

**MODELO MATEMÁTICO PARA LA EXPANSIÓN DE LA  
INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN, POR LA INSTALACIÓN DE  
NUEVA GENERACIÓN, EN LA COSTA ATLÁNTICA.**

**OMAR HENRÍQUEZ NÚÑEZ cod. 9302014  
MÓNICA LUCIA OROZCO SIPLE cod. 9102554**

**CORPORACIÓN UNIVERSITARIA TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR.  
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA  
CARTAGENA DE INDIAS, D.T.C**

**1999**

**MODELO MATEMÁTICO PARA LA EXPANSIÓN DE LA  
INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN, POR LA INSTALACIÓN DE  
NUEVA GENERACIÓN, EN LA COSTA ATLÁNTICA.**

**OMAR HENRÍQUEZ NÚÑEZ cod. 9302014  
MÓNICA LUCIA OROZCO SIPLE cod. 9102554**

**Estudio realizado como Proyecto de Trabajo de Grado  
para optar el título de Ingeniero Electricista.**

**Director.  
RICARDO A. GOMEZ  
Ingeniero Electricista.**

**CORPORACIÓN UNIVERSITARIA TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR.  
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA  
CARTAGENA DE INDIAS, D.T.C**

**1999**

Cartagena, Diciembre 16 de 1998

Señores:

**DEPARTAMENTO INVESTIGACIONES Y PROYECTOS.**

**CORPORACIÓN UNIVERSITARIA TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR.**

L.C.

Distinguidos señores:

A petición de los señores **OMAR HENRÍQUEZ NÚÑEZ y MÓNICA LUCIA OROZCO SIPLE**, estudiantes matriculados en el programa de ingeniería eléctrica he aceptado participar como asesor de tesis para la elaboración del proyecto “**MODELO MATEMÁTICO PARA LA EXPANSIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN, POR LA INSTALACIÓN DE NUEVA GENERACIÓN, EN LA COSTA ATLÁNTICA**”. Con el fin de que los mencionados estudiantes obtengan el título de Ingenieros Electricistas.

Atentamente.

---

**ARIEL NÚÑEZ SUAREZ**  
Ingeniero Eléctrico

Cartagena, Diciembre 16 de 1998

Señores:

**DEPARTAMENTO DE INVESTIGACIONES Y PROYECTOS.**  
**CORPORACIÓN UNIVERSITARIA TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR.**  
L.C.

Distinguidos señores:

A petición de los señores **OMAR HENRÍQUEZ NÚÑEZ** y **MÓNICA LUCIA OROZCO SIPLE**, estudiantes matriculados en el programa de ingeniería eléctrica he aceptado participar como director de tesis para la elaboración del proyecto “**MODELO MATEMÁTICO PARA LA EXPANSIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN, POR LA INSTALACIÓN DE NUEVA GENERACIÓN, EN LA COSTA ATLÁNTICA**”. Con el fin de que los mencionados estudiantes obtengan el título de Ingeniero Electricista.

Atentamente.

---

RICARDO A. GÓMEZ  
M.S.E.E

Cartagena, Diciembre 16 de 1998

Señores:

**DEPARTAMENTO DE INVESTIGACIONES Y PROYECTOS.**  
**CORPORACIÓN UNIVERSITARIA TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR.**  
L.C.

Cordial saludo.

Por medio de la presente hacemos entrega de los resultados obtenidos en el proyecto de grado titulado “**MODELO MATEMÁTICO PARA LA EXPANSIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN, POR LA INSTALACIÓN DE NUEVA GENERACIÓN, EN LA COSTA ATLÁNTICA**”.

El proyecto comprende un tomo de 143 paginas, en original y dos copias.

Agradeciendo la atención prestada.

---

OMAR HENRÍQUEZ NÚÑEZ  
cod.9302014

---

MÓNICA LUCIA OROZCO SIPLE  
cod.9102554

## **ARTICULO 104.**

La Corporación se reserva el derecho de propiedad intelectual de todos los Trabajos de Grados aprobados, los cuales no pueden ser explotados comercialmente sin su autorización.

Esta observación debe quedar impresa en parte visible del proyecto.

Nota de Aceptación.

---

---

---

---

---

Presidente del Jurado

---

Jurado

---

Jurado

Cartagena de Indias, \_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 199\_\_.

*“A mis Padres y a mi Familia por su gran apoyo. A mi escudo y fortaleza, al aliento de toda mi vida, mi DIOS...”*

*Gracias.*

**OMAR HENRÍQUEZ NÚÑEZ.**

*“A quien le debo todo lo que he sido, soy y seré, mi buen DIOS, y a quienes han sido mis mas grandes baluartes, mis padres y mi tía”.*

*Gracias.*

**MÓNICA LUCIA OROZCO SIPLE.**

## **AGRADECIMIENTOS**

- Nuestro director de tesis Ricardo Gómez, ingeniero electricista. Por sus enseñanzas, su colaboración y por brindarnos su amistad.
- Ariel Núñez, ingeniero electricista. Nuestro asesor, por su iniciativa, asesoría, su preocupación constante por el desarrollo de este trabajo, su apoyo y sobre todo por su amistad.
- A Oscar Acuña Camacho, decano de la facultad. Por haber sido un forjador en nuestra carrera, un amigo y habernos colaborado en todo.
- Los profesores, de quienes no solo aprendimos de sus conocimientos sino también de sus valores humanos.
- Nuestros compañeros, aquellos con quienes compartimos todos los momentos agradables, difíciles y han sido los amigos con quienes siempre hemos contado, brindándonos su apoyo y colaboración en el momento en que se ha requerido.

## **RESUMEN**

En este proyecto se busca desarrollar el planeamiento de la expansión del Sistema de Transmisión en los niveles de 220KV y 500KV, exponer los diferentes procesos que conforman la metodología que se aplica para la planeación del Sistema de Transmisión incluyendo en una forma gradual los procedimientos que se siguen durante las actividades que conllevan su ejecución, para configurar un plan de expansión con criterio de optimización económica, por medio de un modelo matemático.

## INTRODUCCION

El nuevo entorno del Sector Eléctrico de nuestro país, propone que la forma de planeación de la expansión del Sistema de Transmisión Nacional se realice en el corto y mediano plazo, de tal forma que sea lo suficientemente flexible y que cumplan con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad establecidos por el Ministerio de Minas y Energía a través de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

El Plan de Expansión debe de tener en cuenta las nuevas perspectivas del desarrollo del país como lo son, el estado de avance de los proyectos, la nueva legislación, el nuevo marco institucional, regulatorio y comercial, la cantidad y costo de los recursos energéticos disponibles, la mejor manera de conservar el medio ambiente y las acciones que se requieran para asegurar un mejor y adecuado desarrollo.

Es por lo anterior, que este trabajo representa un estudio cuyo objeto es optimizar los procesos de planeamiento de la expansión del Sistema de Transmisión de la costa Atlántica en el nivel de 220 KV a 500 KV, el cual esta compuesto por los diferentes

procesos que conforman la metodología que se aplica para la planeación del Sistema de Transmisión incluyendo en una forma gradual los procedimientos que se siguen durante las actividades que conllevan su ejecución, para configurar un plan de expansión con criterio de optimización económica, en el nuevo marco en que se desenvuelven las empresas del Sector Eléctrico Colombiano.

## CONTENIDO.

	Pág.
INTRODUCCION	
1. ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA.	6
1.1 INFORMACIÓN SUBESTACIONES 1997.	7
1.2 PLANTAS TÉRMICAS OPERATIVAS DE LA COSTA ATLÁNTICA	8
1.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN OPERATIVAS	9
2. ADOPCION DE CRITERIOS.	10
2.1 NIVELES DE TENSIÓN.	10
2.2 CARGABILIDAD.	11
2.3 CONFIABILIDAD.	12
2.4 COSTOS DE INFRAESTRUCTURA.	13
2.5 PERDIDAS	14
2.6 IMPACTO AMBIENTAL.	14
2.7 COSTOS TARIFARIOS	20
3. DESARROLLO DEL PLAN DE EXPANSION.	22
3.1 ESCENARIOS DE GENERACION Y DEMANDA EN EL HORIZONTE DE PLANEAMIENTO.	23
3.2 PROYECCIONES DE DEMANDA DE POTENCIA,	24
3.3 METODOLOGIA PARA LA DETERMINACION DE LA EXPANSION	29
3.3.1 Resultados del estudio de estado estable en operación normal, máxima generación - mínima demanda. Sin proyectos.	32
3.3.3.1 Análisis de los resultados del flujo de carga para los años 1998, 1999 2000, 2001.	33
3.5 ALTERNATIVAS DE SOLUCION.	36
3.5.1 Análisis de los resultados del flujo de carga para los años 1999, 2000 2001. Del sistema con proyectos de la Alternativa No. 1.	37
3.5.2 Análisis de los resultados del flujo de carga para los años 1999, 2000	

Del sistema con proyectos de la Alternativa No. 2.	40
4. DISEÑO DEL MODELO MATEMATICO	43
4.1 PROCEDIMIENTO PARA EL DESARROLLO DEL MODELO MATEMATICO.	48
4.1.1 Identificación de las variables de decisión.	48
4.1.2 Identificación de la función objetivo.	49
4.1.3 Identificación de las restricciones.	55
4.1.4 Restricciones lógicas.	56
4.1.5 Restricción excluyente.	57
4.1.6 Restricciones por pérdidas permisibles.	57
4.1.7 Restricción por cargo del uso del STN.	58
CONCLUSIONES .	61
BIBLIOGRAFIA	63
ANEXOS	64

### **LISTA DE CUADROS**

	Pág.
Cuadro 1. Información Subestaciones 1997.	7
Cuadro 2. Plantas Térmicas Operativas de la Costa Atlántica.	8
Cuadro 3. Líneas y Transformadores Operativos.	9

Cuadro 4. Generación y Demanda Existente año de 1998.	25
Cuadro 5. Generación y Demanda Existente año de 1999.	26
Cuadro 6. Generación y Demanda Existente año 2000.	27
Cuadro 7. Generación y Demanda Existente año 2001.	28
Cuadro 8. Proyección de Demanda en Barrajes del Sistema de Transmisión de Transelca . Periodo 1998 - 2010.	30
Cuadro 9. Resumen de Resultados del Sistema en Operación Normal con Mínima Demanda - Máxima Generación.	33
Cuadro 10. Alternativa No. 1 .	36
Cuadro 11. Alternativa No. 2 .	37
Cuadro 12. Parámetros Técnicos de la Alternativa No. 1.	38
Cuadro 13. Parámetros Técnicos de la Alternativa No. 2.	38
Cuadro 14. Resumen de Flujo de cargas de la Alternativa No. 1 en Operación Normal, Mínima Demanda - Máxima Generación.	40
Cuadro 15. Resumen de Flujo de cargas de la Alternativa No. 2 en Operación Normal, Mínima Demanda - Máxima Generación.	42
Cuadro 16. Costos de Infraestructura y mantenimiento de Líneas y Módulos.	51
Cuadro 17. Costos Índice de Mantenimiento de Módulos y Transformadores.	51
Cuadro 18. Costos Índices Totales de Instalación de Módulos de Líneas y Transformadores.	52
Cuadro 19. Costo de la Alternativa 1.	53
Cuadro 20. Costo de la Alternativa 2.	53
Cuadro 21. Costos Ambientales.	56

## LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Disponibilidad de las Líneas en Promedio Ultimos 10 Años.	65
Anexo B. Figura 1. Curvas de Demanda Máximas Mensuales. Figura 2. Curva de Carga Típica en un día Hábil.	66
Anexo C. Demanda Anual de Energía y Potencia de la Costa Atlántica.	69
Anexo D. Características Técnicas de las Líneas de Transmisión de Transelca . Operación Enero de 1998.	70

Anexo E. Características Técnicas de las Líneas de Transmisión de Transelca . Proyectos del Plan de Expansión 1998 - 2005.	71
Anexo F. Características Técnicas de Transformadores de Transelca Operación en Enero de 1998.	72
Anexo G. Proyectos de Generación Previstos para Operación Comercial	73
Anexo H. Parámetros del Modelo Detallado de las Máquinas	74
Anexo I. Corridas de Flujo de Carga en el Programa Sispot. Máxima Generación - Mínima Demanda, Estable en Operación Normal Años 1998, 1999, 2000 y 2001.	75
Anexo J. Corridas de Flujo de Carga en el Programa Sispot. Máxima Generación - Mínima Demanda, Estable en Operación Normal Años 1999 - 2001, 2008. Alternativa No.1	96
Anexo K. Corridas de Flujo de Carga en el Programa Sispot. Máxima Generación - Mínima Demanda, Estable en Operación Normal Años 1999 - 2001, 2008. Alternativa No.2.	117
Anexo L. Resoluciones de la CREG.	133
Anexo M. Diagramas Unifilares.	143

## **1. ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA.**

+++++

El objetivo del análisis del sistema es conocer las características técnicas y generales del sistema eléctrico de la región, de tal forma que permita examinar e identificar adecuadamente las necesidades de expansión.

Este estudio implica un proceso de recolección e inventario del sistema, el cual incluye líneas, subestaciones, generación existente, proyectos de expansión y demás componentes del sistema. Un punto muy importante para tener en cuenta en el planeamiento es la estimación del crecimiento de la carga en tamaño y localización y la ubicación de los centros de generación y control. (Ver cuadros 1, 2, y 3).

## **2. OPCIÓN DE CRITERIOS.**

En general, los criterios que se deben considerar para el planeamiento de sistemas de transmisión y adoptados por este estudio, se pueden resumir así :

### **2.1 NIVELES DE TENSIÓN.**

Este criterio está asociado a las características físicas del sistema y los requerimientos de calidad exigidos. También, bajo este criterio se establecen las fluctuaciones de voltaje permisibles para que no afecten las diferentes cargas del sistema. Según el código de operación de la CREG, establece lo siguiente :

- El STN 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 de carga a nivel de 220 kv. y superiores no sea inferior al 90% del valor nominal, ni superior al 110%.
  
- La tensión nominal del STN es de 220 kv. y 500 kv. No obstante, para efectos de diseño de nuevas instalaciones, se exige una tensión nominal de 230 Kv.
  
- No deberá existir el efecto titileo (flicker) debido a las perturbaciones instantáneas de la red (Código de redes de la CREG).

## **2.2 CARGABILIDAD.**

Corresponde a las potencias máximas que pueden soportar los elementos de sistema eléctrico, dada como un porcentaje de la capacidad nominal de los mismos. Para la determinación de los límites se tienen en cuenta aspectos ambientales, de funcionamiento y económicos.

Para la cargabilidad de las líneas se tuvo en cuenta :

1. El porcentaje de cargabilidad de una línea de transmisión nueva y planteada por este estudio como solución, no ha de ser inferior al 30%, ya que de ser así significaría que la red esta siendo subutilizada.
2. Los limites recomendados por la CREG para la determinación de la capacidad de transporte en las líneas, se basa en límites térmicos o en restricciones operativas debidas a estabilidad o regulación de voltaje. Para el sistema de 220 kv. se adoptan tres valores de capacidad para líneas menores de 75 kms, entre 75 y 150 kms, y mayores de 150 kms (320 MW, 250 MW y 160 MW respectivamente); para el sistema de 500 kv. se adoptó una capacidad de 820 MW en 1994 y de 1300 MW en 1998 (Código de Redes de la CREG).

3. En relación con el porcentaje de sobrecarga recomendado, se puede mencionar que el código de operación ( Resolución de la CREG 25 de 1995) para el largo y mediano plazo no permite ningún tipo de sobrecarga, sin embargo para el corto y muy corto plazo se pueden fijar límites de sobrecargas de acuerdo con la duración de la misma; en algunos estudios de conexión de nuevos generadores y en el plan de expansión de referencia de 1996 se permitió como porcentaje de sobrecarga un 30% para eventos de duración inferior de una hora.

### **2.3 CONFIABILIDAD.**

Representa la continuidad con que el servicio de la energía llega a los usuarios.

Esta característica depende básicamente de las características físicas del sistema eléctrico y de las condiciones de operación. Generalmente ésta viene dada por índices numéricos calculados a partir de valores estadísticos sobre tasa de falla y tiempos de restablecimiento de estas.( Ver anexo No.A )

El STN ( Sistema de Transmisión Nacional ) debe ser capaz de transportar en estado estable la energía desde los centros de generación hasta las subestaciones de carga en caso normal de operación.

## **2.4 COSTOS DE INFRAESTRUCTURA.**

Representan los costos que las empresas dedicadas al transporte de energía del sector eléctrico tienen que invertir para el desarrollo del plan de expansión. Estos costos incluyen compra, transporte y montaje de equipos para los proyectos de transmisión y transformación. Así como también pruebas, obras civiles, impuestos, estudios de impacto ambiental, administración, imprevistos y costos del área locativa. ( de la sección función objetivo ver cuadros 16, 17 y 18 ).

## **2.5 PERDIDAS.**

Las pérdidas horarias del STN se calculan como la diferencia entre la energía inyectada y extraída del STN.

Como criterios de perdidas se tomaron entre el 1.5 y el 2.5% de perdidas de la potencia de entrada contra la potencia de salida para las líneas de transmisión, para el sistema total se escogió como criterio un porcentaje alrededor del 15%.

## **2.6 IMPACTO AMBIENTAL.**

Es un aspecto nuevo que se esta incorporando en el análisis de expansión de Sistemas Eléctricos de Transmisión, este impacto se presenta con la ejecución de los diferentes proyectos y actividades donde se comprometen los elementos del medio ambiente.

Este impacto en el ambiente es uno de los aspectos mas discutidos recientemente en la ejecución de los proyectos de expansión del sistema de transmisión, debido a que todas las obras tienen gran incidencia sobre el ambiente, por lo que se busca en el planeamiento de las alternativas preveer, mitigar o compensar los impactos causados.

Este concepto fue introducido en nuestra constitución y es vigilado por el Ministerio del Medio Ambiente, incorporando el concepto de desarrollo sostenible, como una condición social y económica del ser humano.

Los aspectos legales se encuentran contenidos en la ley 99 de 1993 y el decreto 1753 (licencias ambientales), donde se establecen las medidas y procedimientos para la protección del medio ambiente :

Son autoridades competentes para el otorgamiento de Licencias Ambientales, conforme a la ley :

- El Ministerio del Medio Ambiente.
- Las Corporaciones Autónomas Regionales.
- Los Departamentos Administrativos para Areas Metropolitanas cuya población urbana sea superior a un millón de habitantes, y
- Las entidades territoriales delegatarias de las Corporaciones Autónomas Regionales.

El Ministerio del Medio Ambiente otorgará a manera privativa la Licencia Ambiental en el siguiente caso:

- Construcción de presas, represas o embalses con capacidad superior a doscientos millones de metros cúbicos y construcción de centrales generadoras de energía eléctrica que excedan de 100.000 KW de capacidad instalada, así como el tendido de las líneas de transmisión del sistema nacional de interconexión eléctrica y proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa virtualmente contaminantes.

Un proyecto es clasificado teniendo en cuenta los siguientes aspectos :

- a) Tamaño y capacidad instalada.
- b) Riesgo ambiental inherente.
- c) Valor del proyecto, obra o actividad.
- d) Cantidad de personal vinculado al proyecto, obra o actividad.
- e) Número de usuarios.
- f) Vulnerabilidad de las áreas afectadas.
- g) Ubicación.
- h) Consumo de recursos naturales y de energía.
- i) Tipo de residuos sólidos, líquidos y gaseosos generados.
- j) Tecnología.

Una empresa puede utilizar el Diagnóstico Ambiental de Alternativas el cual tiene como objetivo, suministrar la información para evaluar y comparar las diferentes opciones, bajo las cuales sea posible desarrollar un proyecto, obra o actividad, con el fin de optimizar y racionalizar el uso de los recursos ambientales y evitar o minimizar los riesgos, efectos o impactos negativos que puedan provocarse.

El Diagnóstico Ambiental de Alternativas sólo se podrá exigir para evaluar las alternativas de diseño de los siguientes proyectos, obras o actividades:

- Construcción de presas, represas o embalses con capacidad entre quinientos mil (500.000) y doscientos millones (200.000.000) de metros cúbicos, y construcción de centrales generadoras de energía eléctrica entre cincuenta mil (50.000) y cien mil (100.000) Kw de capacidad instalada y el tendido de líneas de transmisión o conducción en el área de jurisdicción de la respectiva Corporación Autónoma Regional, no pertenecientes al sistema nacional de interconexión eléctrica, excepto las redes eléctricas urbanas de baja y mediana tensión.

La empresa que requiera una licencia ambiental deberá realizar un estudio de impacto ambiental. El estudio del impacto ambiental es un instrumento para la toma de decisiones y para la planificación ambiental, exigido por la autoridad ambiental para definir las correspondientes medidas de prevención, corrección, compensación y mitigación de impactos y efectos negativos de un proyecto, obra o actividad.

El estudio de impacto ambiental tendrá los siguientes objetivos y alcances:

1. Describir, caracterizar y analizar el medio biótico, abiótico y socioeconómico, en el cual se pretende desarrollar el proyecto, obra o actividad.
2. Definir los ecosistemas que bajo el análisis ambiental realizado, a que hace referencia el numeral anterior, sean ambientalmente críticos, sensibles y de importancia ambiental e identificar las áreas de manejo especial que deban ser excluidas, tratadas o manejadas de manera especial en el desarrollo o ejecución del proyecto, obra o actividad.
3. Evaluar la oferta y vulnerabilidad de los recursos utilizados o afectados por el proyecto, obra o actividad.
4. Dimensionar y evaluar los impactos y efectos del proyecto, obra o actividad, de manera que se establezca la gravedad de los mismos y las medidas y acciones para prevenirlas, controlarlas, mitigarlas, compensarlas y corregirlas.
5. Identificar los planes gubernamentales a nivel nacional, regional o local que existan para el área de estudio, con el fin de evaluar su compatibilidad con el proyecto, obra o actividad.
6. Señalar las deficiencias de información que generan incertidumbre en la estimación, el dimensionamiento o evaluación de los impactos.
7. Diseñar los planes de prevención, mitigación, corrección, compensación de impactos y manejo ambiental a que haya lugar para desarrollar el proyecto, obra o actividad.

8. Estimar los costos y elaborar el cronograma de inversión y ejecución de las obras y acciones de manejo ambiental.
9. Diseñar los sistemas de seguimiento y control ambiental que permitan al usuario evaluar el comportamiento, eficiencia y eficacia del plan de manejo ambiental.
10. Evaluar y comparar el desempeño ambiental previsto del proyecto, obra o actividad contra los estándares de calidad ambiental establecidos en las normas ambientales nacionales vigentes; y la conformidad del proyecto, obra o actividad con los tratados y convenios internacionales ratificados por Colombia.
11. Definir las tecnologías y acciones de preservación, mitigación, control, corrección y compensación de los impactos y efectos ambientales a ser usadas en el proyecto, obra o actividad.

Una de las maneras empleadas de evitar sobrecostos (estudios de topográficos y ambientales) y daños en el ambiente es tratar que las nuevas líneas propuestas tengan recorridos de líneas ya existentes.

## **2.7 COSTOS TARIFARIOS.**

Son los costos relacionados con el transporte de energía a través del sistema eléctrico de transmisión por parte de las empresas generadoras y transportadoras, lo que está bastante relacionado con la cargabilidad de las líneas. Este es uno de los aspectos importantes a tener en cuenta a la hora de recuperación de la inversión por parte de las

empresas encargadas de la ampliación de las redes y de la generación. Según estudios del sistema eléctrico la CREG determinó los siguientes periodos de carga :

- **Período de carga máxima.** Corresponde a las horas comprendidas entre las 9:00 y las 12:00 horas y entre las 18:00 y las 21:00 horas del día.
- **Período de carga media.** Corresponde a las horas comprendidas entre las 4:00 y las 9:00 horas, entre las 12:00 y las 18:00 horas, y entre las 21:00 y las 23:00 horas del día.
- **Período de carga mínima.** Corresponde a las horas comprendidas entre las 00:00 y las 4:00 horas y las 23:00 y las 24:00 horas.

Los generadores y comercializadores pagarán a los transportadores, cargos por uso del sistema de transmisión nacional, de acuerdo con la metodología para el cálculo de estos cargos que se define en el Anexo No. 1 (Resolución 002 de Nov. 94, CREG), la cual establece los valores de cargos máximos que se muestran en los cuadros No. 1, para comercializadores y No. 2 de dicho anexo, para generadores, pertenecientes a dicho anexo de la mencionada resolución. Los cargos por uso del sistema de transmisión nacional incluyen una componente fija, equivalente al 15% de los ingresos regulados permitidos por este concepto.

### **3. DESARROLLO DEL PLAN DE EXPANSIÓN**

Cuando se realiza un plan de expansión a nivel de transmisión, se debe tener en cuenta que el objetivo primordial es la adecuada evacuación de la generación existente y proyectada en la red, hacia las diferentes subestaciones y cargas que se encuentran conectadas al sistema de transmisión nacional, que garanticen un buen suministro con las adecuadas condiciones de calidad, confiabilidad y economía.

Por lo cual es necesario definir un horizonte de planeamiento, que para el presente estudio corresponde al corto y mediano plazo, incluyendo diez años dentro de los cuales se seleccionaron los siguientes 4 casos bases de estudio, estos están planificados hasta el 2001, dado que en los siguientes años del horizonte de planeamiento no se produce la entrada de nuevos generadores,

- Año 1998 : No se considera la entrada de ningún proyecto de generación.
- Año 1999 : Se espera la entrada del proyecto de generación Termocandelaria con 300 MW, 500 MW localizados en la zona de Cartagena (Termobiblis I) y la incursión de 340 MW en Urra.
- Año 2000 : Se espera la entrada del nuevo proyecto de generación Termorio en la costa Atlántica.
- Año 2001 : Se espera la entrada de otros 500 MW de generación en la zona de Cartagena (Termobiblis II ).

### **3.1 ESCENARIOS DE GENERACIÓN Y DEMANDA EN EL HORIZONTE DE PLANEAMIENTO.**

Los escenarios de generación contemplados dentro del estudio, se escogieron para analizar las situaciones de intercambio de potencia entre la Costa Atlántica y el interior del país, escenario de exportación de potencia, dado que la generación térmica instalada actualmente y la proyectada, exceden ampliamente la demanda de esta región. Además,

la generación térmica de la Costa Atlántica constituye la firmeza para la generación predominantemente hidráulica del interior del país.

Los escenarios de generación contemplados son :

- Máxima generación en las plantas de la Costa Atlántica con cien por ciento de disponibilidad para plantas construidas a partir de 1999, aplicando un factor de disponibilidad para las construidas a partir del año 1995 de 0.9, a partir del año 1990 de 0.8 y para las más antiguas de 0.7.

Los escenarios de generación vs demanda año a año, desde 1998 hasta el 2001, se muestran en los siguientes cuadros del 4 al 7.

### **3.2 PROYECCIONES DE DEMANDA DE POTENCIA.**

El escenario básico de demanda de potencia a tratar es el de demanda mínima dado que, como ya se mencionó, se pretende estudiar las situaciones de exportación de potencia desde la Costa Atlántica al interior del país, lo cual resulta el escenario más crítico.

Las proyecciones de demanda de potencia máxima se tomaron del documento “Información Estándar de planeamiento de Transmisión de Corelca”, anexo B, figura 1.

La demanda mínima se obtuvo de las curvas de cargas típicas para día hábil del sistema de Corelca, arrojando un porcentaje del 60% en relación con la demanda pico. Anexo 2, figura 2.

Al igual que el porcentaje de crecimiento anual de la demanda fue tomado del cuadro 8.

Debe resaltarse aquí, que al tomar el valor de la demanda mínima puntual se considera el escenario más crítico, dado que la carga se reduce a un 60%. Encontrándose la probabilidad de que se presente la máxima sobrecarga y atrapamiento de potencia en el sistema, que va a mostrar los puntos donde se hace necesario la evacuación de potencia y que requieren refuerzos de infraestructura.

### **3.3 METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA EXPANSIÓN.**

La metodología para determinar la viabilidad técnica y económica de los proyectos de solución consta de los siguientes pasos :

1. Estudios de estado estable (flujo de carga) en operación normal para los años 1998, 1999, 2000 y 2001, con la disponibilidad indicada en los Cuadros No.4 al No.7 de generación y demanda. Se procede con los diferentes escenarios establecidos, ha identificar las condiciones futuras de operación del sistema de transmisión sin proyectos adicionales. Entendiéndose que los proyectos adicionales no son aquellos definidos con anterioridad como proyectos de expansión por Transelca, pues estos vienen ha formar parte de la evaluación.

Se verifican las cargabilidades de líneas y transformadores y los niveles de tensión, de acuerdo a los criterios de planeamiento y se evalúan los posibles atrapamientos de potencia.

2. Si existen condiciones operativas inaceptables en el sistema eléctrico tales como sobrecargas y/o atrapamientos de potencia considerando el plan de expansión de Transelca y la entrada programada de proyectos de generación, se proponen y evalúan medidas remediales (alternativas de solución) a nivel de transmisión para eliminar estos problemas. Se identifican también los años de entrada de las obras de las diferentes alternativas de solución.
3. Una vez evaluadas técnicamente las diferentes alternativas, y escogidas de éstas, las alternativas técnicamente viables, el método utilizado para la escogencia de una de ellas es la utilización de un modelo matemático de optimización, que es el criterio utilizado para ver si una solución es optima desde el punto de vista económico, escogiendo la alternativa mas rentable de las presentadas como solución.

### **3.4 RESULTADOS DEL ESTUDIO DE ESTADO ESTABLE EN OPERACIÓN NORMAL, MÁXIMA GENERACIÓN - MÍNIMA DEMANDA. SIN PROYECTOS.**

El estudio de estado estable bajo operación normal, tiene por objeto evaluar el comportamiento del sistema eléctrico ante la entrada de los proyectos de generación que se consideraron que deben estar en servicio dentro del horizonte del planeamiento definido para el estudio.

En el cuadro 9. se presentan el resumen de resultados para los análisis de estado estable bajo operación normal para los años 1998, 1999, 2000 y 2001 de los cuatro primeros casos de estudio (escenarios) definidos anteriormente. En el documento anexo Resultados del Estudio de Estado Estable en Operación Normal, se presentan todos los listados de resultados detallados de todos los casos ejecutados.

**Cuadro 9. Resumen de resultados del sistema en operación normal con mínima demanda máxima generación**

<b>AÑO</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>SOBRECARGA (%)</b>
<b>1999</b>	(3)Transformadores Sabanalarga	21
	Línea T/candelaria - Ternera 220Kv	37
	Perdidas totales del sistema	17.56

<b>2000</b>	(3)Transformadores Sabanalarga	19.5
	Línea T/candelaria - Ternera 220Kv	9.57
	Perdidas totales del sistema	9.22
<b>2001</b>	(3)Transformadores Sabanalarga	104
	Línea T/candelaria - Ternera 220Kv	57.91
	Línea T/Cartagena - T/candelaria 220Kv	39.24
	Línea T/Cartagena - Ternera 220Kv	23
	T/Cartagena - Sabanalarga	2.73
	Ternera - Sabanalarga	1.36
	Perdidas totales del sistema	16.48

### **3.4.1 Análisis de los resultados del flujo de carga para los años 1998, 1999, 2000 y 2001.**

1. En el año de 1998, no se producen sobrecargas ni atrapamientos de potencia en el sistema eléctrico y se encuentran buenos perfiles de voltaje, cumpliendo con los criterios de planeamiento. Es decir, en el año de 1998 no se presentan restricciones para el Sistema de Transmisión Nacional ni atrapamientos de potencia en Sabanalarga (punto de vital importancia, ya que es el corazón del sistema de transmisión de la Costa Atlántica). Para el análisis de este año, no se considera la entrada en servicio de los proyectos del plan de expansión.

2. En el año de 1999, cuando se analiza la entrada de los proyectos: Termocandelaria 300MW, Termobiblis I con 500MW, Urra 340MW, se producen sobrecargas y atrapamientos de potencia en el sistema eléctrico, es decir, la entrada de estos proyectos hace necesario el refuerzo en infraestructura en los diferentes puntos críticos mostrados en el cuadro 9 y el Anexo I. El sistema presenta sobrecargas en líneas y transformadores, mostrando esto, como las obras propuestas por Transelca sólo contribuyen a evacuar la potencia en el nodo Barranquilla, sin solucionar problemas tales como la línea desde Termocandelaria a Ternera que se sobrecarga y que el nodo Sabanalarga necesita evacuación de potencia, debido a que sus transformadores de 500/220 KV 450MW están más allá de su capacidad.
  
3. Para el año 2000 con la entrada del proyecto Termorio, se sigue presentado el mismo caso que en el 99 como se puede observar en el cuadro 9 y en el Anexo I, Se puede notar que la ampliación de Transelca para el año 2000 (línea T/Cartagena - Sabanalarga 220KV), contribuye a bajar la cargabilidad de las líneas Ternera - Sabanalarga 220KV, pero no ayuda a evacuar el atrapamiento de potencia que se está presentando en el nodo Sabanalarga.
  
4. Año 2001, con la incursión de la segunda etapa del proyecto Termobiblis con 500MW en el área de Cartagena. El sistema sigue presentando sobrecarga, en la línea T/Cartagena - Sabanalarga 220KV, debido a la cantidad de potencia del proyecto Termobiblis, que congestiona esta ruta hasta sobrecargarla. En Sabanalarga continúan sobrecargados los transformadores en un 104%, dado que no se ha solucionado el atrapamiento de potencia presentado en este nodo, pues no tiene otras

líneas alternas por donde pueda evacuar la potencia hacia otras subestaciones, que puedan contribuir con la circulación sin atrapamientos de potencia.

5. Para todos los demás años desde el 2002 hasta el 2008, se encontró menor cargabilidad en líneas y transformadores en operación normal, pero continúan presentándose las sobrecargas con un menor porcentaje de los años anteriormente analizados. De hecho la demanda anual va aumentando en un porcentaje del 5.47%, lo que implica la disminución paulatina de la cargabilidad de líneas y transformadores.

### **3.5 ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN.**

Se consideraron las dos siguientes alternativas de solución para la expansión del sistema para los años de planeamiento :

#### **Alternativa No. 1.**

Los cuadros No. 10 y 12 se refieren a la alternativa numero uno.

**Cuadro 10**

<b>ALTERNATIVA I *</b>			
<b>AÑO</b>	<b>LINEAS</b>	<b>TENSIÓN</b>	<b>CTOS</b>
1999	T/Candelaria-Ternera	220 Kv	1
	Termorio-Barranquilla	220 Kv	2
	Sabanalarga-Barranquilla	220 Kv	2
2000	Sabanalarga-T/Cartagena	220 Kv	1
2001	Chinu-Barranquilla ( año 2004)	500 K	1
<b>AÑO</b>	<b>TRANSFORMADORES</b>	<b>CAPACIDAD</b>	<b>NUMERO</b>
1999	Sabanalarga	450 MW	1
	Urro I	450 MW	1
2001	Barranquilla (año 2004)	450	2

\* La alternativa I contiene todas las ampliaciones de Corelca

## **Alternativa No. 2.**

Los cuadros No. 11 y 13 se refieren a esta alternativa.

**Cuadro 11**

<b>ALTERNATIVA II **</b>			
<b>AÑO</b>	<b>LINEAS</b>	<b>TENSIÓN</b>	<b>CTOS</b>
1999	T/Cartagena-Sabanalarga	500 Kv	1
	Sabanalarga- Barranquilla	220 Kv	2
	Termorio-Barranquilla	220 Kv	2
<b>AÑO</b>	<b>TRANSFORMADORES</b>	<b>CAPACIDAD</b>	<b>NUMERO</b>
1999	Sabanalarga	450	1
	Nueva Cartagena	450	1
	Urro I	450	1
2001	Nueva Cartagena	450	1

\*\* La alternativa II no contiene todas las ampliaciones de Corelca

### **3.5.1 Análisis de los resultados del flujo de carga para los años 1999, 2000 y**

## **2001. Del sistema con proyectos de la Alternativa No. 1.**

En el año de 1999, cuando se analiza la entrada de los proyectos: Termocandelaria 300MW con 500MW, Urra 340MW y Termobiblis I ya no se producen sobrecargas ni atrapamientos de potencia en el Sistema eléctrico. Los proyectos de la alternativa 1\* logran evacuar la potencia del nodo Sabanalarga y la cargabilidad en las líneas y transformadores como se muestra en el cuadro 14 ( donde se muestra el resumen de las corridas de flujo de carga).

1. Para el año 2000 con la entrada de Termorio con 340MW, como se muestra en el cuadros 10 y 12 (alternativas), no se realizan ampliaciones por parte de este estudio, pero si se utilizan las ampliaciones propuestas por Transelca para el año 2000 sumadas con las del año anterior. Además contribuyó el factor del crecimiento de la demanda, quien ayudó a bajar los niveles de cargabilidad de líneas y transformadores. En el cuadro 14 se muestra los niveles de cargabilidad.
2. En el año 2001, con la incursión de la segunda etapa de proyecto Termobiblis con 500MW en el área de Cartagena, se hizo necesario de soluciones de expansión como se presenta en los cuadros 10 y 12. se utilizaron las ampliaciones que realizará Transelca para este año, además se propuso que el proyecto planteado por ellos para el 2004 ( línea Chinú - Barranquilla y dos transformadores en Barranquilla), se adelantara para esta fecha, la cual sería aún mucho mejor si es para el año 1999, así

---

\* Esta alternativa tiene en cuenta todos los proyectos planteados por Transelca.

se ahorraría la inversión que se tendrá que realizar de un transformador más en el nodo de Sabanalarga. Con esta ampliación sea en el año 1999 ó el 2000, no será necesaria la línea Copey - Barranquilla que estaba planificada para el 2004.

3. Para todos los demás años desde el 2002 hasta el 2008, se encontró menor cargabilidad en líneas y transformadores en operación normal.

**Cuadro 14. Resumen de flujo de cargas de la alternativa No. 1 en operación normal, máxima generación - mínima demanda**

<b>ALTERNATIVA No. 1</b>		
<b>AÑO</b>	<b>LINEAS</b>	<b>CARGABILIDAD (%)</b>
1999	T/candelaria - Ternera cto 2. (220Kv)	78
2000	T/candelaria - Ternera cto 2. (220Kv)	56
	T/candelaria - Ternera cto 2. (220Kv)	44
2001	T/Cartagena - Sabanalarga (220 Kv - 544 MCM)*	89
	Chinú - B/quilla (500Kv)	35.18
<b>TRANSFORMADORES</b>		
1999	Transformadores (3) S/larga (220/500Kv - 450MW)	87
2000	Transformadores (3) S/larga (220/500Kv - 450MW)	84.17
2001	Transformadores (3) S/larga (220/500Kv - 450MW)	91
	Transformadores (2) B/quilla - Chinú (220/500Kv - 450MW)	88.63
<b>PERDIDAS DEL SISTEMA</b>		
Año	1999	17.5
Año	2000	12.96
Año	2001	10.32

\* Se consideró esta ampliación de Transelca, pero cambiando el calibre del conductor por un 544 MCM

### 3.5.2 Análisis de los resultados del flujo de carga para los años 1999, 2000 y

#### 2001. Del sistema con proyectos de la Alternativa No. 2.

1. En el año de 1999, Los proyectos de la alternativa 2\*, logran evacuar la potencia del nodo Sabanalarga y la cargabilidad en las líneas y transformadores como se muestra en el cuadro 15 (donde se muestra el resumen de las corridas de flujo de carga). Para este año la alternativa considera todas las ampliaciones de Corelca para este año. Incluyendo la construcción de la línea de 500Kv en circuito sencillo T/Cartagena - Sabanalarga, que descarta la línea a 220Kv T/Cartagena - Sabanalarga planteada en el plan de expansión de Transelca para el año 2000.
2. Para el año 2000, esta alternativa no contempla ningún tipo de ampliación, como lo muestra el cuadro 15, observándose la disminución de la cargabilidad de líneas y transformadores dado el crecimiento anual de la demanda.
3. En el año 2001, con la entrada del proyecto de generación Termobiblis II, se hizo necesario de las soluciones de expansión mostradas en los cuadros 11 y 13. Quien requiere solamente de la entrada de un segundo transformador de 450MW, 220/500Kv en el nodo TermoCartagena, lo que hace innecesarias las ampliaciones de Transelca proyectadas para este año.
4. Para los años del 2002 hasta el 2008 contemplados por este estudio, no se realizara ningún tipo de ampliación, además en estos años no presenta ningún tipo de problema, la cargabilidad de las líneas y transformadores empieza a disminuir apartir del año 2002 y esto es debido al factor de crecimiento de la demanda.

---

\* Esta alternativa no contempla todos los proyectos planteados por Transelca.

**Cuadro 15. Resumen de flujo de cargas de la alternativa No. 2 en operación normal, máxima generación - mínima demanda**

<b>ALTERNATIVA No. 2</b>		
<b>AÑO</b>	<b>LINEAS</b>	<b>CARGABILIDAD (%)</b>
1999	T/Cartagena - Sabanalarga (500 Kv)	18.88
2000	T/Cartagena - Sabanalarga (500 Kv)	18.5
2001	T/Cartagena - Sabanalarga (500 Kv)	36.6
<b>TRANSFORMADORES</b>		
1999	Transformadores (3) S/larga (220/500Kv - 450MW)	86
	Transformador T/Cartagena - S/larga (220/500Kv - 450MW)	99.2
	Transformador Urrea- C/oso (220/500Kv - 450MW)	90.52
2000	Transformadores (3) S/larga (220/500Kv - 450MW)	84
	Transformador T/Cartagena - S/larga (220/500Kv - 450MW)	97.32
	Transformador Urrea- C/oso (220/500Kv - 450MW)	90.32
2001	Transformadores (3) S/larga (220/500Kv - 450MW)	86
	T/madores (2) T/cartgna - S/larga (220/500Kv - 450MW)	97.53
	Transformador Urrea- C/oso (220/500Kv - 450MW)	90.12
<b>PERDIDAS DEL SISTEMA</b>		
Año	1999	13
Año	2000	9.71
Año	2001	14

#### 4. DISEÑO DEL MODELO MATEMÁTICO.

En el diseño de este modelo se tienen en cuenta el valor del dinero en el tiempo (afectado por el fenómeno de la depreciación), el valor presente neto, la tasa interna de retorno y de oportunidad.

Este modelo consiste en el desarrollo de una función objetiva genérica con base en el álgebra lineal que para este caso es la inversión inicial de cualquier alternativa ( el cual incluye costos índices de infraestructuras, costos de mantenimiento, costos ambientales y operación ) y después de establecer el cuerpo de restricciones inherentes al sistema de

transmisión, tales como, las restricciones lógicas, excluyentes, por costos ambientales, por tarifa de uso (SIC) de la red del sistema de transmisión nacional, por nivel de pérdidas admitido, y los criterios propios de la planeación.

La función objetiva con su cuerpo de restricciones bajo ciertas condiciones de convexidad según el método de Karush - Khun - Tucker (KKT), arroja una solución optima, que representa la mejor alternativa frente a todas las condiciones de los diferentes escenarios de generación y demanda proyectados. La teoría de las condiciones necesarias de KKT para identificar puntos óptimos de un problema restringido, sujeto a restricciones de desigualdad, esta basado en el método de Lagrange.

Este método funciona de la siguiente manera: cuando se desea maximizar una función  $Z = f(x)$ , que está sujeta a  $g(x) \leq 0$ , teniendo en cuenta que estas restricciones pueden convertirse en ecuaciones, sumando las variables de holgura no negativas apropiadas (estas son variables que se le suman a la desigualdad con el objeto de que estas tomen el valor necesario para que la desigualdad se convierta en una igualdad, es decir su valor iguale los términos). Por consiguiente  $S_i^2 \geq 0$ . La función de Lagrange es,

$$L(x, S, \lambda) = f(x) - \lambda (g(x) + S^2).$$

$\lambda$  está midiendo la tasa de variación de  $f$  con respecto  $g$ ,

$$\lambda = \frac{\partial f}{\partial g}.$$

Una condición necesaria para la optimalidad, es que  $\lambda$  sea no negativa para el caso de maximización o lo contrario para el caso de minimización. Estas restricciones sobre  $\lambda$  hacen parte de las condiciones de KKT. Las condiciones restantes se toman de las derivadas parciales de L con respecto a X, S y  $\lambda$  :

$$\frac{\partial L}{\partial x} = \nabla f(x) - \lambda \nabla g(x) = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial S_i} = -2\lambda_i \cdot S_i = 0$$

$i = 1, 2, \dots, m$ , siendo m el número de restricciones

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = - (g(x) + S^2) = 0.$$

Que resumiendo quedan:

$$\lambda \geq 0$$

$$\nabla f(x) - \lambda \nabla g(x) = 0$$

$$\lambda_i g_i(x) = 0, \quad i = 1, 2, \dots, m$$

$$g(x) \leq 0$$

Las condiciones necesarias de KKT son , asimismo, suficientes si la función objetivo y el espacio de soluciones satisfacen ciertas condiciones referentes a la convexidad ( $\geq 0$  refiriéndose a la maximización) y la concavidad ( $\leq 0$  refiriéndose a la minimización).

Sin embargo debemos indicar que una función lineal por definición, es convexa y cóncava, que es el caso que aquí se trata, por lo cual las condiciones de KKT son suficientes para encontrar los puntos óptimos dentro del espacio de soluciones demarcado.

Veamos el siguiente ejemplo como una aplicación de lo dicho anteriormente :

*La refinería Oleo Sur aplica dos procesos diferentes para la refinación de los crudos A y B para la obtención de gasolinas X y Y . El cuadro registra, para cada proceso, las cantidades de cada una de las dos clases de crudos que se requieren por turno de producción y las cantidades de gasolinas de cada tipo obtenidas en la operación correspondiente ; así mismo, las cantidades mínimas de gasolina requeridas, además de la utilidad que se obtiene, por turno en cada proceso :*

PROCESO	ENTRADA		SALIDA		UTILIDAD POR TURNO
	CRUDO A	CRUDO B	GASOLINA X	GASOLINA Y	
1	5	3	2	5	3
2	4	5	4	4	4
MAXIMO DISPONIBLE	200	150			
MINIMO REQUERIDO			100	80	

*Formule un modelo de Programación Lineal que permita determinar la programación de los turnos, en los procesos que conduce a la mayor utilidad posible.*

*Desarrollo.*

*X1 : Número de turnos de producción para el proceso 1.*

*X2 : Número de turnos de producción para el proceso 2.*

*Función Objetiva :  $U = 3X1 + 4X2$*

*Restricciones :*

*1.  $5X1 + 4X2 \leq 200$*

*4.  $5X1 + 4X2 \geq 80$*

*2.  $3X1 + 5X2 \leq 150$*

*5.  $X1, X2 \geq 0$*

*3.  $2X1 + 4X2 \geq 100$*

*6.  $X1, X2$  enteros.*

La solución para el caso se obtiene utilizando el programa QSB (en la sección de programación lineal) como se muestra en la página mostrada por el programa, la cual es la siguiente :

Objective Function Coefficients for REFINERIA	
Variable	Value (Criterion: Maximization)
X1	[3            ]
X2	[4            ]

Constraint Coefficients for REFINERIA				
Constraint	X1	X2	Direction	RHS
1	[5            ]	[4            ]	[<	][200        ]
2	[3            ]	[5            ]	[<	][150        ]
3	[2            ]	[4            ]	[>	][100        ]
4	[5            ]	[4            ]	[>	][80          ]

Solution Summary for REFINERIA						
						Page: 1 of 1
Variable Number	Variable Name	Solution	Opportunity Cost	Minimum Obj. Coef.	Current Obj. Coef.	Maximum Obj. Coef.
1	X1	30.76923	0	2.4	3	5
2	X2	11.53846	0	2.4	4	5
Maximized OBJ = 138.4615    Iteration = 4    Elapsed CPU seconds = 0.050781						
< PageDown >		< PageUp >		< Hardcopy >		< Cancel >

Constraint Summary for REFINERIA						
						Page: 1 of 1
Constraint Number	Constraint Status	Shadow Price	Surplus	Minimum R. H. S.	Current R. H. S.	Maximum R. H. S.
1	Tight (¾)	.2307692	0	120	200	250
2	Tight (¾)	.6153846	0	141.6667	150	250
3	Loose (—)	0	7.692307	-M	100	107.6923
4	Loose (—)	0	120	-M	80	200
Maximized OBJ = 138.4615    Iteration = 4    Elapsed CPU seconds = 0.050781						
< PageDown >		< PageUp >		< Hardcopy >		< Cancel >

#### 4.1 PROCEDIMIENTO PARA EL DESARROLLO DEL MODELO

##### MATEMATICO.

En el caso de la escogencia de la mejor alternativa, el modelo deberá decidir entre una u otra, es decir a nivel cualitativo, a diferencia del ejemplo anterior donde la elección es a nivel cuantitativo.

Las decisiones de tipo cualitativo, dan como respuestas un sí ó un no, es decir, se escoge una u otra variable.

Al formular un modelo, estas variables de decisión están restringidas a valores de 0 (para un no) y 1 (para un sí) y son entonces llamadas variables enteras 0-1. Pasos a seguir :

#### **4.1.1 Identificación de las variables de decisión.**

Se eligen como variables los proyectos que implican una decisión de sí ó no, por lo que es razonable crear una variable entera para cada alternativa de modo que se pueda aceptar solo una de ellas.

$X_1$ , representa la alternativa número 1

$X_2$ , representa la alternativa número 2

las cuales tendrán valores de :

$$\mathbf{X}_1 = \begin{cases} 1, & \text{si se elige realizar la alternativa número 1} \\ 0, & \text{si no se elige realizar la alternativa número 1} \end{cases}$$

$$\mathbf{X}_2 = \begin{cases} 1, & \text{si se elige realizar la alternativa número 2} \\ 0, & \text{si no se elige realizar la alternativa número 2} \end{cases}$$

#### **4.1.2 Identificación de la función objetivo.**

En este caso el objetivo es minimizar el costo presente de la inversión en dólares, de la expansión requerida por el sistema, debido a la entrada de nuevos generadores en la Costa Atlántica. Para esto se debe tomar el costo índice de cada alternativa año a año, traer cada uno de estos costos a un valor presente y totalizarlos por alternativa, utilizando cada uno de estos resultados como coeficiente de cada alternativa en la función objetivo.

Los costos índices de las alternativas se toman de los cuadros 16, 17 y 18. Teniendo muy en cuenta que los costos índices representan un aporte muy importante para la estimación de costos de los nuevos proyectos de subestaciones y líneas de transmisión que se requieren valorar durante el proceso de la planeación del sistema eléctrico.

Además, constituyen una información para valorar los activos de transmisión y estimar los cargos para el acceso y uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN) en el ámbito del libre mercado de la energía eléctrica en Colombia.

En los cuadros 16, 17 y 18. Se presenta en forma resumida los costos índices totales de transformadores, módulos de transmisión y líneas de transmisión. Los costos totales corresponden a equipos instalados e incluyen por lo tanto el costo propio del equipo, transporte y seguros, impuestos, montaje, pruebas, obras civiles, ingeniería y administración, costos de área locativa, costos financieros e imprevistos.

En el costo de cada módulo están incluidos sus equipos de patio, sus tableros de protección, control y medida.

La diferencia entre los costos de módulo de transformación y línea se debe a que en este ultimo costos de trampa de onda y seccionador tripolar con cuchilla de puesta a tierra

De los resultados del cuadro 19 y 20 se sacan los valores totales para cada año por alternativa y se llevan a un valor presente, con una tasa de oportunidad del 12%, estipulada por Transelca, así :

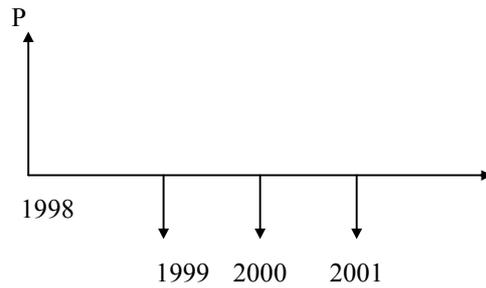
**Cuadro 19**

<b>COSTO DE LA ALTERNATIVA I</b>	
<b>AÑO</b>	<b>COSTO( KUS\$)</b>
1999	64.698
2000	31.400
2001	117.215

**Cuadro 20**

<b>COSTO DE LA ALTERNATIVA II</b>	
<b>AÑO</b>	<b>COSTO(KUS\$)</b>
1999	64.402
2000	-
2001	15.867

### Costo presente de la alternativa No. 1.



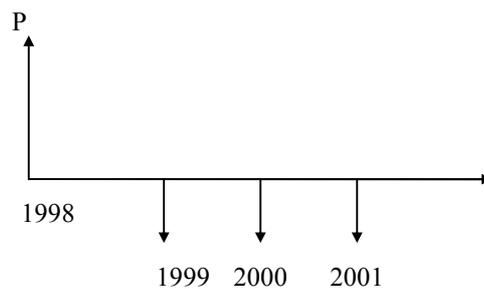
$$\text{CPE} = \text{Costo año 1999 (p/f, i, n)} + \text{Costo año 2000 (p/f, i, n)} +$$
$$\text{Costo año 2001 (p/f, i, n)}.$$

$$\text{CPE} = 64.698 (\text{p/f, } 12\%, 1) + 31.400 (\text{p/f, } 12\%, 2) + 117.215 (\text{p/f, } 12\%, 3)$$

$$\text{CPE} = 57.766 + 25.322 + 86.187.$$

$$\text{CPE} = 169.276^1.$$

### Costo presente de la alternativa No. 2.



$$\text{CPE} = \text{Costo año 1999 (p/f, i, n)} + \text{Costo año 2000 (p/f, i, n)} +$$
$$\text{Costo año 2001 (p/f, i, n)}.$$

$$\text{CPE} = 62.402 (\text{p/f, } 12\%, 1) + 15.867 (\text{p/f, } 12\%, 3)$$

---

<sup>1</sup> Miles de Dólares

$$\text{CPE} = 55.716 + 11.666$$

$$\text{CPE} = 67.382.$$

#### **4.1.2.1. Función objetiva.**

$$\mathbf{F} = 169.276 \mathbf{X}_1 + 67.382 \mathbf{X}_2$$

#### **4.1.3 Identificación de las restricciones.**

Se comienza por agrupar e identificar los diferentes grupos de restricciones :

- Restricción por costos ambientales.
- Restricción por perdidas permitidas.
- Restricciones lógicas.
- Restricción excluyente.
- Restricción por cargo del uso del STN.

#### 4.1.3.1 Restricción por costos ambientales.

Representa el máximo valor permitido por el capital destinado por parte de la empresa a costos ambientales :

**Cuadro 21 . Costos Ambientales**

<b>Año</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>
Alternativa No. 1	650	220	185
Alternativa No 2	720	0	50
Transelca*	800	446	340

\*Costo de la administración de Corelca en miles de dólares.

Restricción año 1999 :  $650X_1 + 720X_2 \leq 800$ .

Restricción año 2000 :  $220X_1 \leq 446$

Restricción año 2001 :  $185X_1 + 50X_2 \leq 340$ .

#### 4.1.4 Restricciones lógicas.

Para que sean valores enteros entre 0 y 1, tenemos :

$$0 \leq X_1 \leq 1$$

$$0 \leq X_2 \leq 1.$$

#### **4.1.5 Restricción excluyente.**

Se necesita una restricción para asegurar que  $X_1$  es igual a 1, entonces  $X_2$  es igual a 0 y que si  $X_2$  es igual 1 entonces  $X_1$  es cero ( o de manera equivalente que ambas variables no puedan tener un valor de 1 ). Una forma de lograr esto se consigue con la siguiente restricción :

$$X_1 + X_2 \leq 1.$$

#### **4.1.6 Restricciones por pérdidas permisibles.**

Del cuadro 14 y 15 Se obtuvieron las pérdidas por año para cada alternativa, y sabiendo que las restricciones máximas permitidas por Transelca, para las pérdidas de sistema de un 20% para el año 1999 y de un 15% para los demás años, se formulan las restricciones.

$$\text{Año 1999 : } 19.5X_1 + 13X_2 \leq 20$$

$$\text{Año 2000 : } 12.96X_1 + 9.71X_2 \leq 15$$

$$\text{Año 2001 : } 10.32X1 + 14X2 \leq 15.$$

#### **4.1.7 Restricción por cargo del uso del STN.**

Para hallar los costos tarifarios de cada alternativa se hace la suposición que las líneas de transmisión se encuentran cargadas a más de en un 70% ( por esta razón este valor puede ser fluctuante ), y seguimos los siguientes pasos :

1. El valor presente de inversión de cada alternativa se le adiciona el 5% de su valor.
2. Se toma el valor presente de la inversión de cada alternativa ( costo índice ).total, por concepto de costos de equipos no eléctricos ( áreas locativas, Resolución de la CREG 002 de 1994 ).
3. Este nuevo valor se lleva a una anualidad en un periodo de 25 años con una tasa de amortización del 9%.
4. Con esta anualidad se le adiciona el 2% de su valor, por concepto de costos de operación y mantenimiento. Este nuevo valor es el considerado por año como el cargo por uso del STN y viene dado en dólares.

Alternativa No. 1 :

$$CPE = 169.276$$

$$A = ( A/P, 9\%, 25 ) = 17.233$$

$$A * 1.05 * 1.02 = 18.457, \text{ que es el valor por cargo por uso de la alternativa 1}$$

Alternativa No 2 :

$$CPE = 67.382$$

$$A = ( A/P, 9\%, 25 ) = 6.859,9$$

$$A * 1.05 * 1.02 = 7.447, \text{ que es el valor por cargo por uso de la alternativa 2.}$$

$$\text{Restricción : } 18.57X_1 + 7.447X_2 \geq 6860.$$

Esta restricción será igual para los 25 años, es por lo que solo se toma una de ellas.

Además se tomó como valor limitante el mínimo valor de anualidad esperado con respecto a las dos alternativas. Veamos los resultados arrojados por el programa QSB :

Objective Function Coefficients for SELECCION	
Variable	Value (Criterion: Minimization)
X1	[169276 ]
X2	[67382 ]

Constraint Coefficients for SELECCION				
Constraint	X1	X2	Direction	RHS
1	[17577 ]	[6997 ]	[>	[6860 ]
2	[19.5 ]	[13 ]	[<	[20 ]
3	[12.96 ]	[9.71 ]	[<	[15 ]
4	[10.32 ]	[14 ]	[<	[15 ]
5	[1 ]	[1 ]	[<	[1 ]
6	[650 ]	[720 ]	[<	[800 ]
7	[220 ]	[ ]	[<	[446 ]
8	[185 ]	[50 ]	[<	[340 ]

Solution Summary for SELECCION					
Minimization Problem				Page: 1 of 1	
Variable	Solution	Objective Coefficient	Variable	Solution	Objective Coefficient
X1	0	169276	X2	1	67382
Minimized OBJ = 67382 Iteration = 5 Elapsed CPU seconds = 0.05078 Branch selection: Newest problem Integer tolerance = .01 Max. #node = 2					
< PageDown >		< PageUp >		< Hardcopy >	
< Cancel >					

### CONCLUSIONES.

- La entrada de los diferentes proyectos de generación para los años de 1999 al 2001, requieren de refuerzos en la infraestructura existente de transmisión en la Costa Atlántica ; debido a que el sistema actual presentará deficiencias por la entrada de estos generadores, tales como, atrapamientos de potencia en el nodo Sabanalarga, sobrecargas en líneas y transformadores del sistema.
  
- Este estudio presenta dos alternativas de solución técnicamente viables para la entrada de los generadores, escogidas bajo la utilización de la metodología que describe los procedimientos asociados para el desarrollo del planeamiento de los

sistemas de transmisión, mostrados en el transcurso de este proyecto. De las alternativas se escogió por medio del modelo matemático, diseñado en este estudio ( para optimizar con criterio económico la expansión ), la alternativa número dos, como la solución más óptima para la expansión del sistema de transmisión.

- El estudio muestra la correlación directa entre el área de planeamiento y las demás áreas administrativas (operación, adquisiciones, comercial, etc.), orientando a las empresas encargadas de la expansión del STN al uso eficiente de sus recursos.
- El estudio demuestra que los nuevos generadores no pueden entrar a operar al 100% por que traen consigo sobrecostos excesivos en los proyectos de expansión. Pero entrar a operar por debajo del 100%, causaría pérdidas a la empresas generadoras, debido a la gran inversión inicial en sus proyectos, lo que ocasionará una recuperación de su dinero a una tasa interna de retorno muy baja y con un plazo mayor.
- No solo es importante que las alternativas sean técnicamente viables sino que puedan representar un eficiente uso de los recursos disponibles para el desarrollo de proyectos de expansión, siendo esta la importancia del modelo matemático, quien es el encargado de evaluar con criterio económico cual alternativa representa el uso más óptimo de los recursos.

## BIBLIOGRAFÍA.

- ▷ COMISION DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG. Resolución 25 de 1995.
- ▷ CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA - CORELCA. Información Estándar de Planeamiento de Transmisión de Corelca. Barranquilla : Marzo 1998.
- ▷ CHECA LUIS, María. Líneas de Transporte de Energía. Barcelona: Marcombo, 1973. 580 p.
- ▷ FINK, Donald. BEATY, H. Wayne. Manual de Ingeniería Eléctrica. México: Mc Graw Hill, 1996, vol. 1.
- ▷ HARPER GILBERTO, Enrique. Líneas de Sistemas de Transmisión y Redes de Distribución de Potencia Eléctrica. México: Limusa. 1971. 523 p
- ▷ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Tesis y otros trabajos de grado. Bogota : ICONTEC. 1996. 132 p.
- ▷ MATHUR, Kamlesh. SOLOW, Daniel. Investigación de Operaciones. México : Prentice Hall Hispanoamericana. 1996. 976 p.
- ▷ STEVENSON, WILLIAM D. Análisis Sistemas de Potencia. México: Mc Graw Hill, 1994. 740 p.
- ▷ WAYNE L, Wistown. Investigación de Operaciones. México : Iberoamericana. 1980. 680 p.