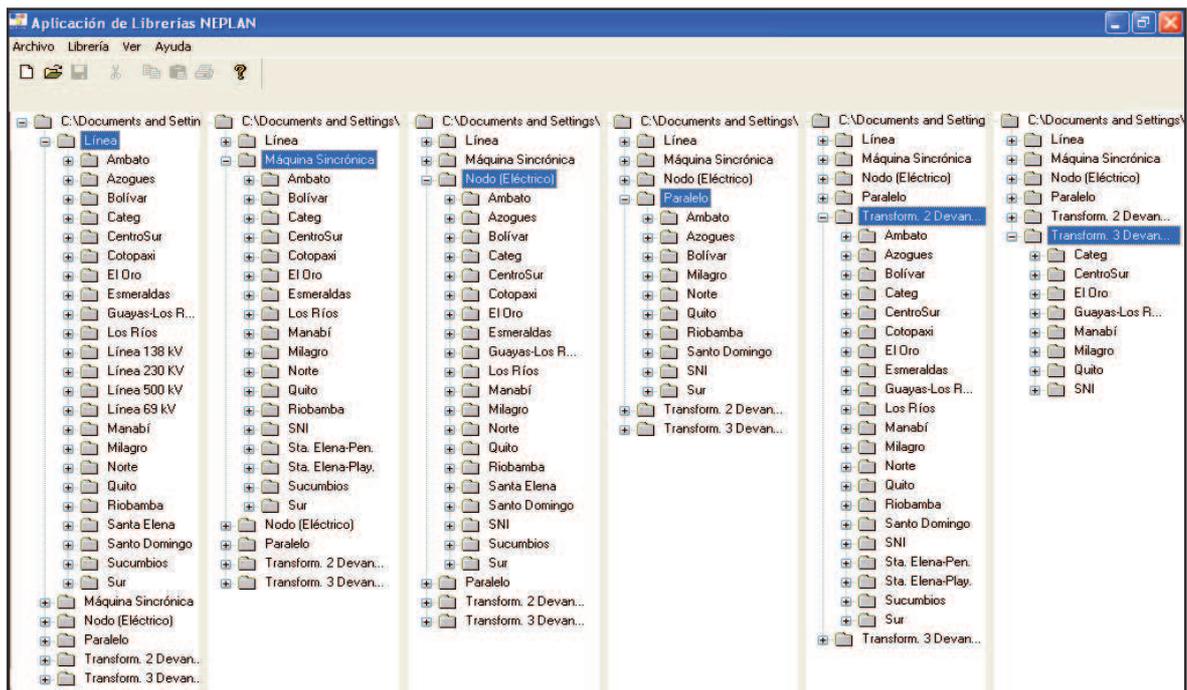
### **3.2.2.1 Formación de librerías**

En la aplicación de librerías, se actualiza la información existente de la red del transmisor y se agregan los parámetros de los elementos que conforman las redes de subtransmisión de las empresas eléctricas de distribución del SNI. Bajo este procedimiento, se forman tipos de librerías de: líneas, máquinas sincrónicas, nodos, paralelo (compensadores capacitivos), y transformadores de dos y tres devanados. Cabe indicar, que para ingresar los parámetros en las librerías de los transformadores de las empresas eléctricas, se utilizó los datos de la impedancia ( $R_1$  y  $X_1$ ) que se considera en el circuito equivalente (ver Figura 3.1), debido a que muchas veces no se toma en cuenta la corriente de excitación porque es muy pequeña comparada con las cargas usuales de corriente, (20) dando como resultado que también se desprecien las pérdidas en el hierro.



**Figura 3.1** Circuito equivalente del transformador sin considerar la corriente de magnetización.(20)

Los tipos de librerías desarrollados contienen información ordenada de cada empresa y del transmisor. La Figura 3.2 muestra la librería realizada para el SNI.



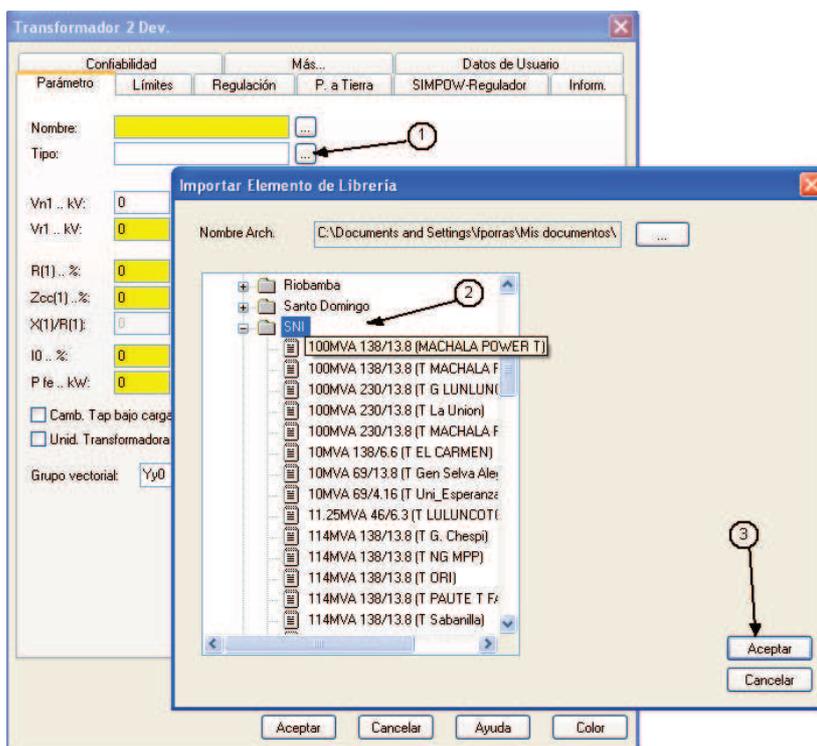
**Figura 3.2** Base de datos del SNI en las librerías del NEPLAN

### 3.2.2.2 Elaboración de diagramas

Las esquematizaciones de las redes del SNI se realiza a través de la elaboración de diagramas unifilares del transmisor y de las empresas eléctricas (EED, CNEL y UDELEG) adicionando escenarios de demanda máxima. En este punto, se realizan las siguientes tareas:

1. En el archivo proyecto del NEPLAN, se actualiza el diagrama del SNI, el cual contiene la misma información que utiliza CELEC-Transelectric en el PET 2008-2017, considerando la máxima demanda del sistema del año 2008. Después, en los elementos (generadores, transformadores, líneas,

nodos y paralelos) se importan los diferentes tipos de librerías que correspondan. En la Figura 3.3 se puede apreciar un ejemplo de cómo importar el tipo de librería de un transformador, recalcando que para el resto de elementos se hace de la misma forma.



**Figura 3.3** Uso de librerías para ingresar los parámetros de los elementos.

2. Para ingresar la información de la demanda eléctrica en el SNI, se considera sólo la demanda máxima, porque el presente estudio se lo realiza bajo esa condición, ya que según la literatura revisada para planificar la expansión de las redes, tanto de transmisión como de subtransmisión, basta tomar la carga máxima del área o de la región, debido a que en esa situación, se pueden detectar los problemas técnicos que podría tener el sistema al momento de satisfacer la demanda en horas pico, bajo ese criterio, se mantienen los datos de carga del PET, año 2008, recalcando que esa demanda es la misma y se utiliza para los escenarios de estudio: máximo lluvioso y máximo seco.
3. Una vez recreado el SNI, se procede a simularlo, utilizando flujos de potencia, a través del método de Newton-Rapshon, ese proceso se realiza

verificando que los resultados sean similares a los que presenta el transmisor y posteriormente se procede a acoplar las redes de subtransmisión. Los resultados de voltajes obtenidos deben estar dentro de las bandas establecidas por la Corporación Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y que se presentan en la Tabla 3.1.

Voltaje nominal (kV)	Límites de voltajes	
	Máximo (p.u.)	Mínimo (p.u.)
230,0	1,05	0,95
138,0	1,05	0,93
69,0 46,0 34,5	1,03	0,97

**Tabla 3.1<sup>1</sup>** Bandas de variación voltaje para el SNT

4. Con el esquema del SNI preparado, se procede a crear los diagramas para las empresas eléctricas, en esos esquemas se ingresan los distintos elementos, considerando el tipo librería que le corresponda.
5. En el archivo proyecto (NEPLAN) que contiene el esquema del SNI, se crean diecinueve diagramas adicionales, según los pasos indicados en el tutorial del NEPLAN, referencia (17), en esos esquemas se ingresara la información de: CNEL (El Oro, Esmeraldas, Guayas-Los Ríos, Los Ríos, Manabí, Milagro, Santa Elena, Santo Domingo y Sucumbíos), EEASA, EMELAZOGUES, EERCSCA, ELEPCO, EMELNORTE, EEQSA, EERSA, EERSSA, y UDELEG, realizándose lo siguiente:
6. Manteniendo los registros de operación a la fecha que se considera en el esquema del SNI, se procede a graficar los diagramas unifilares de las empresas señaladas. El proceso es repetitivo para cada empresa. En caso de existir algún “gran consumidor” dentro del área de concesión de cada empresa, también se consideran sus instalaciones en esta esquematización.

<sup>1</sup> Información tomada del PET 2008-2017

7. Para el caso de las cargas que se conectan a las barras de distribución en las subestaciones, se procede a ingresar el número de alimentadores trifásicos que suministran el servicio eléctrico a los respectivos abonados o industrias. Algunas de las empresas no presentan el detalle de sus primarios, por lo que se ingresa una carga equivalente. La Figura 3.4 muestra la lista de los diagramas desarrollados en el proyecto del NEPLAN.

	Idame	Description	Open	Num of elements
1	Ambato	EEASA	<input type="checkbox"/>	358
2	Azogues	EMELAZOGUES	<input type="checkbox"/>	45
3	Bolivar	CNEL Bolivar	<input type="checkbox"/>	158
4	CASO BASE	Año 2008	<input checked="" type="checkbox"/>	806
5	Categ	UDELEG	<input type="checkbox"/>	1754
6	CentroSur	EERCSCA	<input type="checkbox"/>	461
7	Cotopaxi	ELEPCO	<input type="checkbox"/>	357
8	El Oro	CNEL El Oro	<input type="checkbox"/>	376
9	Esmeraldas	CNEL Esmeraldas	<input type="checkbox"/>	295
10	Guayas-Los Ríos	CNEL Guayas-Los Ríos	<input type="checkbox"/>	795
11	Los Ríos	CNEL Los Ríos	<input type="checkbox"/>	159
12	Manabí	CNEL Manabí	<input type="checkbox"/>	741
13	Milagro	CNEL Milagro	<input type="checkbox"/>	355
14	Norte	EMELNORTE	<input type="checkbox"/>	541
15	Quito	EEGSA	<input type="checkbox"/>	1395
16	Riobamba	EERSA	<input type="checkbox"/>	314
17	Santo Domingo	CNEL Santo Domingo	<input type="checkbox"/>	232
18	Sta Elena Peninsula	CNEL Santa Elena	<input type="checkbox"/>	237
19	Sta Elena Playas	CNEL Santa Elena	<input type="checkbox"/>	106
20	Sucumbios	CNEL Sucumbios	<input type="checkbox"/>	226
21	Sur		<input type="checkbox"/>	427

Figura 3.4 Lista de diagramas elaborados en NEPLAN.

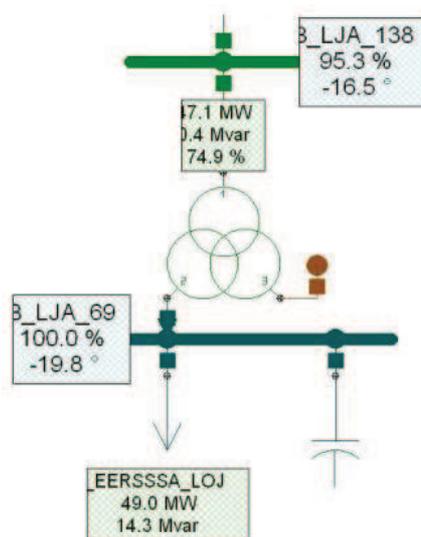
### 3.2.2.3 Acoplamiento de las redes del SNI

Una vez creado los diagramas de las empresas eléctricas que conforman el SNI, se procede a acoplar las redes de subtransmisión de las EED, CNEL y UDELEG con la red del transmisor, para este proceso se hace uso de las capas gráficas que tiene el NEPLAN, siguiendo el siguiente orden:

- Se determina el tipo de topología de la empresa, es decir, radial o mallado, considerando la información otorgada por cada empresa distribuidora, esto se hace con el fin de identificar el número de subestaciones de la empresa

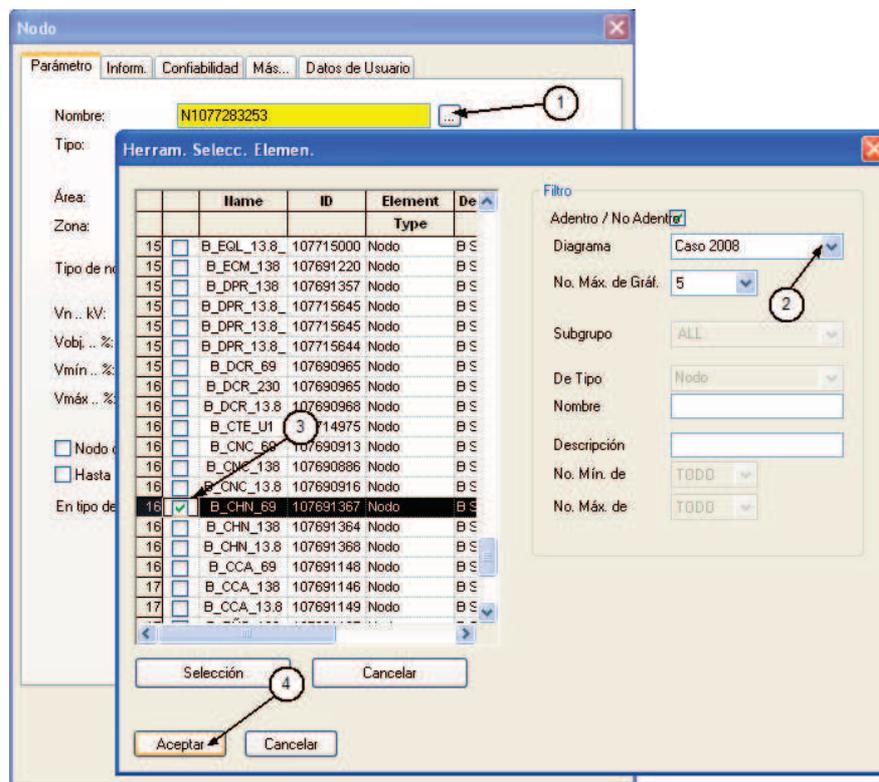
eléctrica que se conecta a determinada subestación del SNT, manteniendo las formas de operación de las líneas de subtransmisión.

- Del diagrama unifilar del sistema de transmisión, se determinan las barras que sirven de puntos de conexión, a los cuales, el transmisor conecta cargas equivalentes para representar a las redes de subtransmisión de las EED, CNEL y UDELEG que se abastecen del SNI. Las barras generalmente son de 69 kV con excepción de los puntos de conexión que tiene la EEQSA, en cuyo caso se consideran las barras de 138 kV de las subestaciones Pomasqui, Santa Rosa y Vicentina. A manera de ejemplo, la Figura 3.5 muestra el punto de entrega de 69 kV de la subestación Loja del SNT y la representación del sistema de la EERSSA a través de una carga equivalente.



**Figura 3.5** Representación de una empresa a través de una carga que se conecta a los puntos de interconexión del SNT.

- Establecidas las subestaciones de las distribuidoras que se conectan a las estaciones transformadores del transmisor, se procede a unir los esquemas correspondientes, esto se hace, a través del ingreso de un elemento adicional en los diagramas de las empresas, ese elemento es un nodo, en el cual, se selecciona el nombre de la barra que corresponde a determinado punto de entrega del SNT (ver Figura 3.6).



**Figura 3.6** Ingreso de un nodo que enlaza los diagramas de transmisión y subtransmisión

- Una vez ingresado el punto de interconexión del SNT en los diagramas de las redes de subtransmisión, se procede a enlazar con las subestaciones correspondientes de las empresas eléctricas, esto se hace a través de elementos de líneas, o equipos de conexión, según la información detallada en los diagramas unifilares. Cabe indicar que los elementos se cerrarán (conectarán) cuando se realice la simulación del SNI.

### 3.2.2.4 Asignación de áreas y zonas a los elementos del SNI

Con el propósito de disgregar los datos de carga que utiliza CELEC-Transelectric en las subestaciones de las empresas eléctricas y de los grandes consumidores que estén dentro de éstas, al proyecto, se le asigna áreas y zonas. Las áreas se asignan a todos los elementos que conforman los diagramas de las empresas eléctricas mientras que las zonas se utilizaron para identificar las líneas y subestaciones que se enlazan a determinados puntos de interconexión del SNI. Es necesario indicar que en el caso de la EEQSA se consideró sólo asignación de

áreas, puesto que sus redes de subtransmisión tienen una topología de tipo mallado.

En el Anexo N°. 3 se puede apreciar la asignación de zonas a las estaciones transformadoras de las distribuidoras.

### 3.2.2.5 Desagregación de la demanda en las empresas eléctricas

El presente estudio considera para el 2008 una demanda máxima no coincidente del sistema de 2.870 MW, cifra que se origina a consecuencia de tomar la información de los datos de carga de las EED, CNEL y UDELEG. Cabe mencionar que el valor de demanda indicado no está lejos de la realidad, ya que en ese año el sistema tuvo una demanda máxima coincidente de 2.784 MW.

El proceso de desagregación consiste en tomar del PET 2008-2017 la información de las cargas equivalentes del SNI del 2008. Los datos que se consideran corresponden a los valores de potencia activa y en caso de no disponer, los de potencia reactiva.

La desagregación de la demanda en las subestaciones de las empresas, es el resultado del producto entre la demanda que considera el transmisor y un **factor de participación** ( $F_{Part}$ ), el cual indica el aporte de demanda de la subestación durante la máxima demanda de la empresa. (1) Matemáticamente, se tiene:

$$F_{Part} = \frac{\text{Demanda subestación}}{\text{Demanda máxima}} \quad (3.1)$$

Para ingresar los valores de la demanda eléctrica en las subestaciones de las empresas eléctricas y de los grandes consumidores, se considera lo siguiente: para la potencia activa ( $D_P$ ) se aplica la ecuación (3.2), mientras que para determinar la potencia reactiva ( $D_Q$ ) se utiliza el factor de potencia ( $fp$ ), el cual proviene de la información de cada distribuidora, para este cálculo, primero se determina la potencia aparente, ecuación (3.3), y luego a través de la ecuación (3.4) se encuentra el valor de  $D_Q$ .

$$D_P = D_{\text{CELEC-Transselectric}} \cdot F_{\text{Part}} \text{ [MW]} \quad (3.2)$$

$$D_S = \frac{D_P}{f_p} \text{ [MVA]} \quad (3.3)$$

$$D_Q = \sqrt{D_S^2 - D_P^2} \text{ [MVAr]} \quad (3.4)$$

Es necesario acotar que cuando se realiza la desagregación, se la hace considerando la demanda determinada para las subestaciones, y para generar esta carga en las barras de distribución lo que se hace es lo siguiente:

- Cuando se conoce el número de alimentadores primarios de la subestación, se ingresan cargas que los representen, atribuyendo sus respectivas demandas, las cuales son el resultado de dividir la demanda de la subestación para el número de cargas.
- Cuando no se conoce el número de alimentadores primarios que tiene la subestación, se ingresa una sola carga con la respectiva demanda.

### 3.2.2.6 Creación de variantes

El archivo elaborado según los procedimientos indicados en las secciones anteriores (3.2.2.1-3.2.2.5) es denominado como la red principal del SNI, llevando el nombre en el proyecto (.nepprj) de CASO BASE.

Del CASO BASE se desprenden diferentes casos, los cuales mantienen las características de la red principal y sirven para recrear las respectivas condiciones operativas de los escenarios:

- Máximo lluvioso
- Máximo seco

Realizándose simulaciones de flujos de potencia en cada caso.

### 3.2.3 SIMULACIÓN DEL SNI

A través de las simulaciones, se podrá determinar si el sistema puede mantener un suministro de calidad en demanda máxima, enfocándose a los análisis de niveles apropiados de voltaje y niveles aceptables de carga de las líneas y los transformadores.

Además, cada escenario, máximo lluvioso y máximo seco, considera la misma carga, demanda máxima, puesto que al sistema se le evalúa con un enfoque determinista.

Así, el éxito obtenido en la simulación del SNI se debe a los aspectos y procesos que se detallan a continuación.

#### 3.2.3.1 Aspectos

En la simulación del SNI se consideran los siguientes aspectos:

- **Bandas de voltajes.-** A más de los valores de la Tabla 3.1 utilizados para el SNT, se consideran los límites de la Tabla 3.2 para el análisis de los voltajes de las redes de subtransmisión.

Niveles de voltaje	Límites de voltajes	
	Máximo (p.u.)	Mínimo (p.u.)
Alto (mayor a 40 kV)	1,07	0,93
Medio (0,6-40 kV)	1,10	0,90
Bajo (menor a 0,6 kV)	1,10	0,90

Tabla 3.2<sup>2</sup> Bandas de variación de voltaje para los sistemas de distribución

- **Niveles de carga de líneas y transformadores.-** En condiciones de operación normal, los porcentajes de carga que se consideran en la estimación de los problemas técnicos de la situación del 2008 del SNI son:
  - Para líneas a partir del 100% de su capacidad nominal.

<sup>2</sup> Información tomada de la Regulación N°. CONELEC-004-001

- Para transformadores a partir del 80% de su capacidad nominal.
- **Despachos de generación.-** En vista de que en la situación del 2008 se consideran dos escenarios de análisis (máximo lluvioso y máximo seco), los despachos de generación en cada caso son diferentes debido a las condiciones operativas de las centrales. Cabe mencionar que para identificar las unidades generadoras disponibles, se utilizó la información del PET 2008-2017, SIMEM-CENACE y Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano del 2008 (elaboradas por el CONELEC).

Por otro lado, en caso de que los resultados estén fuera de las bandas de voltajes y niveles de carga de líneas y transformadores, el programa computacional NEPLAN asignará a esos elementos un color diferente para identificarlos.

#### 3.2.3.2 Procesos

Consiste en reemplazar las cargas equivalentes de los puntos de conexión del SNI por las redes de subtransmisión que se enlazan a esos puntos a través de líneas y/o equipos de conexión, y en sustituir los generadores equivalentes por las unidades de generación que se encuentran embebidas.

Las empresas distribuidoras a excepción de la EEQSA tienen una topología radial entre las subestaciones y algún punto de entrega del SNT, bajo este contexto, para la conexión de esas empresas con el esquema del SNI se desconecta la cargas equivalentes de la barra correspondiente del SNI y luego se van conectando las cargas de las subestaciones de las empresas, a través del cierre de los elementos de enlace. Cuando se haya finalizado con el reemplazado de cargas, se procede a cambiar la generación equivalente por las unidades de generación que están dentro de las empresas, para lo cual se va encendiendo los grupos y al mismo tiempo se va mermando la potencia que está entregando la generación equivalente.

En cambio para acoplar la red de la EEQSA en la simulación del SNI, el proceso consiste en:

- Simular el SNI sin la EEQSA.
- Conectar las cargas de las subestaciones de la empresa indicada en determinados pasos, hasta que el NEPLAN manifieste que el flujo no converge, con lo cual se procede a encender unidades de generación del sistema de la EEQSA hasta llegar a un equilibrio del sistema, y así obtener resultados adecuados.

Los pasos indicados sirven para los escenarios considerados en el sistema del 2008.

De esta manera queda estructurada una base de datos que contiene todas las características de las redes de transmisión y subtransmisión del SNI.

### **3.3 MÉTODO DE PLANIFICACIÓN**

A través de los estudios de flujos de potencia, el método de planificación tiene el propósito de corroborar que el PET esté realizado desde la perspectiva de los requerimientos de las redes de subtransmisión de las distintas empresas de distribución y validar los planes de expansión de las redes de dichas empresas contemplando la expansión del transmisor, para lo cual se deben considerar los proyectos que conforman los planes de expansión, esto se realiza con el fin de plantear alternativas que satisfagan el servicio eléctrico.

El método de planificación parte de la identificación de los problemas técnicos del SNI al año 2008, los cuales se enmarcan en los análisis de los niveles de voltaje y los niveles de carga de líneas y transformadores, considerando los aspectos detallados en las secciones 3.2.2.2, parte 3, y en la 3.2.3.1, los cuales también serán contemplados en el 2017, año en que se realizarán los análisis de expansión.

Detectados los inconvenientes que tiene el sistema al momento de satisfacer la demanda en horas pico, se procede a definir los aspectos que formarán el método de planificación de las redes del SNI, los cuales son:

- Aspectos de planificación

- Incorporación de los proyectos de los planes de expansión en la red del SNI
- Asignación de carga a las estaciones transformadoras
- Simulación del sistema futuro
- Planteamiento de nuevas alternativas de solución

### 3.3.1 ASPECTOS DE PLANIFICACIÓN

El éxito que se logre alcanzar en la planificación de las redes eléctricas del SNI, está en definir qué aspectos se deben considerar al momento de decidir la expansión del sistema, puesto que estos son dependientes del grado de profundidad al que se desee llegar.

Los aspectos que se toman en cuenta en este método son los siguientes:

- Niveles de voltaje
- Niveles de carga de líneas y transformadores
- Horizontes del tiempo de la planificación
- Tipo de planificación

En lo que respecta a los **niveles de voltajes y niveles de carga de las líneas**, éstos fueron indicados en el planteamiento del método, mientras que para analizar los **niveles de carga de los transformadores** en el año de estudio se adopta un nivel del 100%, éste porcentaje se toma debido a que en la selección de los transformadores de las subestaciones ya se acoge un margen de reserva. (21) Es necesario resaltar que los análisis de los niveles mencionados se ejecutarán a través de flujos de potencia.

En lo que se refiere a los **horizontes del tiempo de la planificación**, es necesario recordar que el presente estudio se realiza a las redes de transmisión y subtransmisión del SNI, recalando que en esos sistemas se tienen niveles de

voltajes de 46, 69, 138 y 230 kV, los cuales están considerados dentro de los voltajes estándares de transmisión, como se indicó en la Tabla 2.1. Con este antecedente y revisando los horizontes del tiempo de la planificación para los sistemas de transmisión y distribución manifestados en el Capítulo 2, se fijan para las redes del SNI un periodo de 10 años.

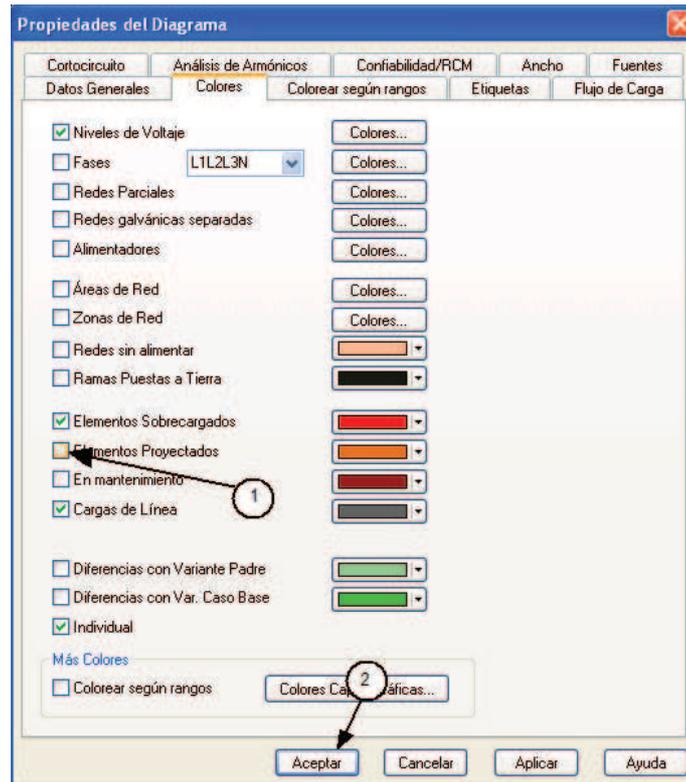
Otro de los aspectos fundamentales de la planificación es determinar de qué manera puede estar enfocada la expansión de las redes del SNI, por esta razón, el presente método adopta el **tipo de planificación** determinista y estática, lo cual señala que en este estudio sólo se toma la peor condición del sistema, demanda máxima del 2008 (escenarios: lluvioso y seco), y además sólo se considera un año de estudio (mono periodo) dentro del horizonte del tiempo, sin importar la fecha de operación de los posibles proyectos, bajo esta circunstancia se eligió el año 2017, puesto que al estar dentro del periodo establecido y al considerar todos los proyectos citados por la red de CELEC-Transelectric y las redes de subtransmisión de las distintas empresas distribuidoras se podrá analizar los beneficios que podrían obtenerse al incorporar las nuevas obras.

### **3.3.2 INCORPORACIÓN DE LOS PROYECTOS DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN EN LA RED DEL SNI**

Al establecer un tipo de planificación determinista y estática, se debe considerar cuales serían los posibles proyectos de transmisión y subtransmisión que se incorporarían al sistema para satisfacer de forma segura el crecimiento de la demanda eléctrica para el año de estudio, 2017. Por esta razón se consideran los proyectos presentados en los planes de expansión tanto del transmisor como de las empresas eléctricas. Cabe señalar que dentro del PET 2008-2017, están consideradas las futuras centrales de generación.

Para ingresar la información de los planes de transmisión y subtransmisión del transmisor y de las empresas, se hace lo siguiente: de la red principal del SNI, archivo proyecto (.nepprj), se crea una variante adicional, la cual vendrá a ser un Caso Base para el año 2017, adicionando todos los proyectos. Luego, del caso indicado, se deprenderán dos variantes, las cuales corresponderán a los

escenarios máximo lluviosos y máximo seco. Cabe señalar que para identificar de forma gráfica los nuevos elementos del 2017 con respecto a los del 2008, se selecciona en las propiedades de los diagramas la opción “Elementos Proyectados”, como indica la Figura 3.7. También a esos elementos se les debe asignar un área y una zona, como se explicó en la sección 3.2.2.4.



**Figura 3.7** Proceso para seleccionar que los elementos estén proyectados.

Con estas indicaciones, en el SNI elaborado, para el año 2017, se ingresan los proyectos de: generación, transmisión y subtransmisión.

Los proyectos de generación que se consideran en este método son los que se encuentran detallados en la Tabla 3.3, los cuales están dentro de los estudios del plan de expansión que realiza CELEC-Transelectric en su PET 2008-2017. Cabe recordar el método propuesto no considera centrales de generación que se incorporen al SNI por causas fortuitas.

CENTRAL DE GENERACIÓN	POTENCIA INSTALADA (MW)	POSIBLE PUNTO DE CONEXIÓN
GENEROCA	34,3	Electroquil
POZA HONDA	3	Portoviejo
SAN FRANCISCO	106 106	Totoras
ULYSSEAS (Power Barge I y II)	30 + 45	Guasmo - Esclusas
ABANICO II	22.5	Cuenca
ECOELÉCTRIC	30	Milagro
INTERCONEXION COLOMBIA	250	Pomasqui
SAN JOSÉ DEL TAMBO	7.6	Bahahoyo
CHORRILLOS	4	Loja-Cumbaratza
SALINAS - Eólico	10	Ibarra
MAZAR	80 80	Zhoray
SIGCHOS	17.4	Mulaló
VICTORIA-QUIJOS	10	Pifo
OCAÑA	26	Cuenca
MACHALA POWER II y III	95 87	San Idelfonso
APAQUÍ	36	Ibarra
TOPO	22,8	Puyo
PILALÓ	9,3	Mulaló
ANGAMARCA	75	Quevedo
LA UNION	80	Machala
SOPLADORA	208,4 104,2	Molino - Yaguachi
MINAS	300	Machala
CHESPI	167	Pomasqui
TOACHI-PILATÓN	114 114	Sta. Rosa - Sto. Domingo
COCA CODO SINCLAIR	750 750	Pifo

Tabla 3.3<sup>3</sup> Proyectos de generación del SNI

En el caso de las redes de **transmisión** y **subtransmisión**, los proyectos considerados en los planes de expansión son presentados en un CD, que se adjunta a la presente tesis (Anexo N°. 4).

Por otro lado, el Anexo N°. 5 contiene los diagramas unifilares de la red del SNI al 2017.

<sup>3</sup> Información tomada del PET 2008-2017

### 3.3.3 ASIGNACIÓN DE CARGA A LAS ESTACIONES TRANSFORMADORAS

*“En forma general, un sistema de suministro de energía eléctrica abastece a determinadas regiones a través de:*

- *Un conjunto de estaciones transformadores (AT/MT o MT/MT) cuyas ubicaciones y capacidades instaladas se conocen,*
- *Un conjunto de centro de carga con ubicación y demanda conocidas (subestaciones transformadoras MT/BT),*
- *Una red de media tensión cuyo propósito es alimentar a los centros de carga desde las estaciones transformadoras y vincular a estos entre sí.*

*La asignación de carga a las estaciones transformadoras consiste en lograr el abastecimiento seguro de la demanda de los centros de carga en la forma más económica posible sin que se sobrecargue ninguna estación transformadora y de modo tal que se satisfagan al mismo tiempo requerimientos en cuanto a calidad del suministro.” (1)*

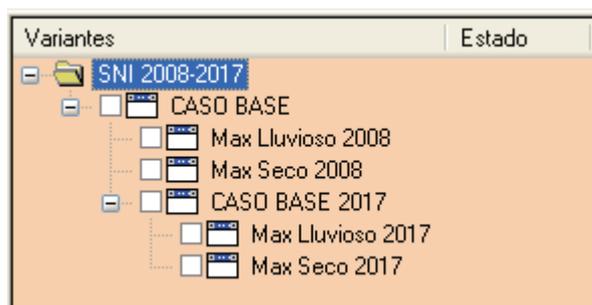
Por tal razón, a las subestaciones de las distribuidoras y de las grandes industrias se le asigna la carga del año de estudio, 2017, considerando los datos de demanda que constan en el plan de expansión de CELEC-Transelectric, del año indicado. Y para lograrlo se hace el siguiente procedimiento:

- A las Empresas Eléctricas, CNEL y UDELEG se solicita información para asignar carga a las nuevas subestaciones, puesto que muchas de éstas ingresarán para aliviar a los transformadores existentes. Es necesario indicar que los datos obtenidos corresponden a las demandas que tendrían las subestaciones al 2017, por esta razón, esos valores son trasladados a valor presente (2008) y así hacer una nueva distribución de cargas.
- Con los grandes consumidores (industrias) que tiene redes de subtransmisión y subestaciones, se considera la información acorde a lo que establecen las empresas eléctricas y demás.

- Una vez asignada la carga a las nuevas subestaciones al 2008, se procede a ponderar la carga al 2017, utilizando la información de los formularios de proyección de demanda de los planes de expansión 2008-2020. Cabe mencionar que este proceso se realiza considerando las ecuaciones indicadas en la sección 3.2.2.5.

### 3.3.4 SIMULACIÓN DEL SISTEMA FUTURO

Una vez incorporados los proyectos y disgregada la carga en el SNI, se procede a simular el sistema, considerando los siguientes escenarios: máximo lluvioso y máximo seco, para lo cual lo primero que se hace es formar las variantes correspondientes, quedando la base estructurada con sus nuevas variantes como se indicada en la Figura 3.8.



**Figura 3.8** Variantes formadas en el archivo proyecto del NEPLAN.

En el futuro SNI se debe tomar en cuenta las nuevas condiciones de operación de la red del transmisor y de las redes de subtransmisión, considerando la información expuesta en sus respectivos planes.

En los escenarios correspondientes, máximo lluvioso y máximo seco, se procede a simular el sistema, para lo cual, para cada estudio se consideran los despachos de generación, contemplados en el PET de CELEC-Transelectric, recalando que sobre los despachos realizados en los casos del 2008 se van incorporando las nuevas unidades generadoras según se vaya conectando la carga, claro está considerando los procesos indicados en 3.2.3.2.

Por medio de la simulación, y considerando los resultados que se obtengan en cada caso de estudio, se analizarán cuales serían los elementos que estén fuera de los niveles establecidos, los cuales fueron definidos en párrafos anteriores.

### **3.3.5 PLANTEAMIENTO DE NUEVAS ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN**

Las necesidades que se logran detectar en el SNI al momento de realizar flujos de potencia para la situación base, diciembre 2008, deben ser resueltas al momento de incorporar los nuevos proyectos de generación, transmisión y subtransmisión en el año 2017, ya que el objeto de realizar este estudio es analizar si el futuro sistema está planificado acorde al crecimiento de la demanda eléctrica, considerando los requerimientos que tenga la red del transmisor y las redes de subtransmisión.

Los resultados obtenidos de la simulación del futuro SNI, deben estar dentro de los niveles establecidos, y en el caso de no tener valores dentro de esos rangos, se establece lo siguiente:

Cuando los niveles de voltaje de las barras del SNI no se encuentren dentro de las bandas manifestadas, se toman acciones, en primera instancia, en las redes de subtransmisión, se realizan las siguientes acciones económicas:

- Usar los reguladores de voltaje de las unidades generadoras
- Variar las posición de los TAP's de los transformadores
- Conectar bancos de capacitores en las subestaciones
- Cambio de conductores
- Incrementar los niveles de voltaje

Una vez realizados todos los pasos indicados y si no se consigue el éxito deseado, se procede a tratar de mejorar los niveles de voltaje en el sistema de transmisión, para lo cual se hace lo siguiente:

- Cambian las posiciones de los transformadores

- Conectan los capacitores

Cabe recalcar que en demanda máxima, lo aconsejable en los puntos de conexión del SNI son valores en por unidad de voltaje entre 0,97-1,0.

Para el caso del nivel de carga de las líneas, el nivel de referencia que se adopta para su análisis es del 100%, y en el caso de que se tenga sobre este valor lo que se propone es incrementar la capacidad del conductor.

Finalmente, en el caso de obtener en los transformadores de las subestaciones del SNT, Empresas Eléctricas, CNEL y UDELEG un nivel de carga superior a su capacidad nominal (100%), la acción que se debería realizar en primera instancia es balancear cargas, pero eso no es posible porque en la desagregación de carga, ya se consideró su distribución de acuerdo a lo indicado por las distribuidoras, por esta razón lo que se realiza es lo siguiente:

- Incorporan capacitores
- Incrementa la capacidad del transformador

## **CAPÍTULO 4: APLICACIÓN METODOLOGÍA AL SNI**

### **4.1 INTRODUCCIÓN**

En el presente capítulo se realiza simulaciones de flujos de potencia de las redes de transmisión y subtransmisión del SNI de la situación actual (año 2008) y de la situación futura (año 2017), indicando los resultados más relevantes. Cabe destacar que el presente estudio es consecuencia del acoplamiento de las redes que se interconectan, en el cual se incorporan los proyectos técnicos que se citan en los planes de expansión de CELEC-Transelectric y de las empresas distribuidoras involucradas en este estudio.

A través de la metodología propuesta, en el SNI estructurado en el programa computacional NEPLAN se analiza en los años de estudio (2008 y 2017) si las bandas de voltaje y los niveles de carga de líneas y transformadores son adecuados, recalcando que el presente estudio se basa en una planificación determinista-estática, puesto que se toma sólo la peor condición, demanda máxima, y un año de estudio que está dentro del horizonte del tiempo de la planificación, en el cual se ingresan todos los proyectos indicados en los planes de expansión.

### **4.2 SIMULACIONES DE LAS REDES DEL SNI**

Las simulaciones del SNI, se realizan en el programa computacional NEPLAN, considerando los flujos de potencia, mediante el método Newton Raphson Extendido, puesto que este estudio, analiza las redes de transmisión y subtransmisión que se interconectan y los resultados obtenidos presentan un error mínimo.

El presente estudio contempla los planes de expansión vigentes, los cuales son: para CELEC-Transelectric el PET 2008-2017 y para las Empresas Eléctricas, CNEL y UDELEG los PED correspondientes a 2008-2020.

Por medio de las simulaciones de flujos de potencia se pretende determinar el estado de las redes de transmisión y subtransmisión del SNI al momento de

satisfacer la demanda del sistema en horas pico. Por tal razón, se considera la misma carga, en los escenarios: máximo lluvioso y máximo seco, en los cuales se aplican los respectivos despachos de generación y se les denominará en este estudio Caso 1 y Caso 2 respectivamente.

A través de las bandas de voltaje establecidas por el CONELEC, y de los niveles aceptables de carga de líneas y transformadores, manifestados en el capítulo anterior, se determinarán cuales serían los elementos que deben considerarse en los planes de expansión del transmisor (red de transmisión) y de las empresas eléctricas (redes de subtransmisión), considerando las nuevas zonas que requieran el servicio eléctrico.

Además, por medio de esos niveles, se analizan en forma conjunta los planes de expansión del transmisor y de las Empresas Eléctricas, CNEL y UDELEG (redes de subtransmisión), considerando el horizonte del tiempo y el tipo de planificación adoptado en este estudio.

Con estos antecedentes, se analizan los siguientes escenarios:

- Situación del 2008
- Situación del 2017

#### **4.2.1 SITUACIÓN DEL 2008**

La simulación de la situación actual consiste en modelar las redes de transmisión y subtransmisión del SNI en el NEPLAN para diciembre del año 2008, a demanda máxima, ya que todos los diagramas y sus condiciones de operación están a esa fecha.

Las demandas de las empresas que se consideran en el presente estudio están ilustradas en la Tabla 4.1, recalando que esa información tiene incluidas las cargas de los grandes consumidores que están dentro de las Áreas de Concesión de las distribuidoras correspondientes. Además, es necesario señalar que los datos de los casos difieren en 7 MW, esto se debe a la variación de la carga de Severino, la cual está dentro del área de concesión de CNEL Manabí.

AREA	Demandas Máximas de las Empresas Eléctricas (Incluye grandes consumidores)			
	Caso 1		Caso 2	
	MW	MVAr	MW	MVAr
CNEL Bolívar	14,63	4,27	14,63	4,27
CNEL El Oro	105,75	29,72	105,75	29,72
CNEL Esmeraldas	77,79	22,32	77,79	22,32
CNEL Guayas Los Ríos	232,91	71,71	232,91	71,71
CNEL Los Ríos	57,92	16,89	57,92	16,89
CNEL Manabí	218,59	60,80	211,62	58,77
CNEL Milagro	105,07	24,82	105,07	24,82
CNEL Santa Elena	85,91	27,47	85,91	27,47
CNEL Santo Domingo	72,49	16,03	72,49	16,03
CNEL Sucumbíos	32,27	10,97	32,27	10,97
EEASA	94,94	18,52	94,94	18,52
EEQSA	605,56	162,88	605,56	162,88
EERCSCA	118,81	14,80	118,81	14,80
EERSA	50,99	11,90	50,99	11,90
EERSSA	49,00	18,35	49,00	18,35
ELEPCO	59,67	16,36	59,67	16,36
EMELAZOGUES	18,33	3,98	18,33	3,98
EMELNORTE	80,74	20,15	80,74	20,15
UDELEG	778,85	176,22	778,85	176,22
<b>TOTAL</b>	<b>2860,23</b>	<b>728,13</b>	<b>2853,26</b>	<b>726,10</b>

**Tabla 4.1** Datos de demanda de potencia de las Empresas Eléctricas

El presente estudio se lo realiza en estado estacionario, para que a través de las simulaciones de la red del SNI, se determinen las barras que están fuera de los límites de las bandas adoptadas y también, se determinen los elementos que están sobre el nivel de carga establecido para este estudio, el cual consiste en:

- Identificar los transformadores utilizados en transmisión y subtransmisión que presentan porcentajes de carga sobre el 80% de su capacidad nominal, para de esta manera dejar un 20% de reserva.
- Seleccionar las líneas que forman los circuitos de transmisión y subtransmisión del SNI que presenten porcentajes de carga sobre el 100% de su capacidad.

Considerando lo expuesto, se analizan los voltajes de las barras y los niveles de carga de líneas y transformadores en:

- Red de Transmisión
- Redes de Subtransmisión

En el Anexo N°. 6 se presentan las simulaciones del SNI para la situación actual.

#### **4.2.1.1 Red de Transmisión**

*“De conformidad con la normativa vigente, la prestación del servicio público de transmisión de energía eléctrica desde los centros de producción hasta los centros de consumo, le corresponde a la empresa única de transmisión propietaria de los activos del Sistema Nacional de Transmisión (SNT).”* (22) Por tal razón, este sistema debe brindar seguridad en el suministro del servicio eléctrico.

Con este antecedente, para determinar los problemas técnicos del SNT se procede a simular los casos de estudio indicados, señalando que la red del transmisor tiene acopladas las redes de subtransmisión de las Empresas Eléctricas, CNEL y UDELEG, encontrándose novedades en:

##### *4.2.1.1.1 Niveles de Voltaje.*

<sup>4</sup>Los niveles de voltaje establecidos por el CONELEC, es el resultado del estudio presentado por el CENACE, el cual fija que para 230 kV la banda aceptada debe estar dentro del +5% / -5% de su valor nominal, para 138 kV en un rango de +5% / -7% del valor nominal y para el caso de las barras de 69, 46 y 34.5 kV, el transmisor deberá mantener los niveles de voltaje dentro de la banda de +3% / -3% del voltaje nominal.

Con la aclaración manifestada se tiene lo siguiente:

---

<sup>4</sup> Información tomada del PET 2008-2017

- En barras de 230 kV, considerando los dos casos de análisis en situación actual no presentan valores fuera de la banda indicada.
- En barras de 138 kV, tomando en cuenta los dos casos de estudio, se tiene que sólo la barra de Portoviejo presenta valores fuera del intervalo indicado, dichos resultados se encuentran en por unidad y son: 0,9007 (máximo lluvioso) y 0,9209 (máximo seco).
- La Tabla 4.2 muestra el nombre de la barra de 69 kV de las subestación Portoviejo que tiene niveles de voltaje fuera de la banda establecida para puntos de conexión, recalcando que este inconveniente se manifiesta sólo en época lluviosa, ya que en época seca mejora el nivel de voltaje porque son despachadas unidades generadoras térmicas que se encuentran localizadas en la región de la Costa.

Barras	Nombre	Voltaje nominal (kV)	Caso 1 Voltaje (p.u.)	Caso 2 Voltaje (p.u.)
Portoviejo B1	B_PRT_69_1	69,00	0,9698	0,9950
Portoviejo B2	B_PRT_69_2		0,9612	0,9866

**Tabla 4.2** Puntos de conexión del SNI que infringen las bandas de voltaje establecidas

#### 4.2.1.1.2 Niveles de carga de líneas y transformadores

- Las líneas de transmisión no presentan porcentajes de carga superiores al 100% de su capacidad nominal.
- Los transformadores de las subestaciones del SNT que poseen un nivel de carga superior al 80% se encuentran detallados en la Tabla 4.3.

Subestación	Relación Transformación	Elemento	Caso 1	Caso 2
			Nivel de carga (%)	
Ambato	138/69	T_ATQ_AMB_1U	84,47	84,46
Chone	138/69	T_ATQ_CHO_1U	92,41	91,74
Esmeraldas	138/69	T_ATQ_ESM_1U	108,81	108,80
Ibarra	138/69	T_ATR_IBA_1U	82,80	82,85
Policentro	138/69	T_ATQ_POL_3U	82,48	82,72
Santa Elena	138/69	T_ATQ_ELE_1U	90,63	90,77
Trinitaria	138/69	T_ATQ_TRI_3U	100,57	99,75
Pascuales	138/69	T_ATQ_PAS_1U	93,70	97,75
Quevedo	230/138	T_ATT_QVD_3U	84,26	77,19
Pomasqui	230/138	T_ATU_POM_1U	75,27	81,05

**Tabla 4.3** Transformadores del SNT que sobrepasan el 80% de su capacidad nominal

#### 4.2.1.2 Redes de Subtransmisión

*“El sistema de subtransmisión tiene como objetivos evacuar la potencia entregada por las empresas generadoras y el SNI, transportar y distribuir la energía hacia los centros de consumo, en las mejores condiciones de operación, seguridad y confiabilidad.”*(23). Por esta razón, las redes de subtransmisión de las Empresas Eléctricas, CNEL y UDELEG, se consideran en la simulación del SNI con el objeto de determinar la situación técnica cuando se suministra la energía eléctrica en demanda máxima.

Al considerar una sola red (transmisión y subtransmisión) en el archivo proyecto del NEPLAN, se extraen los resultados de voltajes y niveles de carga de líneas y transformadores de los elementos que los conforman, considerando los límites adoptados.

##### 4.2.1.2.1 Niveles de voltaje

<sup>5</sup>Las bandas adoptadas para los niveles de voltaje de 46 y 69 kV que forman parte de las redes de subtransmisión son de +7% / -7% de su valor nominal, mientras que en lo que se refiere a las bandas de los niveles de voltaje que están entre 0,6 y 40 kV se tiene una caída aceptable en barras de distribución de +10% / -10% del valor nominal. Cabe mencionar que la EEQSA tienen dentro de sus redes

<sup>5</sup> Información tomada de la Regulación N°. CONELEC-004-001

eléctricas un nivel de 138 kV, en este caso se toma las caídas que se consideran en el SNT.

Con esta aclaración, se analizan los niveles de voltajes en:

- Barras de subtransmisión
- Barras para distribución

En lo que concierne a los voltajes de las **barras de subtransmisión** de 138 y 46 kV no presentan resultados fuera de los límites establecidos, tanto en época lluviosa como en época seca, señalando que esos niveles son los que dispone la EEQSA. Para el caso de 69 kV en la Tabla 4.4 se detallan las empresas y los puntos que tienen resultados fuera de las bandas manifestadas para los casos de estudio.

Área de Concesión	Nombre	Voltaje nominal (kV)	CASO 1 Voltaje (p.u.)	CASO 2 Voltaje (p.u.)
CNEL El Oro	Arenillas	69,00	0,9212	0,9245
	Huaquillas		0,9151	0,9184
	La Avanzada		0,9291	0,9323
	Portovelo		0,9045	0,9078
	Zaracay		0,9261	0,9294
CNEL Manabí	Bahía	69,00	0,9212	0,9305
	Cayo		0,8962	0,9245
	Colimes		0,8843	0,9130
	El Ceidal		0,9172	0,9266
	Int. Montecristi-La Fabril		0,8992	0,9274
	Jama		0,9077	0,9174
	Jipijapa		0,9034	0,9314
	La Fabril		0,8985	0,9268
	Machalilla		0,8922	0,9206
	Manta 1		0,8922	0,9253
	Manta 2		0,9048	0,9328
	Manta 3		0,8924	0,9253
	Montecristi		0,8955	0,9239
	Naranjal		0,9229	0,9501
	Rocafuerte		0,9182	0,9275
	San Vicente		0,9184	0,9278
Sn Miguel	0,9121	0,9398		
Móvil (Miraflores)	0,8920	0,9251		

**Tabla 4.4** Barras de subtransmisión que poseen valores fuera de los límites

Las subestaciones que están dentro de las empresa eléctricas poseen **barras de distribución**, en las cuales se conectan los alimentadores trifásicos que proveen el servicio eléctrico a determinadas zonas con su respectivo nivel de voltaje, por tal razón es necesario analizar la caída o subida de voltaje que pueden presentarse al momento de satisfacer la demanda, considerando la banda de voltaje correspondiente.

Simulado el SNI, los problemas que se presentan en los voltajes para distribución se encuentran citados en la Tabla 4.5, en la cual se consideran también los casos de estudios.

Área	Nombre	Voltaje nominal (kV)	CASO 1 Voltaje (p.u.)	CASO 2 Voltaje (p.u.)
CNEL Manabí	Colimes	13,80	0,8955	0,9271
	Manta 3		0,8806	0,9183
ELEPCO	Catazación	13,80	0,8984	0,8986
	Corazón		0,8467	0,8469
	Las Juntas		0,8797	0,8799

**Tabla 4.5** Barras de distribución que poseen valores fuera de los límites

#### 4.2.1.2.2 Niveles de carga de transformadores

En el Anexo N°. 7 se puede apreciar los transformadores de dos y tres devanados que se exceden del 80% de su capacidad nominal, mientras que en la Tabla 4.6 se indican los elementos que pasan del 100%, valor que se considera como prioridad al momento de revisar las acciones que han citado las empresas eléctricas en sus planes de expansión, con el propósito de aliviar el nivel de carga de esos transformadores y con ello garantizar el servicio eléctrico.

Es necesario manifestar que los resultados que se indican a continuación, corresponden sólo a los elementos que presentan porcentajes sobre el 100%, los cuales son transformadores de dos devanados.

Área de Concesión	Subestación	Descripción	CASO 1	CASO 2
			Nivel de carga (%)	
CNEL El Oro	Pagua	2.5 MVA 69/13.8	105,40	105,39
CNEL Esmeraldas	Atacames	10 MVA 69/13.2	114,36	114,36
	Santas Vainas	10 MVA 69/13.8	106,38	106,38
	San Lorenzo	3.75 MVA 69/13.8	102,29	102,29
CNEL Guayas-Los Ríos	Buena Fe	5 MVA 69/13.8	101,67	101,67
	Duran Norte	12 MVA 69/13.8	181,79	181,74
	Quevedo Norte	10 MVA 69/13.8	107,30	107,24
CNEL Los Ríos	Cedege	5 MVA 69/13.8	111,60	111,53
	Terminal Terrestre	5 MVA 69/13.8	105,19	105,13
	Ventanas	5 MVA 69/13.8	104,25	104,21
CNEL Manabí	Bahía	5 MVA 69/13.8	102,30	102,22
	La Fabril	5 MVA 69/13.8	103,79	103,52
	Lodana	2.5 MVA 69/13.8	102,95	102,75
	Manta 3	12 MVA 69/13.8	109,64	109,01
	Rio De Oro	2.5 MVA 69/13.8	100,61	100,29
	Rocafuerte	5 MVA 69/13.8	110,17	110,08
	Sesme	2.5 MVA 69/34.5	153,98	153,69
CNEL Milagro	Montero 2	5 MVA 69/13.8	101,07	101,06
CNEL Santa Elena	Chanduy	3.75 MVA 69/13.2	102,32	102,69
	Chanduy	3.75 MVA 69/13.8	105,86	106,15
	Manglaralto	3.75 MVA 69/13.8	107,81	107,85
	Santa Rosa	5 MVA 69/13.8	149,92	149,97
EEQSA	San Rafael	20 MVA 46/23	119,92	120,00
	Tumbaco	15 MVA 46/23	104,57	104,59
ELEPCO	Salcedo	5 MVA 69/13.8	120,05	120,04
UDELEG	Funasa	18 MVA 69/13.8	117,77	117,95
	Germania	18 MVA 69/13.8	105,98	106,01
	Sauces 2	18 MVA 69/13.8	109,85	109,88

**Tabla 4.6** Transformadores de las redes de subtransmisión que sobrepasan el 100% de su capacidad nominal

#### 4.2.1.2.3 Niveles de carga de líneas

El nivel de carga adecuado para las líneas de subtransmisión en condiciones de operación normal, estado estacionario, es aquel que les permite llegar hasta el 100% de su capacidad nominal.

Con esa aclaración, en la Tabla 4.7 se detallan los resultados de las líneas que tienen valores sobre el límite indicado.

Área de Concesión	Elemento	Descripción	CASO 1	CASO 2
			Nivel de carga (%)	
CNEL Esmeraldas	L Esmeraldas-Propicia	477 MCM	107,22	107,22
UDELEG	L Cervecería 2-3	477MCM 26/7	111,13	111,62
	L Cervecería 3-4	477MCM 26/7	101,69	102,15
	L Pascuales-Cervecería2	477MCM 26/7	111,13	111,62
	L Pascuales-Vergeles2	477MCM 26/7	106,44	106,90
	L Pradera 2-3	477MCM 26/7	105,06	107,20
	L Salitral-Aníbal Santos	477MCM 26/7	127,26	124,63
	L Salitral-Secc	477MCM 26/7	110,31	108,04
	L Trinitaria-Pradera2	477MCM 26/7	105,06	107,20

**Tabla 4.7** Líneas de subtransmisión que tienen más del 100% de su capacidad nominal

#### 4.2.2 SITUACIÓN DEL 2017

La simulación futura corresponde al año 2017, en el cual se incorporaron al sistema actual todos los proyectos que se citan en los planes de expansión de la red de transmisión, así como también de las redes de subtransmisión, considerando el PET 2008-2017 y los PED 2008-2020.

Incorporados los proyectos al SNI, se atribuyen nuevos datos de carga en las subestaciones actuales y futuras, para lo cual se considera la información de los formularios de los planes de expansión de las Empresas Eléctricas, CNEL y UDELEG, dicha información se puede apreciar en la Tabla 4.8.

AREA	Tasa de crecimiento	Demandas Máximas de las Empresas Eléctricas, CNEL y UDELEG (Incluye grandes consumidores)	
		Caso 1 y 2	
		MW	MVAr
CNEL Bolívar	2,249%	17,87	5,22
CNEL El Oro	3,600%	145,38	39,61
CNEL Esmeraldas	2,968%	101,21	28,95
CNEL Guayas Los Ríos	2,660%	294,99	79,89
CNEL Los Ríos	2,307%	71,12	20,74
CNEL Manabí	5,536%	355,00	95,61
CNEL Milagro	2,760%	134,25	30,96
CNEL Santa Elena	2,913%	111,25	31,94
CNEL Santo Domingo	6,542%	128,23	25,96
CNEL Sucumbíos	7,657%	62,69	16,97
EEASA	2,648%	120,12	25,15
EEQSA	3,862%	851,69	230,50
EERCSCA	5,860%	198,36	24,65
EERSA	0,794%	54,75	12,90
EERSSA	4,158%	70,70	19,80
ELEPCO	3,166%	79,00	21,26
EMELAZOGUES	1,677%	21,29	4,57
EMELNORTE	2,418%	100,11	22,77
UDELEG	3,874%	1096,56	318,82
<b>TOTAL</b>		<b>4014,57</b>	<b>1056,26</b>

**Tabla 4.8** Demandas eléctricas al año 2017 del sistema de distribución con sus respectivas tasas de crecimiento

Cabe señalar que al no tener registros de demanda reactiva (MVAr), lo que se hace es proyectar la potencia activa (P) y trasladar el factor de potencia ( $\cos(\varphi)$ ) actual al futuro, y por medio de la ecuación (4.1) se obtienen los valores de potencia reactiva (Q).

$$Q = P \cdot \tan(\arccos(\varphi)) \quad (4.1)$$

Para asignar la carga a las nuevas subestaciones se solicita información a los sistemas de distribución involucrados en este estudio, para que sean éstos quienes señalen las razones de las incorporaciones de nuevas subestaciones, muchas de estas son para aliviar carga de transformadores existentes o brindar el

suministro en lugares alejados, donde el recorrido de los alimentadores primarios es muy grande y consecuencia de ello los voltajes son bajos.

Las Empresas Eléctricas, CNEL y UDELEG indican la carga aplicada a los nuevos transformadores al año 2017 y utilizando la fórmula de la ecuación (4.2) se obtiene el valor al año 2008, claro está restando la carga del transformador que se está quitando.

$$V_p = \frac{V_f}{(1+i)^n} \quad (4.2)$$

Donde:

V<sub>p</sub>: Valor presente

V<sub>f</sub>: Valor futuro

i: Tasa de crecimiento

n: Período de estudio

Una vez re-distribuida la carga de las subestaciones al 2008, se procede a ubicar la demanda proyectada al 2017, utilizando la desagregación de demanda, como se indicó en el capítulo anterior, resaltando que para el caso de los grandes consumidores (industrias) que tienen asignadas líneas de subtransmisión y propias subestaciones, se consideran las cargas, acorde a lo presentado por Empresas Eléctricas y demás.

Con esta acotación, en el Anexo N°. 8 se presentan las simulaciones del SNI para el 2017 y a continuación se presentan los resultados que sobresalen de esas simulaciones, recalcando que éstas se hacen considerando los dos casos de estudio ya indicados y contemplando los requerimientos en subtransmisión de los sistemas de distribución, puesto que el transmisor no contempla esas necesidades; este criterio se adopta puesto que la planificación de expansión de las redes surge en necesidad de abastecer con suministros de calidad la demanda eléctrica. El análisis correspondiente será expuesto en el siguiente capítulo.

Es necesario señalar que para las redes del nuevo SNI converjan, se debió conectar dos líneas en paralelo de Daule Peripa-Chone con características similares a la actual, esto porque difiere en aproximadamente 39 MVA de lo que considera el transmisor con lo que detalla la CNEL Manabí. Además, es necesario resaltar que para que los escenarios de estudio arrojen resultados favorables y se logre mantener voltajes en las redes de subtransmisión, se debieron considerar centrales de generación térmica que encarecen la tarifa al consumidor, esas unidades son: TV2, TV3 de la central Gonzalo Zevallos, y Trinitaria, esas generadoras operan como compensadores sincrónicos por sus características técnicas y por su bajo costo, puesto que en el área de la UDELEG no se tienen voltajes aceptables y como consecuencia de ello el SNI no converge. Adicionalmente se considera la generación embebida, como son las centrales térmicas de La Libertad ubicada dentro de la CNEL Santa Elena, la Miraflores ubicada en la CNEL Manabí y en la CNEL Sucumbíos se toma en cuenta la generación térmica que fue despachada para el año 2008. Cabe señalar que con esas unidades de generación se logra mantener los voltajes, a pesar de tener en algunas partes fuera de las bandas establecidas.

#### **4.2.2.1 Red de transmisión**

Los niveles de voltaje y niveles de carga que se consideran en la red del transmisor son los mismos que en la situación del 2008, con la diferencia que en el 2017 ya se tendrá una red de 500 kV, para la cual se adopta una <sup>6</sup>banda de voltaje de +5%/-10% de su valor nominal, con esta aclaración de los resultados expuestos en el Anexo N°. 8, se destaca lo siguiente:

- La red de 500, 230, 138 y 69 kV (puntos de conexión del SNI) no presentan valores fuera de la banda de voltaje establecida.
- En lo que respecta a los transformadores del SNT, ningún transformador excede del 100% de su capacidad nominal.

---

<sup>6</sup> Información tomada de la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG

- Mientras que en lo que concierne a las líneas de transmisión se tiene que sólo el doble circuito que va de Pascuales a las Orquídeas presentan un nivel de carga del 101%, excediéndose de su capacidad nominal.

#### 4.2.2.2 Redes de subtransmisión

Considerando las bandas adoptadas para los análisis de los niveles en las redes de subtransmisión y considerando que en el año 2017 se ingresan los proyectos citados en los planes de expansión, se obtienen resultados que no están dentro de esos rangos, dichos valores se exponen en el Anexo N°. 9, resaltando que los bajos voltajes de este sistema se tiene en: CNEL (El Oro, Esmeraldas, Los Ríos, Manabí y Santo Domingo) y EERSSA. Cabe resaltar que en el anexo indicado, también constan los valores de los voltajes de distribución que están fuera del +10%/-10% de su valor nominal, muchos de estos son consecuencia de que en barras de subtransmisión ya se tienen bajos voltajes.

En el Anexo N°. 10 se pueden apreciar los transformadores de dos devanados que exceden del 100% de su capacidad nominal, recalando que éstos se encuentran ubicados dentro del área de concesión de: CNEL (Bolívar, Esmeraldas, Guayas-Los Ríos, Los Ríos, Manabí, Milagro, Santa Elena, Santo Domingo y Sucumbíos), EEQSA, EERCSCA, EERSA, EERSSA, ELEPCO y UDELEG. Mientras que la Tabla 4.9 presenta los transformadores de tres devanados que según las simulaciones realizadas al año de estudio, tienen resultados que están fuera del nivel adoptado.

Área de Concesión	Subestación	Descripción	CASO 1	CASO 2
			Nivel de carga (%)	
EERCSCA	Ricaurte	10 MVA 69/22/2,39	101,07	101,05
EEQSA	Sur	7,5 MVA 46/23/6,3	112,41	112,35
	Santa Rosa	75 MVA 138/46/13,8	100,65	101,70

**Tabla 4.9** Transformadores de tres devanados que presentan un nivel sobre el 100% de su capacidad nominal

Finalmente, en la Tabla 4.10 constan las líneas de subtransmisión que se exceden del 100% de su capacidad nominal.

Área de Concesión	Elemento	Descripción	CASO 1	CASO 2
			Nivel de carga (%)	
CNEL Esmeraldas	L Esmeraldas-Propicia	477 MCM	134,62	139,91
UDELEG	L Salitral-Aníbal Santos	477 MCM 26/7	120,13	119,24
	L Salitral-Secc	477 MCM 26/7	131,54	130,56
	L Orellana 3-4	4/0 AWG 6/1	100,97	100,03

**Tabla 4.10** Líneas que registran porcentajes sobre el 100% de su capacidad de transferencia

### 4.3 ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

En base a los resultados obtenidos de las simulaciones de la red del SNI en forma conjunta al año 2017, demanda máxima, se pudo apreciar que en los casos de estudio (máximo lluvioso y máximo seco) considerados, los valores obtenidos indican que en algunas de las redes de transmisión y subtransmisión presentan problemas técnicos. Con estos antecedentes, las alternativas que se citan más adelante, son para garantizar el suministro del servicio eléctrico.

Del 2017, se considera la peor condición de los casos analizados, el cual corresponde a la época lluviosa (abril-septiembre), puesto que en ese escenario se presentan niveles de voltaje fuera de las bandas establecidas en los sistemas correspondientes a las Áreas de Concesión de UDELEG y CNEL Esmeraldas, Manabí y Santa Elena. Como dato adicional, la selección del escenario no es influenciada por los niveles de carga de líneas y transformadores debido a que la demanda es la misma en los dos casos (lluvioso y seco).

Dentro del contexto de una visión centralizada de la red del SNI del 2017, las alternativas que se presentan, están enfocadas en mejorar:

- Niveles de voltajes
- Niveles de carga de líneas y transformadores

Los resultados obtenidos son expuestos en el Anexo N°. 11 (Caso 3).

#### 4.3.1 NIVELES DE VOLTAJES

Luego de analizar los niveles de voltajes en las redes del SNI al 2017, se puede determinar que sólo las barras correspondientes a las redes de subtransmisión poseen voltajes que están fuera de los límites antes mencionados, por esta razón se toman las siguientes acciones:

- **Cambiar forma de operación.-** En la ELEPCO al tener bajos voltajes en las barras de la subestación El Calvario, se procede a abrir la línea La Cocha-El Calvario y cerrar la línea San Rafael-El Calvario, obteniendo resultados que están dentro de los límites.
- **Mover los Tap's de los transformadores del SNT.-** Esta acción se la realiza con el objeto de mejorar el nivel de voltaje de ciertas barras que se encuentran dentro de las redes de subtransmisión. Con esta razón, se mueven los tap's de los transformadores (138/69) de la subestación Machala, mejorando el voltaje de la barra de 69 kV de la subestación Huaquillas de la CNEL El Oro. De igual manera, se modifica la ubicación del tap del transformador (138/69) de la subestación Pascuales con el propósito de corregir el voltaje en la barra de 69 kV de la subestación de Balzar de la CNEL Guayas-Los Ríos.
- **Colocar compensadores reactivos en las redes de subtransmisión.-** Al no obtener voltajes de subtransmisión y distribución dentro de las bandas fijadas por el CONELEC y luego de haber realizado acciones como elevar el voltaje de generación y modificar ciertos tap's de transformadores del SNT, se procede a conectar bancos de capacitores en barras de 13,8 kV, en distintas subestaciones de las Empresas Eléctricas y CNEL. El detalle de lo expuesto se encuentra en la Tabla 4.11. Cabe indicar que dentro de la EEQSA, se tiene una subestación que pese a la colocación de 0,6 MVAR en las barras de 13,8 kV de la subestación Bancos, esta sigue presentando valores de voltajes fuera de los indicados, tanto 13,8 como en 46 kV, con lo cual, se cambia el calibre de conductor de todo el recorrido de la línea, ya

que ésta actualmente cada cierta distancia presenta un calibre diferente, el calibre que se adopta para todo ese recorrido es de 397,5 MCM.

Área de concesión	Subestación	Banco de Capacitores (MVar)	Nivel de voltaje (kV)
CNEL Esmeraldas	San Lorenzo	1,2	13,8
CNEL Los Ríos	Ercilia	1,2	13,8
	Palenque	2,4	13,8
CNEL Manabí	Jama	1,2	34,5
	Machalilla	1,8	13,8
	Puerto Cayo	1,8	13,8
	Jipijapa	1,8	13,8
	Jipijapa 2	1,2	13,8
	Colimes	2,4	13,8
CNEL Santa Elena	Sacachum	0,6	13,8
CNEL Santo Domingo	El Carmen	2,7	13,8
	La Concordia	1,8	13,8
	Andalucía	3,6	13,8
CNEL Sucumbíos	Tarapoa	0,6	13,8
EEQSA	Los Bancos	0,6	13,8
EERSSA	Pindal	0,6	13,8

Tabla 4.11 Bancos de capacitores conectados en barras de distribución

- Reubicar generación existente.**- Con el fin de que en el área de la CNEL Manabí, las zonas que cubren las subestaciones de Pedernales, Jama, San Vicente, Tosagua, Rocafuerte, El Ceidal y Charapoto tengan voltajes dentro del rango establecido, es aconsejable que se muevan unidades generadoras de la central térmica de Miraflores a la subestación Pedernales, puesto que si se las deja que sigan operando donde actualmente se encuentran, no aportan en mayor cosa, ya que cercana a la subestación Manta 1 se tendrá un nuevo punto de entrega del SNT, el cual corresponde según el PET a la subestación Manta. Las unidades que se mueven en este estudio son: GM 16, GM 18, y GM 22, y se ubican junto a la unidad que se encuentra actualmente operando (GM15), conectándose a 34,5 kV y sumando un total de 8 MW.

#### 4.3.2 NIVELES DE CARGA DE LÍNEAS Y TRANSFORMADORES

De los resultados obtenidos en los escenarios del 2017, se determina que ciertas líneas y transformadores poseen niveles de carga sobre el 100% de su capacidad nominal, por esta razón y con el fin de garantizar el abastecimiento y crecimiento seguro de la demanda eléctrica se hacen los siguientes cambios:

- En la red del **transmisor**, sólo los conductores de las líneas (doble circuito) de Pascuales a las Orquídeas son reemplazadas de 477 MCM a 636 MCM, el resto de sus elementos poseen niveles inferiores de carga.
- En las redes de **subtransmisión** se reemplazan calibres de conductores sólo en líneas que pertenecen a la UDELEG (antes Categ) las cuales son: L Salitral-Secc. (de 477MCM a ACAR 750 MCM), L Orellana 3-4 (de 4/0 AWG a 336,4 MCM) y al tramo de Salitral-Aníbal Santos se considera un doble circuito.
- Adicionalmente se modifican las capacidades de transformación de algunas subestaciones, dichos valores se encuentran detallados en el Anexo N°. 12.

## **CAPÍTULO 5: ANÁLISIS DE RESULTADOS**

### **5.1 INTRODUCCIÓN**

El presente capítulo muestra las observaciones que se realizan a los planes de expansión de las redes de transmisión y subtransmisión. Esto en base al análisis de los resultados obtenidos de las simulaciones de los flujos de potencia de la red del SNI para los años 2008 y 2017.

Tanto en la red de transmisión de CELEC Transelectric como en las redes de subtransmisión de las EED, CNEL y UDELEG que forman parte del SNI, se hace una descripción de los problemas técnicos que se presentan en el año 2008 en barras, líneas y transformadores. De la misma manera, se indican los problemas técnicos que se presentan en el año 2017 y las posibles alternativas que mejoran los resultados de la simulación de la red del SNI, induciendo a que en una futura ocasión se desarrollen estudios que los optimicen.

### **5.2 RED DE TRANSMISIÓN**

En el año 2008, como resultado de las simulaciones de las redes acopladas del SNI, se presentan en el SNT los siguientes problemas técnicos:

- Bajos voltajes en barras de 138 y 69 kV de la subestación Portoviejo.
- Porcentajes de carga sobre el 80% en transformadores de las subestaciones Ambato, Chone, Esmeraldas, Ibarra, Pascuales, Policentro, Santa Elena y Trinitaria, todos esos con una relación de 138/69. Adicionalmente los transformadores de 230/138 de las subestaciones Pomasqui y Quevedo manifiestan el problema indicado.

El transmisor, considerando las exigencias de los centros de carga y la ubicación de las nuevas centrales de generación, desarrolló su PET 2008-2017, en el cual detalla el equipamiento que debería realizarse para robustecer su sistema y garantizar la evacuación de la energía eléctrica desde donde se genera hacia donde se consume. Para corroborar que la expansión del SNT sea desarrollada en función de la evolución de las redes de subtransmisión, en el presente estudio

se han simulado los circuitos y elementos que formarían el SNI del 2017, destacando de estos, los siguientes:

- Proyectos hidroeléctricos de gran capacidad (Coca Codo Sinclair, Sopladora, Toachi-Pilatón, Minas, La Unión, Chespi, etc.).
- Construcción de circuitos a 138, 230 y 500 kV, destacándose de éstos, la línea de 500 kV, que aproximadamente recorrerá 456 km entre Sopladora, Yaguachi, Pifo y Coca Codo Sinclair.
- Instalación de nuevas estaciones transformadoras y re-potenciación de las existentes.

Los resultados obtenidos señalan del PET analizado las siguientes observaciones:

### **5.2.1 GENERACIÓN DESPACHADA**

El transmisor, en el 2017 introduce el plan de expansión de generación que en su mayoría consiste de unidades de generación hidráulica en los escenarios máximos, lluvioso y seco, sin analizar los problemas técnicos que podría ocasionar, es así que para abastecer y mantener los voltajes de los sistemas de CNEL Santa Elena, Manabí y Sucumbíos, y UDELEG se debió despachar 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 considerar las unidades de generación mencionadas, la red del SNI no tendría solución debido a los bajos voltajes que tendrían los sistemas indicados.

### 5.2.2 PUNTOS DE CONEXIÓN

En lo que se refiere a la demanda de las EED, CNEL y UDELEG, el transmisor en el SNI 2017 del PET analizado representa esa información a través de cargas equivalentes en los puntos de conexión y con ello también muestra el crecimiento de las redes de subtransmisión de las empresas distribuidoras. A este aspecto, los resultados obtenidos señalan las siguientes observaciones:

- El transmisor para representar la demanda de CNEL Manabí en los puntos de conexión lo hace considerando los valores indicados en la columna (1) de la Tabla 5.1, pero de acuerdo a las re-distribuciones de las redes y asignaciones de carga que desarrollaría la empresa distribuidora, dichos valores deberían modificarse conforme a los indicados en la columna (2) de tabla mencionada. Caso contrario, se debería estudiar la posibilidad de incrementar la capacidad de conducción de la línea Daule Peripa-Chone (de 138 kV) o construirse una en paralelo, debido a que los voltajes de las subestaciones que se abastecerían de la subestación Chone del SNT serían bajos, ocasionando problemas de convergencia en el SNI.

Puntos de conexión a 69 (kV)	(1) Cargas según CELEC-Transelectric (MW)	(2) Cargas según CNEL Manabí (MW)
Chone	62,46	100,47
Manta	124,92	82,12
Portoviejo	86,75	123,52
San Cayetano	72,87	48,89
<b>TOTAL</b>	347	355,00

**Tabla 5.1** Demanda de CNEL Manabí en los puntos de conexión

- De igual manera, la representación de la demanda de **UDELEG** (ex Categ) en los puntos de conexión, el transmisor lo realiza considerando los valores que se encuentran detallados en la columna (1) de la Tabla 5.2, pero de acuerdo a las nuevas configuraciones de las subestaciones y asignaciones de carga que realizaría UDELEG, los valores deberían ser modificados como se encuentran indicados en la columna (2) de la tabla mencionada.

De no ser así, el doble circuito Pascuales-Orquídeas (de 138 kV) presentaría un porcentaje de carga del 100%.

Puntos de conexión a 69 (kV)	(1) Cargas según CELEC-Transelectric (MW)	(2) Cargas según 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
<b>TOTAL</b>	<b>1137,0</b>	<b>1094,6</b>

**Tabla 5.2** Demanda de la UDELEG en los puntos de conexión

- 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 no representarían las justificaciones de los requerimientos técnicos.

En relación a los puntos de conexión del SNI, el presente estudio considera en el 2017 a diferencia del PET examinado, 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 otro lado, 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, la una que conecta la subestaciones Tababela y El Quinche, y la otra que conecta las subestaciones Kennedy y El Quinche.
- El transmisor representa la demanda de la EEQSA de acuerdo a lo indicado en la columna (1) de la Tabla 5.3, pero los resultados de los flujos de potencia señalan que dichos valores deberían ser modificados conforme a lo que se muestra en la columna (2) de la tabla expuesta.

Subestaciones	Relación de transformación	(1) Cargas según CELEC-Transelectric (MW)	(2) Flujo de Potencia entrante en subestaciones de la EEQSA (MW)
Chilibulo	138/23	24,47	8,40
Conocoto	138/23	17,71	18,80
Cotocollao	138/46 138/23	64,50	106,60
Cristiania	138/46	59,89	40,70
Eugenio Espejo	138/23	45,15	38,80
Kennedy	138/23	37,31	9,90
Pomasqui	138/23	54,40	51,90
El Quinche	138/23	-	15,60
San Antonio	138/23	21,76	18,50
San Rafael	138/46	47,56	-
Santa Rosa	138/46	171,52	300,80
Selva Alegre	138/46	140,02	91,00
Tababela	138/23	29,28	15,60
Tumbaco	138/23	30,45	45,80
Vicentina	138/46	140,98	113,30
<b>TOTAL</b>		885,00	875,70

**Tabla 5.3** Comparación de potencia activa entre CELEC-Transelectric y la EEQSA

Con lo cual, 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.

Por último, el presente estudio señala que la red de transmisión 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.

### 5.3 REDES DE SUBTRANSMISIÓN

En relación a las redes de subtransmisión de las EED, CNEL y UDELEG que se interconectan con la red de transmisión al 2008 presentan bajos voltajes en barras de subtransmisión y distribución, porcentajes de carga de transformadores sobre el 80% de su valor nominal y muy pocas líneas sobre el 100% de su capacidad, todos ellos expuestos en el capítulo anterior. Se debe notar que los problemas técnicos señalados, son el resultado de las simulaciones de las redes acopladas en el presente estudio.

Con respecto a la planificación de las redes de subtransmisión, las EED, CNEL y UDELEG, son desarrolladas dentro de un proceso, el cual 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 EED, CNEL y UDELEG 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.

#### 5.3.1 NIVELES DE VOLTAJE

Acerca de los **niveles de voltaje**, se tiene que sus valores serían bajos en el 2017, los cuales, se manifiestan en barras de 69 kV de la CNEL (Esmeraldas, Los Ríos Manabí y Santo Domingo) y la EERSSA, y también 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). Dicha información se encuentra detallada en el Anexo N°. 9. Cabe mencionar que ninguno de los resultados indicados están influenciados por los voltajes de los puntos de conexión, ya que

en éstos se mantienen valores dentro de las bandas establecidas para ese sistema.

Así pues, para mejorar los voltajes de las barras mencionadas, se establecieron en el capítulo anterior ciertas alternativas de solución, las cuales fueron producto de los análisis de los flujos de potencia. Las sugerencias básicamente consisten en:

- Cambiar la forma de operación de la línea San Rafael-El Calvario, para el caso de la ELEPCO.
- Mover los Tap's de los transformadores de Machala y Pascuales del SNT, puesto que a esos se conectan las redes de la CNEL correspondientes a las regionales de Los Ríos y Guayas Los Ríos respectivamente.
- Incorporar compensadores reactivos en las redes de CNEL Esmeraldas, Los Ríos, Manabí, Santa Elena, Santo Domingo y Sucumbíos, EEQSA y EERSSA.
- Reubicar determinados grupos de generadores de la central térmica Miraflores, dentro de la CNEL Manabí.

Hay que tener en cuenta, que en el caso de que no se tomen las acciones correctivas en los futuros planes de expansión por parte de las empresas involucradas en bajos voltajes, sus redes de subtransmisión no se acoplarían a los requerimientos de la red de transmisión, puesto que esta para tratar de mantener los voltajes de su sistema dentro de los límites aceptados, se ve en la necesidad de incorporar bancos de capacitores, con lo cual, encarecería al equipamiento de la red de transmisión e induciría a otros tipos de estudios.

### **5.3.2 NIVELES DE CARGA DE LÍNEAS Y TRANSFORMADORES**

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. Además, como consecuencia de la línea sobrecargada en CNEL Esmeraldas se tendría bajos voltajes en demanda máxima. Dicho en otras palabras, de no considerar acciones para corregir el tipo de problema manifestado, el equipamiento propuesto por CNEL Esmeraldas y UDELEG no estaría acorde a la evolución propia de sus redes y por ende de la red del transmisor.

De la misma manera, en las subestaciones de las EED, CNEL y UDELEG, 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 fueron detallados en el Anexo N°. 10 y 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.

Para mejorar los niveles de carga de los transformadores con sobrecargas, en las alternativas manifestadas, se indicó básicamente que sean reemplazados, con lo cual se incrementará la capacidad de transformación. Sin embargo, la alternativa sugerida, deberá ser estudiada cuidadosamente por las respectivas empresas eléctricas para que de esa manera se eviten sobredimensionamientos y con ello altos costos.

A más de los porcentajes de sobrecarga en líneas y transformadores, las simulaciones del 2017, determinan elementos con muy bajos niveles de carga, tal es el caso, que algunas líneas presentan porcentajes menores al 10%, mientras que en ciertos transformadores se ha encontrado niveles inferiores al 30%. El particular se encuentra señalado en el Anexo N°. 13. Debido a esto, el presente análisis sugiere a las EED, CNEL y UDELEG realizar los estudios correspondientes, para que a través de estos, se justifiquen las capacidades de líneas y transformadores, y de esta forma evitar el sobredimensionamiento.

Finalmente, luego de analizar y/o encontrar algunas eventualidades en las adaptaciones de las redes que se interconectan tanto del 2008 como del 2017, esta tesis, recomienda en forma general:

- A las EED, CNEL y UDELEG, justificar sus PED, lo cual consistiría en efectuar simulaciones de flujos de potencia en donde se consideren los requerimientos del SNT.
- Al transmisor, asignar adecuadamente la carga en los puntos de conexión, para que sean estos los que reflejen la evolución de las redes de subtransmisión en la red de transmisión.

## **CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **6.1 CONCLUSIONES**

- La metodología adoptada en este estudio brinda la posibilidad de agrupar los procesos de planificación de expansión de las redes de transmisión y subtransmisión para realizar un análisis integral del Sistema Nacional Interconectado (SNI) a través de simulaciones de flujos de potencia, con lo cual se estimaron los problemas técnicos al momento de satisfacer la demanda eléctrica. Dicha metodología se fundamenta en una base de datos hecha en el programa computacional NEPLAN que ilustra los escenarios de los años 2008 y 2017.
- La desagregación de la demanda en las subestaciones de las distribuidoras, se ponderó en base a sus factores de participación (demanda subestación sobre demanda máxima) y a la demanda máxima de los puntos de conexión. Con lo cual se detectó que para el caso de CNEL Manabí, EEASA y UDELEG los valores de la demanda en sus puntos de conexión difieren de los estimados por el transmisor en el PET, año 2017, tal como se indica en el análisis de resultados del presente trabajo.
- Para condiciones de demanda máxima, para la situación actual (2008) y situación futura (2017), se encontraron bajos voltajes y niveles de carga que superan la capacidad nominal de líneas y transformadores, con lo cual la planificación de la expansión de la red del SNI no estaría encaminada a solucionar los problemas técnicos que se han encontrado en esta tesis.
- El estudio plantea alternativas para mejorar los bajos voltajes en las barras de las redes de subtransmisión y sugiere incrementar las capacidades de los transformadores que presentan altos porcentajes de sobrecargas en base a la implementación de nuevos elementos a la red del SNI.

- Los resultados presentados reflejan la necesidad de implementar una correcta coordinación entre el transmisor y las empresas distribuidoras para la elaboración de los planes de expansión, ya que en el análisis del 2017 se ha encontrado que el plan de expansión de transmisión no considera los requerimientos de las redes de subtransmisión de CNEL (Manabí y Milagro), EEASA, EMELNORTE, EEQSA y UDELEG. De la misma manera, las empresas CNEL (Esmeraldas, Los Ríos, Manabí y Santo Domingo), EERSSA y ELEPCO no adaptan sus planes de expansión al crecimiento de la red de transmisión.

## 6.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda al CONELEC establecer un mecanismo a través del cual se puedan receiptar los planes de expansión de las EED, CNEL y UDELEG para que por medio de los estudios correspondientes se los verifique y apruebe. Luego de lo cual, el transmisor acogería esos datos en la modelación del PET y de esa manera se evitarían inconsistencias entre los requerimientos de la red de transmisión y las redes de subtransmisión.
- Las EED, CNEL y UDELEG deberían presentar en sus planes de expansión la metodología utilizada en el pronóstico de la demanda de sus usuarios y adicionalmente la desagregación de la misma en las subestaciones que forman parte de sus sistemas. De esta manera se justificarían, en caso de existir, los requerimientos de los nuevos puntos de conexión y se evitaría que CELEC-Transelectric asuma los valores de demanda en los puntos de conexión sin conocerlos.
- A las EED, CNEL y UDELEG se recomienda justificar sus planes de expansión a través de estudios técnicos, para que de esta manera puedan analizar si sus requerimientos están en función del crecimiento de su demanda eléctrica. La sugerencia consistiría en la realización de bases de datos, en las cuales básicamente se realizarían flujos de potencia, considerando un enfoque de planificación determinista (multiperiodo-demanda máxima).

- Se recomienda al transmisor a más de presentar simulaciones de flujos de potencia, presentar estudios de confiabilidad, cortocircuitos y estabilidad, ya que al tratarse de un sistema robusto, cuya función es transportar la energía eléctrica desde las centrales de generación hacia los centros de carga, es necesario que las nuevas redes de transmisión sean justificadas a través de los estudios indicados puesto que al sistema se le debe evaluar bajo cualquier eventualidad, todo ello con el fin de equipar al SNT de acuerdo a sus exigencias.
- Se recomienda actualizar la base de datos de la red del SNI de acuerdo a las incorporaciones de nuevos elementos en las redes de transmisión y subtransmisión, y adicionalmente se ingresen los datos de demanda conforme a las mediciones efectuadas por las distribuidoras para que de esa manera, los estudios técnicos que se realicen a partir de la base estructurada tengan una mejor aproximación.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, Universidad Nacional San Juan.** *PLANIFICACIÓN DE EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.* 1999.
2. **GÖNEN, Turan.** *Electric Power Transmission System Engineering: Analysis and Design.* 1988.
3. **MAZER, Arthur.** *Electric Power Planning for Regulated and Deregulated Markets.* 2007.
4. **VÁSQUEZ, Paúl.** *FLEXIBILITY-BASED DECISION-MAKING FRAMEWORK FOR FACING THE CURRENT TRANSMISSION EXPANSION PLANNING PROBLEM.* 2009.
5. **NUQUES, Byron.** *Expansión Óptima del Sistema Nacional de Transmisión del Ecuador Utilizando Algoritmos Evolutivos.* 2008.
6. **SULLIVAN, R. L.** *POWER SYSTEM PLANNING.* 1977.
7. **SCHLABBACH, Juergen y ROFALSKI, Karl-Heinz.** *Power System Engineering Planning, Design and Operation of Power Systems and Equipment.* 2008.
8. **VON MEIER, Alexandra.** *ELECTRIC POWER SYSTEMS A CONCEPTUAL INTRODUCTION .* 2006.
9. **GLOVER, J. Duncan y SARMA, Mulukutla.** *Sistemas de Potencia: Análisis y Diseño.* 2002.
10. **UNIVERSIDAD DISTRITAL Francisco José de Caldas.** <http://www.udistrital.edu.co/comunidad/grupos/gispud/redeselectricas/>. [En línea] 2006.

11. **QUINTERO, Jorge.** *Estudio de sobrecarga en transformadores de potencia sumergidos en aceite basado en el análisis de la expectativa de vida del aislamiento en función del tiempo y la temperatura.* 2003.
12. **CELEC-Transelectric.** *Plan de Expansión de Transmisión 2008-2017.* 2007.
13. **BUYGI, Majid.** *Transmission Expansion Planning in Deregulated Power Systems.* 1969.
14. **HINOJOSA, Víctor.** *Pronóstico de Demanda de Corto Plazo en Sistemas de Suministro de Energía Eléctrica utilizando Inteligencia Artificial.* 2007.
15. **RAMIREZ, Samuel.** *Redes de Distribución de Energía.* 2007.
16. **GÖNEN, Turan.** *Electric Power Distribution System Engineering.* 1986.
17. **MONTAGNON, Francois.** *Planificación de la Expansión de Sistemas de Distribución vía Algoritmos Genéticos.* 1999.
18. **ABB.** *Switchgear Manual.* 1999.
19. **GRAINGER, John y STEVENSON, William.** *Análisis de Sistemas de Potencia.* 1996.
20. **BCP, Busarello, COTT y PARTHER, Inc.** *Tutorial de Neplan Versión 5.3.51.* 2007.
21. **POVEDA, Méntor.** *Planificación de Sistemas de Distribución. Apuntes de Clase.* Quito : s.n., 2008.
22. **CONELEC.** *Plan Maestro de Electrificación 2007-2016.* 2007.
23. **CENTRO SUR, Empresa Eléctrica Regional.** *Plan de Expansión de Distribución 2010-2020.* 2009.
24. **PANSINI, Anthony.** *Power Transmission and Distribution.* 2004.
25. **BAYLISS, Colin y HARDY, Brian.** *Transmission and Distribution Electrical Engineering.* 2007.

26. **CELEC-Transelectric.** *PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN Periodo 2008-2017.* 2007.
27. **EMELNORTE, Empresa Eléctrica del Norte.** *Plan de Expansión de Distribución 2008-2020.* 2008.
28. **UDELEG, Unidad Eléctrica de Guayaquil.** *Plan de Expansión de Distribución 2008-2020.* 2008.
29. **Milagro, CNEL Milagro.** *Plan de Expansión de Distribución 2008-2020.* 2008.
30. **EEACA, Empresa Eléctrica de Azogues.** *Plan de Expansión de Distribución 2008 2020.* 2008.
31. **Bolívar, CNEL Bolívar.** *Plan de Expansión de Distribución 2008-2020.* 2008.
32. **El Oro, CNEL El Oro.** *Plan de Expansión de Distribución 2008-2020.* 2008.
33. **EERCSCA, Empresa Eléctrica Centro Sur.** *Plan de Expansión de Distribución 2008-2020.* 2008.
34. **ELEPCO, Empresa Eléctrica Provincial de Cotopaxi.** *Plan de Expansión de Distribución 2008-2020.* 2008.
35. **Esmeraldas, CNEL Esmeraldas.** *Plan de Expansión de Distribución 2008-2020.* 2008.
36. **Guayas-Los Ríos, CNEL Guayas-Los Ríos.** *Plan de Expansión de Distribución 2008-2020.* 2008.
37. **Los Ríos, CNEL Los Ríos.** *Plan de Expansión de Distribución 2008-2020.* 2008.
38. **Manabí, CNEL Manabí.** *Plan de Expansión de Distribución 2008-2020.* 2008.
39. **EEQSA, Empresa Eléctrica de Quito.** *Plan de Expansión de Distribución 2008-2020.* 2008.

40. **EERSA, Empresa Eléctrica de Riobamba.** *Plan de Expansión de Distribución 2008-2020.* 2008.
41. **Santo Domingo, CNEL Santo Domingo.** *Plan de Expansión de Distribución 2008-2020.* 2008.
42. **Santa Elena, CNEL Santa Elena.** *Plan de Expansión de Distribución 2008-2020.* 2008.
43. **Sucumbíos, CNEL Sucumbíos.** *Plan de Expansión de Distribución 2008-2020.* 2008.
44. **EERSSA, Empresa Eléctrica del Sur.** *Plan de Expansión de Distribución 2008-2020.* 2008.
45. **EEASA, Empresa Eléctrica Ambato.** *Plan Expansión de Distribución 2008-2020.* 2008.

## **ANEXOS**