

## CONTENIDO

CONTENIDO.....	1
LISTA DE FIGURAS .....	3
LISTA DE TABLAS .....	4
GLOSARIO.....	5
RESUMEN .....	10
INTRODUCCIÓN.....	11
1. MARCO TEÓRICO .....	13
1.1 GENERALIDADES .....	18
1.2 CONCEPTOS BÁSICOS Y HERRAMIENTAS.....	20
1.3 ¿QUÉ TIPO DE METODOLOGÍAS EXISTEN Y CÓMO SE APLICAN? .....	36
2. PROPUESTA METODOLÓGICA, ALTERNATIVAS Y RECOMENDACIONES .....	44
2.1 METODOLOGÍA .....	45
2.1.1 Información de entrada e insumos.....	45
2.1.2 Estado de la red. ....	46
2.1.3 Pronóstico de la demanda. ....	47
2.1.4 Plan indicativo de obras.....	47
2.1.5 Análisis de recursos energéticos.....	48
2.1.6 Determinar obras fijas. ....	48
2.1.7 Definir escenarios. ....	49
2.1.8 Análisis eléctrico y energético – Metodología.....	49
2.1.9 Alternativas. ....	51
2.1.10 Convocatorias y demás procesos.....	52
2.2 ALTERNATIVAS Y RECOMENDACIONES.....	52
2.2.1 Alternativas de conexión típicas .....	53
2.2.1.1 Aumento en la capacidad de algún elemento. ....	53
2.2.1.2 Ingreso de un centro de carga importante. ....	54
2.2.1.3 Radialidad.....	54
2.2.1.4 Reconfiguración. ....	54
2.2.1.5 Centros de generación. ....	54
2.2.1.6 Compensación.....	55
2.2.1.7 Nuevos puntos de conexión enmallados. ....	55

2.2.2 Análisis de contingencias .....	55
3. CASO DE ESTUDIO .....	56
3.1 ANÁLISIS ORIENTADO A UN CASO DE ESTUDIO CON ALTOS APORTES HÍDRICOS .....	56
3.1.1 Consideraciones. ....	57
3.1.2 Información de entrada. ....	57
3.1.2.1 Demanda. ....	58
3.1.2.2 Generación. ....	60
3.1.2.3 Líneas de transmisión y transformación. ....	61
3.1.2.4 Diagrama unifilar – base de datos. ....	61
3.1.3 Estado de la red. ....	63
3.1.3.1 Proyectos (consolidado planes anteriores y futuros). ....	63
3.1.4 Plan indicativo de obras. ....	66
3.1.5 Análisis de recursos energéticos - reserva, proyección, precios. ....	67
3.1.6 Determinar obras fijas. ....	69
3.2 ANÁLISIS DEL SISTEMA.....	69
3.2.1 Situación del SIN .....	69
3.2.2 Situación demanda máxima para el año n.....	70
3.2.3 Situación demanda máxima para el año n + 1. ....	70
3.2.4 Situación demanda máxima para el año n + 10. ....	72
3.3 ANÁLISIS DE CONDICIÓN ESPECIAL: ALTOS APORTES HÍDRICOS .....	78
3.3.1 Fenómenos de variabilidad climática.....	80
3.3.1.1 ¿Cómo se produce? .....	81
3.3.1.2 Importancia en sistemas de potencia .....	83
CONCLUSIONES .....	84
RECOMENDACIONES.....	86
REFERENCIAS.....	88
ANEXO .....	91
Proyección de la demanda.....	91
Parámetros de la generación .....	93
Parámetros de los transformadores .....	94
Parámetros de líneas .....	95

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Países productores .....	14
Figura 2. Manera de definir la planeación para cada continente .....	15
Figura 3. Encargados de diseñar los planes de expansión en algunos países del mundo. ...	16
Figura 4. Mapeo general por los planes de expansión .....	19
Figura 5. Procedimiento general para análisis eléctrico .....	25
Figura 6. Estimación para estadísticas de las aplicaciones comerciales .....	35
Figura 7. Mapa generalizado de procedimientos para elaborar planes de expansión .....	37
Figura 8. Pasos principales para ejecución de planes en países de América.....	42
Figura 9. Propuesta metodológica para desarrollo de planes de expansión.....	44
Figura 10. Distribución de zonas del sistema que se empleó en el caso de estudio .....	56
Figura 11. Proyección de demanda por escenarios .....	59
Figura 12. Distribución porcentual de las unidades del sistema vs. la tecnología .....	61
Figura 13. Sistema de potencia para el caso de estudio .....	62
Figura 14. Recurso de generación para los años de estudio .....	67
Figura 15. Distribución de flujos típicos en el sistema.....	69
Figura 16. Restricciones identificadas en el sistema de análisis.....	77
Figura 17. Descripción de los vientos para los fenómenos climáticos .....	82

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Conceptos básicos para realizar análisis eléctrico .....	21
Tabla 2. <i>Software</i> – Aplicaciones comerciales para realizar estudios eléctricos .....	27
Tabla 3. <i>Software</i> – Aplicaciones no comerciales para realizar análisis eléctrico .....	33
Tabla 4. Métodos de solución al problema de optimización de planes de expansión .....	39
Tabla 5. Modelos con incertidumbre .....	40
Tabla 6. Alternativas identificadas con sus respectivas recomendaciones .....	53
Tabla 7. Características de los años en los que se realiza el estudio .....	57
Tabla 8. Distribución de demanda por subestaciones .....	58
Tabla 9. Proyección de demanda para años de estudio .....	59
Tabla 10. Características de las unidades de generación .....	60
Tabla 11. Unidades clasificadas según el tipo de tecnología .....	60
Tabla 12. Proyectos de planes pasados que se considerarán para el caso año n+1 .....	63
Tabla 13. Proyectos de planes pasados que se considerarán para el caso año n+10 .....	64
Tabla 14. Plan indicativo propuesto para el caso de estudio .....	66
Tabla 15. Información relevante para concepción del funcionamiento del sistema. ....	68
Tabla 16. Escenarios críticos para el año n .....	70
Tabla 17. Escenarios críticos para el año n+1 más proyectos.....	71
Tabla 18. Escenarios críticos para el año n+10 sin proyectos.....	73
Tabla 19. Escenarios críticos para el año n+10 con proyectos .....	73
Tabla 20. Hallazgos evidenciados cuando se tiene generación con altos aportes hídricos	79

## GLOSARIO

**CALIDAD** el sistema de transmisión se planeará de tal forma que permita, en conjunto con la generación, los sistemas de transmisión regionales y los sistemas de distribución local, asegurar que la tensión en las barras no sea inferior al 90% del valor nominal, ni superior al 110% para tensiones de hasta 230 kV. Para 500 kV se han definido como límites 90 % y 105 % (CREG, 1995).

**CAPACIDAD INSTALADA** significa la capacidad teórica de producción anual de una planta (XM, XM, 2014).

**CAPACIDAD EFECTIVA** se refiere a la capacidad óptima real de producción anual de una planta, que puede ser de 10% a 20% inferior a la capacidad instalada (CEMEX , 2014).

**CENTRALES HIDRÁULICAS** son instalaciones que permiten aprovechar la energía potencial gravitatoria (masa a una cierta altura) contenida en el agua de los ríos, al convertirla en energía eléctrica mediante turbinas hidráulicas acopladas a generadores eléctricos (Virati, UNESA, 2014)

**CENTRALES TÉRMICAS** convencionales producen energía eléctrica a partir de combustibles fósiles, como son el carbón, el fuelóleo o el gas. Además, utilizan tecnologías clásicas para la producción de electricidad, es decir, mediante un ciclo termodinámico de agua/vapor (Virati, UNESA, 2013).

**CONFIABILIDAD** es la probabilidad de que el sistema cumpla sus objetivos adecuadamente, durante un período determinado de tiempo y bajo unas condiciones dadas de operación, estas dependen de la generación y del transporte (XM, XM, 2014).

**CONSUMO** hace referencia a la demanda de energía y potencia requerida en las subestaciones de potencia y plantas de generación.

**CONTINGENCIA** es un evento que ocurre cuando un elemento de la red es retirado o sale de servicio de manera imprevista o programada. Para conocerlas y evaluarlas se realizan **análisis de contingencias**, que estudian los efectos sobre el sistema y la respuesta de éste ante tales eventos, así como los problemas que conllevan (Martínez, 2008).

**DEMANDA** es la cantidad de energía consumida por un agente comercializador o generador, medida en sus fronteras comerciales (XM, XM, 2014).

*DEMANDA DE ENERGÍA es la carga en kWh solicitada a la fuente de suministro en el punto de recepción durante un período de tiempo determinado.*

*DEMANDA DE POTENCIA es la carga en kVA o kW solicitada a la fuente de suministro en el punto de recepción en un momento determinado.*

DESPACHO IDEAL es la programación de generación que se realiza a posteriori en el Sistema de Intercambios Comerciales (SIC), la cual atiende la demanda real con la disponibilidad comercial de las plantas de generación. Este despacho se realiza considerando la oferta de precios, sin considerar las diferentes restricciones eléctricas u operativas que existen en el sistema, y considerando las características técnicas de las plantas generadoras [ (XM, Glosario XM, 2013).

DISPONIBILIDAD se define como el tiempo total sobre un período dado, durante el cual un Activo de Conexión o de Uso estuvo en servicio o disponible para el servicio. La Disponibilidad siempre estará asociada con una la capacidad esperada del activo, en condiciones normales de operación (XM, Glosario XM, 2013)

ESTABILIDAD DEL SISTEMA se da cuando éste permanece funcionando en un estado operativo aceptable donde las variables eléctricas del sistema (tensión, corriente, potencia, etc.) se mantienen constantes al pasar el tiempo y dentro de un rango de valores aceptables o cuando es perturbado desde un estado operativo tolerable y es capaz de retornar en un tiempo considerable a un correcto estado operativo. La estabilidad puede asociarse a:

- Ángulos (posición) de los rotores de las máquinas (estabilidad de ángulo)
- Tensión de las barras de la red (estabilidad de tensión)

ESTADO ESTACIONARIO se presenta cuando en un sistema físico sus características del mismo no varían con el tiempo (Bronowski, 1973).

ESTUDIOS ELÉCTRICOS son estudios especializados a sistemas eléctricos interconectados mediante un software especializado y un grupo de investigadores altamente capacitado y con amplia experiencia en la realización estudios eléctricos, tales como: análisis de estabilidad transitoria, análisis de flujos de potencia y flujos óptimos de potencia, análisis de confiabilidad compuesta de generación y transmisión, análisis de estabilidad de voltaje y análisis de seguridad (IEEE, IEEE, 2013).

EVENTO es la situación que cause la indisponibilidad parcial o total de un Activo de Uso del STN o de un Activo de Conexión al STN y que ocurre de manera programada o no programada (XM, Glosario XM, 2013).

**GENERACIÓN DE SEGURIDAD** es la generación que se requiere para garantizar condiciones de seguridad y confiabilidad, en la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), los cuales des optimizan el despacho y redespacho programado (XM, Glosario XM, 2013)

**HORIZONTE ENERGÉTICO** es una porción de tiempo donde se determinan las condiciones energéticas de una condición operativa con relación a los recursos, requerimientos técnicos y equivalentes económicos de la energía.

**LÍNEAS DE TRANSMISIÓN** es una guía de ondas (dispositivo que se usa para transportar energía electromagnética e/o información de un lado a otro) usada en el extremos de menor frecuencia del espectro. Está compuesta por dos electrodos que se extienden paralelos por una longitud (en relación a la longitud de onda) en una dirección. El par de electrodos se hallan cargados con distribuciones de carga (variables a lo largo de la línea) iguales y opuestas, formando un capacitor distribuido. Al mismo tiempo circulan corrientes opuestas (variables a lo largo de la línea) de igual magnitud, creando campo magnético que puede expresarse a través de una inductancia distribuida (Fernández, 2004)

**MERCADO ELÉCTRICO** es un sistema para efectuar las compras, a través de ofertas de compra, ventas, a través de ofertas de venta y operaciones a corto plazo, generalmente en forma de permutas financieras o la obligación para fijar el precio. (Wikipedia, 2013)

**OFERTA** se define como la cantidad de bienes o servicios que los productores están dispuestos a ofrecer a diferentes precios y condiciones, también puede ser la cantidad de productos y servicios disponibles para ser consumidos (Vanegas, 2013)

**PLANEACIÓN ELÉCTRICA** tiene como objetivo garantizar que la operación integrada de los recursos de generación y transmisión cubra la demanda de potencia y energía del SIN con una adecuada confiabilidad, calidad y seguridad. Se emplean programas convencionales de flujo de cargas, estabilidad, corto circuito y programas específicos de acuerdo con las necesidades (CREG, 1995).

El período de tiempo cubierto por cada una de las etapas del planeamiento operativo son: largo plazo, mediano plazo, corto plazo y muy corto plazo (desde la hora actual hasta el final del día).

**PLAN DE EXPANSIÓN** es un código que especifica criterios, estándares y procedimientos para el suministro y tipo de información requerida por la entidad que planea con el fin de producir los proyectos que beneficiarán al sistema.

**PRONÓSTICO DE LA DEMANDA** es una predicción de eventos futuros que se utiliza con propósitos de planificación. Tales pronósticos son necesarios como un elemento auxiliar para determinar que recursos se necesitan, programar los recursos ya existentes y adquirir recursos adicionales. Los pronósticos precisos permiten que los programadores utilicen de forma eficiente la capacidad de las maquinas, reduzcan los tiempos de producción y recorten los inventarios (Guerrero A. M., 2011)

**SEGURIDAD** es la capacidad de un sistema para responder a una contingencia dada. Dicha cualidad depende de la regulación, competencias técnicas – humanas, infraestructura del sistema, protocolos de comunicación y herramientas disponibles.

**SISTEMA DE TRANSMISIÓN** es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones superiores (XM, Glosario XM, 2013).

**SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN** sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores dedicados al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local (XM, Glosario XM, 2013).

**SISTEMA DE PROTECCIONES** es un conjunto de dispositivos que operan siguiendo condiciones preestablecidas para proteger los circuitos, sistemas y dispositivos instalados en una subestación (HMV)

**SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN)** es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios (XM, Glosario XM, 2013).

**SISTEMA ENMALLADO** se tienen varios puntos de alimentación, de número de interconexiones, en consecuencia aumenta la seguridad del servicio puesto que ante una falla en uno de ellos, no causa la interrupción del suministro.

En un **SISTEMA RADIAL** las cargas tienen una sola alimentación, de manera que una falla en la alimentación produce una interrupción en el suministro. Representa menos confiabilidad y es más económico.

**SOBRECARGA DE UN ELEMENTO ACTIVO** se da cuando la potencia transferida en estado de operación normal o de riesgo es superior a la potencia para la cual éste ha sido diseñado e incluso cuando ha superado su capacidad de emergencia.

**REDESPACHO** son los ajustes del despacho debido a cambios en los supuestos del sistema como la salida de unidades o aumento de disponibilidad (XM, Glosario XM, 2013).

RED NACIONAL DE INTERCONEXIÓN conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, incluyendo las interconexiones internacionales, destinadas al servicio de todos los integrantes del Sistema Interconectado Nacional (XM, Glosario XM, 2013).

REGULACIÓN ELÉCTRICA determina las normas o lineamientos para el correcto funcionamiento del sector eléctrico y desempeño justo de quienes intervienen en él.

RIESGO es un evento incierto cuya posibilidad de ocurrencia y consecuencias afectan los recursos y objetivos del sistema (XM, Glosario XM, 2013).

TRANSFORMACIÓN DE POTENCIA está asociada a un equipo transformador, el cual es una máquina eléctrica que eleva o reduce la magnitud de tensión eléctrica. Está formado por tres partes principales (Raúl):

- *Parte activa: Núcleo, bobinas, cambiador de derivaciones y bastidor.*
- *Parte pasiva: Comprende el tanque que aloja la parte activa*
- *Accesorios: Son todas las partes y dispositivos que ayudan en la operación y facilitan el mantenimiento del mismo.*

## RESUMEN

Este documento reúne de manera sustancial información relacionada con la capacidad de planear, analizar y estructurar un sistema de potencia hacia el camino de la expansión. Se pretende dar a conocer información sobre algunas de las herramientas que existen y los conceptos eléctricos que se requieren dominar cuando se trata de buscar una solución a ciertas limitaciones que sufre un sistema en cuanto a su topología o funcionamiento. El proyecto se llevó a cabo en tres etapas, cada una de ellas asociada al logro de un objetivo que luego fue documentado como parte de los capítulos de este libro.

La primera etapa consiste en estructurar un proceso de aprendizaje sobre temas relacionados con la expansión de sistemas de potencia de transmisión y las diferentes etapas de planeación que se requieren para lograr definir obras o proyectos que contribuyan a mitigar las restricciones ligadas a los elementos activos de un sistema. Estos temas concentran su atención principalmente en el dominio de conceptos básicos para análisis y estudios eléctricos, metodologías existentes y herramientas que se implementan. Esta etapa permitió recopilar la mayor parte de la información que se incluye en el primer capítulo del documento resumido dentro del marco teórico.

Una vez comprendidos los conceptos, se centró la atención en la elaboración de una propuesta metodológica cuya finalidad pretende desbloquear algunos procesos paralelos con la planeación para que las etapas de expansión se lleven fácilmente a cabo dejando como resultado una serie de alternativas o recomendaciones que pueden ser parte de la solución a las restricciones de un plan de expansión. Esta segunda etapa será consignada como un capítulo de este documento denominado propuesta metodológica.

Finalmente se llevó a un sistema de potencia [RST 96] toda la información captada en el proceso metodológico para implementarla en un caso que presenta algunas limitaciones físicas y técnicas que deben ser mitigadas. Este caso se someterá a una condición de sólo aportes hídricos para observar cómo desde la planeación se puede lograr controlar este tipo de situaciones sin poner en riesgo la demanda ni confiabilidad del sistema.

**Palabras claves:** alternativa de expansión, análisis eléctrico, contingencia, generación, planes de expansión, transmisión.

## INTRODUCCIÓN

Los planes de expansión de un sistema determinan la manera como se abastecerá la demanda de una región, lugar o país bajo criterios económicos, ambientales y sociales factibles, de obligatorio cumplimiento, que permitan proponer obras de transmisión o acciones requeridas para que en el transcurso del tiempo se suministre energía de manera segura, confiable y estable.

Con el fin de difundir la experiencia que se adquiere cuando se trabaja sobre este tema, surge la idea de desarrollar una guía con la información básica para comprender cómo se obtiene un plan de expansión y cuáles son los recursos y los aportes para conducir el estudio hacia un horizonte de tiempo determinado, obteniendo como resultado proyectos y propuestas que mitiguen los riesgos sobre el sistema de estudio.

Se logra construir una propuesta metodológica basada completamente en la experiencia laboral obtenida para desarrollar análisis eléctrico enfocado a propuestas técnica y económicamente viables como una opción para mejora las restricciones que se evidencian en los sistemas ante los cambios que enfrentan a diario.

Por lo cual se hace entrega de este documento que recopila información sobre criterios eléctricos y conceptos técnicos necesarios para determinar un plan de expansión de sistemas de potencia de transmisión bajo un enfoque energético, normativo y financiero.

A partir de la revisión que se hizo a la documentación sobre propuestas o alternativas que se emplean en distintos países del mundo para la expansión, se identifican los principales componentes que hacen parte de la tarea de planeación tanto del sistema como de la operación. Se destacaron los hallazgos más relevantes que permitieran recuperar condiciones degradables y se registraron los principales procedimientos o técnicas para la recuperación del sistema. Además, se logró efectuar un caso de estudio al cual le ingresan en varios escenarios de tiempo, una diversidad de proyectos con el fin de evidenciar las limitaciones más comunes y el grado de criticidad al que se enfrenta un sistema cuando no puede controlar una situación como esta. Así mismo, se modificó el despacho en cada caso, llevándolo a una condición de sólo aportes hídricos para simular una situación de interés particular, en la cual no se cuenta con la diversidad o complementariedad de otros tipos de generación, lo cual podría ser inclusive, una situación de emergencia.

Se busca que este documento pueda ser útil para los estudiantes de ingeniería eléctrica para que se vayan apropiando de conceptos básicos sobre los procesos de planeación, y que genere expectativa sobre el mundo de la expansión de sistemas de potencia. Así se logrará integrar este conocimiento a su formación junto con la capacidad y habilidad para lograr diseños, propuestas o estudios que incorporen la apropiación del lenguaje y los conceptos para su vida profesional. No se debe olvidar que quien lo consulte debe contar con conocimientos básicos en varios de los temas incluidos en él.

Se incluyen algunas referencias que se consideraron importantes como apoyo al trabajo, que pueden servir a quien quiera profundizar en el uso de las herramientas propuestas y en algunos temas conexos.

## 1. MARCO TEÓRICO

Se pretende definir el alcance del planeamiento de la expansión de la transmisión por el paso de algunas definiciones de autores o entidades dedicadas a desarrollar dicha actividad en algunos países del mundo para luego determinar cuál es su finalidad.

“La planificación diseño y operación de un sistema eléctrico de potencia requiere de un análisis continuo y comprensivo para evaluar su operación y establecer la efectividad de éste diseño o los planes alternativos si el sistema necesita expandirse. Los estudios identifican y evitan las posibles deficiencias en un sistema antes de que éste entre en operación”

ESELEC - Chile

“El objetivo de planear un sistema eléctrico de potencia es que se diseñe un programa que sirva como base para definir las obras e inversiones a realizar tanto en generación como en transmisión, para satisfacer la demanda futura costo mínimo y con nivel adecuado de confiabilidad y calidad, respetando las disposiciones nacionales en materia energética, social, financiera y ambiental.”

Del Campo, Cecilia - España

“La planeación de la operación, que además debe ser lo suficientemente flexible como para hacer frente a variaciones repentinas en la demanda, y a fallas o contingencias en las unidades de generación y en la red de transmisión, permite disminuir los costos de la producción.”

CENACE - México

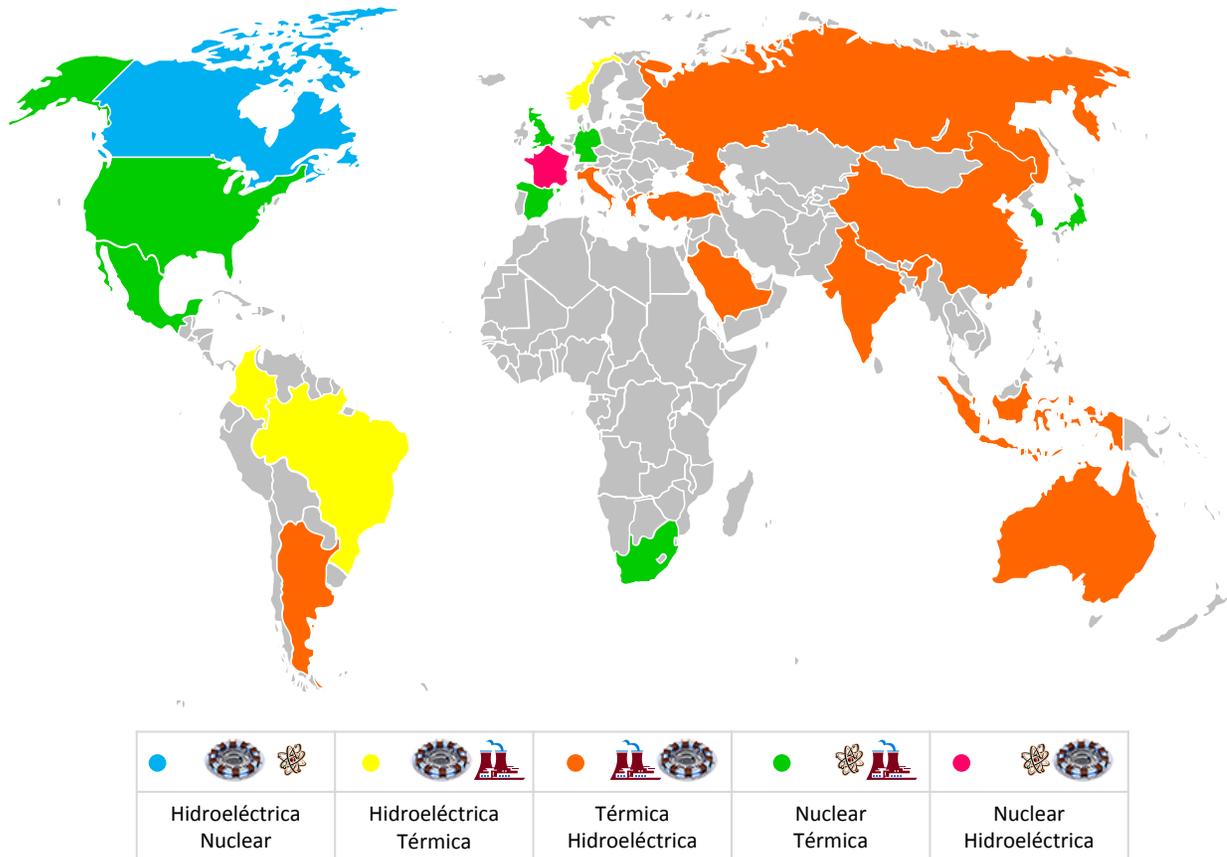
“La planeación permite encontrar soluciones robustas multiobjetivo, que aprovechen la competitividad de los países (regiones) y satisfagan de manera segura, confiable y económica la mayor cantidad de necesidades en diferentes escenarios.”

XM - Colombia

Según cada uno de los propósitos expuestos, es necesario definir antes de elaborar un plan de expansión, escenarios energéticos, proyección de la demanda y tecnologías eficientes que permitan suministrar de manera confiable dicha energía a un precio razonable. Dicho precio, es altamente dependiente de aspectos financieros, económicos, ambientales y políticos de cada país. Es por esto, que para algunas naciones es importante destinar recursos suficientes en el diseño de planes flexibles que permitan enfrentar riesgos y desviaciones de la realidad.

En la Figura 1 se consideran ciertos sistemas eléctricos y energéticos importantes, dedicados a mantener la confiabilidad y seguridad de estos gigantes de potencia. En ella se observa que una importante porción de energía producida en el mundo se deriva de la producción térmica e hidroeléctrica, seguida de las fuentes nucleares.

Figura 1. Países productores



Fuente: (Galperín, Lottici, & Pérez, 2010)

El origen del recurso natural o proceso con que se produce la energía dentro de un sistema de potencia determina el horizonte energético para el cual está preparado dicho sistema, y en ocasiones, la prospectiva del sector eléctrico incorpora aspectos esenciales, tales como el margen de reserva de capacidad de generación y la diversificación del portafolio de generación con una mayor participación de fuentes no fósiles. Estos temas deben estar alineados con los programas nacionales para el aprovechamiento de los recursos e inversiones en proyectos de energía según como lo requiera cada país.

La planeación de un sistema eléctrico de potencia puede hacerse de varias maneras, según como esté definido el sistema eléctrico y energético junto con los agentes regulador, administrador y operador para cada nación. En la Figura 2 se encuentra agrupado por continente la manera como se definen los planes de expansión. Para la mayoría de los países, la expansión debe realizarla las empresas directamente encargadas de la transmisión que en ocasiones son los mismos que operan y administran o que están regidos por una medida gubernamental. Por esto es importante conocer la cadena de consumo eléctrico conformado por subsistemas parciales (generación, transmisión, distribución y comercialización) que necesitan expandirse con el tiempo a medida que aumenta la demanda progresivamente por parte de los consumidores.

Figura 2. Manera de definir la planeación para cada continente



Fuente: (Zolezzi, 1999)

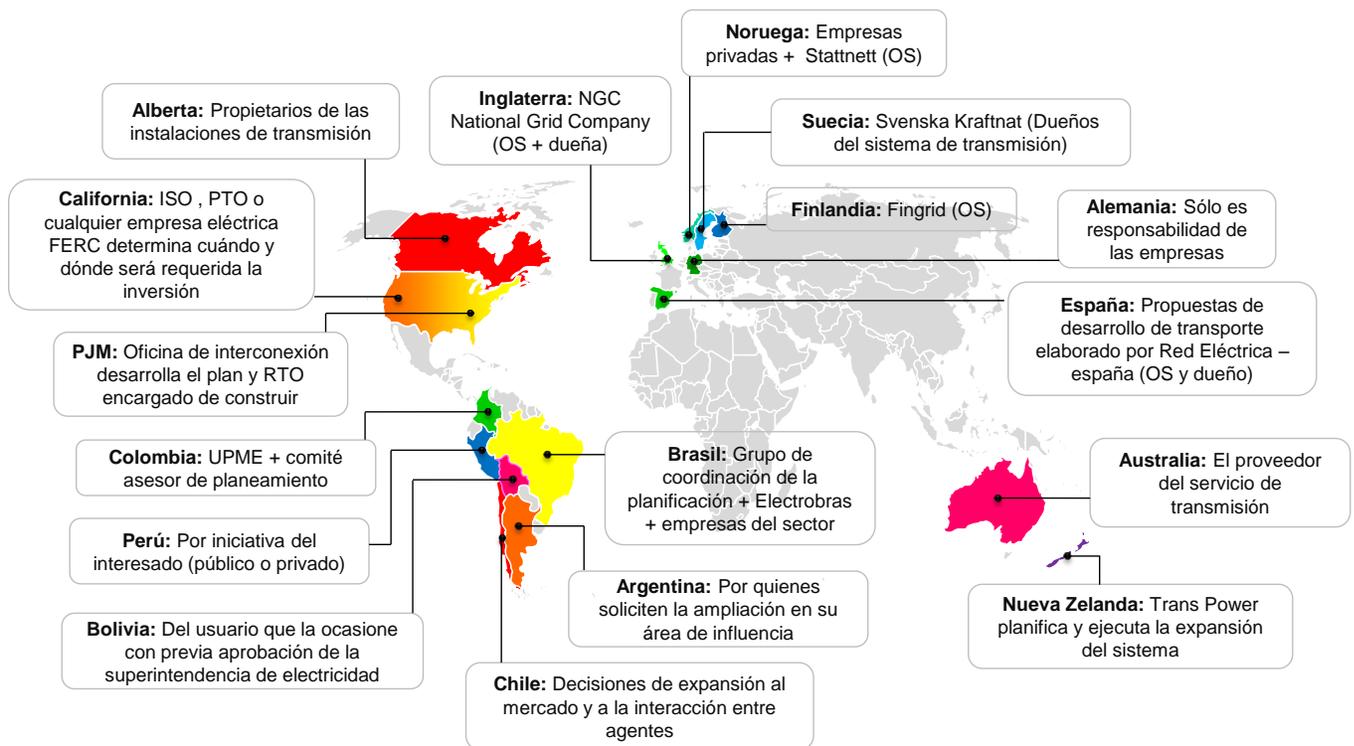
Frente al incremento en la demanda por parte de los usuarios finales - consumidores – en la cadena de clientes que se atienden dentro de un sistema de potencia, surge la necesidad de elaborar estrategias que permitan suministrar energía de buena calidad a las fuentes consumidoras que se van agotando y encareciendo, dando como resultado la planeación del sistema en sus diferentes ciclos de estudio (corto, mediano y largo plazo). Esta labor se conoce como expansión, la cual debe ser técnica, económica y financieramente posible, brindando solución a las limitaciones de transformación, transporte y generación asociados al suministro oportuno de la demanda.

Los planes de expansión se elaboran con el fin de abordar pertinentemente la brecha entre una restricción identificada y el incremento natural de la demanda. Esto se hace a través de obras (nuevos puntos de conexión, transformación, alimentación, compensación...) propuestas que pueden ser sin estudio previo (ensayo – error) o sólidamente respaldada por estudios clásicos de sistemas de potencia (flujos de carga, cortocircuito y estabilidad multimáquina).

Generalmente existe un ente responsable de llevar a cabo esta actividad, otorgada por el ministerio de energía o su equivalente para los diferentes países del mundo. Dicha entidad es la encargada de calcular y evaluar los riesgos e influencia de los proyectos, así como determinar a través de normas y contratos el reembolso y cumplimiento de los mismos.

La Figura 3 reúne algunos sistemas de potencia con los respectivos encargados para diseñar e implementar los planes de expansión.

Figura 3. Encargados de diseñar los planes de expansión en algunos países del mundo.



Fuente: (Zolezzi, 1999)

La función de realizar el plan de expansión está centralizada a través de un *Transmission Planner* (TP) quien es la entidad encargada de realizar los estudios necesarios para determinar los costos más bajos posibles que permitan alimentar adecuadamente la demanda, según los criterios de comercialización de cada mercado (ABB, 2013).

Cuando se elabora un plan de expansión, el planeador debe conocer como mínimo el entorno social y ambiental del lugar donde se pretende llevar a cabo el proyecto, las variables energéticas con relación a la manera como su país produce la energía (precios de energía, porcentajes de embalses, cambio climático, incremento en la demanda, entre otros) y los conceptos técnicos para indicar cuál es la necesidad y proponer una buena obra.

Los aspectos más relevantes pueden clasificarse como:

**Ambiental:** es quizá el factor más importante a la hora de planear. No se pretende invadir el entorno con los proyectos, pero se debe tener claro que la infraestructura eléctrica provoca radiación electromagnética e intervención de los paisajes para los refuerzos de transmisión.

**Económicos:** noticias sobre el mercado, como se comportan los recursos para generar la energía, intercambios, consumos y servicios.

**Energético:** variables relacionadas con los precios de combustibles, fuentes hídricas, térmicas, nuclear y renovables.

**Geográfico:** consiste en determinar la zona de influencia del proyecto de manera que resulte asequible para los mantenimientos y los cambios climáticos.

**Social:** se debe prever si el proyecto requiere una socialización oportuna con las comunidades étnicas o grupos territoriales que no dificulten la implementación del proyecto.

**Temporal:** los proyectos de generación y transmisión eléctrica son de larga maduración, por la magnitud de la inversión y el período de vida útil de sus instalaciones, por lo que las previsiones económicas y de financiamiento de los agentes económicos que participan en el mercado se deben proyectar en ese horizonte, o sea dentro de un plan de largo plazo.

**Técnicos:** son criterios relacionados con las variables de tensión, frecuencia y maniobras que resultan ser las más críticas dentro del análisis de un sistema de potencia. Estas son:

- **Calidad:** los niveles operativos para tensión y frecuencia deben permanecer dentro de los rangos establecidos por la regulación.

- **Seguridad:** se debe planear para que ante la entrada de nuevos elementos al sistema, éste permanezca estable, esto quiere decir que las condiciones post a los proyectos sean igual o mejor que sin ellos, lo que se logra evaluando el adecuado sistema de protecciones y despeje de fallas, sin violación de tensión, frecuencia o capacidad declarada como emergencia.
- **Confiabilidad:** este criterio debe indicar que ante condiciones normales de operación o bajo escenarios de máximo estrés, la red debe tener la capacidad de transportar la potencia desde los centros de generación hacia las cargas, incluso ante indisponibilidades de uno de sus elementos.

No siempre quien visualiza los proyectos define las obras indicadas, ya que puede que técnicamente sean viables pero económicamente no o una de las partes interesadas pierde el atractivo en el proyecto y son obras que no logran conceptuarse. Bajo estos escenarios el gobierno decide quienes pueden proponer obras y quienes las ejecutan. La posibilidad de proponer una obra puede ser delegada a las entidades que operan las redes y que conocen más que nadie su sistema, siendo también permitido que una persona particular haga sus propuestas. En cualquiera de estos escenarios, las alternativas deben ser evaluadas y justificadas bajo observaciones que notifiquen si es factible o no.

## 1.1 GENERALIDADES

Luego de un mapeo general por los planes de expansión de algunos países de Suramérica, se encontró que los diferentes procesos que se utilizan para planear comprenden etapas similares que pueden generalizarse e indicarse a través de pasos para definir con éxito un plan de expansión.

En forma general, estos pasos contienen la información descrita en la Figura 4:

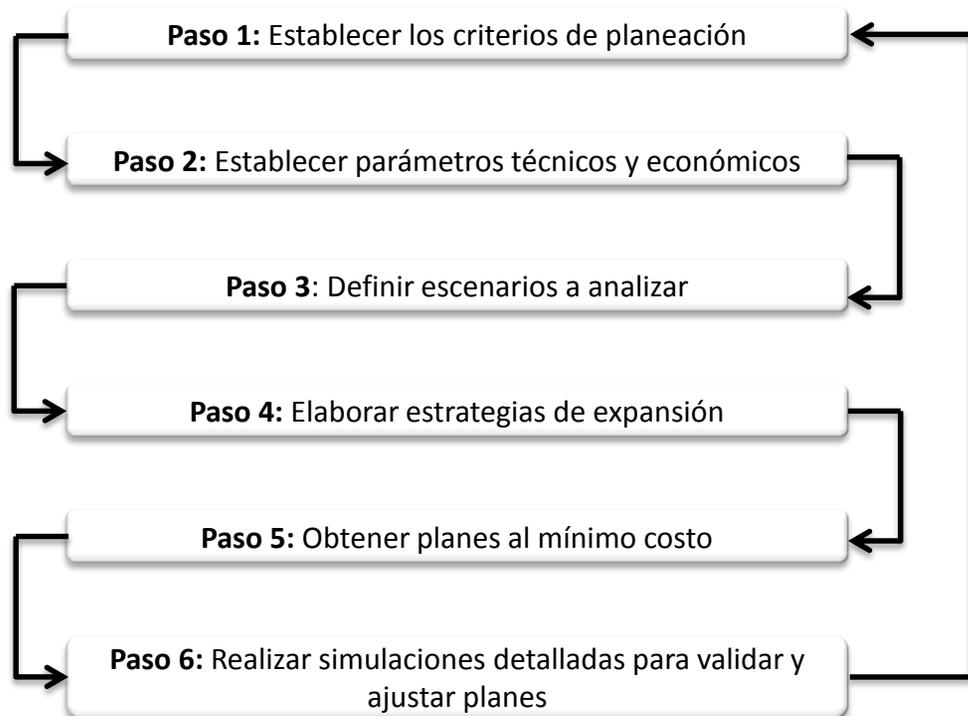
- **Paso 1:** Establecer los criterios de planeación

Se deben conocer las condiciones que regulan el funcionamiento del mercado al momento de realizar el plan (precios de combustibles y cantidades en reserva), la vida actual del sistema más sus limitaciones junto con la vida útil de los proyectos, los mantenimientos y la remuneración de cada uno de ellos para tener los argumentos que justifiquen la elaboración, aprobación e implementación del plan.

- **Paso 2:** Establecer parámetros técnicos y económicos

Se especifican todos los supuestos básicos sobre los que se desarrollará el estudio, como los horizontes de tiempo, precios y tarifas de la energía, entre otros parámetros que se asumen, debido al grado de incertidumbre que manejan algunas variables (tasa de desarrollo, periodos de análisis, series hidrológicas, niveles de tolerancia, etc.).

Figura 4. Mapeo general por los planes de expansión



- **Paso 3:** Definir escenarios a analizar

Se determina la base de datos que se va a utilizar con los parámetros y topologías de la red actualizados. En esta etapa se establece el pronóstico de la demanda estimando un consumo específico para el lugar de interés y se atribuye a un periodo determinado.

- **Paso 4:** Elaborar estrategias de expansión

Se identifican las obras requeridas con el fin de eliminar o reducir las restricciones presentes de mayor impacto sobre el sistema. Las obras que se proponen deben cumplir con los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad que no alteren su funcionamiento ante la entrada de los nuevos proyectos o que ingresen a la red generando más limitaciones.

- **Paso 5:** Obtener planes al mínimo costo

Se evalúan tanto técnica como económicamente los proyectos. Se determinan los beneficios de cada obra que satisfagan la necesidad del sistema a un mínimo costo que estimulen la inversión a los proyectos. Si un proyecto es rentable permitirá que los costos operativos y las pérdidas del sistema se minimicen.

- **Paso 6:** Realizar simulaciones detalladas para validar y ajustar los planes

Se identifican las restricciones vigentes y los costos históricos de dichas restricciones para que a través de estudios eléctricos se analicen su evolución sin que perjudique la atención de la demanda. Si se encuentra una limitación adicional, en esta etapa se pueden ajustar los proyectos con el fin de no dejar elementos al azar.

## 1.2 CONCEPTOS BÁSICOS Y HERRAMIENTAS

Definir las obras de expansión en un sistema de potencia, se realiza a través de herramientas que le permitan al planeador definir su conveniencia a través de los resultados que arrojen el análisis eléctrico de la red objetivo. Esta distinción permite establecer las condiciones operativas necesarias utilizando el flujo de carga, perfiles de tensión en barras, flujos de potencia activa y reactiva, porcentaje de carga y pérdidas a través de los diferentes elementos activos, llevando estas variables a fijar una propuesta como solución.

Se hace necesario entonces que quien planea adquiera destreza con relación a los conceptos eléctricos básicos necesarios para determinar a través de un estudio eléctrico la viabilidad de una obra de expansión. En la Tabla 1 se encuentran definidos los conceptos más relevantes y algunos *tips* para hallarlos.

Tabla 1. Conceptos básicos para realizar análisis eléctrico

CONCEPTO	DEFINICIÓN
<b>Análisis de contingencias</b>	<p>“Un sistema debe operar normalmente ante condiciones de contingencia simple, esto es, ante la aparición de un evento simple retornando a un estado de estabilidad en un nuevo punto de operación, dentro de los límites de voltaje y capacidad de los elementos permitidos.</p> <p>El análisis de contingencias consta de un algoritmo capaz de calcular la nueva situación del sistema (condición segura) en estado estacionario, una vez ocurrida cualquier contingencia. Esta situación está especificada esencialmente por los valores de los voltajes y los ángulos en los nodos. El método que se ha implementado tradicionalmente es a través de flujos de carga aunque también existen diversas metodologías que pueden ser implementadas.”</p> <p style="text-align: right;">(Casas, 1980)</p>
<b>Agotamiento de la capacidad</b>	<p>Es un estado al que ingresan algunos activos del sistema de potencia por el consumo total de su capacidad nominal como consecuencia del incremento en la demanda.</p> <p><b>Criterio:</b> Un elemento comienza a tener agotamiento de su capacidad cuando supera el 80 % del valor para el cual fue diseñado. Este término está asociado a las oscilaciones de potencia con el fin de disminuir en el tiempo la intensidad de un fenómeno que se presenta periódicamente en las máquinas de un sistema de potencia. Si no se controla adecuadamente puede llevar el sistema a desestabilizarse. Esta información se encuentra presente en los modos de oscilación de las máquinas y puede controlarse con el uso de PSS (<i>Power System Stabilizer</i>) para agregar amortiguamiento a las oscilaciones del rotor controlando su excitación con señales estabilizantes.</p>
<b>Amortiguamiento</b>	<p><b>Criterio:</b> La descomposición modal permite comparar el amortiguamiento antes y después de la acción reparadora del dispositivo, para lo cual descompone la señal en sus modos dominantes de oscilación. Valores inferiores al 5 % indican que requiere un estudio más profundo.</p> <p style="text-align: right;">(Quingatuña, 2009)</p>
<b>Armónicos</b>	<p>“Debido a la presencia de corrientes armónicas en la red, producidas por cargas que consumen corrientes no sinusoidales, los modos naturales del sistema de potencia pueden ser excitados por alguna componente armónica, cuya frecuencia coincida o pueda estar cerca con este modo natural, produciéndose de esta manera, una severa amplificación de voltajes y corrientes, produciendo daño parcial o total en los equipos afectando la calidad del sistema eléctrico.”</p> <p><b>Criterio:</b> Este fenómeno puede controlarse con equipos que filtren las señales, compensaciones, equipos de bloqueo, entre otros.</p> <p style="text-align: right;">(CIRCUTOR, 2013)</p>
<b>Atrapamiento de la generación</b>	<p>Este término se emplea cuando la influencia de la generación en una zona determinada provoca restricciones asociadas a su despacho, con o sin contingencias sencillas, perjudicando la demanda.</p>

CONCEPTO	DEFINICIÓN
<b>Compensación de potencia reactiva</b>	<p>Se llama compensación a equilibrar la potencia reactiva de origen inductivo o capacitivo mediante inyección de potencia reactiva (según naturaleza de reactancia) con el fin de disminuir la carga de los sistemas de generación y transporte de energía. En los sistemas eléctricos existen dos tipos de compensación de potencia reactiva, compensación en serie o compensación en derivación o <i>Shunt</i>.</p> <p>El uso de capacitores en serie disminuye las pérdidas netas de potencia reactiva cuando se tienen líneas largas y el uso en derivación reduce la potencia consumida por la carga.</p>
<b>Corte</b>	<p>Es un grupo de activos (líneas o transformadores) que presentan una restricción operativa o límite de transferencia para que ante una condición de riesgo se pueda garantizar la atención confiable y segura de la demanda.</p>
<b>Cortocircuito</b>	<p>Un corto circuito es un fenómeno eléctrico que ocurre cuando dos puntos entre los cuales existe una diferencia de potencial se ponen en contacto entre sí, caracterizándose por elevadas corrientes circulantes hasta el punto de falla.</p> <p>Consiste en validar que no se sobrepase la capacidad de los equipos de interrupción. Para tal efecto se calculan los niveles de corto circuito de todas las subestaciones para falla monofásica y trifásica. Se puede determinar a través de:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Método de las componentes simétricas (método exacto)</li> <li>• Método porcentual (método por unidad)</li> <li>• Método de MVAs (método de las potencias)</li> <li>• Método de la matriz <math>Z_{bus}</math> (método exacto)</li> <li>• Métodos por software</li> </ul>
<b>Esquemas suplementarios</b>	<p>Los esquemas suplementarios de protección del sistema de potencia (ESPS) son un conjunto de elementos de protección y control que permiten detectar condiciones anormales de operación en el Sistema y actuar sobre sus equipos con el fin de minimizar tanto la extensión del evento, como los colapsos parciales o totales de la demanda atendida.</p> <p>Su función principal es la de mitigar la severidad de cierto tipo de eventos, los cuales debido a su baja probabilidad de ocurrencia, la imposibilidad de protegerse ante ellos, o la baja relación costo–beneficio para el escenario analizado, no son cubiertos mediante generación de seguridad o expansión del sistema de potencia. Dentro de este tipo de eventos se pueden incluir, entre otros, los disparos de transformación, los disparos totales o parciales de subestaciones, fallas N-k instantánea o evolutiva, y el efecto de fallas ocultas en esquemas normales de protección de equipos del sistema de potencia.</p>
<b>Estabilidad</b>	<p>Propiedad de un sistema de potencia que permite a éste mantenerse en un estado de operación equilibrado bajo condiciones normales y recuperar un estado aceptable de equilibrio luego de ser sujeto a una perturbación.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Estabilidad de ángulo</li> <li>• Estabilidad de tensión</li> </ul>

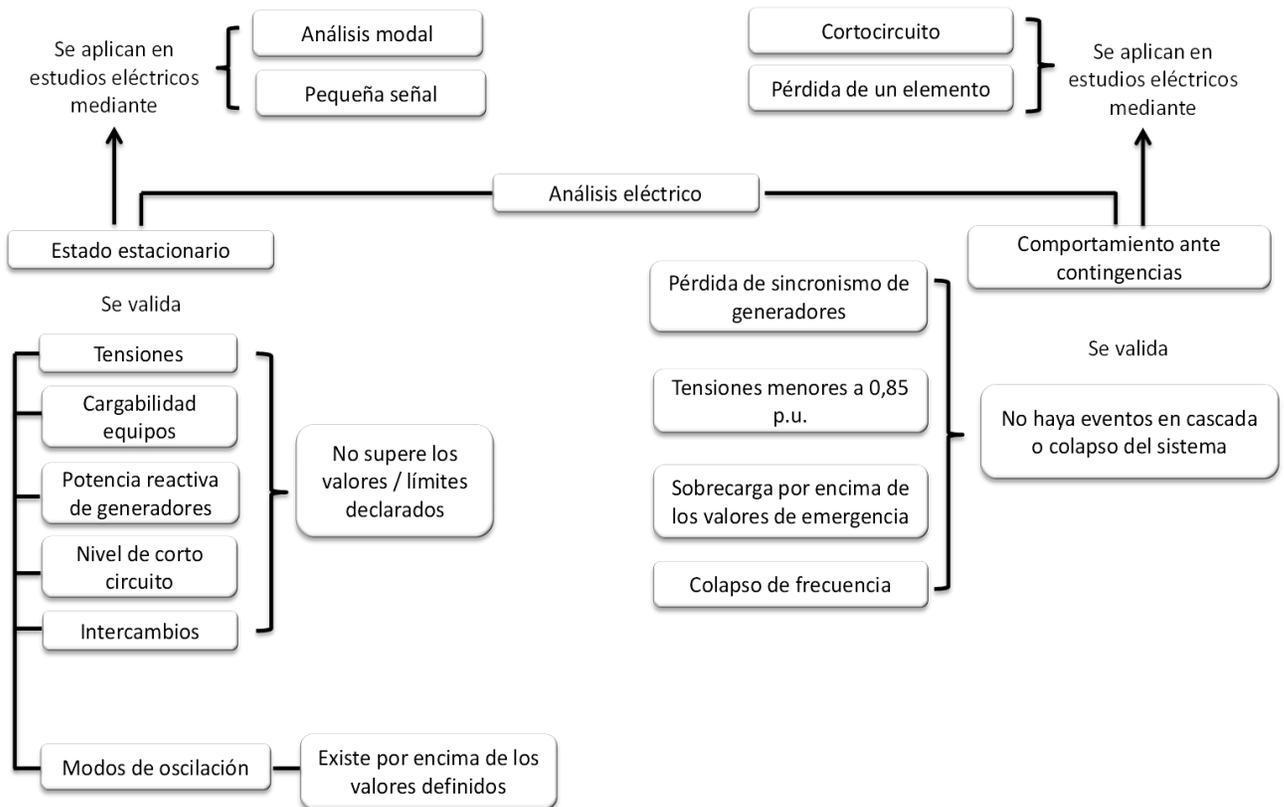
(Longatt, 2006)

CONCEPTO	DEFINICIÓN
<b>Estado post-contingencia</b>	<p>En el estado post contingencia se permite que las variables de control (voltajes, potencias y frecuencia) estén temporalmente por fuera del rango nominal, pero dentro de los límites declarados como permisibles en forma temporal.</p> <p>Es muy importante tener certeza que la condición pos-operativa alcanzada luego de un evento, sea sostenible temporalmente, es decir, que no se produzcan eventos en cascada antes de tomar las acciones operativas.</p> <p style="text-align: right;">XM</p>
<b>Flujos de carga</b>	<p>Es una solución matricial que permite calcular los voltajes, ángulos, flujos de potencia (P - Q), pérdidas y a veces corrientes (también porcentaje de carga en los equipos) para un sistema de potencia en operación balanceada de estado estable (también se habla de flujos de carga desbalanceado y armónico).</p> <p style="text-align: right;">(Notas de clase Sistemas de Potencia II, Isabel Álvarez, 2012)</p>
<b>Frecuencia</b>	<p>Constituye un fenómeno físico que se repite cíclicamente un número determinado de veces durante un segundo de tiempo y puede abarcar desde uno hasta millones de ciclos por segundo o Hertz (Hz).</p> <p>La frecuencia de un sistema eléctrico está estrechamente relacionada con el equilibrio entre generación y carga.</p> <p style="text-align: right;">(Ledesma, 2008)</p>
<b>Generación de seguridad</b>	<p>Son las unidades de generación despachadas que deben cubrir las restricciones eléctricas y operativas para el soporte de tensiones y control de sobrecargas.</p>
<b>Límites de intercambio</b>	<p>Los límites de intercambio aparecen en un sistema de potencia por limitaciones de la red real para transportar la energía desde los centros de generación a los centros de consumo con confiabilidad, seguridad y calidad. Estos límites se reflejan en valores límites de importación y exportación de áreas y flujos máximos por ciertos grupos de líneas o transformadores (cortes) y políticas operativas, las cuales se reflejan en tensiones objetivo y recomendaciones. Se debe dejar constancia clara de cuál es la variable que fija el límite y cuál fue el criterio para determinar su valor.</p> <p style="text-align: right;">XM</p>
<b>Oscilación de potencia</b>	<p>Variación en las tres fases del flujo de potencia que se produce cuando los ángulos del rotor del generador están avanzando o retardando uno respecto al otro en respuesta a los cambios en la magnitud de la carga y la dirección, la conmutación de la línea, la pérdida de generación, fallas, y otros trastornos del sistema.</p> <p>Oscilación de potencia estables los generadores no deslizan polos y el sistema alcanza un nuevo estado de equilibrio, es decir, un estado de funcionamiento aceptable.</p> <p>Oscilación de potencia inestable experimentan deslizamiento de polos para los que se debe tomar alguna acción correctiva.</p> <p style="text-align: right;">Report to the Power System Relaying Committee Of the IEEE</p>
<b>Parámetros técnicos</b>	<p>Contiene las variables eléctricas, físicas o mecánicas de los elementos activos que conforman el sistema de potencia declarados en una base de datos por sus respectivos propietarios.</p> <p style="text-align: right;">XM</p>

CONCEPTO	DEFINICIÓN
<b>Pérdida de sincronismo o deslizamiento de polos</b>	<p>Una condición en la que los ángulos de tensión de un generador o grupo de generadores en los terminales (o fases) pasan por 180 grados con respecto al resto del sistema de alimentación conectado.</p> <p>Para validar el comportamiento transitorio de las máquinas (sincronismo) son suficientes 5 segundos.</p> <p style="text-align: right;">Report to the Power System Relaying Committee Of the IEEE</p>
<b>Potencia activa</b>	<p>Es la potencia que representa la capacidad de un circuito para realizar un proceso de transformación de la energía eléctrica en trabajo. Los diferentes dispositivos eléctricos existentes convierten la energía eléctrica en otras formas de energía tales como: mecánica, lumínica, térmica, química, etc. Esta potencia es, por lo tanto, la realmente consumida por los circuitos. Cuando se habla de demanda eléctrica, es esta potencia la que se utiliza para determinar dicha demanda. Se designa con la letra P y se mide en vatios (W). De acuerdo con su expresión, la ley de Ohm y el triángulo de impedancias. <math>P = IV \cos \varphi = IZI \cos \varphi = I^2Z \cos \varphi = I^2R</math> El resultado indica que la potencia activa es debido a los elementos resistivos</p>
<b>Potencia reactiva</b>	<p>Esta potencia no tiene tampoco el carácter realmente de ser consumida y sólo aparecerá cuando existan bobinas o condensadores en los circuitos. La potencia reactiva tiene un valor medio nulo, por lo que no produce trabajo útil. Por ello que se dice que es una potencia devastada (no produce vatios), se mide en voltamperios reactivos (VAR) y se designa con la letra Q. A partir de su expresión <math>Q = IV \sin \varphi = IZI \sin \varphi = I^2Z \sin \varphi = I^2X</math> se reafirma que esta potencia es debida únicamente a los elementos reactivos.</p>
<b>Sistema de protecciones</b>	<p>Conjunto de dispositivos (interruptor, transductor, fuente de alimentación y relés) que están conectados a un sistema de potencia para detención de fallas.</p> <p style="text-align: right;">(Notas de clase Protecciones, Isabel Álvarez, 2012)</p>
<b>Sobrecarga</b>	<p>Se considera un elemento en sobrecarga cuando éste se encuentra operando cerca máxima cargaibilidad ya sea que esté limitada por su capacidad nominal o por su capacidad de emergencia declarada previamente por el propietario del activo.</p>
<b>Tiempo crítico despeje de falla</b>	<p>Tiempo máximo que puede estar “alimentado” un corto circuito sin que éste provoque una posterior pérdida de sincronismo de un generador conectado al sistema de potencia.</p> <p style="text-align: right;">XM</p>
<b>Violación de tensión + niveles</b>	<p>En todo estudio eléctrico se deben determinar unas tensiones objetivo a través de: posiciones de los cambiadores de tomas, despacho de generación, reactiva de las máquinas, conexión/desconexión de compensaciones reactivas, distribución de carga, entre otros; para evitar que dichos valores se encuentren por fuera del rango operativo establecido. Cuando estos valores no se cumplen, se habla de violación de tensión.</p>

El análisis eléctrico utiliza la información recopilada de las entidades de transmisión o gubernamentales encargadas del diseño de los planes para con ella realizar estudios que permitan determinar si el sistema es apto para operar y si cumple con los valores o límites reglamentados. En la Figura 5 se presentan las principales variables a controlar cuando se realiza un estudio eléctrico.

Figura 5. Procedimiento general para análisis eléctrico



Luego de realizarse el análisis eléctrico se requiere validar el estado post-contingencia, en el cual se validan que las tensiones, el amortiguamiento y la frecuencia del sistema se encuentren dentro de los rangos operativos establecidos regulatoriamente.

En ocasiones es indispensable considerar escenarios especiales para evaluar el comportamiento del sistema frente a fenómenos físicos o climatológicos propios de una región y más cuando el recurso de generación está condicionado al tipo de tecnología o despacho. Para los escenarios que surjan, se debe realizar el procedimiento de análisis completo.

Los estudios que se realizan en el análisis eléctrico deben llevarse a cabo en *softwares* especializados que permitan controlar las variables y visualizar los efectos al aplicar una acción para tomar decisiones con respecto a la estabilidad del sistema. Estos *softwares* se hacen necesarios ya que facilitan la rápida implementación de flujos de carga, estabilidad, estudios de protecciones, transitorios electromagnéticos hasta incluir incluso modelos económicos para determinar viabilidad de las obras.

En la Tabla 2 se agrupan los *softwares* comerciales más comunes que permiten realizar estudios eléctricos describiendo sus funciones principales y la cantidad de clientes que lo utilizan. Mientras que en la Tabla 3 se presentan algunos paquetes de software no comercial, de procedencia libre, que permiten llevar a cabo las simulaciones más básicas para un estudio eléctrico.

Tabla 2. *Software* – Aplicaciones comerciales para realizar estudios eléctricos

<b>SOFTWARE COMERCIAL</b>	<b>EMPRESA</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>FUNCIONES</b>	<b>PAÍSES</b>	<b>CLIENTES</b>	
ASPEN	Advanced Systems for Power Engineering	Compromiso con la excelencia técnica, información, formación y la mejora continua de software en respuesta a la entrada de usuarios que analicen sistemas de potencia a través de su trabajo en métodos computacionales e interfaz gráfica amigable al usuario.	Análisis de cortocircuito Cálculo de fiabilidad de los sistemas de distribución Flujos de potencia Flujo de carga Cortocircuito Análisis de contingencia Análisis de arranque del motor OPF	Cálculos de parámetros eléctricos de líneas Base de datos para relés Base de datos para líneas Análisis de fiabilidad Sobrecorriente Protecciones Análisis de tierra Previsión de carga	52	500
NEPLAN	BCP Switzerland	Es una herramienta informática para analizar, planear, optimizar y simular redes eléctricas, de agua, gas y calefacción. El software personalizable tiene un concepto modular y cubre todos los aspectos eléctricos en sistemas de potencia.	Cálculos de parámetros de línea Reducción de la red Análisis de armónicos Análisis de inversiones Simulación dinámica Flujo de carga Despacho económico limitado Estabilidad transitoria Flujo de carga Cortocircuito OPF	Optimización de redes Análisis de arc flash Dimensionamiento de los cables Sistemas de energía renovable Aplicaciones Smart Grid. Cortocircuito Protección Análisis de cálculo de las constantes Análisis armónico Motor dinámico de partida Análisis de contingencias	80	
Transmission 2000	Commonwealth Associates		Asignación de carga / estimación Colocación óptima de condensadores Pronosticador de red			
CYME	CYME International	Paquetes de software para el análisis y diseño de sistemas de potencia con las más avanzadas herramientas para el análisis de redes de transmisión y de distribución de energía eléctrica y sistemas industriales.		Coordinación de protecciones Optimización Superposición GIS	30	30

SOFTWARE COMERCIAL	EMPRESA	DESCRIPCIÓN	FUNCIONES	PAÍSES	CLIENTES	
Power Factory	DigSilent	DigSILENT software líder para análisis de sistemas eléctricos de potencia que cubre toda la gama de aplicaciones estándar y altamente sofisticado que requiere este sector. Ofrece servicios altamente especializados en el campo de los sistemas de energía eléctrica para la transmisión, distribución, generación, plantas industriales y energías renovables.	Confiabilidad Estabilidad transitoria  Flujo de carga Cortocircuito Análisis de estabilidad Análisis de transitorios electromagnéticos Motor de análisis de partida OPF Flujo de carga armónico Estimación de estado	Diseño de la red de puesta a tierra Análisis de arco eléctrico Análisis de contingencia Fiabilidad Estabilidad del voltaje Reducción de la red Línea aérea y el cálculo de los parámetros del cable Análisis de redes de distribución Valor propio / análisis modal.	120	
SPARD	Energy Computer Systems	Es un software integral para empresas de distribución de energía eléctrica encaminado al "Smart Grid" , con base en las medidas reales provenientes del SCADA, en la comunicación con el Sistema de Información Comercial (SIC), AMI y en la topología al detalle de Alta, Media y Baja Tensión	Flujo de carga Cortocircuito Análisis armónico Coordinación de protecciones automática	Estabilidad transitoria OPF Herramientas de optimización.		22
CAPE	Electrocon International	Es una herramienta muy poderosa para la protección de sistemas de potencia.	Análisis de corto circuito Coordinación de la protección Ajustes del relé Simulador del sistema Flujo de carga	OPF Reducción de cortocircuito Evaluación funciones interruptor Constantes línea cálculos.	51	207

SOFTWARE COMERCIAL	EMPRESA	DESCRIPCIÓN	FUNCIONES	PAÍSES	CLIENTES	
EMTP - RV	EMTP - RV	EMTP-RV es un software profesional para la simulación y el análisis de sistemas transitorios de potencia. Es utilizado por muchas empresas de servicios públicos, empresas y consultores en todo el mundo para los proyectos, el diseño y la ingeniería o de resolver problemas y fallos inexplicables.	Referencia de simulación de transitorios Solución para grandes redes Modelos detallados de la red, incluidos el control, elementos lineales y no lineales Codificación de arquitectura abierta que permite la personalización e implementación de modelos Análisis de arco eléctrico Flujo de carga Cortocircuito	Solución de estado estacionario con armónicos Flujo de carga trifásico Inicialización automática en E.E Capacidad para la resolución de modelos detallados de semiconductores Conexión simultánea para aplicaciones de electrónica de potencia		27
Easy Power	ESA	Software eléctrico basado en herramientas para el diseño inteligente, análisis y seguimiento de sistemas de Potencia eléctrica.	OPF Coordinación de la protección Estabilidad dinámica Motor transitorio de arranque Arco eléctrico	Análisis armónico Ajuste automático de alimentadores Interruptores, fusibles, electroducto, MCC, paneles, etc según NEC ( <i>Smart design</i> )	2	
ETAP	ETAP	ETAP es una empresa especializada en el modelado de energía eléctrica del sistema, diseño, análisis, optimización y soluciones predictivas en tiempo real utilizados en la generación, transmisión, distribución y proyectos de sistemas de energía industrial en todo el mundo.	Análisis de flujo de carga Análisis de cortocircuito Arranque del motor OPF Análisis de estabilidad transitoria Generador de puesta en marcha Estimación de parámetros	Evaluación de la fiabilidad Cálculos de línea de transmisión constantes Análisis de armónicos Coordinación de protecciones Flujo de corriente continua de carga Descarga de la batería	103	

<b>SOFTWARE COMERCIAL</b>	<b>EMPRESA</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>FUNCIONES</b>	<b>PAÍSES</b>	<b>CLIENTES</b>
			Dimensionamiento de los cables Optimización de transformador de corriente		
			Flujo de carga Simulación dinámica Cálculo de tiempo crítico Valor propio cálculo y linealización del sistema		
Eurostag	GDF Suez	Software dedicado a la simulación exacta de la dinámica que albergan los sistemas eléctricos de potencia.			
			Flujo de carga OPF Cortocircuito y simulación dinámica.		
PSFL	GE Energy	GE ofrece herramientas de software que permiten a los operadores identificar activos con problemas y restaurar la energía en menos tiempo cuando un evento imprevisto provoca un corte.		80	
			Flujo de carga Cortocircuito OPF Transitorios y estabilidad dinámica Análisis armónico Coordinación protecciones.		
IPSA Power	IPSA Power	Software que provee soluciones integradas usando herramientas para el análisis de sistemas de potencia.			30
			Flujo de carga Modelado caída de tensión Análisis de fiabilidad Análisis de contingencia Estudios de seccionamiento OPF		
Windmil	Milsoft Utility Solutions	Ofrece a más de un millar de empresas eléctricas, consultores y proveedores ingeniería de gran alcance. Permite diseñar y operar un sistema de distribución eléctrica al servicio de la economía, la fiabilidad, la eficiencia y lo que el cliente necesita.			30
			OPF Transitorio electromagnético en el		
PSCAD	Manitoba Hyrdo International	Se trata de un simulador dinámico multi-propósito especializado además, en aplicaciones de HVDC.		Global	15

SOFTWARE COMERCIAL	EMPRESA	DESCRIPCIÓN	FUNCIONES	PAÍSES	CLIENTES	
			dominio del tiempo			
SimPowerSystems	MathWorks	Proporciona bibliotecas de componentes y herramientas de análisis para el modelado y simulación de sistemas eléctricos de potencia	El análisis armónico Cálculo de la distorsión armónica total (THD) Flujo de carga Otros análisis de SP automatizados. Simulación de la conmutación y transitorios por relámpagos Sobretensiones transitorias y temporales Máquinas eléctricas.	Aplicaciones con sistemas de transmisión de corriente alterna flexible (FACTS) y los sistemas de energía renovable.  Fenómenos de resonancia Armónicos Calidad de la energía Aplicaciones de electrónica de potencia.	239	239
MicroTran	MicroTran Power Systems Analysis Corporation	MicroTran es la versión UBC del programa de transitorios electromagnéticos EMTP.	Flujo de carga Análisis de contingencia Seguridad OPF limitado Simulaciones de mercado			
SCOPE	Nexant	Permiten la implementación de redes inteligentes, gestión de la demanda y soluciones de energía limpia para los servicios públicos, operadores de red, compañías de recursos energéticos, y mayores petroquímicas del mundo.				37
EDSA	Power Analytics	Es un sistema de modelado de alimentación integrada y herramienta de análisis.	Flujo de carga Cortocircuito Simulaciones de arco eléctrico OPF Fiabilidad y capacidad Coordinación de protecciones	Óptimo tamaño y la ubicación de las fuentes de energía reactiva Simulaciones dinámicas Análisis armónico Diseño de puesta a tierra		
DSATools	Powertech Labs	Es una herramienta para analizar la dinámica de los sistemas de potencia	DSATools PSAT: Flujo de energía y herramienta de análisis de cortocircuito VSAT: Voltaje	TSAT: Transient herramienta de análisis de la estabilidad SSAT: Pequeña herramienta de análisis		

SOFTWARE COMERCIAL	EMPRESA	DESCRIPCIÓN	FUNCIONES	PAÍSES	CLIENTES
			herramienta de análisis de la estabilidad		
PowerWorld	PowerWorld Corporation	El programa se centra en una aproximación visual a la simulación de sistemas de potencia en tiempo real	Flujo de carga Cortocircuito Análisis de contingencia Cálculos de sensibilidad	Seguridad restringida OPF Estabilidad transitoria Cálculos de los parámetros de línea de transmisión.	
ReticMaster	ReticMaster	Es un software avanzado para aplicaciones con relación al análisis radial de redes eléctricas de alta tensión	Flujo de carga Cortocircuito Arranque el motor Coordinación de protecciones		
PSS/E and SINCAL	Siemens PTI	Análisis de los sistemas de energía eléctrica para los sistemas de generación, transmisión y distribución, plantas industriales, así como las redes inteligentes.PSS fue uno de los primeros programas de análisis de sistemas de potencia basada en GUI	Flujo de carga Cortocircuito Simulaciones dinámicas OPF Análisis de contingencia ( probabilista y determinista ) Protecciones	Valor propio / análisis moda Análisis de armónicos Estabilidad de pequeña señal Integración con lenguaje de programación de estilo de Python	100

<b>SOFTWARE COMERCIAL</b>	<b>EMPRESA</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>FUNCIONES</b>	<b>PAÍSES</b>	<b>CLIENTES</b>
Power*Tools for Windows	SKM	Es un conjunto integrado de módulos para el diseño y análisis de sistemas de potencia	Flujo de carga Cortocircuito Análisis de la demanda de carga OPF Horarios de carga Alimentador y el transformador dimensionado Coordinación de protecciones Análisis de arco eléctrico Motor transitorio de arranque (TMS)	Análisis armónico (HI_WAVE) Estabilidad transitoria (I * SIM) Fiabilidad de distribución Tierra cuadrícula de diseño (GroundMat) Flujo de corriente continua de carga Análisis de corto circuito Batería de tamaño Evaluación de equipos.	198

Tabla 3. *Software* – Aplicaciones no comerciales para realizar análisis eléctrico

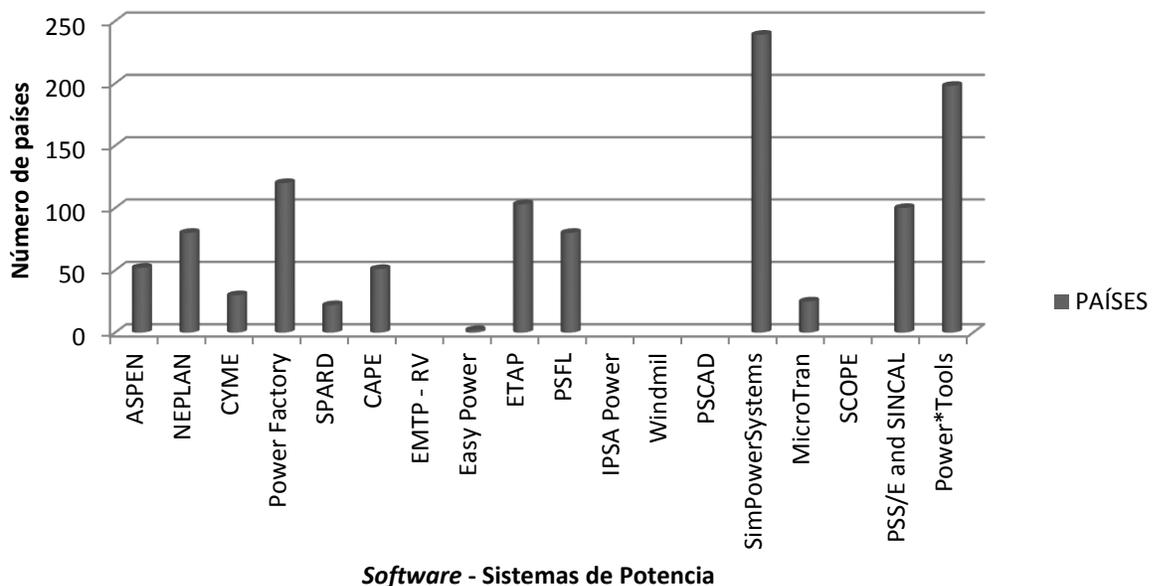
<b>SOFTWARE NO COMERCIAL</b>	<b>NOMBRE</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
AMES	AMES	Es un paquete de software libre de código abierto para el modelado de mercados mayoristas de electricidad (usa flujo de potencia DC).
DCOPFJ	DCOPFJ	Software libre con programación cuadrática, automatización para pre-procesamiento de datos de entrada y visualización de datos de salida
ATP - EMTP	Alternative Transients Program (ATP)	Un programa libre (de código cerrado) para la simulación digital electromagnética (y electromecánicos) y fenómenos transitorios.
Dome	Dome	Es una aplicación para análisis de línea que puede resolver flujos de carga, flujo de energía, en el dominio del tiempo incluyendo el cuasi-estático, análisis de estabilidad de pequeña señal y el flujo de potencia óptima.
Elplek	Elplek	Permite análisis de cortocircuito, coordinación protecciones y cálculo de flujo de carga desarrollado por Ilkka Leikkonen.

<b>SOFTWARE NO COMERCIAL</b>	<b>NOMBRE</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
InterPSS	InterPSS (Internet technology based Power System Simulator)	Software libre que permite a través de simulación, mejorar el diseño de fuentes de alimentación, análisis, diagnóstico y operación de un sistema de potencia. InterPSS se distingue por su arquitectura open y la posibilidad de desarrollar flujos de carga, cortocircuito, estabilidad transitoria y análisis de transferencia de energía.
MatDyn	MatDyn	Filosofía MatPower: pretende ser una herramienta de simulación para los investigadores y educadores que es fácil de utilizar y modificar.
Matpower	Matpower	MATLAB Power System Simulation Package. Puede resolver flujo de carga y problemas de flujo de potencia óptima, y "está concebido como una herramienta de simulación para los investigadores y educadores que es fácil de utilizar y modificar."
Open DSS	OpenDSS (Distribution System Simulator)	Análisis (dominio de la frecuencia) en estado estacionario RMS comúnmente realizado en los sistemas de distribución de energía eléctrica, como el flujo de energía, análisis armónico y cálculos de la corriente de falla
PSAT	Power Systems Analysis Toolbox (PSAT)	Es un paquete de Matlab desarrollado por Federico Milano por análisis y simulación de sistemas de potencia. Las funciones incluyen el flujo de carga, OPF, el análisis de estabilidad de pequeña señal y el dominio de tiempo de simulación.
TEFTS	TEFTS	Es un programa de código abierto para DOS y UNIX diseñado para hacer estabilidad transitoria y análisis de función de energía, reducción de modelos dinámicos de sistemas de energía AC / DC y estabilidad de la tensión (bifurcación). Este paquete no está diseñado para comercializar, sino más bien con fines de investigación y docencia.
UWPFLOW	UWPFLOW	Conjunto de herramientas basadas en UNIX diseñado para calcular bifurcaciones locales relacionadas con los límites del sistema o singularidades en el Jacobiano del sistema. El programa también genera una serie de archivos de salida que permiten profundizar el análisis, tales como vectores tangentes, vectores propios izquierdo y derecho en un punto de bifurcación singular, Jacobianos, soluciones de flujo de potencia en diferentes niveles de carga, índices de estabilidad de voltaje, etc.

Fuente: (Electrical, 2014)

Para tener una idea sobre el uso de los diferentes *softwares* comerciales anteriormente mencionados, se graficó la variable del número de países que utilizan estas herramientas para realizar los estudios eléctricos de los diferentes sistemas de potencia del mundo. La Figura 6 presenta los resultados obtenidos para dicha variable y se puede inferir que las aplicaciones de *software* actualmente más empleados, según las estadísticas de sus comercializadores son: SKM - PowerTools, MathWorks – SimPowerSystems y DigSilent-Power Factory. Esta información estadística fue extraída de los sitios principales de cada empresa, logrando un estimativo comercial relacionado con los datos que reportan, así la realidad podría ser otra.

Figura 6. Estimación para estadísticas de las aplicaciones comerciales



Fuente: (Electrical, 2014) - Datos reportados por las empresas comercializadoras de *software*.

Es importante mencionar que cada uno de estos valores fue extraído de la página principal de la compañía que comercializa el *software*, por lo tanto, para ampliar la información de cada uno de ellos, se tendrá el portal web citado en la sección de referencias. Además, no todas las compañías comparten esta información ya que deben cuidar sus clientes o simplemente no es de su interés publicarla.

### 1.3 ¿QUÉ TIPO DE METODOLOGÍAS EXISTEN Y CÓMO SE APLICAN?

Como en cualquier metodología, cuando se trata de demostrar a través de procedimientos, tareas, conocimientos o habilidades un objetivo, se utilizan modelos y programas especializados para que la información relacionada con la temática a justificar, sea correctamente procesada y cumpla con los ideales trazados. Es por esto que para la planeación de la expansión de la transmisión se hace necesario elaborar una secuencia general que permita cumplir con los proyectos u obras necesarias dentro de un sistema de potencia que elimine parcial o totalmente las restricciones.

Son muchos los procedimientos que se llevan a cabo en la ejecución de un plan de expansión, cada uno de ellos, limitado a las condiciones y regulación propia de una nación. Sin embargo, estos procesos en general, logran abarcar los elementos claves que permiten definir exitosamente los proyectos. Es por esto, que en la Figura 7 se presenta un mapa de planeación, el cual toma todos aquellos detalles consultados en la bibliografía para dar como resultado un plan que estructura de manera global los aspectos más importantes a la hora de elaborar un plan.

El planeamiento de la expansión se debe definir para cubrir por lo menos los periodos de tiempo de años, meses y semanas distribuidos de manera equitativa entre planeación de largo plazo, mediano plazo y corto plazo respectivamente.

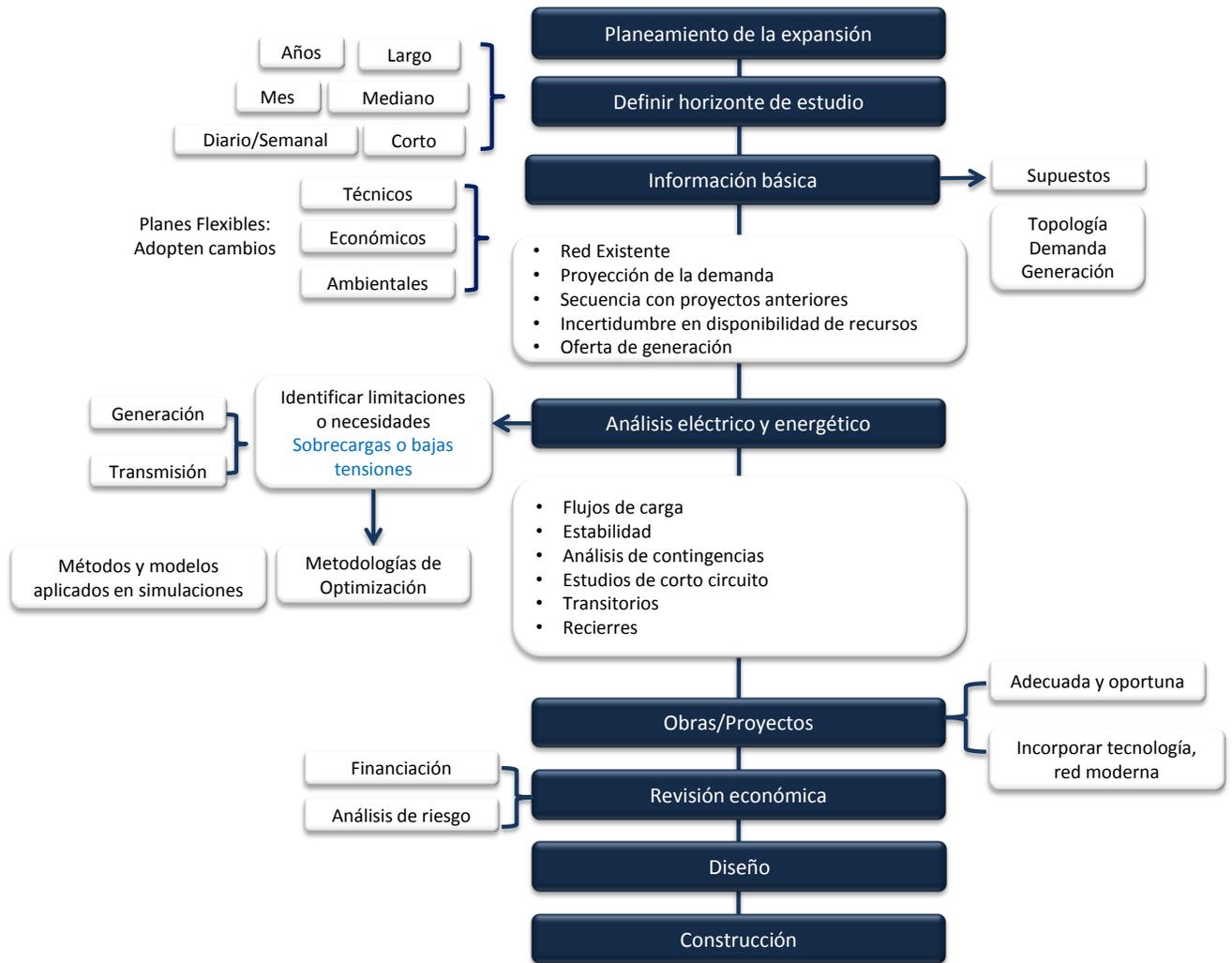
La planeación de largo plazo busca definir políticas de desarrollo para redes objetivo futuras (nacionales o internacionales) orientados a la explotación de los recursos energéticos e infraestructura para garantizar el suministro de energía con una proyección de hasta 10 años. Los estudios que se realicen para este periodo deben ser bastante flexibles puesto que deben permitir la adopción al cambio en caso de que las condiciones futuras varíen con el paso de los años.

El periodo promedio definido para una planeación de mediano plazo va desde algunos meses hasta alcanzar los 2 años. El objetivo fundamental en esta etapa es evaluar y construir proyectos específicos a una necesidad identificada que esté encaminada a cumplir con los propósitos especificados para el horizonte de largo plazo.

Finalmente, los estudios de planeación de corto plazo se llevan a cabo durante días o semanas y buscan es verificar que los planes en ejecución cumplan con las metas que fueron trazados meses y años atrás. El resultado de esta validación permite tomar las medidas correctivas u operativas para que los proyectos lleguen a feliz término dentro del sistema.

Una vez definidos los tramos de tiempo para los estudios, se debe recopilar la información básica que dará cabida a los supuestos (datos de demanda, generación y posibles cambios topológicos de la red) que se utilizarán en el estudio con el fin de conocer cualquier capacidad o incapacidad del sistema y tener el tiempo suficiente para complementarlo o remediarlo según cual sea el caso.

Figura 7. Mapa generalizado de procedimientos para elaborar planes de expansión



Esta información puede contener datos sobre el sistema como: crecimiento de la demanda, históricos y proyecciones de hidrología, precios de oferta de energía y generación, precios de convocatorias de proyectos anteriores y futuros, disponibilidad (espacio físico) de la red, disponibilidad de las plantas existentes y futuras (de acuerdo a su capacidad), regulación vigente, variables económicas (tasa de descuento, valor terminal) y aspectos políticos y sociales del país (Interconexión eléctrica S.A, 2002).

El siguiente paso consiste en tomar toda la información conseguida y realizar los estudios eléctricos y energéticos necesarios que permitan identificar para cada horizonte de tiempo, las limitaciones o problemáticas a las que se enfrenta la red y que evidencia las zonas en las cuales sería posible requerir un nuevo punto de expansión o ampliación (se puede manifestar una necesidad tanto en transmisión como en generación) para operar adecuadamente el sistema.

La herramienta que se utilice debe permitir realizar estudios de flujo de carga y estabilidad como mínimo para encontrar los valores según el despacho de generación adecuada para que el sistema permanezca estable. Con el programa de estabilidad transitoria, se simula la respuesta dinámica del sistema ante perturbaciones con un oportuno aclaramiento del sistema de protecciones. Este estudio permite evaluar la capacidad que tienen las máquinas de recuperar el sincronismo a través de modelos de tensión y frecuencia de las plantas durante varios segundos (más de 6 s).

El análisis de contingencias permite evaluar el grado de seguridad de un sistema eléctrico, conociendo las consecuencias sobre el sistema tras la pérdida de diferentes elementos (contingencias) (Madrid, 2009).

Tipos de contingencias:

- Falla simple o pérdida de un elemento del sistema(criterio N-1)
- Falla doble o pérdida simultánea de varios elementos del sistema (criterio N-2 o eventos en cascada)

Estas fallas son analizadas a través de flujo de carga, o cuando se hace más crítico para el sistema, puede requerir análisis de estabilidad.

Los estudios de cortocircuito sirven para determinar los niveles de falla trifásica y monofásica para verificar que la capacidad de interrupción del equipo instalado en cada una de las subestaciones que conforman el sistema, no haya sido violada, y a partir de ellos, detectar si alguno de los nodos logra una alta densidad de conexiones y requiere redistribuir las cargas (Energía, 1991).

Las sobretensiones de maniobra para líneas de alta tensión son analizadas considerando que a medida que las tensiones de operación aumentan, éstas también lo hacen con respecto a las sobretensiones de origen atmosférico, siendo las últimas utilizadas principalmente en la etapa de diseño de líneas. Las simulaciones se realizan a través del módulo de transitorios de la herramienta para observar el efecto de dicho fenómeno sobre las variables del sistema (Energía, 1991). Junto con estos estudios, se analizan los recierres con el fin de determinar si los valores de sobretensión que se evidencian al momento de sincronizar un extremo de la línea con el otro, se encuentran dentro del rango permitido para los relés de sincronismo de ésta, en caso de violar algún valor, se debe indicar la maniobra.

### Metodologías de optimización

Para resolver el problema de la expansión son varios los modelos de optimización empleados que permiten encontrar una solución a los aspectos de mayor incertidumbre propios de los mercados eléctricos y la red. Los principales modelos de solución son resumidos en la Tabla 4 con sus respectivas observaciones.

Tabla 4. Métodos de solución al problema de optimización de planes de expansión

MÉTODO	MODELO DE OPTIMIZACIÓN	OBSERVACIONES
Programación lineal	Minimiza los costos y restricciones del sistema.	No incorpora la incertidumbre. Se debe indicar el grupo de líneas. Consume bastante tiempo para encontrar una solución.
Programación entera mixta	Excluye soluciones inseguras hasta que la solución obtenida de minimización de costos sea segura.	Utiliza cortes de seguridad. No incluye la incertidumbre. Disminuye los tiempos computacionales. Garantiza obtener una solución óptima.
Métodos dinámicos	Optimización dinámica discreta combinado con un procedimiento de búsqueda determinista con probabilidad de ocurrencia de eventos.	El gran problema es que las probabilidades de ocurrencia son fijas y no variables desconocidas.
Técnicas de descomposición	Permite a través de la descomposición jerárquica hacer convexidad.	Utiliza cortes de <i>Benders</i> . Permite modelos de transporte, híbridos y de flujos de potencia lineal
Heurística	En lugar de usar una aproximación clásica va paso a paso generando, evaluando y seleccionando opciones de expansión.	Encuentra buenas soluciones factibles con poco esfuerzo computacional, sin embargo, no asegura que sea la solución más óptima.
Algoritmos genéticos	Utiliza algoritmos genéticos mejorados. Simula el ambiente cambiante de la planeación ya que constantemente el problema va mutando según decisiones pasadas y expectativas futuras de los distintos agentes.	La convergencia óptima global no puede ser demostrada pero ofrece una buena solución en los sistemas eléctricos.
Teoría de juegos	A través de un sistema multi-agente con distintas funciones se busca maximizar su utilidad sin que sea un óptimo global de la sociedad.	Ayuda a modelar el efecto de las decisiones de un generador principal sobre otros y cómo estas interacciones afectan la planificación de redes robustas.
Maximización de la utilidad de la sociedad	Genera una función de utilidad que considera el consumo de energía y busca maximizarla comparando con distintos planes de expansión. Parte de la premisa que un sistema eléctrico es analizado desde su impacto de bienestar social.	Este método proporciona una herramienta sistemática y cuantitativa para la evaluación de bienestar social que no está disponible en la industria de hoy.

Fuente: (Dussailant, 2011)

En la Tabla 5 se presentan los modelos de incertidumbre que se han trabajado durante los últimos 20 años y clasificados según los modelos de optimización presentados previamente (Dussailant, 2011).

Tabla 5. Modelos con incertidumbre

TIPO DE INCERTIDUMBRE	MÉTODO	HERRAMIENTA O ENFOQUE	REFERENCIA
Mercados eléctricos	Programación no lineal Entera mixta	minmax(arrepentimiento) Transmisión flexible	(Fang & Hill, 2003) (Zhao, Dong, Lindsay, & Wong, 2009)
	Descomposición de <i>Benders</i>	Impacto expansión de la generación	(Tor, Guven, & Shahidehpour, 2008)
	<i>Branch and Bound</i>	Demanda	(Wu, Cheng, & Xing, 2009)
	Herramientas de análisis-decisión	Perfil de precios <i>trade off/risk method</i> minmax(arrepentimiento)	(Buygi, Balzer, Shanechi, & Shahidehpour, 2004) (Crousillat, Dorfner, Alvarado, & Merrill, 1993) (Miranda & Proenca, 1998)
	Algoritmos Genéticos	Carga y generación eólica Ambientes desregulados Demanda	(Yu, Chung, Wong, & Zhang, 2009) (Maghouli, Hosseini, Buygi, & Shahidehpour, 2009) (Silva I. J., Rider, Romero, & Murari, 2006)
Confiabilidad de la red	<i>Branch and Bound</i>	Criterios probabilísticos	(Choi, Tran, El-Keib, Thomas, Oh, & Billinton, 2005)
Problemas de amenazas terroristas	Programación lineal Entera mixta	Aproximación estocástica <i>Bilevel Programming</i> minmax(arrepentimiento)	(Carrión, Arroyo, & Alguacil, 2007) (Arroyo & Galiana, 2005) (Arroyo, Alguacil, & Carrión, 2010)

Fuente: (Dussailant, 2011)

Una vez se realicen los estudios para identificar donde es necesario la incursión de una nueva obra de expansión, se debe proponer de manera oportuna proyectos (una o varias líneas nuevas, un refuerzo de una línea, un nuevo punto de inyección de potencia, un nuevo punto de generación, compensación de potencia reactiva, etc.) que incorporen tecnología de punta y permitan rediseñar estrategias hacia una red moderna.

Las alternativas encontradas debe mantener las variables del sistema dentro de los rangos establecidos por ley y evaluar la reducción del costo de construirlo, mantenerlo y operarlo con sus respectivos beneficios en la disminución de pérdidas, racionamientos y ahorro de materias primas para generación del país, incluyendo todos los factores de riesgo que puedan presentarse para cada una de las etapas de ejecución del proyecto.

El plan de mínimo costo será entonces aquel que combine en forma óptima el nivel de inversión y la efectividad en la reducción de las restricciones. Este plan es finalmente el que se diseña, se adopta y se construye y, en la medida en que se cumpla, se evalúa nuevamente el sistema para rectificar que la obra ha sido bien planeada. En el diseño del plan más reciente se debe tener congruencia con los proyectos propuestos de planes anteriores.

### *Perspectiva internacional*

Los modelos de los sistemas de planeación actuales se encuentran bien estructurados, definidos y solidificados bajo un contenido que busca abarcar la mayor cantidad de información que oriente correctamente y asertivamente las decisiones de la planeación; sin embargo, no es sencillo realizar críticas a lo que cada país considera como óptimo y propio para la consecución de recursos y necesidades, dado que en algunos de estos modelos, domina la sofisticación y especialización de conocimientos asociados al análisis eléctrico, y que hace ajena la capacidad de interpretar y detectar errores en los mismos o que estos conocimientos se repliquen en los diferentes sistemas eléctricos del mundo.

El análisis de los sistemas de potencia involucra el estudio de las interacciones entre economía, energía y medio ambiente. En el entorno internacional existe la discusión acerca de las políticas necesarias para reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y el uso de energías renovables, sin tener que incrementar de forma desproporcionada los precios asociados al consumo eléctrico. Es por ello que desde el impacto global, se han desarrollado técnicas que optimicen el desarrollo de la generación y de la red asociada, y que permita mejorar, desde un punto de vista económico, el funcionamiento del sistema eléctrico (Álvarez Watkins & Sánchez Inarejos).

Con relación a los procedimientos que se efectúan al momento de elaborar los planes de expansión, se realizó una revisión bibliográfica por tres tipos de planes de expansión de países de América ubicados al norte, centro y sur del continente. Los principales hallazgos se describen en la Figura 8 denotando la información que se requiere al momento de elaborar los planes.

Figura 8. Pasos principales para ejecución de planes en países de América.

- Tiene en cuenta la visión internacional de mercados y transacciones de energía eléctrica
- Se basa en la política de precios y recursos para producir la energía (relación precio-costo, tarifas, subsidios...)
- Reportes de consumo nacional (distribución de la red: regional vs. ciudad, zonas operativas)
- Proyección de la demanda (horaria, estacional + cargas especiales)
- Información de la red (capacidad instalada, características del servicio, cogeneración, capacidad de los equipos en transmisión y distribución, interconexión al exterior)
- Variables y supuestos del escenario base , históricos (macroeconomía, precios de combustibles, precios de la energía, ahorro en energía, recuperación de pérdidas, autoabastecimiento)
- Perspectiva del sector eléctrico a futuro (posibles proyectos y proyección del mercado, evolución de la demanda)
- Disponibilidad del parque de generación
- Costos de inversión en generación y transmisión
- Evolución de precio de combustibles
- Metas y políticas nacionales en materia de desarrollo del sector eléctrico.
- Escenarios alternos y opciones de expansión (ajustes, requerimientos, comparaciones, etc)
- Considerar alternativas tecnológicas de expansión (fuentes alternas de generación, redes inteligentes, procesos de investigación y desarrollo)

**México**



- Información general de la red eléctrica.
- Proyección demográfica
- Seguridad Energética
- Tarifas Razonables al consumidor
- Disponibilidad del Servicio para toda población
- Marco Regulador Estable
- Fortalecimiento de la Planificación
- Diversificación de la Matriz Energética y uso de las energías Renovables
- Integración Energética Nacional
- Desarrollo Tecnológico Nacional
- Preocupación con las limitaciones Socio-ambientales
- Información de la capacidad instalada, fuentes primarias de energía, dependencia energética, PCHs.
- Planeación Energética:
  - Visión Estratégica
  - Plan nacional de energía
  - Programación
  - Plan decenal de energía
  - Seguimiento
  - Contratación

**Brasil**



- Mercado eléctrico nacional (estructura, análisis, roles: generador, transmisor, transportador, comercializador, usuario)
- Marco legal (ley general de energía, reglamentos de los proyectos de conexión G+T, normas comerciales y técnicas, decretos sociales)
- Demanda firme y oferta firme (según tipo de generación)
- Sistema de transmisión actual (características técnicas, comportamientos típicos de la demanda / hora, identificar las zonas operativas)
- Indicadores (generación local, exportaciones, importaciones, demanda máxima, factor de carga, datos históricos, capacidad + margen operativo de los centros de generación, hidrología..)
- Casos simulados (despacho típico, proyección de la demanda según escenarios de estudio, detección de limitaciones)
- Posibles soluciones a través de proyectos técnica y económicamente viables.

**Guatemala**



En general, estos países adoptan procedimientos que se pueden agrupar bajo la estructura mencionada en la Figura 7 y la diferencia de unos con otros procesos reside en las políticas económicas, sociales, ambientales y gubernamentales que concibe cada país, asociados a tipos de modelos, necesidades, aproximaciones, herramientas, inversionistas y recursos imprescindibles para la elaboración de los planes de expansión.

En la mayoría de países del mundo se puede detectar cierta tendencia a rescatar un papel más activo del Estado que en conjunto con las empresas públicas y el capital privado (extranjero y/o local), participen en las actividades relacionadas con los mercados eléctricos, a través de las diferentes etapas que contiene la ejecución de planes y proyectos.

Así mismo, se propone complementariedad entre los distintos planes que adoptan los países miembros de un área de energía para el intercambio y transferencia de potencia entre fronteras amigas, que estimulen un pensamiento sistémico de integración regional, estimulando la creación de una cultura de cooperación técnica, investigativa y tecnológica para el desarrollo de nuevas interconexiones, basados en las experiencias exitosas de países que van a la vanguardia.

Sin embargo, estas relaciones ameritan el fortalecimiento de aspectos como (UNASUR & OLADE, 2012):

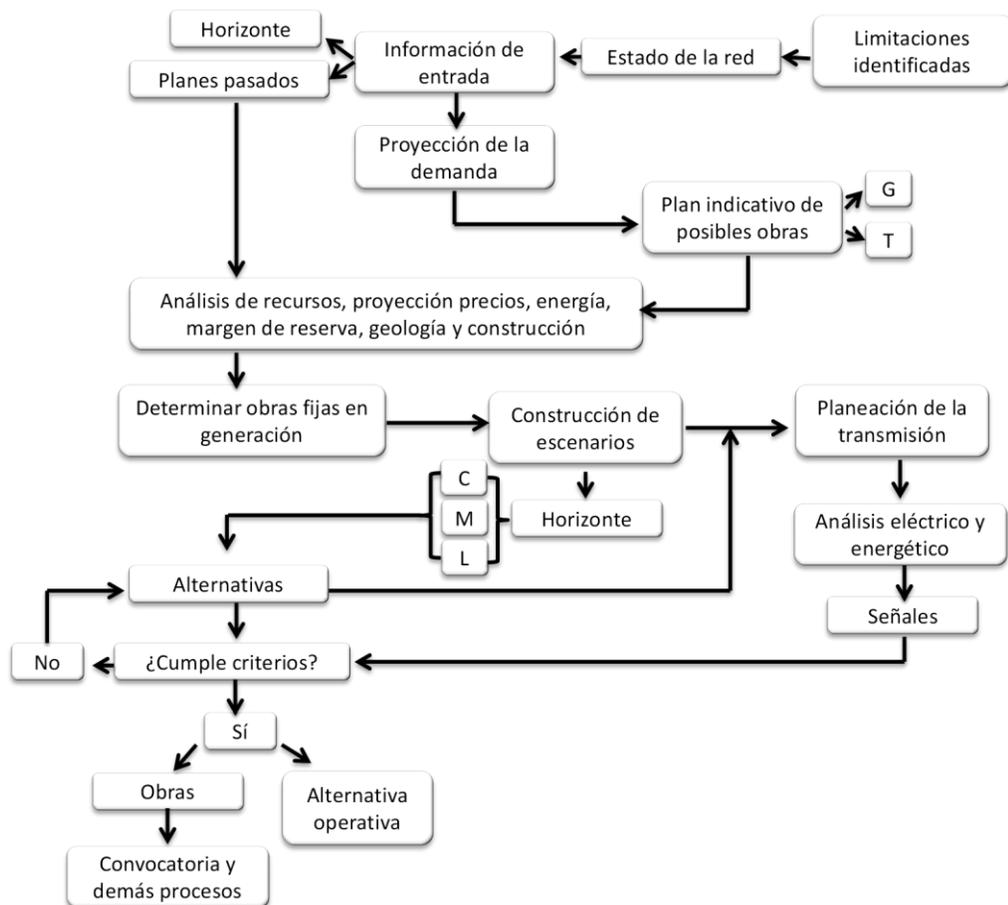
- Las diferencias que existen tanto en sus ordenamientos jurídicos como en sus políticas públicas.
- Promover acuerdos de cooperación interregional e interinstitucional entre los países para intercambiar experiencias: en el área de consumo y producción, legislación y normativa asociada con el ahorro y uso eficiente de la energía.
- Intercambio físico y comercial en materia de energía entre los entes implicados.
- Condiciones técnicas que permitan la máxima recuperación de las reservas y las mejoras en los sistemas de transporte que optimizan el uso de los combustibles.
- Visualizar nuevos proyectos de transmisión y suministro que se adapten a las condiciones geográficas de los países involucrados.
- Promover y conjugar esfuerzos en investigación, desarrollo y tecnologías disponibles en materia de energías alternas y renovables.
- Desarrollar proyectos de uso eficiente de la energía tanto en la producción como en la utilización y diseño de equipos, artefactos y consumibles eléctricos o su sustitución.

## 2. PROPUESTA METODOLÓGICA, ALTERNATIVAS Y RECOMENDACIONES

Para garantizar una adecuada planeación, se debe efectuar una serie de consideraciones que permitan evaluar si el plan ha sido desarrollado exitosamente. Para esto, se ha propuesto un método donde se estructura el procedimiento y recomendaciones que se deben seguir a la hora de elaborar un plan de expansión.

Una metodología pretende mostrar un camino compuesto por metas o pequeñas tareas para que a través del conocimiento, se cumplan y den como resultado una experiencia o manera de hacer las cosas. En este sentido, se constituye una propuesta cuyo contenido se desarrollará a lo largo del capítulo y se implementará en el caso de estudio del capítulo 3. La Figura 9 muestra un diagrama en el que se describe cada uno de los pasos con sus respectivas ramificaciones.

Figura 9. Propuesta metodológica para desarrollo de planes de expansión



## 2.1 METODOLOGÍA

En esta sección se describen de manera detallada los pasos que hacen parte de la propuesta metodológica para realizar tanto planeamiento de la expansión como análisis eléctrico. Esta propuesta será aplicada al caso de estudio con el fin de verificar su contribución en los estudios y detectar los puntos clave, elementales que hacen que esta propuesta sea fácilmente implementada.

2.1.1 Información de entrada e insumos. Es la información que necesita el analizador para iniciar el proceso de planeación, la cual, comúnmente es enviada por los interesados en la ejecución del proyecto (OR, inversionista o empresa transmisora) y está integrada por:

- Base de datos del sistema a analizar y en caso de no tenerla, tener los parámetros de la red para implementarla.
- Situación actual del sistema de potencia que se va a analizar la cual se debe verificar una vez se tenga la base de datos implementada.
- Planes de expansión pasados y resultados que se obtuvieron en análisis anteriores.
- Proyectos vigentes e impacto que provoca su inmersión en la zona de estudio. Estos proyectos generalmente se extraen por subáreas cuando el sistema es complejo.
- Proyectos candidatos: Son posibles proyectos cuya necesidad se ha evidenciado y no ha sido analizado o que durante los últimos años ha sido urgente considerarlo porque sin ellos la operación se torna engorrosa. Estos proyectos pueden ser tanto de generación como de transmisión y se debe suministrar sus parámetros y limitaciones.
- Pronósticos (demanda y generación), crecimiento por años, porcentaje en nuevos proyectos, traslados de carga o desagregación por subestaciones si son necesarios.
- Normatividad vigente.
- Parámetros eléctricos actualizados de los elementos que componen el sistema. En estos parámetros es importante considerar la capacidad de emergencia ante contingencias, para determinar cortes y efectuar recomendaciones operativas.
- Modelado del sistema: se pretende recibir información sobre condiciones operativas típicas, como interruptores abiertos, elementos indisponibles, conexiones atípicas o cualquier condición especial que permita modelar la realidad del sistema.

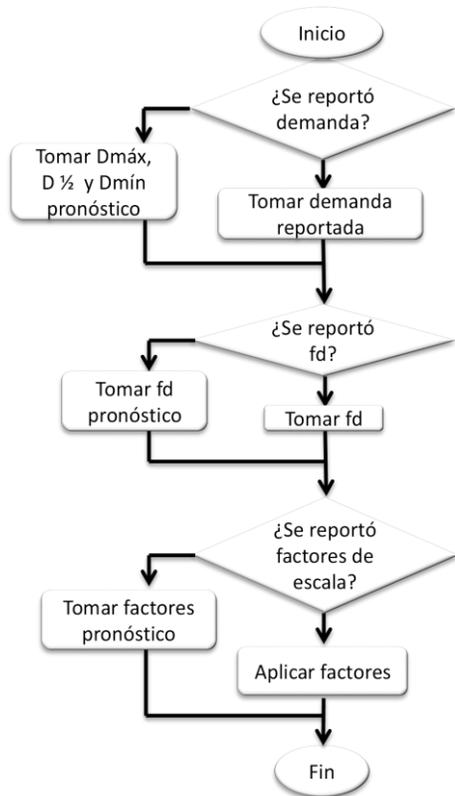
- Herramienta de análisis, en ocasiones es importante definir qué software se requiere para cumplir con los objetivos planteados.
- Incertidumbre: Crecimiento de la demanda y la generación, hidrología, precios, costos estimados de infraestructura, disponibilidad de la red, del espacio físico, retiro de generación existente, variables económicas técnicas y de país, naturaleza del recurso de las unidades térmicas, hídricas u otras.

En ocasiones esta información se recibe incompleta, por lo que es decisión del analista si supone datos o parámetros típicos para desarrollar el estudio. También se puede recibir información adicional de planos, coordenadas, logos, capacidades no especificadas que son útiles para cualquier etapa del estudio.

2.1.2 Estado de la red. En esta sección se busca identificar las ventajas y desventajas que posee la red en los años de estudio; esto se logra a través de flujo de carga y análisis de contingencias (N-1) con el fin de diagnosticar el estado del sistema y clasificarlo de acuerdo a:

- Condición de operación adecuada: no presenta violación en los niveles de tensión ni sobrecarga de los elementos de la red, los valores encontrados en la operación se encuentra dentro del rango de operación nominal. Es la condición deseada para cualquier sistema y a la que se quiere llegar luego de que ocurra una contingencia.
- Condición de operación en riesgo o alarma: esta condición alerta sobre los posibles riesgos que enfrenta el sistema y da las primeras señales para comenzar a planear y realizar algunos cambios en la red. Estos cambios pueden ser topológicos o si la condición es muy crítica requiere implementar un nuevo proyecto.
- Condición de operación crítica: en este estado se identifican los elementos que llevan el sistema al colapso de tensión o que no permiten una correcta operación. Demarca los elementos que requieren intervención inmediata y las señales que se toman de esto se deben implementar con urgencia.

Se puede hacer una analogía con las áreas operativas clasificadas, ya que cualquier condición puntual evidenciada en un área puede encadenar eventos en otras áreas y reflejarse en el sistema.



2.1.3 Pronóstico de la demanda. El pronóstico de demanda debe ser provisto por el operador de red de acuerdo a la zona donde se desarrolle el proyecto o se debe estimar de acuerdo a las políticas que sigue el ente planeador del sistema. Esta información puede ser recibida de manera agregada o desagregada y según su origen se le dará el tratamiento correspondiente. En el diagrama se establece un procedimiento para determinar los escenarios de operación y los valores a considerar en cada uno de ellos.

Como información de entrada se tiene que la demanda máxima (Dmáx) será el máximo de los promedios encontrados, demanda media (D ½ ) hará relación al percentil 66 de la información y demanda mínima (Dmín) será el mínimo de los promedios. Para cada uno de ellos se tomará el periodo que corresponda con dicho valor y estos serán los escenarios en los que se llevará a cabo las simulaciones. Además, se tendrán en cuenta los factores de distribución (fd) por carga si los valores de demanda se entregaron conglomerados.

2.1.4 Plan indicativo de obras. El plan indicativo de obras busca mostrar de acuerdo a las necesidades identificadas, cómo sería la inclusión de los proyectos en la red a través de los años. Generalmente lo desarrolla el ente planeador y debe mantenerlo actualizado según los procedimientos, reuniones o acuerdos que se vayan ejecutando. Los proyectos deben estar clasificados por generación, transmisión (en sus diferentes niveles de tensión) y otros (SVC, conexiones HVDC, entre otros). Se propone que la información contenga como mínimo los campos:

- Proyecto: definir el nombre que llevará el proyecto.
- Breve descripción del proyecto: se pretende conocer las características más generales del proyecto, como por ejemplo zona o área de influencia, nivel de tensión, elementos que interviene u otra información que se considere relevante resaltar.

- Concepto: se trata de definir el estado o las fases por las que pasa el proyecto, por ejemplo, inicio, revisión ante planeador, aprobación licencias, desarrollo, certificación de obra, puesta en servicio, entre otros.
- Fecha puesta en servicio: la fecha estimada en la que el proyecto entrará a la operación.
- Agente: determinar la entidad o el nombre de quien esté a cargo de la obra, estos pueden ser, agente inversionistas extranjeros o nacionales, operadores de red, agentes transmisores, entidades privadas u otros.

2.1.5 Análisis de recursos energéticos. Esta información es necesaria para determinar fechas, modificar el enfoque, procesos de contratación e incluso cambios en la tecnología de la infraestructura que se usará para cada proyecto. Estas variables aplicadas a las alternativas corroboran el impacto (positivo o negativo) que tienen sobre el sistema. Algunos de los datos que se requieren se listan a continuación:

- Capacidad instalada que tiene el sistema para realizar la oferta.
- Oferta promedio, muestra las plantas que siempre estuvieron disponibles en cualquier periodo del día para un día específico.
- Reserva y aportes hídricos del sistema y puede darse en MW o en porcentaje.
- Demanda no atendida.
- Variación de la frecuencia
- Emisiones de CO<sub>2</sub>
- Consumo de combustible (líquido, sólido o gas)
- Tensiones fuera del rango operativo
- Eventos ocurridos últimamente de gran impacto para el sistema
- Variables económicas: precio de escasez, precio marginal, precio en bolsa, precio de las restricciones, precios entre contratos, entre otros precios de interés.

2.1.6 Determinar obras fijas. En la mayoría de planes de expansión existen obras que son críticas para el sistema, es decir, sin ellas no se lograría una adecuada operación, perdiendo la confiabilidad y seguridad en la atención de la demanda. Este tipo de alternativas se catalogan como delicadas y se fijan en el plan más próximo, son obras soportadas en estudios rigurosos y datos que aseguran la condición de alarma.

Aunque el plan indicativo muestra que existen algunas obras donde se asegura si van a estar o no, según el estado del concepto, en el plan de expansión y para realizar el análisis eléctrico de cada proyecto, se deben asumir como fijas, ya que es precisamente en este tipo de planes donde se evalúa el impacto de estas obras en el sistema.

Esta condición es única para la unidad de planeación gubernamental ya que para agentes planeadores por sectores, no es necesario asumir todas las obras como fijas, solo las que impacten su región. Igual como los proyectos varían tanto de un año a otro, es complejo asegurar su viabilidad en el paso de los años pero es decisión de quien realiza el estudio si los incluye o no.

2.1.7 Definir escenarios. Se trata de definir cuáles serían los periodos de estudio limitados en el tiempo. Es común que se propongan intervalos de años, clasificados en largo plazo, mediano plazo y corto plazo. Para cada uno de ellos se tiene una condición de demanda y generación específica que componen el escenario de operación específico de análisis para cada año. Es decisión del analista definir cada cuánto hará el estudio, pero generalmente esta condición se encuentra regulada. Se propone que el horizonte de mediano plazo comprenda entre 1 y 2 años para diagnosticar aquí las principales restricciones y que el horizonte lejano, no sea mayor a 10 años para que las soluciones técnicas que se propongan resulten técnica y económicamente robustas durante el periodo analizado.

Adicionalmente, se propone que para definir los escenarios de estudio se mantenga una relación continúa con los propietarios de la infraestructura, operadores de red y demás organismos de planeación: administrador del SIN, estrategia nacional (país) y entes reguladores para que todos estén direccionados hacia la misma meta y no ocurran reprocesos.

Es importante cuando se estudian zonas operativas muy complejas tener como base la información histórica: de plantas, funcionamiento, disponibilidad, precios, mantenimientos y elementos afectados (por clima o terrorismo) para complementar de manera robusta el análisis del sistema.

2.1.8 Análisis eléctrico y energético – Metodología. El objetivo del análisis eléctrico es determinar mediante simulación, estudios de flujo de carga y cortocircuito, las principales restricciones que enfrentan los sistemas de potencia cuando se ven sometidos a cambios topológicos, de demanda o nuevos proyectos que ponen en riesgo la operación, de ahí que se requiera generar una lista de chequeo que comprenda al menos los siguientes ítems:

2.1.8.1 Disponer de la base de datos con la siguiente información paramétrica:

- Topología de la red, costos, bloques horarios, capacidad instalada
- Demanda: en cada barra / bloques horarios
- Centrales hidráulicas (P, Q, S, capacidad de reserva) y térmicas (P, Q, S)
- Líneas de transmisión: Capacidad de la línea, longitud, tensión, Z, B, R, X, I...

2.1.8.2 Para una alternativa *i* identificada, se debe realizar:

- Análisis eléctrico.

Para cada una de las condiciones operativas dispuestas, se siguen los siguientes pasos (Borda & Alvarez, 2013):

- Verificar condiciones operativas y topologías vigentes, incluyendo las causas que justifiquen por qué se opera así, la topología actual de la red e indisponibilidades que se requieran construir el escenario más similar a la realidad.
- Identificar los centros de carga y los flujos típicos del sistema incluyendo la distribución por áreas, para efectuar los múltiples escenarios de despacho.
- Sin hacer contingencias identificar limitaciones de la red (sobrecarga, tensiones fuera del rango de operación). Una vez identificadas dichas condiciones, se registran en la tabla de escenarios críticos con su respectiva recomendación operativa.
- Luego de reconocer los puntos más delicados, se hace la evaluación de contingencias con diferentes escenarios de generación, se identifican los casos más críticos y se consignan para indicar la máxima transferencia de potencia por los elementos o si se requieren unidades para el soporte de tensión.

Los tipos de contingencias que se evalúan son:

- Contingencias de los elementos relacionados directamente con el proyecto.
- Contingencias que ocasionen sobrecarga en algún elemento de la red
- Contingencias que ocasionen altas o bajas tensiones en algunas de las subestaciones
- Contingencias que ocasionen demanda no atendida
- Contingencias que ocasionen atrapamiento de potencia de unidades generadoras.
- Contingencias que ocasionen separación de áreas

Para cada uno de estos pasos se deben monitorear las variables de interés que arrojen las señales sobre el comportamiento del sistema. El objetivo de estos análisis es dar las recomendaciones apropiadas garantizar una operación segura y confiable en el horizonte de estudio.

- Análisis energético.

En el análisis energético se hace una valoración sobre los aportes de cada recurso de generación, considerando condiciones normales de operación, condiciones extremas o condiciones de mantenimientos, donde se estima la disponibilidad horaria de ese recurso. Esta valoración se realiza para los periodos que se requieran en el estudio y se determina un despacho de plantas considerando las situaciones adversas, la sensibilidad de la planta para control de contingencias, las capacidades e importancia (peso) en la zona donde está ubicada. Para determinar la disponibilidad de un recurso se consideran datos históricos, precios, tiempo que lleva en servicio, entre otras variables.

- Análisis económico.

Se trata de evaluar ante los resultados cual representa la mejor solución al menor esfuerzo, tanto por eficiencia técnica como por recurso humano. Aquellos donde los beneficios superan el costo, se consideran exitosos, de lo contrario, fracasan. Esta valoración permite al analista aceptar o descartar una opción o darle prioridad a una alternativa cuya relación tienda a ser mayor.

2.1.8.3 Según el fenómeno de estudio se realiza un tipo de estudio. Los principales para sistemas de potencia son:

- Análisis estado estacionario: se realiza estudio de flujo de carga y evalúa el desempeño del proyecto bajo condiciones normales de operación y de contingencia en elementos de la red (líneas o transformadores) cercanos al área de influencia del mismo (Criterio de confiabilidad N-1) (IEB, 2010).
- Análisis transitorio: se realiza la conexión y desconexión de elementos, recierres o maniobras que permitan evidenciar el comportamiento del proyecto ante este tipo de acciones. También se pueden observar fenómenos de oscilación de potencia o comportamientos dinámicos del sistema.
- Análisis pequeña señal: se trata de revisar los conceptos de estabilidad angular y estabilidad de tensión cuando se considera una obra ligada a la inclusión o cambio en la generación del sistema.

2.1.9 Alternativas. Una alternativa puede ser cualquier intervención física u operativa que mejore las condiciones desfavorables que enfrenta un sistema. No necesariamente se requieren que las intervenciones sean obras nuevas, puede ser una ampliación, cambio topológico como consecuencia de una intervención operativa o variación de la capacidad de un elemento ya existente.

Para los proyectos del plan, se debe contar con un informe o producto final precisando la intervención de cada obra en el sistema y dejando como resultado una serie de recomendaciones o aprobaciones para difundir en los grupos de interés. Esta información puede ser tan extensa como se requiera, pero es conveniente que contenga:

- Problemática diagnosticada, es decir, elementos fallados, capacidades o límites violados que permitieron identificar la necesidad de implementar una obra.
- Descripción detallada de hallazgos y posibles soluciones, es decir, de la intervención que se requiere, explicando qué tipo de proyecto sería el más adecuado.
- Diagramas unifilares con información generalizada de la red a intervenir.
- Especificaciones técnicas (parámetros de los elementos activos que intervienen)
- Rutas posibles o ubicación referencial para los proyectos
- Presupuesto estimado
- Fecha posible de entrada en servicio comercial

2.1.10 Convocatorias y demás procesos. Esto se realiza según el tipo de obra, según el tipo de inversionista o propietario del proyecto, según la urgencia, recursos, según el tipo de mercado y normativa de cada país. Usualmente estos procesos duran años y tiene implementado una política de seguimiento rigurosa en cada una de las etapas para culminar con éxito cada proyecto.

## 2.2 ALTERNATIVAS Y RECOMENDACIONES

Son muchos los problemas identificados en un sistema de potencia de transmisión que hace necesario detectar cuáles se tornan repetitivos y cómo solucionarlos. En la Tabla 6 se describen cinco grupos identificados y algunas recomendaciones fundamentadas en la experiencia.

La mayoría de los daños en los sistemas se da por no tomar las medidas preventivas a tiempo y más considerando que son equipos costosos y requieren mantenimiento periódico. Algunos se dan por fallas imprevistas o por aumento en la demanda que pueden ser controladas siguiendo los consejos que se plantean en la tabla cuyo objetivo principal es la protección del sistema y asegurar una adecuada operación.

Sin embargo, existen algunos consejos que son complejos de ejecutar y no significa que éstos sean la única solución a los problemas identificados, se hará la revisión de las preocupaciones más frecuentes.

Tabla 6. Alternativas identificadas con sus respectivas recomendaciones

GRUPO	PROBLEMA	SOLUCIÓN
Generación	Atrapamiento de la generación	Distribución de flujos con cambios topológicos Restricción del despacho Nueva obra para exportar la generación atrapada
Transmisión	Desgaste de equipos	Realizar mantenimientos oportunos
	Sobrecarga de elementos	Generación de seguridad para disminuir la sobrecarga Mover posición de <i>taps</i> de los transformadores cercanos para control de reactiva Repotenciar la capacidad de funcionamiento del elemento que se sobrecarga Cambio topológico Nueva obra que elimine la sobrecarga
Compensación	Violación de tensiones	Compensación de potencia reactiva (suministro o absorción) en el punto más crítico de tensión Generación de seguridad Mover posición de <i>taps</i> de los transformadores cercanos para control de reactiva
	Desgaste de equipos	Realizar mantenimientos oportunos
Comunicación	Control de tensión	Establecer pasos que permitan el adecuado ajuste de las tensiones
	Desgaste de equipos	Realizar mantenimientos oportunos
Control	Interrupción por falla	Tener medidores en varios puntos para detectar si falla y controlar más fácil las variables
	Desgaste de equipos	Realizar mantenimientos oportunos
	No actuación a tiempo	Actualización en versiones de software Pruebas periódicas
	Desgaste de equipos	Realizar mantenimientos oportunos

## 2.2.1 Alternativas de conexión típicas

2.2.1.1 Aumento en la capacidad de algún elemento. Se trata de aumentar la capacidad en alguna de las variables propias de un equipo, es decir, la corriente o la potencia. Esta condición se ve reflejada en el funcionamiento del elemento al que esté asociado el equipo y sobre el cual previamente se evidenciaron condiciones de sobrecarga. Para las líneas es común el cambio de transformadores de corriente - CT, aumentando la condición de transporte (kA) y mejorando la condición de emergencia cuando se presente cargabilidades superiores en la condición normal de operación. Para los transformadores, es común el aumento en la capacidad de transformación MVA.

Este tipo de alternativa se emplea para mejorar una condición degradada de la red ya que no requiere la ejecución de un proyecto para resolver la limitación evidenciada.

2.2.1.2 Ingreso de un centro de carga importante. Es común ante el desarrollo económico de un país que se presenten centros de industria potenciales para contribuir al bienestar social y financiero de una región, donde el modelo o equivalente eléctrico resulta importante para la entidad que regula y controla la operación. Estas cargas de gran magnitud representan para el sistema puntos críticos al momento de efectuar maniobras de conexión o desconexión y son atractivas para quienes realizan estudios eléctricos, ya que es común que este tipo de proyectos se lleven a cabo constantemente.

Este tipo de alternativa evidencia algunas restricciones si los puntos de conexión a los que se somete no son estables. Además, deben ser proyectos cuya red de entrada debe estar preferiblemente enmallada para asegurar la confiabilidad en la demanda y llevar el sistema a una condición operativa adecuada.

2.2.1.3 Radialidad. Se considera una conexión de tipo radial cuando sólo existe una fuente de alimentación o transporte de potencia para satisfacer la demanda. Es una conexión típica en los sistemas de potencia. Esta alternativa suele presentarse en conexiones de líneas cortas y largas, siendo estas últimas las más críticas para el sistema, ya que provoca notables caídas de tensión y según el valor de la demanda, podría ocasionar colapso de tensión en zonas aledañas.

2.2.1.4 Reconfiguración. Cuando se tiene previsto que una de las líneas existentes asociadas al proyecto, puede ser modificada para llevar mejor soporte de potencia a los puntos de interés. Las reconfiguraciones son comunes cuando se tiene infraestructura disponible, reduciendo los costos del proyecto.

Esta alternativa puede provocar menos o más restricciones con relación a la condición anterior a la que se encontraba la red antes de realizar la reconfiguración, ya que según como se dispongan los nuevos puntos de conexión puede mejorar o empeorar lo empleado.

2.2.1.5 Centros de generación. Así como se disponen de incrementos sustanciales de carga, la reserva en los recursos de generación también deben ser planeados de acuerdo a las proyecciones que se tengan de la demanda. Es importante que siempre se considere un porcentaje superior en la capacidad instalada ya que se debe contar con fuentes excedentes para que soporten cualquier tipo de situación a la que se ven enfrentados los sistemas de potencia. Existen dos tipos de centros de generación: los que son planeados como soporte para el sistema, que generalmente, son máquinas considerables de gran soporte y los que pueden ser opción de un agente consumidor, que busca satisfacer su demanda interna a través de una fuente pequeña de generación.

Ambos tipos de centros de generación requieren ser estudiados, aunque unos impliquen más obras que otros, se deben analizar que los elementos disponibles permiten una adecuada distribución de la potencia para que ésta no quede atrapada.

2.2.1.6 Compensación. La potencia reactiva se compensa según los requerimientos del sistema y pueden ser de los siguientes tipos (Tamayo, Gil, & Laya, 2008)

- Reactores Shunt: son usados para compensar los efectos de la capacitancia de la línea, particularmente para limitar el aumento de voltaje.
- Capacitores Shunt: este tipo de compensación se utiliza para compensar los reactivos de la carga y mejorar el nivel de voltaje.
- Capacitores serie: son utilizados en líneas de transmisión para compensar la reactancia inductiva de las líneas de transmisión. Este reduce la reactancia de transferencia entre barras a las cuales la línea está conectada, incrementando la máxima potencia que puede ser transferida y reduce las pérdidas de potencia reactiva

Esta alternativa es altamente implementada como compensación para el soporte de tensiones.

2.2.1.7 Nuevos puntos de conexión enmallados. Estos puntos son comunes cuando se trata de llevar potencia a nuevas subestaciones y se quiere reutilizar puntos que se tienen disponibles en la red. Este tipo de conexiones brinda confiabilidad a la red ya que trata ante una contingencia sencilla ningún punto quede desabastecido.

2.2.2 Análisis de contingencias Una contingencia es un evento que ocurre cuando un elemento de la red es retirado o sale de servicio por causas imprevistas o programadas (Escobar, 2012). Este análisis hace parte de las técnicas para diagnosticar el estado de la red y es por ello que resulta importante realizarlo. A continuación se listan sus beneficios:

- Indican en algún grado la seguridad del sistema de potencia
- Estudian las redistribuciones de corrientes y cambios en las tensiones originados por la salida de elementos.
- Consideran: salidas de líneas de transmisión, salidas de transformadores, salidas de generadores y salidas de cargas.
- Son importantes porque la salida de un elemento puede producir la salida de otros elementos (efecto en cascada) y pueden llevar el sistema al colapso.
- Pueden considerar contingencias simples (n-1) o múltiples (n-k).
- Estudia efectos locales y globales sobre el sistema y la respuesta de éste cuando ocurre la salida de uno o varios elementos.

Existen varios métodos de optimización o algoritmos para realizar contingencias que no son objetivo de este estudio, sin embargo, se destaca su importancia pues éstos van ligados a la herramienta y la manera como se determinan los riesgos.

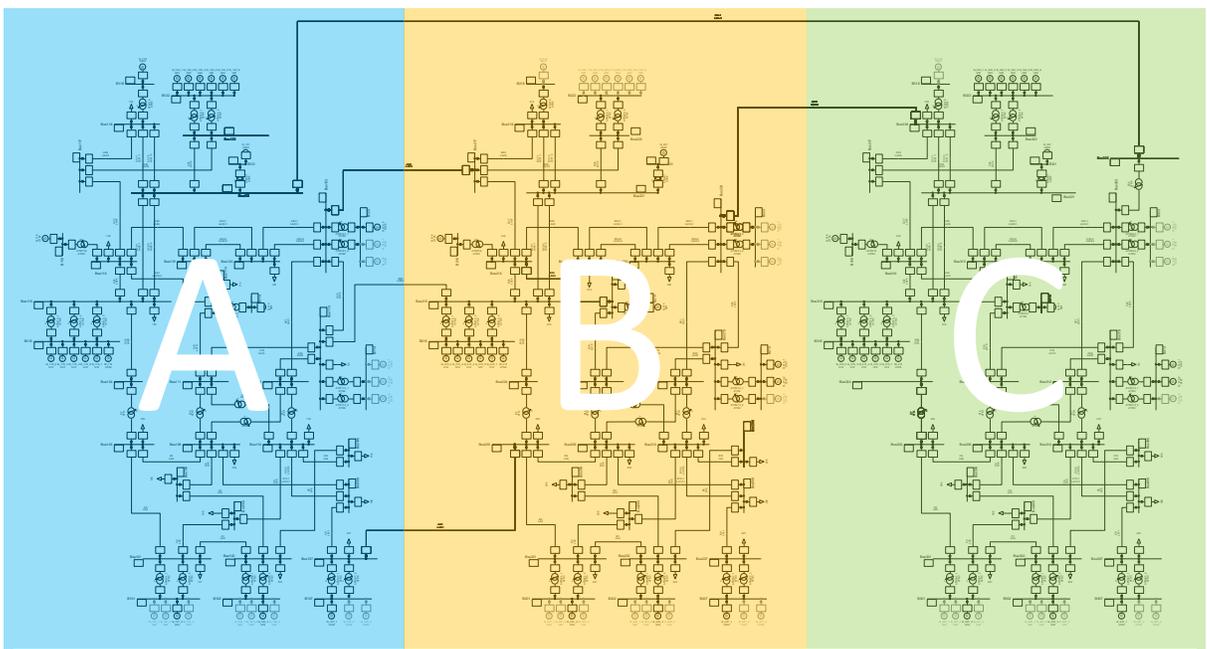
### 3. CASO DE ESTUDIO

#### 3.1 ANÁLISIS ORIENTADO A UN CASO DE ESTUDIO CON ALTOS APORTES HÍDRICOS

En este capítulo se pretende evidenciar los resultados de aplicar la metodología propuesta a un caso de estudio particular, cuyo sistema de potencia se encuentra predominado por altos aportes hídricos, tratando de evidenciar ante los casos más típicos de expansión en redes de transmisión, cuál sería el camino a seguir y los resultados que llevarían a una adecuada planeación.

Se toma como referencia el sistema de potencia IEEE RST-96 presentado en la figura 4 de la revista *IEEE Transaction on Power Systems* (IEEE, A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee, 1999), el cual contiene 15 centros de transformación, 164 líneas de transmisión, 27 centros de generación y 51 centros de carga distribuidos en grupos como se muestra en la Figura 10 interconectado en sus fronteras a través de líneas, formando el sistema de potencia de interés. De acuerdo a la ubicación gráfica que cada grupo tiene dentro del unifilar, se asigna un consecutivo según la naturaleza del elemento y las conexiones que éste comprenda.

Figura 10. Distribución de zonas del sistema que se empleó en el caso de estudio



La información que parametriza el sistema se ajusta de acuerdo a valores característicos de elementos que componen sistemas de 230 y 138 kV típicos. Esta información podrá ser consultada en el anexo.

3.1.1 Consideraciones. El sistema de potencia de estudio de la IEEE, es un sistema que se ha considerado en otros estudios para evaluar confiabilidad de algunos sistemas eléctricos, es por eso que se toma como punto de referencia para superar algunas deficiencias percibidas en otros sistemas. Además, es un sistema cuyo objetivo abarca la academia y no compromete los intereses de ninguna entidad privada o pública.

Este sistema fue desarrollado para estandarizar una base de datos en la cual se permita probar y comparar resultados de diferentes metodologías de confiabilidad, asociadas a las características propias de los sistemas de potencia, por lo cual, contiene información “común” y parámetros cercanos a los que se usan en la realidad, ya que éste debería representar tanto como sea posible, las diferentes tecnologías y configuraciones contenidas en cualquier sistema.

Aunque la información suministrada en el artículo (IEEE, A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee, 1999) permite recrear condiciones típicas de operación normal para el sistema, se requiere para garantizar la condición de altos aportes hídricos en la red, que parte de los parámetros de entrada sean modificados.

El estudio se realizará siguiendo el mapa para análisis de casos de estudio que se presenta en la Tabla 7.

Tabla 7. Características de los años en los que se realiza el estudio

Año	Descripción
Año n	Condición actual, a corto plazo, se trata de reconocer el estado en que se encuentra la red
Año n + 1	Condición a mediano plazo, se trata de determinar las restricciones con el incremento de demanda a un año más la inclusión de nuevos proyectos y sus efectos sobre el sistema.
Año n + 10	Condición a largo plazo, se trata de analizar ante el incremento en demanda y generación qué pasa con los puntos de conexión que se tienen previstos hasta la fecha y las medidas que se deben tomar para mitigar las restricciones.

3.1.2 Información de entrada. Dado que el artículo contiene una amplia información sobre la naturaleza de las plantas y los elementos típicos de transmisión, se parte de ella para realizar las simulaciones correspondientes al año actual. Esta información se encuentra clasificada según los parámetros característicos de cada elemento, clasificados por modelos de demanda, generación, transformación y líneas.

3.1.2.1 Demanda. La demanda se encuentra clasificada por subestaciones, denominada según el consecutivo o nombre que toma dicha subestación en el unifilar del sistema. En la Tabla 8 se presenta para cada demanda, el porcentaje que dicha carga representa para el sistema, el valor tanto de potencia activa como potencia reactiva y si en un caso extremo se tiene un pico de demanda, qué valor tomaría ante un incremento del 10 % del valor actual.

Tabla 8. Distribución de demanda por subestaciones

Subestación	Carga por S/E	Demanda		Si el pico de carga > 10%	
	% de carga del stma	P [MW]	Q [MVAr]	P [MW]	Q [MVAr]
101, 201, 301	3,8	108	22	118,8	24,2
102, 202, 302	3,4	97	20	106,7	22
103, 203, 303	6,3	180	37	198	40,7
104, 204, 304	2,6	74	15	81,4	16,5
105, 205, 305	2,5	71	14	78,1	15,4
106, 206, 306	4,8	136	28	149,6	30,8
107, 207, 307	4,4	125	25	137,5	27,5
108, 208, 308	6	171	35	188,1	38,5
109, 209, 309	6,1	175	36	192,5	39,6
110, 210, 310	6,8	195	40	214,5	44
113, 213, 313	9,3	265	54	291,5	59,4
114, 214, 314	6,8	194	39	213,4	42,9
115, 215, 315	11,1	317	64	348,7	70,4
116, 216, 316	3,5	100	20	110	22
118, 218, 318	11,7	333	68	366,3	74,8
119, 219, 319	6,4	181	37	199,1	40,7
120, 220, 320	4,5	128	26	140,8	28,6
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>	<b>2850</b>	<b>580</b>	<b>3135</b>	<b>638</b>

Fuente: (IEEE, A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee, 1999)

Además, se realizó la proyección de demanda estimada para cada caso de estudio. Se consideró para el año actual que la demanda suministrada en el artículo correspondería a una demanda media, a la cual se le aplica un incremento del 30 % para demanda máxima y un decremento del 4 % para demanda mínima, logrando que los picos de demanda por periodo se perciban correctamente. De la misma manera, se logra la proyección de demanda para el año  $n + 1$  y para el año  $n + 10$ , suponiendo que para el año  $n + 10$ , la demanda se aproxima a la capacidad instalada y será necesario implementar proyectos de gran generación. En la Tabla 9 se registran los valores que se tendrán en cuenta en el estudio.

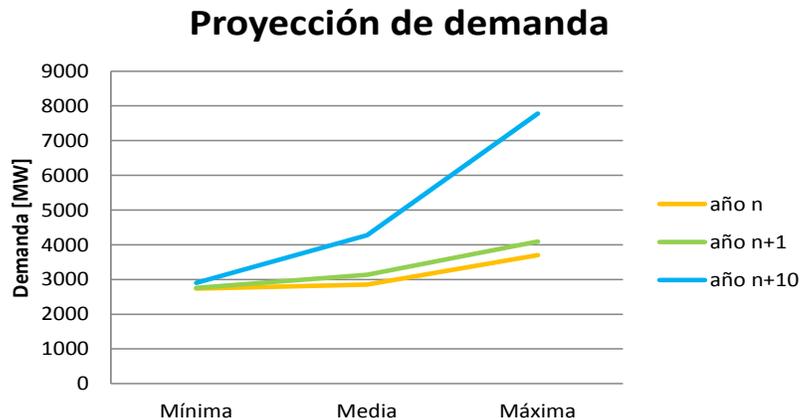
Tabla 9. Proyección de demanda para años de estudio

Año	Demanda máxima		Demanda media		Demanda mínima	
	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
Año n	3705	754	2850	580	2736	556,8
Año n+1	4094,025	833,17	3137,85	638,58	2757,888	561,2544
Año n+10	7039,5	1432,6	5415	1102	5198,4	1057,92

La proyección de demanda detallada será suministrada en el anexo de datos extraídos del artículo, donde se indicará por cada barra los factores de distribución permaneciendo constante el factor de potencia para cada carga.

Adicionalmente, en la Figura 11 se registra de manera gráfica la proyección de demanda para cada periodo de estudio. En ella se observa el incremento por cada escenario de operación y la tendencia de superar 10 años después el escenario de demanda máxima casi el doble de cómo empezó.

Figura 11. Proyección de demanda por escenarios



3.1.2.2 Generación. Se consideran 10 tipos de máquinas con distintas procedencias tecnológicas para realizar la generación del sistema. En la Tabla 10 se clasifican la cantidad de potencia que puede entregar o absorber, tipo de unidad y la cantidad de esas máquinas que se encuentran en el sistema.

Tabla 10. Características de las unidades de generación

Unidad	S [MVA]	P [MW]	Q[MVAr]	Tipo unidad	Cant. Stma.
U12	12	12	0	G/V: gas vapor	15
U20	20	10	0	G/CT: gas combustible	12
U50	50	50	-4,96	H: hidráulica	18
U76	76	76	7	C/V: carbón vapor	12
U100	100	80	17,2	G/V: gas vapor	9
U155	155	155	31,79	C/V: carbón vapor	12
U197	197	95,1	40,7	G/V: gas vapor	9
U350	350	350	71,78	C/V: carbón vapor	3
U400	400	400	137,4	N: Nuclear	6

En la Tabla 10 no se almacenan las características de las máquinas consideradas como *slack* por lo cual se supondrá que dichas máquinas son de 500 MVA de capacidad y están asociadas a las subestaciones 114, 214 y 314 del sistema.

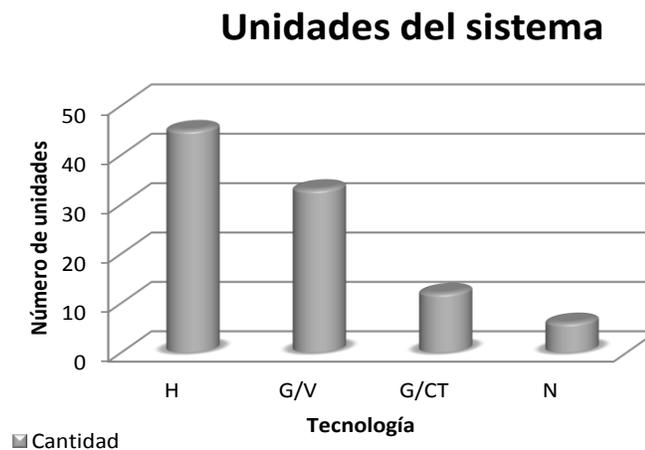
Para lograr el escenario de operación donde predomine significativamente el recurso hídrico, se considerará que las máquinas clasificadas como carbón vapor serán de tecnología hidráulica, clasificando dichas máquinas como se establece en la Tabla 11. Aquí se evidencia en el primer cuadro según la tecnología, qué cantidad de máquinas se encuentran disponibles y su equivalente porcentual en el diagrama unifilar, mientras que en el segundo cuadro, se establece su capacidad [MW] y dominio.

Tabla 11. Unidades clasificadas según el tipo de tecnología

Tecnología	Unidades	Cant.	%	Tecnología	MW	%
H	U50, U76, U155, U350	45	46,875	H	4722	52,47891
G/V	U12, U100, U197	33	34,375	N	2400	26,67289
G/CT	U20	12	12,5	G/V	1755,9	19,51455
N	U400	6	6,25	G/CT	120	1,333645
		<b>96</b>	<b>100</b>		<b>8997,9</b>	<b>100</b>

En la Figura 12 se muestra la clasificación por naturaleza tecnológica con la que se trabajará en el estudio. Es importante determinar que para el estudio se supondrá disponibilidad total de los recursos en cualquier escenario, sin embargo, se analizará las distintas alternativas de considerar un mantenimiento, una indisponibilidad e incluso un fenómeno climático que limite las condiciones de la red. La información adicional relacionada con las capacidades y límites de cada planta se adjuntará el anexo.

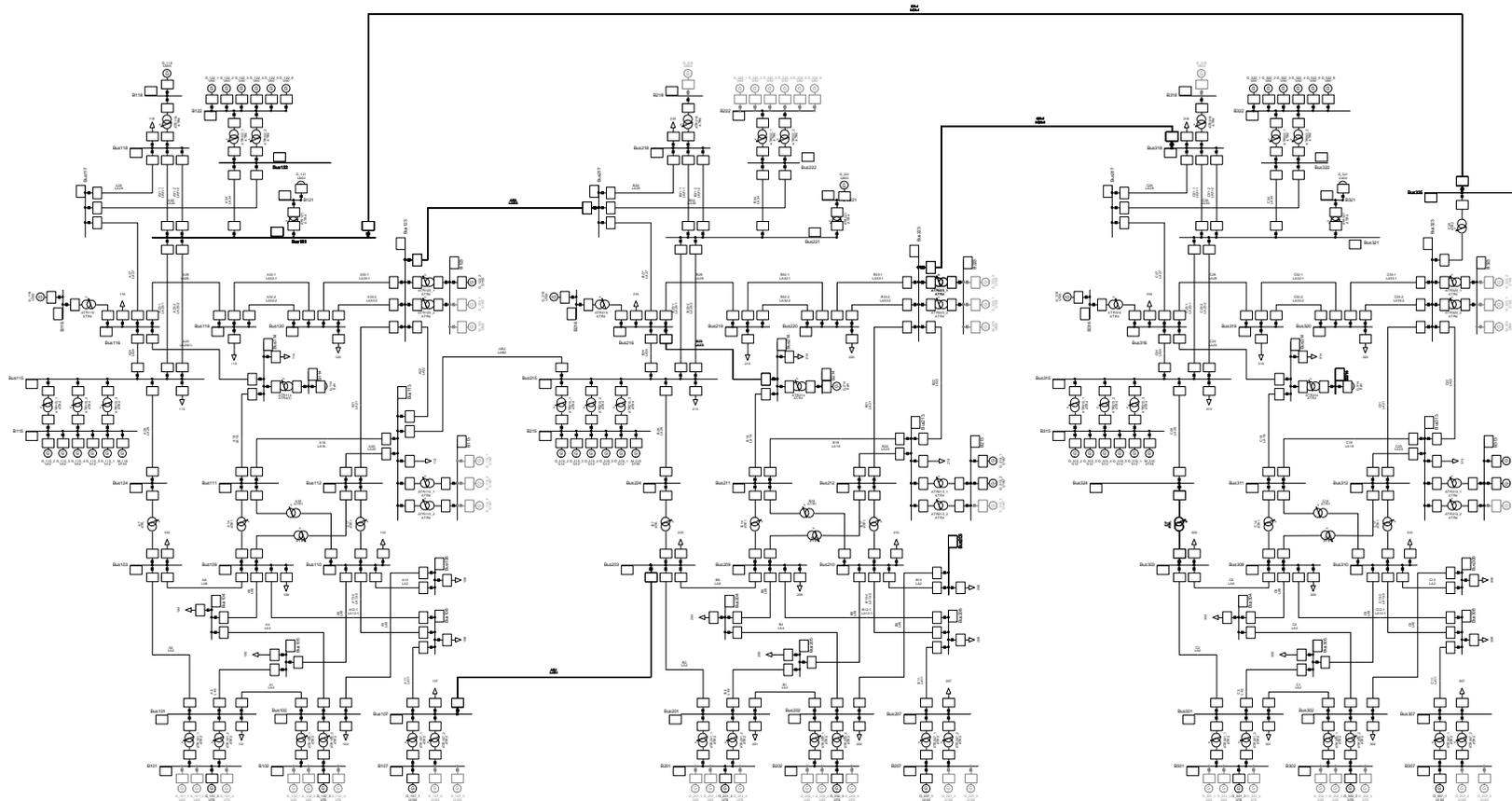
Figura 12. Distribución porcentual de las unidades del sistema vs. la tecnología



3.1.2.3 Líneas de transmisión y transformación. Para la caracterización de las líneas del sistema se tienen como parámetros considerados la longitud [km], la resistencia y reactancia por unidad de longitud [ $\Omega$ /km], la susceptancia por unidad de longitud [ $\Omega^{-1}$ /km], el nivel de tensión [kV], la corriente nominal [kA] y máxima capacidad [MVA]. Para los transformadores se estiman como parámetros la reactancia [%], la capacidad de transformación [MVA] y los pasos para los cambiadores de tomas que oscilan entre -4 y 4, siendo cero la posición neutral. Los datos se encuentran tabulados para cada elemento en el anexo.

3.1.2.4 Diagrama unifilar – base de datos. Con la información de entrada se construye el diagrama unifilar del sistema, simulado en el software *DigSilent Power Factory*. El sistema que contempla los parámetros antes mencionados se encuentra en la Figura 13.

Figura 13. Sistema de potencia para el caso de estudio



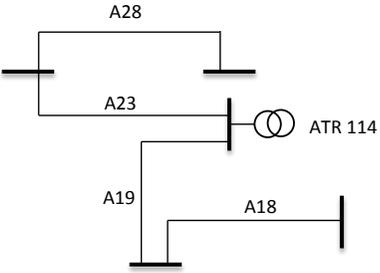
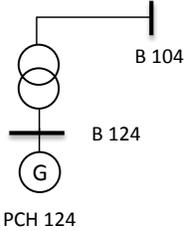
Fuente: (IEEE, A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee, 1999)

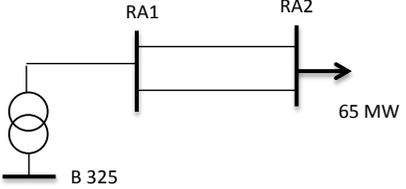
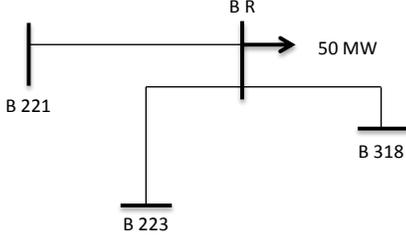
3.1.3 Estado de la red. La valoración que se le hace al primer año de estudio del caso de estudio es positiva ya que no se perciben limitaciones que pongan en riesgo la atención de la demanda o provoquen pérdida de elementos activos, se evidencian en las líneas A18, A19 y A28 que en condiciones normales de operación alcanzan la máxima capacidad de transporte evidenciado el agotamiento en este sector de la red por lo que se hace necesario que para el futuro su capacidad se pueda expandir.

Se percibe en demanda máxima como contingencia sencilla la salida de la línea A19 que sobrecarga la línea A28 por encima de su valor nominal, condición que puede ser controlada con generación de seguridad, evidenciando la presencia de un corte de 598,4 MW. Para los demás escenarios no se distinguen condiciones que deban controlarse.

3.1.3.1 Proyectos (consolidado planes anteriores y futuros). Dentro de los requerimientos indispensables que se tienen para lograr la planeación de un sistema eléctrico de potencia, se debe conocer el plan de expansión vigente que abarque por lo menos las obras más inmediatas, esto con el fin de dar seguimiento a las alternativas ya identificadas que benefician el sistema. Para este caso, se supondrán como proyectos de entrada para el año  $n + 1$ , cuatro alternativas, las cuales se consignan en la Tabla 12. Para la inclusión de estas obras, se supone que la condición actual no se encuentra en alto riesgo y que los proyectos que se tienen planeados fortalecen la red, es por esto que se consideran proyectos de bajo impacto. La nomenclatura de los elementos activos que interviene cada una de las alternativas propuestas, se precisa en el anexo.

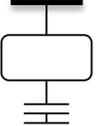
Tabla 12. Proyectos de planes pasados que se considerarán para el caso año  $n+1$

 <p>El diagrama muestra un sistema de líneas de transmisión. Una línea superior, etiquetada como A28, conecta dos buses. Una línea inferior, etiquetada como A23, también conecta los mismos buses. Desde el bus inferior izquierdo, una línea etiquetada como A19 se extiende hacia abajo y luego a la derecha, conectándose a una línea etiquetada como A18. En el punto de conexión de A19 y A18, hay un símbolo de transformador etiquetado como ATR 114.</p>	<p><b>Aumento de capacidad de líneas y transformadores</b></p> <p>El proyecto tiene fecha estimada de entrada en operación el segundo mes del año en cuestión, para lo cual se pretende ampliar la capacidad de las líneas A18, A19, A23 y A28, identificadas previamente como líneas cuya capacidad de transporte se agotaba. Además, de ampliar la capacidad de transformación del transformador ATR 114 a 700 MVA.</p>
 <p>El diagrama muestra una planta PCH 124, representada por un círculo con la letra 'G' dentro, conectada a una subestación B 124, representada por un símbolo de bus con una barra horizontal. Desde la subestación B 124, una línea de transmisión se extiende hacia arriba y a la derecha, conectándose a una subestación B 104, representada por un símbolo de bus con una barra horizontal.</p>	<p><b>Generación menor de 10 MW</b></p> <p>Es una planta tipo PCH (pequeña central hidroeléctrica) para reforzar las tensiones y el suministro adecuado de la demanda de la subestación 104 a través de un transformador (ATR124) de 200 MW 138/13.2 kV con impedancia de 13% al terminal B124. La PCH es del tipo U20 cuya capacidad es de 20 MVA. Tiene fecha estimada de puesta en servicio el quinto mes del año.</p>

	<p><b>Carga radial soportada por dos líneas</b></p> <p>Consiste en alimentar una carga de 65 MW cuyo factor de potencia es 0.8799 inductivo a través de un transformador (ATR1) 230/138 kV de 400 MVA y 8,4% a la subestación RA1. Acompañado por dos líneas en paralelo que van de RA1 a RA2 de 25 km y tipo A2. Se tiene prevista como fecha de entrada en operación el octavo mes del año.</p>
	<p><b>Reconfiguración en líneas a 230 kV</b></p> <p>El proyecto consiste en reconfigurar la línea CB1 en CBR1 de 85.8728 km tipo LCB-1 y la línea CBR2 de 30 km a una nueva subestación llamada BusR para alimentar una carga de 50 MW cuyo factor de potencia es 0.91. Adicional, se tiene una línea CB-R3 de 95 km, tipo LCB-1 que enmalla el sistema con la subestación 221 para darle confiabilidad a la demanda. La fecha tentativa de puesta en servicio es el onceavo mes del año.</p>

Para evaluar el escenario de largo plazo, se requiere estresar la red con el fin de determinar las condiciones que provoquen el esfuerzo de los elementos que se encuentran cerca los puntos de inclusión de obras de expansión. Por tal razón, se eligieron varias alternativas que son complejas y que requieren profundizar su estudio. En la Tabla 13 se muestran los proyectos que se considerarán para el plan de expansión a futuro.

Tabla 13. Proyectos de planes pasados que se considerarán para el caso año n+10

<p>Subestación</p> 	<p><b>Compensación de potencia reactiva</b></p> <p>Se requiere instalar en varias subestaciones de la red, equipos de compensación reactiva para mejorar el perfil de tensión en las barras: 106, 206, 306 y 324. La compensación es completamente capacitiva y será de 18 MVAR para todos los casos, distribuida en pasos de 6 MVAR.</p>
--	---

	<p><b>Anillo 230 kV</b></p> <p>Es una conexión enmallada a nivel de 230 kV compuesta por 5 subestaciones más dos radialidades. El anillo parte de la subestación 122 y llega a la subestación 121 pasando por las subestaciones AN1, AN2, AN3 manteniendo dicho orden. La subestaciones AN1 y AN2 abarcan dos sistemas radiales que llegan a las subestaciones AN5 y AN4 respectivamente. La información de las líneas se suministra a continuación:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Línea</th> <th>Longitud [km]</th> <th>Tipo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LAN1</td> <td>8</td> <td>LA31-1</td> </tr> <tr> <td>LAN2</td> <td>13.4</td> <td>LA31-1</td> </tr> <tr> <td>LAN3</td> <td>6.3</td> <td>LA31-1(1)</td> </tr> <tr> <td>LAN7</td> <td>12</td> <td>LA31-1(1)</td> </tr> <tr> <td>LAN4</td> <td>8.7</td> <td>LA31-1(1)</td> </tr> <tr> <td>LAN5</td> <td>15</td> <td>LA31-1</td> </tr> <tr> <td>LAN8</td> <td>37</td> <td>LA31-1</td> </tr> </tbody> </table> <p>Las demandas se encuentran consignadas en las subestaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• AN1: 12 MW, fp = 0.89</li> <li>• AN2: 14.6 MW, fp = 0.89</li> <li>• AN4: 8.5 MW, fp = 0.89</li> </ul>	Línea	Longitud [km]	Tipo	LAN1	8	LA31-1	LAN2	13.4	LA31-1	LAN3	6.3	LA31-1(1)	LAN7	12	LA31-1(1)	LAN4	8.7	LA31-1(1)	LAN5	15	LA31-1	LAN8	37	LA31-1
Línea	Longitud [km]	Tipo																							
LAN1	8	LA31-1																							
LAN2	13.4	LA31-1																							
LAN3	6.3	LA31-1(1)																							
LAN7	12	LA31-1(1)																							
LAN4	8.7	LA31-1(1)																							
LAN5	15	LA31-1																							
LAN8	37	LA31-1																							
	<p><b>Mina</b></p> <p>Consiste en una nueva subestación 230/138 kV para alimentar una carga de 350 MW cuyo factor de potencia es 0.85. El proyecto reconfigura la línea AB3 en las líneas ABM2 de 30 km y ABM1 de 52.07665 km de tipo LAB3, más una línea adicional CA-M de 115 km que llega a la subestación B325. La mina se encuentra en nivel de tensión de 138 kV por lo que se requiere un transformador de 500 MVA de capacidad, reactancia 8,4 % y conexión YnD0.</p>																								
	<p><b>S/E 500 kV</b></p> <p>Es un nuevo punto de inyección de potencia a la red que para este año ya se evidencia limitada, secciona la línea AB1 en las líneas AB1_SE1 de 47.59 km y la línea AB1_SE2 de 20 km y tipo LAB1 que llegan a la subestación SE_138 para que un transformador de 800 MVA 500/138, 8,4 % de reactancia y conexión YnD0 inyecten más potencia a las subestaciones 107 y 203.</p> <p>Del lado de 500 kV se tiene una subestación BusSE500_2 a donde llegan una de las líneas para alimentar una carga de 125 MW, fp = 0.91. La otra línea sigue hacia una subestación 500/230 kV que a través de un transformador de 800 MVA y una línea LCA1-1 refuerza la tensión en el Bus 121.</p> <p>Para las líneas de 500 kV se tienen conectados a 0.5 km de la subestación reactores de línea de 50 MVAR.</p>																								

	<p><b>Centro de generación</b></p> <p>Nueva central de generación de 1200 MW de capacidad con 3 unidades tipo U400 - hídrica. Consta de dos transformadores 230/138 kV de 700 MVA 13 %, un corredor de seis líneas de 35 km y una demanda de 20 MW localizada en la subestación intermedia. Las líneas para transportar la potencia son circuitos dobles para evitar que ante contingencias sencillas la generación quede atrapada. Este proyecto busca reforzar las tensiones del sur y el soporte de generación con el sustancial incremento de la demanda.</p>
	<p><b>Conexión serie sin refuerzo</b></p> <p>El proyecto consta de dos subestaciones continuas (ubicadas radialmente desde la subestación 107) cuyas líneas son de gran longitud. La conexión pretende alimentar una carga de 115 MW y factor de potencia 0.89. Las líneas son de 70 y 35 km respectivamente.</p>

3.1.4 Plan indicativo de obras. El plan indicativo de obras que se analizarán en el caso de estudio se encuentra en la Tabla 14.

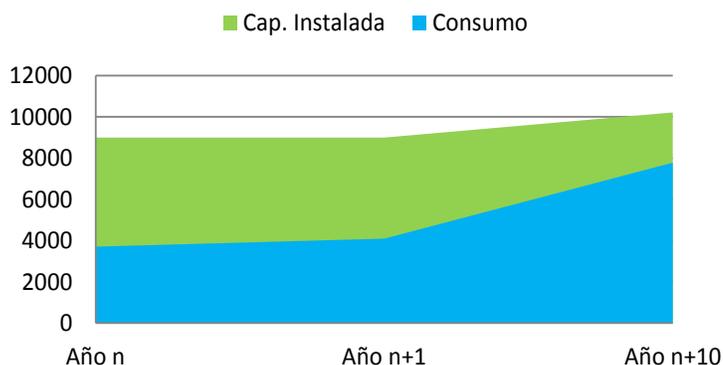
Tabla 14. Plan indicativo propuesto para el caso de estudio

PROYECTOS PARA TRANSMISIÓN				
Proyecto	Breve descripción	Concepto	Fecha puesta en servicio	Agente
Aumento capacidad de líneas y transformadores	Aumentar la capacidad de las líneas A18, A19, A23 y A25, junto con el ATR 114.	Aprobado	día - 02 – año n+1	Inversionista X
Radialidad	Doble circuito para alimentar una carga de 65 MW saliente de la S/E 325	Aprobado	día – 08 – año n+1	Agente A
Reconfiguración 230 kV	Reconfigura la línea CB1 en LCB-1 y LCB-2 más LT CB R3 de 95 km	Aprobado	día – 11 – año n+1	Privado J
Compensación 18 MVar	Compensación en las subestaciones 106, 206, 306 y 324 de 18 MVar		día – mes – año n+10	Inversionista X
Corredor anillado 230 kV	Corredor enmallado a nivel de 230 kV para alimentar cargas en las S/Es AN1, AN4 y AN5		día – mes – año n+10	Agente B

PROYECTOS PARA TRANSMISIÓN				
Proyecto	Breve descripción	Concepto	Fecha puesta en servicio	Agente
Subestación Mina	Subestación para alimentar una demanda de 350 MW		día – mes – año n+10	Agente C
Subestación 500/230/138 kV	Nuevo punto de inyección de potencia a nivel 500/230/138 kV para reforzar red del sur		día – mes – año n+10	Privado K
Conexión serie	Subestaciones en serie para alimentar una demanda radial de 115 MW.			OR L
PROYECTOS PARA GENERACIÓN				
Proyecto	Breve descripción	Concepto	Fecha puesta en servicio	Agente
PCH 124	PCH de 20 MW en subestación 104	Aprobado	día – 05 – año n+1	OR M
Generación 1200 MW	1200 MW en 3 unidades de generación para soporte de tensiones más obras de transmisión asociadas para flujo de potencia		día – mes – año n+10	Inversionista Y

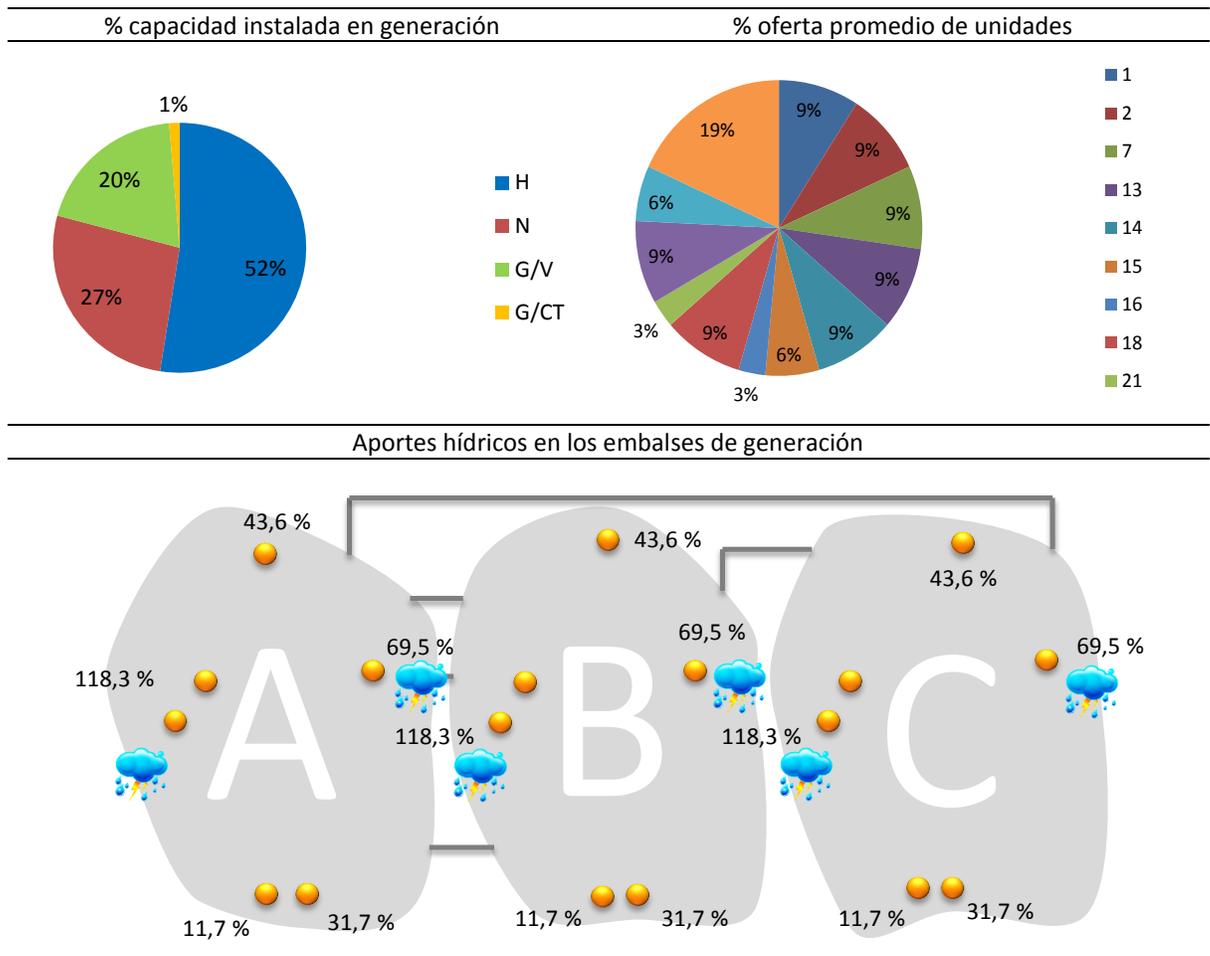
3.1.5 Análisis de recursos energéticos - reserva, proyección, precios. Conocer la capacidad instalada del sistema de potencia que se estudia es importante ya que este dato hace referencia a la disponibilidad necesaria para producir la energía suficiente que supla la demanda, incluso en casos de condiciones extremas se debe garantizar una cantidad de reserva para no poner en riesgo el sistema. La Figura 14 muestra la cantidad de recurso de generación versus la demanda proyectada para los años del caso de estudio. En ella se observa que a medida que aumentan los años el recurso se va agotando y la carga se vuelve más demandante, haciendo que en los años del mediano plazo se planee una alternativa que beneficie el largo plazo con los incrementos que se presentan (ya que una obra de tal magnitud requiere cerca de 10 años para desarrollarse).

Figura 14. Recurso de generación para los años de estudio



La información económica y energética será supuesta para el caso de estudio, sin embargo, guarda similitud con algunos sistemas de potencia existentes. Esta información se consigna en la Tabla 15.

Tabla 15. Información relevante para concepción del funcionamiento del sistema.



Otros parámetros, se consideran valores alcanzables en los mercados actuales:

- Precio bolsa promedio [\$/kWh]:178,86
- Precio escasez [\$/kWh]: 390,94
- Precio por restricciones del sistema [\$/kWh]: 295,35
- Precio pactado en contratos [\$/kWh]:115,16
- Precio combustible diesel [\$/baril]: 104,31\*
- Precio gas natural [\$/millón de BTU]:3,51\*

\*Para estimar este precio se consideraron los 3 últimos años estimados en Index (Index Mundi, 2014)

3.1.6 Determinar obras fijas. Las 10 obras provistas por el plan indicativo se asumirán como fijas ya que el objetivo del caso de estudio es evaluar el impacto de dichas alternativas en el sistema.

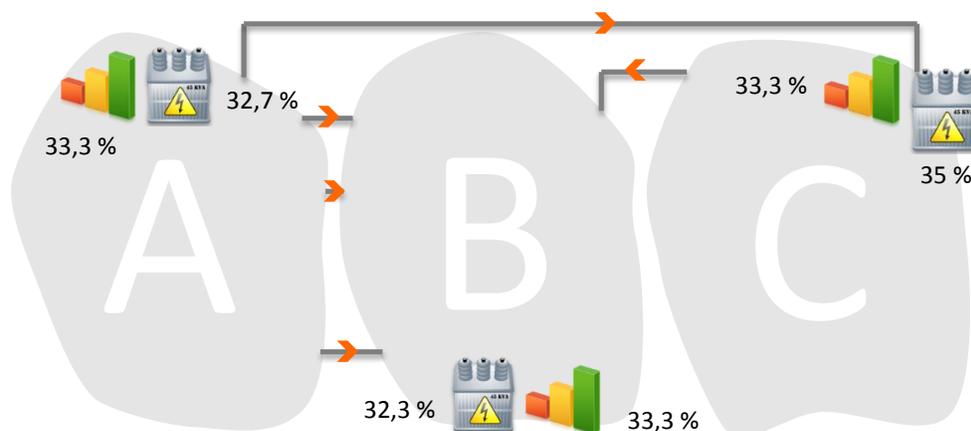
## 3.2 ANÁLISIS DEL SISTEMA

### 3.2.1 Situación del SIN

El sistema de transmisión a estudiar se presenta en la Figura 15, el cual está compuesto por tres áreas operativas con su demanda, capacidad instalada y flujos típicos entre áreas. Las áreas entre sí son semejantes, comprenden comportamientos similares en demanda y generación, sin embargo, se ha evidenciado que la zona B tiene a ser más demandante que las demás zonas y es en ella donde mayores restricciones aparecen. No se observa inversión de flujo en los escenarios estudiados, excepto en la línea CB-1 que para demanda media requiere alimentar la zona C.

El sistema cuenta con 4 puntos críticos que deben ser respaldados por las unidades \_07, \_16, \_18, \_21, y \_23 cuyas propiedades en las máquinas son más dominantes que las otras, y sin ellas, el soporte de tensión para cada zona no sería lo suficientemente robusto.

Figura 15. Distribución de flujos típicos en el sistema



Para el análisis del caso de estudio se tendrán las siguientes consideraciones:

- No se considerarán circuitos indisponibles.
- Cualquier recurso de generación podrá ser utilizado.

- La proyección de demanda estimada provista en la Tabla 9.
- Se considerará un elemento sobrecargado cuando se supere su capacidad nominal y no habrá capacidad de emergencia declarada.
- Las tensiones en condición normal de operación y bajo estado de contingencia deberán estar comprendidas entre 0,9 y 1,1 p.u.
- Las compensaciones no se asumen fijas, sólo cuando el escenario lo requiera.
- Se evaluarán sólo contingencias sencillas, no eventos en cascada.

3.2.2 Situación demanda máxima para el año n. Se evidencia durante la construcción del sistema IEEE RST 96 que existen algunos elementos cuya capacidad nominal comienza a agotarse, demandando más potencia de las máquinas para control de flujo de reactiva. Esta situación se hace más crítica en demanda mínima pues se ve reflejada en el aumento de las tensiones en las subestaciones al sur del sistema. En la Tabla 16 se registran los principales eventos que ponen en riesgo su funcionamiento.

Tabla 16. Escenarios críticos para el año n

Riesgo/Efecto	Recomendación/Observación
La subestación 114 por ser el nodo que realiza el balance de potencia en el flujo de carga (nodo slack), posee un control de tensión para mantener siempre la tensión superior a 0,9 p.u.	Es necesario el uso de controles de tensión en las máquinas pues las condiciones se degradan y pueden ser perjudiciales para el sistema. Estos controles sirven para simular parte de la realidad por lo cual se deben activar para controlar la tensión en las barras deseadas.
Las subestaciones 121, 221, 321 presentan tensiones iguales a 1.05 p.u en escenarios de demanda media y mínima.	Se deben considerar algunas unidades para absorción de reactivos en el sur.
Ante la contingencia de la línea A19 se sobrecarga la línea A18 por encima de su capacidad nominal.	Se requiere programar generación de seguridad para eliminar la sobrecarga.
La capacidad de los transformadores 114 y 121 comienza a agotarse para cualquier escenario.	Limitar la exportación de potencia en dichos nodos. Aumentar la capacidad de transformación de los equipos.

3.2.3 Situación demanda máxima para el año n + 1. Para analizar el comportamiento del sistema se realizará primero un flujo de carga sin la inclusión de los proyectos para ver el comportamiento de la red cuando enfrenta el incremento de la demanda, suponiendo un estado de atraso en ellos.

Bajo esta condición, las limitaciones identificadas para el año n se hacen más críticas aunque no se evidencian restricciones adicionales a las ya identificadas en la Tabla 16. Solo se requiere generación de seguridad para cubrir la sobrecarga de la línea A18 y del transformador 114. Una vez se conoce la condición para el año n + 1, se pasa a estudiar el impacto de cada proyecto en el orden estimado de entrada. Para esta situación se considera la demanda máxima del año n + 1 y se evaluarán los periodos de máxima, media y mínima. En la Tabla 17 se consigan para cada alternativa de expansión los principales riesgos evidenciados según el escenario de operación planteado.

Tabla 17. Escenarios críticos para el año n+1 más proyectos

<b>Aumento en capacidad de líneas y transformador</b>	
<b>Riesgo/Efecto</b>	<b>Recomendación</b>
La contingencia de la línea CA-1 sobrecarga las líneas AB3, B27, B28 y CB-1 cuando hay poca generación hacia el norte cuando se evalúan escenarios de demanda máxima y media.	Controlar las sobrecargas encendiendo unidades de generación al costado norte, sin embargo la línea A28 aún queda al límite de su capacidad en demanda media.
En demanda mínima la contingencia de la línea A19 aumenta la tensión de la subestación B113.	Controlar la tensión en la barra de B113 para que no supere el 1.05 p.u.
La contingencia de la línea CA-1 aún sobrecarga la línea A28.	La sobrecarga de la línea A28 se puede controlar con generación.
<b>Observación:</b> Este proyecto fortalece la red, ya que las limitaciones se reducen y no hay problemas para tratarla ante dichos eventos pues éstos se solucionan con generación de seguridad.	
<b>Generación menor de PCH 124</b>	
<b>Riesgo/Efecto</b>	<b>Recomendación</b>
En un escenario de demanda máxima, la contingencia sencilla de la línea B10 pone en riesgo las tensiones de la subestación 206 pues alcanza valores cercanos a 0.9 p.u.	
La contingencia sencilla de la línea CA-1 sobrecarga la línea B28 y A24 cuando se tiene un escenario de alta generación al noroccidente.	Se requiere generación de seguridad para mejorar el perfil de tensión en la subestación.
La contingencia de la línea C10 provoca bajas tensiones en la subestación 306 cuando se tienen escenarios de baja generación en el suroriente.	
En demanda media se evidencian que la contingencia de la línea A27 establece una tensión alta en la subestación 107.	Se requiere una distribución de la generación en la zona, ya que se encuentra apresada por varias centrales de gran magnitud.
La contingencia de la línea CA-1 se sigue presentando.	
Para el escenario de demanda mínima la contingencia sencilla de la línea A19 provoca tensiones superiores a 1.08 p.u en la subestación B113.	Control de reactivos cerca a los elementos sobre tensionados.

**Observación:** La PCH 124 mejora las tensiones en el nodo de inyección (104) y tendrá 20 MW disponibles como recurso de generación cuando ocurra alguna contingencia.

En demanda mínima se evidencian incrementos de tensión en casi todas las subestaciones. Esta condición debe controlarse con absorción de reactivos si llega a superar el límite de operación establecido.

<b>Radialidad</b>	
<b>Riesgo/Efecto</b>	<b>Recomendación</b>
En el escenario de demanda máxima y media, ocurren las contingencias N-1 C10 sobre tensión en la subestación 306. N-1 CA-1 sobrecarga la línea B28 cuando se tienen escenarios de baja generación al norte que se van complicando entre menos sea despachado. N-1 ATR R1 provoca demanda no atendida de 65 MW.	Las situaciones presentes en este escenario de demanda se logran controlar con la generación de la zona. Se requiere una redistribución de los flujos.
En el escenario de demanda mínima la contingencia de la línea A19 provoca altas tensiones en la subestación 113. La situación de la línea CA-1 continúa presentándose pero se controla con la generación.	Control de reactivos cerca a los elementos sobre tensionados.
La condición de alta tensión en las barras se presenta aún en condiciones normales de operación.	
<b>Observación:</b> Este proyecto es importante para alimentar la carga RAD de 65 MW, tiene confiabilidad al haber sido diseñado con doble circuito, puesto que es una carga considerable para el sistema. Sin embargo, ante la entrada de éste las condiciones en el nodo 325 comienzan a ser más restrictivas.	

<b>Reconfiguración 230 kV</b>	
<b>Riesgo/Efecto</b>	<b>Recomendación</b>
En escenarios de demanda mínima se siguen presentando limitaciones asociadas a las líneas A19 y CA-1 cuando hay poca generación al norte.	Esta situación se logra controlar con la generación más próxima.
<b>Observaciones:</b> Esta reconfiguración disminuye las limitaciones evidenciadas con la entrada de los proyectos anteriores, le da mayor confiabilidad al enlace entre las zonas B y C y disminuye los requisitos de generación de seguridad para la demanda máxima y media.	

3.2.4 Situación demanda máxima para el año  $n + 10$ . Antes de iniciar con los proyectos y sus efectos, se desea analizar la condición normal luego de 10 años de operación. Inicialmente, se evaluará un escenario con el incremento de demanda estimado para dicho año y luego se incluirán uno en uno los proyectos para observar las consecuencias que provocan en el sistema.

Se asumen los proyectos anteriores conectados exitosamente sin problemas en la red. Para cualquier condición se requiere en demanda máxima que el 90 % de la capacidad instalada sea despachada ya que para la fecha, el margen de disponibilidad es menor al que se tiene con el ingreso del recurso de generación previsto para este año. Se observa atrapamiento de la generación en las subestaciones 107, 207 y 307, ya que si ocurre una contingencia sencilla en la línea por la que exportan la potencia, no hay manera de evacuarla provocando el colapso de tensión en la zona. Sin embargo, el despacho de las plantas asociadas a estas subestaciones se requiere para atender la demanda máxima. Es urgente plantear alternativas de expansión que aseguren la confiabilidad del sistema ya que esta situación persiste con la entrada de los nuevos proyectos. Las contingencias más críticas se consignan en la Tabla 18 con sus respectivas recomendaciones.

Tabla 18. Escenarios críticos para el año n+10 sin proyectos

Riesgo/Efecto	Recomendación/Observación
En el escenario de demanda máxima ocurren bajas tensiones en el bus 324 y 303 cuando se presenta contingencia sencilla de la línea C26.	Esta condición se había evidenciado previamente por lo cual se propuso el proyecto de compensación en la subestación 324.
Las líneas A25-1 y A25-2 comienzan a sobre cargarse cuando ocurre la salida de una de ellas puesta en paralelo.	Disminuir la generación más próxima.
N-1 B10 sobrecarga Bus206, N-1 A11 sobrecarga B107 y N-1 A19 sobrecarga A23.	Esta condición se controla con generación de seguridad.
En el escenario de demanda media se evidencia que las contingencias de las líneas B28, CA-1 y C11 que sobrecargan B23, B28 y S/E 307 respectivamente.	Controlar con el despacho de generación ya sea para el control de tensiones como generación de seguridad o para el control de reactivos absorbiendo.
En el escenario de demanda mínima se hace más crítica la condición de altas tensiones y las contingencias evidenciadas en demanda media continúan presentándose.	

En la Tabla 19 se consigan para cada alternativa de expansión los principales riesgos evidenciados según el escenario de operación planteado.

Tabla 19. Escenarios críticos para el año n+10 con proyectos

Compensación de potencia reactiva	
Riesgo	Recomendación
Las condiciones de demanda media y mínima del caso sin proyectos se presentan bajo este escenario.	Seguir las recomendaciones efectuadas en la Tabla 18.

**Observación:** Este proyecto surgió bajo la necesidad de implementar una compensación para mejorar la tensión en las subestaciones 106, 206, 306 y 324 que se hallaron débiles cuando ocurrían contingencias sencillas en los buses próximos a ellas. El proyecto contribuye favorablemente, mitigando la restricción identificada. Es posible que para años posteriores al año de estudio, se requiera mayor soporte de reactiva u otro proyecto que mejore las condiciones provocadas por el crecimiento de la demanda y por la misma naturaleza del sistema.

<b>Anillo 230 kV</b>	
<b>Riesgo</b>	<b>Recomendación</b>
<p>En el escenario de demanda máxima y media se hace más crítica la condición de bajas tensiones cuando ocurre contingencia en las líneas B11 y C11. N-1 de las líneas A11 y A28 provoca tensiones superiores al 1.05 p.u. y las líneas A25 agotan su capacidad nominal ante contingencia de una de ellas.</p> <p>En el escenario de demanda mínima continúan las altas tensiones en la S/E 123 ante la contingencia de líneas como A19, A23 y A29.</p> <p>Si ocurre alguna contingencia en las líneas radiales del anillo provoca demanda no atendida.</p> <p><b>Observación:</b> El proyecto limita aún más las condiciones de la red, aumenta la demanda de la zona norte y enmalla esa parte del sistema para darle confiabilidad, excepto en los enlaces radiales.</p>	<p>Se puede plantear alguna alternativa o condición operativa para el control de reactiva que no genere altas tensiones en la zona.</p> <p>Propuesta de expansión.</p>

<b>La Mina</b>	
<b>Riesgo</b>	<b>Recomendación</b>
<p>En el escenario de demanda máxima, ante la contingencia de la línea A11 se sobrecarga la línea B107.</p> <p>Ante la contingencia de una de las líneas B25, se sobrecarga la otra en paralelo a un valor cercano al 100 % de su capacidad nominal.</p> <p>En demanda media, ante la contingencia de la línea C13-2 provoca bajas tensiones en Bus 307 y 308 y ante la contingencia ABM2 en la BMina138.</p> <p>En demanda mínima continúan las altas tensiones como producto de N-1 AB3, A28, A19 y CA-1</p> <p>Ante la contingencia del ATR Mina, la demanda de la mina queda desatendida.</p> <p><b>Observación:</b> Es un proyecto de alto impacto ya que demanda una gran cantidad de carga del sistema y la conexión de ésta no es segura.</p>	<p>Condición controlada con generación de seguridad.</p> <p>Esta situación se logra corregir con la generación de 116.</p> <p>Esta condición se controla con buenos aportes de la generación del norte.</p> <p>Absorción de reactivos.</p> <p>Se requiere una alternativa de expansión para atender la demanda de la mina.</p>

<b>Subestación 500 kV</b>	
<b>Riesgo</b>	<b>Recomendación</b>
<p>Los riesgos evidenciados en los proyectos anteriores con relación a las líneas B28, ABM2, B11 y C11 siguen presentándose.</p> <p>Continúan restricciones en demanda mínima con altas tensiones en algunas subestaciones.</p> <p>Cuando se tienen contingencias sencillas en las líneas de 500 kV se debe tener cuidado con los reactores por que provocan bajas tensiones en los terminales de las líneas violando las condiciones operativas.</p>	<p>Estos riesgos son controlados con generación.</p> <p>Absorción de reactivos.</p> <p>Desconexión de reactores ante contingencias</p>

**Observación:** El proyecto refuerza parte de la zona norte y brinda confiabilidad a la demanda de la zona A, aunque no se evidencian mayores limitaciones asociado a una conexión de tal magnitud.

<b>Generación de 1200 MW</b>	
<b>Riesgo</b>	<b>Recomendación</b>
<p>Las contingencias en las líneas B11 y C11 continúan siendo las restricciones más críticas porque no son capaces de evacuar la generación cuando se encuentra totalmente despachada.</p> <p>Si la generación es despachada al máximo hay atrapamiento de ésta, no convergen contingencias como C26, BC12 y BC13 no hay por donde evacuar tanta generación 1200 MW. Además, la carga de la subestación intermedia es pequeña.</p> <p>Aún con dos unidades de generación, las contingencias siguen siendo críticas.</p> <p>Con máxima generación al norte, las contingencias de C23, AB2, C24, C23, CBR2, A18, provocan sobrecargas en las líneas próximas a ellas.</p> <p><b>Observación:</b> Cuando esta generación entre al sistema se deben realizar la distribución adecuada del despacho para que tanta energía no se quede almacenada en un solo punto. Las contingencias más críticas se encuentran asociadas a las líneas del proyecto: BC11, BC12, BC13 y C26.</p>	<p>Plantear una alternativa de expansión.</p> <p>Se debe enmallar más la red o realizar mejor distribución de los flujos.</p>

<b>Proyecto de subestaciones en serie 401</b>	
<b>Riesgo</b>	<b>Recomendación</b>
<p>En el escenario normal de operación ocurre colapso de tensión. Es una radialidad con longitudes de línea muy largas para alimentar una demanda de 115 MW. Provoca bajas tensiones en las subestaciones 401 y 402.</p> <p><b>Observación:</b> Este proyecto implica una restricción mayor a la subestación 107 que venía con problemas de tensión. Se requiere un refuerzo, un mejor diseño u otra alterativa de expansión.</p>	<p>Posibilidad de alimentar máximo 60 MW con la condición actual de la red (quedaría una porción de carga desatendida) o enmallar con alguna subestación a 138 kV para darle mayor confiabilidad.</p>

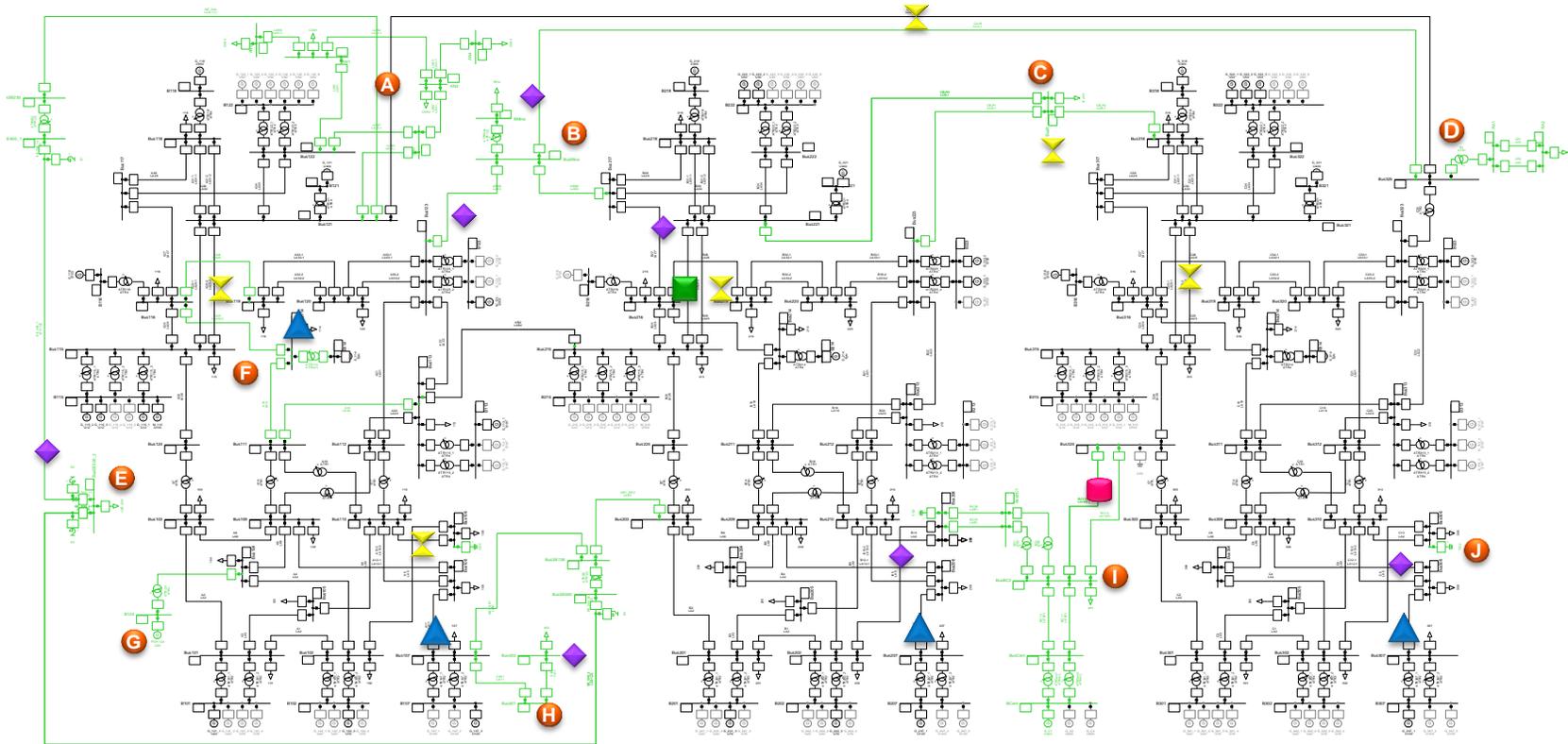
A medida que entran los proyectos, la red se torna más compleja y con el crecimiento anual de la demanda las condiciones operativas se complican. En general para el año  $n + 10$  se observa un estado crítico ya que se requiere la generación de casi todas las subestaciones y la proveniente de 107, 207 y 307 pone en peligro el sistema puesto que no hay como exportarla ante contingencias. Las nuevas obras enmallan el sistema beneficiando el transporte por algunas líneas aunque provocan más restricciones a las identificadas en el estado sin proyectos. La generación sigue siendo un requisito para control de contingencias.

Existe una constante transformación en los sistemas, por lo que siempre habrá necesidad de plantear alternativas que mitiguen los riesgos, sin embargo, hay puntos de obras planeadas previamente que tienen que ser reforzados con nuevas obras para dar solidez al sistema, esto no significa que las obras hayan sido mal diseñadas, si no que la evolución y condiciones que demanda la red, así lo exige. Siempre habrá una situación de mejoría y más cuando de controlar eventos se trata.

Se muestra un resumen gráfico para indicar los principales riesgos identificados en este plan que resulta como insumo para el diseño de las futuras obras, en ella se han identificados los puntos más críticos y los enlaces que requieren ser estudiados para fortalecer las deficiencias halladas. En la Figura 16 se encuentra en color verde los proyectos que se esperan para el último año de estudio y con ello las limitaciones identificadas o acciones operativas necesarias para que el sistema se torne seguro y confiable.

En el análisis de este estudio se quisieron simular obras que resultaran engorrosas ya que a la luz de los usuarios, los proyectos siempre serán viables y habrá la posibilidad de conexión fija pero a la luz del planeador del sistema, se tiene conciencia del impacto que esto provocaría y es por ello que muchas obras no se llevan a cabo o si se observan algunos beneficios, se modifican.

Figura 16. Restricciones identificadas en el sistema de análisis.



- |   |                        |   |                        |   |                               |
|---|------------------------|---|------------------------|---|-------------------------------|
| A | Anillo 230 kV          | F | Aumento de capacidades | ▲ | Urgente expansión             |
| B | La Mina                | G | PCH 124                | ■ | Aumento de capacidad          |
| C | Reconfiguración 230 kV | H | Radial 115 MW          | ■ | Atrapamiento de la generación |
| D | Radialidad             | I | Generación             | ⚡ | Generación de seguridad       |
| E | S/E 500 kV             | J | Compensación reactiva  | ◆ | Problemas de tensiones        |

### 3.3 ANÁLISIS DE CONDICIÓN ESPECIAL: ALTOS APORTES HÍDRICOS

Los precios de la energía se encuentran ligados al tipo de tecnología empleada para generarla. Es obvio que el recurso hídrico disminuye los costos en un sistema donde predomine, pues sistemas como el térmico, nuclear o eólico implican mayores esfuerzos.

La naturaleza de la fuente de energía es un parámetro importante a considerar, ya que de ésta se desprende gran parte del mercado de energía. Generalmente, la energía hídrica es mucha más económica y efectiva que la energía generada por combustibles, líquidos o viento. En los países donde predomina el recurso del agua, la energía se encarece cuando ocurren fenómenos como el niño, ya que la reserva de los embalses disminuye y se debe generar con las energías alternas, sin considerar su disponibilidad.

En la generación de energía del sistema de estudio, predomina la fuente hidráulica puesto que representa el 52 % del parque generador y las fuentes térmicas y nucleares componen el porcentaje restante. Cuando la repartición de la capacidad instalada es equitativa, las probabilidades de riesgo son menores, ya que ante eventos, existe respaldo de unas unidades con otras. Sin embargo, la sensibilidad de cada máquina depende de los parámetros físicos modificando la respuesta según el tipo de fenómeno que enfrenta.

Esta condición es óptima si se trata de un escenario donde la capacidad instalada sea mayor a la demanda como se tiene en el año  $n + 1$ , pero si la demanda alcanza un valor casi igual a la capacidad de generación, el riesgo es mayor (año  $n + 10$ ), puesto que no se tiene certeza de la disponibilidad de los recursos y cualquier desigualdad en estas variables desequilibra el funcionamiento del sistema.

En el caso base, se pretende analizar los efectos de los fenómenos que influyen cuando se quiere realizar un despacho y cómo esto condiciona la operación de un sistema de potencia, simulando un caso donde se tienen altos aportes hídricos, con el fin de revelar su importancia en la planeación de la expansión. En la Tabla 20 se consignan los resultados.

Consideraciones:

- El recurso térmico y nuclear es 3 veces más costoso que el recurso hidráulico.
- El despacho se hace considerando las plantas según el precio y su disponibilidad.
- Se evalúa año  $n + 1$  y año  $n + 10$  con todos los proyectos.
- El caso más crítico se efectúa en demanda máxima ya que se requiere un mayor número de máquinas para alimentar la demanda, sin embargo se evaluarán los 3 escenarios máxima, media y mínima.

- Los recursos hídricos se encuentran distribuidos en las subestaciones \_01, \_02, \_15, \_16, \_22 y \_23 para las zonas A, B y C.
- Las cargas más predominantes se encuentran en las subestaciones \_10, \_13, \_14, \_15 y \_18, mientras que la menor demanda está localizada en la subestación \_05.

Tabla 20. Hallazgos evidenciados cuando se tiene generación con altos aportes hídricos

<b>Situación demanda año n + 1</b>	
<b>Dmáx.</b>	La demanda prevista para este año se logra cubrir con la generación hidráulica disponible, sin embargo, se evidencia que no todas las unidades tienen el mismo efecto para el control de tensiones, por lo cual se requiere generación térmica. Las contingencias más críticas están asociadas a las líneas A19, A23 y C23 que se pueden controlar con generación de seguridad.
<b>Dmedia</b>	Este escenario se torna más crítico y restrictivo pues las fuentes hídricas no tienen la suficiente sensibilidad (dominio y respaldo ante N-1 con menor cantidad de potencia despachada) para controlar las contingencias y tienen mayor influencia las fuentes térmicas. Si existe una restricción que dependa de una unidad cuyo valor encarece la operación y es la única posibilidad de no perjudicar el suministro de potencia en un sistema, los costos los asume el usuario.
<b>Dmín.</b>	En este escenario las tres unidades de las plantas _03 y _07 son necesarias para la operación, ya que la generación de naturaleza hídrica no contribuye a la correcta operación del sistema aunque se encuentre disponible.
<b>Situación demanda año n + 10</b>	
<b>Demanda</b>	Para este año las unidades tanto de generación hidráulica como de generación térmica y nuclear son obligadas. La demanda ha crecido a tal punto que sin la disponibilidad de las máquinas no se podría atender completamente la demanda. Esta condición será más crítica en un escenario donde no haya aportes pues el sistema alcanzaría el colapso.

Observaciones:

- El funcionamiento de las máquinas y su naturaleza depende mucho del despacho, de la manera cómo oferten las plantas y del comportamiento del mercado eléctrico. Sin embargo conocer la disponibilidad siempre será un factor de apoyo.
- Desde el origen del diseño del plan de expansión se debe considerar el tipo de fuente tecnológica para garantizar que ante eventos como estos, no se lleve el sistema a una condición perjudicial o de riesgo.

- En el análisis del caso normal se efectuó un despacho sin considerar la tecnología de la fuente generadora, simplemente que cumpliera con la distribución de flujos y lograra alimentar adecuadamente la demanda. Condición que varió para el caso especial, pues en éste solo se tuvo en cuenta el uso de energía térmica para condiciones de riesgo. Obviamente un fenómeno como estos condiciona enormemente la operación y se torna dependiente de la caracterización que tome la demanda.
- En el escenario de estudio se observó que la fuente hídrica se encuentra ubicada más hacia el lado norte que hacia el lado sur, siendo mayor la necesidad de consumo al lado sur, pues en este lado se encuentran localizadas las cargas más dominantes. Esta condición hizo que se requiera para algunos casos, generación de fuente térmica para el control de tensiones y restricciones.
- Es complicado generalizar soluciones para operar y expandir un sistema de potencia que presenta altos aportes hídricos, ya que cada uno tiene características físicas y elementos activos diferentes. La manera como están distribuidos, su ubicación geográfica, la cantidad del porcentaje en los aportes y las propiedades o características de la carga, hacen que haya incertidumbre y las metodologías diverjan. Sin embargo, se puede controlar la operación desarrollando una adecuada planeación, tratando de componer un sistema de elementos de distintos tipos que integren soluciones adecuadas cuando de enfrentar fenómenos se trata, sin limitarla ni condicionarla a operar de cierta manera.

3.3.1 Fenómenos de variabilidad climática Son pocas las teorías que se conocen sobre los fenómenos climáticos regulares conocidos como el niño y su opuesto, la niña; que provocan graves efectos sobre la superficie de la tierra como sequías, inundaciones, incendios forestales, entre otros, en diversas partes del mundo. El niño y La niña son dos partes opuestas de un fenómeno climático formalmente conocido como la Oscilación del Sur, que corresponde a la aparición, de tiempo en tiempo, de aguas superficiales relativamente más cálidas (El niño) o más frías (La niña) que lo normal en el Pacífico tropical central y oriental, frente a las costas del norte de Perú, Ecuador y sur de Colombia (SIAC, 2011)

El niño es la etapa cálida del ciclo. Se caracteriza por temperaturas más altas en el Pacífico, lluvia en los desiertos de Sudamérica y baja presión del aire en la región del Pacífico oriental. Empieza cuando los vientos Alisios sobre el Océano Pacífico se debilitan por causa de un cambio en la presión del aire. Normalmente estos vientos soplan del lado oriental del Pacífico (América) hacia el oeste (Australia, Indonesia, China, etc.) y cuando dejan de soplar o cambian de dirección, permiten que las aguas cálidas de Asia lleguen a la costa de América, donde el agua es normalmente más fría. La presión del aire, la temperatura del océano y la formación de nubes de lluvia son íntimamente vinculadas, por lo tanto ocurre una alteración de los patrones normales de circulación del océano y la atmósfera (Guerrero L. , 2014).

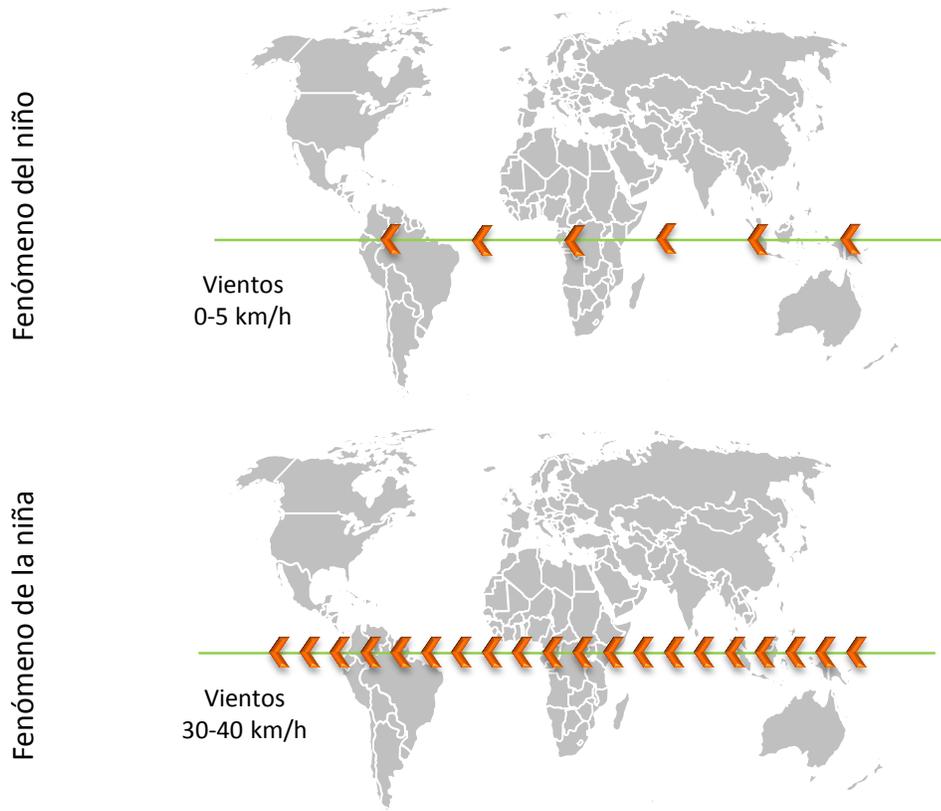
La niña es la etapa fría del ciclo. Las características de La niña son exactamente el opuesto de la etapa de El niño, por ejemplo aguas más frías que lo normal, clima seco en la costa de Sudamérica y lluvias y tormentas en Asia oriental.

3.3.1.1 ¿Cómo se produce? Los vientos alisios del este en el hemisferio norte y sur, que soplan sobre el Pacífico tropical, convergen en el oeste del mismo sentido, cargados de humedad en una zona donde la superficie del mar está relativamente caliente (temperaturas por encima de 28°C), lo que provoca que se dé en esa zona una intensa convección (zona de lluvias). Como resultado, el nivel del mar está unos 40 cm más alto en el oeste, mientras que en el este está a unos 50 m. Como consecuencia, la zona convectiva del oeste del Pacífico empieza a trasladarse hacia el este y los vientos del oeste a extenderse hacia el Pacífico tropical central (Perú, 2008).

Todos los episodios del niño empiezan y terminan aproximadamente en la misma época del año. Suelen empezar en invierno y alcanzan su máximo en el invierno siguiente, momento a partir del cual las anomalías comienzan a descender, para acabar desapareciendo unos seis meses después. La duración aproximada del fenómeno es de unos 18 meses (Perú, 2008)

En la Figura 17 se muestra gráficamente la influencia de los vientos para cada uno de estos fenómenos. Cuando se presenta el fenómeno del niño se produce un debilitamiento en los vientos alisios, que incluso puede cambiar de sentido, provocando la llegada de agua caliente a las costas americanas. Este debilitamiento permite que la nubosidad de Asia se desplace a Suramérica, provocando precipitaciones. Por el contrario, el fenómeno de la niña llega con vientos más intensos favoreciendo la llegada de aguas superficiales más frías y con velocidades del orden de 30 km/h.

Figura 17. Descripción de los vientos para los fenómenos climáticos



Fuente: (Virtual, 2014)

El fenómeno del niño tiene como consecuencias:

- Muchas regiones normalmente húmedas, como Indonesia, llegan a ser secas, mientras que las áreas normalmente secas, como las de la costa oeste de América, se humedecen con precipitaciones intensas.
- El desplazamiento del máximo de temperatura superficial del mar va acompañado de un enfriamiento relativo en el Pacífico Occidental, es decir, cerca de Asia.
- Los cambios en la temperatura influyen en la salinidad de las aguas, cambiándose, por lo tanto, las condiciones ambientales para los ecosistemas marinos.
- Los cambios en la circulación atmosférica alteran el clima global, con lo que se afectan la agricultura, los recursos hídricos y otras actividades económicas importantes en extensas áreas del planeta.
- Aumento en la frecuencia de incendios forestales, inundaciones, erosión costera, alteraciones en el anidamiento de aves marinas y en los arrecifes coralinos, así como la presencia de tormentas tropicales.

3.3.1.2 Importancia en sistemas de potencia Dentro de las variables que se requieren para efectuar una planeación adecuada de un sistema eléctrico de potencia, se considera la presencia de estudios relacionados con el impacto climático de la zona, país o región donde se llevará a cabo el análisis de expansión. Esta situación es importante y más aún en lugares donde la mayor parte de la energía eléctrica es generada por plantas hidroeléctricas. A pesar de que se trata de una fuente que no genera gases con efecto invernadero, se trata de una fuente cuya oferta depende grandemente de los efectos del cambio climático sobre el clima local, pudiéndose generar desabastecimientos de energía durante eventos climáticos extremos. Esto podría indicar que en caso de presentarse un déficit de oferta de energía hidroeléctrica, el país podría verse en la necesidad de proveer estímulos adicionales para la incrementar la generación de energía a partir de fuentes fósiles o alternas (UPME, 2013)

**Recomendación:** Las zonas que han sido más afectadas por este fenómeno son aquellas en las que se encuentra la mayor parte de los embalses del sistema energético. Con el fin prevenir problemas de déficit de energía y fallas en la prestación del servicio, se propone realizar estudios de variabilidad del clima que permitan anticiparse a estos problemas e identificar oportunamente medidas costo-eficientes de adaptación para reducir los impactos negativos y aprovechar los beneficios de un evento como este (Ver informe (UPME, 2013)).

## CONCLUSIONES

El trabajo recorrió diversas fases dejando elementos valiosos a nivel profesional, no basta sólo considerar los conceptos básicos asociados al conocimiento eléctrico pues se requiere también de experiencia para olfatear cuando una alternativa es viable en todos los campos. Este tipo de estudios requiere mucho apoyo técnico en temas de optimización, manejo de variables económicas, planeación, expansión y criterios eléctricos, exigiendo que los ingenieros que enfrentan este rol adquieran una sólida formación.

En la tarea de elaborar la propuesta metodológica, se identificó que existen prácticas comunes de trabajo en relación a este proceso, éstas varían de acuerdo con la persona o equipo de trabajo que planea, así que es complejo generalizar un modelo o una solución pues es completamente dependiente del comportamiento y las variables físicas que enfrenta el sistema. Así mismo, se evidenció que existen muy pocos soportes documentados (escritos) sobre maneras de planear, por lo que resultaría interesante que esta práctica tan común en sistemas de potencia se valore más y se divulgue entre el gremio, o por lo menos se le dé mayor importancia en la academia.

Se extrajeron algunos pasos comunes que permitieron elaborar una propuesta que abarca las principales necesidades al efectuar un plan y posibilita dar seguimiento a las alternativas planteadas con el fin de encontrar la solución adecuada que brinde confiabilidad al sistema. En este sentido, no existen muchos referentes que permitan comparar formas de trabajo, así que prácticamente cada empresa o analista define sus prácticas de acuerdo con la experiencia y el conocimiento propio.

A partir de los planes que presentan algunas empresas del sector, se tomaron las alternativas de expansión más comunes para que a partir de la información transferida por parte de profesionales con amplia experiencia en el tema y la destreza adquirida durante este tiempo, se recomendara una solución concisa cuando se trata de incorporar las nuevas conexiones al sistema.

Se observó que existen alternativas más funcionales que otras, pero es deber del planeador determinar a quién otorgar puntos de conexión y los beneficios que traerán las obras al sistema.

Los sistemas de potencia son complejos de modelar logrando que los equivalentes de red no siempre sean los más completos y semejantes a la realidad. Sin embargo, a través de herramientas de análisis se ha logrado más dominio sobre el tema aunque éste conserve aún tantos factores de incertidumbre. Es la ventaja evidenciada al implementar el caso de estudio en *DigSilent* ya que éste *software* permite desarrollar varios análisis sobre un mismo caso de estudio variando las condiciones operativas y evidenciando los errores para corregirlos a tiempo, obviamente, es el criterio del ingeniero quien detecta si el sistema está o no en adecuadas condiciones.

Son muchos los detalles que se deben considerar en la planeación y más en la recopilación de la información. El éxito de una buena planeación está en la manera como se consigue la información, qué tan verídica es y aproximada a la realidad, y es donde más dificultades se registran, pues incluso los propietarios de los proyectos, no conocen lo que van a comprar cuando están diseñando y modifican los parámetros para no producir atrasos. Además, la planeación debe considerar tiempos en licencias ambientales, reuniones, permisos, consecución de créditos, entre otros, para concretar los plazos sin perjudicar el funcionamiento del sistema.

El campo técnico resulta más sencillo a la hora de estudiar y acordar una metodología pero se vuelve dependiente de factores económicos, geográficos, normativo y financiero propios de la zona intervenida que se torna complejo. La experiencia simulada con un escenario de altos aportes hídricos resultó una buena experiencia para darse cuenta que la respuesta del sistema será muy dependiente de la ubicación de las fuentes y de las cargas y éstas con características muy propias de cada sistema. Sin embargo, se logró efectuar una serie de recomendaciones que pueden resultar útiles para la planeación de sistemas como éste.

Cualquier solución para operar y expandir un sistema de potencia que presenta altos aportes hídricos, presenta características físicas y elementos activos diferentes que son altamente dependientes de la manera como están distribuidos, su ubicación geográfica, la cantidad del porcentaje en los aportes y las propiedades o características de la carga, provocando incertidumbre. La manera como se analiza es muy propia de quien desarrolla el estudio y las soluciones deben integrar opciones viables. No es adecuado que en un sistema haya dependencia de un solo recurso de generación y desde la planeación se debe procurar estructurar obras o alternativas que integren diversas tecnologías de tal manera que ante la sospecha de fenómenos climáticos o económicos, se asegure la operación del sistema.

## RECOMENDACIONES

La cantidad de información generada en cada etapa del proceso de planeación requiere que se deban definir prácticas de manejo y respaldo de datos organizados para minimizar las posibilidades de error, ocasionados generalmente por cambios de versión, reemplazos, referencias de elementos o zonas de proyectos iguales que confundan al analista. Se recomienda tener un motor de datos centralizado de consulta para que quienes hagan los estudios eléctricos tomen la información más actualizada y verídica.

La información sobre los planes de expansión es exclusiva de un gremio o sector dedicado únicamente a esto, por lo delicado que es conocer el comportamiento del sistema, el manejo de la información y sobre todo porque se conoce cómo llevarlo al colapso, sin embargo, existen empresas o personas que investigan o requieren conocer procesos para estructurar teorías o reforzar metodologías existentes. Resulta conveniente que este tipo de objetivos puntuales pudiesen desarrollarse bajo un esquema de seguridad y con cláusulas de protección de la información para aportar y mejorar sobre este tema.

Es importante facilitar a los estudiantes, el acceso a herramientas de diseño adecuadas, que permitan agilizar los tiempos en el desarrollo de un estudio. Posiblemente para un estudiante o una pequeña empresa sea muy alto el costo de invertir en hardware y software, más aún si no se conoce su uso o no se tiene experiencia o criterio para decidir en cual invertir. En este aspecto la universidad podría tener un papel importante como canal de promoción y capacitación en este tipo de conocimientos.

Los temas que comprende la planeación son asuntos bastante complejos y resulta engorroso indicarle a una persona que haga una evaluación de este tipo. La planeación debe desarrollarse por un equipo interdisciplinario de expertos en finanzas, hidrología, motores, estadística, sistemas de potencia, incertidumbres, entorno socio-político, ambiente y optimización (modelado matemático) que estén direccionados a buscar las soluciones más factibles para el desarrollo de una nación. Cuando en la planeación se entrometen intereses particulares se ve reflejado en el atraso de obras, desatención de la demanda y obras que en vez de beneficiar debilitan el sistema.

Por la falta de conocimiento en muchos de los temas que abarca ser analista de planeación, la metodología propuesta requiere ser perfeccionada, esto implica utilizar métodos estadísticos para la demanda, realizar un algoritmo que permita detectar situaciones críticas a tiempo o en tiempo real, análisis de contingencia con inteligencia artificial todo aquello permita encontrar la solución indicada a los problemas que los sistemas de potencia enfrentan a diario.

## REFERENCIAS

- Álvarez Watkins, P., & Sánchez Inarejos, J. (n.d.). *PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA Y DESARROLLO SOSTENIBLE*. Universidad Nacional Autónoma de México y Universidad Politécnica de Madrid.
- (2012). *Notas de clase Protecciones*, Isabel Álvarez. Medellín: UPB.
- (2012). *Notas de clase Sistemas de Potencia II*, Isabel Álvarez. Medellín: UPB.
- CEMEX . (2014, 02 04). Retrieved from Construyendo el futuro:  
[http://www.cemexcostarica.com/ce/ce\\_co\\_gl.asp](http://www.cemexcostarica.com/ce/ce_co_gl.asp)
- Index Mundi*. (2014). Retrieved from Gas natural Precio Mensual ene. 1991 - mar. 2014:  
<http://www.indexmundi.com/es/precios-de-mercado/?mercancia=gas-natural&meses=300>
- ABB. (2013). *ABB*. Retrieved from <http://www.abb.com.co/>
- Borda, C. E., & Alvarez, I. C. (2013). *Metodología análisis eléctrico de Mediano plazo*. Medellín: XM - Expertos en Mercados.
- Bronowski, J. (1973). *The Ascent of Man*. In J. Bronowski. Little Brown.
- Casas, J. A. (1980). Análisis de contingencias. *Ingeniería eléctrica*, 39-40.
- CIRCUTOR. (2013). *Energy Efficiency Technology - Circutor*. Retrieved 10 14, 2013, from CIRCUTOR S.A.: <http://circutor.com/en#page>
- Clavijo, B. M. (n.d.). *Breve introducción a la producción eléctrica en los países del G20*.
- CREG. (1995). *CREG 025: Código de redes como parte del reglamento de operación del SIN*. Bogotá: Ministerio de minas y energía.
- Dussaillant, D. R. (2011, Abril). *METODOLOGÍA DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL CHILENO ANTE INCERTIDUMBRE*. Santiago de Chile, Chile: PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE.
- Electrical, O. (2014, 04 28). *Power Systems Analysis Software*. Retrieved from [http://www.openelectrical.org/wiki/index.php?title=Power\\_Systems\\_Analysis\\_Software](http://www.openelectrical.org/wiki/index.php?title=Power_Systems_Analysis_Software)
- Energía, I. (. (1991, 05). Planeación de la expansión Generación - Transmisión. *Expansión transmisión*. Medellín, Antioquia, Colombia: ISA.
- Escobar, A. (2012). Contingencias en Sistemas Eléctricos de Potencia. *Sistemas Eléctricos de Potencia Tecnología Eléctrica UTP*. Pereira.

- Fernández, J. C. (2004). *Electromagnetismo*. Buenos Aires, Argentina, [www.fi.uba.ar](http://www.fi.uba.ar): Departamento de física - facultad de ingeniería.
- Galperín, C., Lottici, M. V., & Pérez, C. (2010, Agosto). Los subsidios a los combustibles fósiles en la agenda del G-20. *Revista del CEI*(18), 107-134.
- Guerrero, A. M. (2011). Unidad II: Pronóstico de la demanda. 30.
- Guerrero, L. (2014). *Vida Verde*. Retrieved 05 27, 2014, from About.com Vida Verde: <http://vidaverde.about.com/od/Ciencia-y-naturaleza/a/Clima-Loca-El-Nino-Y-La-Nina.htm>
- HMV, M. V. (n.d.). Subestaciones de Alta y Extra alta Tensión. In H. ingenieros, *Segunda edición* (p. 2). Medellín.
- IEB. (2010). *GPT-P-034 Estudio Flujo de Carga*. Medellín.
- IEEE. (1999, Agosto). A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee. *The IEEE Reliability Test System - 1996*, 1010 - 1020.
- IEEE. (2013). *IEEE*. Retrieved from <http://www.ieee.org/index.html>
- Interconexión eléctrica S.A, I. (2002). *Metodología Plan de Expansión de Transmisión para Eliminar o Reducir Restricciones eléctricas en el SIN*. Medellín: DIRECCIÓN PLANEACIÓN DE LA OPERACIÓN.
- Ledesma, P. (2008). *Regulación de frecuencia y potencia*. Madrid: Universidad Carlos III.
- Longatt, F. M. (2006). Estabilidad en Sistemas de Potencia. In F. M. Longatt, *Estabilidad en Sistemas de Potencia* (p. Cáp. 2). Venezuela: Profesor investigador, giaELEC, Universidad Nacional Experimental de las fuerzas Armadas UNEFA.
- Madrid, U. C. (2009). Análisis estático de sistemas eléctricos. *APLICACIÓN DEL FLUJO DE CARGAS AL ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS*. Madrid: Universidad Carlos III de Madrid.
- Martínez, A. (2008, 11 3). *Desenchufados*. Retrieved from <http://desenchufados.net/queson-las-contingencias-electricas/>
- Perú, S. n. (2008). *Senamhi*. Retrieved 05 26, 2014, from <http://www.senamhi.gob.pe/?p=0814>
- Quingatuña, C. F. (2009). *Estabilidad y amortiguamiento de oscilaciones en sistemas eléctricos con alta penetración eólica*. Universidad Carlos III de Madrid. Leganés / Getafe: Departamento de ingeniería eléctrica , electrónica y automática.
- Raúl. (n.d.). *Calidad de la energía en los sistemas eléctricos de potencia*. Op. cit p. 41-45.

- SIAC. (2011). *AXESNET S.A.S.* Retrieved 05 20, 2014, from SIAC - Sistema de Información Ambiental de Colombia:  
<https://www.siac.gov.co/contenido/contenido.aspx?catID=374&conID=1240>
- Tamayo, A., Gil, W., & Laya, J. (2008). *COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN QUE SIRVEN A LA PROVINCIA DE MANABÍ.* Guayaquil, Ecuador: Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación (FIEC).
- UNASUR, & OLADE. (2012, Junio). *UNASUR: Un Espacio que Consolida la Integración Energética.* Quito, Ecuador.
- UPME, U. d. (2013). *Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación del sector energético colombiano frente al cambio climático.* Bogotá: Unión Temporal ACON - OPTIM.
- Vanegas, Y. (2013). *Mercadeo.* Retrieved from <http://sena-mercadeo.blogspot.com/2009/04/oferta-y-demanda.html>
- Virati. (2013, 12). *UNESA.* Retrieved from Asociación Española de la Industria Eléctrica:  
<http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas/1351-central-termica>
- Virati. (2014, 02). *UNESA.* Retrieved from Asociación española de la industria eléctrica:  
<http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas/1347-central-hidroelectrica>
- Virtual, L. (2014). *Fenómeno del niño/niña.* Retrieved 06 01, 2014, from  
[http://escuela2punto0.educarex.es/Humanidades/Geografia/Laboratorios\\_Virtuales\\_de\\_Geografia/El\\_fenomeno\\_del\\_Nino\\_y\\_la\\_Nina/](http://escuela2punto0.educarex.es/Humanidades/Geografia/Laboratorios_Virtuales_de_Geografia/El_fenomeno_del_Nino_y_la_Nina/)
- Wikipedia. (2013, 12 25). *Wikipedia.* Retrieved from La enciclopedia libre:  
[http://es.wikipedia.org/wiki/Mercado\\_el%C3%A9ctrico](http://es.wikipedia.org/wiki/Mercado_el%C3%A9ctrico)
- XM. (2013, 11). *Glosario XM.* Retrieved from  
<http://www.xm.com.co/Pages/GlosarioXM.aspx>
- XM. (2014, 05). *XM.* Retrieved from Portal energético: [www.xm.com.co](http://www.xm.com.co)
- Zolezzi, H. R. (1999). *PLANIFICACION Y EXPANSION DE LA TRANSMISION EN MERCADOS ELECTRICOS COMPETITIVOS.* Pontificia Universidad Católica de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Chile.

## ANEXO

La información contenida en el anexo se extrajo de la revista (IEEE, A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee, 1999).

### Proyección de la demanda

Demanda	Demanda corto plazo año n					
	Máxima		Media		Mínima	
	P [MW]	Q [MVAr]	P [MW]	Q [MVAr]	P [MW]	Q [MVAr]
101, 201, 301	46,80	9,53	36,00	7,33	34,56	7,04
102, 202, 302	42,03	8,67	32,33	6,67	31,04	6,40
103, 203, 303	78,00	16,03	60,00	12,33	57,60	11,84
104, 204, 304	32,07	6,50	24,67	5,00	23,68	4,80
105, 205, 305	30,77	6,07	23,67	4,67	22,72	4,48
106, 206, 306	58,93	12,13	45,33	9,33	43,52	8,96
107, 207, 307	54,17	10,83	41,67	8,33	40,00	8,00
108, 208, 308	74,10	15,17	57,00	11,67	54,72	11,20
109, 209, 309	75,83	15,60	58,33	12,00	56,00	11,52
110, 210, 310	84,50	17,33	65,00	13,33	62,40	12,80
113, 213, 313	114,83	23,40	88,33	18,00	84,80	17,28
114, 214, 314	84,07	16,90	64,67	13,00	62,08	12,48
115, 215, 315	137,37	27,73	105,67	21,33	101,44	20,48
116, 216, 316	43,33	8,67	33,33	6,67	32,00	6,40
118, 218, 318	144,30	29,47	111,00	22,67	106,56	21,76
119, 219, 319	78,43	16,03	60,33	12,33	57,92	11,84
120, 220, 320	55,47	11,27	42,67	8,67	40,96	8,32
<b>Total</b>	<b>1235,00</b>	<b>251,33</b>	<b>950,00</b>	<b>193,33</b>	<b>912,00</b>	<b>185,60</b>
<b>Global</b>	<b>3705,00</b>	<b>754,00</b>	<b>2850,00</b>	<b>580,00</b>	<b>2736,00</b>	<b>556,80</b>

Demanda	Demanda mediano plazo, n+1						Demanda largo plazo, n+10					
	Máxima		Media		Mínima		Máxima		Media		Mínima	
	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
101, 201, 301	51,71	10,53	39,64	8,07	34,84	7,10	88,92	18,11	68,40	13,93	65,66	13,38
102, 202, 302	46,45	9,58	35,60	7,34	31,29	6,45	79,86	16,47	61,43	12,67	58,98	12,16
103, 203, 303	86,19	17,72	66,06	13,58	58,06	11,93	148,20	30,46	114,00	23,43	109,44	22,50
104, 204, 304	35,43	7,18	27,16	5,51	23,87	4,84	60,93	12,35	46,87	9,50	44,99	9,12
105, 205, 305	34,00	6,70	26,06	5,14	22,90	4,52	58,46	11,53	44,97	8,87	43,17	8,51
106, 206, 306	65,12	13,41	49,91	10,28	43,87	9,03	111,97	23,05	86,13	17,73	82,69	17,02
107, 207, 307	59,85	11,97	45,88	9,18	40,32	8,06	102,92	20,58	79,17	15,83	76,00	15,20
108, 208, 308	81,88	16,76	62,76	12,85	55,16	11,29	140,79	28,82	108,30	22,17	103,97	21,28
109, 209, 309	83,80	17,24	64,23	13,21	56,45	11,61	144,08	29,64	110,83	22,80	106,40	21,89
110, 210, 310	93,37	19,15	71,57	14,68	62,90	12,90	160,55	32,93	123,50	25,33	118,56	24,32
113, 213, 313	126,89	25,86	97,26	19,82	85,48	17,42	218,18	44,46	167,83	34,20	161,12	32,83
114, 214, 314	92,89	18,67	71,20	14,31	62,58	12,58	159,73	32,11	122,87	24,70	117,95	23,71
115, 215, 315	151,79	30,65	116,34	23,49	102,25	20,64	261,00	52,69	200,77	40,53	192,74	38,91
116, 216, 316	47,88	9,58	36,70	7,34	32,26	6,45	82,33	16,47	63,33	12,67	60,80	12,16
118, 218, 318	159,45	32,56	122,21	24,96	107,41	21,93	274,17	55,99	210,90	43,07	202,46	41,34
119, 219, 319	86,67	17,72	66,43	13,58	58,38	11,93	149,02	30,46	114,63	23,43	110,05	22,50
120, 220, 320	61,29	12,45	46,98	9,54	41,29	8,39	105,39	21,41	81,07	16,47	77,82	15,81
<b>Total</b>	<b>1364,68</b>	<b>277,72</b>	<b>1045,95</b>	<b>212,86</b>	<b>919,30</b>	<b>187,08</b>	<b>2346,50</b>	<b>477,53</b>	<b>1805,00</b>	<b>367,33</b>	<b>1732,80</b>	<b>352,64</b>
<b>Global</b>	<b>4094,03</b>	<b>833,17</b>	<b>3137,85</b>	<b>638,58</b>	<b>2757,89</b>	<b>561,25</b>	<b>7039,50</b>	<b>1432,60</b>	<b>5415,00</b>	<b>1102,00</b>	<b>5198,40</b>	<b>1057,92</b>

## Parámetros de la generación

No.	Unidad	ID	P [MW]	Q [MVar]	Qmáx [MVar]	Qmín [MVar]	Vs p.u.
101, 201, 301	U20	1	10	0	10	0	1,035
101, 201, 301	U20	2	10	0	10	0	1,035
101, 201, 301	U76	3	76	14,1	30	-25	1,035
101, 201, 301	U76	4	76	14,1	30	-25	1,035
102, 202, 302	U20	1	10	0	10	0	1,035
102, 202, 302	U20	2	10	0	10	0	1,035
102, 202, 302	U76	3	76	7	30	-25	1,035
102, 202, 302	U76	4	76	7	30	-25	1,035
107, 207, 307	U100	1	80	17,2	60	0	1,025
107, 207, 307	U100	2	80	17,2	60	0	1,025
107, 207, 307	U100	3	80	17,2	60	0	1,025
113, 213, 313	U197	1	95,1	40,7	80	0	1,02
113, 213, 313	U197	2	95,1	40,7	80	0	1,02
113, 213, 313	U197	3	95,1	40,7	80	0	1,02
114, 214, 314	SYNC COND	1	0	13,7	200	-50	0,98
115, 215, 315	U12	1	12	0	6	0	1,014
115, 215, 315	U12	2	12	0	6	0	1,014
115, 215, 315	U12	3	12	0	6	0	1,014
115, 215, 315	U12	4	12	0	6	0	1,014
115, 215, 3155	U12	5	12	0	6	0	1,014
115, 215, 315	U155	6	155	0,05	80	-50	1,014
116, 216, 316	U155	1	155	25,22	80	-50	1,017
118, 218, 318	U400	1	400	137,4	200	-50	1,05
121, 221, 321	U400	1	400	108,2	200	-50	1,05
122, 222, 322	U50	1	50	-4,96	16	-10	1,05
122, 222, 322	U50	2	50	-4,96	16	-10	1,05
122, 222, 322	U50	3	50	-4,96	16	-10	1,05
122, 222, 322	U50	4	50	-4,96	16	-10	1,05
122, 222, 322	U50	5	50	-4,96	16	-10	1,05
122, 222, 322	U50	6	50	-4,96	16	-10	1,05
123, 223, 323	U155	1	155	31,79	80	-50	1,05
123, 223, 323	U155	2	155	31,79	80	-50	1,05
123, 223, 323	U350	3	350	71,78	150	-25	1,05

## Parámetros de los transformadores

ID	i	j	R p.u.	X p.u.	X%	Sb	Con MVA	LTE MVA	STE MVA	Tr p.u.
A7	103	124	0,002	0,084	8,4	100	400	510	600	1,015
A14	109	111	0,002	0,084	8,4	100	400	510	600	1,03
A15	109	112	0,002	0,084	8,4	100	400	510	600	1,03
A16	110	111	0,002	0,084	8,4	100	400	510	600	1,015
A17	110	112	0,002	0,084	8,4	100	400	510	600	1,015
B7	203	224	0,002	0,084	8,4	100	400	510	600	1,015
B14	209	211	0,002	0,084	8,4	100	400	510	600	1,03
B15	209	212	0,002	0,084	8,4	100	400	510	600	1,03
B16	210	211	0,002	0,084	8,4	100	400	510	600	1,015
B17	210	212	0,002	0,084	8,4	100	400	510	600	1,015
C7	303	324	0,002	0,084	8,4	100	400	510	600	1,015
C14	309	311	0,002	0,084	8,4	100	400	510	600	1,03
C15	309	312	0,002	0,084	8,4	100	400	510	600	1,03
C16	310	311	0,002	0,084	8,4	100	400	510	600	1,015
C17	310	312	0,002	0,084	8,4	100	400	510	600	1,015
C35	323	325	0	0,009	0,9	100	722	893	893	1

## Parámetros de líneas

Línea	Longitud [km]	R [ $\Omega$ /KM]	X [ $\Omega$ /KM]	B [1/ $\Omega$ KM]	Tensión [kV]
A1, B1, C1	4,828	0,118	0,400	3,384	138
A2, B2, C2	88,514	0,118	0,329	3,381	138
A3, B3, C3	35,406	0,118	0,331	3,411	138
A4, B4, C4	53,108	0,118	0,330	3,362	138
A5, B5, C5	80,467	0,118	0,329	3,393	138
A6, B6, C6	49,890	0,118	0,329	3,368	138
A8, B8, C8	43,452	0,118	0,330	3,384	138
A9, B9, C9	37,015	0,118	0,328	3,405	138
A10, B10, C10	25,750	0,104	0,327	3,384	138
A11, B11, C11	25,750	0,118	0,327	3,467	138
AB1	67,592	0,118	0,329	3,418	138
A,B,C 12-1	69,202	0,118	0,329	3,415	138
A, B, C 13-2	69,202	0,118	0,329	3,415	138
A18, B18, C18	53,108	0,060	0,208	35,594	230
A19, B19, C19	46,671	0,057	0,207	3,564	230
A20, B20, C20	53,108	0,060	0,208	3,559	230
A21, B21, C21	107,826	0,059	0,207	3,559	230
A22, B22, C22	96,561	0,060	0,207	3,563	230
AB2	83,686	0,063	0,206	3,569	230
A23, B23, C23	43,452	0,061	0,312	3,567	230
A24, B24, C24	19,312	0,055	0,202	3,524	230
A, B, C 25-1	54,718	0,058	0,206	3,558	230
A, B, C 25-2	54,718	0,058	0,206	3,558	230
A26, B26, C26	57,936	0,064	0,206	3,556	230
A27, B27, C27	28,968	0,055	0,206	3,589	230
A28, B28, C28	25,750	0,062	0,205	3,597	230
A29, B29, C29	16,093	0,066	14,292	3,524	230
A30, B30, C30	117,482	0,063	0,206	3,556	230
A, B, C 31-1	28,968	0,055	0,206	3,589	230
A, B, C 31-2	28,968	0,055	0,206	3,589	230
A, B, C 32-1	44,257	0,060	0,208	3,545	230
A, B, C 32-2	44,257	0,060	0,208	3,545	230
A, B, C 33-1	24,140	0,066	0,210	3,602	230
A, B, C 33-2	24,140	0,066	0,210	3,602	230
A34, B34, C34	75,639	0,063	0,207	3,549	230
AB3	82,077	0,064	0,207	3,570	230
CB-1	115,873	0,059	0,206	3,556	230
CA-1	107,826	0,059	0,207	3,559	230

