

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

**LEY ELECTRICA CARGOS POR
TRASMISION Y DISTRIBUCION**

1991

333.793.2
I 81 L
1991

INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

OFICINA DE PLANEACION
UNIDAD DE PLANEAMIENTO ENERGETICO

LEY ELECTRICA
CARGOS POR TRANSMISION Y DISTRIBUCION
GRUPO No. 5

INFORME FINAL

DOCUMENTO ISA OPUN - 192 E

Medellin. diciembre 11 de 1991

INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

OFICINA DE PLANEACION
UNIDAD DE PLANEAMIENTO ENERGETICO

LEY ELECTRICA
CARGOS POR TRANSMISION Y DISTRIBUCION
GRUPO No. 5

INFORME FINAL

DOCUMENTO ISA OPUN - 192 E

Medellín, diciembre 11 de 1991

INDICE

	Página
1. ANTECEDENTES	1
2. OBJETIVOS	1
PARTE A: TRANSMISION	3
1. DEFINICIONES	3
2. PRINCIPIOS	5
3. ACCESO A LA RED DE TRANSMISION	5
4. ESTRUCTURA DE COSTOS DE LA RED DE TRANSMISION	7
5. ESTRUCTURA DE CARGOS	8
6. EXPANSION DE LAS REDES DE TRANSMISION	10
7. REGULACION	12
8. CODIGO DE LAS REDES	14
PARTE B: DISTRIBUCION	15
1. DEFINICIONES	15
2. FUNCIONES	15
3. ACCESO A LA RED DE DISTRIBUCION	15
4. ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SERVICIO DISTRIBUCION	16
5. CARGOS POR DISTRIBUCION	17
PARTE C: TRANSICION	18
PARTE D: ANEXOS	19
ANEXO 1. ACTAS GTS	
ANEXO 2. DOCUMENTOS TECNICOS PRESENTADOS EN EL GRUPO	
ANEXO 3. MIEMBROS DEL GRUPO	

1. ANTECEDENTES

Como parte de las actividades requeridas para llevar a cabo la reestructuración del Sector Eléctrico, se planteó la necesidad de establecer la separación de los diferentes servicios que se presentan en un sistema interconectado, buscando en primera instancia, encontrar los puntos en los que se hace necesario establecer subsidios directos, servicios que no se han cobrado explícitamente y/o que sólo se han cobrado en forma parcial.

Basados en estas directrices del gobierno nacional a través del Ministerio de Minas y Energía y con el apoyo de la Comisión Nacional de Energía, se crearon, con el fin de ahondar en temas que se identificaron como prioritarios, seis grupos de trabajo dentro de los cuales uno de los temas fue el de ACCESO A LA RED Y CARGOS - GT5.

Como identificación del problema a resolver en el GT5 se contemplan entre otros aspectos:

- 1.1 El servicio de interconexión y transmisión es uno de los eslabones en la cadena del servicio eléctrico y dentro del contexto de la reestructuración del sector se busca visualizarlo como una actividad separada en la industria de la electricidad, independiente tanto de la generación como de la distribución.
- 1.2 Buscar identificar elementos como son: en qué consiste el servicio; la demanda por el servicio; la estructura de la oferta; los elementos de monopolio natural y la regulación de la actividad; cálculo de costos y cómo se cobra el servicio; los incentivos para expandir la oferta.
- 1.3 Estudiar el cobro del servicio de subtransmisión o de distribución para terceros dentro de la red de las empresas distribuidoras.

2. OBJETIVOS

Como tarea inicial del grupo se prepararon unos términos de referencia, en los cuales se trató de esbozar la filosofía que debía prevalecer en él y las principales metas a cumplir dentro del periodo de tiempo estimado para la conclusión de las reuniones. Se solicitó una dedicación de tiempo completo por parte de los participantes y teniendo en cuenta los siguientes objetivos:

2.1 Generales

- Establecer un marco de referencia para el negocio de la transmisión de bloques de potencia y energía.
- Establecer aspectos de reglamentación, los procedimientos y las metodologías susceptibles de ser integradas a un proyecto de ley mediante el cual el negocio de la transmisión coadyuve a lograr los objetivos que persigue la reestructuración del Sector.

2.2 Específicos

- Definición de los principios generales que orienten la propuesta de reglamentación a ser desarrollada.
- Definición del sistema de transmisión a ser regulado.
- Establecer las condiciones de acceso a las redes de transmisión, subtransmisión y distribución.
- Definir las obligaciones y los derechos de las empresas propietarias y usuarias de la red de transmisión.
- Establecer los principios para la determinación de los costos asociados con los servicios prestados por las redes de transmisión, subtransmisión y distribución.
- Precisar los criterios y la metodología para determinar el sistema de cargos aplicados en la explotación de redes.
- Llevar a cabo las simulaciones que respaldan la viabilidad de las propuestas de reglamentación.
- Definir indicadores de calidad y confiabilidad de servicio.
- Definir los principios y condiciones que rijan la transición entre el esquema actual y el propuesto.
- Identificar los temas a ser realizados o contratados con posterioridad para la implementación del esquema propuesto.

PARTE A: TRANSMISION

1. DEFINICIONES

1.1 EL Servicio de la Transmisión

El Servicio de Transmisión consiste en el transporte de energía y potencia eléctricas entre los centros de generación y centros de consumo; y en el servicio de interconexión asociado con la calidad, seguridad y confiabilidad en el suministro de energía y potencia eléctricas, y con el aprovechamiento de la reserva de capacidad de los generadores.

Se definen como usuarios del servicio de transmisión a los generadores que comprenden a los generadores propiamente dichos, cogeneradores y autoproductores; y a los consumidores que comprenden los distribuidores y los grandes consumidores.

La prestación de este servicio podrá estar a cargo de personas jurídicas de carácter privado, público o mixto.

1.2 Usuario

Persona natural o jurídica que hace uso del servicio de energía eléctrica.

1.3 Grandes consumidores

Los grandes consumidores son aquellos usuarios que están conectados directamente a una red de transmisión o a redes de distribución, a niveles de tensión iguales o superiores a 33 kV o de acuerdo con su consumo según lo defina el Organismo Regulador.

1.4 Empresa de Transmisión

Es una persona jurídica de carácter privado, público o mixto que prestará el servicio de transmisión a través de una red de transmisión de su propiedad.

Una Empresa de Transmisión estará regida por el régimen privado en los aspectos concernientes a presupuesto, contratación y administración.

1.5 Redes Regionales de Transmisión

Una Red Regional de Transmisión está compuesta por un conjunto de líneas y/o subestaciones con sus equipos asociados (protecciones, control, medidas y comunicaciones) con tensiones iguales o superiores a 220 kV; el equipo de compensación reactiva

necesario para la regulación de tensión o para el incremento de la capacidad de transferencia, y la transformación necesaria entre niveles de tensión iguales y superiores a 220 kV.

Una Red Regional de Transmisión sirve a uno o a varios usuarios y es propiedad de una empresa.

1.6 Red Nacional de Transmisión

La Red Nacional de Transmisión está compuesta por un conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados (protecciones, control, medidas y comunicaciones, con tensiones iguales o superiores a 220 kV, conexas o no y el equipo de compensación reactiva necesario para la regulación de tensión o para el incremento de la capacidad de transferencia, y la transformación necesaria entre niveles de tensión iguales y superiores a 230 kV.

La función de la Red Nacional de Transmisión es interconectar las diferentes redes regionales, y centros de generación y consumo no inmersos en redes regionales, o no conectados a ninguna red regional. También tiene como función la interconexión con sistemas internacionales.

1.7 Redes Regionales de Transmisión Existentes

Son las Redes Regionales de Transmisión que existen en una fecha determinada de acuerdo con el Código de las Redes.

1.8 Red Nacional de Transmisión Existente

Es la Red Nacional de Transmisión que existe en una fecha determinada de acuerdo con el Código de las Redes.

1.9 Fronteras

Son los nodos en los cuales las Redes Regionales de Transmisión se conectan entre sí o con la Red Nacional de Transmisión; los nodos en los cuales los generadores, cogeneradores, distribuidores, autoprodutores y grandes consumidores se conectan a las Redes Regionales de Transmisión o a la Red Nacional de Transmisión; y los nodos en los cuales la Red Nacional de Transmisión y las Redes Regionales de Transmisión se conectan a sistemas internacionales.

1.10 Fronteras Existentes

Son las fronteras que existen en una fecha determinada de acuerdo con el Código de las Redes.

2. PRINCIPIOS

Los principios que deben enmarcar la prestación del servicio de transmisión son:

- Libre acceso de los usuarios al Servicio de Transmisión, previo cumplimiento de los requisitos que determine el Organismo Regulador.
- El Servicio de Transmisión debe ser una actividad rentable.
- Las metodologías establecidas para la asignación de cargos por el Servicio de Transmisión deben ser únicas, simples y de fácil aplicación.
- Los acuerdos y las regulaciones establecidas para la prestación del Servicio de Transmisión deben ser claros y no discriminatorios.
- Los cargos por el Servicio de Transmisión y su regulación deben facilitar el libre mercado de energía y la competencia.
- Los cargos por el Servicio de Transmisión deben ser asignados a sus usuarios teniendo en cuenta su conexión y el uso que ellos hagan de los diferentes servicios que ofrece la red.
- Las pérdidas de energía y potencia que se originan por el Servicio de la Transmisión serán responsabilidad de los usuarios de la red.
- Los cargos por el Servicio de Transmisión no deben alterar el despacho óptimo de generación.
- El Servicio de Transmisión debe prestarse con los niveles de calidad, seguridad y confiabilidad (continuidad) definidos por el Organismo Regulador.

3. ACCESO A LA RED DE TRANSMISION

Las siguientes son las consideraciones sobre el acceso a la red de transmisión tanto desde el punto de vista del usuario como de la empresa encargada de prestar el servicio.

- Quien requiera del servicio de la red de transmisión tendrá libre acceso al mismo con la autorización de la respectiva empresa propietaria o concesionaria.
- Las empresas de transmisión suministrarán en forma oportuna la información relacionada con las condiciones de acceso, técnicas, y de operación de las diferentes redes de su

propiedad, de tal forma que se facilite la identificación de los puntos de conexión y magnitudes de potencia y energía inyectables y/o extraíbles de la red.

- Para la solicitud de conexión a la red de transmisión, será requisito indispensable que el usuario solicitante presente la aprobación, por parte de la entidad competente, del estudio de impacto ambiental relacionado con el proyecto de conexión.
- El nuevo usuario del servicio de transmisión estará a cargo de los costos en que se incurra por los equipos y la construcción de todas las obras necesarias para su conexión a la red.
- Las empresas propietarias de las redes de transmisión serán responsables por la ejecución de las obras necesarias para la conexión del nuevo usuario a la red y estarán en condiciones de delegar al solicitante o a terceros con la apropiada calificación técnica.
- Las configuraciones requeridas para una conexión en particular serán aquellas que cumplan o superen las especificaciones de los esquemas tipificados en el Código de las Redes. De ser necesario, en la práctica de buena ingeniería, las empresas podrán autorizar equipos adicionales o de mayor especificación sin detrimento de las normas técnicas y procedimientos establecidos para tal fin.
- En caso de que las empresas propietarias de las redes identifiquen planes de desarrollo de características superiores a las solicitadas por el usuario, este último cubrirá únicamente el costo asociado a sus necesidades, de acuerdo con el proyecto aprobado. En caso de que el uso exceda las magnitudes aprobadas habrá lugar a pagos adicionales sin perjuicio de las sanciones estipuladas en el Código de las Redes.
- Todo usuario conectado a la red de transmisión deberá permitir a un tercero, el libre acceso a través de su red, de acuerdo con las normas técnicas y procedimientos establecidos en el Código de las Redes.
- La operación y mantenimiento de las conexiones e instalaciones adicionales necesarias para la conexión de un usuario se efectuarán de acuerdo con lo establecido en el Código de las Redes.

- En el caso de la solicitud anticipada de desconexión por parte de un usuario de la red, y cuando la permanencia de la conexión es de interés para la empresa propietaria de la red, se acordará entre las partes el reembolso a que haya lugar.

4. ESTRUCTURA DE COSTOS DE LA RED DE TRANSMISION

La estructura de costos define los componentes involucrados en el costo del negocio de la transmisión y que deben ser recuperados a través de los cargos correspondientes

4.1 Componentes

- Costos de reposición a nuevo del activo
- ADM
- Inversión

4.1.1 Costo de reposición a nuevo del activo

Corresponde al valor del activo revaluado a nuevo mediante costos índices actualizados.

4.1.2 Costos A.O.M.

Son calculados anualmente e incluyen costos de inventarios, mano de obra, administración, operación y mantenimiento que no incrementan la vida útil de los activos.

4.1.3 Inversión

Corresponde a los costos de inversión de los nuevos proyectos de la red de transmisión descontados a la fecha de su puesta en servicio.

4.2 Tasas de descuento

Los costos de inversión y reposición a nuevo se anualizan en su vida económica usando una tasa de descuento definida por el Organismo Regulador.

4.3 Costos totales anuales: C*

Consisten en la suma de los costos A.O.M. con los costos anualizados de reposición a nuevo y con los costos anualizados de inversión.

5. ESTRUCTURA DE CARGOS

5.1 Cargos por Transmisión

Las empresas propietarias de las redes de transmisión estarán autorizadas para cobrar los siguientes cargos:

- Cargos por conexión
- Cargos por transporte e interconexión

5.1.1 Cargos por conexión

Son los cargos necesarios para cubrir los costos de conexión de nuevos usuarios.

5.1.2 Cargos fijos (interconexión) y variables (transporte)

Los costos totales anuales (C^*) calculados para la red de transmisión se dividirán, para los efectos de establecer los cargos a los usuarios de la red, en una componente que se recuperará mediante un Cargo Variable (CV^*) o dependiente de la utilización de la red en los intercambios de energía y potencia, y otra componente llamada Cargos Fijos (CF^*), relacionada con otros beneficios derivados de la interconexión y que se recupera mediante cargos constantes en términos reales durante un cierto periodo.

Para el establecimiento de la proporción en la cual deben dividirse los costos totales, entre fijos y variables, el Grupo 5 ha identificado dos alternativas, la primera de ellas relacionada con el uso promedio de la red comparada con su capacidad de transporte total, y la segunda relacionada con la construcción de una red mínima que representa la red necesaria para garantizar los servicios de voltaje y frecuencia a todos los nodos. Estas alternativas junto a sus aplicaciones se describen a continuación.

5.1.3 Cálculo de cargos fijos y variables mediante la cargabilidad de la red y uso de ella.

- a. Se calcula la capacidad promedio máxima teórica de la red de transmisión tal como está configurada para el periodo de interés, usando simulaciones de las transferencias máximas que se pueden manejar a través de esta red para atender la máxima demanda, sin violar las restricciones reales máximas de transmisión de las líneas y de transferencias de las subestaciones de interconexión de los nodos.
- b. Se calcula la utilización máxima real de la red, en función de su potencia pico agregada en el horizonte bajo estudio.

- c. Se calcula la fracción que representa la utilización máxima de la red calculada en (b) sobre la capacidad máxima de transmisión calculada en (a).
- d. Los costos relacionados con los cargos variables (CV*), se calculen como el producto entre los costos totales anuales (C*) y la fracción calculada en (c).
- e. Los costos relacionados con los cargos fijos (Cf*) se calculen como la diferencia entre los costos totales anuales (C*) y los costos variables calculados en (d).

5.1.4 Cálculo de cargos fijos y variables mediante la red mínima

- a. Partiendo de la red actual, se calcula una estructura mínima o árbol mínimo que conecte todos los nodos minimizando la suma de las longitudes totales de los circuitos, con redes de circuitos sencillo, sin anillos y con aditamentos mínimos necesarios para garantizar la frecuencia y voltaje nominales en cada nodo, distribuyendo además los costos de medición, comunicación y auxiliares entre la red completa y la red mínima en proporción a los costos de cada una.
- b. El costo total de la red mínima corresponde a la porción de los costos totales de la red original que se deben recuperar mediante Cargos Fijos (CF*).
- c. La diferencia entre el costo total (C*) y el costo de la red mínima calculado en (b), corresponde a la porción del costo total de la red original que se deben recuperar mediante los Cargos Variables (CV*).

5.2 División del cargo variable de energía y potencia

Aunque la red de transmisión se expande básicamente por necesidad de transferir grandes bloques de energía, se consideró necesario dividir el cargo variable en un cargo por energía y un cargo por potencia. Estos cargos se evalúan de la siguiente forma:

- a. Se calcula la utilización máxima real de la red en función de su potencia pico agregada en el horizonte bajo estudio y la energía asociada a esa demanda máxima usando subperíodos de resolución mensual en los cinco (5) años.
- b. Se evalúa la demanda promedio en MW, correspondiente a la energía calculada en (a).
- c. Se calcula la fracción que resulta de dividir la demanda promedio de (b) sobre la utilización máxima calculada en (a).

- d. Se asigna al Cargo Variable por Energía (CVE*), el costo que resulte de multiplicar la tracción calculada en (c) por los Costos Variables (CV*).
- e. Al cargo Variable por Potencia (CVP*) se le asigna un costo equivalente a la diferencia entre el Cargo Variable (CV*) y el costo por energía calculada en (d).

Como consecuencia, sus costos deberán reflejar los costos de inversión de capital, reposición de equipos, operación y mantenimiento.

5.2.1 Asignación de los cargos fijos

Los generadores son responsables del cincuenta por ciento (50%) del total de los cargos fijos y los consumidores del restante cincuenta por ciento (50%).

Los cargos correspondientes a los generadores se distribuirán entre ellos en proporción a la potencia máxima que cada generador puede inyectar a la red. Dicha potencia máxima se calcula como el mínimo entre la capacidad confiable de cada generador, la capacidad de transformación y la máxima transferencia a través de las líneas que llegan al nodo donde se conecta el generador.

Los cargos correspondientes a los consumidores se distribuyen entre ellos en proporción a la máxima potencia extraíble de la red. Dicha potencia se calcula como el mínimo entre la demanda máxima pronosticada del consumidor, la capacidad de transformación y la máxima transferencia a través de las líneas que conectan al consumidor a la red.

5.2.2 Asignación de los cargos variables

Los cargos variables se clasifican en cargos variables por energía y cargos variables por potencia, los cuales serán asumidos así: El cincuenta por ciento (50%) por los generadores y el restante cincuenta por ciento (50%) por los consumidores.

El Grupo recomienda la adopción del método MW-km para distribuir los cargos respectivos, entre generadores y entre consumidores.

6. EXPANSION DE LAS REDES DE TRANSMISION

6.1 Expansión

La expansión se efectúa para conectar, a las redes existentes, nuevos generadores o nuevos consumidores; para reforzar las redes existentes con el fin de atender adecuadamente el crecimiento de los intercambios de los usuarios a través de ellos; y para interconectar las redes con sistemas de otros países.

Adicionalmente, las Redes Regionales y la Red Nacional pueden expandirse por medio de la adquisición de líneas de transmisión o subestaciones, pertenecientes a Redes Regionales, a la Red Nacional, generadores, cogeneradores, autoprodutores y distribuidores y grandes consumidores.

6.2 Planeación

Las empresas propietarias de las redes están en la obligación de hacer la planeación de su sistema para tomar las decisiones sobre las obras que es necesario ejecutar, comprar y vender.

6.3 Criterios de Decisión

La expansión del sistema deberá efectuarse dentro del marco de una evaluación financiera que garantice la rentabilidad para la empresa, y corresponderá al esquema óptimo que satisfaga todos los requisitos y especificaciones técnicas y funcionales de calidad, seguridad y confiabilidad con el tratamiento adecuado a las condiciones terminales. Adicionalmente la expansión deberá ser oportuna y económicamente atractiva.

6.4 Ejecución de obras

Todos aquellos proyectos que se decidan dentro del proceso de planeación deben ser diseñados y ejecutados de acuerdo con las normas establecidas en el Código de las Redes.

Todas aquellas líneas y subestaciones que se consideren dentro del proceso de planeación como refuerzos necesarios para la adecuada prestación del servicio en una red determinada deben estar a cargo de la respectiva empresa propietaria.

Los nuevos usuarios deben construir y pagar las líneas y subestaciones necesarias para su conexión a la red existente. Una vez construidas y pagadas, estas conexiones podrán ser negociadas entre las partes interesadas.

Las redes de interconexiones internacionales y los refuerzos que se ocasionen en las redes nacionales por aquellas, deben estar solamente a cargo de los usuarios que reciban beneficios directos de la interconexión.

En el caso de uso de tales interconexiones por terceros, estos últimos deben pagar los cargos respectivos.

Las empresas propietarias de redes de transmisión no estarán obligadas a anticipar la ejecución de inversiones o adquirir obras que no estén incluidas en su plan de expansión o que no cumplan con los criterios de decisión que rigen la selección de sus proyectos.

La planeación de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Regionales debe ser coordinada y los puntos de conexión de nuevos usuarios deben ajustarse a los planes de expansión.

6.5 Recursos

El valor de las obras de expansión de transmisión que se adelanten será recuperado a través de los cargos por la prestación del servicio.

7. REGULACION

Se proponen como funciones en lo referente a transmisión del Organismo Regulador establecido por la legislación las siguientes:

- ° Determinar el sistema de cargos para acceso y uso de las redes.
- ° Definir las normas de calidad, seguridad y de confiabilidad de las redes.
- ° Aprobar el Código de las Redes, el cual hace referencia, a aspectos relacionados con la planeación, operación, información a los diferentes usuarios de las redes, registro y actualización de la información, condiciones y reglamentos de las conexiones de acceso a las redes y términos de las licencias de prestación de los servicios de transporte e interconexión.
- ° Establecer el régimen de sanciones o penalizaciones.
- ° Delegar, de considerario pertinente, algunas de sus funciones en entidades u organismos establecidos por la legislación para el servicio de energía eléctrica, reservándose la facultad de la aprobación de las actividades que se realicen con la función delegada.

7.1 Calidad, seguridad y confiabilidad

- ° Las normas de seguridad y confiabilidad deben garantizar requisitos mínimos de calidad del servicio, principalmente en función de la tensión, la duración y frecuencia de las interrupciones y condiciones, procedimientos y términos para el restablecimiento del servicio en casos de suspensiones programadas o imprevistas.
- ° Se deben establecer las garantías para que todos los usuarios conectados a una misma red tengan derecho a disfrutar de la misma calidad, seguridad y confiabilidad del servicio, sin

excluir la posibilidad de que un usuario de la red en particular, pueda pactar condiciones adicionales, reconociendo los cargos correspondientes.

7.2 Sanciones y penalizaciones

- Las sanciones y penalizaciones establecidas por el Organismo Regulador, tendrán en cuenta el incumplimiento o infracciones cometidas contra lo establecido en el Código de las Redes y demás obligaciones fijadas en esta legislación.
- El Organismo Regulador no tendrá responsabilidad, ni intervendrá en el caso de incumplimiento de condiciones especiales pactadas por fuera de las normas establecidas por las regulaciones.
- El control y fiscalización de las normas, obligaciones y procedimientos establecidos por esta legislación y por el Código de las redes estará a cargo del organismo que defina la ley.

7.3 Licencias

Las empresas de transmisión y distribución deberán obtener una licencia que las califique para la prestación del Servicio de Transporte e Interconexión. Tal licencia contiene sus derechos y obligaciones y será otorgada por el Organismo Regulador. Las licencias, al menos, harán referencia a los aspectos relacionados con las condiciones de acceso, las prohibiciones de desviación de recursos financieros a otras actividades y de tratamiento preferencial de un usuario o de grupo de usuarios, obligación del cumplimiento de lo establecido en el Código de las Redes y de la publicación de sus Estados Financieros, definición de las áreas de influencia y las condiciones de prestación del Servicio.

Estas licencias relacionadas con la prestación del servicio, tendrán una duración no inferior a 30 años y el Organismo Regulador determinará las causas en caso de cesación anticipada comunicando tal medida, en un periodo previo no inferior a cinco años.

7.4 Información

Las entidades o empresas autorizadas para la prestación del servicio de transmisión, deberán suministrar la información relacionada, con estructura de cargos, los requisitos técnicos de los sistemas de medición, la guía de costos y las configuraciones de los esquemas de conexión y condiciones de acceso, los principios para la conversión de los costos en cargos, los flujos de electricidad en las redes, la capacidad

de las líneas, los niveles de falla para el período determinado en el Código de las Redes, y las guías sobre los puntos de conexión más adecuados.

La información deberá estar disponible a los diferentes usuarios de las redes con actualización al menos, de una vez por año. De ser necesario el Organismo Regulador establecerá los cargos a ser reconocidos para la obtención de dicha información.

Dualquier usuario de las redes podrá adquirir la información relacionada con el Servicio de transmisión de electricidad.

8. CODIGO DE LAS REDES

El Código de las Redes fijará para la Red Nacional las Redes Regionales y los distribuidores autorizados para la prestación del servicio las normas y procedimientos, términos y aspectos técnicos de la planeación, operación y uso de las redes, así como los flujos de información entre las empresas propietarias de las redes y las mismas.

El Código de las Redes tendrá aplicación en todos los casos relacionados con la prestación del Servicio de transmisión de electricidad.

El Código de las Redes detallará, en forma separada por capítulos o volúmenes, el Código de Planeación, el Código de Operación y el Código de Acceso y Conexión, el Código de Calidad del Servicio y el Código de Información.

PARTE B: DISTRIBUCION

1. DEFINICIONES

- Distribuidores

Se definen distribuidores a las personas jurídicas de carácter privado, público o mixto propietarias o concesionarias de un sistema de distribución de energía eléctrica.

Los distribuidores pueden ser adicionalmente empresas distribuidoras que pueden también distribuir otro tipo de energéticos como el gas, y podrán construir y operar centrales de generación de capacidad hasta de un límite preestablecido por el Organismo Regulador.

2. FUNCIONES

Son funciones de los distribuidores:

- Comprar y vender energía y potencia eléctricas.
- Planear, construir, operar y darle el mantenimiento que sea necesario a su sistema de distribución.
- Facturar y recaudar los cargos por los servicios prestados a sus usuarios.
- Facilitar el servicio de transporte de energía a través de su Red para grandes consumidores, generadores, cogeneradores, autoproduktores y otros distribuidores.

3. ACCESO A LA RED DE DISTRIBUCION

Los distribuidores deben permitir el acceso a la red por parte de los usuarios que lo soliciten siempre y cuando cumplan con los requisitos impuestos por el distribuidor y además suministrar en forma oportuna la información relacionada con las condiciones de acceso, técnicas, y de operación de las diferentes redes de su propiedad, de tal forma que se solicite la identificación de los puntos de conexión y magnitudes de potencia y energía inyectables y/o extraíbles de la red.

La responsabilidad por la ejecución de la conexión, debe ser de los distribuidores quienes podrán delegar al solicitante o a terceros con la apropiada codificación técnica.

El usuario que se vaya a conectar a la red pagará los costos de equipos, obras necesarias e instalaciones adicionales para las conexiones.

En caso de que las empresas propietarias de las redes identifiquen planes de desarrollo de características superiores a las solicitadas por el usuario, este último debe cubrir únicamente el costo asociado a sus necesidades, de acuerdo con el proyecto aprobado. En caso de que el uso exceda las magnitudes aprobadas se pagarán sumas adicionales sin perjuicio a las sanciones estipuladas en el Código de las Redes.

Finalmente, la operación y mantenimiento de las conexiones e instalaciones propiedad del usuario, son de su responsabilidad y deben llevarse a cabo de acuerdo con el reglamento de servicios del distribuidor al cual se encuentra conectado.

4. ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SERVICIO DISTRIBUCION

En la distribución se consideran los siguientes componentes de costos.

Las empresas encargadas de la distribución de energía eléctrica, podrán recuperar con la prestación del servicio en un año, la totalidad de los costos en que incurran para la misma durante ese período, los cuales corresponden a los siguientes conceptos:

- a. Costos de capital,
- b. Gastos de administración, operación y mantenimiento,
- c. Gastos de comercialización del servicio.

Los costos de capital corresponden al valor anualizado de todas las inversiones representadas en las instalaciones y equipos (con su correspondiente stock de respuestos) que se encuentran en operación durante ese año, y que sean necesarios para la prestación del servicio de distribución en condiciones adecuadas de calidad, las cuales serán definidas por la Comisión Reguladora de Energía.

Dentro de la inversión se incluyen las instalaciones y equipos de administración, planta general y comercialización, y los gastos de organización de la empresa distribuidora, en la parte correspondiente a la prestación del servicio de distribución.

El valor de las inversiones se determina por su valor de reposición a nuevo (VRN), tomado en el punto medio del año considerado.

El valor anualizado de las inversiones se obtiene teniendo en cuenta la vida útil que las instalaciones y equipos considerados tendrían siendo nuevos, y una tasa de descuento equivalente a la tasa de oportunidad del capital invertido en el país en la actividad económica de prestación del servicio de distribución de energía eléctrica o en una actividad económica que tenga riesgos similares.

Las vidas útiles consideradas serán aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía.

La tasa de descuento a utilizar será establecida por el Organismo estatal competente.

Los costos de administración, operación y mantenimiento, al igual que los de comercialización, corresponderán a los valores que la empresa distribuidora haya proyectado para el año considerado, los cuales deberán ser aprobados por el Organismo Regulador. No podrán incluirse dentro de estos costos, ningún tipo de gastos financieros ni diferencia en cambio.

Dentro de los gastos de mantenimiento no podrán incluirse los correspondientes a repuestos o trabajos de mantenimiento que incrementen la vida útil de las instalaciones y equipos considerados, más allá del valor que tendrían como nuevos.

5. CARGOS POR DISTRIBUCION

Las empresas distribuidoras cobrarán por el acceso y uso de la red de distribución, a usuarios generadores como a los grandes consumidores o empresas distribuidoras, valores que reflejen los costos en que incurre para la prestación del servicio a cada usuario y que contemplen los siguientes cargos:

- a. **Cargos por conexión:** que deberá corresponder al valor de las instalaciones y equipos necesarios para conectar al usuario, o que sean de uso exclusivo del mismo. Este cargo se cobrará por una sola vez.
- b. **Cargo fijo por la disponibilidad del servicio:** que será proporcional a la potencia máxima que el usuario pueda transportar por el sistema de distribución.
- c. **Cargo variable por la utilización real de la red de distribución:** que será proporcional a la energía y potencia que el usuario reciba o entregue a la red de distribución, y al nivel de tensión al cual se encuentre el nodo en el cual la empresa distribuidora entrega o devuelve al usuario la energía o potencia.

La anterior estructura no es aplicable en el caso de los pequeños usuarios clientes de empresas distribuidoras.

PARTE C: TRANSICION

El funcionamiento del esquema de cargos por transmisión requiere la adecuación de los siguientes aspectos:

- Simulaciones financieras del esquema propuesto para definir el tiempo mínimo de transición.
- La estructura de las tarifas de las ventas y compras en bloque debe liberar el cobro por transmisión.
- Debe darse la separación contable al menos en las empresas propietarias de generación y de transmisión.
- Una vez definido el tiempo mínimo de la transición y la implementación de las demás condiciones, se piensa que los cargos por transmisión y por distribución a grandes consumidores pueden entrar a operar sin más condiciones.

PARTE D: A N E X O S

ANEXO 1. ACTAS GTS

ANEXO 2. DOCUMENTOS TECNICOS PRESENTADOS EN EL GRUPO

ANEXO 3. MIEMBROS DEL GRUPO

A N E X O 1

ACTAS DEL GRUPO Nr. 5

REUNION No 3

GRUPO 5 - PEAJES

Se plantean tres posibles opciones de costeo de peajes:

BASICA

- Depreciación
- AOM
- Rentabilidad sobre activos Depreciados
- (Utilidades?)

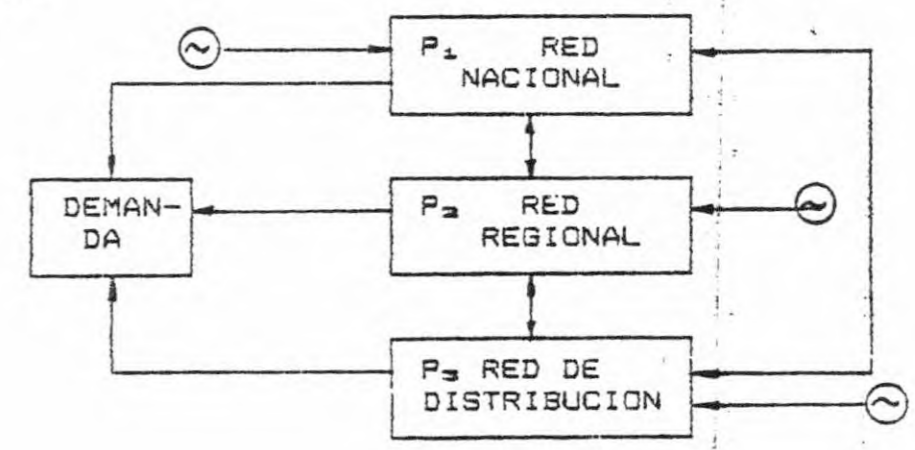
ALTERNATIVA 1

- Depreciación
- AOM
- Rentabilidad sobre activos Depreciados
- (Utilidades?)
- Expansión (Corto plazo, Largo plazo)

ALTERNATIVA 2

- Valor nuevo de reposición
- AOM
- Rentabilidad sobre activos Depreciados
- (Utilidades?)
- Expansión (Corto plazo, Largo plazo)

CASO DE ESTUDIO



De lo anterior se deduce que :

- Los peajes calculados para cada una de las redes pueden ser calculados por aparte y posiblemente por métodos diferentes es decir, para la red nacional P_1 , para la regional P_2 y para la parte correspondiente de distribución P_3 y este último puede ser eventualmente calculado diferente entre diferentes distribuidoras.
- Para lograr el objetivo antes planteado, se requiera la delimitación muy clara de las diferentes redes (Nacional, Regional y las de distribución).
- Los peajes no son negociables, es decir son los mismos entre generador y cualquier cliente en igualdad de condiciones.

METODOLOGIAS DE RECUPERACION DE COSTOS

Principios que rigen la propuesta:

- Los ingresos recuperan los costos.
- No existe integración vertical.

Se identifican la siguientes metodologías:

- Independiente de la utilización (Propiedad, Utilidades, Demanda, Generación, Demanda y Generación)
- De acuerdo con la utilización cuyo cobro puede hacerse con base en cantidades a priori (contratos y/o programas) o a posteriori (basados en la operación real).
- Mezcla de independiente y utilización

1 Independiente

- 1.1 Propiedad $C_i \sim$ acciones.
(Requiere que todos los usuarios de la red sean socios, excluye la propiedad privada de la red)
- 1.2 Utilidades $C_i \sim$ utilidades.
Las utilidades se refieren a las de las empresas socias de la red (usuarios deben ser socios)

- 1.3 Demanda $C_1 \sim f_1(P_1, E_1)$
Excluye a los generadores del pago de peaje.
- 1.4 Generación $C_1 \sim f_2(C_1^*, E_1^*)$
Excluye a los distribuidores del pago de peaje
* Dependiendo del esquema adoptado, a priori o a posteriori, la capacidad puede ser disponible, instalada, efectiva, etc., lo mismo que la energía puede ser firme, generada, etc.
- 1.5 Demanda y Generación $C_1 \sim f_{11} + f_{21}$
- 1.6 Acuerdo entre usuarios
- 2 Función de utilización
- 2.1 Postage Stamp Rate (PSR) $C_1 = P_p I_p + P_e I_e$
 P_p Peaje potencia (\$/MW) I_p Intercambio de potencia
 P_e Peaje de Energía (\$/MWh) I_e Intercambio de energía
- 2.2 MW-Km $C_1 = P_{p1} * MW-Km_1 + P_{e1} * MWh-Km_1$
- 2.3 Psr y MW-Km
- 2.4 CMCP* I_1 + Reconciliación CMCP = Costo marginal de corto plazo
- 2.5 CIPLP* I_1 + Reconciliación CIPLP = Costo incremental promedio de largo plazo
- 2.6 CP* I_1 + Reconciliación CP = Costo promedio
- 2.7 VNR* I_1 + Reconciliación VNR = Valor nuevo de reposición

Reconciliación: puede ser cualquiera de las alternativas de 1 y 2 (Hasta 2.3)

3 Mezcla

3.1 $C_1 = \text{Demanda} + \text{Generación} + \text{PSR} + \text{MW-Km}$

3.2 $C_1 = \text{Demanda} + \text{MW-Km}$

TAREAS

- Analizar cada una de las alternativas de recuperación de costos para encontrar en ellas ventajas y desventajas y seleccionar 2 ó 3 para entrar a hacer un análisis mas profundo sobre ellas al interior del grupo.
- Buscar costos unitarios de Km de línea de 230 kV
- Discusión sobre costeo
- Definición de red Nacional
- Preparar casos base para corrida de Flujos de carga
- Costos de Expansión en distribución (A cargo de EEPFM y EMCALI)
- Demandas de los próximos 10 años
- Se plantea como prioritario que se debe definir si las pérdidas deben ser tratadas por el grupo de peajes o por el de despacho.

REUNION No 4
GRUPO 5 - PEAJES

Los temas desarrollados fueron:

- Análisis de ventajas y desventajas de las alternativas de recuperación de costos planteadas en la reunión 3.
- Presentación de ejemplos comparativos sobre los métodos de MW-Km y PSR
- Presentación de teoría de costos marginales y medios.

1 DISCUSION DE ALTERNATIVAS DE RECUPERACION DE COSTOS DEL SERVICIO DE PEAJES

En este tema se analizaron en conjunto todas las alternativas planteadas y se tiene como consenso que se debe tener en el cobro una componente fija que refleje la confiabilidad que la red de transmisión brinda al sistema y otra componente que refleje el uso que se da a la misma.

Después de una discusión, queda para un mayor análisis la propuesta de que el costo total C^* podría tener una forma similar a:

$$C^* = C_p^* + C_e^*$$

donde:

C^* = Costo total a recuperar

C_p^* = Costo de potencia

C_e^* = Costo de energía

con:

$$C_p^* = C_{pg}^* + C_{pc}^*$$

$$C_e^* = C_{eg}^* + C_{ec}^*$$

Los subíndices

G = Generador

C = Comprador

C_{PG}* = Máxima disponibilidad de inyección de la red.C_{PC}* = Capacidad Máxima que se puede recibir de la red.

Aquí se debe tener en cuenta que la calidad debe ser garantizada por la red de transmisión

2 PRESENTACION DE EJEMPLOS COMPARATIVOS SOBRE LOS METODOS DE MW-KM Y PSR

Para una menor ilustración y entendimiento, el Dr. Gustavo Sánchez hizo la presentación de las características de los dos métodos con un sistema de ejemplo y teniendo en cuenta sus sensibilidades a diferentes condiciones de carga y distancias entre el nodo generador y los nodos de recibo.

3 PRESENTACION DE TEORIA DE COSTOS MARGINALES Y MEDIOS

El Dr. Rodrigo Uribe de EEPPM hizo una exposición sobre la teoría de costos medios y costos marginales, en mercados de libre competencia y en monopolios.

De la exposición se pudo establecer la composición de costos que la empresa de transmisión debe recuperar:

- Costos de inversión
- Costos administrativos (asociados con las dependencias administrativas)
- Costos operativos (asociados directamente con la operación)
- Costos de mantenimiento

Los cuales en otras palabras se pueden desglosar como:

- Costos de Inversión
- Costos A O M

- INVERSION {
 - Activos (mayor de un año)
 - Elemento nuevo
 - Valor de reposición del elemento (que acaba su vida útil durante el período de análisis)
 - VNR (Activo Neto Revaluado) puede ser calculado como:
 - Valor comercial de Activos
 - Valor en libros
 - Valor actualizado de los beneficios futuros del activo (Valor presente de los beneficios esperados)

- A O M {
 - Sueldos y jornales
 - Materia prima
 - Vigilancia
 - Ornamentación
 - Viáticos
 - Papelería
 - Arrendamiento

Para el cálculo del precio que garantiza que no se pierde en el negocio se hace un flujo de fondos que contemple:

Egresos - Ingresos Su equilibrio da para no perder y si los ingresos son mayores da para expansión

Para este tipo de proyectos se usa normalmente la tasa del 12%.

4 TAREAS

- 4.1 Costos de distribución (EPPM, EMCALI y CVC).
- 4.2 Caso base (CVC).
- 4.3 Costos índices en Dólares de 1990
 - Líneas 230 kV (1c y 2c)
 - 500 kV (1c)

S/E 230/115 kV
 500/230 kV

(A cargo de ISA y EEPPM conseguirá información para confrontar).

- 4.4 Inversiones estimadas en expansión de transmisión hasta el año 2000 para el cálculo de CIPLP (a cargo de ISA).
- 4.5 Que se considera que debe ser incluido en la tabla de costeo para obtener C* (a cargo de todos los integrantes del grupo).
- 4.6 Asignación de costos de la transmisión (a cargo de todos los integrantes del grupo).
- 4.7 Distribución en potencia, energía y cargos fijos (analizar contratos). Asignación por confiabilidad y por uso (a cargo de todos los integrantes del grupo).

Se acordó realizar la siguiente reunión en las instalaciones de ISA - Bogotá durante los días 3 y 4 de Septiembre.

REUNION No 5

GRUPO 5 - PEAJES

Fecha: 3 y 4 de septiembre

El coordinador del grupo manifestó que a partir de esta reunión, se uniría al grupo un representante de CORELCA para ponerse al tanto de los resultados del grupo.

Adicionalmente se acordó que se debe tratar el tema de las concesiones de distribución.

Por parte de EMCALI se comentó que no se había incluido en el resumen anterior la propuesta de que todas las empresas debían participar de los beneficios del corto plazo. Los asistentes del grupo plantearon que este tema es de competencia del grupo de despacho y por lo tanto no afecta las decisiones de los peajes.

Los temas desarrollados fueron:

- Presentación por parte de ISA de un caso de ejemplo del sistema nacional para el cálculo del valor C_i
- Estimación de la aplicación del método de MW-Km.
- Alternativas de recuperación de costos
- Aclaración caso Inglés
- Definición de cargo fijo
- Propuestas de repartición de costos fijos y variables

1 PRESENTACION DEL EJEMPLO DEL SISTEMA NACIONAL PARA EL CALCULO DE C_i

En este tema se presentó por parte de ISA un ejemplo para el cálculo de C_i que consistió en tomar el sistema nacional de 230 y 500 kV completo, independiente del dueño, asumiendo que toda la demanda circularía por la red de transmisión y con las siguientes consideraciones:

1.1 Cálculo del ANR

- Valor nuevo de reposición. En el ejercicio da un valor de los activos actualmente instalados de US\$ 962 millones.
- Valor nuevo de reposición utilizando una depreciación lineal [f(años de servicio)] asumiendo la vida útil de 30 años para todos los equipos de transmisión. Cuando se aplica la depreciación, el valor de los activos baja a US\$ 634 millones.

1.2 Cálculo de los AOM con base en datos históricos dió US\$ 11 millones lo cual significa menos del 1% del valor de la inversión.

1.3 El Horizonte de inversiones se asumió de 10 años el valor presente de las inversiones planteadas para los próximos 10 años es de US\$ 459.6 millones de los cuales el 73% corresponderían a ISA y el 27% al resto de empresas.

Después de realizados estos cálculos se llevaron las inversiones a valor presente y luego se anualizaron con una tasa de descuento del 12% lo cual resulta:

CEA = US\$ 177.88 millones (sin depreciación)

CEA = US\$ 136.99 millones (con depreciación)

Con la suposición de que toda la energía circule a través de la red de transmisión de 230 y 500 kV el costo unitario sería $Ct = 5$ mills/kWh cuando no se tiene en cuenta la depreciación y $Ct = 3.9$ mills/kWh cuando se considera depreciación. Dado que no toda la demanda circula por la red de transmisión el valor puede oscilar entre 5 y 10 mills/kWh

Con el ejemplo anterior se puede tener un indicativo de los costos que deben ser recuperados en el peaje.

2 ESTIMACION DE LA APLICACION DEL METODO DE MW-KM

ISA realizó un caso de ejemplo con cuatro plantas generadoras y cinco empresas compradoras.

1.1 Cálculo del ANR

- Valor nuevo de reposición. En el ejercicio dá un valor de los activos actualmente instalados de US\$ 962 millones.
- Valor nuevo de reposición utilizando una depreciación lineal [f(años de servicio)] asumiendo la vida útil de 30 años para todos los equipos de transmisión. Cuando se aplica la depreciación, el valor de los activos baja a US\$ 634 millones.

1.2 Cálculo de los AOM con base en datos históricos dió US\$ 11 millones lo cual significa menos del 1% del valor de la inversión.

1.3 El Horizonte de inversiones se asumió de 10 años el valor presente de las inversiones planteadas para los próximos 10 años es de US\$ 459.6 millones de los cuales el 73% corresponderían a ISA y el 27% al resto de empresas.

Después de realizados estos cálculos se llevaron las inversiones a valor presente y luego se anualizaron con una tasa de descuento del 12% lo cual resulta:

CEA = US\$ 177.88 millones (sin depreciación)

CEA = US\$ 136.99 millones (con depreciación)

Con la suposición de que toda la energía circule a través de la red de transmisión de 230 y 500 kV el costo unitario sería $C_t = 5$ mills/kWh cuando no se tiene en cuenta la depreciación y $C_t = 3.9$ mills/kWh cuando se considera depreciación. Dado que no toda la demanda circula por la red de transmisión el valor puede oscilar entre 5 y 10 mills/kWh

Con el ejemplo anterior se puede tener un indicativo de los costos que deben ser recuperados en el peaje.

2 ESTIMACION DE LA APLICACION DEL METODO DE MW-KM

ISA realizó un caso de ejemplo con cuatro plantas generadoras y cinco empresas compradoras.

$$3.3 \quad CI = f(CP) + f(CE)$$

$$\text{donde:} \quad PH = CPT = \sum CP_i$$

$$PEIT = CPE = \sum CPEIT$$

$$f(CP) = \frac{PH}{PH + PE}$$

El procedimiento general podría ser:

1. $CI = \text{costos medios} = \begin{cases} \text{Horizonte inversion 10 años} \\ \text{Vida útil 30 años} \\ \text{tasa de oportunidad de 12\%} \end{cases}$

$$C_{Me} = \frac{ANR + \sum INV + AOM + \sum_{i=1}^N \frac{\Delta AOM}{1+TD}^i}{D_0 + \sum_{i=1}^N \frac{D_i}{(1+TD)^i}}$$

$$C_{Me} = \frac{C_T^*}{D_0 + \sum_{i=1}^N \frac{D_i}{(1+TD)^i}}$$

Las generadoras son: Chivor, San Carlos + Jaguas, Zipa y Betania.

Las compradoras son: EEPPM, EEB, CVC, ICEL y CORELCA.
Se tomó la metodología D.C., los contratos de energía y el modelo de 230 y 500 kV de la red de transmisión total.

Tomando las asignaciones como:

$$Asig(i) = \frac{\sum_{j=1}^i MW - Km_{ij} W_{ij}}{\sum_{j=1} MW - Km_j}$$

donde i son los compradores y j son los vendedores

W_{ij} = relación de costos = 1.0 para 2c 230 kV

3 ALTERNATIVAS DE RECUPERACION DE COSTOS

Hay consenso de que el peaje debe tener la forma de un valor fijo que refleje la confiabilidad y disponibilidad del sistema de transmisión para cualquier empresa y uno variable que debe estar relacionado directamente con el uso que se da a la red.

Para lo anterior se tienen tres alternativas:

$$3.1 \quad C_i = \underbrace{C_{Vi}}_{\text{variable}} + \underbrace{C_{Fi}}_{\text{fijo}}$$

$$3.2 \quad C_i = C_{Vi} + C_{Fi}$$

C_{Vi} = Costo variable = f(CIPLP)

C_{Fi} = Costo fijo = f(CMLP)

$$C^* - CT^* \left[\frac{TD(1+TD)^n}{(1+TD)^n - 1} \right] \approx \text{costo medio anualizado}$$

2. $C_i = CE_i + CP_i$
 con:

$$CP_i = \frac{PH}{PH + PE} C_i$$

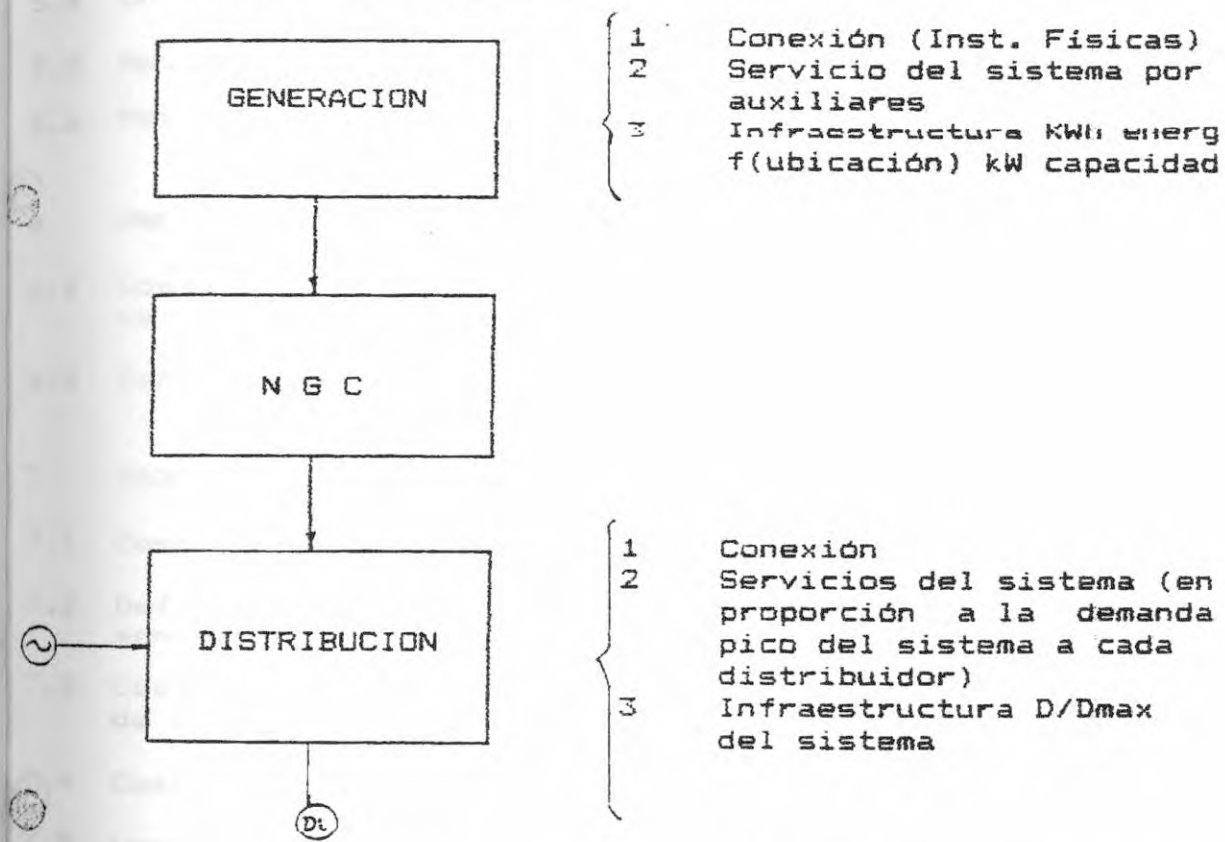
$$CE_i = \frac{PE}{PH + PE} C_i$$

3. Distribuir CP_i
 Asignaciones por potencia usando el método de MW-Km y los contratos de potencia por necesidades

4. Distribuir CE_i
 Asignaciones por potencia promedio usando el método de MW-Km y los contratos de energía por necesidades

En este punto queda la inquietud de que los costos unitarios son decrecientes en el tiempo dado que la demanda se

4 ACLARACION CASO INGLES



Además en el sistema inglés hay un tratamiento especial para generadores embebidos en un sistema de distribución.

5 DEFINICION DE CARGO FIJO

Se plantean las siguientes alternativas:

- 5.1 Reserva = Máxima potencia que la RTN puede inyectarle cumpliendo limitantes operativas. Graba al distribuidor.
- 5.2 Manejar Δ entre la actual y la máxima.

- 5.3 Proporcional a la Demanda máxima del distribuidor
- 5.4 Unicamente a los generadores con su potencia confiable.
- 5.5 Mezcla de 5.3 y 5.4
- 5.6 Mezcla de 5.1 y 5.4

6 PROPUESTAS DE REPARTICION DE COSTOS FIJOS Y VARIABLES

- 6.1 Costo fijo asociado al costo de capital actualizado y variable al resto.
- 6.2 Cargo fijo asignado al los costos medios.

7 TAREAS

- 7.1 Costos de distribución (EEPPM, EMCALI y CVC).
- 7.2 Definición de la red de transmisión (realizando las menores transacciones) 230 y 500 KV (a largo de 10M)
- 7.3 Costeo de la Red Nacional de Transmisión (RNT) (a cargo de ISA).
- 7.4 Costos unitarios decrecientes (acargo de EEB)
- 7.5 Ventajas y desventajas de las alternativas de cargo fijo (EMCALI y CVC).
- 7.6 Pesos de cargo fijo y variable (a cargo de todos los integrantes del grupo).

8 PREGUNTAS A COOPERS & LYBRAND DELOITTE

- 8.1 Detalles del método para el cálculo de los cargos por infraestructura tanto para los generadores como para los distribuidores haciendo énfasis en la ubicación geográfica.

8

8.2 Porqué el generador tiene la misma tarifa independientemente de la ubicación del distribuidor?

Se acordó realizar la siguiente reunión en las instalaciones de ISA - Bogotá durante los días 12, 13 y 14 de Septiembre.



REPUBLICA DE COLOMBIA

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

Instituto Colombiano de Energía Eléctrica

FAX No. 2862775
TELEX 43319


PORTADA PARA ENVIO FAX

Para: EDGAR DURAN ✓
Empresa: ISA
Ciudad: MEDELLIN Pais : COLOMBIA
Número : 943 170848
Fecha: SEPTIEMBRE 17 DE 1991
Total de hojas incluida la portada: 4
Destinatario: JEFE DIVISION PROGRAMACION Y CONTROL OPERATIVO
Empresa: ICEL

REF.: RESUMEN REUNION No. 6 GRUPO 5 TRABAJO -
PEAJES.

De acuerdo con lo convenido, adjunto enviamos el
resumen de la reunión de la referencia realizada
el día 10 de Septiembre/91.

Cordialmente,


Francisco Linares

FRANCISCO LINARES BONILLA
Jefe División Programación y Control Operativo

REUNION No 6

GRUPO 5 - PEAJES

Fecha: 12 y 13 de septiembre

Los temas desarrollados fueron:

- Definición de la red.
- Metodología para definir la capacidad de la red de transmisión.
- Respuesta de COOPERS & LYBRAND DELOITTE a las inquietudes planteadas en la reunión anterior.
- Presentación del método MW-Km modificado.
- Trabajos pendientes en el grupo.

1 DEFINICION DE LA RED

ISA presentó dos propuestas de definición de la red, que se pueden resumir así:

- 1.1 Toda la red de 230 y 500 kV pertenezca para su manejo a la red de transmisión pero la propiedad siga siendo de los actuales dueños.
- 1.2 Definir la red de transmisión como la interconexión entre áreas.

Después del debate correspondiente se acordó analizar las siguientes alternativas para llegar a una definición en la próxima reunión.

- Red 500 y 230 kV de un solo propietario.
- Red de varios propietarios:

Definir la red de transmisión como todas las líneas de 230 y 500 kV no importando el propietario, pero estableciendo un peaje uniforme para el uso de la red.

- Manejo individualizado del peaje por parte de cada propietario, es decir mantener la completa autonomía sobre las redes regionales y si son requeridas por el sistema interconectado sean objeto de acuerdos.

2 METODOLOGIA PARA DEFINIR LA CAPACIDAD DE LA RED DE TRANSMISION

ISA entregó y presentó el documento de trabajo "CAPACIDAD MAXIMA DE TRANSMISION DEL SISTEMA (solución mediante programación lineal)

3 RESPUESTA DE COOPERS & LYBRAND DELOITTE A LAS INQUIETUDES PLANTEADAS EN LA REUNION ANTERIOR.

Por parte del doctor Fernando Lecaros coordinador del grupo fue repartida la respuesta de la compañía COOPERS & LYBRAND DELOITTE sobre las inquietudes planteadas en la reunión anterior, el documento fue leído y analizado por el grupo.

4 PRESENTACION DEL METODO MW-KM MODIFICADO

El doctor Gustavo Sánchez presentó un documento y explicó el método MW-Km modificado en el cual se parte de:

- Definir el rango de intercambios por nodos
- Definir en los nodos generadores rangos de generación factible.
- Maximizar el valor absoluto de los flujos en las líneas.
- Se asignan peajes por nodos correspondientes a peajes

Esta metodología es independiente de las transacciones reales y reales en el sistema.

Después de la discusión correspondiente, se llegó a la conclusión de que se analizará en cada una de las empresas para darle una discusión en la reunión siguiente.

5 TRABAJOS PENDIENTES EN EL GRUPO

- 1. Tratamiento de las pérdidas (a cargo de todos los integrantes del grupo en coordinación con el grupo de comercialización y despacho).
- 2. Revisar el bosquejo de la Ley (a cargo de todos los integrantes del grupo).
- 3. Plan de distribución (EEPPM, EMCALI y CVC).
- 4. Ventajas y desventajas de las alternativas de fijo (EMCALI y CVC).
- 5. Casos de cargo fijo y variable (a cargo de todos los integrantes del grupo).

Se acordó realizar la siguiente reunión en las instalaciones de ISA - Bogotá durante los días 19 y 20 de Septiembre.

MEMORIO No 9

ACCESO A LA RED Y PÉRDIDAS

1. PERDIDAS

El punto clave que se discutió fue: "¿Deben o no pagarse las pérdidas en la transmisión?". A pesar que hubo una larga discusión al respecto se llegó a la conclusión que este tema, las pérdidas, es un proceso de despacho y no de transmisión; por lo tanto el grupo 4 deberá discutirlo y definirlo. Lo anterior significa que la empresa de transmisión no cobrará dichas pérdidas, sino que estas estarán incluidas en el acuerdo de compra-venta entre el generador y el distribuidor.

La ERE fue la única empresa que consideró que dichas pérdidas deben incluirse en los costos ya que el encargado de la transmisión debe ofrecer cierta confiabilidad. Se determinó también que si el grupo 4 no considera este tema como de ellos, sino de éste tocará entonces el abordarlo.

2. ESTRUCTURA DE COSTOS

Se mantuvo la estructura de costos ya inicialmente planteada y que tiene unos componentes a saber:

COSTOS DE CONEXION (CC)

- Los usuarios actualmente conectados no pagarán dichos costos.
- Para los nuevos usuarios, los CC incluye los equipos necesarios para conectarse a la red nacional, y eventualmente los costos adicionales por refuerzo en el sistema establecido.
- En cuanto a la desconexión de un usuario, esta también se cobrará.

COSTOS FIJOS (CF)

Inicialmente existían dos alternativas a saber:

- La 1a, la de los Inyector, que consiste de una "red esqueleto" mínima necesaria para conectar a los diferentes sistemas y que mantuviera unos parámetros mínimos como tensión y frecuencia.

(2)

- La 2a. del Ing. Gustavo Sánchez, que consiste en encontrar los CF por diferencia entre los costos asociados a la capacidad máxima de la red menos los costos variables (CV).

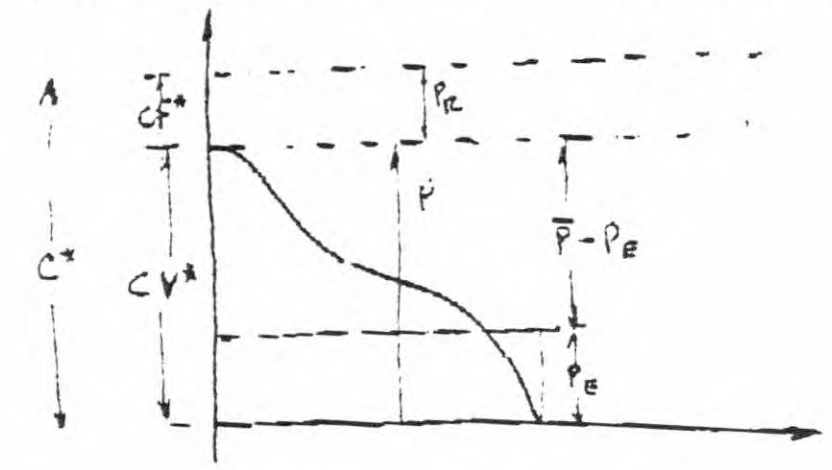
Las dos alternativas así planteadas no fueron de la acogida total del grupo por lo que hubo necesidad de plantear alternativas, llegando a la conclusión que la mejor sería una "red esqueleto modificada", en la cual se le restarían las líneas y subestaciones quedando únicamente los equipos Auxiliares, control, etc., garantizando en esa forma, que verdaderamente sean CF.

Por lo anterior ISA realizará el ejercicio de cálculo para presentar dichos valores.

- En cuanto a quienes pagarán dichos costos, se llegó a la conclusión que tanto generadores como distribuidores son los responsables de los CF, por lo tanto cada uno asumirá el 50%.

COSTOS VARIABLES (CV)

La fórmula para distribuir los costos Energía y Potencia obedecerá a la siguiente curva de duración de carga de la red de transmisión nacional.



18.17.1991 17:41

02+

(3)

2500836; # 5

P. 5

- C^* = Costos totales de la red nacional
- P_R = Potencia de reserva de la red
- C_F^* = Costos fijos asociados a P_R
- P = Potencia máxima transmitida por la red.
- CV^* = Costos variables asociados a P
- P_Y = Potencia promedio de la Energía
- CVE^* = CV Asociados a la Energía
- CVP^* = CV Asociados a la potencia

$$CF^* = \frac{P_R}{P_R + P} C^*$$

$$CV = \frac{P}{P_R + P} C^*$$

$$Pe = \frac{\text{Energía del período}}{\text{Número de horas del período}}$$

$$CVP^* = \frac{P - Pe}{P} CV^*$$

$$CVE^* = \frac{Pe}{P} CV^*$$

- En cuanto a la repartición de dichos costos se concluyó que tanto los generadores como los distribuidores participen con el 50% cada uno.

10.17.1991 17142

(6)

- Como no habrá reconciliación en la facturación, esta se hará por periodo de 5 años, pero con determinaciones anuales para encontrar las tarifas.

3. DOCUMENTO DE TRABAJO

El borrador será hecho en la semana comprendida entre el 15 y el 18 de Octubre de 1991 en la ciudad de Medellín por los integrantes de EPM e ISA. El día 18 se enviará por FAX el borrador a fin de discutirlo en Bogotá el 22 de Octubre/91.

4. DISTRIBUCION

Todos los sistemas harán un inventario de usuarios grandes (33 Kv) con el objeto de analizar aspectos de tarifas y peajes a dichos usuarios.

A N E X O 2

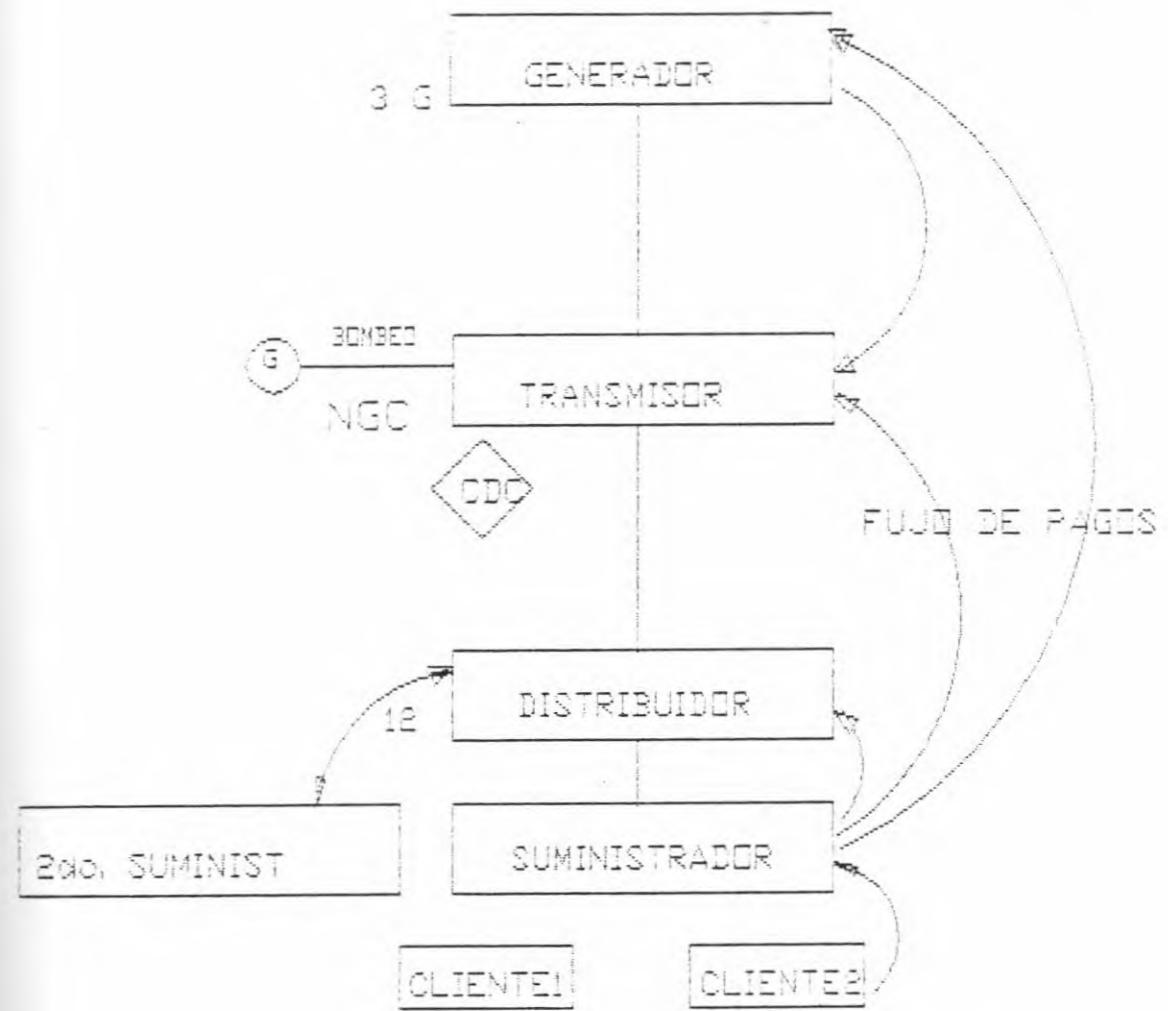
DOCUMENTOS TECNICOS

ANEXO 2
DOCUMENTOS TECNICOS

NUMERO	TITULO	EMPRESA
1	Esquema de Inglaterra y Gales	G. Sánchez M. Consultor
2	Caso Chile	G. Sánchez M. Consultor
3	Caso Chile	Emcali
4	Ingresos por servicios de transmisión	G. Sánchez M. Consultor
5	Análisis de alternativas de distribución de costos por transmisión	ISA
6	Análisis de alternativas	EPM
7	Reducción de costos unitarios del servicio de transmisión	EEB
8	Anotaciones sobre el servicio de transmisión regional	EEB
9	Comentarios sobre alternativas de asignación de los costos del servicio de transmisión	EEB
10	Network charges	Coopers and Lybrand Deloitte
11	Provisions in transmission licence and system service charges (England and Wales example)	Coopers and Lybrand Deloitte
12	Illustration of Application of Zonal Balances to Allocate transmission costs	Coopers and Lybrand Deloitte
13	Capacidad máxima de transmisión del sistema	ISA
14	Método MW - Km categoría, Método MW - Km shapley	ISA
15	Método MKS, Ejercicios numéricos	ISA

16	Programa Peaj Shao	G. Sánchez M., Consultor
17	Comparación de métodos y FSR	G. Sánchez M., Consultor
18	Sensibilidad del método MW - Km al despacho	G. Sánchez M., Consultor
19	Costo medio anual de Transmisión	ISA

ESQUEMA DE INGLATERRA Y GALES



SISTEMA INGLATERRERA Y GALES

EL NEGOCIO DE LA TRANSMISION

SERVICIOS DE :

OPERACION RED E INTERCONEXIONES
OPERACION CENTRALES DE BOMBEO
MANTENIMIENTO
DESARROLO DEL SISTEMA DE TRANSMISION

COBRA:

1- ACCESOS: REFLEJAN COSTOS DE LAS INSTALACIONES
DE CONEXION:

AL GENRADOR - ACCESO DE ENTRADA
AL SUMUNISTRADOR - ACCESO DE SALIDA

2- USO DEL SISTEMA:

1. SERVICIO DE CAPACIDAD
Referido a la potencia y
energia en el momento de la
demanda maxima. se cobra al
Suministrador.

2. SERVICIO DE INFRAESTRUCTURA
-AL GENERADOR: De acuerdo a
la capacidad
declarada y
energia en el
momento de
demanda max.

-AL SUMINISTRADOR:
De acuerdo a la
demanda coincidente
con la demanda max
del sistema y la
energia segun hora y
zona del servicio

la

3- SERVICIOS DEL DESPACHO AL POOL

PAGA:

AL GENERADOR POR RESERVA RODANTE Y STAND BY

PROHIBICIONES:

NO LE ESTA PERMITIDO GENERAR
NO PUEDE CRUZAR SUBSIDIOS EM EL NEGOCIO
NO PUEDE CONSTITUIRSE EN SUMINISTRADOR

NEGOCIO DE LA GENERACION

PRINCIPIOS:

- 1 - LIBRE COMPETENCIA
Compradores y vendedores pueden hacer arreglos contractuales como en los mercados de valores para reducir el riesgo por la variabilidad de precios y de la demanda (horaria, diaria, semanal, estacional), estos contratos pueden garantizar:
 - a - Un precio fijo de potencia.
 - b - Que el consumidor no pague sobre precios limites prefijados.
- 2 - COMO SEGUNDO SUMINISTRADOR PUEDE CONSTRUIR LINEAS CON LA OBLIGACION DE PERMITIR SU USO A OTROS COBRANDO POR EL SERVICIO.

CONDICIONES RESTRICTIVAS:

- A- NO PUEDE ALMACENAR GRANDES CANTIDADES DE ENERGIA
- B- GENERACION= DEMANDA MAS PERDIDAS
- C- GARANTIA DE ESTABILIDAD
- D- RESPETO POR LOS LIMITES DE CARGABILIDAD Y SEGURIDAD DEL SISTEMA, SUJECION A LOS CODIGOS DE CALIDAD DE SERVICIO DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION.

EL GENERADOR RECIBE PAGOS POR:

- *- ENERGIA SEGUN REGLAS DE DESPACHO (MAXIMA OFERTA CADA 1/2 HORA, ORDENAMIENTO POR "SMP" (SYSTEM MARGINAL PRICE))
- *- RESERVA RODANTE, DISPONIBILIDAD (STAND BY), ARRANQUE
- *- COMPENSACION POR PERDIDAS DE BENEFICIOS OCASIONADOS POR LAS RESTRICCIONES DE GENERACION Y POR ERRORES DE PREDICION
- *- ELEMENTO ADICIONAL DE LARGO PLAZO PARA REFLEJAR LOS COSTOS DE LA EXPANSION (SE ADICIONA AL SMP)

EL NEGOCIO DE DISTRIBUCION Y SUMINISTRO

DISRIBUCION: SERVICIO DE TRANS POR LAS REDES LOCALES

SUMINISTRO: ADQUISICION Y VENTA A LOS CONSUMIDORES

PRINCIPIOS:

- 1- LA TRANSMISION Y DISTRIBUCION SON MONOPOLIOS NATURALES (NO HAY VENTAJA ECONOMICA PARA LA COMPETENCIA, SIN EMBARGO EL GENERADOR PUEDE CONTRUIR LINEAS)
- 2- EL SUMINISTRO ESTA REGIDO POR EL PRINCIPIO DE LIBRE COMPETENCIA
- 3- UN SEGUNDO SUMINISTRADOR LICENCIADO TIENE IGUALDAD DE OPORTUNIDADES
- 4- ESTAN OBLIGADAS A CUMPLIR CODIGOS REGULATO- RIOS (REQ. TECNICOS Y COMERCIALES Y DE CALIDAD DE SEVICIO)

LA DISTRIBUCION:

ES MUY SIMILAR EN ESTRUCTURA A LA TRANS- MISION.

LOS COBROS SE HACEN POR "USO DEL SISTEMA" ACCESO Y NUEVAS CONEXIONES.

EL COBRO TIENE EN CUENTA LAS CARACTERISTICAS DEL CLIENTE (INDUSTRIAL, COMERCIAL, ETC) Y EL VOTAJE DE CONEXION Y ESTA BASADA EN ENERGIA (KWH) CON FORMULA DE INCREMENTO ANUAL SEGUN AREA (SYSTEMA RPI-X; DESPUES DE UN AJUSTE DE INCENTIVO PARA REDUCCION DE PERDIDAS)

EL SUMINISTRO:

- 1- A CONSUMIDORES REGULARES ON DERECHO A TARIFA.CALIDAD EN TERMINOS DE ESTABILI- DAD DE VOLTAJE Y CONTINUIDAD. SE COM- Pensa POR INCUMPLIMIENTO DEL ESTATUTO.
- 2- GRANDES CONSUMIDORES. COBROS CON BASE EN CONTRATOS QUE PERMITAN OBTENER VENTAJAS DE LA COMPETENCIA. LAS FALLAS DEL SERVICIO SE COMPENSAN SEGUN CONVENIO CONTRACTUAL.

PRINCIPALES DIFERENCIAS CON SISTEMA DE INGLATERRA

EN GENERACION: MUY SIMILAR, TRES GEN EN COMPETENCIA

EN TRANS. DIST Y SUMINISTRO: LAS DOS CIAS LICENCIADAS SON VERTICALMENTE INTEGRADAS CON PROPIA, GENERACION, TRANSMISION, DISTRIBUCION Y SUMNISTRO Y PROPIO CENTRO DE CONTROL.

CON LAS SIGUIENTES CARACTERISTICAS:

1- EL SUMINISTRO A UN CONSUMIDOR DEBE SER HECHO DE LA FUENTE MAS ECONOMICA

2- LAS DOS CIAS HACEN CONTRATOS DE L.P. ENTRE ELLAS Y CONTRATOS PUNTUALES PARA MINIMIZAR GASTOS
CAPACIDAD
PROGRAMCION Y DESPACHO
RESPONSABILIDAD DE PERDIDAS

3-LA 3era CIA (NUCLEAR) TIENE CONTRATOS DE VENTA EN PROPORCION AL MERCADO (74.9% SUR, 25.1 NORTE)

4-UN GRAN CONSUMIDOR PUEDE COMPRAR A TRAVES DE UN 2do. SUMINISTRADOR A CUALQUIER GENERADOR

5-PUEDEN SERVIR A UN CLIENTE EN INGLATERRA A TRAVES DE UN Sdo SUMINISTRADOR

6-COBROS POR POTENCIA Y ENERGIA:

COMBUSTIBLE (ENERGIA)
POTENCIA (CAPACIDAD)
ASOCIADOS A LA POTENCIA RODANTE
(mano de obra, O&M,CAPITAL)

7- EL CONTROL DE LAS DOS CIAS ES EJERCIDO POR "OFFER" (EL MISMO CUERPO SUPERVISOR DE INGLATERRA Y GALES)

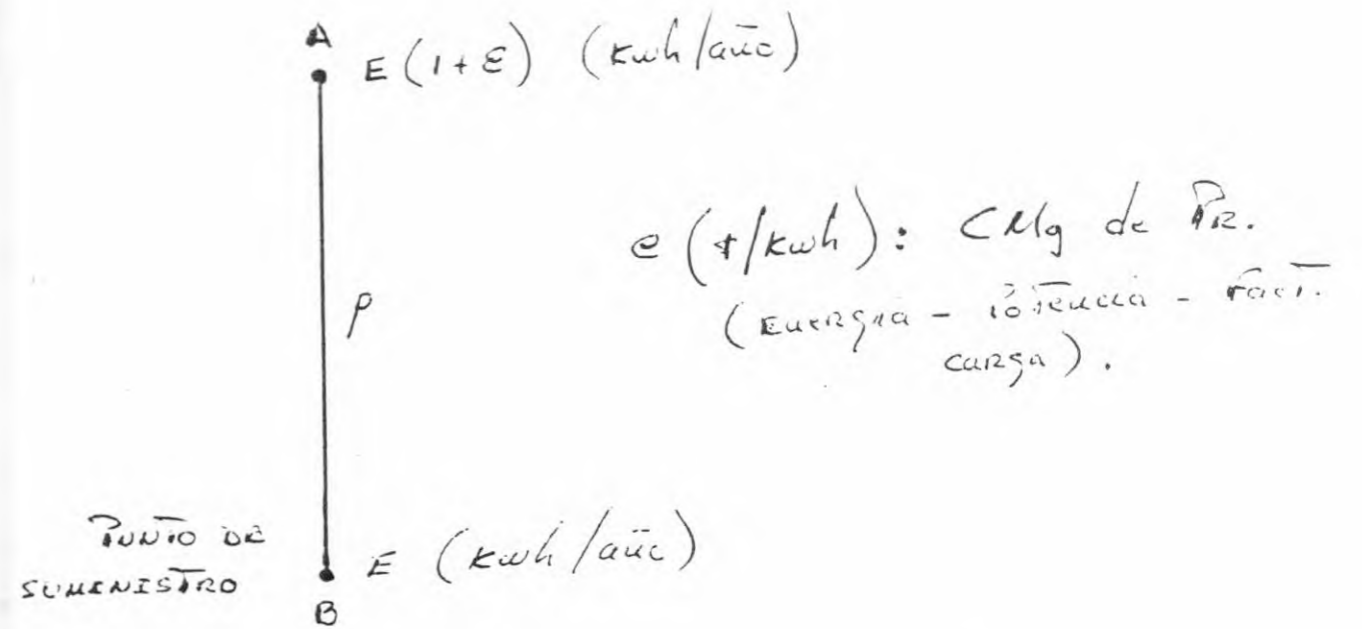
8-CONTRATO DE NTERCONEXION. SE CARACTERIZA POR SER DE PROPIEDAD DE LA CIA SUR, CON ACCESO DE LA CIA NORTE (HYDRO) A INGLATERRA Y GALES. RECIPROCAMENTE INGLATERRA TIENE ACCESO AL MERCADO ESCOCES.

9-LA DIVISION DE SUMINISTRO PAGA POR EL USO DE LA TRANS Y DISTR A SUS PROPIAS DIVISIONES O A LAS CIAS EXTERNAS DEL AREA DEL CLIENTE SERVIDO.

10-EL SUMINISTRADOR DEBE GARANTIZAR UN NIVEL PREDETERMINADO DE SEGURIDAD PARA EL SUMINISTRO Y LA GENERACION, CON CONSIDERACION AL TIEMPO DE INTERRUPCION.

CASO CHILE

COSTOS MARGINALES Y PERDAS DE TRANSMISION
CASO CHILE.



AB: Línea de diseño económicamente óptima.
p: Pérdida marginal en p.u. a máxima carga de diseño.

I: Inversión.

r: Coeficiente anual de recuperación de capital.

M0: Gastos anuales de mantenimiento y operación de AB.

$$\underbrace{E + E * (1+p)}_{(3)} - \underbrace{E * (1+\epsilon) * e}_{(2)} = \underbrace{r * I + M0}_{(1)}$$

①: Costos Totales en Transmisión.

②: Costo de compra en A.

③: Ingreso por venta en B.

- Dado que los nodos están interconectados, las diferencias que pueden presentarse en los cargos por energía y potencia se deben únicamente a las PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN.
- Si las pérdidas no existieran el cargo de producción sería el mismo para un incremento de consumo en cualquier punto del sistema.
- En teoría, el cargo asociado a una barra corresponde al menor de los costos de generación de 1 kWh adicional y de 1 kW adicional en las centrales que no están siendo utilizadas a plena carga, penalizados en los incrementos de pérdidas de transmisión que se producen.

CARGOS POR ENERGÍA

- Para determinar los cargos por energía en los distintos nodos, se calcularon un conjunto de coeficientes llamados FRACCIONES DE PENALIZACIÓN

$$\text{NODO } i \Rightarrow \Delta E_i \quad \left(\begin{array}{l} \text{incremento de} \\ \text{consumo neto} \end{array} \right)$$

$e (\$/kwh)$: Tarifa de abastecimiento.

- Flujos de Potencia normales y los flujos adicionales originados por un incremento de consumo en algún nodo son analizados.

$$\text{Costo en que se incurre para servir un } \Delta E_i = e * (\Delta E_i + \Delta P_i) \quad (1)$$

donde:

ΔP_i : Incremento en las pérdidas totales de transmisión.
(Incremento de pérdidas del sistema interconectado en su conjunto).

La (1) corresponde al mínimo posible al considerar todas las centrales en condiciones de aumentar su generación:

$$\overline{TE}_i = \frac{e(\Delta E_i + \Delta P_i)}{\Delta E_i}$$

$$\overline{TE}_i = e \left(1 + \frac{\Delta P_i}{\Delta E_i} \right)$$

Factor de Penalización

⇒ La potencia a entregar será:

$$\Delta P_i - \Delta p_i \quad \text{para abastecer } \Delta P_i \text{ en la zona } i.$$

$$\left[\text{Costo para satisfacer demanda de punta adicional en la zona } i. \right] = W + (\Delta P_i + \Delta p_i)$$

W : Costo mensual de instalación de 1 kW de potencia adicional.

Δp_i : negativo cuando representara una disminución en las pérdidas totales.

$$\overline{TP}_i = W \underbrace{\left(1 + \frac{\Delta p_i}{\Delta P_i} \right)}_{\text{factor de penalización}}$$

pueden ser calculados mediante un análisis de flujo de potencia a las horas de demanda máxima.

\overline{TP}_i : costo por potencia en la zona i , (expresado por unidad de kW neto abastecido).

\overline{TE}_i : Cargo por energía en la barra i .
(expresado por unidad de kWh
neto abastecido).

- el factor de realización afecta el CMg de producción para abastecer un incremento marginal de consumo en el nodo i .
- En un sistema que posee plantas con curvas de regulación, \overline{TE}_i tiende a hacerse más estable, debido a que cuando el conjunto de curvas se opera en forma óptima, los CMg. C.P. y de M.P. tienden a igualarse.

CARGOS POR POTENCIA

- los cargos por potencia deben igualar el COSTO DE INSTALACION DE POTENCIA ADICIONAL DE TUNTA en que se incurre para servir las demandas en cada barra.

barra $i \Rightarrow \Delta P_i$ \Rightarrow Incremento en la potencia entregada
(Incremento de demanda de potencia)

\Rightarrow se produce una disminución en las pérdidas de transmisión de todo el sistema (ΔP_i) \Rightarrow

los factores de penalización, por el hecho de representar variaciones incrementales en las pérdidas de transmisión, son muy sensibles tanto a la configuración del sistema de transmisión como a la estructura de generación que se utiliza para calcularlos.

La configuración del sistema de transmisión va evolucionando en el tiempo de manera discreta y por saltos significativos; de la misma manera evolucionan los factores de penalización. Es aconsejable dosificar esta evolución paulatinamente a fin de lograr la necesaria estabilidad de las tarifas eléctricas.

- La condición técnica de sistema óptimo de transmisión no se cumple sino en periodos breves y pasajeros, ya que la construcción de líneas y STE debe ejecutarse a través de inversiones discretas de importante magnitud que durante largos periodos trabajen bajo condiciones de carga alejadas del óptimo de diseño.

- Es posible que los mayores ingresos que se derivan de la aplicación de los factores de penalización resulten insuficientes para cubrir las extensiones involucradas en Transmisión.

CASO CHILE

ACCESO A LA RED Y PEAJES
CASO CHILE

SANTIAGO DE CALI, AGOSTO DE 1991

CONTENIDO

1. ASPECTOS GENERALES.
2. DEFINICIONES EN RELACION CON LOS CARGOS POR PEAJES.
3. PRECIOS EN SISTEMAS CON CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACION MAYOR DE 1.5 MW.
4. PRECIOS A NIVEL DE GENERACION - TRANSPORTE.
5. PRECIOS A NIVEL DE DISTRIBUCION.

ACCESO A LA RED Y PEAJES - CASO CHILE

1. ASPECTOS GENERALES

- CENTRAL GENERADORA CONECTADA A S.E. CUYAS LINEAS Y S/E EN EL AREA DE INFLUENCIA DE LA CENTRAL PERTENEZCAN A UN TERCERO. SE ENTIENDE QUE EL PROPIETARIO DE LA CENTRAL DEBE PAGAR LOS CORRESPONDIENTES PEAJES A SU DUENO.
- AREA DE INFLUENCIA: CONJUNTO DE LINEAS, S/E Y DEMAS INSTALACIONES DEL S.E., DIRECTA Y NECESARIAMENTE AFECTADO POR LA INYECCION DE POTENCIA Y ENERGIA DE UNA CENTRAL GENERADORA.
- EL USO DE REFERENCIA DA DERECHO AL PROPIETARIO DE LAS LINEAS Y S/E INVOLUCRADAS A PERCIBIR UNA RETRIBUCION CONSTITUIDA POR:
 - EL INGRESO TARIFARIO
 - EL PEAJE BASICO
 - EL PEAJE ADICIONAL

2. DEFINICIONES EN RELACION CON LOS CARGOS POR PEAJES

- INGRESO TARIFARIO: SE PRODUCE EN LA APLICACION DE LOS PRECIOS DE NUDO DE ELECTRICIDAD ESTABLECIDOS EN LOS DISTINTOS NUDOS DEL AREA DE INFLUENCIA.
- PEAJE BASICO: CANTIDAD RESULTANTE AL SUMAR LAS ANUALIDADES CORRESPONDIENTES A LOS COSTOS DE OPERACION, DE MANTENIMIENTO Y DE INVERSION EN LAS LINEAS, S/E Y DEMAS INSTALACIONES EN UN AREA DE INFLUENCIA, DEDUCIDO EL INGRESO TARIFARIO.
 - SE PAGA A PRORRATA DE LA POTENCIA MAXIMA TRANSITADA, POR CADA USUARIO, RESPECTO DE LA POTENCIA MAXIMA TOTAL TRANSITADA POR TODOS LOS USUARIOS.
 - EL PAGO POR PEAJE BASICO DA DERECHO AL PROPIETARIO DE LA CENTRAL GENERADORA A RETIRAR ELECTRICIDAD, SIN PAGOS ADICIONALES, EN TODOS LOS NUDOS DEL SISTEMA UBICADOS DENTRO DE SU AREA DE INFLUENCIA.

- PEAJES ADICIONALES: SE PRESENTAN CUANDO EL PROPIETARIO DE LA CENTRAL GENERADORA DESEA RETIRAR ELECTRICIDAD EN NUDOS NO PERTENECIENTES A SU AREA DE INFLUENCIA.

- SE CALCULAN DE LA MISMA FORMA QUE EL PEAJE BASICO.

- ACORDADOS POR LAS PARTES O FIJADOS POR EL TRIBUNAL ARBITRAL LOS MONTOS DE LOS PEAJES Y SU REAJUSTABILIDAD, ESTOS REGIRAN POR UN PERIODO NO INFERIOR A CINCO (5) AÑOS.

- LOS PROPIETARIOS DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISION DEBERAN CALCULAR LOS VALORES NUEVOS DE REEMPLAZO (VNR), Y LOS COSTOS DE OPERACION - MANTENIMIENTO APLICABLES AL CALCULO DE PEAJES Y TENERLOS A DISPOSICION DE INTERESADOS A QUIENES LES SEAN APLICABLES.

- $VNR = f(N, Ta)$

- N : VIDA UTIL (NO INFERIOR A 30 AÑOS).

- Ta: TASA DE ACTUALIZACION.

- TIENE EN CUENTA LAS INVERSIONES COMPROMETIDAS EN LINEAS, S/E Y DEMAS INSTALACIONES.

- NO DEBE INCLUIR LOS APORTES DE TERCEROS.

3. PRECIOS EN SISTEMAS CON CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACION MAYOR A 1.5 MW

3.1 PRECIOS A NIVEL DE GENERACION - TRANSPORTE

- SE DENOMINAN PRECIOS DE NUDO. DEFINIDOS PARA S/E DE GENERACION - TRANSPORTE.

- TIENEN DOS (2) COMPONENTES:

- PRECIO DE ENERGIA.

- PRECIO DE POTENCIA DE PUNTA.

- LOS PRECIOS DE NUDO DEBERAN REFLEJAR UN PROMEDIO EN EL TIEMPO DE LOS COSTOS MARGINALES DE SUMINISTRO A NIVEL DE GENERACION - TRANSMISION.

- SE FIJAN SEMESTRALMENTE Y SE REAJUSTAN CUANDO EL PRECIO DE LA POTENCIA DE PUNTA O DE LA ENERGIA EXPERIMENTE UNA VARIACION ACUMULADA SUPERIOR AL 10%.

- FORMA DE CALCULO DE LOS PRECIOS DE NUDO:

1. - PREVISION DE DEMANDAS DE POTENCIA DE PUNTA Y ENERGIA - 10 ANOS.

- PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACION Y TRANSMISION QUE MINIMIZA EL COSTO TOTAL ACTUALIZADO DE ABASTECIMIENTO (COSTOS ESPERADOS ACTUALIZADOS DE INVERSION - OPERACION Y RACIONAMIENTO).

2. - DEMANDA DE ENERGIA - AGUA EN EMBALSES - COSTOS DE OPERACION - COSTOS DE RACIONAMIENTO - TASA DE ACTUALIZACION ==> SE DETERMINA LA OPERACION DEL S.E. QUE MINIMIZA EL COSTO ACTUALIZADO DE OPERACION Y DE RACIONAMIENTO.

- PARA LA OPERACION DEFINIDA SE CALCULAN LOS COSTOS MARGINALES DE ENERGIA, INCLUIDA LA COMPONENTE DE RACIONAMIENTO, PROMEDIANDOSE LOS VALORES OBTENIDOS CON FACTORES DE PONDERACION CORRESPONDIENTES A LAS DEMANDAS DE ENERGIA ==> PRECIO BASICO DE LA ENERGIA (PBE).

3. - TIPO DE UNIDADES GENERADORAS MAS ECONOMICAS (SUMINISTRO DE POTENCIA ADICIONAL EN HORAS DE DEMANDA MAXIMA ANUAL DEL S.E.) ==> COSTO MARGINAL ANUAL (CMA).

- PRECIO BASICO DE POTENCIA DE PUNTA (PBPP):

$$PBPP = CMA + MRPT$$

MRP: MARGEN DE POTENCIA DE RESERVA TEORICO - MINIMO SOBREEQUIPAMIENTO EN CAPACIDAD DE GENERACION.

4. - EN CADA S/E: CALCULO DEL FACTOR DE PENALIZACION DE ENERGIA (FPE).

- $\text{PRECIO ENERGIA} = \text{PBE} * \text{FPE}$

5. - FACTORES DE PENALIZACION = f (PMTE, PMTP)

PMTE: PERDIDAS MARGINALES DE TRANSMISION DE ENERGIA.

PMTP: PERDIDAS MARGINALES DE TRANSMISION DE POTENCIA.

- FACTORES DE PENALIZACION SE ESTABLECEN PARA EL SISTEMA DE TRANSMISION OPERANDO CON UN NIVEL DE CARGA TAL QUE DICHO SISTEMA ESTE ECONOMICAMENTE ADAPTADO (OPERANDO CON EL MENOR COSTO).

- CNE ELABORA INFORME TECNICO DEL CALCULO DE LOS PRECIOS DE NUDO, DONDE QUEDEN EXPLICITOS Y JUSTIFICADOS LOS DATOS Y CALCULOS EFECTUADOS.

- CADA EMPRESA COMUNICA A LA CNE SU CONFORMIDAD O SUS OBSERVACIONES AL INFORME TECNICO. ADICIONALMENTE REPORTARA:

- LA POTENCIA.
- LA ENERGIA.
- EL PUNTO DE SUMINISTRO.
- PRECIO MEDIO COBRADO.

- PARA CADA UNO DE LOS CONSUMIDORES NO SOMETIDOS A FIJACION DE PRECIOS.

- ULTIMOS SEIS (6) MESES.

- LA CNE PODRA ACEPTAR O RECHAZAR TOTAL O PARCIALMENTE LAS OBSERVACIONES DE LAS EMPRESAS.

ANEXO
EVALUACION

- LOS PRECIOS DE NUDO DEFINITIVOS NO PODRAN DIFERIR EN MAS DE 10% DE LOS PRECIOS CORRESPONDIENTES A SUMINISTROS NO SOMETIDOS A FIJACION DE PRECIOS.

- LA CNE COMUNICA AL MINISTERIO DE ECONOMIA, FOMENTO Y RECONSTRUCCION (MEFR) Y A LAS EMPRESAS ELECTRICAS QUE CORRESPONDA, LOS PRECIOS DE NUDO Y LA FORMULA DE INDEXACION, CON UN INFORME TECNICO DE CALCULO DE LOS PRECIOS DE NUDO.

- EL MEFR FIJA LAS TARIFAS DE NUDO.

3.2 PRECIOS A NIVEL DE DISTRIBUCION

- DOS (2) COMPONENTES:

- PRECIO DE NUDO ESTABLECIDO EN EL PUNTO DE CONEXION CON LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCION.

- VALOR AGREGADO (VA) POR CONCEPTO DE DISTRIBUCION.

- EL VA POR CONCEPTO DE COSTOS DE DISTRIBUCION SE BASARA EN EMPRESAS MODELO Y CONSIDERARA:

1. COSTOS FIJOS POR CONCEPTO DE GASTOS DE ADMINISTRACION, FACTURACION Y ATENCION DEL USUARIO, INDEPENDIENTES DEL CONSUMO.

2. PERDIDAS MEDIAS DE DISTRIBUCION EN POTENCIA Y ENERGIA.

3. COSTOS NORMALIZADOS DE INVERSION, MANTENIMIENTO Y OPERACION ASOCIADOS A LA DISTRIBUCION, POR UNIDAD DE POTENCIA SUMINISTRADA.

- LAS COMPONENTES DEL VA POR CONCEPTO DE COSTOS DE DISTRIBUCION SE CALCULAN PARA UN DETERMINADO NUMERO DE AREAS DE DISTRIBUCION TIPICAS, QUE SERAN FIJADAS POR LA CNE.

GENERAL

- CNE ESTRUCTURA UN CONJUNTO DE TARIFAS BASICAS PRELIMINARES.
- SI LAS TARIFAS BASICAS PRELIMINARES PERMITEN A LAS EMPRESAS CONCESIONARIAS OBTENER UNA TASA DE RENTABILIDAD ECONOMICA QUE NO DIFIERA EN MAS DE CUATRO (4) PUNTOS DE LA TASA DE ACTUALIZACION, LOS VA QUE LES DAN ORIGEN SERAN ACEPTADOS.

INGRESOS POR SERVICIOS DE
TRANSMISION

REF: INGRESOS POR SERVICIOS DE TRANSMISION
POR: GSM/CNE

PROPUESTA PARA DISCUSION EN GTS REUNION #5 SEP 3 Y 4/91

1. FUNCION DEL SERVICIO DE TRANSMISION

LA TRANSMISION CUMPLE RESPECTO A LOS USUARIOS (GENERADORES Y DISTRIBUIDORES) LAS SIGUIENTES TRES FUNCIONES NO EXCLUYENTES:

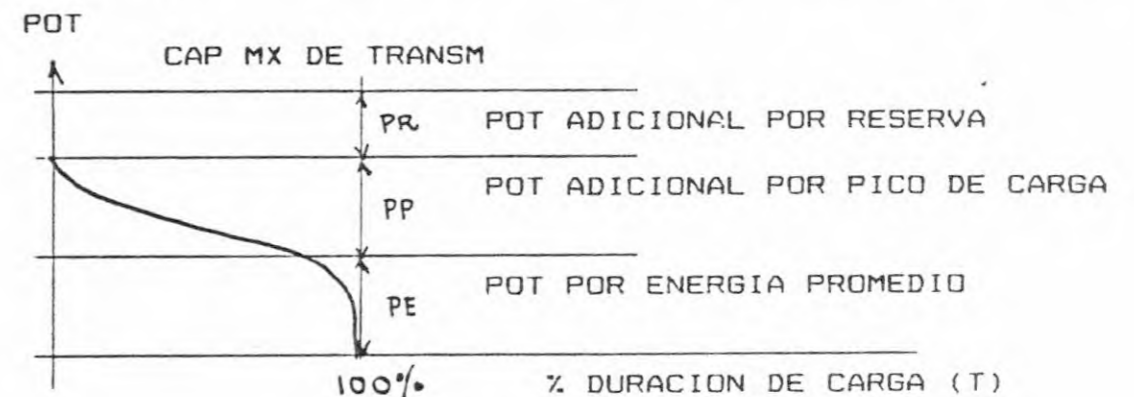
1.1 ENERGIA: TRANSMISION DE LA ENERGIA PRODUCIDA CONTABILIZADA DESDE EL PUNTO DE CONEXION DEL GENERADOR HASTA LA CONEXION DE ENTREGA AL DISTRIBUIDOR. EN EL PERIODO ANALIZADO EN ESTE RENGLON LA ENERGIA SE CONSIDERA PRODUCIDA A POTENCIA CONSTANTE IGUAL A LA POTENCIA PROMEDIO CORRESPONDIENTE A LA LA ENERGIA PROYECTADA POR METODOS DE SIMULACION .

2.1 POTENCIA PICO: TRANSMISION DE LA POTENCIA EN LOS PERIODOS DE MAXIMA DEMANDA PARA GARANTIZAR EL CUBRIMIENTO DE LA DEMANDA PICO AGREGADA ATENDIDA POR LA RED DE TRANSMISION.

2.2 SOBRE-CAPACIDAD PARA RESERVA Y CONFIABILIDAD:

CORRESPONDE A AL RESERVA DE TRANSMISION NECESARIA PARA ATENDER LOS SERVICIOS DE REGULACION DE FRECUENCIA Y VOLTAJE Y GARANTIZAR LA TRANSMISION EN CONTINGENCIAS POR SALIDAS DE GENERACION. EN UN SENTIDO AMPLIO LA TRANSMISION, OBEDECIENDO LOS CRITERIOS DE CONFIABILIDAD DEFINIDOS EN LA PLANEACION DE LA RED, PRESENTA SOBRE INSTALACION ADICIONALES PARA GARANTIZAR LAS TRANSFERENCIAS EN CONTINGENCIAS DE TRANSMISION Y EXCEDENTES MARGINALES (O DEFICIT) DADA LA ADICION ESCALONADA DE LA TRANSMISION Y LA FECHA DE SU PUESTA EN SERVICIO EN RELACION CON LA DEMANDA.

EN ESTA FORMA EL SISTEMA DE TRANSMISION PUEDE CONSIDERARSE CON UNA CAPACIDAD MAXIMA DE TRANSMISION (CMT) QUE SATISFACE ESTAS TRE FUNCIONES SIMULTANEAMENTE. GRAFICAMENTE PUEDE ILUSTRARSE ASI:



2. INGRESOS POR ESTOS SERVICIOS:

CON EL PROPOSITO DE CONTABILIZAR DIFERENCIADAMENTE LOS COSTOS POR LOS SERVICIOS DEFINIDOS, TANTO AL GENERADOR COMO AL DISTRIBUIDOR SE PLANTEAN LOS SIGUIENTES CRITERIOS:

2.1 ENERGIA:

EL COSTO COREESPONDIENTE A LA TRANSMISION DE ENERGIA PODRIA SER ASIGNADO AL GENERADOR, ASOCIANDOLO UN COSTO DE PRODUCCION, QUE PARA SU MEDIDA DEBE INVOLUCRAR PRINCIPALMENTE LAS "DISTANCIAS" HASTA LOS CENTROS DE CARGA. TAL CONSIDERACION SE TIENE EN CUENTA EN EL PROCESO DE PLANEACION POR LA EXPANSION DE MINIMO COSTO.

DÉSDE UN PUNTO DE VISTA DE LARGO PLAZO LA ASIGNACION DE COSTOS EN CUALQUIER PROPORCION AL GENERADOR Y AL DISTRIBUIDOR PODRIA SER INDIFERENTE DADO QUE FINALMENTE TAL COSTO DEBERA SER CUBIRTO POR EL USUARIO FINAL, Y LOS INGRESOS AL NEGOCIO DE LA RNT SERIAN IDENTICOS.

SINEMBARGO HAY JUSTIFICACIONES DE EQUIDAD EN EL CORTO PLAZO, PARA PREFERIR EL ESQUEMA DE ASIGNACION DE COSTOS PARCIALES (ENRGIA Y POTENCIA) AL GENERADOR, DEBIDO A LA RESTRICCIONES DEL PROCESO DECISORIO NO NECESARIAMENTE AJUSTADO A LOS CRITERIOS DE MINIMO COSTO (COYUNTURAS DE EMERGENCIA, DISPONIBILIDAD DE ESTUDIOS, CONSIDERACIONES SOCIO POLITICAS ETC). ASI QUE LA PARTICIPACION DEL GENERADOR EN LOS COSTOS PUEDE CONSIDERARSE COMO RECONCILIATORIA Y AJUSTADA EN LA OPERACION REAL A CRITERIOS COMPATIBLES CON L PLANEACION. IGUALMENTE CON RESPECTO A LAS DECISIONES FUTURAS OFRECE COMPENSACION A LAS DISTORSIONES DEL PLANEAMIENTO O A CAMBIOS IMPREDECIBLES DE LOS PARAMETROS DE DECISION. LO ANTERIC PUEDE TENER MAYOR IMPORTANCIA ANTE LA PARTICIPACION DEL SECTOR PRIVADO EN LA GENERACION (CONDICION DE EQUIDAD Y "TRANSPARENCIA")

2.2 POTENCIA MAXIMA:

LA RED DE TRANSMISION PRESTA SERVICIO TANTO AL GENERADOR COMO AL DISTRIBUIDOR, AL PRIMERO AL DARLE COLOCACION A TODA TODA SU CAPACIDAD INSTALADA, Y AL SEGUNDO AL PERMITIR LA IMPORTACION DE LA POTENCIA REQUERIDA POR EL DISTRIBUIDOR EN EL PERIODO DE MAXIMA DEMANDA (EN FORMA TOTAL O PARCIAL SEGUN SU CAPACIDAD AUTOPRODUCTORA).

2.3 POTENCIA DE RESERVA:

LA SOBRE INSTALACION POR RESERVA Y CONFIABILIDAD OFRECE GARANTIAS DE CALIDAD (FRECUENCIA Y VOLTAJE) FUNDAMENTALMETE AL DISTRIBUIDOR Y POR LO TANTO SU COSTO ASOCIADO PUEDE SER CARGADO TOTALMENTE AL DISTRIBUIDOR

NOTA: EN ESTE ANALISIS DELIBERADAMENTE SE EXCLUYO LA REFERENCIA AL COSTO DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA LAS CUALES DEBERAN SER OBJETO DE CONSIDERACION ESPECIAL. SI BIEN LAS PERDIDAS SE ORIGINAN EN LA RED DE TRANSMISION, LA INCLUSION COMO COSTO POR CUAL DEBE COBRARSE UN SERVICIO COMPENSATORIO,

3. ASIGNACION DE COSTOS GENERALES:

A CONTINUACION SE PRESENTAN LAS BASES PARA LA ASIGNACION DE LOS COSTOS GENERALES DISCRINADOS POR CADA SERVICIO DE POTENCIA.

3.1 COSTOS GENERALES:

C* : COSTO ANUAL DE LA PLANTA DE TRANSMISION

SE DIVIDE EN TRE COMPONENTES:

CE* : COSTO ASOCIADO A LA POTENCIA POR ENERGIA (PE)

CP* : COSTO ASOCIADO A LA POTENCIA MAXIMA (PP)

CR* : COSTO ASOCIADO A LA POTENCIA DE RESERVA (PR)

3.2 CAPACIADA MAXIMA DE TRANSMISION (CMT)

SE CALCULA SIMULANDO FLUJOS DC CON CADA GENERADOR CON CAPACIDAD EN UN RANGO MIN-MAX DEFINIDO, EN IGUAL FORMA CADA DISTRIBUIDOR CON UNA DEMANDA VARIABLE EN UN RANGO MIN-MAX DEFINIDO (BASE ESTADISTICA O PRONOSTICO DE DESVIACION).

SE BUSCA EL MAXIMO DE GENERACION AGREGADA QUE NO VIOLARE LOS LIMITES DE MAXIMA CARGABILIDAD DE LAS LINEAS Y TRANSFORMADORES

(NOTA: EN CASO DE QUE NO EXISTAN TALES LIMITACIONES LA CMT SERA IGUAL A LA SUMA DE LAS CAPACIDADES DE LOS GENERADORES)

$$CMT = \text{MAX}(\sum (G_i - D_i))$$

($G_i - D_i$) : INYECCION NETA EN CADA NODO i DE GEN

SUJETO A LAS RESTRICCIONES:

$G_{\text{MIN}i} \leq G_i \leq G_{\text{MAX}i}$ (GENERADORES)

$D_{\text{MIN}i} \leq D_i \leq D_{\text{MAX}i}$ (GEN Y DISTRIB)

$F_j \leq F_{\text{MAX}j}$ (FLUJOS POR LAS LINEAS Y TRANSF.)

MAS: RESTRICCIONES POR LEYES ELECTRICAS C.D.

3.3 POTENCIA POR POTENCIA MAXIMA (PP) Y POTENCIA POR ENERGIA (PE) SE OBTIENEN DE LA SIMULACION DEL DESPACHO OPTIMO .

PUEDE REFERIRSE A UN ASPECTO DE SOLO INTERES CONTABLE PARA LA RNT. SE CONSIDERA QUE DEBERA ANALIZARSE LA METODOLOGIA BASICA DE ASIGNACION DE PERDIDAS DE GUARDAR RELACION CON LAS METODOLOGIAS DE ASIGNACION DE COSTOS MENCIONADOS ARRIBA, DE OTRA FORMA CORRESPONDERIA AL GRUPO DE DESPACHO PROFUNDIZAR EN EL TEMA. TAMBIEN REQUIERE DE COORDINACION CON EL GRUPO TARIFARIO.

2.4 COMO RESUMEN DE LO ANTERIOR, LA PROPUESTA DE ASIGNACION DE COSTOS ES LA SIGUIENTE:

A. COSTOS ASIGNABLES A LOS GENERADORES:

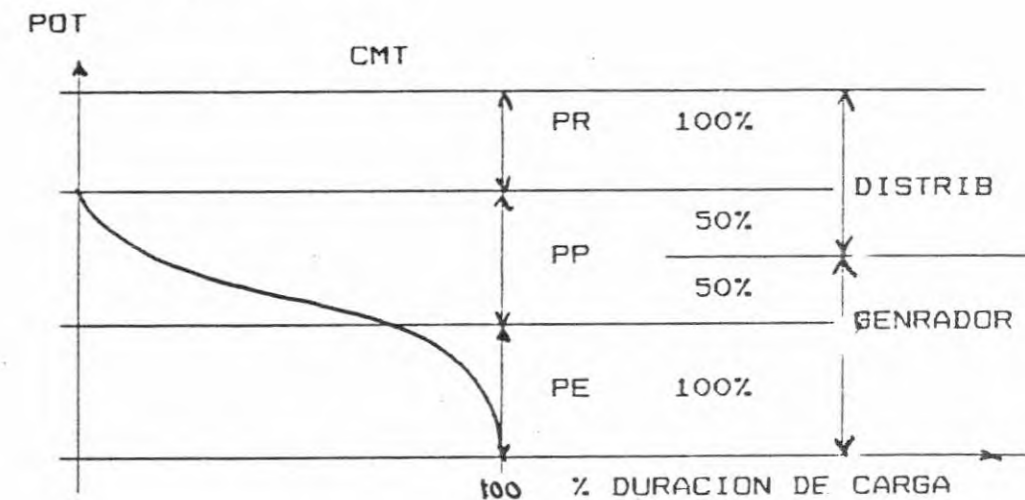
- EL 100% DE LOS COSTOS ASOCIADOS A LA ENERGIA
- EL 50% DE LOS COSTOS ASOCIADOS A LA POTENCIA MAXIMA

B. COSTOS ASIGNABLES A LOS DISTRIBUIDORES:

- EL 50% DE LOS COSTOS ASOCIADOS A LA POTENCIA MAXIMA
- EL 100% DE LOS COSTOS ASOCIADOS A LA POTENCIA DE RESERVA

NOTA: ADICIONALMENTE SE CARGARA A CADA GENERADOR Y DISTRIBUIDOR EL EL COSTO CORRESPONDIENTE A QUE HAYA LUGAR POR LA CONEXION FISICA A LA RED (COSTO DE CONEXION)

GRAFICAMENTE SE ILUSTRAS ASI:



NOTA:

LA CAPACIDAD MAXIMA DEL SISTEMA DE TRANSMISION (CMT) SE DEFINE COMO LA MAXIMA TRANSFERENCIA POSIBLE DE REALIZARSE POR LA RED CON TODOS LOS GENERADORES A SU MAXIMA CAPACIDAD OPERATIVA PARA PERIODO CORTO, CON LAS SOLAS RESTFICCIONES IMPUESTAS POR LOS LIMITES TERMICOS LAS LINEAS Y TRANSFORMADORES (SIN CONSIDERAR CONTINGENCIAS).

PE= VALOR AGREGADO ANUAL DE ENERGIA/(8760 HORAS) (MW)

PP= DEMANDA MAX AGREGADA DEL SISTEMA EN EL AÑO (MW)

3.4 POTENCIA POR RESERVA (PR):
SE OBTIENE POR DIFERENCIA:

$$PR = CMT - PP - PE \quad (MW)$$

3.5 COMPONENTES DEL COSTO TOTAL (C*)

BAJO EL SUPUESTO DE QUE LOS COSTOS DE CADA SERVICIO GUARDAN DIRECTA RELACION DE PROPORCIONALIDAD CON LAS POTENCIAS ASOCIADAS, SE DETERMINAN ASI:

COSTO POR ENERGIA $CE^* = C^*(PE/CMT)$

COSTO POR POT MAX $CP^* = C^*(PP/CMT)$

COSTO POR POT DE RESERVA $CR^* = C^*(PR/CMT)$

4. ASIGNACION DE COSTOS INDIVIDUALES:

LOS COSTOS GENERALES DEFINIDOS ARRIBA DEBEN REPARTIRSE ENTRE LOS DIFERENTES GENERADORES Y DISTRIBUIDORES EN FORMA TAL QUE REFLEJEN ADECUADAMENTE SU PARTICIPACION PROPORCIONAL Y PONDERADA TENIENDO EN CUENTA LAS PRINCIPALES VARIABLES QUE INTERVIENEN EN LA FUNCION DE SERVICIO PRESTADO POR LA RNT. A CONTINUACION SE DAN ALGUNAS DEFINICIONES Y CRITERIOS PARA EL CALCULO CORRESPONDIENTE.

4.1 CUADRO RESUMEN DE ASIGNACIONES

CMT	RESPONSABLE	FUNCION	PONDERACION
PR	100% DISTR	FIJA \$/KW	C/DISTR SEGUN DEM MAX CONF EXTRAIBLE
PP	50% DISTR	USO \$/KW	C/DISTRIB S/N ASIG MWKM POR POTENCIA
	50% GEN	USO \$/KW	C/GEN S/N SIG MWKM POR DESPACHO OPT
PE	100% GEN	USO \$/KWH	C/GEN S/N ASIG POR MWKM DE POT(ENERG)

4.2 ASIGNACION DE COSTOS AL GENERADOR POR ENERGIA:

SE PARTE DE LA BASE DE QUE EL PLANEAMIENTO OPERATIVO DISCRIMINA LOS PRONOSTICOS DE INTERCAMBIOS (TRANSACCIONES) ENTRE CADA PAREJA GENERADOR-DISTRIBUIDOR PARA ENERGIA (Y PARA POTENCIA) PARA PERIODO h EN QUE SE DIVIDA EL AÑO.

MEDIANTE EL METODO MWKM SE ASIGNA A CADA GENERADOR i ,LA FRACCION DEL COSTO TOTAL QUE LE CORRESPONDE:

$$CE_{i,h} = (CE^*)_h \times ASIGE_{i,h}$$

ASIGE_{i,h} = ASIGNACION POR POT ASOCIADA A ENERGIA DEL GEN i EN EL PERIODO h :

$$ASIGE_{i,h} = \left(\frac{\sum^T MWe_{Ki}}{\sum^{T_i} MWe_{Ki,h}} \right) \text{ (PARA TODAS LAS TRANSACC T) } ##$$

(MWe SIMBOLIZA LA POTENCIA ASOCIADA A LA ENERGIA)

EXPRESION SIMBOLICA DEL METODO MWKM NO DETALLADO AQUI.

CE*_h = FRACCION DEL COSTO ANUAL CE* QUE CORRESPONDE AL PERIODO h. PARA UNA TASA ANUAL DE INTERES i, Y H= No. DE PERIODOS EN EL AÑO.
PARA IGUAL VALOR PRESENTE AL PRINCIPIO DEL AÑO:

$$CE^*_{h} = (CE^*) \left[\frac{i/H(1+i/H)^H}{(1+i/H)^H - 1} \right] \text{ (PAGOS IGUALES)}$$

ASI EL COSTO TOTAL EN AÑO ASIGNABLE AL GEN i SERA:

$$CE_{i(\text{Año})} = \sum_h CE_{i,h}$$

EL PEAJE PROMEDIO (PJPE_i) A PAGAR DURANTE EL AÑO POR EL GENERADOR i POR CADA MWe SERA:

$$PJPE_i = \frac{CE_{i(\text{Año})}}{1/H \sum_h PE_{i,h}} \text{ (\$/MW) (COSTO ANUAL/MW PROM ANUAL)}$$

PARA CONVERTIR A \$/KWH, SE TIENE EN CUENTA QUE:

ENERGIA EN CADA PERIODO h :

$$EE_{i,h} = (PE_{i,h}) \times 1000 \times (8760/H) \text{ (EN KWHORA)}$$

$$Y \quad EE_{i(\text{año})} = 1/H \sum_h PE_{i,h} \times 1000 \times 8760$$

PEAJE POR ENERGIA PJEEi (PROM ANUAL):

$$PJEEi = CEi(\text{AÑO}) / \sum EEi,h = CEi(\text{AÑO}) / EEi \quad (\$/KWH)$$

O SEA, : (COSTO TOTAL ANUAL ENERGIA)i / (ENERGIA TOTAL ANUAL)i

NOTAS:

- 1- SE SUPONE QUE AL FINAL DEL AÑO SE CONSOLIDARA LA RECONCILIACION DEL INGRESO ASI CALCULADO, CON EL QUE RESULTE DE LAS TRANSFERENCIAS REALES DEL RESULTADO OPERATIVO, PARA DETERMINAR LOS FALTANTES O SOBANTES, LOS CUALES PODRIAN TENERSE EN CUENTA EN EL AÑO SIGUIENTE.
- 2- EN CASO DE DIVIRSE EL AÑO EN ESTACIONES, SE HARIAN LOS AJUSTES CORRESPONDIENTES EN LA FORMULACION.
- 3- DEBE ANALIZARSE EL PROCEDIMIENTO PARA EL CASO DE INTERCAMBIO DE ENERGIA OPTIMIZABLE, LOS CUALES PODRIAN MANEJARSE COMO UNA CUENTA ESPECIAL QUE ANUALMENTE DISTRIBUIRIA LOS BENEFICIOS ENTRE LOS ACTORES.?

4.3 ASIGNACION DE COSTOS POR POTENCIA MAXIMA:

COMO SE MENCIONO ANTERIORMENTE, EL 50% DE DICHO COSTO (CP*) SE DISTRIBUYE ENTRE LOS GENERADORES Y EL RESTANTE 50% SE DISTRIBUYE ENTRE LOS DISTRIBUIDORES EN CON BASE EN EL METODO DE MWKM UTILIZANDO LAS TRANSFERENCIAS DE POTENCIA MAXIMA (TRANSACCIONES) ENTRE GENERADORES Y DISTRIBUIDORES.

EN LAS SIMULACIONES DEL DESPACHO DEBE CONSIDERARSE PARA CADA GENERADOR SU CAPACIDAD MAXIMA DECLARADA, Y LAS TRANSFERENCIAS DE POTENCIA, CALCULADAS PARA CADA PERIODO h, EN QUE SE DIVIDE EL AÑO, CON CRITERIO DE MINIMO COSTO. LAS TRANSFERENCIAS AL SUMINISTRADOR SE DEFINIRAN CON IGUAL CRITERIO PERO RESPETANDO LAS RESTRICCIONES OPERATIVAS .

EN ESTA FORMA SE CALCULAN LAS ASIGNACIONES DE COSTOS CON BASE EN EL PRONOSTICO DE LAS TRANSACCIONES Y ASI MISMO SE DETERMINAN LOS PEAJES PROMEDIOS ANUALES POR CADA MW. COMO EN EL CASO ANTERIOR CADA AÑO SE REALIZA LA RECONCILIACION CON BASE EN EL DESPACHO REAL.

LA FORMULACION ES IDENTICA A LA HECHA PARA EL CASO DE POTENCIA POR ENERGIA, UTILIZANDO MWp EN LUGAR DE MWe PARA LA ASIGNACION DE COSTOS POR EL METODO DE MW KILOMETRO.

MEDIANTE EL METODO MWKM SE ASIGNA A CADA ACTOR i (GENERADORES Y DISTRIBUIDORES) LA FRACCION DEL TOTAL QUE LE CORRESPONDE:

$$C_{P_i,h} = (C_{P^*})_h \times ASIG_{P_i,h}$$

ASIG_{P,h} = ASIGNACION POR POT ASOCIADA A POTENCIA DEL GEN i EN EL PERIODO h :

$$ASIG_{P_i,h} = \left(\frac{\sum_{T_i} MW_{pKMi}}{\sum_{T_i} MW_{pKMi,h}} \right) \quad (\text{PARA TODAS LAS TRANSACC T})$$

(MW_p SIMBOLIZA LA POTENCIA ASOCIADA A LA POT MAX)

NOTA: $i=1,2, \dots, N$ (INCL GEN Y DIST). ASI LA ASIG QUEDA 50% ,50% PARA LOS AGREADOS DE GEN Y DIST) EL METODO MWKM NO SE DETALLA AQUI.

C_{P^*h} = FRACCION DEL COSTO ANUAL CE^* QUE CORRESPONDE AL PERIODO h. PARA UNA TASA ANUAL DE INTERES i, Y H= No. DE PERIODOS EN EL AÑO. PARA IGUAL VALOR PRESENTE A PRINCIPIO DEL AÑO:

$$C_{P^*h} = (C_{P^*}) \left[\frac{i(1+i/H)^H}{(1+i/H)^H - 1} \right] \quad (\text{PAGOS IGUALES})$$

ASI EL COSTO TOTAL EN AÑO ASIGNABLE AL GEN i SERA:

$$C_{P_i(\text{AÑO})} = \sum_h C_{P_i,h}$$

EL PEAJE PROMEDIO (PJPPi) A PAGAR DURANTE EL AÑO POR EL GENERADOR i POR CADA MW_p SERA:

$$PJPP_i = \frac{C_{P_i(\text{AÑO})}}{1/H \sum_h P_{P_i,h}} \quad (\$/MW)$$

4.4 ASIGNACION DE COSTO AL DISTRIBUIDOR POR POTENCIA DE RESERVA

EN 3.5 SE DETERMINO EL COSTO TOTAL ASIGNABLE A AL POTENCIA DE RESERVA (PR*) LA CUAL SE DISTRIBUYE ENTRE TODOS LOS DISTRIBUIDORES A PRORRATA DE LA CAPACIDAD MAXIMA CONFIABLE EXTRAIBLE DE LA RNT

PUEDEN PLANTEARSE LAS SIGUIENTES ALTERNATIVAS PARA EL CALCULO DE LA POTENCIA CONFIABLE POR DISTRIBUIDOR:

4.4.1 POR DEFIT DE POTENCIA: SE BASARIA EN CALCULAR EL DEFICIT

MAXIMO (DEMANDA MAX DE LA DISTRIBUIDORA-GENERACION MIN PROPIA) VERIFICANDO QUE EL SISTEMA ESTE EN CONDICIONES DE GARANTIZAR ESTA TRANSFERENCIA POR LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACION EN LA FRONTERA RTN-DISTRIBUIDORA Y POR LIMITACIONES OPERATIVAS DE LA RTN.(ESTABILIDAD,

POR LIMITACIONES OPERATIVAS DE LA RTN. (ESTABILIDAD, VOLTAJE ETC)

LA GENERACION MINIMA PROPIA SERIA LA RESULTANTE DE LAS CONDICIONES MAS DESFAVORABLES PARA LA AUTOGENERACION EN EL SISTEMA DE LA DISTRIBUIDORA.

ESTE SISTEMA PUEDE PRESENTAR DIFICULTADES EN LA DEFINICION DE LOS CRITERIOS. SERIA SENCILLO DE APLICAR EN LOS CASOS EN QUE LA ENTREGA SE HACE A TRAVES DE TRANSFORMADORES.

4.4.2 POR ANALISIS DE SISTEMA INTEGRAL:

SE DETERMINARIAN LOS LIMITES MAXIMOS DE ENTREGA DE POTENCIA CONFIABLE, DEFINIDOS PREVIAMENTE LOS CRITERIOS DE CONFIABILIDAD, MEDIANTE ANALISIS DEL SISTEMA ELECTRICO CON DIFERENTES ALTERNATIVAS DE DESPACHO .

4.4.3 OTROS METODOS, POR EJEMPLO LA POT MAX EN EL AÑO A IMPORTAR MAS LA CAPACIDAD DE LA UNIDAD DE GENERACION MAS GRANDE DE LA DISTRIBUIDORA, O VARIANTES QUE INVOLUCREN LA PROBABILIDAD DE PERDIDA DE CARGA.

4.4.4 ASIGNACION DE COSTOS POR LA POTENCIA DE RESERVA:

SIENDO PR_i LA POTENCIA MAS EXTRAIBLE POR LA DISTRIBUIDORA i , SE ASIGNA EL COSTO TOTAL ANUAL CR^* A PRORRATA:

$$CR_i(\text{ano}) = (CR^*) \frac{PR_i}{\sum_i PR_i}$$

COMO EN LOS CASOS ANTERIORES, LA ASIGNACION POR PERIODOS ($CR_{i,h}$) SE BASARIA EN EL EQUIVALENTE FINANCIERO PARA IGUAL VALOR PRESENTE.

5. COMENTARIO RESUMEN:

EN RESUMEN LA MOTIVACION BASICA DEL PROCEDIMIENTO DESCRITO ES DETERMINAR COSTOS DE SERVICIO QUE DISTINGUEN UNA GARGA FIJA PRORRATEADA Y UNAS CARGAS VARIABLES QUE PUDEN USARSE A TRAVES DEL AÑO COMO "PEAJES" (\$/UNIDAD DE SERV) CON BASE EN PRONOSTICOS DEL MODELO OPERATIVO.

LUEGO CON BASE EN LA OPERACION REAL, SE REALIZAN LOS AJUSTES COMPENSATORIOS PARA EL BALANCE DE INGRESOS-EGRESOS.

LA PROPUESTA SE PRESENTA COMO BASE DE DISCUSION Y RECOGE EN GENERAL LAS IDEAS QUE SE HAN DISCUTIDO DENTRO DEL GRUPO DE TRABAJO.

ANALISIS DE ALTERNATIVAS
DE DISTRIBUCION DE COSTOS
POR TRANSMISION

INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

OFICINA DE PLANEACION
UNIDAD DE PLANEAMIENTO ENERGETICO

ANALISIS DE ALTERNATIVAS DE DISTRIBUCION
DE COSTOS DE TRANSMISION

DOCUMENTO ISA OPUN 133 E

MEDELLIN. AGOSTO 16 DE 1991

1. OBJETIVO

Analizar las alternativas de distribución de costos de transmisión planteados por el Grupo de Trabajo Nr. 5 "Acceso y Peajes".

2. DEFINICION DEL PROBLEMA

Una vez se hayan definido los costos que el negocio de transmisión debe recaudar anualmente se procederá a distribuir estos costos entre las empresas que se benefician del servicio.

3. ALTERNATIVAS

Las alternativas analizadas para distribuir costos son las siguientes:

3.1. Distribución independiente de la utilización de la red

Dentro de este grupo de alternativas están:

3.1.1 Propiedad

Se distribuyen los costos en proporción a la participación de cada empresa en la propiedad de la empresa de transmisión.

- Requiere que todos los usuarios de la red sean socios de la empresa de transmisión.
- Excluye la participación privada en la red.

3.1.2 Utilidades

Se distribuyen los costos en proporción a las utilidades que haya presentado, en el año anterior, cada empresa usuaria de la red.

- Puede ser muy variable o inestable en su aplicación.

3.1.3 Demanda

Se distribuyen los costos en proporción a la demanda de cada usuario de la red.. (Energía y/o potencia).

- Excluye a los generadores del pago de transmisión.

3.1.4 Generación

Se distribuyen los costos en proporción a la generación de cada empresa usuaria de la red (capacidad y/o energía).

- Excluye a los consumidores o distribuidores del pago directo del servicio.

3.1.5 Demanda y Generación

Una parte de los costos se distribuye en proporción a demandas y el resto en proporción a generación de las empresas usuarias.

- Requiere definir un criterio para asignar costos a demanda y generación.

3.1.6 Acuerdo entre usuarios

Se distribuyen los costos mediante acuerdo entre usuarios de la red.

3.2. Distribución en función de utilización

Se plantearon las siguientes alternativas

3.2.1 PSR

"Postage Stamp Rate". Se distribuyen los costos en proporción a los intercambios contratados por las empresas (Exportaciones y/o Importaciones, Energía y/o Potencia).

- No considera distancia entre vendedor y comprador.

3.2.2 MW - Km

Se distribuyen los costos en proporción a la utilización de la red por parte de las empresas usuarias. Se define utilización como el producto entre intercambios contratados (Energía y/o Potencia) y distancia entre vendedor y comprador (longitud real de líneas, distancia equivalente eléctrica o geográfica).

3.2.3 PSR y MW - Km

Se distribuye una parte de los costos en proporción a intercambios contratados (PSR) y el resto en proporción a utilización de la red (MW-Km).

Requiere definir criterios para asignar costos entre PSR y MW-Km.

3.2.4 CMCP y reconciliación

Se calcula CMCP de utilización de red, se multiplica por los intercambios contratados (Energía y/o Potencia). El resto de los ingresos requeridos (positivo o negativo) debe ser recaudado mediante alguno de los métodos anteriores.

3.2.5 CIPLP y reconciliación

Se calcula CIPLP de transmisión y se multiplica por los intercambios contratados (Energía y/o Potencia). El resto de los ingresos requeridos se debe recaudar mediante alguna de las opciones anteriores a 3.2.4

3.2.6 CPH y reconciliación

Se calcula costo promedio histórico unitario de transmisión y se multiplica por los intercambios contratados (Energía y/o Potencia). El resto de los ingresos requeridos debe ser recaudado aplicando alguna de las opciones anteriores a 3.2.4.

3.2.7 VNR y reconciliación

Se calcula Valor Nuevo de Reposición unitario de transmisión y se multiplica por los intercambios contratados (Energía y/o Potencia). El resto de los ingresos requeridos debe ser calculado mediante alguna de las opciones anteriores a 3.2.4.

3.3. Distribución Combinada

Consiste en distribuir una parte de los costos mediante una de las alternativas "independientes de utilización" y el resto de los costos mediante una de las opciones en "función de la utilización". Estas combinaciones tienen el inconveniente de requerir un criterio para asignar costos entre las variables involucradas. Dentro de esta categoría de opciones cabría cualquier combinación de una de las alternativas mencionadas en la sección 1 y una de las incluidas en la sección 2. Una de estas combinaciones podría ser:

3.3.1 Demanda y MW-Km

Se distribuye una parte de los costos en proporción a la demanda (Energía y/o Potencia) de cada empresa usuaria de la red y el resto de los costos en proporción a la utilización de la red por parte de cada empresa definida mediante el concepto de MW-Km.

4. CRITERIOS DE ANALISIS

Como criterios de análisis para seleccionar alternativas se proponen las siguientes:

- Sencillez
- Equidad
- Debe permitir intercambios entre empresas
- No debe interferir en operación a mínimo costo
- Debe reflejar la utilización o beneficios que obtienen los usuarios

5. ANALISIS DE ALTERNATIVAS

Las empresas o grandes clientes conectados a la red de interconexión obtienen de esta los siguientes tipos de beneficios:

- Transporte de intercambios contratados
- Transporte de intercambios de remplazo de combustibles acorto plazo.
- Calidad de servicio mediante regulación de frecuencia o voltaje del resto del sistema.
- Confiabilidad mediante la ayuda que el resto del sistema puede ofrecer a través de la red en caso de contingencias.

Teniendo en cuenta los beneficios y los criterios antes mencionados se podría afirmar que las alternativas del grupo 1. "Independientes de utilización" no serían aceptables pues no reflejan la utilización de la red. De otra parte las alternativas del grupo 2. "En función de utilización" no reflejan los beneficios de calidad y confiabilidad.

Las alternativas basadas en costos unitarios (marginales, incrementales, promedio o reposición) presentan el inconveniente de que la señal producida se distorsiona con el proceso de reconciliación requerido.

Las alternativas del grupo 3 "Distribución combinada" parecen más atractivas pues permiten considerar los cuatro tipos de beneficios. Así por ejemplo la opción 3.1 "Demanda y MW-Km" permite a través del término "demanda" considerar en cierta forma los beneficios de confiabilidad y calidad y a través del término "MW-Km" los beneficios de la utilización de la red. Sin embargo, no es clara la definición de criterio de asignación de costos entre las variables involucradas.

6. RECOMENDACIONES

Al seleccionar alternativas de distribución de costos podrían tenerse en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Si se definen cobros por utilización, deben efectuarse sobre intercambios contratados y no reales para no distorsionar el despacho a mínimo costo.
- Teniendo en cuenta que los costos del vendedor se trasladan inevitablemente al comprador, los costos de transmisión o peajes deben ser asignados directamente a los compradores.
- Las alternativas seleccionadas deberían ser del grupo 3 "Distribución combinada" para tener una mejor equidad en los costos por beneficios.
- Teniendo en cuenta la dificultad de asignar costos a energía y potencia, podría pensarse en aplicar el esquema de distribución de costos con base en intercambios contratados de potencia únicamente.

ANALISIS DE ALTERNATIVAS

TAREA EPM

ANALISIS DE ALTERNATIVAS

1. PRINCIPIOS QUE RIGEN LA SOLUCION

1.1 Equidad

1.2 Sencillez de cálculo y aplicación

1.3 Transparencia

1.4 Asegurar la supervivencia y expansión del negocio

2. ALTERNATIVAS SELECCIONADAS

2.1 Valor a recuperar: Costo del servicio mas depreciación mas fondo para expansión, preferimos el costo medio mas un valor de reconciliación; éste último para mantener el control financiero del negocio dentro de márgenes razonables. Así se cumple el 1.4.

2.2 El método para tarifas debe cumplir 1.1 a 1.3.

Pensamos en tener una función de la utilización contractual de la red mas una utilización real.

La tarifa debe dar señales tanto al generador como al distribuidor de qué deben hacer para mantener un uso razonablemente eficiente de la Red de Transmisión.

Beneficios de la optimización

Así a los generadores se cobraría un PSR modificado como:

$$\frac{\$}{\text{MW-H} - \text{Km}}$$

Usando para Km la distancia entre el punto de inyección de la generación a la RNT y el punto de la demanda a ser suplidas en los contratos de venta a distribuidores.

Esta forma indica a los generadores que una cercanía a los centros de consumo es deseable o en su defecto que ellos corran con la construcción, operación y mantenimiento de

líneas propias que los acerquen a las demandas. La figura de megavatios refleja que el costo es función del beneficio de vender.

Hacer un cargo a los distribuidores por demandas máximas coincidentes o algo así los lleva a mejorar su curva de carga aunque los generadores en sus ventas seguramente les darán la señal al cobrarles potencia y energía.

Como segunda alternativa proponemos el cobro a los generadores con base en los MW-hora y MW entregados al sistema pero con base también en los KM de red utilizada para las transacciones contratadas con los distribuidores.

No hacer cobro a los distribuidores.
Esto equivale a ventas CIF.

En ambos casos las pérdidas del sistema son asignadas a los generadores que las deben suplir en proporción a las energías inyectadas a la red.

Las fórmulas con base en contratos hacen considerar a los distribuidores operaciones en igualdad de condiciones, es decir, todos le venden CIF y libre de pérdidas y le facilitan la negociación y le aportan transparencia en que hace.

Los generadores deberán calcular los costos de la red de transmisión para saber como es su precio CIF.

El caso contrario continuando con las pérdidas en cabeza de los generadores también es bueno porque los distribuidores tendrán que calcular los costos de poner CIF las energías FOB a negociar y así poder tomar decisiones sobre a quién comprar.

TareaEPM/anexos

REDUCCION DE COSTOS UNITARIOS
DEL SERVICIO DE TRANSMISION

02-1184



Empresa de Energía de Bogotá

AL CONTESTAR, COPIESE
ESTE NUMERO

57-2216858

PAGINA 1 DE 4

SANTAFE DE BOGOTA, D.C., 6 DE SEPTIEMBRE DE 1991

DE: GERMAN CORREDOR AVELLA
DIRECTOR DE PLANEACION

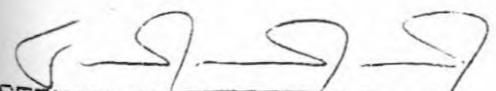
PARA:

EMPRESA	FUNCIONARIO	FAX No.
ICEL-BOGOTA	ING. GRACIELA RINCON B.	2862775
* ISA-MEDELLIN	ING. EDGAR DURAN	94-3170848
COMISION NACIONAL DE ENERGIA	DR. FERNANDO LECAROS	2157301
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN - EPM	ING. FRANCISCO VELASQUEZ	94-2600836
CVC-CALI	ING. DIEGO A MORENO	93-392093
EMCALI - CALI	ING. LUIS HERNANDO LOZANO	93-830279
CORELCA-B/QUILLA	GPD-UNIDAD DE ENERGIA	
	ING. RAMON CABALLERO (2453118)	958-424884

REF: REDUCCION DE COSTOS UNITARIOS DEL SERVICIO DE TRANSMISION.

EN CUMPLIMIENTO DE LO ACORDADO EN LA ULTIMA REUNION DEL GRUPO DE TRABAJO N. 5, ADJUNTO ENVIO PARA SU CONSIDERACION LOS RESULTADOS DE UN EJERCICIO TEORICO SOBRE EL TEMA EN REFERENCIA.

CORDIALMENTE,


GERMAN CORREDOR AVELLA
DIRECTOR DE PLANEACION



EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA

EJERCICIO TEORICO PARA MOSTRAR LA REDUCCION
DE LOS COSTOS UNITARIOS DEL SERVICIO DE TRANSMISION

Si el costo unitario del servicio de transmision, o valor del peaje por kWh transportado, se hace igual al cociente del costo equivalente anual y la demanda de energia o potencia del sistema en cada uno de los años del periodo analizado, este costo unitario resultará decreciente con el tiempo, en razón a que cada año la demanda será superior a la del año inmediatamente anterior.

Para mostrarlo en cifras, tomemos los mismos datos del ejercicio realizado por los delegados de ISA, en el cual se calculó lo que podríamos llamar costo medio de largo plazo.

Con una tasa de crecimiento del 4.6% promedio anual, la demanda de energia del Sector Eléctrico Colombiano tendría la evolución que se muestra enseguida:

El valor presente (VP) se obtuvo con una tasa de descuento del 12% anual.

Año	Demanda Total	Demanda Incremental	
		Vr en el año	VP en 1991
(TWh)			
1991	35.4	0	0
1992	36.7	1.3	1.16
1993	38.1	1.4	1.12
1994	39.7	1.6	1.14
1995	41.6	1.9	1.21
1996	43.8	2.2	1.25
1997	46.2	2.4	1.22
1998	48.7	2.5	1.13
1999	51.1	2.4	0.97
2000	53.4	2.3	0.83
2001	56.1	2.7	0.87
2002	58.9	2.8	0.80
2003			
al			
2021	58.9	0	0

Vr tot del sistema de transmisión existente: US\$ 962.4 millones

VP (91) Programa de Inversiones 1991-2001: US\$ 459.6 millones

VP tot inversiones sistema de transmisión: US\$ 1.422.0 millones

Costo equivalente anual (CEA): US\$ 177.9 millones

No se tiene en cuenta depreciación para el sistema de transmisión existente en razón a que su costo se determinó por valor nuevo de reposición (VNR) y por lo mismo la vida útil considerada es de 30 años al igual que para las inversiones nuevas.

Gastos de administración, operación y mantenimiento actuales: US\$ 10.9 millones.

Con esos valores de CEA y ADM, y dada la evolución de la demanda de energía, los costos unitarios tendrían los siguientes valores:

Año	Costos Unitarios en valores reales		
	Por Invers	Por ADM	Total
	(mils US\$/kWh)		
1991	5.03	0.31	5.34
1992	4.85	0.31	5.16
1993	4.67	0.31	4.98
1994	4.48	0.31	4.79
1995	4.28	0.31	4.59
1996	4.06	0.31	4.37
1997	3.85	0.31	4.16
1998	3.65	0.31	3.96
1999	3.48	0.31	3.79
2000	3.33	0.31	3.64
2001	3.17	0.31	3.48
2002	3.02	0.31	3.33
2003			
al			
2021	3.02	0.31	3.33

Variación entre el valor máximo y el mínimo: 60%.

la demanda.

Debe anotarse que la reducción de costos unitarios no corresponde de ninguna manera a economías de escala.

El valor correcto del costo unitario es el cociente del CEA y la que podríamos llamar demanda equivalente anual (DEA), o sea la demanda que podrá ser atendida durante 30 años, con la infraestructura existente y con la que se construirá en el periodo 1991- 2001.

El valor presente de la demanda actual (1991) es la misma cantidad o sea 35.4 TWh, con lo cual la DEA, será igual a:

$$DEA = 35.4 + 11.70 = 47.10 \text{ TWh}$$

$$\text{Costo unitario por inversiones} = 177.9/47.10 = 3.78 \text{ mils US\$/kWh}$$

$$\text{Costo unitario por ADM} = 0.31 \text{ mils US\$/kWh}$$

$$\text{Costo unitario total} = 4.09 \text{ mils US\$/kWh.}$$

Los costos anteriores están dados en valores reales.

Cuando se utiliza costo medio de largo plazo, no debe entenderse que el CEA tiene que ser igual a los ingresos que deben obtenerse en cada uno de los años del periodo de vida útil considerada. En los primeros años, dichos ingresos serán menores, mientras en los últimos deberán ser mayores al CEA.

DIRECCION DE PLANEACION
05-09-91/LVC

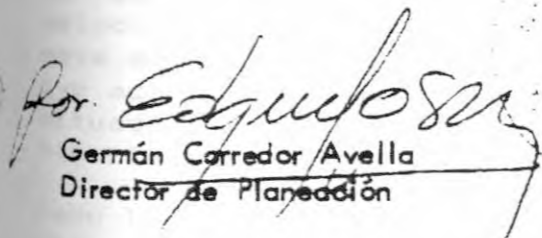
ANOTACIONES SOBRE EL SERVICIO
DE TRANSMISION REGIONAL

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA	TELEFAX 57 - 2216858	FECHA: 30 de septiembre/91 FAX No.: 286 27 75
DE: GERMAN CORREDOR AVELLA-Director de Planeación		PAGINA: DE:
PARA: DRA. GRACIELA RINCON		ATN: Jefe División Programación y Control ICEL
REFERENCIA:		

Estimada doctora Rincón :

Dando cumplimiento a lo acordado en la reunión del Grupo 5, realizada los días 24 y 25 del presente mes, a continuación se transcribe el documento "ANOTACIONES SOBRE EL SERVICIO DE TRANSMISION REGIONAL".

Cordialmente,


 Germán Corredor Avella
 Director de Planeación



ANOTACIONES SOBRE EL SERVICIO DE TRANSMISION REGIONAL

1 - CONSIDERACIONES GENERALES:

Entendamos como servicio de transmisión regional el transporte de energía eléctrica que se realiza entre productores y distribuidores o grandes consumidores a través de líneas eléctricas que no forman parte de la red de transmisión nacional.

En sana lógica, la red de transmisión debe estar delimitada en razón de su función y no de un determinado nivel de voltaje, que en cualquier caso resultará subjetivo.

En el Grupo de Trabajo No. 5 se está dando la tendencia de definir la red de transmisión en función del nivel de tensión y propiedad de la actual red de interconexión. Esta definición tiene inconvenientes en la medida en que existan diferencias grandes en la metodología que se emplee para la determinación de peajes en transmisión y distribución que impliquen valores con diferencias significativas para la misma situación.

El objetivo de libre acceso a la red de transmisión no puede ser solamente nominal; debe ser efectivo y transparente, para lo cual los peajes deben corresponder a costos reales de prestación del servicio.

Se está pensando determinar los peajes de distribución por el método de estampilla o sea sin tener en cuenta la distancia; con este método el peaje que pagaría un distribuidor, que utilice lo que acá hemos llamado red de transmisión regional y que esté situado a 10 km del productor sería exactamente igual al que pagaría otro localizado a 100 km.

Dado lo anterior, no es conveniente asimilar la transmisión regional a un servicio de distribución, porque con ello en la realidad no se estaría permitiendo el libre acceso a la red, el cual es muy importante aún más cuando el Gobierno Nacional se propone sancionar a los municipios ineficientes con el recorte de transferencias. Los municipios que se consideren con buena capacidad de administración crearán sus propias empresas de distribución de energía eléctrica y querrán, con justa razón, que se les apliquen tarifas para el servicio de transmisión regional que tengan en cuenta la distancia. Si este aspecto no se tiene en cuenta se generarán ineficiencias económicas.

No debe haber ningún temor de que la red de transmisión vaya hasta niveles de tensión que pueden considerarse relativamente

bajos. Lo importante es que las metodologías establecidas para determinar costos y peajes y regulación del servicio sean suficientemente claras y aplicables.

Para evitar, o al menos reducir, los problemas que se ha anotado se presentarían si la red de transmisión se limita a la actual red de interconexión o a un determinado nivel de tensión alto, sin tener en cuenta la función, debería pensarse en procurar que no haya diferencias significativas en la determinación de los peajes de transmisión y distribución, mientras las mismas no correspondan a diferencias técnico-operativas y/o dificultades de cálculo o aplicación.

Teniendo en cuenta lo anotado en los párrafos anteriores, el documento titulado: "Consideraciones sobre la determinación, asignación y distribución de costos del servicio de transmisión" es totalmente aplicable al caso de la transmisión regional. Para facilitar el análisis retomamos los aspectos más importantes contenidos en dicho documento.

2. PRERREQUISITOS PARA LA DETERMINACION DE COSTOS Y PEAJES:

Antes de escoger el método o métodos que deben emplearse para establecer, asignar y distribuir los costos del servicio de transmisión de energía eléctrica, es necesario definir claramente los objetivos que se buscan con la determinación y cobro de peajes. Adicionalmente, es necesario definir otros aspectos de los cuales dependerá la viabilidad práctica de los métodos que se adopten.

En estas condiciones es necesario definir los siguientes aspectos:

- Objetivos de la determinación y cobro de peajes, los cuales pueden ser:
 - * Garantizar la recuperación de la inversión y una rentabilidad atractiva sobre la misma,
 - * Incentivar la participación del capital privado en la expansión y operación del sistema,
 - * Lograr la asignación eficiente de los recursos en la economía,
 - * Asegurar la prestación futura del servicio,
 - * Garantizar el libre acceso a la red de transmisión,
 - * Garantizar la libre competencia en la prestación del servicio de transmisión,
 - * Permitir que los generadores puedan competir libremente

por los usuarios finales, y que éstos a su vez puedan acceder libremente a los generadores.

* Incentivar la disponibilidad, confiabilidad y control de pérdidas de la red.

- Delimitación de la red de transmisión.
- Propiedad actual y futura de la red de transmisión.
- Sistema de comercialización de los intercambios de energía.

3. DETERMINACION DE COSTOS:

El ejercicio de determinación de costos del servicio de transmisión realizado por ISA, muestra que hay diferencias significativas en sus valores, según sea que correspondan a costo medio actual, costo medio de largo plazo o costo incremental promedio de largo plazo (CIPLP).

Según ese ejercicio, dichos costos tendrían los siguientes valores, sin incluir la parte correspondiente a gastos de administración, operación y mantenimiento:

- Costo medio actual: 3.38 mils US\$/kWh.
- Costo medio de largo plazo: 3.79 mils US\$/kWh.
- CIPLP: 4.94 mils US\$/kWh.

La diferencia entre el costo medio actual y el CIPLP es del 46% y del 12% con respecto al costo medio de largo plazo.

De acuerdo con los valores citados, se estaría en un sistema de costos incrementales crecientes, de manera significativa, característica que puede presentarse posiblemente porque los requerimientos de confiabilidad considerados en el programa de inversiones son sensiblemente superiores al nivel actual.

Dados esos costos es importante establecer:

- Si el servicio será prestado por empresas oficiales, que estarían en la obligación de expandir el sistema para garantizar la prestación futura del servicio en condiciones adecuadas de confiabilidad y calidad, caso en el cual se justifica tener en cuenta el CIPLP y más aún si éste es creciente.

Si por el contrario, el servicio será prestado, en un mercado de libre competencia, solamente por empresas privadas, o por la acción conjunta de empresas privadas y oficiales, caso en el cual no será fácil obligar a las empresas a expandir el sistema en forma oportuna y adecuada para garantizar la prestación futura del servicio. En este caso, incluir el CIPLP, que es creciente, lo único que garantiza es una sobreutilidad injustificada.

Teniendo en cuenta el cambio que se le está dando al manejo de la economía del país, la segunda alternativa será la que terminará imponiéndose.

En estas condiciones, los costos de prestación del servicio deben corresponder al costo medio actual (como sucede en otros tipos de transporte), ya que con este método se garantiza la recuperación de la inversión y la rentabilidad de la misma.

Si la prestación del servicio está a cargo de empresas privadas, la inclusión de los costos incrementales de largo plazo genera una injustificada sobreutilidad si dichos costos son crecientes; si son decrecientes, la aplicación de peajes basados en el costo medio de largo plazo o en el CIPLP, podría ocasionar pérdidas a la empresa transmisora, o al menos podría no permitir una rentabilidad sobre los activos en servicio, equivalente a la tasa de oportunidad del capital, situación que sería injusta y que la empresa transmisora no estaría dispuesta a aceptar.

El costo medio actual corresponderá a un cargo por inversión, más un cargo por gastos de administración, operación y mantenimiento.

La inversión se obtiene valorando las instalaciones que se utilizan actualmente para prestar el servicio, según su valor nuevo de reposición (VNR).

Dentro de la inversión debe incluirse la correspondiente a estudios que requiera la operación del sistema, instalaciones de planta general, costos de organización de la empresa transmisora y el valor del capital de trabajo.

El cargo por inversión es igual al costo equivalente anual de la misma (CEA), obtenido considerando la vida útil promedio de las instalaciones valorizadas (como si éstas fueran nuevas, no depreciándolas) y la tasa de descuento o tasa de oportunidad del capital en el país.

El cargo por gastos de administración, operación y mantenimiento corresponde al valor actual de éstos, no incluyendo dentro de los mismos ningún tipo de gastos financieros ni depreciación.

4. ASIGNACION DE COSTOS:

Los costos del servicio de transmisión deben asignarse a los servicios que se prestan:

- Disponibilidad o confiabilidad,
- Utilización real de la red con el transporte de energía y potencia.

Parece lógico que al servicio de disponibilidad le corresponda un porcentaje del cargo por inversión, equivalente a la fracción de la capacidad de transmisión que no es utilizada realmente (capacidad de transmisión en MW menos potencia máxima transmitida en la punta), y que por consiguiente constituye la capacidad de reserva.

Si la capacidad de reserva es cero, no habrá cargo por disponibilidad lo cual es lógico, ya que la confiabilidad del sistema de transmisión en esas condiciones será baja.

A la utilización real de la red de transmisión corresponderá la fracción restante del cargo por inversión, más la totalidad del cargo por administración, operación y mantenimiento.

Los costos asignados a la utilización pueden distribuirse entre potencia y energía, en proporción a la fracción que los MW-km de potencia máxima, y los MW-km equivalentes a la energía, representen sobre la suma de estos valores.

Los MW-km de potencia máxima corresponderán a los contratos de potencia, ponderados por la distancia que dicha potencia debe recorrer. Los MW-km corresponderán igualmente a la potencia promedio equivalente a los contratos de energía, ponderados por la distancia que la misma debe recorrer.

La metodología acá propuesta para distribuir entre potencia y energía, los costos asignados a utilización, implica que los contratos de intercambio establezcan la matriz de nodos de generación y de distribución o demanda involucrados y las cantidades que entregará y recibirá respectivamente cada uno.

Con esta metodología de repartición, la mayor fracción corresponderá a los contratos de potencia, lo cual es lógico ya que es la demanda máxima del sistema de transmisión la que obliga la expansión del mismo.

5. DETERMINACION DE PEAJES:

Los peajes que se cobrarán por el servicio de transmisión, pueden estar constituidos por dos cargos:

- Un cargo fijo por disponibilidad: que será proporcional a la capacidad que el usuario (generador o distribuidor) tenga en las fronteras con la red de transmisión, para entregar o recibir potencia. Este cargo será fijo en valores reales, mientras no se modifique el valor de la disponibilidad (%), la capacidad en las fronteras del usuario, o la capacidad total de la red de transmisión.
- Un cargo variable por uso de la red subdividido en:
 - * Cargo por potencia y
 - * Cargo por energía.

Estos cargos serán función de los contratos de intercambio de potencia y energía (potencia promedio), y de la distancia existente entre los contratantes o entre los nodos de entrega y recibo.

6. DISTRIBUCION DE COSTOS:

La distribución de costos del servicio de transmisión entre generadores y usuarios finales de la red de transmisión (distribuidoras y grandes consumidores), es importante dependiendo del papel que deba cumplir la empresa transmisora, el cual puede ser de dos tipos, así:

1. La empresa transmisora puede simplemente prestar un servicio de transporte, y en consecuencia los generadores podrán ofrecer libremente su producto a los usuarios finales, y de la misma forma éstos podrán acceder libremente a los generadores.
2. La empresa transmisora puede constituirse en un intermediario (monopólico) en la prestación del servicio de energía eléctrica, comprándola a los generadores y vendiéndola a los usuarios finales. En este caso no habrá mercado libre entre usuarios y generadores.

El cargo fijo por disponibilidad parece razonable que sea

capacidad de entrega o recibo de potencia que la red de transmisión tenga en sus fronteras.

Para la distribución del cargo variable, teniendo en cuenta el papel de la empresa transmisora, pueden plantearse dos alternativas:

- 1a. Asignar el 100% de este cargo a los usuarios finales, si la empresa transmisora cumple simplemente funciones de transportador.
- 2a. Repartir el cargo entre generadores y distribuidores, estableciendo peajes por nodo, diferenciados para cada tipo de usuario en función de su distancia al centro de carga si es generador, o al centro de generación si es distribuidor.

DIRECCION DE PLANEACION
SANTAFE DE BOGOTA, D.C., 30-09-91.
COSYPE.WP/LVC.

capacidad de entrega o recibo de potencia que la red de transmisión tenga en sus fronteras.

Para la distribución del cargo variable, teniendo en cuenta el papel de la empresa transmisora, pueden plantearse dos alternativas:

- 1a. Asignar el 100% de este cargo a los usuarios finales, si la empresa transmisora cumple simplemente funciones de transportador.
- 2a. Repartir el cargo entre generadores y distribuidores, estableciendo peajes por nodo, diferenciados para cada tipo de usuario en función de su distancia al centro de carga si es generador, o al centro de generación si es distribuidor.

DIRECCION DE PLANEACION
SANTAFE DE BOGOTA, D.C., 30-09-91.
COSYPE.WP/LVC.

COMENTARIOS SOBRE ALTERNATIVAS
DE ASIGNACION DE LOS COSTOS
DEL SERVICIO DE TRANSMISION

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA
DIRECCION DE PLANEACION

COMENTARIOS SOBRE LAS ALTERNATIVAS DE ASIGNACION
DE LOS COSTOS DEL SERVICIO DE TRANSMISION

Los costos de la transmisión deben asignarse a los servicios que se presten (transporte de energía, transporte de potencia, disponibilidad, confiabilidad, etc), teniendo en cuenta el origen de dichos costos y los objetivos que se busquen con la asignación.

Los costos de expansión del servicio de transmisión se originan exclusivamente en incrementos de la potencia máxima transmitida, en la distancia que ésta debe recorrer y en la necesidad de mejorar la confiabilidad del sistema.

Los objetivos de la asignación de costos deben estar dirigidos a minimizar las necesidades de expansión, a estimular la disponibilidad y confiabilidad de la red y el control de pérdidas técnicas.

En estas condiciones, la parte del peaje correspondiente al incremento de la demanda debiera cobrarse solamente en función de la potencia que fluya durante el periodo de punta. Sin embargo, con esta asignación el propietario de la red podría no estar interesado en permitir el acceso de un usuario en horas fuera de punta.

Por lo anterior, apartándonos del concepto del costo marginal de corto plazo, se recomienda asignar los costos de la siguiente manera:

- Un cargo fijo por disponibilidad del servicio, determinado en función de la demanda total del sistema usuario de la red, y que puede corresponder a una fracción relativamente pequeña de los costos de prestación del servicio.

La indisponibilidad de la red que ocasione interrupciones en el suministro a los usuarios deberá indemnizarse, por ejemplo, según los costos de racionamiento, en un valor proporcional a la participación de los costos de transmisión en los costos totales de prestación del servicio al usuario final.

- Un cargo por utilización de la red, función de la potencia máxima transmitida tanto en periodos de punta como de fuera de punta, ponderadas por la distancia recorrida y dando un peso diferente a los dos periodos. Este peso puede

determinarse en proporción a los costos de transmisión de cada una de esas demandas, establecidos por separado.

El mayor costo del servicio ocasionado por razones de confiabilidad debe incluirse en el cargo por utilización. Si en la operación real se presenta una menor confiabilidad, el sistema usuario deberá ser indemnizado.

Al uso ocasional del servicio debe aplicarse una tarifa de peaje superior a la establecida para los usuarios permanentes, pero en este caso no habrá cargo por disponibilidad.

Los costos de prestación del servicio deberán incluir los gastos de administración, operación y mantenimiento, y estarán dados para un valor promedio de pérdidas técnicas, determinado según el diseño de la red. Pérdidas superiores a este valor no podrán ser trasladadas al sistema usuario.

La alternativa de asignación de costos en función de la propiedad de la red, no es aplicable ya que exige que los usuarios de la misma sean socios de la red de transmisión, y por consiguiente no permite la existencia de una empresa independiente, por lo cual no se alcanza el objetivo de libre competencia.

La alternativa de asignación de costos en función de las utilidades de los sistemas usuarios no tiene sentido ni permite el logro de los objetivos de competitividad y eficiencia.

Las alternativas de asignación de costos en función de la demanda y/o generación de los sistemas usuarios no garantizan que se logre el objetivo de asignación eficiente de los recursos.

Al igual que en el caso anterior, las alternativas que contienen reconciliación por razón de costos financieros, no incentivan la eficiencia de la empresa transmisora, y adicionalmente crean una competencia desleal entre quienes ya están prestando el servicio y los que quieren entrar a hacerlo.

SANTAFE DE BOGOTA, D.C.
AGOSTO 20 DE 1991/LVC.

NETWORK CHARGES

Coopers
& Lybrand
Deloitte

management consultants

Plumtree Court
London EC4A 4HT
telephone 071-583 5000
cables CoLybrand London
telex 887470
facsimile 071-822 4652

a member firm of

Coopers
& Lybrand
(International)

your reference

our reference

SJR/NS/0920

Fernando Lecaros Esq
Comision Nacional de Energia
Edificio UGI
AV 40 A #1309
Bogota
Colombia

11 September 1991

Dear Fernando

NETWORK CHARGES

Thank you for your fax of 6 September. Unfortunately, I did not pick it up until Monday, 9 September, and will be out of the country when you propose to telephone on 12 September. However, I give below some hastily compiled initial comments on the questions you raise, and will try to call you sometime between now and Thursday. (Many of the questions you raise probably warrant more careful consideration, which I will aim to give them over the next week or two.)

Network Charges

1. I would advise against levying transmission charges on the basis of Km distance between contracting parties. The key points are:-
 - the marginal costs on the system are entirely independent of the patterns of bilateral contracting between Generators and consumers. The pattern of energy flows on the transmission system (and hence the losses and other operating costs on the transmission system) is determined by the physical location of generators and consumers - regardless of who contracts with whom. Similarly the requirement for capital investment on the grid system is determined by physical location, and not contracting patterns.
 - If the network charge were related to the distance between the contracting parties, it would give a direct financial incentive for customers to enter contracts with the generator who is geographically closest. This pattern of contracting would not affect the costs of transmission (for the reasons above) but would distort the operation of the contracting market which we are trying to create. In particular, it would give generators effective local geographical monopolies (by virtue of their lower transmission charges for serving local customers), which would negate much of the drive to open up the market, in order to allow customers to choose among competing generators.

There are, in addition, practical difficulties to which you allude in your fax, regarding the requirement for the Grid Company to scrutinise the contracts entered into between Generators and their customers - and presumably for the Grid Company to adjust their charges continually to reflect the changing pattern of contracting.

In summary, therefore, I think it is important to steer TF5 away from the idea of Grid charges related to distance between contracting parties. It is not cost-reflective, will distort the contracting market, and would be very difficult to administer. As a guiding principle, the Grid charges should be designed ".... to enable customers to choose among competing Generators, regardless of physical location, without cost penalty."

2. **Network Services.** First, to clarify the position in England and Wales:-

- **System Service Charge** - this reflects ".... the cost of providing, operating and maintaining a skeletal network of assets which are considered necessary to allow solely for provision of voltage and frequency to the standards prescribed ...". This is paid almost entirely by distributors, and only by generators to the extent they are also consumers of electricity for their auxiliary plant.
- **Infrastructure Charge** - this reflects "the costs of installing, operating and maintaining the grid system". This is paid both by distributors and generators.

The rationale for generators paying part of this cost is that the precise size, location and operating characteristics of a power station does have a direct impact on the requirements in that region for transmission investment. The costs should, therefore, be signalled to the generator so that he can take account of this cost impact when making his decisions. It is this basic rationale which suggests that the generators should face part of the charge (other than just the Entry and Exit charges).

Similarly, the characteristics of demand of a distributor can impact on the grid requirements - they too should pay part of the total cost.

3. **Average vs Marginal Cost**

This issue warrants a more detailed reply than I can give here (I will aim to prepare a short note for you over the next couple of weeks). The main points to note are:-

- broadly, I would support the introduction of some elements of marginal costing in grid charges - quite simply so that both generators and distributors are faced with the incremental cost of their supply or consumption decisions. (In the short term, this is a matter of accurately reflecting system losses on all participants.)
- a long term concept of marginal costing may well be more appropriate to the more fixed elements of use of system charges. These are calculable, but may prove to have adverse implications for grid asset values and grid company revenues.

- the England and Wales use-of-system charges are not currently reflective of marginal costs. Time pressures prevented anything other than average cost based charges being devised. They are, however, under review - with the aim of getting a more consistent treatment of:
 - marginal costs
 - losses
 - the effects of transmission constraints.

(Chile may have gone further down this track by now, and it may also be worth asking Sebastian Bernstein. If you do, please copy me in on the reply.)

Distribution Concessions

4. It is important to distinguish between:-

- (a) a distribution company's concession in its area to build and operate the local distribution network. I know of no country in which it is planned to allow/enable/encourage third-parties to contest this right. That said, I see no reason why it could not be done - if it were felt it would have a strong efficiency benefit in Colombia. It would, in this case, be essential that the new concession company be required to purchase all of the assets of the original company on a pre-agreed valuation methodology - to prevent the incentive problem you allude to in your fax. (My own feeling is that close regulation of the charges levied by a distributor for use of the network is likely to be a better and more workable means of instilling efficiency, rather than periodic contestability.)
- (b) a distribution company's concession to be the sole supplier of energy to small customers in its region. This monopoly right can be reviewed periodically, without any of the adverse incentive effects (ie discouraging long term investments) that you mention - simply because this business is separate from that of building and maintaining the physical network.

I do hope these initial thoughts are useful for your meeting on 12 September.

Best regards.

Yours sincerely



FP - S J Roberts

cc: Winston Hay, World Bank

Coopers
& Lybrand
Deloitte

management consultants

Plumtree Court
London EC4A 4HT
telephone 071-583 5000
cables CoLybrand London
telex 887470
facsimile 071-822 4652

a member firm of
Coopers
& Lybrand
(international)

your reference

our reference
SJR/NS/0850

Fernando Lecaros
Comision Nacional de Energia
Edificio UGI
Av 40 A #1309
Bogota
Colombia

29 August 1991

Dear Fernando

COLOMBIA POWER SECTOR RESTRUCTURING PROGRAMME - NETWORK CHARGES

On return from my leave, I have seen the correspondence on Network Charges between yourself and Richard Laikin (who replied in my and Robin Pratt's absence). I hope the material which he sent you provided what you and Task Force 5 required - do let me know if any of the points require any further clarification or if there are other consequential questions.

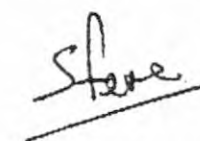
Richard, in his reply, did not respond directly to point 9 of your fax (relating to "contestability"), and I now therefore attach a short piece on this issue, which I hope the Task Force will find useful. If, on the basis of this, you or the Task Force would require further advice on this issue, do get back in touch and I will put together a more substantive piece for their consideration.

On a more general front, how is the work of each of the Task Forces going? We would find a periodic (brief) update very helpful, on the issues currently under consideration in each of the Task Forces and any decisions reached. This would help us to identify points at which any input from us would best assist the Task Forces. Do let me know if you think this is appropriate, or your own thoughts on how best to incorporate our advice into the deliberation in the Task Forces.

I am copying this and the earlier correspondence to Winston Hay/Kurt Shenk at the World Bank, for information.

With very best regards.

Yours sincerely



S J Roberts

COMPETITION AND CONTESTABILITY IN TRANSMISSION

Introduction

This short note sets out, in turn:-

- (a) what is meant by both "competition" and "contestability" in transmission;
- (b) the circumstances under which contestability in transmission may yield significant benefits;
- (c) the nature of the arrangements required to achieve contestability in transmission within a competitive electricity industry; and
- (d) the position in England and Wales.

Definitions

Competition

Transmission is commonly referred to as a "natural monopoly", and hence an element of the electricity industry which is not conducive to effective competition. This is commonly taken to mean that, once a transmission line has been erected between two points to transmit a certain quantity of electricity, it will never be economically efficient (nor financially viable) to erect a second transmission wire to compete with the first to transmit that quantity of electricity. The owner of the first transmission wire has secured an effective monopoly on the transmission of that energy between the two points, by virtue of being the first.

In seeking to restructure the Colombian power sector and promote competition, therefore, it should be recognised that ownership of the existing network confers such monopoly rights on the owner. It will be important, therefore, to devise effective controls on the network owner, to prevent abuse of that monopoly position - notably by:-

- (a) requiring (by law or licence condition) the owner to allow other companies (generators and distributors) to transmit their energy across the network; and
- (b) controlling (or regulating) the charges which the network owner is allowed to levy on those users of the network.

Contestability

Whilst competition with existing network owners is unlikely to be effective, there may be benefit in allowing several companies to contest the right to build new parts of the transmission network. Contestability in transmission hence refers to the period before a new transmission line is installed, during which companies could bid for the right to build that line.

Suppose, for example, that Company "A" owns and operates all of the existing transmission network, but that an extension to the network is required to a new region of the country. If contestability in transmission were permitted, Companies "B", "C" and "D" may all submit competitive bids, along with Company "A" to a central decision-making authority, who would choose among the bids on some pre-determined criteria. If, for example, Company "C" were chosen, then Company "C" would take on the new construction. Once built, Company "C" would itself then have monopoly rights over that part of the transmission network, and hence become subject to the same obligations to allow access and use of the line to other companies, at regulated prices.

Circumstances Under Which Contestability is Desirable

The potential benefits from an effective system of contestability in transmission arise from the downward pressure that competitive bidding can exert on the costs of new additions to the transmission network (and hence potentially on the charges made for use of that part of the network). It follows that such a system of contestability is only likely to yield significant benefits if substantial new transmission investment is envisaged. If the transmission network were essentially already fully developed, requiring only maintenance and incremental investment rather than significant new extensions, then the complexities of a system of contestability in transmission are less likely to be worthwhile.

Other criteria which should be considered in determining whether contestability is likely to yield significant benefits include:-

- * does transmission expertise currently exist in more than one company on the system - if so, then genuine contestability is more likely to be achievable;
- * are the probable new additions to the transmission network likely to form integral parts of the existing interconnected system (in which case, separate charging for their use by different companies may prove both complex and less likely to be efficient) or are they more likely to be extensions of the grid to new geographic regions, or new interconnectors etc (in which case, separate charging arrangements may be more easily achieved in an efficient manner);
- * can the efficiency incentives created by contestability be achieved by any other means? As the main purpose of contestability in transmission is to prevent inefficient behaviour by the existing Grid Company in construction of new transmission assets, can efficiency be instilled in the Grid Company in any other way, for example:-
 - tight regulatory controls on charging levels, to prevent excessive construction and operating costs being passed through to the use-of-network charges

- close scrutiny of the Grid Company's construction costs (eg requiring the Grid Company to secure competitive tenders from suppliers for the construction and materials required)

These avoid the added complexity of contestability, but do require more detailed regulatory interference in the Grid Company than would otherwise be required.

Arrangements to Achieve Contestability

An effective system of contestability in transmission would require arrangements of the following general form to be agreed and put in place:-

Decision-Maker: an independent body (probably the Regulatory Authority) would need to be given the role and right to select the preferred company to undertake any addition to the transmission network;

Licence Requirement: no company (including the Grid Company) would be allowed to undertake investment in assets of a certain voltage - and probably, above a certain size/value - without request to the Decision Maker and consequent licensing. It would be for the Decision Maker to decide whether the investment should be opened to competitive bids ("contestability"). The criteria for this decision should be defined, in broad terms.

"Contestability Rules": the rules for determining the winner of any contest should be defined. They are likely to take something of the form of:-

- the bid should conform to specified technical and safety standards
- the bidder should demonstrate financial viability and proven technical expertise
- the bidder should offer the lowest charges for use of the proposed network over its lifetime
- the bidder should adhere to all price controls and other regulatory requirements which apply to all transmission companies on the system
- the bidder should account for the transmission business separately from its other businesses
- etc.

The Position in England and Wales

The issue of contestability in transmission in England and Wales did not receive a substantial amount of attention in the period up to restructuring and privatisation. This, in retrospect, was primarily because the grid system in England and Wales is essentially fully developed. Whilst significant reinforcement, capacity increases and re-configuration investment will take place, it is unlikely that major grid extensions will be required in the near future.

As a consequence, no explicit "contestability scheme" has been devised or set out. The sole transmission licence holder is currently the National Grid Company, and its licence area covers the whole of England and Wales.

There is, however, provision in the 1989 Electricity Act for the Regulator or the Secretary of State to issue any other applicant a transmission licence. This would require another company to apply for a licence, for the Regulator to be satisfied that it is efficient to grant the licence, and that doing so does not prejudice the financial position of any existing licensee. If such a licence is to be issued, the National Grid Company has a right of appeal against the decision. If the new licence is still issued, the Licence Area of the National Grid Company would be amended, and the new transmission licensee would be required to allow access and use of its assets, at prices regulated by the Regulator.

PROVISIONS IN TRANSMISSION
LICENCE AND SYSTEM SERVICE
CHARGES (ENGLAND AND WALES
EXAMPLE)

Provisions in transmission licence - E&W example

We list below the key provisions in the transmission licence of the National Grid Company (NGC).

- (a) Prohibited activities - restricts the ability of the company to sell or purchase electricity on its own account;
- (b) Separate accounts for separate businesses - obliges the company to keep separate accounts for transmission, generation (pumped storage only), ancillary services and settlement business;
- (c) Charge restrictions - places restrictions on the prices charged by the transmission company for use of its transmission system (RPI-X in the UK) to avoid abuse of monopoly power;
- (d) Prohibition of cross-subsidies - prohibits cross subsidies between the licensee's different businesses;
- (e) Economic purchasing of Ancillary Services - requires that such services (such as reactive power and frequency control) are purchased from the most economic sources by NGC;
- (f) Central despatch, merit order and settlement system - sets out the framework within which the transmission company will schedule and despatch generating units. It also sets out responsibilities with regard to the pooling and settlement arrangements. The details of the operation of the pool are set out in the Pooling and Settlement Agreement between generators, suppliers and NGC. Signature of this Agreement ("pool membership") is a licence obligation;
- (g) Grid code - obliges the transmission company to draw up, implement and comply with a technical code governing the operation of the system ("the Grid Code");
- (h) Compliance with distribution codes - obliges the transmission company to comply with technical operating codes covering the operation of the distribution networks of public electricity suppliers;
- (i) Use of system - obliges the transmission company to offer use of system services to third parties. Transparency in charges should be ensured as well as non-discrimination. There is no licence specification of the format or structure of charges; however the regulator is now pressing NGC to make its charges more reflective of marginal costs;
- (j) Transmission system security standard and quality of service - requires the transmission company to maintain industry standards for planning, development operation and maintenance of the transmission system;

- (k) Disposal of relevant assets - limits the circumstances in which the transmission company may dispose of operational assets;
- (l) Provision of information to regulator - requires the company to provide the regulator with the information necessary to enable monitoring and control of compliance with licence conditions.

System Service Charges

- 1 In England and Wales the system service element of Use of System charges recovers costs for the basic "core" service provided by the National Grid Company (NGC) supergrid transmission system, in particular stable voltage and frequency supplied to all users connected to the transmission system.
- 2 The allocation of assets required to achieve stable voltage and frequency was undertaken on the following basis:
 - (a) the NGC Supergrid System as at 1/4/90 was taken as the basis of allocation
 - (b) Exclusion of all lines allocated to Entry or Exit (ie. user specific assets)
 - (c) Selection of assets to interconnect all 400/275KV supergrid connection points based on minimum gross asset valuations
 - (d) Avoid inclusion of those assets installed to support bulk power transfers (those are included in the infrastructure charge recovery)
 - (e) Employ a radial system to minimise network
 - (f) No allowance is made for system security cover
 - (g) Adequacy of circuitry assumed partial connection of generation and demand within zones
- 3 Substation plant is allocated to the system service charge in proportion to the circuits designated as system service at each connection point.
- 4 The system service charge is made up of 3 components:-
 - (i) Return on net investment against each asset
 - (ii) Depreciation against each asset (set at appropriate timespan for the life of the asset, except in cases where commercial considerations dictate it is set over the duration of the relevant power supply contract)
 - (iii) Operation and maintenance charges against each asset together with a contribution towards the recovery of overhead costs.
- 5 The system service charge is levied as a MW based charge for demand connected to or supplied from the system.

ILUSTRATION OF APPLICATION OF
ZONAL BALANCES TO ALLOCATE
TRANSMISSION COSTS

Illustration of Application of Zonal Balances to Allocate Transmission Costs

1 First, assume the total costs associated with ensuring an optimum pattern of losses on the network (or part of it) have been identified (ie excluding basic costs of interconnection and user-specific costs, but instead comprising those operating and capital costs necessary to allow incremental load flows to be optimally handled on the network). The task is then to assign these costs to the users of the network which give rise to them.

2 Load flows on the network arise where there is an imbalance between the quantities of electricity injected and taken off the system at any node (or aggregation of nodes). Where there is already net surplus of generation over demand at a point, incremental generation will give rise to incremental load flow and hence - if persistent - contribute to the need for additional transmission costs if losses are to remain optimised. At the same point/node, incremental demand will reduce the net surplus and will not give rise to incremental system costs.

3 Conversely in areas of net import, incremental demand contributes to incremental system costs, and additional generation (if less than the size of the imports) reduces it.

4 In principle, load flows can be modelled and the total system cost implications of a change at any given node identified. The work undertaken by TF5 using the Shapley method effectively envisages this. However, in most systems, it is not usually possible accurately to simulate total system flows over the many years for which systems reinforcement decisions are typically made. This potentially renders the complex computations which the method developed by TFS requires unnecessary.

5 Instead, a 'first order' simplification which focuses only on the average size of imbalances observed at times of peak load flows at the node or in the zone concerned may be simpler and no more inaccurate for charge determination (these imbalances can be periodically reviewed for their validity).

6 To illustrate, assume there are five nodes (or zones) where load enters and leaves a network (N, ... N5). The 'random despatch' method used by TF4 would allocate costs according to the simulated use of the whole network by generation and demand under all possible combinations of despatch. In contrast, observed load imbalances, and the flows which result, in practice arise from particular merit order combinations. Averaging imbalances will thus highlight the transmission work actually being undertaken by the grid. To illustrate with five nodes:

Node/Zone	Generation	Demand	Export	Imports
1	10	5	5	0
2	20	40	0	20
3	40	5	35	0
4	0	20	0	20
5	30	25	5	0
Totals	100	100	40	40

7 In node or zone 1, 3 and 5, there is a surplus of generation over demand, in zones 2 and 4, demand is in surplus, while in zone 5 demand is in balance with generation. Thus of total costs C^* , both generation and demand should pay half ($C^*/2$) as any load flow implies surpluses and deficits (exports equal imports). The generation component would be allocated 5:35:5 to zones 1, 3 and 5, and the import component 20:20 to zones 2 and 4. Hence charges payable would be:

Node/Zone	Generation	Demand
1	$C^*/9$	0
2	0	$C^*/4$
3	$7C^*/9$	0
4	0	$C^*/4$
5	$C^*/9$	0
	<hr/>	<hr/>
	$C^*/2$	$C^*/2$

8 With such a simplistic approach, defining the 'average' peak load flow/imbalance is clearly critical; with a day or year, load flows vary and the system and costs are in place to cater for the expected range of load patterns. On this basis, most points of generation and demand would in practice make some contribution to incremental costs via the averaging of peak flows at different times.

9 Secondly, it should be noted the above approach ignores distances (unlike Shapley). This implies that no explicit assumptions have been (or can be) made about where imports to a zone/node have come from and where exports go to. Given that electricity sources/destinations are not directly identifiable in practice, the Shapley method relies on a simulation assumption that incremental demand and generation sources join the system in a random order to create and to meet peak load flows respectively. This assumption of randomness is not necessarily any more accurate than assuming all exports and imports use comparable distances of the network, particularly given costs do not vary solely with distance.

CAPACIDAD MAXIMA DE TRANSMISION
DEL SISTEMA

INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

DOCUMENTO DE TRABAJO

CAPACIDAD MAXIMA DE TRANSMISION DEL SISTEMA
(Solución mediante programación lineal)

GRUPO DE TRABAJO No.5
ACCESO A LA RED Y PEAJES

OFICINA DE PLANEACION

DOCUMENTO ISA-OPUN 09/91 151E

CARGABILIDAD DEL SISTEMA

En la mayoría de los estudios relacionados con el acceso a la transmisión por terceros, es necesario determinar la capacidad de suministrar carga del sistema (Load Supplying Capability -LSC-), la cual corresponde a la máxima carga que puede ser alimentada sin causar sobrecargas. La diferencia entre la LSC y la carga real del sistema, da una medida de la "cargabilidad" del sistema, análoga a la "reserva de generación" de un sistema de generación.

LSC es la solución del siguiente problema de programación lineal:

$$\begin{aligned} \text{Maximizar:} & \quad \delta \\ \text{Sujeto a:} & \quad B \theta + g - \delta a = 0 \\ & \quad g \leq \bar{g} \\ & \quad |f| \leq \bar{f} \end{aligned}$$

B: Matriz de susceptancia
 θ : Vector de ángulo de voltaje de nodos
g: Vector de generación de potencia activa
f: Flujo de potencia activa

BAT

ARCHIVO: CARGA.DAT

MODELO LINEAL PARA DETERMINAR CAPACIDAD MAXIMA DE TRANSMISION DEL SISTEMA
ELECTRICO COLOMBIANO (Aplicacion al sistema 1995)

=====

Funcion Objetivo: Maximizar (Demanda total del sistema)

MAX DELTA

Restricciones: .Balance de potencia en los nodos
Generacion - Flujo - Demanda = 0
.Demanda en los nodos
Demanda Nodo = (Z) DELTA

SUBJECT TO

2) PGVEN - PVENCOR - DVEN = 0
3) PGCOR - PCORSJC + PVENCOR - DCOR = 0
4) PGGJC - PSJCEPM - PSJCCE - PSJCEEB - PSJCNRD + PCORSJC = 0
5) PGEPM - PEPMCHE + PSJCEPM - DEPM = 0
6) PGCHE - PCHEVC - PCHEEB + PEPMCHE + PSJCCE - DCHE = 0
7) PGCVC - PCVCCED + PCHEVC - DCVC = 0
8) PGCED - PCEDCHB + PCVCCED - DCED = 0
9) PGCHB - PCHBTHC + PCEDCHB = 0
10) PGTHC - PTHCEEB + PCHBTHC - DTHC = 0
11) PGMET - PMETEEB - PMETGUA - DMET = 0
12) PGGUA - PGUAEEB - PGUACHI + PMETGUA = 0
13) PGCHI - PCHIEEB - PCHINRD + PGUACHI = 0
14) PGNRD + PSJCNRD + PCHINRD - DNRD = 0
15) PGEEB + PSJCEEB + PCHEEB + PTHCEEB + PMETEEB + PGUAEEB + PCHIEEB -
DEEB = 0
16) DVEN - 0.0135 DELTA = 0.
17) DCOR - 0.1572 DELTA = 0.
18) DEPM - 0.2002 DELTA = 0.
19) DNRD - 0.0808 DELTA = 0.
20) DCHE - 0.0595 DELTA = 0.
21) DEEB - 0.2547 DELTA = 0.
22) DCVC - 0.1591 DELTA = 0.
23) DTHC - 0.0350 DELTA = 0.
24) DMET - 0.0084 DELTA = 0.
25) DCED - 0.0315 DELTA = 0.
END

! Valores Maximos de Generacion (Generacion Confiable)

SUB PGVEN 200.
SUB PGCOR 878.
SUB PGGJC 1209.
SUB PGEPM 1316.
SUB PGCHE 171.
SUB PGCVC 602.
SUB PGCED 40.
SUB PGCHB 457.
SUB PGTHC 51.
SUB PGMET 0.
SUB PGGUA 900.
SUB PGCHI 886.
SUB PGNRD 430.
SUB PGEEB 908.

! Intercambios Maximos (Minimos) por las Lineas

SUB PVENCOR 200.
SLB PVENCOR -200.

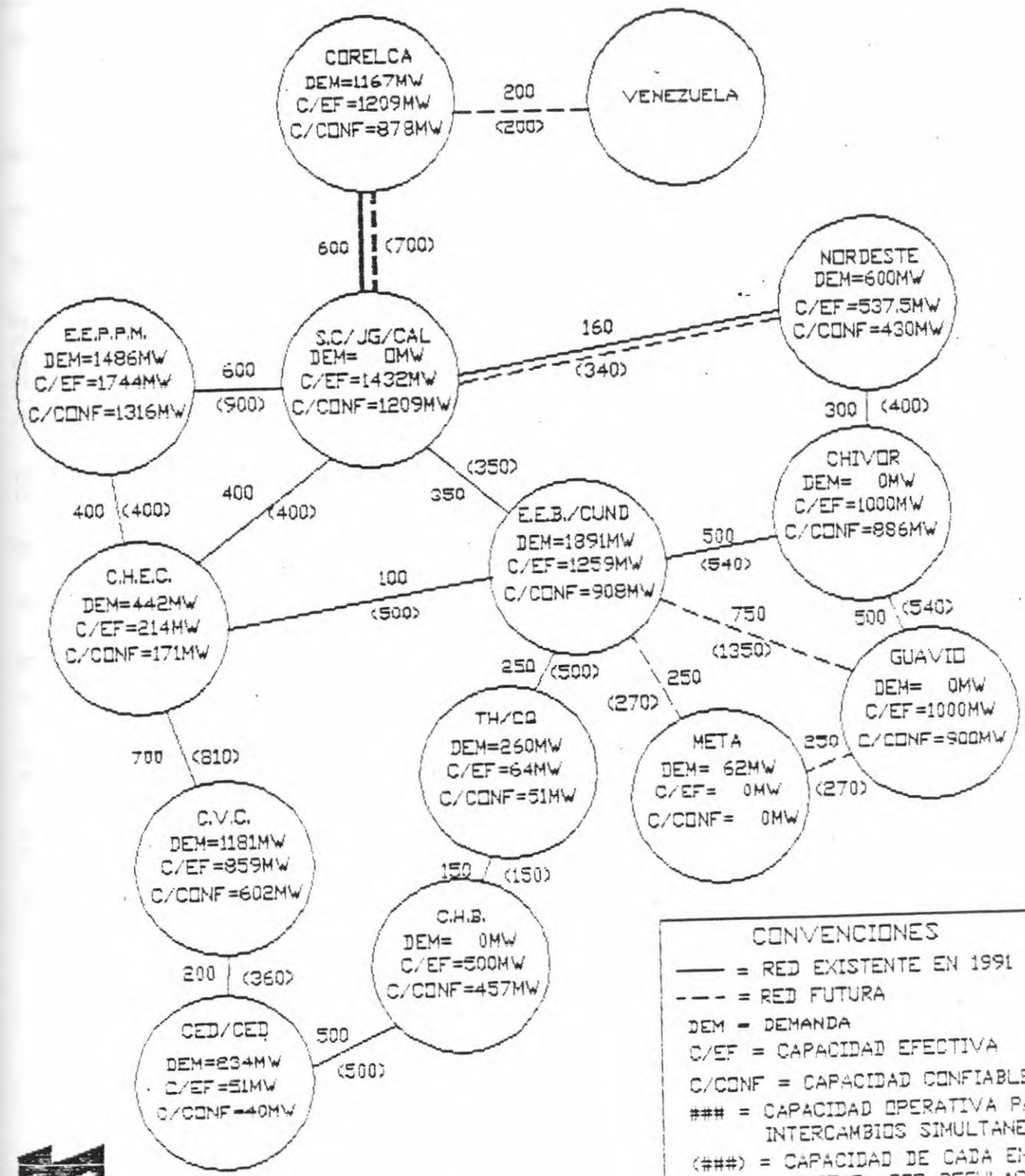
SUB PCORSJC 700.
SLB PCORSJC -700.
SUB PSJCEPM 900.
SLB PSJCEPM -900.
SUB PSJCCE 400.
SLB PSJCCE -400.
SUB PSJCEEB 350.
SLB PSJCEEB -350.
SUB PSJCNRD 340.
SLB PSJCNRD -340.
SUB PEPMCH 400.
SLB PEPMCH -400.
SUB PCHEEB 500.
SLB PCHEEB -500.
SUB PCHECVC 810.
SLB PCHECVC -810.
SUB PCVCCED 360.
SLB PCVCCED -360.
SUB PCEDCHB 500.
SLB PCEDCHB -500.
SUB PCHBTHC 150.
SLB PCHBTHC -150.
SUB PTHCEEB 500.
SLB PTHCEEB -500.
SUB PMETEEB 270.
SLB PMETEEB -270.
SUB PMETGUA 270.
SLB PMETGUA -270.
SUB PGUAEEB 1350.
SLB PGUAEEB -1350.
SUB PGUACHI 540.
SLB PGUACHI -540.
SUB PCHIEEB 540.
SLB PCHIEEB -540.
SUB PCHINRD 400.
SLB PCHINRD -400

FACTORES DE DEMANDA

AREA		DEMANDA (MW)	FACTOR
Venezuela	VEN	100	0.0135
Corelca	COR	1167	0.1572
S.Carlos-Jaguas-Cald.	SJC	0	0.0000
EEPP de Medellin	EPM	1486	0.2002
Nordeste	NRD	600	0.0808
CHEC	CHE	442	0.0595
Emp.de Energia Bogota	EEB	1891	0.2547
Chivor	CHI	0	0.0000
CVC	CVC	1181	0.1591
Tolima-Huila-Caqueta	THC	260	0.0350
Meta	MET	62	0.0084
Guavio	GUA	0	0.0000
Cedelca-Cedenar	CED	234	0.0315
Betania	CHB	0	0.0000

		7423 MW	

SISTEMA INTERCONECTADO COLOMBIANO BALANCE DE POTENCIA Y CAPACIDAD DE INTERCAMBIOS AÑO 1995



CONVENCIONES

- = RED EXISTENTE EN 1991
- - - = RED FUTURA
- DEM = DEMANDA
- C/EF = CAPACIDAD EFECTIVA
- C/CONF = CAPACIDAD CONFIABLE
- ### = CAPACIDAD OPERATIVA PARA INTERCAMBIOS SIMULTANEOS
- (###) = CAPACIDAD DE CADA ENLACE LIMITADA POR REGULACION, ESTABILIDAD O LIMITE TERMICO

ARCHIVO: CARGA.SOL

CAPACIDAD MAXIMA DE TRANSMISION DEL SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO (1995)
(Modelo de Programacion Lineal)

LP OPTIMUM FOUND AT STEP 39

OBJECTIVE FUNCTION VALUE

1) 8048.80500

VARIABLE	VALUE	REDUCED COST
DELTA	8048.805000	.000000
PGVEN	200.000000	-1.000100
PVENCOR	91.341130	.000000
DVEN	108.658900	.000000
PSCOR	878.000000	-1.000100
PCORSJC	-295.930900	.000000
DCOR	1265.272000	.000000
PSJC	1209.000000	-1.000100
PSJCEPM	695.370700	.000000
PSJCCHE	47.354860	.000000
PSJCEEB	350.000000	.000000
PSJCHRD	-179.656600	.000000
PSEPM	1316.000000	-1.000100
PEPMCHE	400.000000	.000000
DEPM	1611.371000	.000000
PSCHE	171.000000	-1.000100
PCHECVC	585.102200	.000000
PCHEEEB	-445.651200	.000000
DCHE	478.903900	.000000
PSCVC	602.000000	-1.000100
PCVCCED	-93.462650	.000000
DCVC	1280.565000	.000000
PCED	40.000000	-1.000100
PCEDCHB	-307.000000	.000000
DCEB	253.537400	.000000
PGCHB	457.000000	-1.000100
PCHBTHC	150.000000	.000000
PBTHC	51.000000	-1.000100
PTHCEEB	-80.708160	.000000
DTHC	281.708200	.000000
PMET	.000000	-1.000100
PMETEEB	202.390000	.000000
PMETGUA	-270.000000	.000000
DMET	67.609950	.000000
PGGUA	900.000000	-1.000100
PGUAEEB	1170.000000	.000000
PGUACHI	-540.000000	.000000
PGCHI	886.000000	-1.000100
PCHIEEB	-54.000000	.000000
PCHINRD	400.000000	.000000
PSNRD	430.000000	-1.000100
DNRD	650.343400	.000000
PSEEB	908.000000	-1.000100
DEEB	2050.031000	.000000

ROW	SLACK OR SURPLUS	DUAL PRICES
2)	.000000	-1.000100
3)	.000000	-1.000100
4)	.000000	-1.000100
5)	.000000	-1.000100
6)	.000000	-1.000100
7)	.000000	-1.000100
8)	.000000	-1.000100

9)	.000000	-1.000100
10)	.000000	-1.000100
11)	.000000	-1.000100
12)	.000000	-1.000100
13)	.000000	-1.000100
14)	.000000	-1.000100
15)	.000000	-1.000100
16)	.000000	-1.000100
17)	.000000	-1.000100
18)	.000000	-1.000100
19)	.000000	-1.000100
20)	.000000	-1.000100
21)	.000000	-1.000100
22)	.000000	-1.000100
23)	.000000	-1.000100
24)	.000000	-1.000100
25)	.000000	-1.000100

NO. ITERATIONS= 39

RANGES IN WHICH THE BASIS IS UNCHANGED:

VARIABLE	CURRENT COEF	OBJ COEFFICIENT RANGES	
		ALLOWABLE INCREASE	ALLOWABLE DECREASE
DELTA	1.000000	-1.000000	1.000000
PSVEN	.000000	INFINITY	1.000100
PVENCOR	.000000	74.074070	-74.074070
DVEN	.000000	-74.074070	74.074070
PBCOR	.000000	INFINITY	1.000100
PCORSJC	.000000	5.858231	-5.858231
DCOR	.000000	-6.361323	6.361323
PSSJC	.000000	INFINITY	1.000100
PSJCEPM	.000000	-4.995004	-0.000000
PSJCCE	.000000	-0.000000	-2.213859
PSJCEEB	.000000	INFINITY	-0.000000
PSJCNRD	.000000	-12.376240	12.376240
PSEPM	.000000	INFINITY	1.000100
PEPMCHE	.000000	INFINITY	-0.000000
DEPM	.000000	-4.995004	4.995004
PSCHE	.000000	INFINITY	1.000100
PCHECVC	.000000	-5.246589	.000000
PCHEEB	.000000	-0.000000	-1.424907
DCHE	.000000	-16.806720	16.806720
PBCVC	.000000	INFINITY	1.000100
PCVCCED	.000000	-31.746030	.000000
DCVC	.000000	-6.285355	6.285355
PSCED	.000000	INFINITY	1.000100
PCEDCHB	.000000	1.000100	.000000
DCED	.000000	-31.746030	31.746030
PSCHB	.000000	INFINITY	1.000100
PCHBTHC	.000000	INFINITY	.000000
PSTHC	.000000	INFINITY	1.000100
PTHCEEB	.000000	28.571420	-28.571420
DTHC	.000000	-28.571420	28.571420
PGMET	.000000	INFINITY	-1.000100
PMTEEB	.000000	-1.008573	.000000
PMTBUA	.000000	.000000	INFINITY
DMET	.000000	-119.047600	119.047600
PSGUA	.000000	INFINITY	1.000100
PSUAEB	.000000	.000000	.000000
PSUACHI	.000000	.000000	INFINITY
PSCHI	.000000	INFINITY	1.000100
PCHIEEB	.000000	.000000	1.000100
PCHINRD	.000000	INFINITY	.000000
PSNRD	.000000	INFINITY	1.000100
DNRD	.000000	-12.376240	12.376240
PSEEB	.000000	INFINITY	1.000100
DEEB	.000000	-3.926188	3.926188

ROW	CURRENT RHS	RIGHTHAND SIDE RANGES	
		ALLOWABLE INCREASE	ALLOWABLE DECREASE
2	.000000	182.299000	110.146000
3	.000000	182.299000	643.213900
4	.000000	182.299000	643.213900
5	.000000	182.299000	643.213900
6	.000000	182.299000	990.281400
7	.000000	182.299000	990.281400
8	.000000	182.299000	275.207200
9	.000000	182.299000	193.000000
10	.000000	434.500900	77.434230
11	.000000	476.392200	68.182750
12	.000000	780.628500	77.434230
13	.000000	486.000000	77.434230
14	.000000	182.299000	174.439500
15	.000000	780.628500	77.434230
16	.000000	182.299000	110.146000
17	.000000	182.299000	643.213900
18	.000000	182.299000	643.213900
19	.000000	182.299000	174.439500
20	.000000	182.299000	509.204600
21	.000000	780.628500	77.434230
22	.000000	182.299000	990.281400
23	.000000	434.500900	77.434230
24	.000000	476.392200	68.182750
25	.000000	182.299000	261.784400

CURVAS DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE

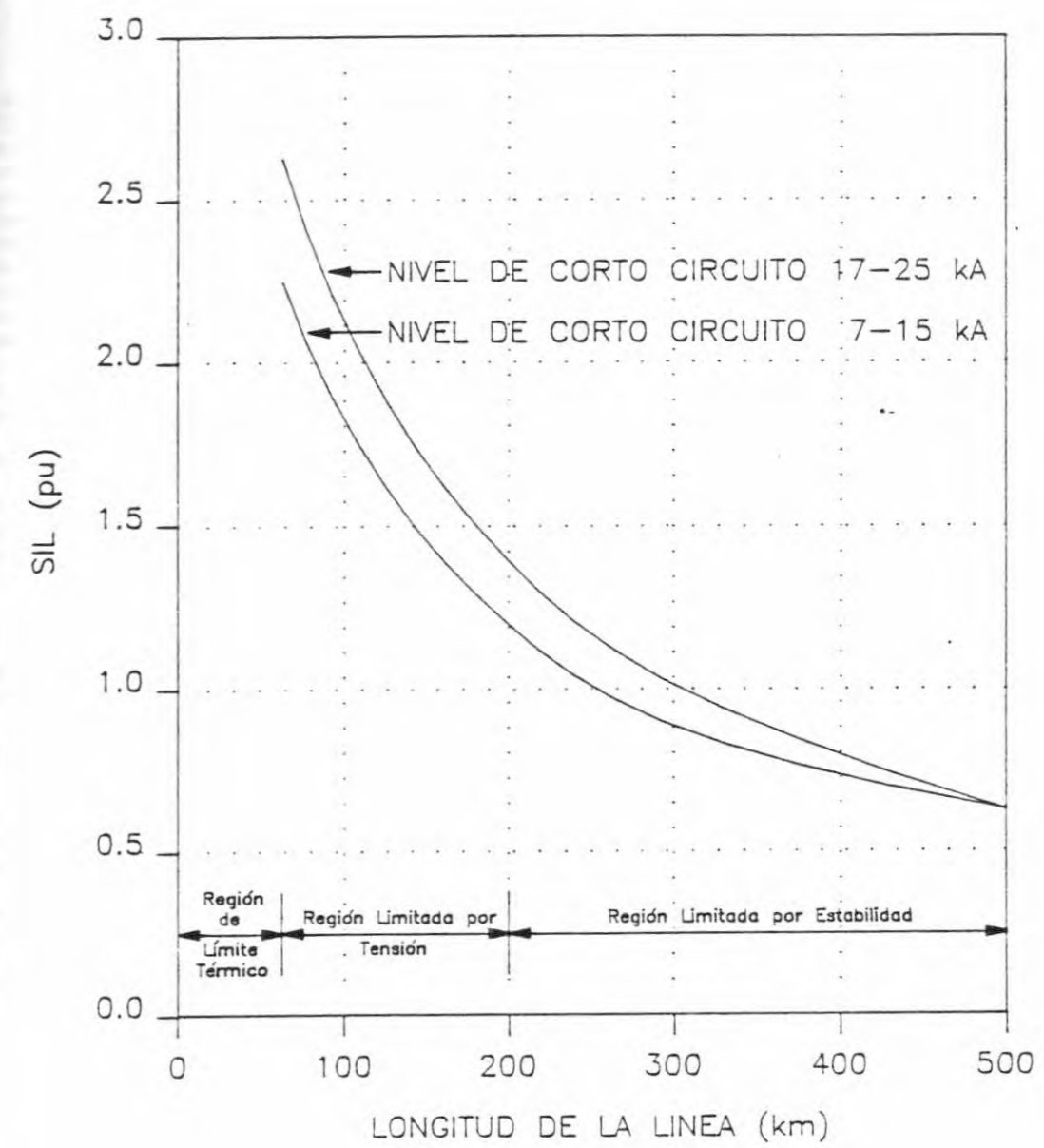


FIGURA 3

ANALYTICAL DEVELOPMENT OF LOADABILITY CHARACTERISTICS FOR EHV AND UHV TRANSMISSION LINES

R. D. DUNLOP, Member IEEE

R. GUTMAN, Member IEEE

P. P. MARCHENKO, Member
(Retired)

AMERICAN ELECTRIC POWER SERVICE CORPORATION
NEW YORK, N.Y.

ABSTRACT

This paper contains the development of an analytical basis for the St. Clair line loadability curve and presents the extension of its use into the EHV and UHV transmission area. A brief historical background describes the origin and pertinent aspects of the St. Clair curve including the fact that the old curve, originally intended for transmission voltages up to 330-kV, is derived empirically based upon practical considerations and experience. In order to extend the usefulness of such line loadability characteristics into the EHV and UHV range, a simplified representation of the system, which incorporates flexibility to include both line and system parameters, is utilized to compute maximum line loadability subject to assumed system performance criteria. It is shown that, for a reasonable and consistent set of assumptions, with regard to system parameters and performance criteria, EHV and UHV transmission line loadability characteristics are nearly identical to the original St. Clair curve. The paper further illustrates the relative influence of these assumptions on the derived characteristics. In particular, the electrical strength of the sending- and receiving-end systems is found to have an increasingly important influence on the loadability of transmission lines as the voltage class increases. The analytical approach to determination of transmission line loadability curves enables the user to examine specific situations and assumptions and to avoid possible misinterpretation of generalized conceptual guides — particularly in the EHV/UHV range where system parameters can have a significant impact on loadability.

INTRODUCTION

The transmission line power-transfer capability curves, also known as "St. Clair curves," have been a valuable tool for planning engineers ever since their publication in 1953.⁽¹⁾ These curves, having been extrapolated for use with longer lines, are generally accepted in the industry as a convenient reference for estimating the maximum loading limits on transmission lines.

The widespread use of these curves warrants the extension of their development for application into the UHV area. This, unlike the development of existing curves, cannot be done by using "judgment based upon practical considerations and experience,"⁽¹⁾ for no such experience yet exists. While the conception of existing curves and their proven validity over many years clearly demonstrate the genius of their author, it should be stressed that at higher voltage classes the loading limits depend not only on the transmission line itself, but also, to a growing degree, on the strength of terminal systems. This new element, the system strength, becomes especially important when considering UHV lines.

Since the expression "line capability" — as traditionally used in the past — is easily confused with physical properties of a line (such as thermal capability), a modified expression "line loadability" is used throughout this paper to describe the load carrying ability of a transmission line operating under a specified set of performance criteria.

HISTORICAL BACKGROUND

The original St. Clair curves of 1953, presented in Figure 1 below, show the loadability of transmission lines in terms of their surge impedance loading

F 78 260-2. A paper recommended and approved by the IEEE Power System Engineering Committee of the IEEE Power Engineering Society for presentation at the IEEE PES Winter Meeting, New York, NY, January 29 - February 3, 1978. Manuscript submitted September 6, 1977; made available for printing December 12, 1977.

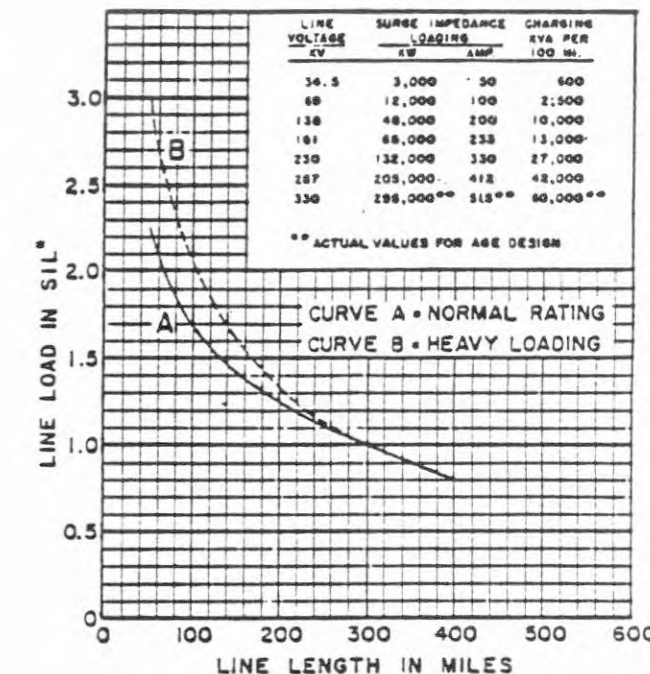


Figure 1. St. Clair curves

(SIL) for line lengths of up to 400 miles. It is interesting to note how these curves, and in particular the "Heavy Loading" curve B, came about. It had been a well established fact, even long before 1953, that a conventional 60-Hz line approaching 300 miles in length has a loadability of about 1.0 SIL. Lines of that length were known to operate with very little or no reactive power supplied from either end, owing to the equalization of stored inductive and capacitive energy that oscillates between the magnetic and electric fields of the line. This 300-mile rating of 1.0 SIL was taken by St. Clair as one of the two bench-mark points he used in establishing his line loadability characteristic.

The other bench-mark point on the curve B in Figure 1 is the 50-mile line length at which the thermal limits, more than any other factor, were responsible for setting a ceiling of 3.0 SIL on the line loadability. It appeared at first that the entire curve, above and below 300 miles, could have been constructed on the basis of a constant kW-mile product; but, if such were the case, then the 50-mile line loadability would need be equal to 6.0 SIL, which was deemed "impracticable not only from a current and loss standpoint but also from the standpoint of reasonable amount of power to be concentrated in a single circuit, with due regard to service and reliability."⁽¹⁾ Thus, for lines shorter than 300 miles, this kW-mile product was progressively reduced and "the extent of this reduction was a matter of judgment based upon practical considerations and experience."⁽¹⁾

In 1967, the Planning Department of the American Electric Power Service Corporation — faced with a growing need for similar curves applicable to lines of voltage classes higher than 345-kV and longer than 400 miles — modified the St. Clair's curve, as shown in Figure 2. This figure, just like the original curve was arrived at through practical considerations, rather than through a rigorous analytical derivation. This extended curve has been widely accepted and used in various industry reports.^(2,3)

In order to extend the transmission line loadability concept to future EHV and UHV applications it is necessary to (1) develop an analytical basis for deriving such characteristics including appropriate criteria and assumptions, (2) de-

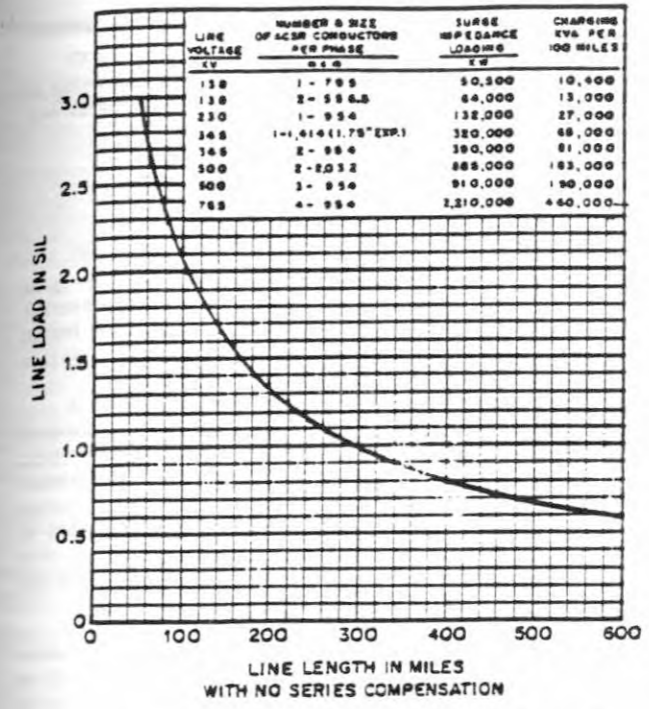


Figure 2. Revised line loadability curve (heavy loading)

monstrate its validity when applied to existing levels of transmission line voltages by verifying against the empirically derived SL Clair curve, and (3) extend the concepts to EHV and UHV lines incorporating consistent assumptions and criteria. This will be the subject of the remainder of this paper.

ANALYTICAL APPROACH AND VERIFICATION

In this part of the paper, attention is focused on the development of the model and computational procedures for establishing loadability characteristics, on limiting factors and assumptions, and on verification of the analytical approach. The extension of this analytical approach to the development of EHV and UHV transmission loadability characteristics will be treated separately in the next section.

Model

The basic analytical model used in this study of the transmission line loadability is shown in Figure 3. It is comprised of a variable-length line which is modeled by a positive-sequence equivalent circuit, shunt and series compensation, and a positive-sequence equivalent system representation at the sending and receiving ends of the line. Series compensation, although not studied here, was included in the model for the sake of generality. The real and reactive power flows were monitored at the terminals, as indicated in Figure 3, and were expressed in per-unit of the SIL of the line studied.

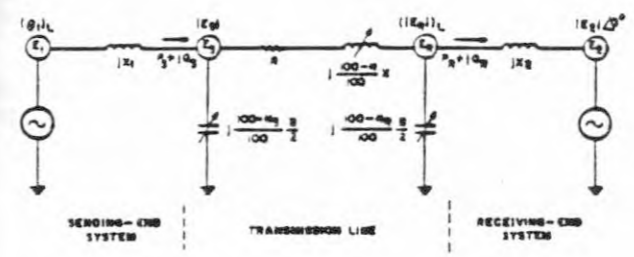


Figure 3. Mathematical model developed for line loadability study

- R - positive-sequence resistance*
- X - positive-sequence inductive reactance*
- B - positive-sequence capacitive susceptance*

* corrected for long-line effect

- X_1, X_2 - equivalent sending- and receiving-end system positive-sequence reactances (includes reactance value of generators, transformers, and any associated transmission)
- N - percent series compensation
- N_S, N_R - percent shunt compensation at the line sending- and receiving-end, respectively
- $|E_S|, |E_2|/0^\circ$ - specified voltage quantities
- $(|E_R|)_L$ - limiting value of receiving-end line-voltage (uniquely defines line-voltage-drop criterion)
- $(\theta_1)_L$ - limiting value of sending-end system-voltage angle (uniquely defines steady-state-stability criterion)

For a suitable control of the line voltage drop and the angular displacement across the entire network, a reference point was chosen at E_2 (with its magnitude and angle given), and the magnitude of E_S was specified. Then, a maximum permissible value of the voltage drop across the line element was introduced by specifying the magnitude of E_R as a desired voltage solution at the line receiving-end. To start the solution procedure, the angle of E_1 was increased until either $|E_R|$ matched the desired value, $(|E_R|)_L$, or the angle θ_1 reached its allowed limit, $(\theta_1)_L$, whichever came first. These limits are discussed in more detail later. The remaining voltage magnitudes and angles were found based on the outcome of this test.

With all voltages known, the sending- and receiving-end power flows were then calculated. The entire procedure, which was computerized, is illustrated in the flowchart shown in Figure 4.

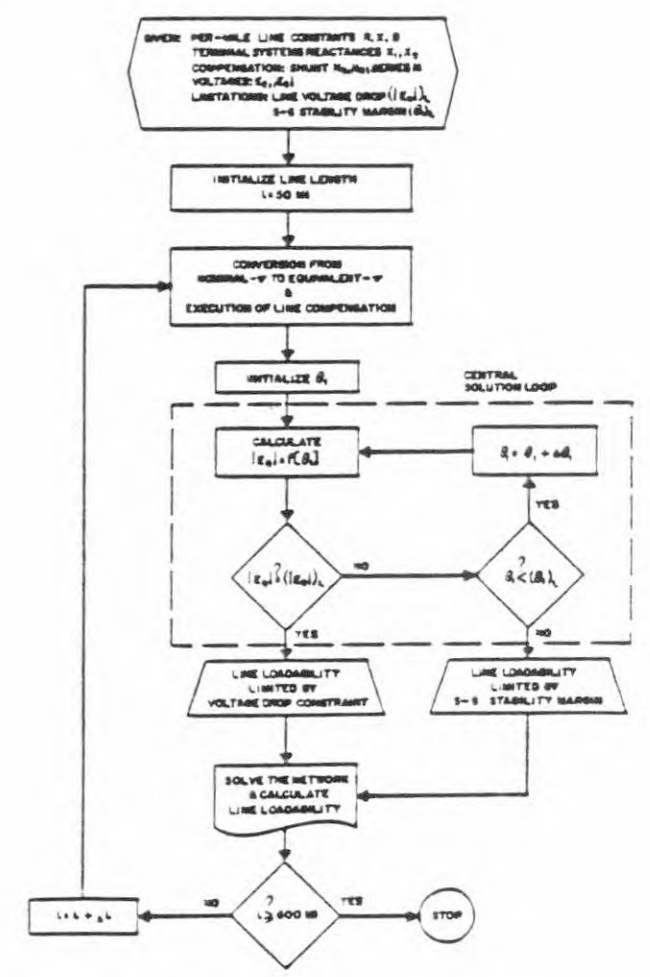


Figure 4. Flowchart of line-loadability solution procedure

Limiting Factors and Assumptions

Of all limiting factors that normally set a ceiling on how much power can be carried by a particular transmission line, three major line loading limitations were considered here:

- (1) thermal limitation
- (2) line-voltage-drop limitation
- (3) steady-state-stability limitation

The thermal limitation can be qualified as a line design — rather than operating — problem. It is basically a problem of proper conductor selection, once its current-carrying requirements and its ambient operating conditions are known. The thermal limitation is critical primarily in case of lower voltage lines of 50 miles or less.

At the EHV, and even more so at the UHV transmission level, environmental considerations such as corona discharges and field effects dictate line design characteristics which result in very high thermal capabilities. The thermal capability derived from typical bundle-conductor arrangements at EHV and UHV operating levels generally exceeds, by a significant margin, network requirements for transfer of power through a given line. In such cases line terminating equipment, wave traps, and substation design provide a more restrictive thermal limit than the line itself.

Consequently, from the viewpoint of determining line loadability, thermal capability is significant only for very short lines at 138-kV and below. Thus, for EHV and UHV transmission lines, the only practical limitations to line loadability are provided by line-voltage-drop and by steady-state-stability considerations.

In the initial stages of this work, it became apparent that some of the existing literature on the subject assume a flat voltage profile over the entire line length, and some do not even mention the concept of a voltage-drop criterion altogether in their analysis of the line loadability. It will be shown here, that the voltage-drop limitation is a very important one; in fact, for moderate-length EHV lines of up to 200 miles it is the controlling factor on line loadability. Thus, it needs to be considered on an equal basis with the steady-state-stability limitation.

The voltage-drop limitation across the line was set at 5% maximum. Line loadings at more severe voltage drops could be investigated but, it is the considered judgment of the authors that this value (5%) adequately represents the condition of a line carrying heavy, but permissible, loads without encountering unusual operating problems.

In contrast with the line-voltage-drop limitation, the steady-state-stability limitation has been discussed quite extensively in the technical literature. However, one important point is rarely made or given proper emphasis; that is, the stability limitation should take the complete system into account, not just the line alone.⁽⁴⁾ This has been a common oversight which, for the lower voltage lines generally considered in the past, has not led to significant misinterpretations concerning line loadability. This is because at lower voltage levels, say 345-kV and below, the line impedance comprises a major portion of the total equivalent reactance from source to load — provided this line is long enough (over 200 miles) in the first place, to be limited by stability rather than voltage-drop considerations.

At higher voltage classes such as 765-kV and above, the typical levels of equivalent system reactance at the sending- and receiving-end of a line become a significant factor which cannot be ignored in determining line loadability as limited by stability considerations.

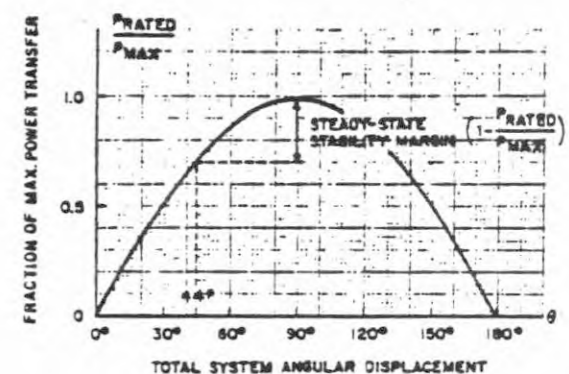
The steady-state-stability limitation is defined in terms of the desired margin between the maximum power transfer ability of the system (P_{max}) and the operating level (P_{rated}):⁽⁵⁾

$$\% \text{ Stability Margin} = \frac{P_{max} - P_{rated}}{P_{max}} (100)$$

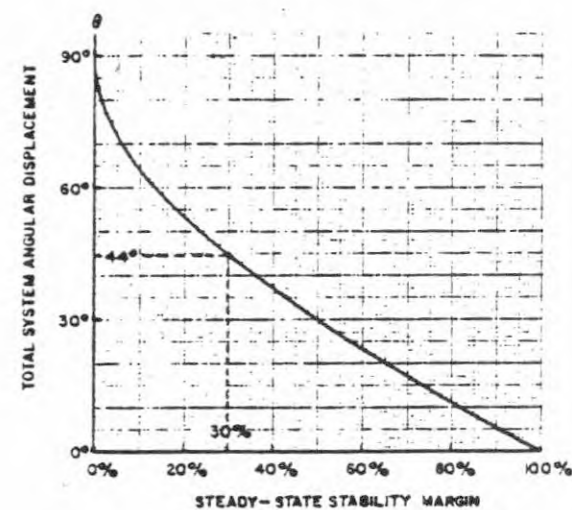
This margin is chosen so as to provide for stable system operating performance following a variety of credible contingencies which may cause steady state and/or transient increases in a given line loading. Such changes in loading may be caused by line switching operations, by changes in generation-dispatch, and by transient disturbances such as temporary faults or loss of generation.

The amount of margin which is desirable in a given situation is dependent on many factors. For the general application of developing conceptual guides to line loadability, the level of margin becomes a matter of judgment which reflects

the on-going philosophy of a particular system with regard to planning criteria and desired level of operating reliability. The authors believe that a steady-state-stability margin of 30-35% is a reasonable level for typical heavy line loading situations. As shown in Figure 5, this corresponds to about 44-40° angular displacement across the system; i.e., the complete system from source to load, including the line under study together with the equivalent reactance of the sending- and receiving-end systems.



(a) Power angle curve



(b) Conversion of s-s stability margin to system angular displacement

Figure 5. Steady-state stability margin

Test Case and Verification with St. Clair Curve

The original line loadability curve was published in 1953, which is also when the world's first 345-kV line went into operation on the AEP system — initially operated at 330-kV. Since such a line was included by St. Clair in his early loadability chart as shown in Figure 1, it was used here to demonstrate the validity of the analytical method.

The system strength at each end of the line, for a heavy loading condition, was based on the 50-kA fault duty which is representative of a well developed system. This, at the 345-kV level, corresponds to a 3-phase fault equivalent of about 30,000 MVA.

The system operating criteria were set at the levels established in the previous section on "Limiting Factors and Assumptions"; namely, a line-voltage-drop limitation of 5% and a steady-state-stability margin of 35%. Accordingly, the separate computer runs were carried out; each with only one constraint at a time, holding throughout the full range of line lengths between 50 and 600 miles. The result is shown in Figure 6.

The basic line-loadability curve, as shown in Figure 6, is derived from the two loadability-limiting curves intersecting at a line length of about 200 miles. To the left, there is a "Region of Line-Voltage-Drop Limitation," where the voltage-drop criterion is more restrictive than the stability limitation curve. To

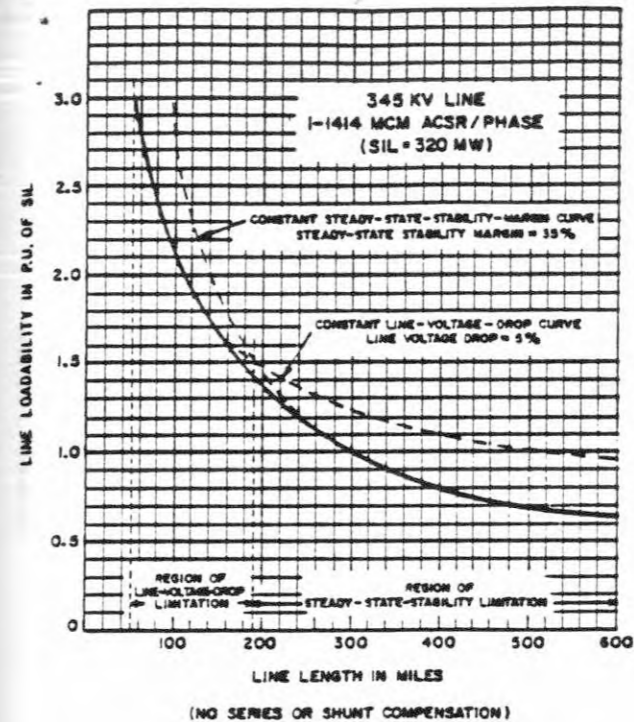


Figure 6. New line-loadability curve derived analytically

the right, the situation reverses with stability being the limiting factor; this is a "Region of Steady-State-Stability Limitation". The point of intersection of these two curves is not fixed at any particular line length, and it moves to the left for higher voltage classes. In fact, at UHV levels with similar voltage-drop and stability criteria, it can even drift below the 100-mile mark, meaning that the loadability of an UHV line of 100 miles, or more, will be limited primarily by the steady-state-stability constraint.

Note that, if the line voltage drop were held at a constant value for all line lengths of up to 600 miles, then the system angular displacement would well exceed its allowed maximum value set by the stability criterion, even to the point of complete elimination of the stability margin.

Now, let the line voltage drop change freely with the line length, so that this line always operates at its very margin of stability. Such a condition, on the other hand, will clearly result in excessive line voltage drops, again, well over their allowed maximum value.

Thus, in order to keep within both previously established limits, a single, composite characteristic is drawn joining the lower sections of the two curves. In the region where the two curves meet, this new characteristic smoothes out the irregularity of intersection by departing slightly from both curves.

The resulting loadability curve, derived analytically, is shown in Figure 7 in comparison with the "old" curve. It is interesting to point out how close these two curves are over most of their length.

Up until this point, no mention has been made of the reasoning behind a choice of the receiving-end system-voltage, E_2 . An earlier discussion revealed the angular value of E_2 as a reference position and, accordingly, it was assigned a value of zero. The magnitude of E_2 was arrived at empirically, and in such a manner as to realize loadings in the "Region of Voltage-Drop Limitation" consistent with those of St. Clair. The value so chosen results in magnitude of E_2 slightly higher than 0.95 pu — the receiving-end line-voltage under the 5% voltage drop constraint. This would be somewhat typical of heavy loading conditions where the receiving-end system is capable of providing some voltage support during contingency situations for which the maximum real power transfer is needed. In the "Region of Steady-State-Stability Limitation," $|E_2|$ is of minimal consequence on line loadability, as that is primarily a function of angular displacement across the complete system, specified here in terms of the stability criterion. The value of $|E_2|$ may be increased or decreased so that a greater or lesser degree of reactive support by the receiving-end system may be reflected in the resultant line loadability characteristics.

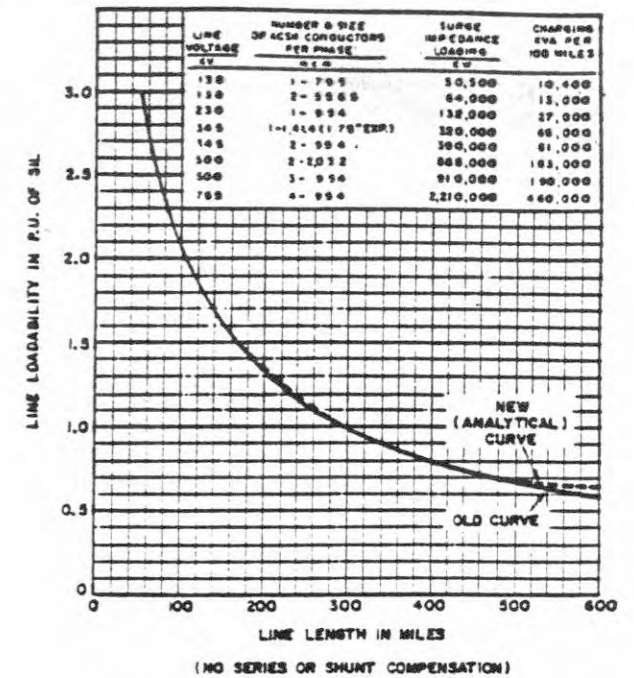


Figure 7. Comparison between "analytical" and "old" curves

EXTENSION OF ANALYTICAL APPROACH TO EHV/UHV TRANSMISSION

To study UHV transmission loadabilities, the latest available sources were consulted for the line and terminal system data. The line constants were calculated based on projected 1100-kV and 1500-kV configurations given in Reference (4) and modified by our own research. The terminal system reactance was obtained assuming a fault duty of 50-kA. This is consistent with the previously established value for 345-kV and is representative of a well developed EHV/UHV system. The line-voltage drop criterion was set at 5% and the steady-state-stability margin at 30%. The receiving-end system voltage, $|E_2|$, was determined according to the guidelines established in the preceding section. Table 1, below, conveniently summarizes these parameters for all voltage classes studied.

TABLE 1

NOMINAL VOLTAGE CLASS (KV)	SYSTEM STRENGTH AT EACH TERMINAL*		LINE CHARACTERISTICS**		
	SWR ₁₀	% E = 100% SWR ₁₀	Z (%/mi)	γ (%/mi)	SIL (MW)
345	30,000	.333	.00871 + j.00432	j.0004	320
765	64,000	.181	.00083 + j.00040	j.0000	2250
1100 ^{BA}	96,000	.106	.00087 + j.00039	j.0000	5100
1500 ^{BB}	130,000	.077	.00083 + j.00037	j.0000	9940

* SYSTEM STRENGTH CORRESPONDS TO 90 KA FAULT DUTY
** POSITIVE-SEQUENCE CHARACTERISTICS (ON 400 MVA BASE)

Unlike the 345-kV or 765-kV line parameters, UHV line data is still tentative because both the choice of voltage level and optimum line design are not finalized. This uncertainty about the line constants, however, is not very critical in determining the line loadability — expressed in per-unit of rated SIL — especially at UHV levels. The reason lies in the fact that for a lossless line, it can be shown that the line loadability — or the receiving-end power — in terms of SIL of that line, S_p/SIL , is not dependent on the line constants, but rather is a function of the line length and its terminal voltages. This concept is discussed further in the Appendix.

Since the resistance of the EHV/UHV lines is much smaller than their 60-Hz reactance, such lines closely approximate a lossless line from the standpoint of loadability analysis. Therefore, the loadabilities in per-unit of SIL of these lines are practically independent of their respective line constants and, as a result, of their corresponding voltage classes. This is illustrated in Figure 8 which shows three loadability curves for 765, 1100 and 1500-kV situated very close to each other. Consequently, all three loadability curves are combined into one average, generalized curve which closely resembles the original St. Clair characteristic.

This strong agreement with St. Clair further confirms the validity of the mathematical model used, not to mention the useful results established in the

TRANSMISSION LINE LOADABILITY²
IN TERMS OF
SURGE IMPEDANCE LOADINGS (SIL)

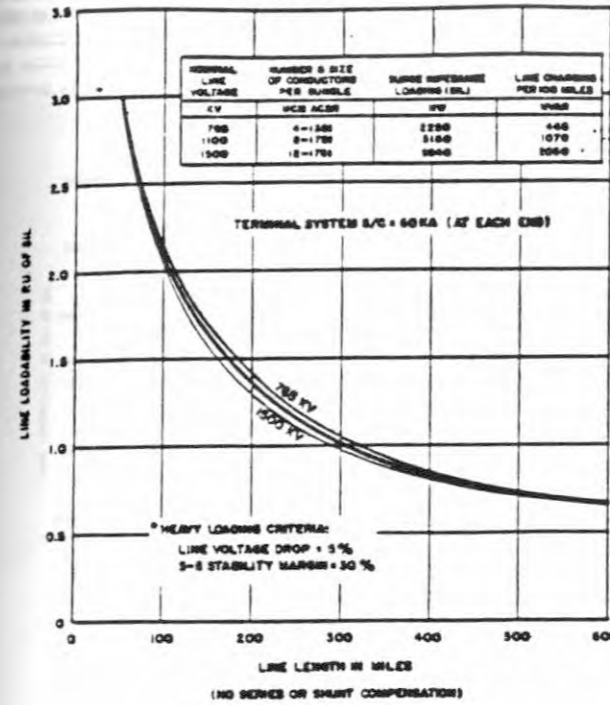


Figure 8. EHV/UHV line loadability curves

process. It is reassuring to know that one single curve can be applied to all voltage classes in the EHV/UHV range. Obviously, a general transmission loading curve will not cover the complete range of possible applications; nonetheless, it can provide a reasonable basis for any preliminary estimates of the amount of power that can be transferred over a well-designed transmission system.

Any departures from the assumed performance criteria and system parameters — which, for convenience, are clearly enumerated on the EHV/UHV loadability chart shown in Figure 8 — must not be ignored and, depending on their extent, they should properly be accounted for in the line loadability estimates. To illustrate this, the effect of some of the variations in these assumed parameters such as terminal system strength, shunt compensation, line-voltage-drop criterion and stability margin, are investigated in the next section.

EFFECTS OF SYSTEM PARAMETERS ON LINE LOADABILITY

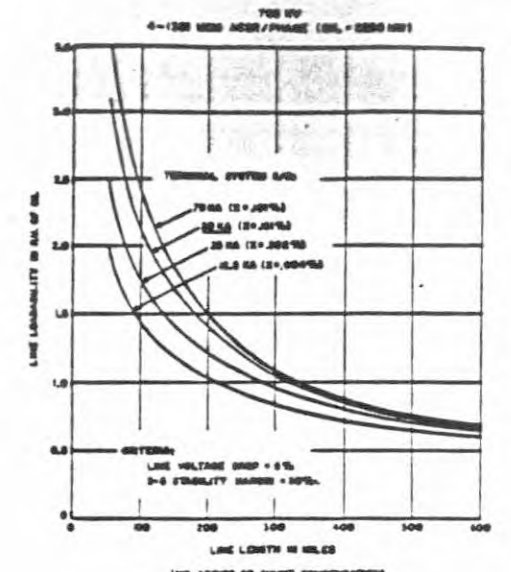
Effect of Terminal System Impedance

Earlier, attention was called to the significance of terminal system impedance, stressing its increasing importance at higher voltage classes, 765-kV and above. A closer look at this leads to some interesting conclusions.

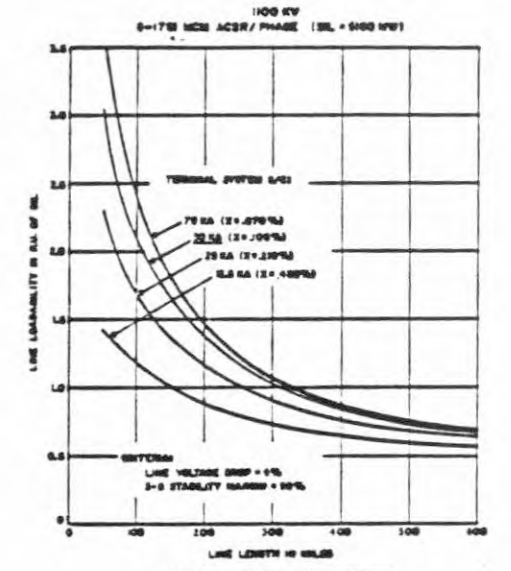
The effect of system impedance was investigated at 765, 1100, and 1500-kV transmission levels under the heavy loading criteria of a maximum line-voltage-drop of 5% and a steady-state-stability margin of 30%. The terminal system strength was varied between a "weak" system of 12.5-kA and a "strong" one of 75-kA fault duty.

Figures 9a-c show three sets of curves, one for each of the three voltage classes, representing the line loadability in per-unit of SIL at various system impedances, corresponding to the range of system strengths. At 1500-kV these curves are spaced further apart, particularly for shorter lines, than at 765-kV. This is equivalent to saying that, at higher voltages, the system impedance becomes a stronger controlling factor on line loadability, and that a similar increase in system strength (e.g. from 12.5-kA to 75-kA) produces a faster growth in line loadability at 1500-kV than at 765-kV.

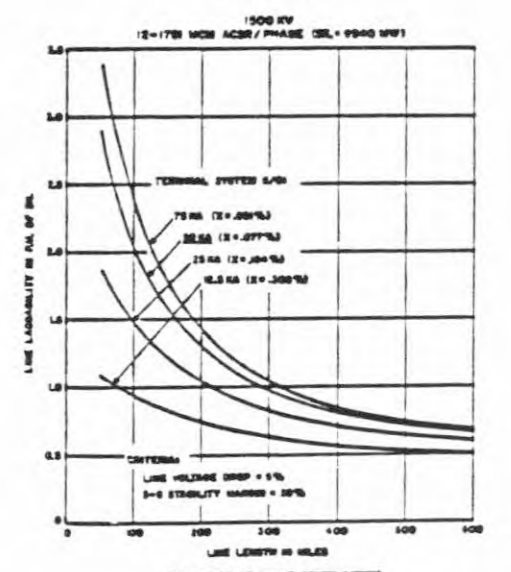
This effect should be kept in mind in planning UHV transmission systems; that is, in the early stage of implementation when the system is not well developed, the utilization of the inherent loadability of the line may be limited to a very significant degree by the system. It should be observed that this effect is much smaller for long-distance lines, making those lines nearly insensitive to any but the most dramatic changes in the terminal system impedance.



(a) 765 kV



(b) 1100 kV

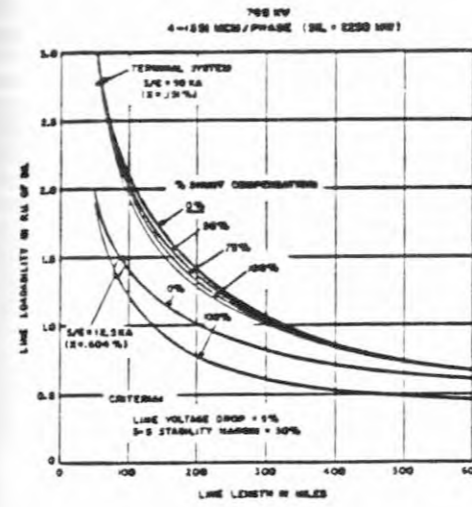


(c) 1500 kV

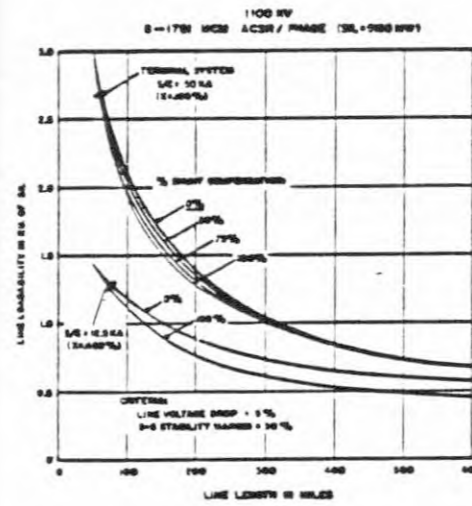
Figure 9. Effect of system impedance on line loadability

Effect of Shunt Compensation

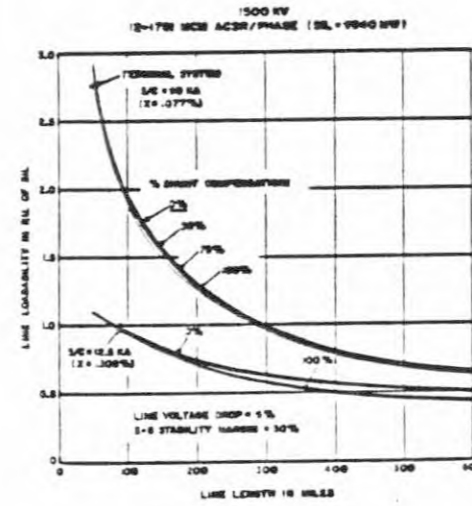
Because of the naturally large charging current of EHV and UHV lines at 765-kV and above, it is usually necessary to employ some degree of shunt compensation to control steady state overvoltages particularly during light-load periods. Although it helps to alleviate the voltage problems on a line in an effective and economical manner, shunt compensation generally impairs the maximum load-carrying ability of the line it compensates. The degree of that impairment



(a) 765 kV



(b) 1100 kV



(c) 1500 kV

Figure 10. Effect of shunt compensation on line loadability

depends on many factors with two — voltage class and terminal system impedance — clearly standing out. Figures 10a-c show the effect of line shunt compensation in light of these two parameters.

The effect of line shunt compensation on line loadability is typically small, and it gets smaller as the voltage class increases. In fact, a 1500-kV line connecting two well developed systems will exhibit almost no change in its loadability for a full range of shunt compensation between 0% and 100% (Figure 10c). Effects of any practical significance can be observed only when the terminal system strength is very low. At lower voltage classes, such as 1100-kV or 765-kV, this effect is more pronounced. However, at voltages any lower than that, shunt compensation is generally not required. As before, this effect will be markedly greater in the case of high rather than low terminal system impedances, and especially on moderate-length lines of about 200-300 miles as shown in Figure 10a.

The reason that line shunt compensation impairs the loadability of the line it compensates is clear. It suffices to say that a highly compensated line approaches a simple series inductive impedance, and as such, it tends to experience intolerable voltage drops from the viewpoint of line-voltage-drop criterion unless the line loading is reduced. Consequently, shunt-compensation works in a way of extending the line-length for which its loadability is still limited by the voltage drop constraint. In case of "weak" terminal systems this extension encompasses lines even as long as 600 miles.

Effect of Voltage-Drop and Stability Criteria

In discussing the influence of either the line-voltage-drop or the steady-state-stability criteria on the line loadability it should be recalled that, except for unusual conditions of system strength, a portion of the loadability characteristic is determined by one criterion and the remainder is determined by the other. The influence of changing each criterion will be discussed and illustrated separately.

Line-Voltage-Drop Criterion:

Figure 11 shows the effect of the line-voltage-drop criterion on line loadability at 1100-kV level. Choice of this level is representative of the 765-1500 kV range.

The effect of the line-voltage-drop criterion on loadability of short-to-moderate length lines follows the law of diminishing returns. An unusually low voltage-drop criterion (e.g. 3% or less) will severely penalize line loadability. As the permissible voltage drop increases, line loadability improves rapidly at first, and then more gradually to a point — in this case 6% and above — where maximum

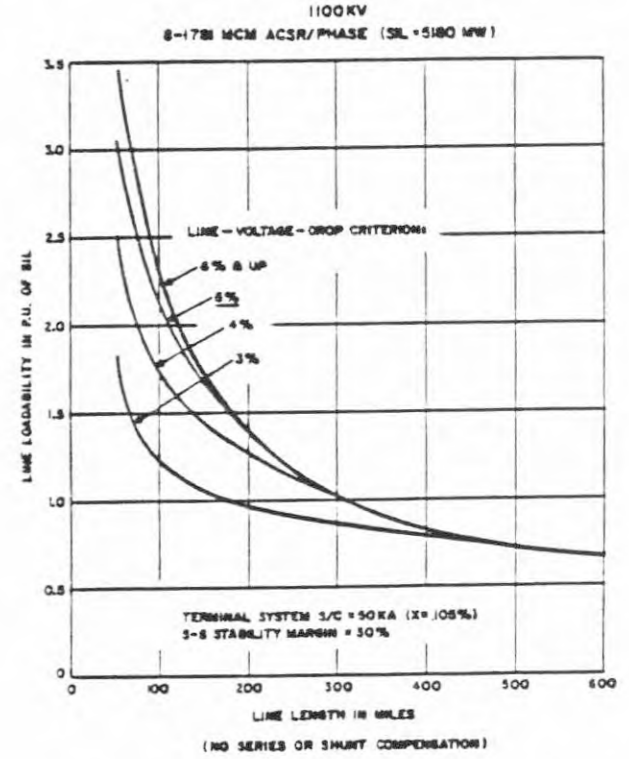


Figure 11. Effect of line-voltage-drop criterion on line loadability

METODO MW - KM CATEGORIA.
METODO MW - KM SHAPLEY

INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

OFICINA DE PLANEACION
UNIDAD DE PLANEAMIENTO ENERGETICO

METODO MW - km CATEGORIA 2
METODO MW - km SHAPLEY

DOCUMENTO ISA OPUN 165 E

Medellín, octubre de 1991

1. OBJETIVO

Este documento presenta una breve descripción (con un ejemplo ilustrativo) de los métodos "MW-km" y "MW-km SHAPLE" para distribuir costos entre los usuarios de la red debido a su utilización en el transporte de energía y potencia.

2. SUPUESTOS

El supuesto básico en los ejemplos es que los costos se distribuyen entre los generadores (sin embargo la distribución puede generalizarse).

Todos los nodos de la red se clasifican ya sea como generadores, o bien como distribuidores. Un nodo se define como generador cuando su inyección neta a la red es positiva; de otro modo se define como distribuidor.

La Figura 1 muestra la red utilizada para la ilustración de los métodos. El despacho se ha obtenido mediante un proceso de optimización, cuya función objetivo es minimizar los costos de operación. Dicho despacho se empleará para asignar los costos por utilización entre los nodos catalogados como generadores.

3. METODO MW-km CATEGORIA 2

Este método permite evaluar el uso de la red de transmisión debido a un intercambio específico entre un grupo de generadores y un grupo de distribuidores. El uso de la red es función de la magnitud de los flujos, la longitud de las líneas de transmisión y el tipo de facilidades involucradas en el intercambio.

El método define dos categorías de intercambio, de las cuales la categoría 1 es la más general y por consiguiente es la que se propone para aplicar en la distribución de los costos por el uso de la red de transmisión entre sus usuarios.

Se supone que dichos costos se distribuyen entre los generadores, y dado que es difícil prever cualquier tipo de intercambio específico, se ha supuesto también que los intercambios se dan entre cada generador y el grupo de distribuidores (de modo que habrá tantos intercambios como generadores existan). Se define como generador aquel nodo de la red en donde la potencia neta inyectada (Generación - Demanda) es positiva, y distribuidor aquel donde dicha potencia es negativa.

El método aplicado a la categoría 2 permite asignar a cada intercambio, una reserva en cada línea suficiente para garantizar dicho intercambio. Esto se logra resolviendo para cada intercambio y cada línea de transmisión un problema de optimización del siguiente tipo:

$$MW_{i,j} = \text{Max}_{G_i, D_i} \left\{ \sum_{i \in T} C_{i,j} (G_i - D_i) \right\}$$

Sujeto a

$$G_i = \sum_{i \in T} D_i$$

$$G_i \text{ fijo en un valor dado: } D_i \leq D_i \leq D_i$$

Donde:

$C_{i,j}$: Factor de cambio de flujo a través de la línea i con respecto a la generación en la barra j

G_i : Generación en la barra i

K : Conjunto de barras involucradas en el intercambio i

D_i : Demanda del distribuidor i

Observese que habrá tantos intercambios como generadores haya y habrá $N \times M$ problemas de optimización por resolver, donde N es el número de generadores (intercambios) y M es el número de líneas.

Los factores $C_{i,j}$ se calculan mediante un flujo D.C. con inyecciones unitarias en cada línea, tal como se presenta a continuación:

$$G^1 = [B]^{-1} e^1$$

$$C_{i,j} = b_{i,m} \times G^1$$

Para la línea i entre las barras k y m , e^1 se define:

$$e^1_i = 0 \quad i=1, \dots, N; \quad i \text{ diferente de } k, m$$

$$e^1_k = 1 \text{ y } e^1_m = -1$$

$[B]$ y $b_{i,m}$ son tal como se definen en la Referencia [1].

Una vez encontrados los $W_{i,j}$ se calculan los MW-km para cada generador así:

$$MW-km_i = \sum_1 w_i * MW_{i,j} * L_i$$

Donde

L_i : Longitud de la línea i en km

w_i : Factor que refleja el tipo de línea (10,20)

Finalmente, el costo o proporción del costo se calcula como:

$$C_i = C \frac{MW-km_i}{\sum_1 MW-km_i}$$

Donde

C : Costo total a distribuir

C_i : Costo asignado al generador i

4. METODO MW-km SHAPLEY

Este método evalúa el uso de la red en función de la magnitud de los flujos, la longitud de las líneas y el tipo de facilidades existentes en la red. A diferencia del método de MW-km, solo requiere conocer las generaciones y las demandas en cada nodo del sistema.

Para el ejemplo de aplicación, se supone que los costos de transmisión se distribuyen entre los generadores.

El método encuentra esta distribución mediante una combinación de programación lineal y el método de Shapley usado para resolver conflictos entre intereses no antagonicos. En este caso, los intereses en conflicto son los de los generadores por cuanto la distribución de costos se hará entre ellos.

Como ilustración asumamos que existen tres generadores G1, G2, G3. Shapley supone que los generadores llegan a la red en los siguientes seis órdenes: (G1,G2,G3), (G1,G3,G2), (G2,G1,G3), (G2,G3,G1), (G3,G1,G2) y (G3,G2,G1), y que cada generador es responsable de la parte incremental que ocurre en la red. Es decir, es responsable por el incremento de flujo en cada línea, por el incremento de demanda satisfecha de cada distribuidor, etc. debido a su llegada. Estos incrementos son ponderados por la probabilidad de llegada (de acuerdo con el orden), y se suman para dar la asignación total en cada ítem.

De esta manera, habrá solo seis posibles órdenes de llegada de los generadores. G1 tiene la posibilidad de llegar primero en dos de ellos, y por consiguiente la probabilidad de que llegue primero es 2/6; G1 también llega de último en dos órdenes, de tal forma que la probabilidad de este evento es también 2/6; hay solo

3.1 Asignación de MW-km mediante programación lineal. (Fig.2)

Línea		Generador 1	Generador 2	Generador 3	
1-2	Flujo MW	54.349	6.925	1.436	
	MW-km	6545.885	830.952	172.299	
1-3		18.998	6.921	1.436	
		4559.569	1661.116	344.598	
2-3		10.374	11.534	1.779	
		1867.319	2076.589	320.164	
2-4		18.056	17.693	1.094	
		3250.058	3184.790	196.874	
2-5		48.481	32.947	4.832	
		5817.765	3953.691	579.868	
3-4		27.795	18.470	6.360	
		1667.703	1108.199	381.599	
4-5		20.134	12.049	3.168	
		4632.166	2891.830	760.265	
					TOTAL
TOTAL MW-km		28340.465	15707.167	2755.667	47003.299

Asignación de costos (%)

GENERADOR	MW-km	(%)
1	28340.47	60.72
2	15707.17	33.42
3	2755.67	5.86
TOTAL	47003.30	100.00

una posibilidad de que G1 llegue de segundo después de G2, con lo que la probabilidad de este evento es $1/3$; similarmente, la probabilidad de que G1 llegue de segundo después de G3 es $1/3$.

Para el ejemplo ilustrado, supóngase que el generador G1 llega primero e inyecta a la red la generación dada por un despacho óptimo. Se formula así un problema de optimización que minimiza la suma de los flujos ponderados por las longitudes de las líneas y el factor que refleja el tipo de línea (10, 20, 200 km, 500 kV), sujeto a restricciones de red y balance en los nodos.

La solución de tal problema indica que G1 es causante por sí solo de 17233.15 MW-km. Se supone luego que G1 llega después de G2 y produce un incremento de 22451.15 MW-km. A continuación, se supone que G1 llega detrás de G3 y produce un incremento de 17233.15 MW-km. Finalmente se supone que G1 llega de último produciendo un incremento de 24354.22 MW-km. Ponderando estos incrementos por sus respectivas probabilidades, resultan 10477.51 MW-km de uso de la red por parte de G1. En forma similar se procede con G2 y G3 obteniéndose 6642.36 MW-km y 1114.36 MW-km respectivamente. Sumando las tres asignaciones se obtiene un total de 30234.22 MW-km, que asignados en proporción corresponden a 37.73% para G1, 29.38% para G2 y 3.67% para G3 (porcentaje para cada generador sobre el costo total).

En forma general, el procedimiento se resume en los siguientes casos:

- Efectuar un despacho económico (u otro despacho) para cubrir las demandas DD_i , $i=1, \dots, N$. Supóngase que la generación resultante es GG_i , $i=1, \dots, N$.

- Sea S el conjunto de generadores con $GO_i - DO_i > 0$ y S^c el conjunto de distribuidoras con $DO_i - GO_i \geq 0$

- Para cada conjunto (coalición) de generadores S resolver:

$$MW-km_s = \min \sum_i L_i * W_i * |F_i|$$

Sujeto a las restricciones de red y balance de nodos

- Asignar los MW-km a cada generador, mediante la fórmula de Shapley:

$$MW-km_i = \sum_{S \in \mathcal{L}} \frac{(N-N_S-1)! * N_S!}{N!} * [MW-km_{S \cup \{i\}} - MW-km_S]$$

Donde

- L_i : Longitud de la línea i (km)
- W_i : Factor que refleja el tipo de línea
- F_i : Flujo a través de la línea i
- $MW-km_s$: MW-km asignados a los generadores en la coalición S
- S : Coalición de generadores que no contiene al generador i
- $S \cup \{i\}$: Coalición que contiene al generador i
- X : Conjunto de todos los generadores
- N : Número de generadores en X
- N_S : Número de generadores en S
- $S \in \mathcal{L}$: S es subconjunto propio de X
- $i \notin S$: i no pertenece a S
- $MW-km_i$: MW-km asignados al generador i

- Calcular los costos asignados a cada generador:

$$C_i = C \frac{MW-km_i}{\sum MW-km_i}$$

Donde

*
C : Costo total a distribuir

*
C_i : Costo asignado al generador i

4.1 Metodo MW-km_SHAPLEY (Fig. 3)

- * Supuesto: Costo transmision se distribuye entre generadores
- * Cálculo de MW-km para cada coalicion de generadores. mediante programación lineal

Asignación de MW-km mediante el método de Shapley

GENERADOR 1			MW-km			
S	S U (1)	P(S)	S	S U (1)	SU(1) - S	P(S) * [SU(1) - S]
0	1	2/8	0.00	17235.15	17235.15	3745.05
2	1,1	1/8	5400.00	27851.15	22451.15	3741.86
3	3,1	1/8	480.00	17715.15	17235.15	2872.55
2,3	2,3,1	2/8	5880.00	30234.22	24354.22	9118.07
						20477.51

GENERADOR 2			MW-km			
S	S U (2)	P(S)	S	S U (2)	SU(2) - S	P(S) * [SU(2) - S]
0	2	2/8	0.00	5400.00	5400.00	1800.00
1	1,2	1/8	17235.15	27851.15	10616.00	1759.33
3	3,2	1/8	480.00	5880.00	5400.00	900.00
1,3	1,3,2	2/8	17715.15	30234.22	12519.07	4173.02
						8642.35

GENERADOR 3			MW-km			
S	S U (3)	P(S)	S	S U (3)	SU(3) - S	P(S) * [SU(3) - S]
0	3	2/8	0.00	480.00	480.00	150.00
1	1,3	1/8	17235.15	17715.15	480.00	80.00
2	2,3	1/8	5400.00	5880.00	480.00	80.00
1,2	1,2,3	2/8	27851.15	30234.22	2383.07	754.35
						1114.35

Asignación de costos (%)

GENERADOR	MW-km	(%)
1	20477.51	67.70
2	8642.35	28.58
3	1114.35	3.69
TOTAL	30234.22	100.0

Metodo MW-km Categoría 2

* Suplementos: Costo transmisión de electricidad entre generadores

* Cálculo de $C_{i,j}$: Factor de cambio de flujo en la línea i , con respecto a la generación neta en la barra j , calculado mediante un flujo D.C.

Línea		Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5
1-2	Angulo (°)	1.0000	-2.2999	-2.1150	-2.1630	-2.7300
	Angulo (RAD)	0.0000	-0.0400	-0.0369	-0.0413	-0.0477
	REACT. X (pu)	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
	Factor C (1,1)	0.000000	-0.666379	-0.619319	-0.691314	-0.774497
1-2		1.0000	-2.1160	-5.2890	-4.3310	-1.8210
		0.0000	-0.0329	-0.0923	-0.0738	-0.0492
		0.24	0.24	0.24	0.24	0.24
		0.000000	-0.133880	-0.334627	-0.307367	-0.205194
2-3		0.0000	0.7931	-3.1730	-1.8310	-0.6800
		0.0000	0.0138	-0.054	-0.0323	-0.0134
		0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
		0.000000	0.078871	-0.307363	-0.179478	-0.065327
2-4		0.0000	0.3270	-2.1160	-3.5230	-0.8230
		0.0000	0.0092	-0.0367	-0.0613	-0.0144
		0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
		0.000000	0.051293	-0.203170	-0.343341	-0.079000
1-3		0.0000	0.1750	-0.7050	-1.1750	-0.8500
		0.0000	0.0031	-0.0123	-0.0203	-0.0843
		0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
		0.000000	0.025398	-0.102308	-0.170897	-0.106367
3-4		0.0000	-0.2640	1.0580	-1.6730	-0.7350
		0.0000	-0.0046	0.0135	-0.0292	-0.0128
		0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
		0.000000	-0.078794	0.307764	-0.461228	-0.210803
4-5		0.0000	-0.3350	1.4100	1.3810	-4.0350
		0.0000	-0.0062	0.0246	0.0410	-0.0704
		0.24	0.24	0.24	0.24	0.24
		0.000000	0.025871	0.102338	0.170870	-0.190430

A N E X O 1

ARCHIVO DE ENTRADA

```

SAT
|
| ARCHIVO: MW-KT.DAT
|
| MODELO LINEAL PARA CALCULAR LOS MW-KM. DE ACUERDO CON EL PROCEDIMIENTO
| DE LA SEGUNDA CATEGORIA
|=====
| Funcion Objetivo: Maximizar ( Flacos por las lineas )
|
MAX P34
|
SUBJECT TO
|
| 2) D2 + D3 + D4 + D5 = .70
| 3) -.076794 G2 + .076794 D2 - .307750 D3 + .487238 D4 + .213803 D5 - P34 = 0
| 4) 60 P34 - KP34 = 0
|
END
|
| - Bounds de demanda
|
SUB D2 .23
SLB D2 .25
SUB D3 .00
SLB D4 .48
SUB D5 .70
|
| + Bounds de generacion
|
SUB G2 .70
SLB G2 .70

```

SOLUCION AL PROBLEMA

```

LP OPTIMUM FOUND AT STEP      4
      OBJECTIVE FUNCTION VALUE
      1)      .104699800

```

VARIABLE	VALUE	REDUCED COST
P34	.184700	.000000
D2	.250000	.410444
D3	.000000	.794798
D4	.450000	.000000
D5	.000000	.273438
G2	.700000	.076794
KP34	11.081990	.000000

```

NO*4: P34 + Reserva de la linea 3-4
      *KP34: Mw-km por la linea 3-4

```

A N E X O 2
ARCHIVO DE ENTRADA

247

ARCHIVO: SPE12.DAT

MODELO LINEAL DE DESPACHO DE UN SISTEMA DE POTENCIA PARA EVALUAR PEAJES
Incluye restricciones y pérdidas de transmisión mediante el
"FLUJO LINEAL MODIFICADO".

=====

Funcion Objetivo: Minimizar (MW-K\$)

MIN 120 F121 + 120 F211 + 240 F131 + 240 F311 + 180 F231 + 180 F321 +
180 F241 + 180 F421 + 120 F251 + 120 F521 + 60 F341 + 60 F431 +
240 F451 + 240 F541

SUBJECT TO

- 1) Balance en Nodo 1.
2) $PG11 - F121 - F131 + H211 + H311 = 0$
3) Balance en Nodo 2.
3) $F321 + F311 - F231 - F241 - F251 + H121 + H321 + H421 + H521 \leq .25$
4) Balance en Nodo 3.
4) $PG31 - F311 - F321 - F341 + H131 + H231 + H431 \leq .52$
5) Balance en Nodo 4.
5) $-F421 - F431 - F451 + H241 + H341 + H541 \leq .48$
6) Balance en Nodo 5.
6) $-F521 - F541 + H251 + H451 \leq .70$
7) Flujo a través de Línea 1-2.
7) $F121 - H121 - 0.005 DH1211 - 0.024 DH1212 = 0$
8) $F121 - DH1211 - DH1212 = 0$
9) $F211 - H211 - 0.005 DH2111 - 0.024 DH2112 = 0$
10) $H211 - DH2111 - DH2112 = 0$
11) Flujo a través de Línea 1-3.
11) $F131 - H131 - 0.0133 DH1311 - 0.0533 DH1312 = 0$
12) $H131 - DH1311 - DH1312 = 0$
13) Flujo a través de Línea 1-5.
13) $F151 - H151 - 0.0133 DH1511 - 0.0533 DH1512 = 0$
14) $H151 - DH1511 - DH1512 = 0$
15) Flujo a través de Línea 2-3.
15) $F231 - H231 - 0.01 DH2311 - 0.04 DH2312 = 0$
16) $H231 - DH2311 - DH2312 = 0$
17) Flujo a través de Línea 2-5.
17) $F251 - H251 - 0.01 DH2511 - 0.04 DH2512 = 0$
18) $H251 - DH2511 - DH2512 = 0$

Flujo a través de Línea 2-4.

21) F241 - H241 - 0.0113 DH2411 - 0.0453 DH2412 = 0
22) H241 - DH2411 - DH2412 = 0

23) F421 - H421 - 0.0113 DH4211 - 0.0453 DH4212 = 0
24) H421 - DH4211 - DH4212 = 0

Flujo a través de Línea 2-5.

25) F251 - H251 - 0.0075 DH2511 - 0.0302 DH2512 = 0
26) H251 - DH2511 - DH2512 = 0

27) F521 - H521 - 0.0075 DH5211 - 0.0302 DH5212 = 0
28) H521 - DH5211 - DH5212 = 0

Flujo a través de Línea 3-4.

29) F341 - H341 - 0.0022 DH3411 - 0.0089 DH3412 = 0
30) H341 - DH3411 - DH3412 = 0

31) F431 - H431 - 0.0022 DH4311 - 0.0089 DH4312 = 0
32) H431 - DH4311 - DH4312 = 0

Flujo a través de Línea 4-5.

33) F541 - H541 - 0.0151 DH5411 - 0.0604 DH5412 = 0
34) H541 - DH5411 - DH5412 = 0

35) F451 - H451 - 0.0151 DH4511 - 0.0604 DH4512 = 0
36) H451 - DH4511 - DH4512 = 0

Bounds: Plantas de generación.

SUB	PG11	.686134
SLB	PG11	.686134
SUB	PG21	.70
SLB	PG21	.70
SUB	PG31	.81
SLB	PG31	.81

Bounds: Flujos

SUB	F121	.01
SLB	F121	.01
SUB	F131	.48
SLB	F131	.48
SUB	F141	.65
SLB	F141	.65
SUB	F241	.01
SLB	F241	.01
SUB	F251	.01
SLB	F251	.01
SUB	F341	.01
SLB	F341	.01
SUB	F451	.01
SLB	F451	.01

Bounda: Discretizaciones de Cereidas.

SUB DH1211 .17
 SUB DH2111 .17

Linea 1-3

SUB DH1311 .13
 SUB DH3111 .13

Linea 2-3

SUB DH2311 .13
 SUB DH3211 .13

Linea 2-4

SUB DH2411 .17
 SUB DH4211 .17

Linea 2-6

SUB DH2511 .17
 SUB DH5211 .17

Linea 3-4

SUB DH3411 .20
 SUB DH4311 .20

Linea 4-5

SUB DH4411 .17
 SUB DH4511 .17

SOLUCION AL PROBLEMA

LP OPTIMUM FOUND AT STEP 15

OBJECTIVE FUNCTION VALUE

1) 278.311500

VARIABLE	VALUE	REDUCED COST
F121	.583680	.000000
F211	.000000	.000000
F131	.102474	.000000
F231	.000000	438.470500
F321	.000000	53.949310
F321	.000000	278.729200
F241	.310000	-2.877350
F421	.000000	.000000
F431	.510000	-298.476500
F521	.000000	.000000
F341	.097239	.000000
F431	.000000	.000000
F451	.104329	.000000
F341	.000000	.000000
F311	.838154	322.809100
H211	.000000	.000000
H311	.000000	.000000
H521	.700000	-42.476500
H121	.370000	.000000
H221	.000000	.000000
H421	.000000	.000000
H321	.000000	.000000

4671	.520000	297.882300
4672	.097239	.000000
4673	.000000	.000000
4674	.000000	.000000
4675	.487898	.000000
4676	.096430	.000000
4677	.000000	.000000
4678	.495050	.000000
4679	.098386	.000000
4680	.000000	7.250564
4681	.570000	.000000
4682	.000000	1058.480000
4683	.000000	1068.065000
4684	.000000	11.512300
4685	.097239	.000000
4686	.000000	19.864140
4687	.000000	.000000
4688	.000000	3.592775
4689	.000000	.000000
4690	.000000	11.898360
4691	.000000	.000000
4692	.000000	7.806371
4693	.487898	.000000
4694	.000000	351.758500
4695	.000000	349.758500
4696	.000000	.000000
4697	.495050	.000000
4698	.000000	523.338500
4699	.000000	536.100500
4700	.000000	1.593813
4701	.096430	.000000
4702	.000000	17.486800
4703	.000000	116.280800
4704	.000000	463.624000
4705	.000000	494.496000
4706	.000000	.000000
4707	.098386	.000000

METODO MKS
EJERCICIOS NUMERICOS

INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

OFICINA DE PLANEACION

UNIDAD DE PLANEAMIENTO ENERGETICO

Documento de Trabajo

METODO MKS

EJERCICIO NUMERICOS

GRUPO DE TRABAJO Nr. 5
"Acceso a la Red y Peajes"

DOCUMENTO ISA OPUN 159 E

MEDELLIN, OCTUBRE DE 1991

1. OBJETIVO

Se presentan ejemplos para ilustrar con mayor detalle el método "MW-Km-Shapley (MKS)" propuesto (Documento ISA OPUN 20/09/91 152E) para distribuir costos entre los usuarios de la red de transmisión debido a su utilización en el transporte de energía y potencia.

2. DEFINICIONES

Los nodos de la red se clasifican en tres grupos: Generadores, Distribuidores y Tránsito. A diferencia de las definiciones presentadas en el Documento ISA-OPUN 20/09/91 152E, un nodo se define como Generador cuando tiene conectado un generador; se define como Distribuidor si tiene conectada una demanda; y se define como de Tránsito si no es Generador ni Distribuidor.

Con esta nueva clasificación y definición cualquier nodo puede ser Generador y Distribuidor simultáneamente. Lo cual permite definir, para un mismo nodo, cargos por generación y por demanda; y evita que ocurra el hecho de no definición de cargos cuando un nodo tiene generación y demanda iguales, y por consiguiente inyección neta igual a cero.

3. RESULTADOS

Se presentan ejemplos, para los siguientes esquemas de distribución de costos:

- * Entre Generadores solamente.
- * Entre Distribuidores solamente.
- * Entre Generadores y Distribuidores.

La matriz de costos entre nodos no se presenta debido a que requiere un mayor número de cálculos; pero se espera que con la implementación del método "MW-Km-Shapley" se facilite la obtención de algunos resultados.

La siguiente tabla compara las asignaciones:

Generadores		Distribuidores		Generadores + Distribuidores (50 - 50)			
Gen	Z	Dis	Z	Gen	Z	Dis	Z
1	57	2	4	1	18	2	2
2	33	3	15	2	16	3	8
3	10	4	27	3	6	4	13
		5	54			5	27

4. Consideraciones Computacionales

A continuación se muestra una tabla que contiene el número de problemas de optimización que se deben resolver por cada aplicación del método MKS. N es el número de Generadores o Distribuidores.

N	Número de Problemas
2	3
3	7
4	15
5	31
6	61
7	127
8	255
9	511
10	1023
.	.
.	.
.	.
20	1.048.576
30	1.077.936.128
40	$1.1081183 \cdot 10^{12}$
.	.
.	.
.	.
N	$2^N - 1$

Se observa el incremento explosivo del número de problemas con su obvia implicación en el tiempo de CPU.

Se recuerda que cada problema de optimización involucra a toda la red; y si el tiempo promedio de CPU para obtener su solución es T (horas) en promedio; el tiempo total que se emplearía para asignar costos entre 40 usuarios, por ejemplo, sería de $1.1081183 \cdot 10^{12} T$ horas.

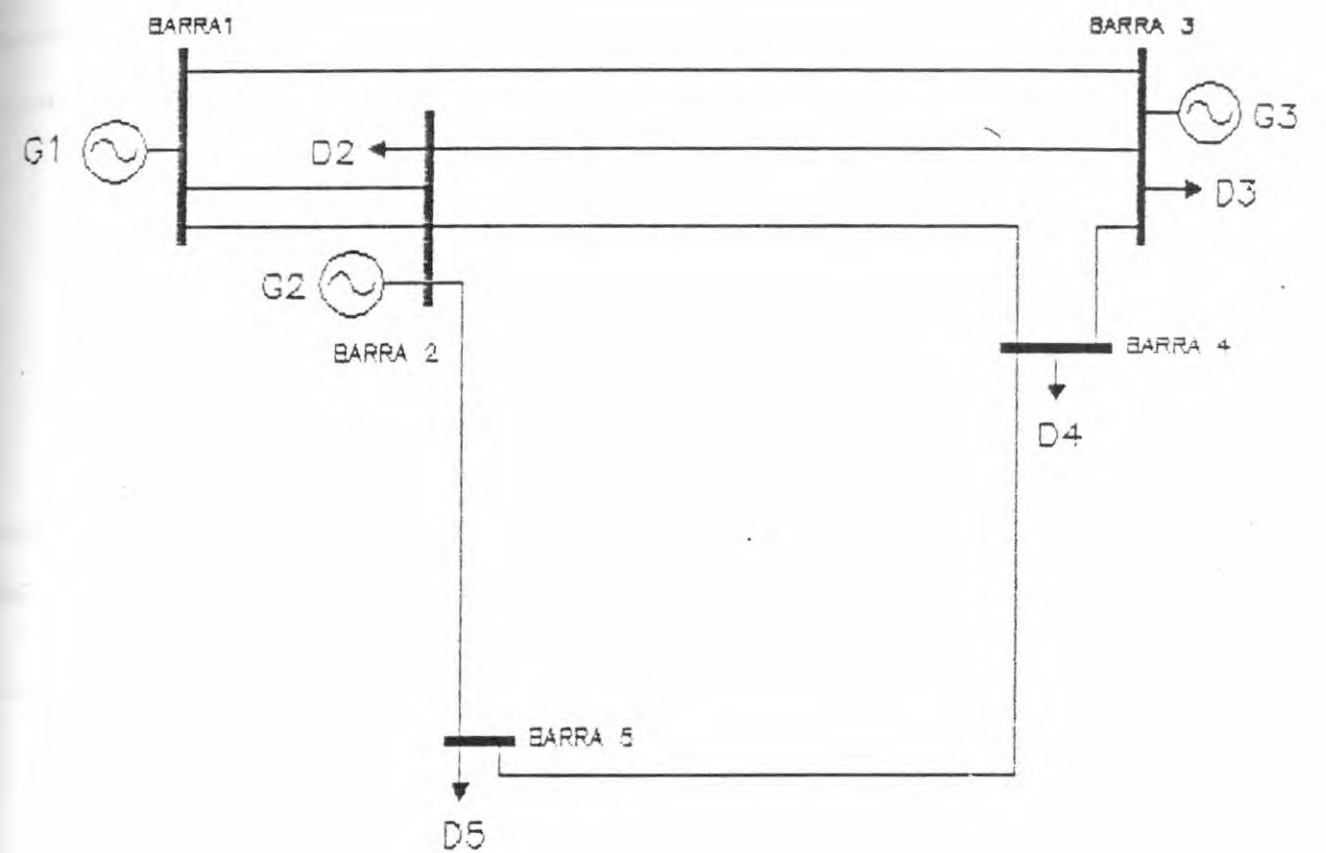
Lo anterior conduce a que se reconsidere el esquema de Shapley operando sobre todas las coaliciones a operar, solo sobre unas cuantas coaliciones.

Como método alternativo para resolver las dificultades computacionales se propone el siguiente:

Sea X el conjunto de los N usuarios entre los que se van a distribuir los costos C^* .

- A. Hacer $Y = X$ y $CR = C^*$
- B. Seleccionar aleatoriamente un usuario de Y . Sea i este usuario, y considérese que se forman las coaliciones $\{i\}$, $\{Y\}-\{i\}$ y $\{Y\}$.
- C. Distribuir los costos entre $\{i\}$ y $\{Y\}-\{i\}$, obteniéndose C^*_i y $C^*_{\{Y\}-\{i\}}$.
- D. Redefinir $\{Y\}$ como $\{Y\}-\{i\}$ y CR como $CR-C^*_i$.
- E. Si $\{Y\}$ tiene un solo usuario parar; de otro modo volver a B.

Con este esquema, el número de problemas se reduce de 2^N-1 a $3N$, para cada aplicación. Por ejemplo, para 40 usuarios, el tiempo de CPU se reduciría de $1.1081183 \cdot 10^{12}T$ a $120T$ horas.



DESPACHO OPTIMO (MW)					
BARRA	1	2	3	4	5
Generación	65	70	60		
Demanda		25	52	48	70

LINEA	R	X	Y/2	Long.	F max
	pu	pu	pu	km	MW
■ 1-2	0.04	0.12	0.015	60	41
1-3	0.08	0.24	0.025	240	45
2-3	0.08	0.18	0.020	180	45
2-4	0.06	0.18	0.020	180	51
2-5	0.04	0.12	0.015	120	51
■ 3-4	0.02	0.06	0.005	30	30
4-5	0.08	0.24	0.025	240	51

■ PARAMETROS POR CIRCUITO



ISA Interconexión Eléctrica S.A.

APLICACION METODOLOGIA MW-km

CASO IEEE (5 BARRAS)

GRUPO DE TRABAJO No.5
ACCESO A LA RED Y PEAJES

FIGURA 1

Metodo MW-k_m_SHAPLEY

Supuesto: Costo transmision se distribuye entre generadores

Calculo de MW-k_m para cada coalicion de generadores, mediante programacion lineal

Coalicion	MW-k _m
0	0.00
1	12600.00
2	5400.00
3	480.00
1,2	21840.00
1,3	13080.00
2,3	5880.00
1,2,3	29580.00

Asignacion de MW-k_m mediante el metodo de Shapley

GENERADOR 1			MW-k _m			
S	S U {1}	P(S)	S	S U {1}	SU{1} - S	P(S)*[SU{1} - S]
0	1	2/6	0.00	12600.00	12600	4200.00
2	2,1	1/6	5400.00	21840.00	16440	2740.00
3	3,1	1/6	480.00	13080.00	12600	2100.00
2,3	2,3,1	2/6	5880.00	29580.00	23700	7900.00
						16940.00

GENERADOR 2			MW-k _m			
S	S U {2}	P(S)	S	S U {2}	SU{2} - S	P(S)*[SU{2} - S]
0	2	2/6	0.00	5400.00	5400.00	1800.00
1	1,2	1/6	12600.00	21840.00	9240.00	1540.00
3	3,2	1/6	480.00	5880.00	5400.00	900.00
1,3	1,3,2	2/6	13080.00	29580.00	16500.00	5500.00
						9740.00

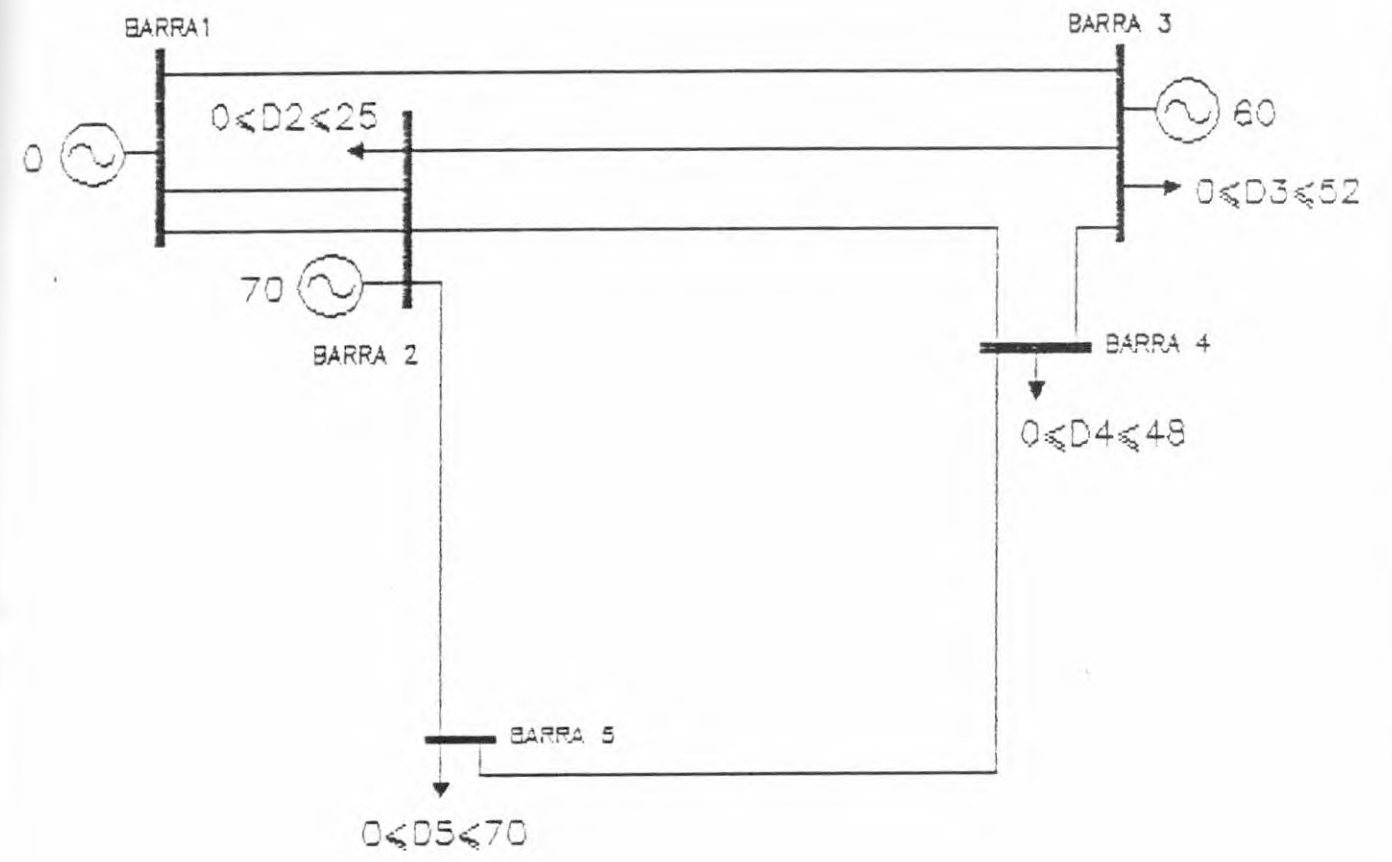
GENERADOR 3			MW-k _m			
S	S U {3}	P(S)	S	S U {3}	SU{3} - S	P(S)*[SU{3} - S]
0	3	2/6	0.00	480.00	480.00	160.00
1	1,3	1/6	12600.00	13080.00	480.00	80.00
2	2,3	1/6	5400.00	5880.00	480.00	80.00
1,2	1,2,3	2/6	21840.00	29580.00	7740.00	2580.00

Asignacion de costos (Z)

GENERADOR	MW-k _m	(Z)
1	16940.00	57.27
2	9740.00	32.93
3	2900.00	9.80
TOTAL	29580.00	100.0

2900.00

MW-km PARA LA COALICION DE LOS GENERADORES 2 Y 3



ISA Interconexión Eléctrica S.A.
 APLICACION METODOLOGIA MW-km
 CASO IEEE (5 Barras)

GRUPO DE TRABAJO No.5
 ACCESO A LA RED Y PEAJES

FIGURA 2

Metodo MW-k_m SHAPLEY

Supuesto: Costo transmision se distribuye entre distribuidores

Calculo de MW-k_m para cada coalicion de distribuidores, mediante programacion lineal

Coalicion	MW-k _m
0	0.00
2	0.00
3	0.00
4	2880.00
5	11820.00
2,3	0.00
2,4	2880.00
2,5	12540.00
3,4	7680.00
3,5	13140.00
4,5	16620.00
2,3,4	7680.00
2,3,5	15180.00
2,4,5	19260.00
3,4,5	26580.00
2,3,4,5	29580.00

Asignacion de MW-k_m mediante el metodo de Shapley

DISTRIBUIDOR 2			MW-k _m			
S	S U (2)	P(S)	S	S U (2)	SU(2) - S	P(S)*[SU(2) - S]
0	2	6/24	0.00	0.00	0	0.00
3	3,2	2/24	0.00	0.00	0	0.00
4	4,2	2/24	2880.00	2880.00	0	0.00
5	5,2	2/24	11820.00	12540.00	720	60.00
3,4	3,4,2	2/24	7680.00	7680.00	0	0.00
3,5	3,5,2	2/24	13140.00	15180.00	2040	170.00
4,5	4,5,2	2/24	16620.00	19260.00	2640	220.00
3,4,5	3,4,5,2	6/24	26580.00	29580.00	3000	750.00
						1200.00

DISTRIBUIDOR 3			MW-k _m			
S	S U (3)	P(S)	S	S U (3)	SU(3) - S	P(S)*[SU(3) - S]
0	3	6/24	0.00	0.00	0.00	0.00
2	2,3	2/24	0.00	0.00	0.00	0.00
4	4,3	2/24	2880.00	7680.00	4800.00	400.00
5	5,3	2/24	11820.00	13140.00	1320.00	110.00
2,4	2,4,3	2/24	2880.00	7680.00	4800.00	400.00
2,5	2,5,3	2/24	12540.00	15180.00	2640.00	220.00
4,5	4,5,3	2/24	16620.00	26580.00	9960.00	830.00
2,4,5	2,4,5,3	6/24	19260.00	29580.00	10320.00	2580.00
						4540.00

DISTRIBUIDOR 4

S	S U (4)	P(S)	MW-k _m			
			S	S U (4)	SU(4) - S	P(S)*[SU(4) - S]
0	4	6/24	0.00	2880.00	2880.00	720.00
2	2,4	2/24	0.00	2880.00	2880.00	240.00
3	3,4	2/24	0.00	7680.00	7680.00	640.00
5	5,4	2/24	11820.00	16620.00	4800.00	400.00
2,3	2,3,4	2/24	0.00	7680.00	7680.00	640.00
2,5	2,5,4	2/24	12540.00	19260.00	6720.00	560.00
3,5	3,5,4	2/24	13140.00	26580.00	13440.00	1120.00
2,3,5	2,3,5,4	6/24	15180.00	29580.00	14400.00	3600.00

7920.00

DISTRIBUIDOR 5

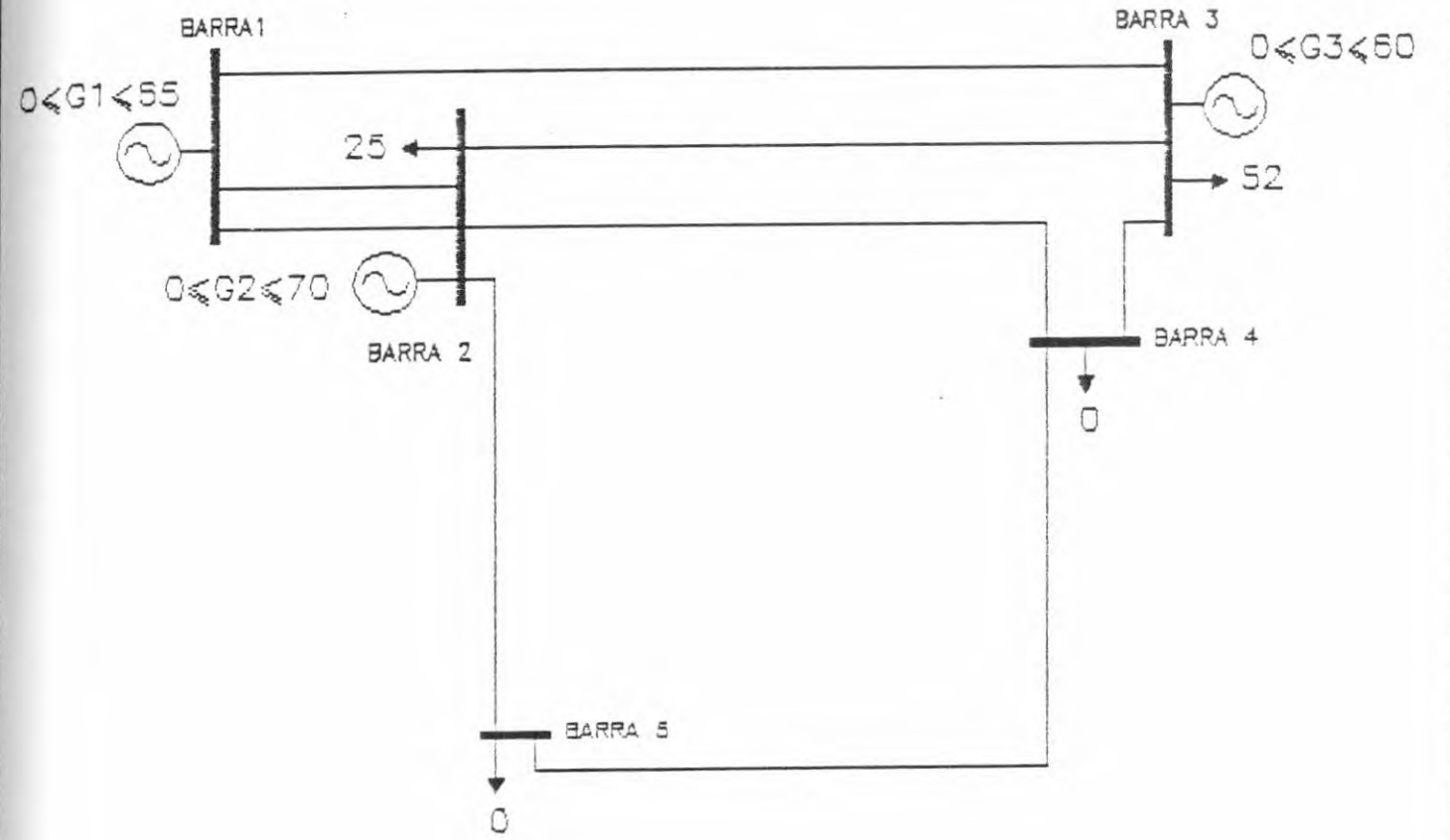
S	S U (5)	P(S)	MW-k _m			
			S	S U (5)	SU(5) - S	P(S)*[SU(5) - S]
0	5	6/24	0.00	11820.00	11820.00	2955.00
2	2,5	2/24	0.00	12540.00	12540.00	1045.00
3	3,5	2/24	0.00	13140.00	13140.00	1095.00
4	4,5	2/24	2880.00	16620.00	13740.00	1145.00
2,3	2,3,5	2/24	0.00	15180.00	15180.00	1265.00
2,4	2,4,5	2/24	2880.00	19260.00	16380.00	1365.00
3,4	3,4,5	2/24	7680.00	26580.00	18900.00	1575.00
2,3,4	2,3,4,5	6/24	7680.00	29580.00	21900.00	5475.00


15920.00

.Asignacion de costos (%)

DISTRIBUIDOR	MW-k _m	(%)
2	1200.0	4.06
3	4540.0	15.35
4	7920.0	26.77
5	15920.0	53.82
TOTAL	29580.0	100.0

MW-km PARA LA COALICION DE LOS DISTRIBUIDORES 2 Y 3



 ISA Interconexión Eléctrica S.A. APLICACION METODOLOGIA MW-km CASO IEEE (5 Barras)	
GRUPO DE TRABAJO No.5 ACCESO A LA RED Y PEAJES	FIGURA 3

PROGRAMA PEAJ SHAP

```

REM PROG "SHAUGHAN" ONE-GTS BASIC GSM/OCT/91
REM
REM CAP MAX 10 NODOS. SOLUCION FLUJOS POR GAUSS-SEIDEL. CALCULA FLUJOS PARA
REM GENERADOR CON CADA UNA DE LAS CARGAS. SIN EXCEDER LOS LIMITES MAXIMOS ACOT.
REM POR LA GEN MAX O LA CARGA MAX (DESPACHO CRUZADO) CALCULA ASIGNACIONES
REM

```

```

REM CORRIDO CON LA CONFIG DEL EJEMPLO DE ISA MWKM-HAPLEY. DATOS POR DATA
DIM ASIG(10), PSR(16), COST(20), PEAJE(10), LYR(20), LYI(20), EE(10), ER(10), EI(10),
EER(10), ZEN(10), Y(12,12), DELTV(10), FR(12,12), FQ(20,20), FPQ(20,20), T(10,10), MK
(2), MK(12,12,12), L(12,12), SA(40), EN(40), NS(40), NE(40), NUM(40), NO(40), Z(20), NC
(20), LONG(20)

```

```

NL=7
NOD=5
NOCAP=2
NGEN=1
MVAB=100
ASITOT=0
DENOM=0
FOR I=1 TO NL
  READ SA(I), EN(I)
NEXT I

```

No. de líneas
 No. de Nodos
 No. de nodos de carga
 No. de nodos de generación

```

REM DATA 1,2,1,3,1,6,1,3,1,9,2,3,3,4,3,6,4,5,6,7,7,8
DATA 1,2,1,3,2,3,2,4,2,5,3,4,4,5
FOR I=1 TO NL
  READ NCI(I)
NEXT I

```

```

DATA 2,1,1,1,1,1,2,1
REM DATA 6,2,2,1,4,3,3,2,2,4,2,3,1,7,4,4,1,6
FOR I=1 TO NGEN
  READ NODGE(I)
DATA 1,2,3
REM DATA 3,4,5
NEXT I

```

```

FOR I=1 TO NOCAP
  READ NODCA(I)
DATA 4,5
REM DATA 2,3,4,5,6,7,9
NEXT I
COSTOT=0

```

```

FOR I=1 TO NL
  READ Z(I), LONG(I)
PRINT USING "####.###": SA(I), EN(I), Z(I), LONG(I), NCI(I)
COST(I)=100*LONG(I)*NCI(I)/2
COSTOT=COSTOT+COST(I)
NEXT I

```

```

FOR J=1 TO NL
  PRINT "COST(I), COSTOT": COST(I), COSTOT
NEXT J
PRINT "COSTOT=: COSTOT"

```

```

DATA 0.06, 50., .24, 240., 13, 180., 13, 180., 12, 120., 03, 30., 24, 240
REM DATA 0.01, 50., 0.097, 190., 0.105, 210., 0.243, 300., 0.083, 520., 0.065, 140., 0.05, 190
.105, 210., 0.17, 230., 0.026, 105., 0.22, 270
GOTO 620
K=0

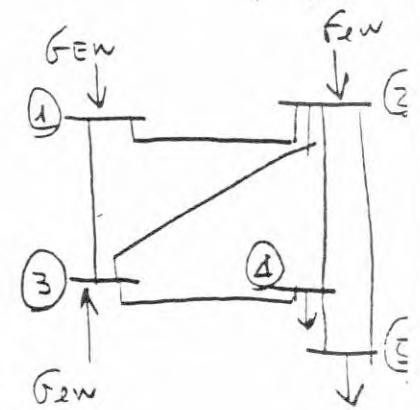
```

```

FOR I=1 TO NL
  FOR J=1 TO NOD
    IF SA(I)=J THEN 360
    IF EN(I)=J THEN 410 ELSE 450

```

Nodos de entrada (EN) y salida (SA) por línea (ordenados de menor a mayor) Configuración del Ejemplo de ISA - Shapley:



Nodos de generación (1, 2, 3) →

Nodos de carga (4, 5)

Long. de cada línea (son 7 líneas)

Define el costo de las líneas (a criterio)

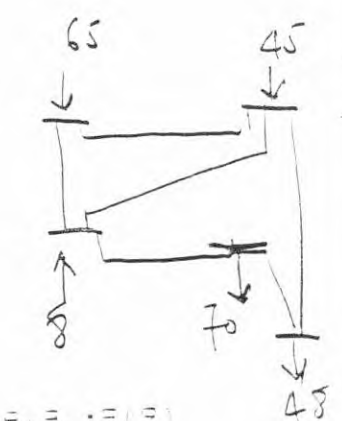
F p.u, Long km

```

10 NS(K)=SA(I)
20 NUM(K)=I
30 NE(K)=EN(I)
40 GOTO 450
50 K=K+1
60 NS(K)=EN(I)
70 NE(K)=SA(I)
80 NUM(K)=I
90 NEXT J
100 NEXT I
110 KI=K
120 NU=1
130 FOR J=1 TO NOD
140 FOR I=1 TO K
150 IF NS(I) = J THEN 170
160 SA(NU)=NS(I)
170 NO(NU)=NUM(I)
180 EN(NU)=NE(I)
190 REM PRINT J:I,NU,SA(NU):EN(NU)
200 NU=NU+1
210 REM NO( ) GUARDA EL ORDEN DE LOS NODOS DEL DATO DE ENTRADA
220 NEXT I
230 NEXT J
240 FOR I=1 TO K
250 PRINT I:NUM(I):NO(I),SA(I),EN(I)
260 NEXT I
270 JJ=0
280 FOR N=1 TO NGEN
290 I=NODGE(N)
300 FOR M=1 TO NCAR
310 J=NODCA(M)
320 CJ=JJ+1
330 IND(I,J)=CJ
340 PRINT " (I,J):IND(I,J) ":I:J :IND(I,J)
350 NEXT M
360 NEXT N
370 PRINT "ENTRE TITULO (CASO)?"
380 LINE INPUT A$
390 PRINT " "
400 PRINT " "
410 FOR N=1 TO NGEN
420 I=NODGE(N)
430 READ G(N)
440 P(I)=G(N)
450 PRINT "GENERACION: NODO(I), P(I) ":I:P(I)
460 NEXT N
470 REM DATA 400,100,500
480 DATA 65,45,8
490 FOR N=1 TO NCAR
500 I=NODCA(N)
510 READ D(N)
520 P(I)=-D(N)
530 PRINT "CARGAS : NODO(I), P(I) ":I:P(I)
540 NEXT N
550 DATA 48,70
560 REM DATA 200,300,200,100,150,50
570 REM M INPUT P(4),P(4)
580 PRINT "ENTRE P(4):P(4)"
590 REM M INPUT P(4),P(4)
600 PRINT USING "#####.#":P(1):P(2):P(3):P(4):P(5):P(6):P(7):P(8):P(9)
610 PRINT#0

```

Se ent en título
Datos de Gen en MW (para cada nodo de generación ya informados)
3 Datos de generación
Lee los datos de carga en MW
Son dos cargas



```

10 FOR I=1 TO NOD
11 PTOT=PTOT+ABS(P(I))
12 FOR J=1 TO NOD
13 Y(I,J)=0
14 NEXT J
15 NEXT I
16 KL=K
17 FOR K=1 TO NL
18 I=BI(K)
19 J=ENI(K)
20 Y(I,J)=-1/I(K)
21 Y(I,I)=0
22 L(I,J)=LONG(K)
23 REM
24 PRINT "K,I,J,Y(I,J)":K:I:J:Y(I,J)
25 NEXT K
26 FOR I=1 TO NOD
27 FOR J=I+1 TO NOD
28 Y(J,I)=Y(I,J)
29 NEXT J
30 NEXT I
31 FOR I=1 TO NOD
32 FOR J=1 TO NOD
33 IF J=I THEN 1180
34 Y(I,I)=Y(I,I)-Y(I,J)
35 PRINT "I:J:Y(I,J),Y(I,I)":I:J:Y(I,J):Y(I,I)
36 NEXT J
37 PRINT USING"####.#####":I:Y(I,I)
38 NEXT I
39 FOR K=1 TO NOD
40 LY(K)=1/Y(K,K)
41 ASIG(K)=0
42 MKN(K)=0
43 FOR I=1 TO NOD
44 FOR J=1 TO NOD
45 MK(K,I,J)=0
46 NEXT J
47 NEXT I
48 NEXT K
49 NOVALE=0
50 K=0
51 H=1
52 PRINT "CALCULO DE FLUJOS SISTEMA COMPLETO"
53 GOSUB 2490
54 REM SE INICIA CALC DE TRANSACC GEN(K) A CARGA(H) UNO POR UNO
55 NOVALE=1
56 FOR M=1 TO NGEN
57 MKNODC=0
58 REM SE INICIALIZA CON TODAS LAS POTENCIAS CERO
59 REM SE DEFINEN LAS POT DE LA TRANSACC VERIF QUE SEAN FACTIBLES
60 K=NODGE(M)
61 REM H IDENTIFICA EL NODO DE CARGA
62 FOR N=1 TO NCAR
63 FOR II=1 TO NOD
64 P(II)=0
65 NEXT II
66 H=NODCA(N)
67 P(K)=G(M)
68 P(H)=-D(N)
69 IF G(M) > D(N) THEN 1375 ELSE 1380
70 P(K)=D(N)
71 P(H)=-D(N)

```

```

1380 IF D(N) >= G(M) THEN 1384 ELSE 1390
1384 P(H)=-G(M)
1387 P(K)=G(M)
1390 PRINT "TRANSACC K:H:P(K),P(H)":K:H:P(K):P(H)
1392 PRINT USING "#####.#":P(1):P(2):P(3):P(4):P(5):P(6):P(7):P(8):P(9)
1394 GOSUB 2490
1396 NEXT N
1398 NEXT M
1400 DENOM=DENOM*K2
1402 REM SE INICIA CALCULO POR TRANSACC
1404 REM CALCULO DE ASIGNACIONES
1406 GOTO 1700
1408 REM ASIG A NODO K
1410 FOR K=1 TO NOD
1412 FOR I=1 TO NOD
1414 FOR J=I+1 TO NOD
1416 IF V(I,J)=0 THEN 1680
1418 MKN(K)=MKN(K)+MK(K,I,J)
1420 PRINT "K,I,J,MK(K,I,J),MKN(K)":K:I:J:MK(K,I,J):MKN(K)
1422 NEXT J
1424 NEXT I
1426 DENOM=DENOM+MKN(K)
1428 NEXT K
1430 PRINT " K ASIG(K) ASITOT"
1432 FOR K=1 TO NOD
1434 ASIG(K)=MKN(K)/DENOM
1436 ASITOT=ASITOT+ASIG(K)
1438 PRINT K:ASIG(K):ASITOT
1440 NEXT K
1442 SPER=0
1444 FOR K=1 TO NGEN
1446 I=NODGE(K)
1448 P(NODGE(K))=G(K)
1450 PRINT " I,P(I)":I:P(I)
1452 NEXT K
1454 FOR K=1 TO NCAR
1456 I=NODCA(K)
1458 P(NODCA(K))=D(K)
1460 PRINT " I,P(I)":I:P(I)
1462 NEXT K
1464 PRINT" NODO COSTO MWKMI ASIGN(%) (METD PSR) PEAJE(MWK)
PEAJE(PSR)"
1466 FOR I=1 TO NOD
1468 COST(I)=ASIG(I)*COSTOT
1470 PSR(I)=ABS(P(I))/PTOT*100
1472 PEAJE(I)=COST(I)/ABS(P(I))
1474 PEAJPSR=COSTOT/PTOT
1476 PRINT USING"#####.###":I:COST(I):ASIG(I)*DENOM:ASIG(I)*100:PSR(I):PEAJE
:PEAJPSR
1478 IF I=1 THEN 1920
1480 PTRAN(1)=0
1482 M2K(1)=0
1484 M2KTOT=0
1486 GOTO 1970
1488 PTRAN(I)=PERD(I)/2
1490 SPER=SPER+PERD(I)
1492 PTRAN(1)=PTRAN(1)+PTRAN(I)
1494 M2KTOT=M2KTOT+M2K(I)
1496 M2K(1)=M2K(1)+M2K(I)
1498 NEXT I
1500 REM
1502 GOTO 1040

```



```

000 REM -----ESTA PARTE NO SE USA- DEBE REPROGRAMARSE
010 M2KTOT=M2KTOT+M2K(1)
020 PRINT "  TOTALES: " :COSTOT:" " :MKTOT; " " :ASITOT/MKTOT*100:"%"
030 PRINT " "
040 PRINT "  ANALISIS DE PERDIDAS":
050 PERCUA(2)=SMK12/2
060 PERCUA(3)=SMK13/2
070 PERCUA(4)=(SMK14)/2
080 PERCUA(1)=(MKTOT*ASIG(1)/2
090 PERCUTOT= PERCUA(1)+PERCUA(2)+PERCUA(3)+PERCUA(4)
100 PRINT "  NODO  %DE PERD(PER)  PERD*ASIG  PERD CUADRAT  I2R/TOT"
110 PER123= PERD(2)+PERD(3)+PERD(4)
120 PERD(1)=PER123
130 FOR I=1 TO 4
140 PERD(I)=PERD(I)/2
150 PERTRAT =PTRAN(I)/SPER*100
160 PRINT USING "#####.###": I:PER(I):ASIG(I)*100:PERCUA(I)/PERCUTOT*100:PER
170 /PER123*100
180 NEXT I
190 END
200 REM SUBR FLUJOS
210 F1=(P16*K12-P33*K23)/6Z
220 F2=P16-F1
230 .1.1
240 F3=F1+P33
250 PERD(1)=0
260 PERD(4)=0
270 PERD(CASO)=(F1^2*KR(1)+F2^2*KR(2)+F3^2*KR(3))/1000
280 .2
290 M2K(CASO)=F1^2*KR(1)+F2^2*KR(2)+F3^2*KR(3)
300 PRINT CASO,PERD(CASO)
310 F4=0
320 IF CASO=2 THEN 2360
330 IF CASO=3 THEN 2360
340 REM
350 F4=P(4)
360 PERD(CASO)=PERD(CASO)+F4^2*KR(4)/1000
370 PRINT CASO,PERD(CASO)
380 M2K(CASO)=M2K(CASO)+F4*KR(4)
390 .4
400 MK1=ABS(F1)*KL1
410 M2K(CASO)=F1^2*KR(1)+F2^2*KR(2)+F3^2*KR(3)+F4^2*KR(4)
420 MK2=ABS(F2)*KL2
430 ZPY=0
440 MK3=ABS(F3)*KL3
450 MK4=ABS(F4)*KL4
460 SMK=MK1+MK2+MK3
470 SF=F1+F2+F3+F4
480 PRINT "  F1          F2          F3          F4  PERDIDAS "
490 PRINT USING"#####.##":F1:F2:F3:F4:PERD(CASO)
500 PRINT " "
510 ASIG(1)=MKTOT/2
520 RETURN
530 REM SUBROUTINA FLUJOS AC SIN RESISTENCIAS
540 FOR I=1 TO NOD
550 EP(I)=1
550 EI(I)=0
560 P(I)=P(I)/MVA3
570 EE(I)=P(I)*KL(I)
580 FOR J=1 TO NOD
590 REM PRINT "ADMITANCIAS I,J,Yij":I:J:Y(I,J)

```

```

800 NEXT I
810 ITER=0
820 ITER=ITER+1
830 REM PRINT "-----ITER=";ITER
840 FOR I=0 TO NOD
850 ED(I)=1/ITER(I)^2-EI(I)^2
860 EER(I)=EE(I)*EI(I)*ED(I)
870 EEI(I)=-EE(I)*ER(I)/KEC(I)
880 ZPYR=#0
890 ZPYI=#0
900 FOR J=1 TO NOD
910 IF I=0 THEN 2750
920 IF Y(I,J)=0 THEN 2750
930 ZPYR#=#ZPYR#+Y(I,J)*ER(J)*KLY(I)
940 ZPYI#=#ZPYI#+Y(I,J)*EI(J)*KLY(I)
950 NEXT J
960 ENEWI(I)=EER(I)-ZPYR#
970 ENEWI(I)=EEI(I)-ZPYI#
980 DELTV(I)=SQR(ENEWI(I)^2+ENEWR(I)^2)-SQR(ER(I)^2+EI(I)^2)
990 ER(I)=ER(I)+1.4*(ENEWR(I)-ER(I))
1000 EI(I)=EI(I)+1.4*(ENEWI(I)-EI(I))
1010 REM PRINT "I,ER(I),EI(I),DELTV(I)";I:ER(I):EI(I):DELTV(I)
1020 NEXT I
1030 FOR I=2 TO NOD
1040 IF ABS(ENEWR(I)-ER(I))>.000001 THEN 2620
1050 IF ABS(ENEWI(I)-EI(I))>.000001 THEN 2620
1060 REM IF ABS(DELTV(I))>.000001 THEN 2620
1070 NEXT I
1080 FOR I=1 TO NOD
1090 PRINT "ER(I);EI(I);DELTV(I)";ER(I):EI(I):DELTV(I)
1100 NEXT I
1110 REM PRINT "O.K. CONVERGENCIA ITER=";ITER
1120 PRINT "---- SOLUCION DE FLUJOS DE CARGA (GAUSS SEIDEL SIN RESIST )
1130 FOR I=1 TO NOD
1140 FOR J=I+1 TO NOD
1150 IF Y(I,J)=0 THEN 3000
1160 DR=(ER(I)-ER(J))*KY(I,J)
1170 DI=(EI(I)-EI(J))*KX(I,J)
1180 FP(I,J)=(-EI(I)*DR+ER(I)*DI)*KLVAB
1190 FQ(I,J)=(-ER(I)*DR-EI(I)*DI)*KLVAB
1200 FPQ(I,J)=(SQR(FP(I,J)^2+FQ(I,J)^2))
1210 PRINT "FLUJO ";I:J:FP(I,J):" +J ":FQ(I,J)
1220 IF NOVALE=0 THEN 3000
1230 MK(K,I,J)=ABS(FP(I,J))*KL(I,J)
1240 MK(H,I,J)=MK(K,I,J)
1250 MKN(K)=MKN(K)+MK(K,I,J)
1260 MKN(H)=MKN(H)+MK(K,I,J)
1270 PRINT "K,H,I,J,MW(I,J),KM(I,J),MWKM(I,J)";K:H:I:J:FP(I,J):L(I,J):MK(K,I,J)
1280 DENOM=DENOM+MK(K,I,J)
1290 NEXT J
1300 NEXT I
1310 PRINT "MWKM NODO ";K:" = ";MKN(K): " Y DEL NODO ";H:" ";MKN(H):"DENOM=";D
1320 RETURN
1330 END

```

METODO	MWKM	CAT	CASO	DATOS	EJEMPLO	ISA SHAPLEY
1.000	2.000		0.060	60.000	2.000	
1.000	3.000		0.240	240.000	1.000	
2.000	3.000		0.180	180.000	1.000	
2.000	4.000		0.180	180.000	1.000	
2.000	5.000		0.120	120.000	1.000	
3.000	4.000		0.030	30.000	2.000	
4.000	5.000		0.240	240.000	1.000	

GENERACION: NODO(I), P(I) 1 65
 GENERACION: NODO(I), P(I) 2 45
 GENERACION: NODO(I), P(I) 3 8
 CARGAS : NODO(I), P(I) 4 -48
 CARGAS : NODO(I), P(I) 5 -70

DATOS OK.

CALCULO DE FLUJOS SISTEMA COMPLETO

FLUJO	1	2	44.2373	+J	5.992453				
FLUJO	1	3	20.73909	+J	2.075955				
FLUJO	2	3	12.8804	+J	.4251209				
FLUJO	2	4	19.81749	+J	.7860188				
FLUJO	2	5	56.55704	+J	3.598676				
FLUJO	3	4	41.64105	+J	1.192424				
FLUJO	4	5	13.43973	+J	.7264356				
TRANSACC	K;H;P(K),P(H)	(1) (4)	(48 -48)						
48.0	0.0	0.0	-48.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

FLUJO	1	2	32.22018	+J	1.46091				
FLUJO	1	3	15.76889	+J	.7163485				
FLUJO	2	3	10.28515	+J	.2689179				
FLUJO	2	4	14.62939	+J	.3859256				
FLUJO	2	5	7.314852	+J	.1953594				
FLUJO	3	4	26.06582	+J	.2184827				
FLUJO	4	5	-7.314588	+J	1.249951E-03				
TRANSACC	K;H;P(K),P(H)	(1) (5)	(65 -65)						
65.0	0.0	0.0	0.0	-65.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

FLUJO	1	2	51.06018	+J	4.378359				
FLUJO	1	3	13.9276	+J	1.191149				
FLUJO	2	3	1.549945	+J	8.091963E-02				
FLUJO	2	4	4.130252	+J	.2240081				
FLUJO	2	5	45.39481	+J	2.493222				
FLUJO	3	4	15.48199	+J	.8150251				
FLUJO	4	5	19.59984	+J	.9318244				
TRANSACC	K;H;P(K),P(H)	(2) (4)	(45 -45)						
0.0	45.0	0.0	-45.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

FLUJO	1	2	-7.723949	+J	.9093682				
FLUJO	1	3	7.713238	+J	.3932913				
FLUJO	2	3	12.85093	+J	.2807381				
FLUJO	2	4	16.28334	+J	.4026945				
FLUJO	2	5	8.138066	+J	.2026048				
FLUJO	3	4	20.60099	+J	.2544741				
FLUJO	4	5	-8.143449	+J	3.836774E-02				
TRANSACC	K;H;P(K),P(H)	(2) (5)	(45 -45)						
0.0	45.0	0.0	0.0	-45.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

FLUJO	1	2	-2.564324	+J	1.391272				
FLUJO	1	3	2.572202	+J	.375559				
FLUJO	2	3	4.280744	+J	4.354904E-02				
FLUJO	2	4	5.424249	+J	.1139636				
FLUJO	2	5	32.71402	+J	1.238796				
FLUJO	3	4	6.86376	+J	.3694995				
FLUJO	4	5	12.29152	+J	.4136317				
TRANSACC	K;H;P(K),P(H)	(3) (4)	(8 -8)						
0.0	0.0	8.0	-8.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

1.000	2.000	0.060	60.000	2.000
1.000	3.000	0.240	240.000	1.000
2.000	3.000	0.180	180.000	1.000
2.000	4.000	0.180	180.000	1.000
2.000	5.000	0.120	120.000	1.000
3.000	4.000	0.030	30.000	2.000
4.000	5.000	0.240	240.000	1.000

GENERACION: NODO(I), P(I) 1 65
GENERACION: NODO(I), P(I) 2 45

METODO MWKM CAT 1 CASO: DATOS EJEMPLO ISA SHAPLEY

1.000	2.000	0.060	60.000	2.000
1.000	3.000	0.240	240.000	1.000
2.000	3.000	0.180	180.000	1.000
2.000	4.000	0.180	180.000	1.000
2.000	5.000	0.120	120.000	1.000
3.000	4.000	0.030	30.000	2.000
4.000	5.000	0.240	240.000	1.000

GENERACION: NODO(I), P(I) 1 65
 GENERACION: NODO(I), P(I) 2 45
 GENERACION: NODO(I), P(I) 3 8
 CARGAS : NODO(I), P(I) 4 -70
 CARGAS : NODO(I), P(I) 5 -48

CALCULO DE FLUJOS SISTEMA COMPLETO

FLUJO	1	2	41.72668	+J	5.056064
FLUJO	1	3	23.24962	+J	2.089391
FLUJO	2	3	17.0663	+J	.6692816
FLUJO	2	4	25.12034	+J	1.078322
FLUJO	2	5	44.55465	+J	2.268052
FLUJO	3	4	48.34148	+J	.9586774
FLUJO	4	5	3.445147	+J	.1623078

TRANSACC K;H;P(K),P(H) 1 4 65 -65
 65.0 0.0 0.0 -65.0 0.0 0.0 0.0 0.0

FLUJO	1	2	43.636	+J	2.698203
FLUJO	1	3	21.35469	+J	1.32151
FLUJO	2	3	13.92762	+J	.4965688
FLUJO	2	4	19.80929	+J	.7089844
FLUJO	2	5	9.906382	+J	.3562498
FLUJO	3	4	35.29047	+J	.3863776
FLUJO	4	5	-9.903752	+J	8.781906E-04

TRANSACC K;H;P(K),P(H) 1 5 48 -48
 48.0 0.0 0.0 0.0 -48.0 0.0 0.0 0.0 0.0

FLUJO	1	2	37.70839	+J	2.380411
FLUJO	1	3	10.28532	+J	.647679
FLUJO	2	3	1.144246	+J	4.411187E-02
FLUJO	2	4	3.049709	+J	.1218588
FLUJO	2	5	33.52203	+J	1.355151
FLUJO	3	4	11.43284	+J	.4428416
FLUJO	4	5	14.47378	+J	.5064128

TRANSACC K;H;P(K),P(H) 2 4 45 -45
 0.0 45.0 0.0 -45.0 0.0 0.0 0.0 0.0

FLUJO	1	2	-7.723949	+J	.9093682
FLUJO	1	3	7.713238	+J	.3932913
FLUJO	2	3	12.85093	+J	.2807381
FLUJO	2	4	16.28334	+J	.4026945
FLUJO	2	5	8.138066	+J	.2026048
FLUJO	3	4	20.60099	+J	.2544741
FLUJO	4	5	-8.143449	+J	3.836774E-02

TRANSACC K;H;P(K),P(H) 2 5 45 -45
 0.0 45.0 0.0 0.0 -45.0 0.0 0.0 0.0 0.0

FLUJO	1	2	-2.564324	+J	1.391272
FLUJO	1	3	2.572202	+J	.375559
FLUJO	2	3	4.280744	+J	4.354904E-02
FLUJO	2	4	5.424249	+J	.1139636
FLUJO	2	5	32.71402	+J	1.238796
FLUJO	3	4	6.86376	+J	.3694995
FLUJO	4	5	12.29152	+J	.4136317

TRANSACC K;H;P(K),P(H) 3 4 8 -8
 0.0 0.0 8.0 -8.0 0.0 0.0 0.0 0.0

FLUJO	1	2	.3329439	+J	1.152357E-02
FLUJO	1	3	-.3484868	+J	5.93563E-03

FLUJO 2 3 -.5756255 +J 4.187947E-03
 FLUJO 2 4 .6091613 +J 4.580422E-03
 FLUJO 2 5 .3035734 +J 2.273855E-03
 FLUJO 3 4 7.108666 +J 9.720457E-03
 FLUJO 4 5 -.3050843 +J -1.963843E-03
 TRANSACC K;H;P(K),P(H) 3 5 8 -8
 0.0 0.0 8.0 0.0 -8.0 0.0 0.0 0.0 0.0

FLUJO 1 2 1.251734 +J .0563264
 FLUJO 1 3 -1.260017 +J 2.011657E-02
 FLUJO 2 3 -2.097191 +J 9.621488E-03
 FLUJO 2 4 -1.319561 +J 9.699688E-03
 FLUJO 2 5 4.667587 +J 3.523607E-02
 FLUJO 3 4 4.665694 +J 1.808342E-02
 FLUJO 4 5 3.323382 +J 1.823754E-02

NODO	COSTO	MWKMi	ASIGN(%)	(METD PSR)	PEAJE (MWK)	PEAJE (PS)
1.000	16281.820	31765.540	57.129	57.049 55.085	250.489	241.525
2.000	10613.860	20707.450	37.242	37.311 38.136	235.864	241.525
3.000	1604.320	3130.001	5.629	5.64 6.780	200.540	241.525
4.000	15473.180	30187.900	54.292	40.68 59.322	221.045	241.525
5.000	13026.820	25415.090	45.708	59.32 40.678	271.392	241.525

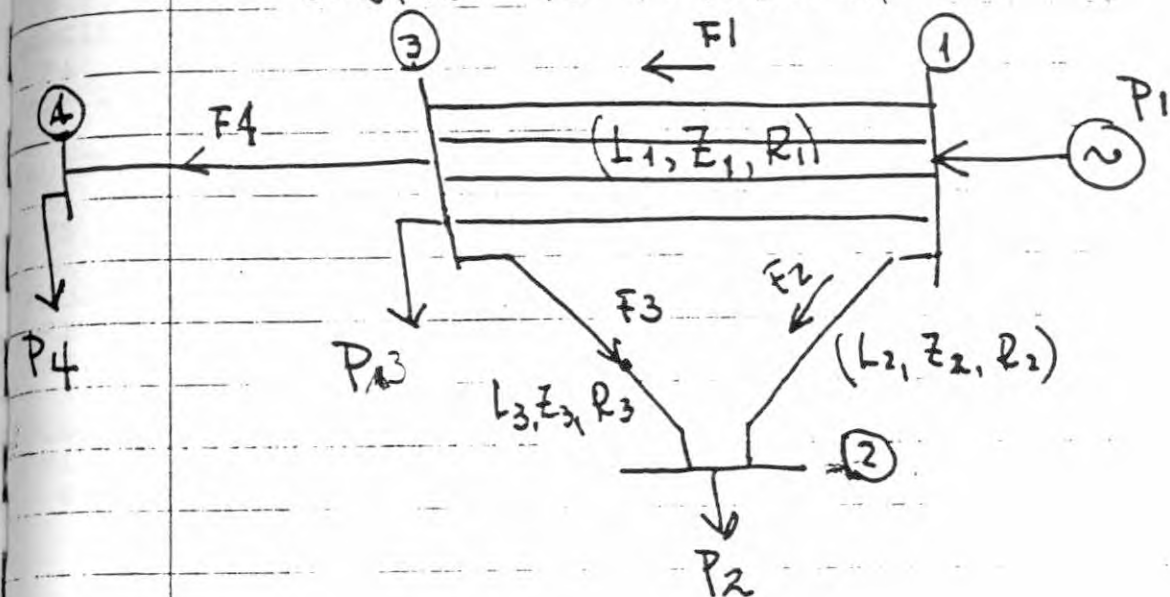
200. 200.000

Muy similar a A-1

COMPARACION DE METODOS Y PSR

COMPARACION METODOS MWKM y "PSR"

CONFIG. DE REFERENCIA:



METODO MWKM:

$$\text{COSTO TOTAL} = (NCL + L_1 + L_2 + L_3 + L_4) \times \text{Costo}/F_n$$

$NCL = \text{No. de Circuitos de } L_i \text{ (1} \rightarrow \text{2)}$

$$ASIG(i) = \frac{MWKM_i}{\sum_i MWKM}$$

$$ASIG(i) = \left[\frac{F_1 \cdot NCL + F_2 L_2 + F_3 L_3}{F_1 NCL + F_2 L_2 + F_3 L_3 + F_4 L_4} \right] + \left[\text{TRANS 1,2} \right]$$

$$\text{COSTO}(i) = [\text{COSTO TOTAL}] \times ASIG(i)$$

$$\text{PEAJE} = \frac{\text{COSTO}(i)}{P_i}$$

METODO PS'R:

$$ASIG(i) = (P_i) / (P_1 + P_2 + P_3 + P_4) \text{ valor Absoluto.}$$

CASO A-1 (L2 = 100 KM)

DISTANCIAS: L1= 100 (NC1= 4) L2= 100 L3= 141 L4= 100
 DATOS POT(NODO): P1 P2 P3 P4

	Z1	Z2	Z3	Z4	R1	R2	R3	R4
	0.250	1.000	1.410	1.000	0.025	0.100	0.141	0.100

EVOLUCION FLUJOS SIST COMPLETO INTERCONECTADO

F1	F2	F3	F4	PERDIDAS
528.20	171.80	28.20	0.00	10.04

FLUJOS DE 1 A 2:

F1	F2	F3	F4	PERDIDAS
75.19	124.81	75.19	0.00	2.50

FLUJOS DE 1 A 3:

F1	F2	F3	F4	PERDIDAS
453.01	46.99	-46.99	0.00	5.66

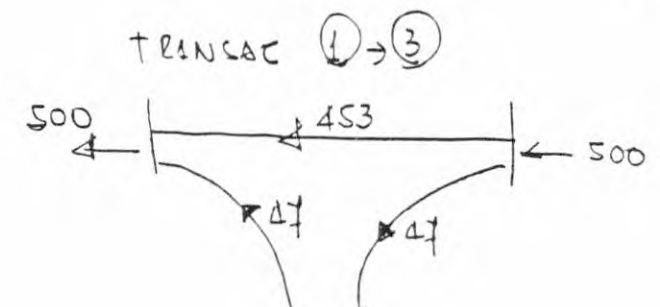
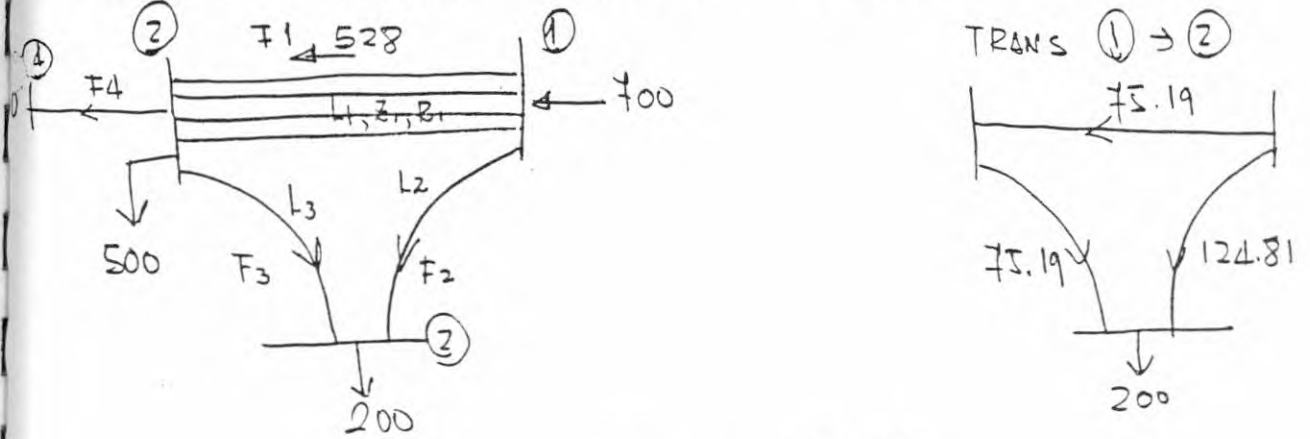
FLUJOS DE 1 A 4:

F1	F2	F3	F4	PERDIDAS
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

NODO	COSTO	MWKMi	ASIGN(%)	(METD PSR)	PEAJE(MWK)	PEAJE(P)
1.000	37050.000	87227.440	50.000	50.000	52.929	52.92
2.000	12998.040	30601.510	17.541	14.286	64.990	52.92
3.000	24051.960	56625.940	32.459	35.714	48.104	52.92
4.000	0.000	0.000	0.000	0.000%	1.701412E+38	52
TOTALES:	74100	174454.9	100 %			

ANALISIS DE PERDIDAS

NODO	%DE PERD(PSR)	PERDxASIG	PERD CUADRAT	I2R/TOT
1.00000	50.00000	50.00000	64.74559	50.00000
2.00000	14.28572	17.54121	7.96874	15.29778
3.00000	35.71429	32.45879	27.28568	34.70223
4.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000



CASO A-2 (L2=150 KM)

DISTANCIAS: L1= 100 (NC1= 4) L2= 100 L3= 141 L4= 200

CASO A-2 (L2=150 KM)

DISTANCIAS: L1= 100 (NC1= 4) L2= 150 L3= 211.5 L4= 200

ESTADOS POT(NODO): P1 P2 P3 P4
700 200 500 0

Z1 Z2 Z3 Z4 R1 R2 R3 R4
0.250 1.500 2.115 2.000 0.025 0.150 0.212 0.200

SOLUCION FLUJOS SIST COMPLETO INTERCONECTADO

F1 F2 F3 F4 PERDIDAS
545.28 154.72 45.28 0.00 11.46

FLUJOS DE 1 A 2:

F1 F2 F3 F4 PERDIDAS
77.62 122.38 77.62 0.00 3.67

FLUJOS DE 1 A 3:

F1 F2 F3 F4 PERDIDAS
467.66 32.34 -32.34 0.00 5.85

FLUJOS DE 1 A 4

F1 F2 F3 F4 PERDIDAS
0.00 0.00 0.00 0.00 0.00

NODO	COSTO	MWKMi	ASIGN(%)	(METD PSR)	PEAJE(MWK)	PEAJE(PSR)
1.000	48075.000	100992.900	50.000	50.000	68.679	68.679
2.000	20247.940	42535.580	21.059	14.286	101.240	68.679
3.000	27827.060	58457.310	28.941	35.714	55.654	68.679
4.000	0.000	0.000	0.000	0.000%	1.701412E+38	68.679
TOTALES:	96150	201985.8	100 %			

ANALISIS DE PERDIDAS

NODO	%DE PERD(PSR)	PERDxASIG	PERD CUADRAT	I2R/TOT
1.00000	50.00000	50.00000	66.11890	50.00000
2.00000	14.28572	21.05870	11.72867	19.28841
3.00000	35.71429	28.94130	22.15244	30.71159
4.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000

CASO A-3 (L2=200 KM)

DISTANCIAS: L1= 100 (NC1= 4) L2= 200 L3= 282 L4= 200
 DATOS POT(NODO): P1 P2 P3 P4
 700 200 500 0

Z1	Z2	Z3	Z4	R1	R2	R3	R4
0.250	2.000	2.820	2.000	0.025	0.200	0.282	0.200

SOLUCION FLUJOS SIST COMPLETO INTERCONECTADO

F1	F2	F3	F4	PERDIDAS
554.24	145.76	54.24	0.00	12.76

FLUJOS DE 1 A 2:

F1	F2	F3	F4	PERDIDAS
78.90	121.10	78.90	0.00	4.84

FLUJOS DE 1 A 3:

F1	F2	F3	F4	PERDIDAS
475.35	24.65	-24.65	0.00	5.94

FLUJOS DE 1 A 4

F1	F2	F3	F4	PERDIDAS
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

NODO	COSTO	MWKM1	ASIGN(%)	(METD PSR)	PEAJE(MWK)	PEAJE(PSR)
1.000	54100.000	113777.100	50.000	50.000	77.286	77.286
2.000	25847.210	54358.980	23.888	14.286	129.236	77.286
3.000	28252.790	59418.140	26.112	35.714	56.506	77.286
4.000	0.000	0.000	0.000	0.000%	1.701412E+38	77.286
TOTALES:	108200	227554.2	100 %			

ANALISIS DE PERDIDAS

NODO	%DE PERD(PSR)	PERDxASIG	PERD CUADRAT	I2R/TOT
1.00000	50.00000	50.00000	66.62276	50.00000
2.00000	14.28572	23.88836	15.20741	22.45589
3.00000	35.71429	26.11164	18.16983	27.54412
4.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000

~~CASO A-4 (L2=300 KM)~~

CASO A-4 (L2=300 KM)

DISTANCIAS: L1= 100 (NC1= 4) L2= 300 L3= 423 L4= 200
 DATOS POT(NODO): P1 P2 P3 P4

700 200 500 0
 Z1 Z2 Z3 Z4 R1 R2 R3 R4
 0.250 3.000 4.230 2.000 0.025 0.300 0.423 0.200

RESOLUCION FLUJOS SIST COMPLETO INTERCONECTADO

F1 F2 F3 F4 PERDIDAS
 563.50 136.50 63.50 0.00 15.23

FLUJOS DE 1 A 2:

F1 F2 F3 F4 PERDIDAS
 80.21 119.79 80.21 0.00 7.19

FLUJOS DE 1 A 3:

F1 F2 F3 F4 PERDIDAS
 483.29 16.71 -16.71 0.00 6.04

FLUJOS DE 1 A 4

F1 F2 F3 F4 PERDIDAS
 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00

NODO	COSTO	MWKMi	ASIGN(%)	(METD PSR)	PEAJE(MWK)	PEAJE(PSR)
1.000	66150.000	138298.800	50.000	50.000	94.500	94.500
2.000	37254.630	77887.710	28.159	14.286	186.273	94.500
3.000	28895.370	60411.110	21.841	35.714	57.791	94.500
4.000	0.000	0.000	0.000	0.000%	1.701412E+38	94.5
TOTALES:	132300	276597.6	100 %			

ANALISIS DE PERDIDAS

NODO	%DE PERD(PSR)	PERDxASIG	PERD CUADRAT	I2R/TOT
1.00000	50.00000	50.00000	66.31368	50.00000
2.00000	14.28572	28.15921	21.03314	27.16592
3.00000	35.71429	21.84079	12.65318	22.83408
4.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000

CASO A-5 (L2=400 KM)

ETANCIAS: L1= 100 (NC1= 4) L2= 400 L3= 564 L4= 200
 POS POT(NODO): P1 P2 P3 P4

700 200 500 0
 Z1 Z2 Z3 Z4 R1 R2 R3 R4
 0.250 4.000 5.640 2.000 0.025 0.400 0.564 0.200

ACION FLUJOS SIST COMPLETO INTERCONECTADO

F1 F2 F3 F4 PERDIDAS
 68.25 131.75 68.25 0.00 ~~197.14~~

LUJOS DE 1 A 2:

F1 F2 F3 F4 PERDIDAS
 80.89 119.11 80.89 0.00 9.53

LUJOS DE 1 A 3:

F1 F2 F3 F4 PERDIDAS
 37.36 12.64 -12.64 0.00 ~~139.96~~

LUJOS DE 1 A 4

F1 F2 F3 F4 PERDIDAS
 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00

NODO	COSTO	MWKMi	ASIGN(%)	(METD PSR)	PEAJE(MWK)	PEAJE(PSR)
1.000	78200.000	162275.000	50.000	50.000	111.714	111.714
2.000	48842.730	101354.900	31.229	14.286	244.214	111.714
3.000	29357.280	60920.100	18.771	35.714	58.715	111.714
4.000	0.000	0.000	0.000	0.000%	1.701412E+38	111.714
TOTALES:	156400	324550	100 %			

ANALISIS DE PERDIDAS

NODO	%DE PERD(PSR)	PERDxASIG	PERD CUADRAT	I2R/TOT
1.00000	50.00000	50.00000	65.31491	50.00000
2.00000	14.28572	31.22937	25.47996	30.50036
3.00000	35.71429	18.77064	9.20514	19.49964
4.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000

CASO A-6 (L2=1000 KM)

ESTANCIAS: L1= 100 (NC1= 4) L2= 1000 L3= 1410 L4= 200
 PUNTOS POT(NODO): P1 P2 P3 P4

	Z1	Z2	Z3	Z4	P1	P2	P3	P4
	0.250	10.000	14.100	2.000	0.025	1.000	1.410	0.200

RESOLUCION FLUJOS SIST COMPLETO INTERCONECTADO

	F1	F2	F3	F4	PERDIDAS
	577.00	123.00	77.00	0.00	492.89

FLUJOS DE 1 A 2:

	F1	F2	F3	F4	PERDIDAS
	82.14	117.86	82.14	0.00	23.57

FLUJOS DE 1 A 3:

	F1	F2	F3	F4	PERDIDAS
	494.87	5.13	-5.13	0.00	351.45

FLUJOS DE 1 A 4

	F1	F2	F3	F4	PERDIDAS
	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

NODO	COSTO	MWKMi	ASIGN(%)	(METD PSR)	PEAJE(MWK)	PEAJE(PSR)
1.000	150500.000	303747.500	50.000	50.000	215.000	215.000
2.000	119850.600	241889.100	39.817	14.286	599.253	215.000
3.000	30649.410	61858.350	10.183	35.714	61.299	215.000
4.000	0.000	0.000	0.000	0.000%	1.701412E+38	215.000
TOTALES:	301000	607495	100 %			

ANALISIS DE PERDIDAS

NODO	%DE PERD(PSR)	PERDxASIG	PERD CUADRAT	I2R/TOT
1.00000	50.00000	49.99999	59.67847	50.00000
2.00000	14.28572	39.81747	37.84645	39.60669
3.00000	35.71429	10.18253	2.47508	10.39331
4.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000

```

10 REM PROG "PEAJES" CNE-GT5 BASIC GSM/AGOST20/91
20 PRINT "ENTRE TITULO (CASO)?"
24 LINE INPUT A$
25 LPRINT
26 LPRINT
28 LPRINT " "
29 LPRINT " "
40 REM PEAJES CASO DE 4 BARRAS
50 REM
52 REM
60 READ L1,L2,L3,L4,NC1
70 DATA 100,100,141.200,4
80 PRINT "ENTRE L2
85 INPUT L2
90 L3=L2*1.41
100 LPRINT "DISTANCIAS: L1=";L1;"(NC1=";NC1;" )"; " L2=";L2;" L3=";L3;" L4=";L4
110 REM costo por km de linea = 100 (us#miles)
120 COSTOT=(NC1*L1+L2+L3+L4)*100
140 READ P(2),P(3),P(4)
160 DATA 200,500,000
170 REM PRINT "ENTRE P(4)"
180 REM INPUT P(4)
190 P(1)=P(2)+P(3)+P(4)
200 LPRINT "DATOS POT(NODO): P1 P2 P3 P4 "
210 LPRINT " " P(1);P(2);P(3);P(4)
240 KZ=100
260 Z1=L1/KZ/NC1
280 Z2=L2/KZ
300 Z3=L3/KZ
320 Z4=L4/KZ
340 R(1)=Z1/10
360 R(2)=Z2/10
380 R(3)=Z3/10
400 R(4)=Z4/10
410 LPRINT " Z1 Z2 Z3 Z4 R1 R2 R3 R4
"
412 LPRINT USING"####.###";Z1;Z2;Z3;Z4;R(1);R(2);R(3);R(4)
420 Z4=L4/KZ
440 SZ=Z1+Z2+Z3
460 LPRINT "SOLUCION FLUJOS SIST COMPLETO INTERCONECTADO"
480 P1S=P(1)
500 P3S=P(3)+P(4)
520 CASO=1
540 GOSUB 1700
560 LPRINT " FLUJOS DE 1 A 2:"
580 P1S=P(2)
600 P3S=0
620 CASO=2
640 GOSUB 1700
660 SMK12=SMK
680 LPRINT " FJUJOS DE 1 A 3:"
700 P1S=P(3)
720 P3S=P(3)
740 CASO=3
760 GOSUB 1700
780 SMK13=SMK
800 REM CALC DE FLUJOS DE 1 A 4
820 P1S=P(4)
840 P3S=P(4)
860 CASO=4
880 LPRINT " FLUJOS DE 1 A 4"
900 GOSUB 1700

```



```

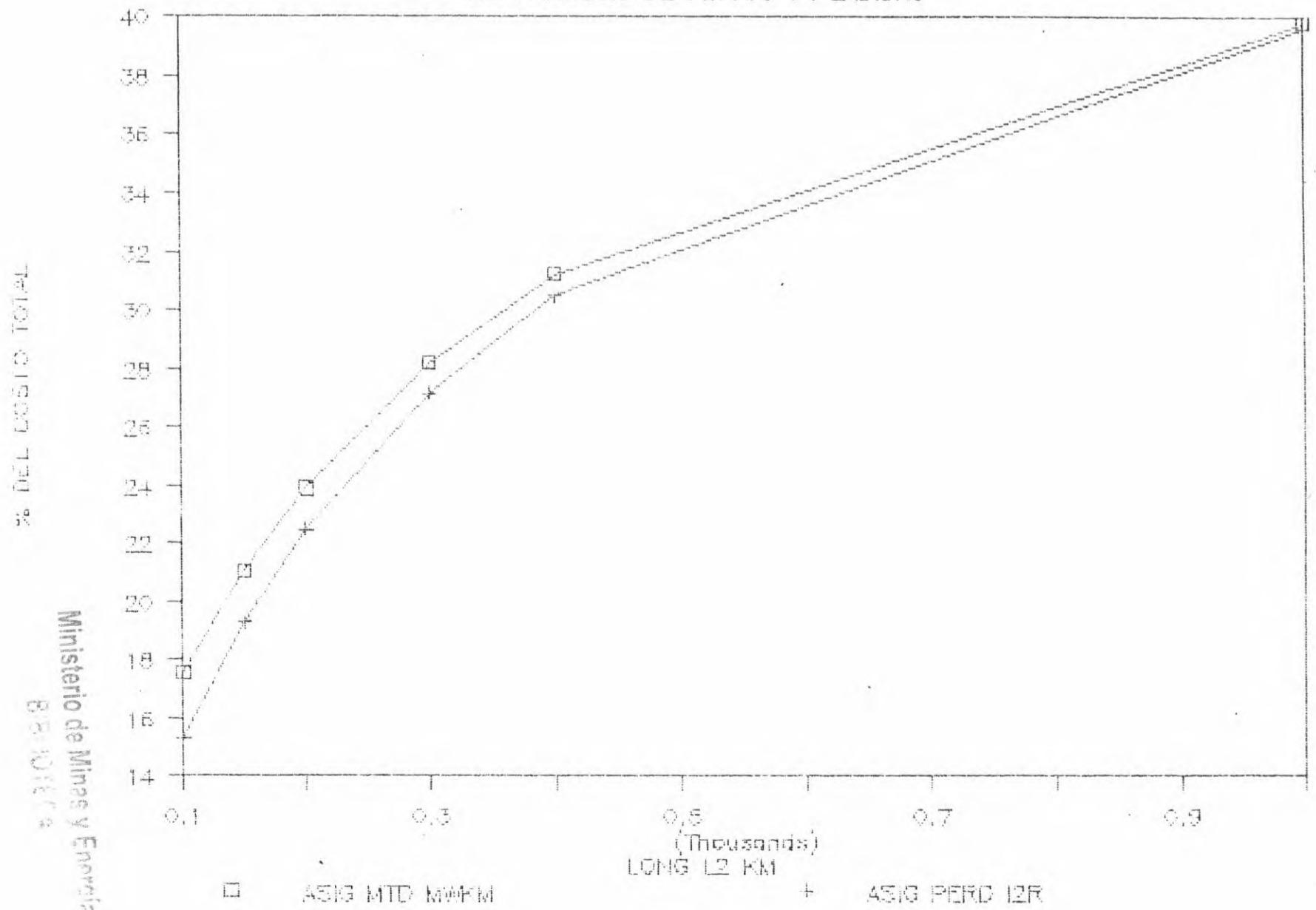
020 SMK14=SMK+P(4)*L4
040 MKTOT=(SMK12+SMK13+SMK14)*2
060 ASIG(1)=ASIG(2)+ASIG(3)+ASIG(4)
080 ASIG(2)=SMK12
100 ASIG(3)=SMK13
120 ASIG(4)=SMK14
130 ASIG(1)=ASIG(2)+ASIG(3)+ASIG(4)
140 ASITOT=ASIG(1)+ASIG(2)+ASIG(3)+ASIG(4)
160 SPER=0
180 LPRINT "          NODO          COSTO          MWKMi          ASIGN(%) (METD PSR)          PEAJE(MWK
PEAJE(PSR)"
200 FOR I=1 TO 4
210 ASIG(I)=ASIG(I)/ASITOT
220 COST(I)=ASIG(I)*COSTOT
240 PSR(I)=.5*P(I)/P(1)*100
244 PEAJE(I)=COST(I)/P(I)
250 PEAJPSR=COSTOT/P(1)/2
260 LPRINT USING "#####.###"; I: COST(I); ASIG(I)*MKTOT; ASIG(I)*100; PSR(I); PEAJ
); PEAJPSR
300 IF I>1 THEN 1360
320 PTRAN(1)=0
322 M2K(1)=0
325 M2KTOT =0
340 GOTO 1420
360 PTRAN(I)=PERD(I)/2
380 SPER=SPER +PERD(I)
400 PTRAN(1)=PTRAN(1)+PTRAN(I)
410 M2KTOT=M2KTOT+M2K(I)
415 M2K(1)=M2K(1)+M2K(I)
420 NEXT I
430 M2KTOT=M2KTOT+M2K(1)
440 LPRINT "  TOTALES:  " ; COSTOT; "  " ; MKTOT; "  " ; ASITOT/MKTOT*100: "%"
450 LPRINT "  "
460 LPRINT "  ANALISIS DE PERDIDAS":
480 PERCUA(2)= SMK12^2
500 PERCUA(3)=SMK13^2
520 PERCUA(4)=(SMK14)^2
540 PERCUA(1)=(MKTOT*ASIG(1))^2
560 PERCUTOT= PERCUA(1)+PERCUA(2)+PERCUA(3)+PERCUA(4)
570 PER123=PERD(2)+PERD(3)+PERD(4)
572 PERD(1)=PER123
580 LPRINT "          NODO          %DE PERD(PSR)          PERDxASIG          PERD CUADRAT          IZR/TOT"
600 FOR I=1 TO 4
610 PERD(I)=PERD(I)/2
620 PERTRAT =PTRAN(I)/SPER*100
640 LPRINT USING "#####.#####"; I; PSR(I); ASIG(I)*100; PERCUA(I)/PERCUTOT*100; P
(I)/PER123*100
660 NEXT I
680 END
700 REM SUBR FLUJOS
720 F1=(P1S*Z2+P3S*Z3)/SZ
740 F2=P1S-F1
760 F3=F1-P3S
765 F4=0
770 IF CASO=2 THEN 1800
775 IF CASO=3 THEN 1800
780 F4=P(4)
800 MK1=ABS(F1)*L1
810 M2K(CASO)=F1^2*R(1)+F2^2*R(2)+F3^2*R(3)+F4^2*R(4)
820 MK2=ABS(F2)*L2
840 MK3=ABS(F3)*L3
850 MK4=ABS(F4)*L4

```

```
860 SMK=MK1+MK2+MK3
880 PERD(CASO)=(F1^2*R(1)+F2^2*R(2)+F3^2*R(3)+F4^2*R(4))/1000
900 SF=F1+F2+F3+F4
920 LPRINT "      F1      F2      F3      F4  PERDIDAS "
940 LPRINT USING"#####.##";F1;F2;F3;F4;PERD(CASO)
960 LPRINT " "
980 RETURN
1130 ASIG(1)=MKTOT/2
```

ASIGNACION AL NODO 2

REF: ANALISIS DE FLUJOS Y PERDIDAS



DATOS DE PROG "PEAJES"

CASO	NODO 2		I2R/TOT %	PEAJE
	L2 KM.	ASIG(2)%		
A-1	100	17.54	15.29	64.99
A-2	150	21.06	19.29	101.24
A-3	200	23.89	22.46	129.24
A-4	300	28.16	27.16	186.27
A-5	400	31.22	30.5	244.21
A-6	1000	39.82	39.6	599.25

DISTANCIAS: L1= 100 (NC1= 4) L2= 100 L3= 141 L4= 200

DATOS POT(NODO):

	P1	P2	P3	P4			
	800	200	500	100			
Z1	Z2	Z3	Z4	R1	R2	R3	R4
0.250	1.000	1.410	2.000	0.025	0.100	0.141	0.200

SOLUCION FLUJOS SIST COMPLETO INTERCONECTADO

F1	F2	F3	F4	PERDIDAS
618.80	181.20	18.80	100.00	14.91

FLUJOS DE 1 A 2:

F1	F2	F3	F4	PERDIDAS
75.19	124.81	75.19	0.00	2.50

FLUJOS DE 1 A 3:

F1	F2	F3	F4	PERDIDAS
453.01	46.99	-46.99	0.00	5.66

FLUJOS DE 1 A 4

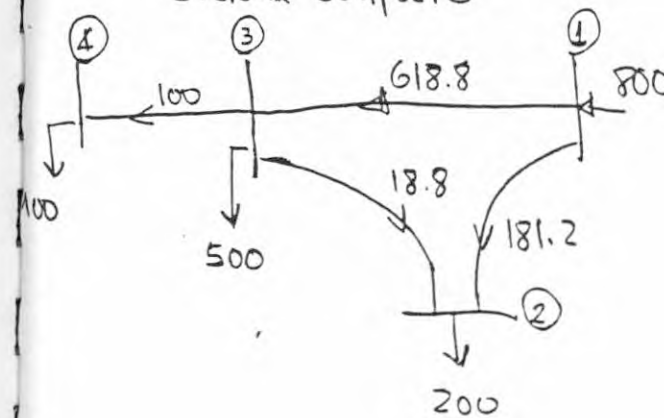
F1	F2	F3	F4	PERDIDAS
90.60	9.40	-9.40	100.00	2.23

NODO	COSTO	MWKmi	ASIGN(%)	(METD PSR)	PEAJE(MWK)	PEAJE(P)
1.000	42050.000	118552.600	50.000	50.000	52.563	52.563
2.000	10854.190	30601.510	12.906	12.500	54.271	52.563
3.000	20084.930	56625.940	23.882	31.250	40.170	52.563
4.000	11110.880	31325.190	13.212	6.250	111.109	52.563
TOTALES:	84100	237105.3	100 %			

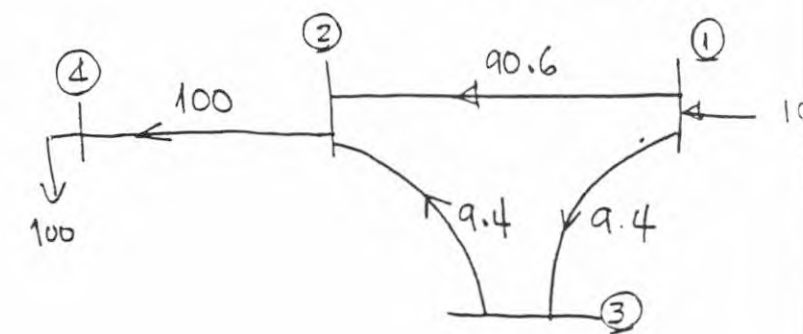
ANALISIS DE PERDIDAS

NODO	%DE PERD(PSR)	PERDxASIG	PERD CUADRAT	I2R/TOT
1.00000	50.00000	50.00000	73.28207	50.00000
2.00000	12.50000	12.90630	4.88271	12.01810
3.00000	31.25000	23.88220	16.71884	27.26244
4.00000	6.25000	13.21151	5.11638	10.71946

Sistema Completo



TRANS ① → ④



CASO C-2 (P4=200 MW)

DISTANCIAS: L1= 100 (NC1= 4) L2= 100 L3= 141 L4= 200

DATOS POT(NODO): P1 P2 P3 P4
 900 200 500 200

Z1 Z2 Z3 Z4 R1 R2 R3 R4
 0.250 1.000 1.410 2.000 0.025 0.100 0.141 0.200

SOLUCION FLUJOS SIST COMPLETO INTERCONECTADO

F1 F2 F3 F4 PERDIDAS
 709.40 190.60 9.40 200.00 24.23

FLUJOS DE 1 A 2:

F1 F2 F3 F4 PERDIDAS
 75.19 124.81 75.19 0.00 2.50

FLUJOS DE 1 A 3:

F1 F2 F3 F4 PERDIDAS
 453.01 46.99 -46.99 0.00 5.66

FLUJOS DE 1 A 4

F1 F2 F3 F4 PERDIDAS
 181.20 18.80 -18.80 200.00 8.91

NODO	COSTO	MWKMi	ASIGN(%)	(METD PSR)	PEAJE(MWK)	PEAJE(PS)
1.000	42050.000	149877.800	50.000	50.000	46.722	46.722
2.000	8585.615	30601.510	10.209	11.111	42.928	46.722
3.000	15887.080	56625.940	18.891	27.778	31.774	46.722
4.000	17577.310	62650.380	20.900	11.111	87.887	46.722
TOTALES:	84100	299755.6	100 %			

ANALISIS DE PERDIDAS

NODO	%DE PERD(PSR)	PERDxASIG	PERD CUADRAT	I2R/TOT
1.00000	50.00000	50.00000	73.57467	50.00000
2.00000	11.11111	10.20882	3.06718	7.31398
3.00000	27.77778	18.89070	10.50230	16.59140
4.00000	11.11111	20.90048	12.85586	26.09462

DISTANCIAS: L1= 100 (NC1= 4) L2= 100 L3= 141 L4= 200
 DATOS POT(NODO): P1 P2 P3 P4

	1000	200	500	300				
Z1	Z2	Z3	Z4	R1	R2	R3	R4	
0.250	1.000	1.410	2.000	0.025	0.100	0.141	0.200	

SOLUCION FLUJOS SIST COMPLETO INTERCONECTADO

F1	F2	F3	F4	PERDIDAS
800.00	200.00	0.00	300.00	38.00

FLUJOS DE 1 A 2:

F1	F2	F3	F4	PERDIDAS
75.19	124.81	75.19	0.00	2.50

FLUJOS DE 1 A 3:

F1	F2	F3	F4	PERDIDAS
453.01	46.99	-46.99	0.00	5.66

FLUJOS DE 1 A 4

F1	F2	F3	F4	PERDIDAS
271.80	28.20	-28.20	300.00	20.04

NODO	COSTO	MWKMi	ASIGN(%)	(METD PSR)	PEAJE(MWK)	PEAJE(P9)
1.000	42050.000	181203.000	50.000	50.000	42.050	42.050
2.000	7101.390	30601.510	8.444	10.000	35.507	42.050
3.000	13140.630	56625.940	15.625	25.000	26.281	42.050
4.000	21807.990	93975.560	25.931	15.000	72.693	42.050
TOTALES:	84100	362406	100 %			

ANALISIS DE PERDIDAS

NODO	%DE PERD(PSR)	PERDxASIG	PERD CUADRAT	I2R/TOT
1.00000	50.00000	50.00000	71.67721	50.00000
2.00000	10.00000	8.44398	2.04426	4.42637
3.00000	25.00000	15.62500	6.99973	10.04100
4.00000	15.00000	25.93102	19.27881	35.53263

STANCIAS: L1= 70 (NC1= 4) L2= 100 L3= 141 L4= 200

TOS POT(NODO): P1 P2 P3 P4
700 200 500 0

Z1 Z2 Z3 Z4 R1 R2 R3 R4
0.175 1.000 1.410 2.000 0.018 0.100 0.141 0.200

FLUJOS SIST COMPLETO INTERCONECTADO

F1	F2	F3	F4	PERDIDAS
543.52	156.48	43.52	0.00	49.27

FLUJOS DE 1 A 2:

F1	F2	F3	F4	PERDIDAS
77.37	122.63	77.37	0.00	2.45

FLUJOS DE 1 A 3:

F1	F2	F3	F4	PERDIDAS
466.15	33.85	-33.85	0.00	34.56

FLUJOS DE 1 A 4

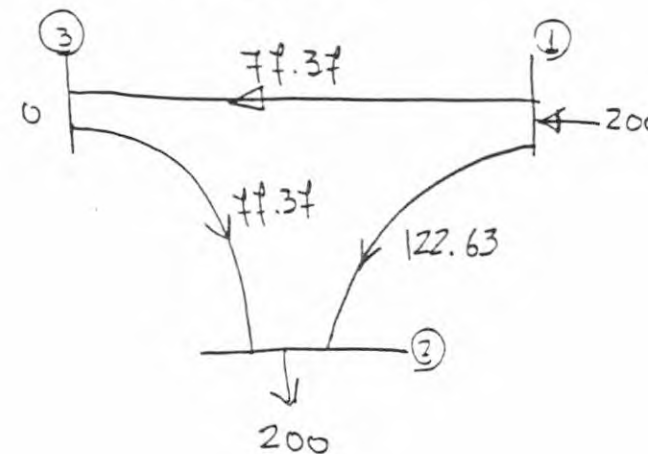
F1	F2	F3	F4	PERDIDAS
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

NODO	COSTO	MWKmi	ASIGN(%)	(METD PSR)	PEAJE(MWK)	PEAJE(PSR)
1.000	36050.000	69376.210	50.000	50.000	51.500	51.500
2.000	14855.200	28588.010	20.604	14.286	74.276	51.500
3.000	21194.800	40788.200	29.396	35.714	42.390	51.500
4.000	0.000	0.000	0.000	0.000%	1.701412E+38	51.500
TOTALES:	72100	138752.4	100 %			

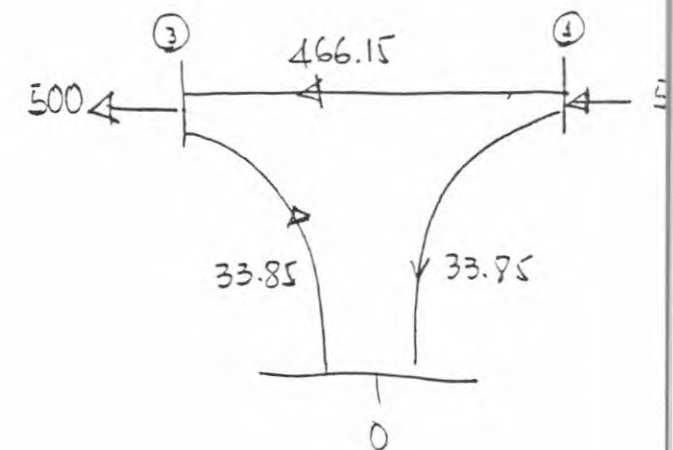
ANALISIS DE PERDIDAS

NODO	%DE PERD(PSR)	PERDxASIG	PERD CUADRAT	I2R/TOT
1.00000	50.00000	50.00000	65.98645	50.00000
2.00000	14.28572	20.60361	11.20473	18.77545
3.00000	35.71429	29.39639	22.80882	31.22455
4.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000

TRANSACC ①→②



TRANSACC ①→③



ESTANCIAS: L1= 40 (NC1= 4) L2= 100 L3= 141 L4= 200

ESTADOS POT(NODO): P1 P2 P3 P4
700 200 500 0

Z1 Z2 Z3 Z4 R1 R2 R3 R4
0.100 1.000 1.410 2.000 0.010 0.100 0.141 0.200

RESOLUCION FLUJOS SIST COMPLETO INTERCONECTADO

F1 F2 F3 F4 PERDIDAS
559.76 140.24 59.76 0.00 49.28

FLUJOS DE 1 A 2:

F1 F2 F3 F4 PERDIDAS
79.68 120.32 79.68 0.00 2.41

FLUJOS DE 1 A 3:

F1 F2 F3 F4 PERDIDAS
480.08 19.92 -19.92 0.00 34.84

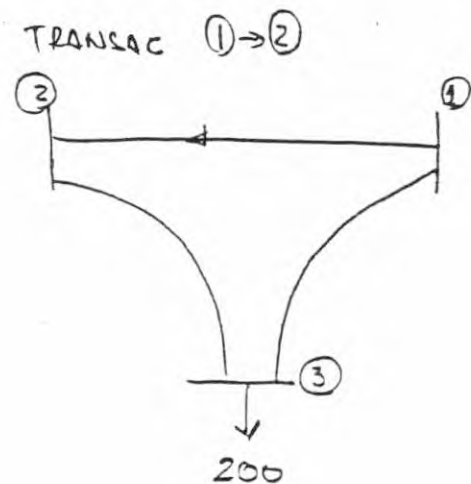
FLUJOS DE 1 A 4

F1 F2 F3 F4 PERDIDAS
0.00 0.00 0.00 0.00 0.00

NODO	COSTO	MWKM _i	ASIGN(%)	(METD PSR)	PEAJE(MWK)	PEAJE(PSR)
1.000	30050.000	50458.170	50.000	50.000	42.929	42.929
2.000	15754.600	26454.190	26.214	14.286	78.773	42.929
3.000	14295.400	24003.990	23.786	35.714	28.591	42.929
4.000	0.000	0.000	0.000	0.000%	1.701412E+38	42.92
TOTALES:	60100	100916.3	100 %			

ANALISIS DE PERDIDAS

NODO	%DE PERD(PSR)	PERDxASIG	PERD CUADRAT	I2R/TOT
1.00000	50.00000	50.00000	66.61431	50.00000
2.00000	14.28572	26.21398	18.31021	25.03109
3.00000	35.71429	23.78603	15.07548	24.96892
4.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000



01502430

Ley eléctrica cargos por transmisión y
distribución, grupo no.5, informe
final Interconexión Eléctrica

333.7932 I6111 Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA	PRESTADO A	FECHA
-------	------------	-------