

**Autoridad Nacional de los Servicios Públicos
REPÚBLICA DE PANAMÁ**

**Evaluación de Alternativas de Asignación
del Cargo por Uso del Sistema de
Transmisión que Incentiven el Desarrollo
de Fuentes Alternas de Generación,
Especialmente de Energías Renovables**

ANEXO D

Informe de Síntesis

Abril de 2011



con la colaboración de



INDICE

I. INTRODUCCIÓN	1
II. ANTECEDENTES	2
II.1. El Régimen Tarifario del Período 1997-2001.....	2
II.2. Régimen del Período 2001-2005.....	3
II.3. Reglamento de Transmisión para después del 2006.....	4
III. ELIMINACIÓN DE LOS CARGOS NEGATIVOS	4
III.1. Alternativa 1.....	5
III.2. Alternativa 2.....	7
III.3. Alternativa 3.....	9
III.4. Impacto de las Alternativas en los Agentes.....	12
III.5. Resultados para el Año 4.....	15
IV. MÉTODO DEL CARGO ESTAMPILLA O POSTAGE STAMP (MCE)	19
V. MÉTODO DEL SEGUIMIENTO ELÉCTRICO (MSE)	20
V.1. Caracterización del Problema y del Método	21
V.2. La Aplicación Específica sobre la sobre el Sistema de Transporte Equivalente Panameño	25
VI. MODELO ELECTRO GEOMETRICO	29
VI.1. Introducción	29
VI.1.1 El Modelo MEG Básico	29
VI.1.2 El Modelo MEG con Asignación por Factor de Pérdidas Prorrataado (MEG FGP Pr).....	35
VI.1.3 El Modelo MEG con Factores cuya obtención es Bi-Etapa: Prorrata y Programación Matemática (MEG FGP Bi-PM).....	41
VI.1.4 El Modelo MEG con Factores cuya obtención es Bi-Etapa: Prorrata y Programación Matemática No Lineal.....	42
VI.1.5 El Modelo MEG con Factores cuya obtención es Bi-Etapa: Prorrata y Programación Matemática Lineal	45
VI.1.6 El Modelo MEG soportado en Áreas de Influencia.....	47

VI.1.7 El Modelo MEG soportado en Áreas de Influencia con Factores de Constricción por Uso de Líneas – Baricentro Amortiguado.....	50
VII. EL MODELO MEG PARA LAS DEMANDAS	51
VIII. RESULTADOS OBTENIDOS.....	51
VIII.1. Tarifas para cada Alternativa.....	51
VIII.2. Impacto sobre los Agentes.....	52
IX. MODELO DE SEGUIMIENTO ELECTRICO HIBRIDO	56
IX.1. Bases de Cálculo	56
IX.2. Resultados Obtenidos.....	57
IX.3. Recapitulación de Resultados.....	61
X. EL MÉTODO DE LAS ÁREAS DE INFLUENCIA HÍBRIDO O MODIFICADO.....	64
X.1. APLICACIÓN DEL MÉTODO.....	64
X.2. RESULTADOS COMPARATIVOS	67
X.3. BASES DE CÁLCULO	68
X.4. RESULTADOS OBTENIDOS.....	69
XI. REGLAMENTO DE TRANSMISION.....	73
XI.1. CAPITULO IX.3: CARGOS POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN	73
XI.1.1 SECCIÓN IX.3.1: CRITERIOS GENERALES PARA EL DISEÑO DE LOS CARGOS POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN	73
XI.2. SECCION IX.3.4: CARGO POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN	76
XI.3. CAPITULO IX.4: ZONAS TARIFARIAS PARA DETERMINAR LOS CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN	83

MODELOS DE ASIGNACIÓN PARA LOS CARGOS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

I. INTRODUCCIÓN

A lo largo de los trabajos desarrollados por el Consultor, se plantearon ante la ASEP diversas variantes que introducían resultados contrastantes en las tarifas cobradas a los agentes, respecto de los valores vigentes.

La ASEP dispuso de un amplio abanico de posibilidades de tarificación que iba desde la eliminación de cargos negativos, presentados en nuestro primer informe hasta modelos híbridos que combinaban el Método de Seguimiento Eléctrico y Cargos Estampilla.

Es necesario resaltar que cualquiera de las soluciones propuestas, (a excepción de la eliminación de cargos negativos), constituían un cambio estructural en los cargos pagados por la mayoría de los agentes. Si bien los resultados de los métodos propuestos variaban entre sí, estas variaciones se potenciaban cuando se los comparaba con los cargos de la situación inicial. En efecto, para algunos agentes la reducción de la tarifa, medida en porcentaje, era notable, mientras que para otros el aumento era muy significativo. A criterio de este consultor, el problema radicaba en que el vector de cargos aplicados actualmente estaba distorsionado por la aplicación de cargos negativos que requerían que algunos cargos fueran muchos más elevados de lo que hubiere correspondido de haber aplicado un esquema más racional de precios.

Frente a esta situación la ASEP comenzó a plantear la necesidad de implementar un esquema de transición temporal en el que los cambios necesarios se den en forma gradual. Al momento de presentar este informe, la decisión del organismo es implementar la **eliminación de cargos negativos** dejando para los siguientes periodos tarifarios una eventual profundización del esquema tarifario a aplicar.

Si bien la solución elegida temporalmente no representa el punto final del camino iniciado, aporta una cuota de racionalidad en el esquema tarifario al avanzar en la eliminación de los créditos que tenían algunos distribuidores y generadores que cobraban por el uso de una red, sin ser ellos los propietarios de la misma.

A partir de ahora, queda por definir cuál de los métodos se adapta mejor a la realidad económica y política del mercado eléctrico panameño, es decir, de qué forma el Estado puede arbitrar entre los intereses de todos los agentes del mercado, incluyendo especialmente a los usuarios finales del sistema.

En este informe se presenta una recopilación de todos los métodos analizados y las adecuaciones al Reglamento de Transmisión que implica la eliminación de los cargos negativos, el método elegido por la ASEP para el Año 3 del actual Periodo Tarifario.

Se incluye a modo de complemento una variante del método de Seguimiento Eléctrico soportado por el método de Áreas de Influencia (AI), que reemplaza los cálculos de Seguimiento Eléctrico para asignar los costos de las redes por las que transitan los flujos desde los centros de producción a los nodos de demanda. A este modelo, se lo referirá como Método de Áreas de Influencia Híbrido complementado por Uso Intensivo de Redes (Carga Estampilla)

II. ANTECEDENTES

Antes de iniciar con la explicación de los distintos métodos es conveniente presentar una síntesis de las principales transformaciones metodológicas que se vienen aplicando en Panamá desde el año 1997. Ello parece útil para una mejor comprensión de sus sustentos conceptuales.

II.1. El Régimen Tarifario del Período 1997-2001

En el año 1997 se aplicó la metodología para la estimación de los CUSPT, en base a la estimación de la Matriz Beta. Los elementos β_{kl} de esta matriz representan las proporciones de los flujos que transitan por la línea l desde un determinado nodo k hacia el nodo Panamá 115.

En consecuencia al aplicar esta metodología, se supone que el sistema que se denomina Sistema Matriz B (sistema lineal cuya salida es el vector flujos en las líneas, producto de la Matriz Beta por el vector de entrada inyecciones en los nodos), reemplaza al Sistema Eléctrico bajo estudio, en este caso el SIN. Este nuevo Sistema Matriz Beta que como se verá, tiene diferencias importantes con el SIN, tiene la particularidad, de ser lineal, y además de absorber la generación de todos y cada uno de los nodos en el nodo Panamá 115. En este mismo nodo Panamá 115, se genera el consumo total de todos y cada uno de los nodos del sistema.

El hecho que se simulen escenarios balanceados, es decir, escenarios en que la Generación es igual a la Demanda, no significa que los flujos del Sistema Matriz Beta se comporten de manera similar o aproximada a lo flujos en el SIN. En realidad en este Sistema Matriz Beta, toda la generación fluye hacia el nodo Panamá 115 y por el contrario el consumo hacia los nodos de demanda, fluyen desde este nodo Panamá 115. Esto significa que los flujos del Sistema Matriz Beta no tienen similitud con los flujos del SIN, en donde la generación de los nodos con inyecciones positivas discurren hacia los nodos de demanda.

Para estimar los montos que deben afrontar los agentes, en la metodología original el uso de las líneas por los generadores se considera positivo y el uso por los consumidores se considera negativo (crédito). En consecuencia los generadores pagan un monto positivo y los distribuidores un monto negativo.

Para lograr una determinada proporción (ejemplo 70/30) entre el monto afrontado por los generadores y los consumidores, es necesario, en esta metodología, restar una cantidad a los primeros y adicionar la misma cantidad a los segundos. Este ajuste se realiza mediante un cargo tipo estampilla que causa que los distribuidores en general afronten un cargo aunque algunos mantengan créditos, y que además, aparezcan generadores con créditos.

II.2. Régimen del Período 2001-2005

Para el Régimen Tarifario del Período 2001-2005 con el fin de disminuir los créditos se combinó la metodología antes descrita denominada modal (que se continua aplicando al sistema existente) con una variante denominada metodología de uso intensivo (aplicada a los refuerzos). En esta variante de uso intensivo solo se consideran los flujos positivos. Se evita así, la aparición de créditos en el sistema de refuerzos

II.3. Reglamento de Transmisión para después del 2006

El Régimen tarifario pasó posteriormente a formar parte del Reglamento de Transmisión. Para el período 2006-2009 al Sistema Existente se le aplicaron los factores de la tributación del período 2001¹, y al sistema de refuerzo se aplicó el denominado método intensivo.

III. ELIMINACIÓN DE LOS CARGOS NEGATIVOS

No obstante las modificaciones introducidas, el sistema de tarificación genera una serie de inequidades contributivas que, con la eliminación de cargos negativos propuesta, se intenta neutralizar.

La metodología vigente no tiene capacidad alguna de enviar señales que estimulen inversiones en plantas generadoras hidroeléctricas, preferentemente, o bien de energías renovables. Es más, desde lo observado, una central hidroeléctrica de las más importantes tiene Cargos por Usos Zonales muy elevados, tal vez los mayores, mientras que un generador térmico tiene los mismos cargos pero negativos². Esto no sólo es distorsivo desde el punto de vista de las señales de eficiencia económica pretendidas, sino que podría favorecer al generador térmico hasta en aspectos de exportación de energía de concretarse las interconexiones previstas y penalizando al hidráulico, ya que el térmico exhibiría, en tal caso, ventajas competitivas por afuera de los costos propios de abastecimiento (capital, operación, mantenimiento y combustible).

Por ello, el primer paso a dar es, dentro del esquema actual de determinación tarifaria, la eliminación directa de esos cargos y su compensación a través de los restantes cargos positivos, manteniendo siempre constante el IMP.

En esta sección se plantea la metodología práctica de eliminación de los cargos negativos y el ajuste concomitante de los otros cargos positivos, que disminuirán para compensar la desaparición de los créditos a generadores y distribuidores.

El ejercicio se plantea para los cargos e ingresos del **tercer año del actual periodo tarifario**, según se acordó entre la ASEP y el Grupo Consultor en ocasión de su primera misión en junio de 2010.

Se han elegido tres procedimientos de eliminación y compensación:

- a) **Alternativa 1:** Los cargos negativos se hacen nulos y los cargos positivos de los **generadores por un lado** y los **distribuidores por otro** se reducen paulatinamente hasta alcanzar los mismos niveles de ingreso que ambos tenían previamente a la eliminación de cargos negativos. En esta alternativa se mantiene constante el IMP que se recupera a través de los generadores y de la misma forma se procede para la demanda. Por ejemplo, para el año 3 los valores eran los siguientes:

IMP recaudado de Generadores:	B/. 32009,60 (miles)
IMP recaudado de Demanda:	B/. 13718,40 (miles)
Total IMP:	B/. 45728,00 (miles)

¹ Paso 6. - Artículo 190 -SECCIÓN IX.3.4 : CARGO POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN - Reglamento de Transmisión.

² Téngase en cuenta que las dos mayores centrales hidroeléctricas ubicadas en la Zona 2, que aportan el 22 % de la capacidad instalada de generación, contribuyen con el 67 % (tres veces más) al IMP que le corresponden a los generadores y casi el 50 % del IMP total. Por su parte, el mayor productor térmico ubicado en Zona 9, tiene instalada el 15% de la potencia, pero su aporte al IMP es el 2% del total.

Al eliminar los cargos negativos, aumentan ambos IMP. Separada y proporcionalmente se van reduciendo los cargos positivos hasta que la recaudación alcance los valores indicados precedentemente.

- b) **Alternativa 2:** Los cargos negativos se hacen nulos y los cargos de generadores y distribuidores **conjuntamente**, se reducen por un mismo factor hasta que el ingreso total (suma de ingresos de generadores y distribuidores) sea compatible con el cálculo del IMP del periodo. En este caso, el ajuste no se hace a nivel de cada segmento (generadores y demanda) sino a nivel total. Los cargos positivos se van reduciendo separada y proporcionalmente hasta llegar a obtener ingresos por B/. 45.728 IMP (miles).
- c) **Alternativa 3:** En esta alternativa las compensaciones entre cargos negativos y positivos se hacen a nivel de zonas. Dicho de otra forma, se mantiene la estructura de IMP por zonas, tal como surge del cálculo original del CUSPT. Los cargos negativos se hacen nulos y para compensar los mayores ingresos se reducen los cargos de generadores y distribuidores de la zona tarifaria que tenía previamente cargos negativos.

Esta alternativa se plantea al fin de demostrar cómo se alteran los cargos sin alterar la distribución espacial de la recaudación del IMP entre las diez zonas tarifarias. De esta forma, los efectos de la eliminación de los cargos negativos se circunscriben a los agentes (oferentes o demandantes) de la misma área geográfica, manteniendo un criterio de “equidad geográfica” en los beneficios y costos.

En esta Alternativa se mantienen constantes los valores de la fila “Total” (expresados en Miles de B/.) y consecuentemente, los de la fila “Estructura”:

Ingresos	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10	TOTAL
GEN	275	22.791	6.284	53	0	0	0	31	1.864	0	31.299
DEM	0	0	29	0	568	489	11.676	2	882	782	14.429
Total	275	22.791	6.313	53	568	489	11.676	33	2.746	783	45.728
Estructura	0,6%	49,8%	13,8%	0,1%	1,2%	1,1%	25,5%	0,1%	6,0%	1,7%	100,0%

A continuación se presenta un detalle de las alternativas propuestas.

III.1. Alternativa 1

Esta propuesta y las siguientes buscan la eliminación de los cargos negativos justificada más por los efectos contradictorios que conlleva, que por una refutación de la metodología actual. Para este fin se procede anulando los cargos negativos y compensando el equivalente de estos montos a los agentes que afrontan cargos positivos: generadores por un lado y distribuidores por otro. El procedimiento para la eliminación es el siguiente:

- 1) Se propone que a partir de las tarifas vigentes para el Año 3 se anulen los cargos negativos.

TARIFAS Vigentes [Balboas / kW-año]

Tarifas	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10
GEN	21,23	51,19	43,58	34,38	17,46	-2,80	-4,23	0,12	3,20	47,97
DEM	-32,14	3,64	3,93	-16,47	4,75	7,41	15,89	2,76	7,12	22,77

TARIFAS Vigentes [Balboas / kW-año] con cargos negativos anulados

Tarifas	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10
GEN	21,23	51,19	43,58	34,38	17,46	0,00	0,00	0,12	3,20	47,97
DEM	0,00	3,64	3,93	0,00	4,75	7,41	15,89	2,76	7,12	22,77

- 2) En el Modelo de los CUSPT, para cada año, se estimó la relación FPI:

$$FP_i = (\text{Sumatoria Cargos Positivos}_i) / (\text{Sumatoria Cargos Positivos y Negativos}_i)$$

Donde i: generadores o distribuidores.

Suma de Ingresos y Créditos. En Miles de B/.

TOTAL	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10	TOTAL	Pct%
\$Gen	1112,7 6	22791,14	6283,6 9	1260,7 7	0,05	269,2 6	-1065,21	31,19	1864,2 1	0,24	32009, 6	70%
\$Dem	-837,85	0,02	29,18	1207,3 2	567,6 1	758,7 0	12741,19	2,27	882,10	782,50	13718, 4	30%
\$Total	274,91	22791,17	6312,8 7	53,45	567,6 6	489,4 4	11675,99	33,46	2746,3 1	782,74	45728, 0	100 %

A partir de esta tabla, se calculó la sumatoria de los cargos positivos por un lado y de los cargos negativos (créditos) por otro, tanto para generadores como para distribuidores (demanda).

Sumatoria de Cargos. En Miles de B/.

	Cargos Positivos (1)	Créditos (2)	Total (3)=(1+2)
\$Gen	33.344,06	-1.334,46	32.009,60
\$Dem	15.763,57	-2.045,17	13.718,40

Cargos (En Miles de B/.) y Cálculo del FP_i

	Cargos Positivos (1)	Total (2)	FP_i (3)=(2/1)
\$Gen	33.344,06	32.009,60	0,9600
\$Dem	15.763,57	13.718,40	0,8703

- 3) Para obtener los nuevos cargos, se aplicaron la relación FP de Generadores (0,9600), y FP de Demanda (0,8703) a los Cargos Vigentes.

TARIFAS Modificadas [Balboas / kW-año] con cargos negativos anulados

Tarifas	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10
GEN	20,38	49,14	41,84	33,00	16,77	0,00	0,00	0,12	3,07	46,05
DEM	0,00	3,17	3,42	0,00	4,13	6,45	13,83	2,41	6,20	19,82

Con estas tarifas, la suma de cargos por zona y por agente se sintetiza en el siguiente cuadro.

Suma de Ingresos y Créditos. En Miles de B/.

TOTAL	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10	TOTAL	Pct %
\$Gen	1.068	21.879	6.032	1.210	0	0	0	30	1.790	0	32.010	70%
\$Dem	0	0	25	0	494	660	11.088	2	768	681	13.718	30%
\$Total	1.068	21.879	6.058	1.210	494	660	11.088	32	2.557	681	45.728	100 %

Como resultado de esta Alternativa, se presentan a continuación los cambios porcentuales producidos en los cargos de los generadores y de la demanda.

Variación de Tarifas. En porcentaje respecto a los valores vigentes para el Periodo 3

Tarifas	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10
GEN	-4,0%	-4,0%	-4,0%	-4,0%	-4,0%			-4,0%	-4,0%	-4,0%
DEM		-13,0%	-13,0%		-13,0%	-13,0%	-13,0%	-13,0%	-13,0%	-13,0%

En la Sección 3 se presentará el impacto para cada uno de los agentes en forma individual.

III.2. Alternativa 2

Esta Alternativa es una variante de la anterior en la que se modifican los Factores FP, definiéndose un solo ratio, tanto para demanda como para la generación. De esta forma se

quiso equiparar el impacto, de modo que la eliminación de créditos repercuta en todos los agentes por igual. El procedimiento escogido es el siguiente:

- 1) Se parte de las mismas tarifas expuestas en la Alternativa 1, que se omiten para no sobreabundar en información ya detallada.
- 2) En el Modelo de los CUSPT, se estimó una única relación FP:

$$FP_i = (\text{Sumatoria Total de Cargos Positivos}) / (\text{Sumatoria Total Cargos Positivos y Negativos}).$$

Sumatoria de Cargos. En Miles de B/.			
	Cargos Positivos (1)	Créditos (2)	Total (3)=(1+2)
\$Gen	33.344,06	-1.334,46	32.009,60
\$Dem	15.763,57	-2.045,17	13.718,40
\$Total	49.107,63	-3.379,63	45.728,00

Cargos (En Miles de B/.) y Cálculo del FP_i			
	Cargos Positivos (1)	Total (2)	FP_i (3)=(2/1)
\$Gen	33.344,06	32.009,60	0,9600
\$Dem	15.763,57	13.718,40	0,8703
\$Total	49.107,63	45.728,00	0,9312

- 3) Para obtener los nuevos cargos, se aplicó la relación FP Total (0,9312) a los Cargos Vigentes.

TARIFAS Modificadas [Balboas / kW-año] con cargos negativos anulados

Tarifas	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10
GEN	19,77	47,67	40,59	32,01	16,26	0,00	0,00	0,11	2,98	44,66
DEM	0,00	3,39	3,66	0,00	4,42	6,90	14,80	2,57	6,63	21,20

Con estas tarifas, la suma de cargos por zona y por agente se sintetiza en el siguiente cuadro.

Suma de Ingresos y Créditos. En Miles de B/.

TOTAL	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10	TOTAL	Pct%
\$Gen	1.036	21.223	5.851	1.174	0	0	0	29	1.736	0	31.049	68%
\$Dem	0	0	27	0	529	706	11.864	2	821	729	14.679	32%

MODIFICACION AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN 1 ANEXO D 2011

\$Total	1.036	21.223	5.878	1.174	529	706	11.864	31	2.557	729	45.728	100%
---------	-------	--------	-------	-------	-----	-----	--------	----	-------	-----	--------	------

Como resultado de esta Alternativa se logró alterar la relación 70/30 existente entre lo que pagan los generadores y los distribuidores. Se presentan a continuación los cambios porcentuales producidos en los cargos de los generadores y de la demanda.

Variación de Tarifas. En porcentaje respecto a los valores vigentes para el Periodo 3

Tarifas	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10
GEN	-6,9%	-6,9%	-6,9%	-6,9%	-6,9%			-6,9%	-6,9%	-6,9%
DEM		-6,9%	-6,9%		-6,9%	-6,9%	-6,9%	-6,9%	-6,9%	-6,9%

En esta alternativa, la disminución de los cargos que pagan los agentes del mercado es un 6.9 % inferior a la situación vigente. Excepto para los que hoy reciben créditos (ya sean generadores o demandantes). Ver en la Sección 3, el análisis particular de cada uno de ellos.

III.3. Alternativa 3

En esta Alternativa la compensación de cargos positivos por eliminación de los cargos negativos se da a nivel de cada zona tarifaria. Este ejercicio se plantea, entonces, para las Zonas 1 – 4 – 6 – 7 donde existen cargos de este signo. Los cargos de las Zonas 2 – 5 – 8 – 9 – 10 no cambian. Cuando la suma algebraica de los cargos que debe pagar la oferta y la demanda es menor que cero, la aplicación de esta alternativa implicará hacer ajustes en los restantes cargos positivos de las restantes zonas. Ver para este caso, el Anexo 2³.

El procedimiento aplicado se indica a continuación.

- 1) Se parte de las mismas tarifas expuestas en la Alternativa 1.

TARIFAS Vigentes [Balboas / kW-año]

Tarifas	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10
GEN	21,23	51,19	43,58	34,38	17,46	-2,80	-4,23	0,12	3,20	47,97
DEM	-32,14	3,64	3,93	-16,47	4,75	7,41	15,89	2,76	7,12	22,77

³ En el año 3 el IMP recaudado por zona es positivo en cada uno de ellas. En los años 1, 2 y 4 en al menos una zona el IMP recaudado es negativo (el crédito es mayor que el débito). Por ejemplo, en el Año 4 los IMP por zona se determinan de esta forma:

TOTAL	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10	TOTAL
\$Gen	2011.6	20089.2	5660.4	1330.4	0.0	-408.8	-1259.8	-250.5	-1169.4	8001.3	34004.6
\$Dem	-736.5	0.0	35.4	-1016.5	739.4	893.4	13286.1	3.1	1117.8	251.2	14573.4
\$Total	1275.2	20089.2	5695.8	313.8	739.4	484.6	12026.3	-247.3	-51.6	8252.6	48577.9

Con estas tarifas, los IMP de cada zona son:

IMP por Zona [Miles de Balboas]						
Tarifas	Zona 1	Zona 4	Zona 6	Zona 7	Resto	Total
GEN	1112,76	1260,77	-269,26	-1065,21	30970,5 ₃	32.009,6
DEM	-837,85	-1207,32	758,70	12741,1 ₉	2263,68	13.718,4
Total	274,91	53,45	489,44	11675,9₉	33234,2₁	45.728,0

Haciendo cero los cargos negativos de las Zonas 1 – 4 – 6 – 7, tal como se indica en el siguiente cuadro, el IMP resultante sería:

TARIFAS Vigentes [Balboas / kW-año]				
Tarifas	Zona 1	Zona 4	Zona 6	Zona 7
GEN	21,23	34,38	0,00	0,00
DEM	0,00	0,00	7,41	15,89

IMP por Zona [Miles de Balboas]						
Tarifas	Zona 1	Zona 4	Zona 6	Zona 7	Resto	Total
GEN	1112,76	1260,77	0,00	0,00	30970,5 ₃	33344,06
DEM	0,00	0,00	758,70	12741,1 ₉	2263,68	15763,57
Total	1112,76	1260,77	758,70	12741,1₉	33234,2₁	49107,63

Dado que el nuevo IMP (B/. 49107,63 miles) supera el máximo aprobado (B/. 45728,00 miles), es necesario reducir los cargos de las Zonas 1 – 4 – 6 – 7 para equiparar ambos valores. Nótese en los cuadros anteriores que el IMP del resto de las zonas (B/. 33234,21 miles) no se ha alterado entre una y otra situación.

- 2) A continuación se procederá a ajustar los valores aplicados a los Generadores de las Zonas 1 y 4 y a los Distribuidores y Grandes usuarios de las Zonas 6 y 7. En el cuadro siguiente se presentan los valores originales de cálculo y los resultados de la nueva tarifa (última línea)

Parámetros de las Zonas de Cargos Negativos. Valores Monetarios en Miles de B/. y Tarifa en [Balboas / kW-año]				
TOTAL	Zona 1	Zona 4	Zona 6	Zona 7
\$Total	274.91	53.45	489.44	11675.99
GEN [MW]	52.41	36.67		
DEM [MW]			102.36	801.82
Tarifa	5.25	1.46	4.78	14.56

3) Para obtener los nuevos cargos, se reemplazan los valores calculados anteriormente en la tabla general del periodo 3. La síntesis de nuevos cargos se indica en la tabla siguiente.

TARIFAS Modificadas [Balboas / kW-año] con cargos negativos anulados

Tarifas	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10
GEN	5.25	51.19	43.58	1.46	17.46	0.00	0.00	0.12	3.20	47.97
DEM	0.00	3.64	3.93	0.00	4.75	4.78	14.56	2.76	7.12	22.77

Con estas tarifas, la suma de cargos por zona y por agente se sintetiza en el siguiente cuadro.

Suma de Ingresos y Créditos. En Miles de B/.

TOTAL	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10	TOTAL	Pct%
\$Gen	275	22,791	6,284	53	0	0	0	31	1,864	0	31,299	68%
\$Dem	0	0	29	0	568	489	11,676	2	882	782	14,429	32%
\$Total	275	22,791	6,313	53	568	489	11,676	33	2,746	783	45,728	100%

Como resultado de esta Alternativa se logró alterar la relación 70/30 existente entre lo que pagan los generadores y distribuidores. Se presenta a continuación los cambios porcentuales producidos en los cargos de los generadores y de la demanda.

Variación de Tarifas. En porcentaje respecto a los valores vigentes para el Periodo 3

Tarifas	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10
GEN	-75.3%	0.0%	0.0%	-95.8%	0.0%			0.0%	0.0%	0.0%
DEM		0.0%	0.0%		0.0%	-35.5%	-8.4%	0.0%	0.0%	0.0%

En esta alternativa, la disminución de los cargos que pagan los agentes del mercado es variable, dependiendo de la zona que se trate. Donde no existen cargos negativos, los cargos de la generación y la demanda no varían. En la Sección 4 se presenta el análisis particular de cada cargo.

III.4. Impacto de las Alternativas en los Agentes

Se presenta a continuación el impacto que produce en los Distribuidores, Grandes Usuarios y Generadores cada una de las Alternativas descriptas anteriormente y su relación con el Caso Base (situación actual).

Para ello se desagregó para cada empresa la demanda y capacidad instalada, por zona de conexión de modo tal de poder cuantificar y comparar el impacto agregado de las variaciones tarifarias.

En el cuadro siguiente se presenta, empresa por empresa, las variaciones de los montos **mensuales** a pagar para el año 3 del actual periodo tarifario.

Montos a Pagar por Agente por CUSPT. En Miles de B/. por Mes.

Agente	Caso Base	Alternativa 1		Alternativa 2		Alternativa 3	
	Miles B/.	Miles B/.	%	Miles B/.	%	Miles B/.	%
EDEMET	679.06	590.96	-13.0%	632.32	-6.9%	609.09	-10.3%
EDEMET (Gdes.Usuarios)	0.77	0.67	-13.0%	0.72	-6.9%	0.70	-8.4%
ELEKTRA	556.71	484.49	-13.0%	518.40	-6.9%	515.92	-7.3%
ELEKTRA (Gdes.Usuarios)	4.55	3.96	-13.0%	4.24	-6.9%	4.17	-8.4%
EDECHI	-168.00	2.12		2.26		2.43	
EDECHI - Grandes Usuarios	70.11	61.01	-13.0%	65.28	-6.9%	70.11	0.0%
FORTUNA	1,279.83	1,228.61	-4.0%	1,191.75	-6.9%	1,279.83	0.0%
AES PANAMA	884.87	849.45	-4.0%	823.97	-6.9%	884.87	0.0%
BAHIA LAS MINAS	74.65	71.66	-4.0%	69.51	-6.9%	74.65	0.0%
COPESA	-16.23	0.00		0.00		0.00	
PAN AM THERMAL G.	-22.44	0.00		0.00		0.00	
AUT. DEL CANAL Miraflores	-39.53	0.00		0.00		0.00	
PEDREGAL POWER	-18.89	0.00		0.00		0.00	
EMP.GENER. ELECTRICA	-14.12	0.00		0.00		0.00	
INV. Y DESAR.BALBOA-Cativa	23.25	22.32	-4.0%	21.65	-6.9%	23.25	0.0%
TERMICA DEL CARIBE	13.47	12.93	-4.0%	12.54	-6.9%	13.47	0.0%
ALGARROBOS	35.81	34.38	-4.0%	33.35	-6.9%	35.81	0.0%
MENDRE	71.74	68.86	-4.0%	66.80	-6.9%	71.74	0.0%
PREREGALITO	57.31	55.02	-4.0%	53.37	-6.9%	2.43	-95.8%
CONCEPCION	28.65	27.51	-4.0%	26.68	-6.9%	1.21	-95.8%
AUT. DEL CANAL (Colón)	4.00	3.84	-4.0%	3.72	-6.9%	4.00	0.0%
TERMO COLON	39.99	38.39	-4.0%	37.24	-6.9%	39.99	0.0%
GUALACA	107.50	103.20	-4.0%	100.11	-6.9%	107.50	0.0%
COCHEA	45.77	43.93	-4.0%	42.62	-6.9%	45.77	0.0%
BAJO DE MINA	92.73	89.02	-4.0%	86.35	-6.9%	22.91	-75.3%
PERLAS NORTE	9.54	9.16	-4.0%	8.88	-6.9%	0.40	-95.8%
PERLAS SUR	9.54	9.16	-4.0%	8.88	-6.9%	0.40	-95.8%
CAPIRA	0.00	0.00		0.00		0.00	
MACHO DE MONTE	0.00	0.00		0.00		0.00	
DOLEGA	0.00	0.00		0.00		0.00	
PASO ANCHO	0.00	0.00		0.00		0.00	
HIDRO PANAMA	0.00	0.00		0.00		0.00	
Total Demanda	1,143.20	1,143.20	0.0%	1,223.22	7.0%	1,202.42	5.2%
Total Generación	2,667.43	2,667.43	0.0%	2,587.41	-3.0%	2,608.22	-2.2%
Total	3,810.63	3,810.63	0.0%	3,810.63	0.0%	3,810.65	0.0%

III.5. Resultados para el Año 4

Se presentan a continuación los resultados para el periodo tarifario julio 2012 – junio 2013. A efectos de simplificar la presentación se presentan tres tipos de tablas:

- En primer lugar, las tarifas modificadas de cada una de las alternativas.
- En segundo lugar, los ingresos por zona y totales resultantes.
- Finalmente, las variaciones tarifas promedio para cada zona.

Alternativa 1

TARIFAS Modificadas [Balboas / kW-año] con cargos negativos anulados

Tarifas	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10
GEN	17.98	37.58	35.99	18.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	30.80
DEM	0.00	0.00	4.10	0.00	5.30	7.51	14.15	3.39	7.77	6.43

Con estas tarifas, la suma de cargos por zona y por agente se sintetiza en el siguiente cuadro.

Suma de Ingresos y Créditos. En Miles de B/.

TOTAL	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10	TOTAL	Pct %
\$Gen	1,844	18,417	5,189	1,220	0	0	0	0	0	7,335	34,005	70%
\$Dem	0	0	32	0	660	797	11,860	3	998	224	14,573	30%
\$Total	1,844	18,417	5,221	1,220	660	797	11,860	3	998	7,559	48,578	100 %

Como resultado de esta Alternativa, se presentan a continuación los cambios porcentuales producidos en los cargos de los generadores y de la demanda.

Variación de Tarifas. En porcentaje respecto a los valores vigentes para el Periodo 4

Tarifas	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10
GEN	-8.3%	-8.3%	-8.3%	-8.3%						-8.3%
DEM			-10.7%		-10.7%	-10.7%	-10.7%	-10.7%	-10.7%	-10.7%

Alternativa 2

TARIFAS Modificadas [Balboas / kW-año] con cargos negativos anulados

Tarifas	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10
GEN	17.83	37.27	35.70	17.99	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	30.56
DEM	0.00	0.00	4.17	0.00	5.40	7.65	14.41	3.46	7.91	6.55

Con estas tarifas, la suma de cargos por zona y por agente se sintetiza en el siguiente cuadro.

Suma de Ingresos y Créditos. En Miles de B/.

TOTAL	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10	TOTAL	Pct %
\$Gen	1,829	18,269	5,147	1,210	0	0	0	0	0	7,276	33,731	69%
\$Dem	0	0	32	0	672	812	12,082	3	1,017	228	14,847	31%
\$Total	1,829	18,269	5,180	1,210	672	812	12,082	3	1,017	7,505	48,578	100%

Como resultado de esta Alternativa, se presentan a continuación los cambios porcentuales producidos en los cargos de los generadores y de la demanda.

Variación de Tarifas. En porcentaje respecto a los valores vigentes para el Periodo 4

Tarifas	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10
GEN	-9.1%	-9.1%	-9.1%	-9.1%						-9.1%
DEM			-9.1%		-9.1%	-9.1%	-9.1%	-9.1%	-9.1%	-9.1%

Alternativa 3

TARIFAS Modificadas [Balboas / kW-año] con cargos negativos anulados (*)

Tarifas	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10
GEN	12.36	40.74	39.02	4.64	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	33.40
DEM	0.00	0.00	4.56	0.00	5.90	4.54	14.26	0.00	0.00	7.16

(*) En esta Alternativa se han hecho nulos los ingresos de la Zona 8 y 9 porque los créditos eran mayores que los débitos. Al decidirse este procedimiento hubo que reajustar las tarifas de las restantes zonas con ingresos no nulos a fin de equiparlos con el total del IMP.

Con estas tarifas, la suma de cargos por zona y por agente se sintetiza en el siguiente cuadro.

Suma de Ingresos y Créditos. En Miles de B/.

TOTAL	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10	TOTAL	Pct %
\$Gen	1,267	19,966	5,626	312	0	0	0	0	0	7,952	35,124	72%
\$Dem	0	0	35	0	735	482	11,953	0	0	250	13,454	28%
\$Total	1,267	19,966	5,661	312	735	482	11,953	0	0	8,202	48,578	100%

Como resultado de esta Alternativa, se presentan a continuación los cambios porcentuales producidos en los cargos de los generadores y de la demanda.

Variación de Tarifas. En porcentaje respecto a los valores vigentes para el Periodo 4

Tarifas	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10
GEN	-37.0%	-0.6%	-0.6%	-76.6%						-0.6%
DEM			-0.6%		-0.6%	-46.1%	-10.0%			-0.6%

Por su parte, los impactos empresa por empresa se detallan en el siguiente cuadro.

Montos a Pagar por Agente por CUSPT. En Miles de B/. por Mes. Año 4

Agente	Caso Base	Alternativa 1		Alternativa 2		Alternativa 3	
	Miles B/.	Miles B/.	%	Miles B/.	%	Miles B/.	%
EDEMET	726.10	648.13	-10.7%	660.29	-9.1%	632.20	-12.9%
EDEMET (Gdes.Usuarios)	0.77	0.68	-10.7%	0.70	-9.1%	0.69	-10.0%
ELEKTRA	599.31	534.96	-10.7%	545.00	-9.1%	460.51	-23.2%
ELEKTRA (Gdes.Usuarios)	4.49	4.01	-10.7%	4.08	-9.1%	4.04	-10.0%
EDECHI	-143.14	2.63		2.68		2.93	
EDECHI - Grandes Usuarios	26.92	24.03	-10.7%	24.48	-9.1%	20.81	-22.7%
FORTUNA	1,024.75	939.43	-8.3%	931.88	-9.1%	1,018.48	-0.6%
AES PANAMA	722.63	681.60	-5.7%	676.12	-6.4%	738.95	2.3%
BAHIA LAS MINAS	-46.82	0.00		0.00		0.00	
COPESA	-19.20	0.00		0.00		0.00	
PAN AM THERMAL G.	-34.06	0.00		0.00		0.00	
AUT. DEL CANAL Miraflores	-46.75	0.00		0.00		0.00	
PEDREGAL POWER	-22.34	0.00		0.00		0.00	
EMP.GENER. ELECTRICA	-16.69	0.00		0.00		0.00	
INV. Y DESAR.BALBOA-Cativa	-14.58	0.00		0.00		0.00	
TERMICA DEL CARIBE	-8.45	0.00		0.00		0.00	
ALGARROBOS	32.26	29.57	-8.3%	29.34	-9.1%	32.06	-0.6%
MENDRE	64.62	59.24	-8.3%	58.76	-9.1%	64.22	-0.6%

MODIFICACION AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN 1 ANEXO D 2011

PREREGALITO	32.97	30.23	-8.3%	29.98	-9.1%	7.73	-76.6%
CONCEPCION	16.49	15.11	-8.3%	14.99	-9.1%	3.87	-76.6%
AUT. DEL CANAL (Colón)	-2.51	0.00		0.00		0.00	
TERMO COLON	-25.08	0.00		0.00		0.00	
GUALACA	86.08	78.91	-8.3%	78.28	-9.1%	85.55	-0.6%
COCHEA	41.22	37.79	-8.3%	37.49	-9.1%	40.97	-0.6%
BAJO DE MINA	85.64	78.51	-8.3%	77.88	-9.1%	53.96	-37.0%
PERLAS NORTE	16.48	15.11	-8.3%	14.99	-9.1%	3.86	-76.6%
Agente	Caso Base	Alternativa 1		Alternativa 2		Alternativa 3	
	Miles B/.	Miles B/.	%	Miles B/.	%	Miles B/.	%
PERLAS SUR	16.48	15.11	-8.3%	14.99	-9.1%	3.86	-76.6%
BAITUN	81.99	75.17	-8.3%	74.56	-9.1%	51.66	-37.0%
LORENA	57.73	52.92	-8.3%	52.50	-9.1%	57.37	-0.6%
PRUDENCIA	95.64	87.68	-8.3%	86.97	-9.1%	95.06	-0.6%
TABASARÁ	28.44	26.07	-8.3%	25.86	-9.1%	6.67	-76.6%
BONYIC	43.82	40.17	-8.3%	39.85	-9.1%	43.56	-0.6%
CHAN I	622.95	571.09	-8.3%	566.49	-9.1%	619.14	-0.6%
CAPIRA	0.00	0.00		0.00		0.00	
MACHO DE MONTE	0.00	0.00		0.00		0.00	
DOLEGA	0.00	0.00		0.00		0.00	
PASO ANCHO	0.00	0.00		0.00		0.00	
HIDRO PANAMA	0.00	0.00		0.00		0.00	
Total Demanda	1,214.45	1,214.45	0.0%	1,237.23	1.9%	1,121.18	-7.7%
Total Generación	2,833.71	2,833.71	0.0%	2,810.94	-0.8%	2,926.98	3.3%
Total	4,048.16	4,048.16	0.0%	4,048.16	0.0%	4,048.16	0.0%

IV. MÉTODO DEL CARGO ESTAMPILLA O POSTAGE STAMP (MCE)

El método del sello de correos no es más que la aplicación de una sencilla tarifa basada en el costo medio. Para su cálculo se toma el costo total del servicio de transporte y se divide por una medida del uso que cada agente hace de la red.

Existen formas muy diversas de medir “el uso”. Se puede utilizar la potencia (MW) consumida o generada en una determinada barra en un determinado momento, o también puede utilizarse una medida de la energía (MWh) efectivamente consumida o generada. En cualquiera de los dos casos se debe decidir en qué momento o periodo se contabiliza esa medida. Si se usa la punta coincidente anual, o la no coincidente, en el caso de que la medida sea de potencia, y qué periodo se elige si la medida es de energía. Cada medida de uso lleva a unos resultados que pueden ser muy diferentes. La aplicación natural del método del *sello de correos* es utilizar la potencia inyectada por los generadores y la retirada por los consumidores en un momento particular del funcionamiento del sistema que se considere apropiado con respecto a los fines que se persiguen.

El método del *sello de correos* ha sido ampliamente utilizado en los EE.UU. en su formato de peaje de [\$/MW] por cada unidad de potencia inyectada o retirada de cada nodo/barra del sistema, en el momento que se produce la punta o pico de demanda. Su nombre proviene del hecho que la tarifa es totalmente independiente del lugar en el que se inyecte la potencia. Lo mismo da si la inyección de potencia se realiza cerca o lejos de los centros de consumo, porque a cada [MW] se le impone un peaje que es igual para todos los nodos/barras del sistema.

La principal ventaja de un método como éste es el de su sencillez.

Como desventaja, esta sencillez no considera referencia alguna al suministro de señales adecuadas a los agentes. Esto es así porque estas tarifas no tienen una discriminación geográfica que pueda dar señales adecuadas de localización, necesarias para que los agentes, que toman decisiones de forma individualizada, sean inducidos a tomar las que son óptimas para el conjunto del sistema. No se le puede dar a un generador una misma señal del costo del servicio de transporte estando situado a 10 km del centro de consumo que si lo está a 100 km.

Aunque desde el punto de vista cualitativo (cumplimiento de las características enunciadas anteriormente) este método no es rigurosamente aceptable, en cambio sí lo puede ser desde el punto de vista cuantitativo. Es decir, si la señal óptima de localización es muy débil en un determinado sistema (debido a que está ya muy desarrollado y no se prevén fuertes inversiones), utilizar un método como éste puede estar justificado.

Sin embargo, en función de las características del sistema panameño, en donde no sólo se tiene un elevadísimo grado de radialidad, sino que el recurso hídrico, que intenta incentivarse, está prácticamente en su totalidad emplazado hacia un extremo (oeste) y el baricentro de carga ubicado hacia el opuesto (este), el método no constituye, conforme los objetivos pretendidos, una mala aproximación a los cargos de acceso. Por ello, como se verá, se lo emplea a modo de referencia del modelo MEG, en cualquiera de sus variantes.

Para su aplicación concreta, siguiendo los lineamientos teóricos o heurísticos vertidos en los párrafos anteriores, se han considerado los siguientes pasos:

A) Se tiene el Ingreso Máximo Permitido, IMP, para el año y escenario de estudio, que representa la anualidad del costo a recuperar vía Cargos de Acceso. Tal IMP, ha sido identificado por línea o vínculo del Sistema de Transporte Reducido o Equivalente.

B) Se adopta como unidad de tránsito la Potencia Activa, expresada en [MW]. En particular, la inyectada por los generadores (total) o retirada por las demandas (total). Debe considerarse que la potencia, para el caso de emplearse esta unidad de tránsito, constituye sólo una referencia y, por tanto, puede ser cualquiera, en la medida que se tengan cómputos congruentes al momento del balance de costos. Puede ser, por caso, la potencia instalada en cada barra de generación, la máxima afectada de un factor de simultaneidad pertinente, etc. Lo importante es que, si $Cm^e = IMP / \sum^{nA} \{P_i\}$, es Cargo Estampilla, P_i es la potencia asociada al agente i -ésimo, nA el número de agentes, y $CT \equiv IMP$, el costo (anual, que debe recuperarse), se satisfaga la Ecuación de Balance:

$$\sum_{i=1}^{nA} Cm^e \times P_i = CT \quad (1)$$

ecuación que, por otra parte, siempre debe satisfacerse, independientemente del método aplicado.

Como se dijo, en el estudio de caso para el escenario escogido, Hidraulicidad Media, se tienen las Inyecciones por Barra (Generador Equivalente) y los Retiros por Barra (Demanda Equivalente).

Para la formación del Cargo Estampilla aplicable a la Generación, $Cm^e \{G\}$, son sumadas todas las inyecciones, obteniéndose el divisor del $IMP\{G\}$ a recuperar. El $IMP\{G\} = IMP \times f_G$, siendo f_G el Factor de Reparto de Costos correspondiente a la Generación: $f_G = 0.7$, por definición regulatoria.

Análogamente, para la formación del Cargo Estampilla aplicable a la Demanda, $Cm^e \{D\}$, son sumados todos los retiros, obteniéndose el divisor del $IMP\{D\}$ a recuperar. El $IMP\{D\} = IMP \times f_D$, siendo f_D el Factor de Reparto de Costos correspondiente a la Demanda: $f_D = 0.3$, por definición regulatoria.

Es claro que $IMP\{G\} + IMP\{D\} = (0.7 + 0.3) \times IMP = IMP$. Este balance se cumplirá siempre e independientemente del método presentado, de forma que no se hará, nuevamente, referencia al mismo en el presente escrito.

V. MÉTODO DEL SEGUIMIENTO ELÉCTRICO (MSE)

El Método MSE general, pretende identificar tanto las líneas por las que discurre el flujo de potencia entre un generador específico y una demanda específica, así como las pérdidas producidas en el conjunto de líneas que corresponden a tal tránsito.

Su justificación se encuentra sustentada en conceptos provenientes de la Teoría de Circuitos, fundamentalmente, permitiendo componer una medida de uso físico tanto intensiva como extensiva de las redes de transmisión. Su implementación práctica, requiere de la simulación de un flujo de potencia en cierta situación considerada como pertinente para el estudio de asignación de cargos por el uso del sistema de redes. Con el mismo, al igual que lo pretendido por uno de los métodos más difundidos de asignación del cargo complementario, denominado

Áreas de Influencia, también se pretende identificar tales áreas, conjuntamente con la responsabilidad de las pérdidas de los agentes involucrados en una transacción de energía sobre el Sistema de Transmisión.

V.1. Caracterización del Problema y del Método

La metodología propuesta para el seguimiento eléctrico del flujo de potencia y de las pérdidas, en una red eléctrica de cualquier tipo (predominantemente mallada o predominantemente radial), utiliza los conceptos básicos de la Teoría de Circuitos, logrando la distribución del flujo de potencia activa, inyectado por cada generador o demandado por cada carga del sistema de transmisión, discurriendo a través de sus líneas componentes.

Al mismo tiempo, el método propuesto permite calcular y asignar las pérdidas entre las demandas y generadores involucrados, que comparten el uso de las redes. El método es así capaz de medir la responsabilidad de uso (intensivo-extensivo) para cada uno de los agentes que utilizan el Sistema de Transmisión.

Asimismo, guarda una buena similitud con el denominado Método de Participaciones Proporcionales/Medias, pero refrendado por leyes de la electrotecnia aplicadas en forma rigurosa. El Método de las Participaciones Medias, ha sido descrito en la propuesta y anexos requeridos por la ASEP, anteriormente.

El principio en que sustenta el método SEG, asume que cada barra o nodo del Sistema de Transmisión, actúa como un “mezclador perfecto” de flujos inyectados/retirados, de modo que resulte imposible conocer “qué electrón particular” va en “qué dirección particular”, fluyendo por las líneas. De tal modo, el modelo acuerda con el sentido físico implícito en los circuitos, y generalmente aceptado, referido a que la electricidad es indistinguible, condición destacable, porque ha sido, como se refirió, el punto débil observado para otros métodos existentes en el Estado del Arte desde la doctrina marginalista, aplicada a Asignación para el Cargo Complementario de los Precios de Nodos.

Respecto del Método basado en las Participaciones Medias, la debilidad que exhibe el mismo, fuera de la crítica marginalista, dejada ya de lado por su escasa verosimilitud, es el vacío en términos de su justificación física y, entendiendo el uso como uso intensivo-extensivo del sistema de redes, también económica, por tanto.

A partir de tales desventajas, el MSE permite asignar también la responsabilidad en las pérdidas ocasionadas por los agentes (Generadores y Demandas) de la red, pero sin apelar a conceptos marginalistas, sino electrotécnicos/físicos, tal como corresponde al problema en la realidad.

EL MSE determina la contribución de la potencia inyectada por cada generador para cada carga, a través de cada flujo de línea en la red, considerando, adicionalmente, las pérdidas originadas.

El modelo propuesto para tal fin, permite, desde los resultados de un flujo de potencia, identificar la participación de generadores y demandas en el flujo de cada línea de la red de transmisión.

La justificación se sustenta en dos elementos: **a)** la denominada primera Ley Kirchhoff (Ley de las Corrientes o Intensidades de un Circuito Eléctrico) y **b)** Las transformaciones de un Circuito Eléctrico a su equivalente lineal, aplicando el Principio de Superposición.

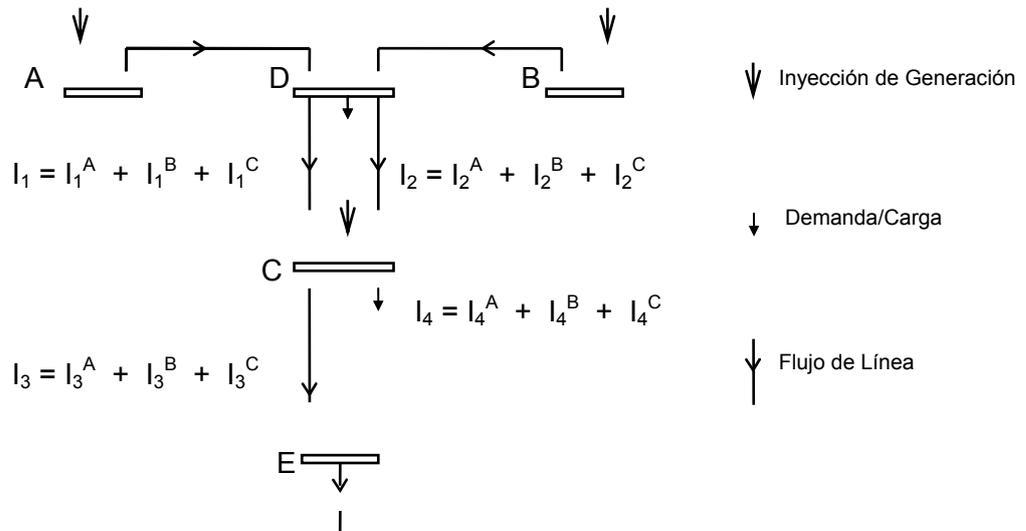


Figura 1: Una Red de Ejemplo

En general se asume que la intensidad en cada punto de inyección de la red, puede fluir a través de todas las líneas y, de tal modo, alcanzar a todas las demandas. En tal sentido, si se considera el esquema de la **Figura 1**, la intensidad que fluye a través de la línea C-E, indicada como I_3 , tiene componentes que provienen desde los puntos de inyección A, B y C, que se indican, correspondientemente, como I_3^A , I_3^B e I_3^C . Cada una de esas componentes, son magnitudes desconocidas del problema (algunas componentes, pueden resultar, lógicamente, nulas). En consecuencia, el número de magnitudes (intensidades) incógnitas, resultará ser:

$$n_i = (n_l + n_c) n_g \quad (2)$$

donde:

- n_l : número de líneas de la red
- n_c : número de barras de carga
- n_g : número de puntos de inyección

Cada magnitud incógnita, representa la intensidad que fluye desde una barra, la cual discurre a través de una línea o se dirige hacia una demanda/carga, y proviene de cierto punto de inyección en el sistema. De modo que cada intensidad incógnita, estará compuesta por las contribuciones desde cada inyección proveniente de una línea, hacia una barra, y provendrá desde cierto generador.

Para calcular los componentes de tal intensidad, se aplica el siguiente procedimiento, integrado por los pasos explicitados a continuación:

Paso 1) Se calcula el Estado Eléctrico del Sistema mediante la simulación de un Flujo de Carga en Corriente Alterna (AC Load Flow);

Paso 2) Se escoge una barra cuyas componentes de la corriente inyectada, sean conocidas. En la primera ejecución, las únicas barras que satisfarán este requisito, serán aquellas cuyas componentes de intensidad provienen de un generador;

Paso 3) Se reemplazan aquellas componentes de la intensidad inyectada a la barra, por fuentes de corriente constante, cuyas magnitudes son obtenidas desde los resultados del flujo de carga simulado en el **Paso 1)**;

Paso 4) Se reemplazan aquellas líneas cuyas intensidades son conocidas y que fluyen desde la barra, por impedancias equivalentes cuyos valores son calculados como una función del voltaje de barra y de la intensidad en cada línea. La invariabilidad de las intensidades y de los voltajes de barra confirman la validez de estas sustituciones desde el punto de vista de la Teoría de Circuitos;

Paso 5) Se aplica, entonces, el Principio de Superposición para cada circuito equivalente (uno por barra). De esta manera, es posible conocer la composición de cada intensidad fluyendo desde una barra por cada línea o hacia una carga/demanda;

Paso 6) Se retorna al **Paso 2)**, recursivamente, repitiéndose el resto de los pasos hasta finalizar el procedimiento para todas las barras del sistema;

En la **Figura 2** se presenta un ejemplo ilustrativo del algoritmo anterior, mostrando la barra C representada en la **Figura 1** y su Circuito Equivalente:

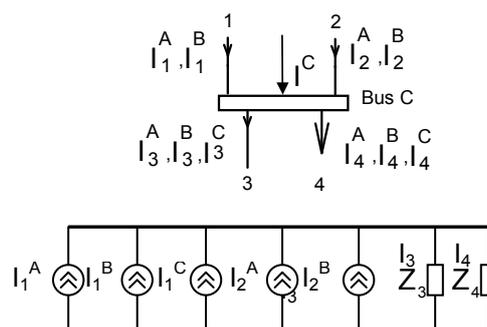


Figura 2: Barra C y su Circuito Equivalente mediante Fuentes de Corriente Constante

Cada incógnita que proviene de una barra N, puede ser, entonces, expresada como sigue:

$$I_i^j = \sum_{k=1}^{n_e} \frac{Z_{EQUIV_N}}{Z_i} \times I_k^j \quad (3)$$

En esta ecuación, los subíndices (i) indican la línea o carga/demanda a través/hacia la cual la intensidad fluye, mientras que los superíndices (j) indican desde cuál punto de inyección proviene tal intensidad, esto es:

- i : índice de la cargas/demandas o líneas cuyas intensidades fluyen desde la barra N
- k : índice de la líneas cuyas intensidades fluyen hacia la barra N
- j : índice de los puntos de inyección
- n_e: número de intensidades inyectadas de la barra N (proveniente desde líneas o generadores)

con:

$$Z_i = \frac{V_n}{\sqrt{3} \times I_i} \quad (4)$$

$$Z_{EQUIV_N} = \frac{1}{\sum_{i=1}^{n_s} (1/Z_i)} \quad (5)$$

siendo:

- n_s: número de cargas o líneas cuyas intensidades fluyen desde la barra N
- V_n: voltaje de la barra N
- I_i: Intensidad total a través de la línea i

El conjunto de ecuaciones que se presenta desde la expresión (3), es un Sistema Lineal de Ecuaciones. En la expresión (3), el término que contiene la intensidad I_k^j para j = N, es un término conocido (no es otra que la intensidad del generador localizado en la barra N, a la que se referirá como I^G), y que resulta un término independiente del sistema de ecuaciones. Si los coeficientes (Z_{EQUIV_N}/Z_i) son indicados como C, entonces se obtiene la siguiente expresión matricial para el sistema:

$$[C] \times [I] = [c \times I^G] \quad (6)$$

Donde:

- [C] : matriz cuyos elementos son los coeficientes c , de orden $n_i \times n_i$
- [I] : vector de las componentes de las intensidades incógnitas
- [$c \times I^G$] : vector de términos independientes

Cabe destacar que el establecimiento formal del Principio/Método de las Participaciones Medias, descrito en la propuesta y sus documentos anexos, se logra a partir de la expresión (6).

V.2. La Aplicación Específica sobre la sobre el Sistema de Transporte Equivalente Panameño

En primer lugar, respetando los pasos arriba expuestos, se ha simulado un flujo de potencia AC para el Sistema Equivalente, en el escenario de referencia (Hidro Media).

El resultado aprovechable, desde la estrategia de simplificación buscada al emplear inyecciones activas, son los sentidos de los flujos de potencia activa en cada vínculo del sistema.

A partir de este punto, en aras del empleo de componentes activas, tal como se dijo en el epígrafe introductorio, se realizan tres simplificaciones sobre el modelo primigenio del MSE:

1ra) Simplificación:

Cada vínculo responde a un modelado Π , en el cual, a los efectos de evaluar las salidas y entradas de las inyecciones en la línea (ij), puede suponerse toda la resistencia y la reactancia inductiva concentradas en el "centro", y la mitad de la reactancia capacitiva en cada extremo, salida (i), llegada (j). Esta modelación, desde el punto de vista de las inyecciones, introduce complicaciones en la marcha de los cálculos, ya que parte de las intensidades circulantes, son derivadas hacia o desde las reactancias capacitivas extremas, y se requiere de correcciones a la entrada de cada barra. Numéricamente, considerando que el proceso de seguimiento se ejecuta con fines de asignación de cargos de red, y cumpliendo perfectamente con el requerimiento de simplificar los cálculos, pero no de forma excesiva, respetando en lo posible la física del problema, se introduce una **primer simplificación**: No se considera el reactivo capacitivo de las líneas. Esto es: para el seguimiento, una vez identificados los flujos de potencia activa, sus sentidos, se elimina el modelado Π que representa a los vínculos, preservándose la resistencia y la reactancia de los mismos, únicamente. Con ello no se comete un error apreciable, el impacto en los factores de uso finales es despreciable, y se simplifican enormemente los cálculos.

2da) Simplificación:

Siempre con el objetivo de emplear componentes activas, idénticamente a como se procedió en el ejemplo presentado en la propuesta de trabajo y sus anexos, con el fin de comparar

resultados obtenidos por el método de las Áreas de Influencia, se supone que tanto los Generadores como las Demandas, inyectan y retiran, sus componentes activas, coincidentes con las especificadas en el flujo AC. De este modo, la barra slack es quien compensa el reactivo inductivo requerido por los vínculos del Sistema Equivalente.

Para lograr este nuevo set de valores y la compensación de reactivo de las líneas por parte de la barra slack, simplemente se fuerza a que cada generador no pueda generar reactivo, pasando a ser tratado por el algoritmo de flujo de potencia AC no como Barra de Tensión Controlada, PV, sino como una Barra de Carga, PQ. La tensión de barra no resultará la especificada, sino que existirán caídas respecto de la tensión especificada en la barra slack, en 1 [pu]. Esto no tiene incidencia en el método, pues, como se dijo, las pérdidas no son tomadas en consideración, y no se persigue la búsqueda de un estado físico del sistema, sino asignar los costos de uso para las redes del mismo. Se insiste en esta idea porque son conceptos diferentes. Basta con relevar, desde el Estado del Arte, la forma en que los muy variados métodos vulneran, en un grado inaceptable, las condiciones físicas de operación de un sistema de transporte, al formar los cargos de acceso imputables a sus usuarios.

3ra) Simplificación:

Una vez definidos los datos del modo dicho, se corre un flujo AC sobre la nueva representación del sistema. Lógicamente, los sentidos de los flujos de potencia activa se preservan en cada vínculo, así como sus valores, excepto pequeñas variaciones. Esta situación no se presentaría si se simulase un flujo CC (Corriente Continua, con perfil plano de tensiones y sin pérdidas). Las Inyecciones (intensidades) que aporta cada generador, serán números complejos, no obstante las potencias inyectadas y retiradas en el sistema sean números reales. Esto ocurre por causa del reactivo de las líneas. La barra slack es la única que, como generador equivalente, inyectará el reactivo de compensación para las redes, y tendrá asociada a tal inyección un número complejo. El valor de su reactivo puede ser importante. Entonces, a los efectos de lograr congruencia con el seguimiento de los flujos de potencia activa y no cargar al generador de la barra slack con un mayor impacto por su reactivo inyectado, sólo se consideran, al momento de determinar los factores de uso del MSE, las componentes activas de las intensidades inyectadas por cada generador, que discurren por las líneas del sistema. Se ha probado trabajar con los módulos de las intensidades y no se cometen errores apreciables, obteniéndose prácticamente los mismos resultados, excepto para la barra slack, pues su módulo es mucho mayor al cargar con la compensación de todo el reactivo del sistema.

Los resultados del MSE, como era de esperar dada la topología del sistema y la ubicación de sus generadores, son muy dispares. Por tal motivo, específicamente para dejar en evidencia este hecho y cómo corregirlo mediante la aplicación del MEG, se han calculado las Áreas de Influencia MSE de cada Generador, entendiéndose por tales, el conjunto de vínculos o líneas que cada uno emplea para abastecer las diferentes demandas del sistema.

El procedimiento que se ha seguido con el MSE, resulta sintetizado en los siguientes pasos, aplicando el método por unidad, típico en sistemas de potencia:

1ro) Se aplican los equivalentes de impedancias para seguir, recursivamente, cómo discurren las inyecciones, intensidades, de cada generador, para abastecer todas las demandas del sistema. Tal y como fuera explicado en los pasos anteriores del presente epígrafe.

2do) Son obtenidas todas las componentes de inyección, desde cada generador, que discurren por las líneas, en sus partes real e imaginaria. También es calculado su módulo, a efectos de verificar que el error que se comete al emplear las componentes activas de las intensidades para determinar los factores de uso MSE, resulta despreciable.

3ro) Conociendo las intensidades, expresadas [pu], provenientes de cada generador y circulantes por cada línea del sistema, se construye la Matriz referida como α , cuyas filas son las líneas, y cuyas columnas son los generadores del sistema. Las entradas se definen por la intensidad, componente real, circulante por la línea (i) aportada por el generador (j):

$$\text{Matriz } \alpha = \begin{bmatrix} & G_1 & \dots & \dots & G_{nG} \\ L_1 & & & & \\ \vdots & & \{i, j\} & & \\ \vdots & & & & \\ L_{nL} & & & & \end{bmatrix}; \text{fila (i), columna (j)} \quad (7)$$

4to) Dependiendo si existe o no componente de cierto generador, j, en el vínculo o línea, i, se incorpora una entrada en otra Matriz, referida como γ , que corresponde a los km computados para dicho vínculo:

$$\text{Matriz } \gamma = \begin{bmatrix} & G_1 & \dots & \dots & G_{nG} \\ L_1 & & & & \\ \vdots & & \text{km}\{i, \text{si } \{i, j\} \neq 0\} & & \\ \vdots & & & & \\ L_{nL} & & & & \end{bmatrix} \quad (8)$$

Luego, sumando por columna, se obtienen los km de recorrido eléctrico imputables a cada generador, dato que se empleará en el MEG soportado en el Seguimiento Eléctrico.

5to) Sumando por fila, es decir para un mismo vínculo o línea del sistema, las componentes activas de intensidad, se tiene el denominador para prorratear el uso extensivo-intensivo por línea. De ese modo, se conforma una nueva Matriz, referida como δ , que es la que contiene los factores de uso intensivos-extensivos de cada generador sobre cada vínculo o línea del Sistema Equivalente:

$$\text{Matriz } \delta = \begin{bmatrix} & G_1 & \dots & \dots & G_{nG} \\ L_1 & & & & \\ \vdots & & f_{u\{i,j\}} & & \\ \vdots & & & & \\ L_{nL} & & & & \end{bmatrix} \quad (9)$$

Lógicamente se cumplirá que: $\sum_j f_{u\{i,j\}} = 1$, sobre el vínculo i , para todo j en $[1..nG]$, con nG : número de generadores.

6to) Para cada línea, como se dijo, se tiene un vector cuyos componentes son los correspondientes IMP (anualidades). De manera que, si $f_G = 0.7$ es el Factor de Reparto de Costo para los generadores, se tendrá que el costo de acceso al vínculo i -ésimo que debe sufragar el generador j -ésimo, resultará:

$$C\{i,j\} = f_G \times \text{IMP}\{i\} \times f_{u\{i,j\}} \quad (10)$$

Y, por lo dicho, también se cumplirá la Ecuación de Balance por línea o vínculo:

$$\sum_j C\{i,j\} = \sum_j f_G \times \text{IMP}\{i\} \times f_{u\{i,j\}} = f_G \times \text{IMP}\{i\} \times \sum_j f_{u\{i,j\}} = f_G \times \text{IMP}\{i\} \quad (11)$$

Y si la sumatoria se extiende a todos los vínculos, se satisface la Ecuación de Balance para el IMP{G} total:

$$\sum_i \{ \sum_j C\{i,j\} \} = \sum_i f_G \times \text{IMP}\{i\} = f_G \times \text{IMP} = \text{IMP}\{G\} \quad (12)$$

Cada $\text{IMP}\{i,j\}$, es una entrada de la Matriz referida como σ :

$$\text{Matriz } \sigma = \begin{bmatrix} & G_1 & \dots & \dots & G_{nG} \\ L_1 & & & & \\ \vdots & & \text{IMP}\{i,j\} & & \\ \vdots & & & & \\ L_{nL} & & & & \end{bmatrix} \quad (13)$$

7mo) Finalmente, para cada $\text{IMP}\{j\}$, es decir suma por columnas de la Matriz σ , se obtiene el Costo Total de Acceso imputable a cada generador del sistema. Luego, cada uno de estos costos, se divide, como se dijo, por la potencia correspondiente, P_j , a efectos de obtener un Costo de Acceso por unidad de Potencia Inyectada al Sistema Equivalente:

$$Ca\{j\} = IMP\{j\}/P_j \text{ [kB/MW-Año]} \quad (14)$$

Este costo $Ca\{j\}$, sirve como valor de comparación respecto de los obtenidos para el Método Estampilla (constante para todos los generadores) y para el MEG en cualquiera de sus variantes (dependiente, en general, de la ubicación de cada generador, como se verá).

VI. MODELO ELECTRO GEOMETRICO

VI.1. Introducción

La idea del MEG para asignación de los Cargos de Acceso a las redes de un Sistema de Transporte, fue desarrollada en los Anexos de la presentación para la propuesta de trabajo en esta consultoría.

Se ha pensado, considerando las características específicas del sistema de transporte panameño, en introducir variantes sustanciales que, a juicio de quien escribe, propenden a mejorar el objetivo pretendido: *promover incentivos para el emplazamiento de generación que explote el recurso renovable hídrico*, fundamentalmente.

La idea central, se sustenta en que el recurso hídrico está ubicado geográficamente (y predominantemente) en un extremo del sistema, mientras que el fósil en el extremo opuesto, y próximo al centro de cargas o baricentro de cargas. Por otra parte, el recurso fósil empleado por la generación térmica puede desplazarse conjuntamente con los equipos generadores, de modo que el emplazamiento de este tipo de centrales *exhibe alternativas*.

En cambio, aquellas centrales que aprovechen el recurso hídrico, requieren, obviamente, de un emplazamiento supeditado a la ubicación la geografía de dicho recurso. Por tanto, su *alternativa de elección de emplazamiento resulta nula*. No hay modo posible de que puedan ser instaladas centrales hidroeléctricas próximas al centro de carga.

Como puede observarse en los resultados correspondientes al MSE, al estar más alejadas y utilizar más extensivamente las redes del sistema, las centrales hidroeléctricas deben sufragar un costo mayor que las centrales térmicas. Por otra parte, al carecer de alternativas para emplazarse más próximas al centro de carga, *les confiere una cualidad o racionalidad económica diferenciada*, no sólo por el recurso renovable que se pretende explotar, respecto de las térmicas. De forma que podría interpretarse que *al sufragar las centrales térmicas costos de acceso mucho menores por MW inyectado que las centrales hidroeléctricas, se estaría en presencia de subsidios de carácter distorsivo: aquel con mayor libertad de opción para maximizar su beneficio, es subsidiado por el que tiene menor o ninguna libertad de opción en el emplazamiento de sus instalaciones de producción*.

VI.1.1 El Modelo MEG Básico

Si se siguiera la idea primigenia del MEG, descrita en los anexos referidos, en la que se determina un Baricentro ElectroGeométrico de Cargas (ficticio) y cuya denominación proviene, simplemente, por las consideraciones eléctricas, por una parte, y geométricas, por la otra, que se toman en su definición, *no se evitaría esta clase de subsidio distorsivo*.

Es por ello que la propuesta del MEG aquí presentada, supone o se sustenta en *identificar un Baricentro ElectroGeométrico de Generación, para asignar los cargos de acceso a los generadores, referidos al mismo*.

Se sintetizan, a continuación, los pasos para concebir el modelo MEG aplicado, entonces, a los generadores:

A) Para cada generador, de los nG que participan en el sistema, se tendrá un par dado por su Potencia Inyectada y los km de red que el mismo recorre o “usa”, es decir:

$$G_i\{P_i, km_i\} \text{ en } [1..nG] \quad (15)$$

La P_i es dato, mientras que los km_i exhiben, para las simulaciones planteadas, dos formas de cálculo. La primera se corresponde con el MSE, Matriz γ , expresión (8); la segunda recurre al método de Áreas de Influencia. Desde aquí que se haya hecho la diferenciación, en el epígrafe **1.-**, entre MEG soportado en Seguimiento Eléctrico y MEG soportado en Áreas de Influencia. Por el momento no es de relevancia desde qué método provienen los km_i de red asociados al uso que hace cada G_i .

B) A partir de esos datos o pares de valores, se construye una medida de uso intensivo-extensivo del sistema de redes. Cabe aclarar que por *uso intensivo*, se refiere a la *potencia transitada por un agente*, y por *uso extensivo*, a la “*cantidad de red*” que el mismo emplea en tal tránsito, expresada por los km imputados como se explicó.

Esta medida es el producto $P_i \times km_i$, y se denomina Momento Eléctrico.

$$ME\{G_i\} = P_i \times km_i \quad (16)$$

Para introducir esta idea, existe, en el Estado del Arte, un antecedente, el denominado Método MW-km o MW-Milla. Se describe sintéticamente a continuación, a los efectos de que pueda ser claramente diferenciado respecto del modelo MEG.

Método del MW-km (o MW-Milla)

Una característica común a los métodos revisados en los informes o presentaciones previas, es que abordan el problema del establecimiento de los costos de acceso del transporte de una forma extremadamente simplificada, que no está acorde con la gran complejidad de lo que ocurre en realidad. El método del [MW x milla] (MW x km en los países con métrica no

anglosajona) fue propuesto por Shirmohammadi para solventar de alguna forma esta falta de precisión. El método trata de reflejar, además de la incidencia que sobre los flujos de la red tienen las transacciones, la “cantidad” de red que es necesario utilizar. Es decir, no debiera ser lo mismo transportar 10 MW a 10 km que la misma potencia a 100 km; la utilización de la red no es la misma y eso debe tenerse en cuenta.

Existen muchas variantes que tienen que ver con la implementación práctica del método. Aquí se explicará la forma más conocida en la que este método se ha venido aplicando.

El método se basa en la medida [MW x km] como forma de comparar la utilización de la red que hace cada transacción. Para ello, primero se requiere disponer de un Caso Base. Este Caso Base sería el resultado de un flujo de cargas en una situación que se considere significativa en la operación del sistema y que incluya las transacciones de wheeling (un agente vendiendo potencia/energía a otro), que se quieren analizar en el sistema de redes. Para este Caso Base se conocen los flujos de potencia por cada una de las líneas. También se conocen las longitudes, en km, de las mismas. Multiplicando el flujo de cada línea por su longitud se obtienen los [MW x km] asociados a cada línea. De la suma de todas estas cantidades se obtiene un total de MW-km asociados al Caso Base ([MW x km] base).

El segundo paso consiste en eliminar la transacción de wheeling que se desea evaluar, procediendo a continuación al cálculo del nuevo flujo de cargas. De la suma de todos los productos de flujos por el kilometraje se obtiene un [MW x km] para el sistema sin la transacción, denominése T (MW x km -T). De la substracción de ambas cantidades se obtienen los [MW x km] que son imputables a la transacción T.

El último dato necesario para calcular el costo de acceso imputable a esa transacción, es el costo de la red en el Caso Base. Estos costos se refieren normalmente a los conceptos de inversión, operación y mantenimiento. El peaje, en última instancia, a aplicar, resulta del producto del porcentaje que, sobre el total de [MW x km] del Caso Base, tienen los [MW x km] imputables a la transacción T por el costo de la red en el Caso Base.

Las variantes a las que se ha hecho mención en el estado del arte, relativas a este método, se derivan, principalmente, de la forma en la que se emplea el flujo de cargas y del criterio utilizado respecto de las variaciones del flujo. En cuanto al empleo de los flujos de carga, una de las formas en las que se pueden calcular los MW-km de una transacción es suponiendo que ésta es la única que tiene lugar en el sistema modelado. Es decir, los generadores y consumos ajenos a la transacción se consideran nulos. Evidentemente esta forma de utilizar el flujo de cargas se aproxima menos a la realidad que la que se ha explicado anteriormente. En lo que respecta al criterio sobre las variaciones de flujo, hay que tener en cuenta que pueden ocurrir tres cosas a la hora de eliminar una transacción del caso base: que el flujo de la línea disminuya (suele ser lo más frecuente, ya que el sistema es descargado), que el flujo aumente (la transacción alivia el estado del sistema al ir a contraflujo) o que no varíe. Las variantes aparecen en el tratamiento que se da a las variaciones negativas (disminución del flujo), que pueden ser tres:

- 1.- Se suman tanto las variaciones positivas como las negativas: esto significa que a la transacción que produce un alivio al sistema se le da un “crédito” en forma de MW-km, que se restan a los MW-km positivos, de forma tal que se compensan.

2.- Se computa únicamente el valor absoluto: en este caso las posibles disminuciones de flujo producidas por una transacción también son consideradas como positivas. Este criterio puede justificarse por el hecho de que posiblemente, en otras condiciones, esa transacción sí requiera del soporte físico de la parte de red que descarga. Además este criterio hace que los resultados que reporta el método sean más estables, ya que no dependen tanto del resto de transacciones que tienen lugar de forma simultánea en el sistema.

3.- Se ignoran los valores negativos: se trata de una posición intermedia entre las dos anteriores. Como ha sido dicho con anterioridad, este método tiene la virtud de introducir una señal de localización en el cálculo del peaje, que es una cualidad fundamental en un buen método de asignación de costos de red aunque, bien es verdad, no se garantiza que ésta sea óptima.

Según el enfoque marginalista, en el que “uso económico” es un concepto distinto de “uso de físico de la red”, el método del [MW x km] también adolece de algunos inconvenientes. Uno de ellos es consubstancial al tipo de métodos que procuran medir el uso que, de la red de transporte, hace una determinada transacción. Además se critica la forma, en la que, generalmente, se intenta medir el uso tratando de “perseguir” el flujo de potencia desde que parte de los generadores hasta que llega a los consumidores, de forma que se pueda “identificar” las transacciones causantes de cada parte del flujo de una línea.

Como se mostró mediante el método MSE, asumiendo que el “uso físico de la red” es un “uso económico”, el inconveniente de “perseguir” los flujos puede ser resuelto, sin apelar a situaciones comparativas con un Caso Base.

Volviendo sobre el MEG, *no se procede de la forma indicada en el método MW-km*. Existe un único caso de análisis, correspondiente al Esquema Reducido del Sistema (o Sistema de Transporte Equivalente) en el escenario considerado (Hidro-Media, para las simulaciones realizadas en el presente informe).

C) Mediante la expresión (16), extendida a nG generadores, se calcula, entonces, el Baricentro ElectroGeométrico de Generación, que es una cantidad de km virtual, indicada como KmBG, y responde a la siguiente Ecuación de Equivalencia:

$$\text{si } PT = \sum_i^{nG} \{P_i\}, \text{ entonces: } PT \times \text{kmBG} = \sum_i^{nG} \{P_i \times \text{km}_i\} \quad (17)$$

Se observa que kmBG es *aquel punto o distancia virtual tal que si toda la generación estuviese concentrada en el mismo, se produciría un Momento Eléctrico igual a la suma de los Momentos Eléctricos producidos individualmente por cada generador*. Surge de una analogía con el llamado Teorema de Varignon para determinar el Momento de la resultante de un Sistema estático de Fuerzas.

De manera que los kmBG, se definen como:

$$kmBG = \frac{\sum_i^{nG} \{P_i \times km_i\}}{\sum_i^{nG} \{P_i\}} \quad (18)$$

D) A partir de este resultado, se parte de la hipótesis siguiente: *Todo generador ubicado en el Baricentro ElectroGeométrico kmBG, sufraga el Cargo Estampilla, como cargo de acceso al sistema, resolviéndose su uso extensivo, ya que el MCE, mide únicamente el uso intensivo, según se definió (costo por unidad de potencia transitada).*

Luego, todo generador que se aparte del kmBG, sufragará un costo de acceso dependiente de su ubicación eléctrica, o recorrido eléctrico individual, dado por sus km_i, respecto del Baricentro ElectroGeométrico de Generación, kmBG.

Por tanto se calculan los factores de uso (extensivo) eléctrico, del modo siguiente:

$$\text{Si se tienen los valores diferencia: } \Delta km_i = km_i - kmBG \quad (19)$$

calculados para todo i en [1..nG], entonces se calcula la suma de referencia:

$$\text{Sum}\{\Delta km_i\} = \sum_i^{nG} |km_i - kmBG| \quad (20)$$

Luego, se introduce el siguiente factor de uso (extensivo) eléctrico:

$$\text{fue}\{G_i\} = (1 + \Delta km_i / \sum_i^{nG} |km_i - kmBG|) \quad (21)$$

y, formalmente, a los efectos de imponer que tal factor resulte la unidad si el generador G_i estuviese emplazado en el Baricentro ElectroGeométrico de generación, se extiende (21) a la expresión condicional:

$$\text{fue}\{G_i\} = \begin{cases} 1; \text{ si } km_i = kmBG \\ 1 + \left(\frac{\Delta km_i}{\sum_i^{nG} |km_i - kmBG|} \right); \text{ si } km_i \neq kmBG \end{cases} \quad (22)$$

Entonces el factor de uso/ubicación eléctrico (se omite que es extensivo), fue{G_i}, resultará mayor que 1 si Δkm_i > 0, y menor que 1 si Δkm_i < 0; igual a 1 si Δkm_i = 0.

Sin importar en qué dirección, ya que son distancias de uso virtuales, si el emplazamiento del generador i-ésimo está a una distancia de recorrido eléctrico mayor que el Baricentro ElectroGeométrico de Generación, entonces el factor en cuestión resultará mayor que la unidad. Caso contrario (excluyendo el emplazamiento baricéntrico), resultará menor que la unidad.

E) Tal factor, fue{G_i}, será un multiplicador (por eso se ha referido como factor) del Costo Estampilla, modificándolo, según se el recorrido eléctrico asociado a cada generador, respecto del Baricentro kmBG. Es decir:

Si el Costo Estampilla es calculado para cada generador, G_i, de la forma explicada en la Sección IV, se tendrá:

$$Cm^e\{G_i\} = IMP\{G\}/\sum_i^{nG} \{P_i\} = Cte \quad (23)$$

Luego, el Costo de Acceso MEG por unidad de potencia transitada, imputable al generador G_i, se expresa como:

$$Cm^{MEG}\{G_i\} = Cm^e\{G_i\} \times fue\{G_i\} \quad (23)$$

F) Queda por probar si este costo de acceso para cada generador, satisface la Ecuación de Balance de Costos a recuperar en el Sistema de Transporte. Para ello, se procede del modo siguiente:

$$\sum_i^{nG} \{ Cm^{MEG}\{G_i\} \times P_i \} = \sum_i^{nG} \{ Cm^e\{G_i\} \times fue\{G_i\} \times P_i \} \quad (24)$$

y al ser constante el $Cm^e\{G_i\} = Cm^e\{G\}$ para todos los generadores, se tiene que:

$$\sum_i^{nG} \{ Cm^{MEG}\{G_i\} \times P_i \} = Cm^e\{G\} \times \sum_i^{nG} \{ fue\{G_i\} \times P_i \} \quad (25)$$

$$\sum_i^{nG} \{ Cm^{MEG}\{G_i\} \times P_i \} = \{ IMP\{G\}/\sum_i^{nG} \{P_i\} \} \times \sum_i^{nG} \{ fue\{G_i\} \times P_i \} \quad (26)$$

$$\begin{aligned} \sum_i^{nG} \{ Cm^{MEG}\{G_i\} \times P_i \} &= \{ IMP\{G\}/\sum_i^{nG} \{P_i\} \} \times \sum_i^{nG} \{ fue\{G_i\} \times P_i \} = \\ &\{ IMP\{G\}/\sum_i^{nG} \{P_i\} \} \times \sum_i^{nG} \{ (1+\Delta km_i/\sum_i^{nG} |km_i-kmBG|) \times P_i \} \end{aligned} \quad (27)$$

Para simplificar, se indica como $M = \sum_i^{nG} |km_i-kmBG|$, pues es invariante para el conjunto de generadores y sus pares (P_i, km_i), y se trabaja algebraicamente con el 2do miembro de (27); entonces:

$$\begin{aligned} IMP\{G\} \times \{ \{ \sum_i^{nG} \{ P_i \}/\sum_i^{nG} \{ P_i \} + \sum_i^{nG} \{ \Delta km_i \times P_i \}/M \} &= \\ IMP\{G\} \times \{ 1 + \sum_i^{nG} \{ (km_i - kmBG) \times P_i \}/M \} &= IMP\{G\} \times \{ 1 + \{ \sum_i^{nG} P_i \times km_i - \\ kmBG \times \sum_i^{nG} P_i \}/M \} &= IMP\{G\} \times \{ 1 - 0/M \} = IMP\{G\} \end{aligned} \quad (28)$$

El número 0, aparece como consecuencia de la Ecuación de Equivalencia de Momentos Eléctricos, que definió al Baricentro ElectroGeométrico de Generación, kmGB, expresión (17).

$$\text{de modo que: } \sum_i^{nG} \{ Cm^{MEG}_{G_i} \times P_i \} = IMP\{G\} \quad (29)$$

Así es satisfecha la Ecuación de Balance de Costos por medio de los Factores de Uso Eléctrico ElectroGeométricos, fue $\{G_i\}$, aplicados sobre el Cargo Estampilla, Cm^e $\{G_i\}$.

Este es el Modelo MEG Básico, y puede responder, como se dijo, al soportado en Seguimiento Eléctrico, pues ya se ha dicho cómo determinar los km_i asociados a cada generador G_i según la Matriz y del MSE. Cuándo se introduzcan las Áreas de Influencia, tal y como se aplica el método en el reglamento de transporte fijado por la regulación panameña, se hablará, al determinar mediante el mismo los km_i imputables a cada G_i, de MEG soportado en Áreas de Influencia.

Es importante interpretar que tipo de señal se pretende dar con este método.

Si se analiza, como se dijo, la predominancia de las centrales hidroeléctricas en el extremo oeste del sistema, la corrección baricéntrica permite que la disparidad de usos extensivos, en detrimento de los generadores hidroeléctricos, se amortigue sustancialmente. Con ello son evitados los subsidios distorsivos referidos más arriba. En las simulaciones, se puede apreciar este hecho, fundamentalmente si se comparan los costos MSE por unidad de potencia transitada, con los mismos costos de acceso resultantes de este MEG básico. De forma que en esta concepción del modelo MEG, a través de un Baricentro ElectroGeométrico de Generación, *se introduce una primera señal que favorece o propende al empleo del recurso renovable hídrico*. A continuación, se analiza la introducción de una *segunda señal* que actúa en el mismo sentido, fundamentalmente para pequeñas, relativamente hablando, inyecciones de potencia activa, que tienen imputadas largas extensiones de red en el uso físico del sistema.

VI.1.2 El Modelo MEG con Asignación por Factor de Pérdidas Prorateado (MEG FGP Pr)

En el sistema de transporte panameño, conforme ha sido relevado en las reuniones mantenidas con diferentes actores, técnicos y autoridades de la ASEP y ETESA, se calcula un Factor Global de Pérdidas. Como se señaló en la propuesta realizada para la presente consultoría, el modelo MSE puede asignar individualmente las pérdidas a cada agente, generador o demanda, del sistema. Esta característica no es empleada, ya que se toma como referencia de potencia en los costos medios, la inyectada. Es claro que si no se ignoran las pérdidas, la inyección circulante es menor, siendo el costo por unidad de potencia transitada mayor.

Por tal motivo, por caso, en el MCE, algunas versiones afectan el Cm^e $\{G\}$ del Factor Global de Pérdidas, a partir del siguiente razonamiento, expuesto en fórmulas:

Si la potencia transitada es la de inyección menos las pérdidas, el costo medio de acceso para los generadores, con pérdidas activas imputables a cada uno, dadas por perd_{G_i}, resulta:

$$Cm^e\{G\}^{Perd} = IMP\{G\} / \sum_i^{nG} \{P_i - perdG_i\} \quad (30)$$

$$\text{Resulta claro que: } \sum_i^{nG} \{P_i - perdG_i\} = \sum_i^{nG} \{P_i\} - \sum_i^{nG} \{perdG_i\} = PG_T - perdG_T \quad (31)$$

siendo PG_T la Potencia Inyectada en Barras Total, y $perdG_T$ las Pérdidas Activas Totales.

De (30) en (31):

$$Cm^e\{G\}^{Perd} = IMP\{G\} / (PG_T - perdG_T) \quad (32)$$

y si se multiplica en (32) numerador y denominador por la Potencia Inyectada Total, PG_T , resulta:

$$Cm^e\{G\}^{Perd} = \{IMP\{G\} / PG_T\} \times \{PG_T / (PG_T - perdG_T)\} \quad (33)$$

o bien:

$$Cm^e\{G\}^{Perd} = Cm^e\{G\} \times \{PG_T / (PG_T - perdG_T)\} = Cm^e\{G\} \times 1 / \{(PG_T - perdG_T) / PG_T\} \quad (34)$$

por lo tanto:

$$Cm^e\{G\}^{Perd} = Cm^e\{G\} \times 1 / \{1 - (perdG_T / PG_T)\} \quad (35)$$

$$\text{La expresión } FGPerd_T = 1 / \{1 - (perdG_T / PG_T)\} \quad (36)$$

recibe el nombre de Factor Global de Pérdidas, en este caso, para los generadores.

De manera que (35), refiriendo el $IMP(G)$ a la Potencia Activa Total inyectada en barras del sistema, se expresa como:

$$Cm^e\{G\}^{Perd} = Cm^e\{G\} \times FGPerd_T \quad (37)$$

Puede observarse desde (36), que si las pérdidas totales, $perdG_T$, fuesen nulas, el factor $FGPerd_T = 1$ y resultaría $Cm^e\{G\}^{Perd} = Cm^e\{G\}$.

Se puede concluir en que cargar a todos los agentes, generadores siguiendo con el ejemplo, con las mismas pérdidas, supone subsidios de naturaleza distorsiva, pues pequeñas potencias a pequeñas distancias de tránsito en cualquier transacción generador-demanda, no producirán

las mismas pérdidas que grandes potencias emplazadas a grandes distancias en tales transacciones.

La idea que se introduce en el MEG Básico, trata de interpretar este hecho considerando un aspecto inherente a las pérdidas, si estas fueran individuales: *constituyen inherentemente una señal de ubicación o de recorrido eléctrico, que también impacta en el uso extensivo de las redes.*

Para ello, un primer enfoque, que proporciona el nombre a esta variante del MEG, se sustenta en reasignar el costo de las pérdidas a los diferentes generadores, y luego recalculan los factores de uso eléctrico MEG, $fue\{G_i\}$, referidos, por tanto, como Con Reasignación de Pérdidas, $fue\{G_i\}^{Perd}$. Ese costo constituirá un descuento, pues se sostiene la referencia del $IMP\{G\}$ a la potencia inyectada en barras. Pero este descuento implicará transferencias de cargo, de modo que aquellos generadores cuyo Momento Eléctrico resulte mayor, recibirán un descuento menor, de forma tal de que para que cierre el Balance de Costos, los nuevos factores MEG, $fue\{G_i\}^{Perd}$, resultarán en valores mayores o menores a sus correspondientes $fue\{G_i\}$, conforme resulte el Momento Eléctrico producido por cada generador G_i . Esta situación se aclarará mediante el siguiente desarrollo:

A) El Costo Total a recuperar, es la anualidad $IMP\{G\}$. Se cumplirá, como se mostró más arriba que $\sum_i^{nG} \{ Cm^{MEG}\{G_i\} \times P_i \} = IMP\{G\}$, ecuación (29). Si retrocedemos en el desarrollo de esta expresión, se tiene que:

$Cm^{MEG}\{G_i\} = Cm^e\{G_i\} \times fue\{G_i\} = Cm^e\{G\} \times fue\{G_i\}$, expresión (23). Por lo tanto:

$$IMP\{G\} = Cm^e\{G\} \times \sum_i^{nG} \{ fue\{G_i\} \times P_i \} \quad (38)$$

Si multiplicamos (38) por el Factor Global de Pérdidas, $FGPerd_T$, se obtiene:

$$IMP\{G\}^* = Cm^e\{G\} \times \sum_i^{nG} \{ fue\{G_i\} \times P_i \} \times FGPerd_T \quad (39)$$

Se observa que $IMP\{G\}^* > IMP\{G\}$ precisamente en la cuantía correspondiente al costo de las pérdidas totales, $perd_{G_T}$. Entonces restando miembro a miembro (38)-(39), se tiene:

$$\Delta IMP\{G\} = IMP\{G\} - IMP\{G\}^* = Cm^e\{G\} \times \sum_i^{nG} \{ fue\{G_i\} \times P_i \} \times (1 - FGPerd_T) \quad (40)$$

o bien:

$$\Delta \text{IMP}\{G\} = \text{IMP}\{G\} \times (1 - \text{FGPerd}_T) < 0 \quad (41)$$

Al ser negativa la expresión (40) se habla de *descontar el costo de las pérdidas*, como señal que incentive la ubicación o uso eléctrico extensivo de cada generador, repartiendo tal descuento mediante un ponderador que respete lo dicho respecto del Momento Eléctrico: a mayor momento, menor coeficiente o factor de descuento aplicable sobre (41).

La manera, entonces, propuesta para repartir este costo negativo entre los generadores, para este epígrafe, es por prorrata de los factores de uso eléctrico que arroja el MEG Básico. Es la forma más simple de tener una señal que cumpla con la proporcionalidad pretendida respecto de los Momentos Eléctricos, si se considera la formación de tales factores, presentada en el epígrafe anterior.

B) Para tal fin, se suman los factores de uso eléctrico obtenidos en el MEG Básico, a efectos de tener una referencia en la prorrata, creando, así, un conjunto convexo (sumatoria 1) de factores de la asignación para $\Delta \text{IMP}\{G\}$ sobre cada generador, aplicando los descuentos pretendidos. Entonces:

$$\text{Ref}\{\text{fue}(G_i)\} = \sum_i^{nG} \{ \text{fue}\{G_i\} \} \quad (42)$$

Luego los factores de asignación aplicables sobre $\Delta \text{IMP}\{G\}$, resultan del cociente:

$$\text{fasig}\{G_i\} = \text{fue}\{G_i\} / \text{Ref}\{\text{fue}(G_i)\} = \text{fue}\{G_i\} / \sum_i^{nG} \{ \text{fue}\{G_i\} \} \quad (43)$$

Es evidente que: $\sum_i^{nG} \{ \text{fasig}\{G_i\} \times \Delta \text{IMP}\{G\} \} =$

$$\Delta \text{IMP}\{G\} \times \sum_i^{nG} \{ \text{fue}\{G_i\} \} / \sum_i^{nG} \{ \text{fue}\{G_i\} \} = \Delta \text{IMP}\{G\} \quad (44)$$

Tomando como referencia los Cargos arroja el MEG Básico, los costos que debe sufragar cada generador, si se afectasen mediante el Factor Global de Pérdidas, estarían dados por la expresión:

$$\text{IMP}^{\text{Perd}}\{G_i\} = \text{Cm}^e\{G\} \times \text{fue}\{G_i\} \times \text{FGPerd}_T \times P_i \quad (45)$$

al sumar algebraicamente el descuento asignado mediante los factores (23), se tiene:

$$\text{IMP}\{G_i\}^{**} = \text{IMP}^{\text{Perd}}\{G_i\} + \text{fasig}\{G_i\} \times \Delta \text{IMP}\{G\} =$$

$$\text{Cm}^e\{G\} \times \text{fue}\{G_i\} \times \text{FGPerd}_T \times P_i + \text{fasig}\{G_i\} \times \Delta \text{IMP}\{G\} \quad (46)$$

$$\sum_i^{nG} \{IMP\{G_i\}^{**}\} = \sum_i^{nG} \{Cm^e\{G\} \times fue\{G_i\} \times FGPerd_T \times P_i + fasig\{G_i\} \times \Delta IMP\{G\}\} \quad (47)$$

por lo tanto:

$$\sum_i^{nG} \{IMP\{G_i\}^{**}\} = Cm^e\{G\} \times FGPerd_T \times (\sum_i^{nG} \{fue\{G_i\} \times P_i\}) + \sum_i^{nG} \{fasig\{G_i\} \times \Delta IMP\{G\}\} \quad (48)$$

o bien:

$$\sum_i^{nG} \{IMP\{G_i\}^{**}\} = Cm^e\{G\} \times FGPerd_T \times (\sum_i^{nG} \{fue\{G_i\} \times P_i\}) + \Delta IMP\{G\} \times \sum_i^{nG} \{fasig\{G_i\}\} \quad (49)$$

pero de (44):

$$\sum_i^{nG} \{fasig\{G_i\}\} = 1 \quad (50)$$

entonces, sustituyendo (41) y (50) en (49), se obtiene:

$$\sum_i^{nG} \{IMP\{G_i\}^{**}\} = Cm^e\{G\} \times FGPerd_T \times (\sum_i^{nG} \{fue\{G_i\} \times P_i\}) + IMP\{G\} \times (1 - FGPerd_T) \quad (51)$$

o bien:

$$\sum_i^{nG} \{IMP\{G_i\}^{**}\} = FGPerd_T \times \sum_i^{nG} \{Cm^e\{G\} \times fue\{G_i\} \times P_i\} + IMP\{G\} - IMP\{G\} \times FGPerd_T \quad (52)$$

y recordando que desde el MEG Básico, Ecuación de Balance, se obtuvo que:

$$\sum_i^{nG} \{Cm^e\{G\} \times fue\{G_i\} \times P_i\} = IMP\{G\} \quad (53)$$

se tiene:

$$\sum_i^{nG} \{IMP\{G_i\}^{**}\} = FGPerd_T \times IMP\{G\} + IMP\{G\} - FGPerd_T \times IMP\{G\} = IMP\{G\} \quad (54)$$

confirmándose que los nuevos costos reasignados $IMP\{G_i\}^{**}$, satisfacen también la Ecuación de Balance de los costos a recuperar. Es decir, se trata de costos que incluyen el Factor Global de Pérdidas multiplicando al factor de uso eléctrico que arroja el MEG Básico, los cuales fueron afectados de descuentos por prorrata, mediante el factor $fasig\{G_i\}$, de los costos de las

pérdidas globales, sin alterar la recuperación de los costos del sistema (satisfacción de la Ecuación de Balance), pero modificando individualmente los costos que debe sufragar cada generador, en términos de su Momento Eléctrico. Esta era la señal pretendida.

C) Ahora bien, lo que se procura es obtener un nuevo y único factor de ubicación eléctrica MEG con asignación por factor de pérdidas prorrateado. Para ello, al igual que en el MEG Básico, este nuevo factor, que hemos referido más arriba como $fue\{G_i\}^{Perd}$, debe multiplicar al Costo Estampilla $Cm^e\{G_i\}$, y generar costos individuales para cada generador G_i , tales que su suma satisfaga, también, la Ecuación de Balance.

Para lograr este nuevo factor, simplemente se calcula, para cada generador G_i , el cociente o relación entre el costo reasignado, $IMP\{G_i\}^{**}$ y el Costo Estampilla, $Cm^e\{G_i\} \times P_i$, pues lo que se está buscando es un nuevo factor de ubicación eléctrica MEG, $fue\{G_i\}^{Perd}$, tal que:

$$IMP\{G_i\}^{**} = fue\{G_i\}^{Perd} \times Cm^e\{G_i\} \times P_i \rightarrow fue\{G_i\}^{Perd} = IMP\{G_i\}^{**} / (Cm^e\{G_i\} \times P_i) \quad (55)$$

Sustituyendo (46) en (55):

$$fue\{G_i\}^{Perd} = (Cm^e\{G_i\} \times fue\{G_i\} \times FGPerd_T \times P_i + fasig\{G_i\} \times \Delta IMP\{G_i\}) / (Cm^e\{G_i\} \times P_i) \quad (56)$$

y utilizando las expresiones vistas para transformar (56):

$$fue\{G_i\}^{Perd} = fue\{G_i\} \times FGPerd_T + fasig\{G_i\} \times (IMP\{G_i\}/P_i) \times (1 - FGPerd_T) / Cm^e\{G_i\} \quad (57)$$

$$fue\{G_i\}^{Perd} = fue\{G_i\} \times FGPerd_T + fasig\{G_i\} \times (1 - FGPerd_T) \times (\sum_{i=1}^{nG} \{fue\{G_i\} \times P_i\}) / P_i \quad (58)$$

$$fue\{G_i\}^{Perd} = fue\{G_i\} \times FGPerd_T + (fue\{G_i\} / \sum_{i=1}^{nG} \{ fue\{G_i\} \}) \times (1 - FGPerd_T) \times (\sum_{i=1}^{nG} \{fue\{G_i\} \times P_i\}) / P_i \quad (59)$$

En (59), $\sum_{i=1}^{nG} \{fue\{G_i\} \times P_i\} = \sum_{i=1}^{nG} \{P_i\} - (1/\sum_{i=1}^{nG} |km_i - kmBG|) \times \sum_{i=1}^{nG} (km_i - kmBG) \times P_i$, de donde:

$$\sum_{i=1}^{nG} \{fue\{G_i\} \times P_i\} = \sum_{i=1}^{nG} \{P_i\} - (1/\sum_{i=1}^{nG} |km_i - kmBG|) \times (\sum_{i=1}^{nG} (km_i \times P_i) - kmBG \times \sum_{i=1}^{nG} P_i); \text{ o bien:} \quad (60)$$

$$\sum_{i=1}^{nG} \{fue\{G_i\} \times P_i\} = \sum_{i=1}^{nG} \{P_i\} = PG_T$$

donde: $PG_T \rightarrow$ Potencia Total inyectada en Barras del Sistema.

Reemplazando (60) en (59), se tiene que los factores buscados para cada generador G_i , estarán dados por la expresión:

$$\text{fue}\{G_i\}^{\text{Perd}} = \text{fue}\{G_i\} \times \text{FGPerd}_T + (\text{fue}\{G_i\} / \sum_i^{nG} \{ \text{fue}\{G_i\} \}) \times (1 - \text{FGPerd}_T) \times \text{PG}_T / P_i \quad (61)$$

Se observa en (61) que si las pérdidas fuesen nulas, $\text{FGPerd}_T = 1$, y $\text{fue}\{G_i\}^{\text{Perd}} = \text{fue}\{G_i\}$, como era de esperar.

Sintéticamente, los Cargos de Acceso MEG por unidad de potencia inyectada, con reasignación por Factor Global de Pérdidas prorrateado, MEG FGP Pr, estarán dados, para el generador i -ésimo, por la expresión:

$$\text{Cm}^{\text{MEG}}\{G_i\}^{\text{Perd}} = \text{Cm}^e\{G\} \times \text{fue}\{G_i\}^{\text{Perd}} \quad (62)$$

Se pueden observar, como se indicará en el epígrafe final del presente informe, estos factores y costos medios, en tanto el efecto o señal pretendida, en los cuadros de las simulaciones realizadas, en los libros Excel® adjuntos al presente informe.

VI.1.3 El Modelo MEG con Factores cuya obtención es Bi-Etapa: Prorrata y Programación Matemática (MEG FGP Bi-PM)

En el Modelo MEG anterior, la prorrata del costo, descontado, de las pérdidas globales, mediante factores de asignación contruidos a través de los mismos factores de ubicación eléctrica del MEG Básico, constituye, más allá de lo engorroso que pueda resultar su desarrollo, una manera muy simple de implementar la señal de uso extensivo inherente a las pérdidas activas.

Sin embargo, puede ocurrir, y han sido simulados varios casos o situaciones en donde este aspecto no deseado se presenta, que el MEG FGP Pr arroje Cargos Negativos. Esta situación es, precisamente, la que desea revertirse en este estudio, respecto de la situación o método vigente para la asignación de los cargos de acceso en el sistema de transporte panameño.

No se presenta en ninguno de los escenarios (Hidro Alta, Media y Baja) que fueran considerados en las simulaciones realizadas, pero no por ello existe garantía que las condiciones en las que el modelo arroje tales cargos no deseados, estén excluidas.

De modo que se introduce otra metodología, con el mismo objetivo respecto de la señal inherente a las pérdidas activas, que resuelve completamente este inconveniente. El problema, si así quiere referírsele, es que requiere de la introducción de Programación Matemática, dejando de lado la sencilla, en tanto implementación, forma de prorrata que ofrece el MEG FGP Pr.

Específicamente, esta situación se ha observado ante la presencia de potencias activas inyectadas en barras, muy pequeñas (del orden del 10%) respecto de los valores mayores.

La idea es, entonces, plantear un modelo de Programación Matemática que asigne, óptimamente, los factores de descuento en el costo de las pérdidas globales, para cada generador G_i , manteniendo el mismo principio que en los desarrollos del modelo MEG FGP Pr: proporcionalidad inversa del descuento a aplicar, respecto del Momento Eléctrico asociado al generador i -ésimo considerado.

VI.1.4 El Modelo MEG con Factores cuya obtención es Bi-Etapa: Prorrata y Programación Matemática No Lineal

Sin entrar en digresiones teóricas, un Programa Matemático de optimización es un modelo de cálculo, resuelto por diferentes técnicas iterativas, que Maximiza o Minimiza una Función Objetivo (Optimiza, en general), la cual está sujeta a un conjunto de Restricciones. Se trata de la búsqueda de un extremo condicionado o restringido, en dicha función, y en lo posible, que tal extremo exhiba el carácter de Global (Máximo Maximurum o Mínimo Minimorum), situación no siempre alcanzable.

Se dice que un Programa es Lineal, cuando tanto la Función Objetivo - FO (se habla aquí de Optimización Mono-Objetivo, por simplicidad y aplicación pertinente al estudio abordado) como las Restricciones del problema, son funciones lineales.

En caso contrario, el Programa Matemático resultará No Lineal. Basta con que la FO y/o alguna(s) restricción/ciones lo sea(n), y el Programa será No Lineal.

El problema no estriba en la solución. Existen paquetes software, como el empleado en las simulaciones realizadas, que resuelven muy bien estos programas. Aquí se ha empleado el Solver de Excel, que viene en el paquete Office de Microsoft®.

El verdadero problema estriba en plantear un modelo adecuado para representar lo que debe optimizarse, bajo las restricciones impuestas.

En este caso, la hipótesis introducida es la siguiente: *la asignación de los costos de las pérdidas globales para el generador i -ésimo, debe resultar inversamente proporcional al Momento Eléctrico que las pérdidas globales producirían si estuviesen concentradas en la ubicación ElectroGeométrica i -ésima, $|kmi-kmBG| \times perdG_T$.*

Formalmente, sea θ una constante de proporcionalidad (variable de decisión del programa), λ_i el coeficiente de asignación del costo de las pérdidas globales al generador i -ésimo (variable de decisión del programa), entonces se deberá cumplir:

$$\lambda_i \times fue\{G_i\} \times FGPerd_T \times P_i = \theta / (|kmi-kmBG| \times perdG_T) \quad (63)$$

Si en el Programa Matemático, no se impone alguna restricción de *mínimo* a los factores de reasignación por pérdidas, $fue(G_i)^{PerdPM}$, sustitutos de los $fue\{G_i\}^{Perd}$, entonces persiste, bajo las mismas condiciones descriptas, el problema de los Cargos Negativos.

Por tanto, la restricción a formular, en tal sentido, será:

$$fue(G_i)^{PerdPM} \leq \text{Min } \{f\} \quad (64)$$

siendo f un valor pertinente a definir, como se explicará más adelante.

No es conocida aún la expresión de $fue(G_i)^{PerdPM}$. Se procede, entonces, a su desarrollo.

La Ecuación de Balance en la asignación de los costos de las pérdidas globales, adoptará ahora la forma:

$$\sum_i^{nG} \{ \lambda_i \times fue\{G_i\} \times FGPerd_T \times IMP(G) \times (1 - FGPerd_T) \} = IMP(G) \times (1 - FGPerd_T) \quad (65)$$

y a partir de esta condición, los nuevos factores de asignación, $fasig\{G_i\}^{PM}$, que sustituyen a los factores $fasig\{G_i\}$ del modelo MEG FGP Pr, serán:

$$fasig\{G_i\}^{PM} = \lambda_i \times fue\{G_i\} \times FGPerd_T \quad (66)$$

y desde (65) se cumplirá la convexidad exigida para su conjunto:

$$\sum_i^{nG} \{ fasig\{G_i\}^{PM} \} = \sum_i^{nG} \{ \lambda_i \times fue\{G_i\} \times FGPerd_T \} = 1 \quad (67)$$

El propio Programa Matemático (PM), se encargará de determinar el vector $[\lambda]$, tales que sus componentes, λ_i , satisfagan (65) y, consecuentemente, (67).

Si se refiere al costo de las pérdidas asignable al generador i -ésimo, como $\Delta C(G_i)$, resultará:

$$\begin{aligned} \Delta C(G_i) &= fasig\{G_i\}^{PM} \times IMP(G) \times (1 - FGPerd_T) = \\ &\lambda_i \times fue\{G_i\} \times FGPerd_T \times IMP(G) \times (1 - FGPerd_T) \quad (67) \end{aligned}$$

La corrección por este descuento sobre el $IMP\{G\}$ a recuperar, resultará, análogamente a la expresión (46), y empleando la expresión (45):

$$\begin{aligned}
 \text{IMP}\{G_i\}^{**PM} &= \text{IMP}^{\text{Perd}}\{G_i\} + \Delta C(G_i) = \text{IMP}^{\text{Perd}}\{G_i\} + \text{fasig}\{G_i\}^{\text{PM}} \times \text{IMP}(G) \times (1 - \text{FGPerd}_T) = \\
 &\text{IMP}^{\text{Perd}}\{G_i\} + \lambda_i \times \text{fue}\{G_i\} \times \text{FGPerd}_T \times \text{IMP}(G) \times (1 - \text{FGPerd}_T) = \\
 \text{Cm}^e\{G\} \times \text{fue}\{G_i\} \times \text{FGPerd}_T \times P_i &+ \lambda_i \times \text{fue}\{G_i\} \times \text{FGPerd}_T \times \text{IMP}(G) \times (1 - \text{FGPerd}_T)
 \end{aligned}
 \tag{68}$$

Procediendo de la misma forma que en el MEG PGP Pr al determinar un nuevo factor de uso/ubicación eléctrica, $\text{fue}(G_i)^{\text{PerdPM}}$, que multiplique al Costo Estampilla $\text{Cm}^e\{G\}$, introduciendo la señal de pérdidas, se tiene:

$$\begin{aligned}
 \{ \text{IMP}\{G_i\}^{**PM} / (\text{Cm}^e\{G\} \times P_i) \} &= \\
 \{ \text{Cm}^e\{G\} \times \text{fue}\{G_i\} \times \text{FGPerd}_T \times P_i + \\
 \lambda_i \times \text{fue}\{G_i\} \times \text{FGPerd}_T \times (\text{Cm}^e\{G\} \times \sum_i^{nG} \{ \text{fue}\{G_i\} \times P_i \}) \times (1 - \text{FGPerd}_T) \} &/ (\text{Cm}^e\{G\} \times P_i) \}
 \end{aligned}
 \tag{69}$$

por lo tanto:

$$\{ \text{IMP}\{G_i\}^{**PM} / (\text{Cm}^e\{G\} \times P_i) \} = \text{FGPerd}_T \times (\text{fue}\{G_i\} / P_i) \times \{ P_i + \lambda_i \times \text{PG}_T \times (1 - \text{FGPerd}_T) \}
 \tag{70}$$

Es decir que:

$$\text{fue}(G_i)^{\text{PerdPM}} = \text{FGPerd}_T \times (\text{fue}\{G_i\} / P_i) \times \{ P_i + \lambda_i \times \text{PG}_T \times (1 - \text{FGPerd}_T) \}
 \tag{71}$$

y los Cargos de Acceso MEG FGP Bi-PM por unidad de potencia inyectada, estarán dados, para el generador i-ésimo, por la expresión:

$$\text{Cm}^{\text{MEG}}\{G_i\}^{\text{PerdPM}} = \text{Cm}^e\{G\} \times \text{fue}(G_i)^{\text{PerdPM}}
 \tag{72}$$

Es claro que tales cargos no estarán definidos hasta que el PM no determine los coeficientes de asignación, λ_i . A continuación, se puede avanzar sobre el modelo para tal Programa Matemático.

Un punto observable, fundamental en este modelo, es que si se pretende que se cumpla la restricción (64), que evita los Cargos Negativos, entonces se requiere relajar la condición (63), introduciendo una nueva variable de holgura para que persista la igualdad. Esto es:

$$\lambda_i \times \text{fue}\{G_i\} \times \text{FGPerd}_T \times P_i + h_i = \theta / (|k_{mi} - k_{mBG}| \times \text{perd}G_T)
 \tag{73}$$

en donde h_i es una nueva variable de decisión (de holgura) para el Programa.

Entonces el Programa Matemático, pretenderá que (73) se cumpla lo más posible, respetando las restricciones impuestas, de modo que la Función Objetivo, FO, a minimizar, resultará ser el la suma de los valores absolutos de las variables de holgura, h_i . Así se formula el siguiente PM No Lineal (pues la función Valor Absoluto, no es una función lineal):

Minimizar en $[\lambda_i \quad \theta \quad h_i]$

$$FO = \sum_i^{nG} |h_i|$$

Sujeto a: {Restricciones} (74)

$$R1: \sum_i^{nG} \{ \lambda_i \times fue\{G_i\} \times FGPerd_T \times IMP(G) \times (1 - FGPerd_T) \} = IMP(G) \times (1 - FGPerd_T)$$

$$R2: \lambda_i \times fue\{G_i\} \times FGPerd_T \times P_i + h_i = \theta / (|kmi - kmBG| \times perdG_T)$$

$$R3: fue(G_i)^{PerdPM} \leq \text{Min} \{f\}$$

Para todo i en $[1..nG]$

En las simulaciones, $\text{Min}\{f\}$ se adoptó como el $\text{Min}\{fue\{G_i\}\}$ del MEG Básico, dividido cierta constante $k \geq 1$.

Entonces las dos Etapas para este Modelo MEG FGP Bi-PM resultan ser:

- A)** Se resuelven los factores de ubicación eléctrica, $fue\{G_i\}$, desde el MEG Básico (Prorrata);
- B)** Se resuelve el Programa No Lineal (74) (Programación Matemática).

VI.1.5 El Modelo MEG con Factores cuya obtención es Bi-Etapa: Prorrata y Programación Matemática Lineal

El inconveniente que exhiben los Programas No Lineales, es que no garantizan Óptimos Absolutos. Pueden quedar sus soluciones "atrapadas" en Óptimos Locales, y no alcanzar el Global.

Los Programas Lineales, se caracterizan por resolver, si existe solución, sobre un Óptimo Global. A parte, en general, su ejecución es más rápida.

El Programa No Lineal (74), puede linealizarse. Si bien en las simulaciones realizadas este efecto ha aparecido, pero no con un fuerte impacto, debe direccionarse el modelo hacia la búsqueda de una minimización de holguras óptima. Por tanto, procede formular la linealización del programa (74).

Para ello se requiere de un nuevo vector de variables de decisión del PM, $[z]$, cuyos elementos serán, z_i , y la cantidad de componentes, igual que para λ_i y h_i : nG .

z_i será el valor absoluto de h_i . Para forzar esta situación, se agregan las restricciones:

$$z_i - h_i \geq 0 \text{ y } z_i + h_i \geq 0, \text{ para todo } i \text{ en } [1..nG]$$

Entonces el Programa Lineal queda formulado como sigue:

Minimizar en $[\lambda_i \quad \theta \quad h_i]$

$$FO = \sum_i^{nG} z_i$$

Sujeto a: {Restricciones} (75)

$$R1: \sum_i^{nG} \{ \lambda_i \times fue\{G_i\} \times FGPerd_T \times IMP(G) \times (1 - FGPerd_T) \} = IMP(G) \times (1 - FGPerd_T)$$

$$R2: \lambda_i \times fue\{G_i\} \times FGPerd_T \times P_i + h_i = \theta / (|kmi - kmBG| \times perdG_T)$$

$$R3: fue(G_i)^{PerdPM} \leq \text{Min} \{f\}$$

$$R4: z_i - h_i \geq 0$$

$$R5: h_i - z_i \geq 0$$

Para todo i en $[1..nG]$

Para finalizar con el mejor ajuste, puede observarse que el PL (75) minimiza la suma de las holguras, pero no se conoce de que forma. Puede que, por ejemplo, cargue a cierto generador G_j del conjunto con la suma de los valores absolutos, y al resto asigne holguras nulas, en un extremo.

Para resolver este inconveniente, que restaría homogeneidad en el cumplimiento de la condición base de asignación del costo de las pérdidas, inversamente proporcional a los Momentos Eléctricos de las pérdidas globales concentradas en la ubicación ElectroGeométrica i -ésima, para todo i en $[1..nG]$, se apela a un segundo Programa Lineal acoplado al anterior.

En el mismo, se agrega una nueva variable de decisión, Z_{max} , que estará involucrada en nuevas restricciones, y será, a su vez, la Función Objetivo, FO, también a minimizar.

La formulación del 2do) PL se presenta a continuación:

Minimizar en $[\lambda_i \quad \theta \quad h_i]$

$$FO = ZMax$$

Sujeto a: {Restricciones} (76)

REA: $\sum_i^{nG} z_i = FO$ (1er PL, esta restricción es la Ecuación de Acoplamiento)

R1: $\sum_i^{nG} \{ \lambda_i \times fue\{G_i\} \times FGPerd_T \times IMP(G) \times (1 - FGPerd_T) \} = IMP(G) \times (1 - FGPerd_T)$

R2: $\lambda_i \times fue\{G_i\} \times FGPerd_T \times P_i + h_i = \theta / (|kmi - kmBG| \times perdG_T)$

R3: $fue(G_i)^{PerdPM} \leq \text{Min} \{f\}$

R4: $z_i - h_i \geq 0$

R5: $h_i - z_i \geq 0$

R6: $z_i \leq ZMax$

Para todo i en $[1..nG]$

En las simulaciones efectuadas, la suma de las holguras se logró repartir mejor mediante este 2do) PL acoplado.

Por tanto, las Etapas (dos también, considerando que la de PM es una, no obstante se corran dos PL) para este Modelo MEG FGP Bi-PM, con PL, serán:

- A)** Se resuelven los factores de ubicación eléctrica, $fue\{G_i\}$, desde el MEG Básico (Prorrata);
- B)** Se resuelve el Programa Lineal (75) (Programación Matemática);
- C)** Se resuelve el Programa Lineal (76) acoplado a (75) (Programación Matemática);

Lógicamente, se obtienen las mismas variables de interés, por ello se sigue preservando la denominación MEG FGP Bi-PM; la única diferencia estriba en la aplicación de dos Programas Lineales en vez de uno No Lineal.

VI.1.6 El Modelo MEG soportado en Áreas de Influencia

Primeramente se sintetiza el Método de las Áreas de Influencia, conforme el Estado del Arte:

Método de las Áreas de Influencia

El método de las Áreas de Influencia es uno de los que ha sido utilizado para asignar el llamado cargo complementario, como se discutió al presentar la Remuneración Marginalista. Esto realmente no significa que la cantidad de costos de red que este método reparte es menor, al distribuirse parte de esos costos por medio de los Ingresos Variables del Transporte, sino que podría emplearse para repartir la totalidad de los costos. Perteneció a la clase de procedimientos que utilizan como criterio objetivo para el reparto del cargo complementario el uso eléctrico que hacen los participantes del sistema eléctrico de las instalaciones de red. Este uso eléctrico se define como incremental. Es decir, se calcula la influencia que sobre la red tiene un incremento de consumo o producción de un usuario.

La influencia en la red se obtiene calculando la variación que, en el flujo de potencia que discurre por las líneas, se produce al aumentar 1 MW el consumo o producción de un usuario. Ese MW se incrementa a lo largo del periodo de estudio que se considere necesario. Habitualmente puede corresponder a un año de operación del sistema. Una vez obtenida la variación de flujo de cada una de las líneas, para todos los centros estudiados y para los escenarios seleccionados, se puede calcular un valor que dé una medida del uso eléctrico. Este valor es calculado como la suma de los productos de la variación de flujo de cada escenario (siempre que éste sea positivo) por la potencia consumida o generada por el usuario en cuestión, y por la duración de ese escenario. La suma de las participaciones que un determinado agente tiene de cada instalación se divide por la suma de todas las participaciones que sobre esa instalación tienen los demás usuarios, dando así lugar a la proporción del cargo complementario que le corresponde pagar.

Las variaciones negativas de flujo no se tienen en cuenta en el procedimiento. En el caso de que se produzca una disminución del flujo, esto no significa que el usuario correspondiente obtenga una bonificación (así es como se viene aplicando en algunos países), aunque otras aplicaciones del método pueden ser también aceptables. El valor de la medida de uso en esos casos es nulo. Al ser una medida incremental es necesario ponderar el valor de la variación por la potencia consumida o generada para que a igualdad de utilización incremental tenga más peso quien más grande sea.

Este método se utiliza (aunque con diversas variantes) en los sistemas eléctricos de Argentina y Chile. En Argentina su aplicación está recogida en el reglamento correspondiente (no sucede así en Chile) y se utiliza con el propósito de distribuir el cargo complementario entre los generadores. Este método comparte la crítica que de forma genérica se ha venido haciendo a los que pretenden asignar el coste de la red repartiendo primero los flujos de la red. En cualquier caso, puede decirse que el método de Áreas de Influencia puede considerarse como un método o aproximación razonable al reparto de flujos, siempre desde la doctrina Neo-Clásica, pues prescinde de las señales propiciadas por los Ingresos Variables, a través de los Costos Marginales.

En lo que al reparto de flujos se refiere, existen otros métodos parecidos. El método propugnado en Australia, llamado CRNP (Cost Reflective Network Pricing) es uno de ellos. En ese caso la asignación de los flujos de la red también se hace viendo cual es la respuesta de los generadores (y de los flujos) ante variaciones de la demanda de cada barra. Sin embargo, en el CRNP se lleva a cabo a partir de las corrientes de falta que todos los generadores aportan a un cortocircuito que se encuentra en una barra de consumo. No parece existir ninguna razón que justifique teóricamente la adopción de esta forma de proceder. Su ventaja es que tiene, al igual que otros métodos, alguna apariencia de racionalidad técnica.

Los Factores de Uso

Llamando U_{ki} a la medida de uso eléctrico del usuario k , sobre la línea i , la expresión matemática, resulta:

$$U_{ki} = \sum_{\substack{e \\ (|F_{ie}^k| - |F_{ie}|) > 0}} (|F_{ie}^k| - |F_{ie}|) \times P_{ke} \times d_e \quad (77)$$

donde:

F_{ie} : es el flujo de potencia que discurre por la línea i , en el escenario e , para el año considerado

F_{ie}^k : es el mismo flujo, pero obtenido al aumentar 1[MW] en la generación o demanda según sea el usuario k

E : es el número de escenarios para el año considerado, los cuales se numeran mediante: $e \rightarrow [1...E]$

p_{ke} : es la potencia consumida o generada por el usuario k , conforme su clase o tipo

d_e : es la duración imputable al escenario e

Finalmente, la participación expresada en por unidad, [pu], de cada usuario sobre cada una de las líneas del sistema, genéricamente la i -ésima, viene dada por la expresión:

$$part_{ki} = \frac{U_{ki}}{\sum_k U_{ki}} \quad (78)$$

En este caso, para la aplicación introducida como simulación de laboratorio, los km_i que requiere el MEG Básico, no se obtienen del método MSE, sino de la aplicación del método de las Áreas de Influencia, tal y como lo sugiere la reglamentación del Sistema de Transporte fijada regulatoriamente.

Como hasta ahora se ha analizado el caso de la asignación de costos para los generadores, porque para las demandas, como se verá en el epígrafe siguiente, es completamente análogo, se continuará con estos agentes. Se supone que las áreas de influencia de cada generador, están dadas por el conjunto de líneas que ven incrementado su flujo, respecto de un caso base, cuando los mismos, individualmente considerados, incrementan su inyección en 1 [MW], que es retirado en una barra preestablecida (Panamá 115, en este caso).

Los pasos son, entonces los siguientes:

- A)** Se considera un Caso Base que es el correspondiente al escenario analizado, con sus inyecciones dato y resto de parámetros de la red. Se corre un Flujo CC, y se identifican los Flujos que discurren en cada línea del sistema;
- B)** Se considera un Generador i -ésimo, y se incrementa su potencia inyectada en barras en 1 [MW];
- C)** Se incrementa la demanda, retiro, en la barra de referencia (Panamá 115), en 1 [MW];
- D)** Se corre un Flujo CC, y se identifican los Flujos que discurren en cada línea del sistema;
- E)** Se calcula la diferencia entre el Flujo del caso incremental para el generador i -ésimo y el Flujo obtenido en el Caso Base, que discurre en cada línea del sistema. Si la diferencia es mayor que cero, se suman o acumulan los km de cada vínculo, obteniéndose una distancia de recorrido eléctrico incremental, kmi -ésima. Esta sustituye a la proveniente del modelo MSE;
- F)** Se considera otro generador, y se repiten los pasos, hasta completar el conjunto de nG generadores.

El resto de las consideraciones y variaciones sobre el MEG, son idénticas.

VI.1.7 El Modelo MEG soportado en Áreas de Influencia con Factores de Constricción por Uso de Líneas – Baricentro Amortiguado

Si bien el MEG intenta generar factores de ubicación electrogeométrica no muy dispares, aún cuando los km_i provienen de áreas de influencia sumamente discontinuas, como las que genera el método homónimo, se ha ensayado una constricción de los km_i multiplicando éstos por una prorrata de uso, dada por el cociente entre la diferencia positiva de los flujos entre el caso incremental y el base, para un vínculo j -ésimo, y la suma de tales diferencias. El efecto, lógicamente, es que los kmi resultantes son mucho más pequeños. Por ello se habla de Baricentro ElectroGeométrico amortiguado.

Es interesante destacar que, aún con tal consideración, los factores de ubicación electrogeométrica no resultaron muy diferentes. Sólo algunas variaciones. Otra observación, es que al emplear la Programación Matemática en la asignación de los costos de pérdidas en los generadores, el Programa No Lineal no encuentra solución factible, mientras que los dos Programas Lineales sí, y rápidamente.

VII. EL MODELO MEG PARA LAS DEMANDAS

Cualquiera sea la forma de cálculo de los km_i , y la variante del MEG a emplear, el procedimiento para asignar los cargos a las demandas es totalmente idéntico al de los generadores.

Sólo debe observarse lo siguiente:

A) Si el MEG es soportado en el modelo MSE, entonces parte del seguimiento eléctrico determina los generadores que abastecen a cada demanda. Luego, los km_i imputables a esa demanda, para determinar el Baricentro ElectroGeométrico de Demanda, vienen dados por la suma de los km_i imputados a cada generador que aporta inyección para abastecerla.

B) Si el MEG se soporta en Áreas de Influencias, entonces se procede a correr Flujos de CC incrementando en 1 [MW] cada demanda, cuya inyección es compensada incrementado en un [MW] la generación de la barra de referencia (Panamá 115). Luego el modelo se sigue exactamente como en el punto **A**).

VIII. RESULTADOS OBTENIDOS

Se presentan a continuación los resultados para los tres últimos métodos detallados en los que se ha tomado como potencia de referencia **la potencia instalada para los generadores y la demanda máxima no simultánea para los distribuidores**.

El orden de la presentación es el siguiente:

1. Método Estampilla. Tomando como potencia de referencia la Demanda Máxima No Simultánea (para los Distribuidores y Grandes Usuarios) y la Potencia Instalada (para Generadores)
2. Método Seguimiento Eléctrico
3. Método Electro Geométrico

VIII.1. Tarifas para cada Alternativa.

Las tarifas preliminares para cada una de las alternativas planteadas se presentan en los cuadros siguientes, expresadas todas ellas en Balboas / kW-año. En primer lugar se presenta el **Método de Estampilla**, en sus dos versiones.

Alternativa 1 - Estampilla - Demanda Máxima No Simultánea / Potencia Instalada. TARIFAS [Balboas / kW-año]

Tarifas	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10
GEN	17,13	17,13	17,13	17,13	17,13	17,13	17,13	17,13	17,13	17,13
DEM	10,64	10,64	10,64	10,64	10,64	10,64	10,64	10,64	10,64	10,64

Nota: Se mantiene la presentación de los resultados por zona al solo efecto de considerar una referencia sobre valores actuales, pero la Tarifa es única para la oferta o para la demanda, independientemente de la ubicación del agente en la red.

Para el método de **Seguimiento Eléctrico** los resultados se detallan en el siguiente cuadro, donde los valores se presentan a nivel de Barras del Sistema Principal de Transporte para los Generadores, mientras que para la Demanda (Distribuidores y Grandes Usuarios) se aplica el Método Estampilla, como fuera señalado en las secciones anteriores.

Alternativa 2 – Modelo Seguimiento Eléctrico (Generadores) – Estampilla 1b para la Demanda. TARIFAS [Balboas / kW-año]

Barra	G100	G55	G54	G109	G14	G96	G310	G147	G154	G115	G5	G87
GEN	57,98	56,25	68,16	58,93	36,14	20,73	6,03	7,07	14,02	20,56	0,00	11,01
Tarifas	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10		
DEM	10,64	10,64	10,64	10,64	10,64	10,64	10,64	10,64	10,64	10,64		

Finalmente para el **Método Electro Geométrico**, los resultados se presentan en el siguiente cuadro.

Alternativa 3 – Modelo Electro Geométrico. TARIFAS [Balboas / kW-año]

Barra	G100	G55	G54	G109	G14	G96	G310	G147	G154	G115	G5	G87		
GEN	32,60	32,55	32,76	32,97	37,90	40,43	31,88	38,21	29,69	30,99	0,00	39,13		
Barra	D2	D4	D6	D9	D12	D15	D18	D23	D54	D55	D85	D154	D191	D511
DEM	15,67	15,76	16,45	16,39	17,06	15,46	15,50	13,90	14,25	13,69	16,71	11,56	15,88	15,58

VIII.2. Impacto sobre los Agentes.

Se presenta seguidamente el impacto que produce en los Distribuidores, Grandes Usuarios y Generadores cada una de las Alternativas descritas anteriormente y su relación con el Caso Base (situación actual).

Debe tenerse en cuenta que según sea la alternativa considerada la Potencia de Referencia puede ser:

Alternativa	Distribuidores	Generadores
-------------	----------------	-------------

Estampilla 1a	Demanda Máxima No Simultánea	Potencia Instalada
Seguimiento Eléctrico	Demanda Máxima Simultánea	Potencia Instalada
Electro Geométrico	Demanda Máxima Simultánea	Potencia Instalada

En el cuadro siguiente se presenta, empresa por empresa, las variaciones de los montos **mensuales** a pagar para el año 3 del actual periodo tarifario.

Montos a Pagar por Agente por CUSPT. En Miles de B/. por Mes. Variaciones porcentuales respecto al Caso Base.

AGENTE	Caso Base	Alternativa Estampilla		Alternativa MSE		Alternativa MEG PL1	
	Miles B/.	Miles B/.	%	Miles B/.	%	Miles B/.	%
EDEMET	679.06	577.31	-15.0%	577.31	-15.0%	590.57	-13.0%
EDEMET (Grandes Usuarios)	0.77	0.51	-33.0%	0.51	-33.0%	0.45	-41.0%
ELEKTRA	556.71	429.85	-22.8%	429.85	-22.8%	426.14	-23.5%
ELEKTRA (Grandes Usuarios)	4.55	3.05	-33.0%	3.05	-33.0%	3.26	-28.4%
EDECHI	-168.00	94.70	-156.4%	94.70	-156.4%	85.13	-150.7%
EDECHI - Grandes Usuarios	70.11	37.78	-46.1%	37.78	-46.1%	37.65	-46.3%
FORTUNA	1,279.83	428.23	-66.5%	850.81	-33.5%	475.89	-62.8%
AES PANAMA	884.87	687.97	-22.3%	859.71	-2.8%	700.44	-20.8%
<i>Estí</i>	511.93	171.29	-66.5%	539.80	5.4%	182.32	-64.4%
<i>La Estrella</i>	171.44	67.38	-60.7%	89.82	-47.6%	73.31	-57.2%
<i>Los Valles</i>	198.90	78.17	-60.7%	104.21	-47.6%	85.05	-57.2%
<i>Bayano</i>	2.60	371.13	14177.0%	125.89	4742.7%	359.76	13739.7%
BAHIA LAS MINAS	74.65	399.68	435.4%	126.17	69.0%	381.30	410.8%
COPESA	-16.23	65.67	-504.5%	0.00		60.69	-473.8%
PAN AM THERMAL G.	-22.44	137.04	-710.7%	0.00		129.55	-677.3%
AUT. DEL CANAL (Miraflores)	-39.53	159.88	-504.5%	0.00		151.59	-483.5%
PEDREGAL POWER	-18.89	76.42	-504.5%	13.61	-172.0%	71.16	-476.7%
EMP.GENERACION ELECTRICA	-14.12	57.10	-504.5%	0.00		52.42	-471.4%
INV. Y DESARROLLOS BALBOA (T. Cativa)	23.25	124.47	435.4%	44.10	89.7%	118.28	408.8%
TERMICA DEL CARIBE	13.47	72.11	435.4%	14.87	10.4%	66.97	397.2%
ALGARROBOS	35.81	14.07	-60.7%	18.76	-47.6%	15.31	-57.2%
MENDRE	71.74	28.19	-60.7%	37.58	-47.6%	30.67	-57.2%

MODIFICACION AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN 1 ANEXO D 2011

AGENTE	Caso Base	Alternativa Estampilla		Alternativa MSE		Alternativa MEG PL1	
	Miles B/.	Miles B/.	%	Miles B/.	%	Miles B/.	%
PREREGALITO	57.31	28.55	-50.2%	148.71	159.5%	29.87	-47.9%
CONCEPCION	28.65	14.28	-50.2%	0.00		11.10	-61.3%
AUT. DEL CANAL (Colón)	4.00	21.41	435.4%	0.00		17.99	349.8%
TERMO COLON	39.99	214.12	435.4%	215.55	439.0%	206.15	415.5%
GUALACA	107.50	35.97	-66.5%	113.36	5.4%	38.29	-64.4%
COCHEA	45.77	17.99	-60.7%	23.98	-47.6%	19.57	-57.2%
BAJO DE MINA	92.73	74.81	-19.3%	150.74	62.6%	80.27	-13.4%
PERLAS NORTE	9.54	4.75	-50.2%	24.76	159.5%	4.97	-47.9%
PERLAS SUR	9.54	4.75	-50.2%	24.76	159.5%	4.97	-47.9%
CAPIRA	0.00	0.00		0.00		0.00	
MACHO DE MONTE	0.00	0.00		0.00		0.00	
DOLEGA	0.00	0.00		0.00		0.00	
PASO ANCHO	0.00	0.00		0.00		0.00	
HIDRO PANAMA	0.00	0.00		0.00		0.00	
Total Demanda	1,143.20	1,143.20	0.0%	1,143.20	0.0%	1,143.20	0.0%
Total Generación	2,667.43	2,667.47	0.0%	2,667.47	0.0%	2,667.47	0.0%
Total	3,810.63	3,810.67	0.0%	3,810.67	0.0%	3,810.67	0.0%

IX. MODELO DE SEGUIMIENTO ELECTRICO HIBRIDO

En el intercambio de comentarios con la ASEP, se planteó la posibilidad de introducir una variante que combine al Método de SE y al Método Estampilla., denominando a este método Modelo de SE Híbrido. Se presenta aquí cuáles son los impactos de tarificar con ambos métodos en distintas combinaciones.

IX.1. Bases de Cálculo

Se busca construir una tarifa binómica que combine:

- a) Un Cargo de Vinculación al Sistema, que pagan todos los generadores, estén o no convocados al despacho anual, sobre la base de la Potencia Instalada para el periodo en cuestión (1868,7 MW, para el año tarifario N° 3).
- b) Un Cargo Adicional que pagan todos aquellos generadores que son despachados.

De esta forma pueden darse dos situaciones. Que un generador pague sólo el Cargo por Vinculación al sistema o, en su defecto, la sumatoria de este y el Cargo Adicional.

El producido por ambos cargos debe cubrir el Ingreso Máximo Permitido (IMP) que deben hacer frente los generadores: 32009,6 miles de Balboas / año.

Se parten de los desarrollos metodológicos que fueron descriptos en el Informe 03⁴ y que por simplicidad no se vuelven a plantear en este documento.

El Cargo de Vinculación al Sistema constituye un cargo Estampilla y el Cargo Adicional se calcula a partir del Método de Seguimiento Eléctrico. Para ello se plantean tres variantes:

⁴ Véase la Sección II.3 C para un detalle metodológico.

	Variante 1	Variante 2	Variante 3
Cargo de Vinculación al Sistema	Se calcula como el 25% del IMP correspondiente a la Generación, utilizando el Método Estampilla.	Se calcula como el 35% del IMP correspondiente a la Generación, utilizando el Método Estampilla.	Se calcula como el 15% del IMP correspondiente a la Generación, utilizando el Método Estampilla.
Cargo Adicional	Se calcula como el 75% del IMP correspondiente a la Generación, utilizando el MSE	Se calcula como el 65% del IMP correspondiente a la Generación, utilizando el MSE.	Se calcula como el 85% del IMP correspondiente a la Generación, utilizando el MSE.

En otros términos lo que se busca es recuperar de entre los distintos agentes los siguientes montos, expresados en miles de Balboas/año:

	Variante 1 Miles B/año	Variante 2 Miles B/año	Variante 3 Miles B/año
Cargo de Vinculación al Sistema	8,002.40	11203.36	4801.44
Cargo Adicional	24,007.20	20806.24	27208.16
Total Ingresos a Recuperar	32,009.60	32,009.60	32,009.60

IX.2. Resultados Obtenidos.

De la aplicación de los Modelos de Estampilla y Seguimiento Eléctrico, se presentan a continuación las tarifas aplicadas y su impacto sobre la situación actual

Barra-G	Variante 75%/25%		Variante 65%/35%		Variante 85%/15%	
	Cargo Adicional (MSE) B./MW-año	Cargo Vinculación al Sistema B./MW-año	Cargo Adicional (MSE) B./MW-año	Cargo Vinculación al Sistema B./MW-año	Cargo Adicional (MSE) B./MW-año	Cargo Vinculación al Sistema B./MW-año
14	25.89	4.28	22.44	6.00	29.34	2.57
96	25.52	4.28	22.12	6.00	28.93	2.57
310-1	66.91	4.28	57.99	6.00	75.83	2.57
147	40.48	4.28	35.09	6.00	45.88	2.57
87	17.13	4.28	14.84	6.00	19.41	2.57
100-1	4.36	4.28	3.78	6.00	4.94	2.57
115	2.29	4.28	1.98	6.00	2.59	2.57
54-1	4.55	4.28	3.95	6.00	5.16	2.57
55-1	9.46	4.28	8.20	6.00	10.72	2.57
109	12.93	4.28	11.21	6.00	14.66	2.57
5	0.00	4.28	0.00	6.00	0.00	2.57
154	2.65	4.28	2.30	6.00	3.00	2.57
100-2	0.00	4.28	0.00	6.00	0.00	2.57
55-2	0.00	4.28	0.00	6.00	0.00	2.57
54-2	0.00	4.28	0.00	6.00	0.00	2.57
310-2	0.00	4.28	0.00	6.00	0.00	2.57
2	0.00	4.28	0.00	6.00	0.00	2.57
18	0.00	4.28	0.00	6.00	0.00	2.57

Nota. Las barras con tarifas nulas corresponden a nodos en los que no se inyecta generación, no obstante la existencia de generadores disponibles. A estos sólo se les aplica Cargo por Vinculación al Sistema.

Se presentan a continuación los resultados para las tres variantes detallados en los que se ha tomado como potencia de referencia **la potencia instalada para los generadores**. En el cuadro siguiente se presenta, empresa por empresa, las variaciones de los montos **mensuales** a pagar para el año 3 del actual periodo tarifario.

Junto con este informe se adjunta un archivo Excel donde el lector podrá apreciar en un gráfico lo que pagaría cada agente con cada una de las alternativas planteadas en los diferentes informes del Consultor. Una síntesis de dicha información se presenta, a modo de recapitulación en el Anexo a este Informe.

Montos a Pagar por Agente por CUSPT. En Miles de B/. por Mes. Variaciones porcentuales respecto al Caso Base.

AGENTE	Caso Base	Variante 75%/25%		Variante 65%/35%		Variante 85%/15%	
	Miles B/.	Miles B/.	%	Miles B/.	%	Miles B/.	%
FORTUNA	1,279.83	745.16	-41.8%	702.91	-45.1%	787.42	-38.5%
AES PANAMA	884.87	816.78	-7.7%	799.60	-9.6%	833.95	-5.8%
<i>Estí</i>	511.93	447.67	-12.6%	410.82	-19.8%	484.52	-5.4%
<i>La Estrella</i>	171.44	84.21	-50.9%	81.96	-52.2%	86.45	-49.6%
<i>Los Valles</i>	198.90	97.70	-50.9%	95.09	-52.2%	100.30	-49.6%
<i>Bayano</i>	2.60	187.20	7101.3%	211.72	8044.7%	162.67	6157.9%
BAHIA LAS MINAS	74.65	194.55	160.6%	221.90	197.3%	167.20	124.0%
COPESA	-16.23	16.42		22.98		9.85	
PAN AM THERMAL G.	-22.44	34.26		47.96		20.56	
AUT. DEL CANAL (Miraflores)	-39.53	39.97		55.96		23.98	
PEDREGAL POWER	-18.89	29.31		35.59		23.03	
EMP.GENERACION ELECTRICA	-14.12	14.27		19.98		8.56	
INV. Y DESARROLLOS BALBOA (T. Cativa)	23.25	64.20	176.1%	72.23	210.7%	56.16	141.6%
TERMICA DEL CARIBE	13.47	29.18	116.6%	34.90	159.2%	23.45	74.1%
ALGARROBOS	35.81	17.59	-50.9%	17.12	-52.2%	18.06	-49.6%
MENDRE	71.74	35.24	-50.9%	34.30	-52.2%	36.17	-49.6%
PREREGALITO	57.31	118.67	107.1%	106.66	86.1%	130.69	128.0%
CONCEPCION	28.65	3.57	-87.5%	5.00	-82.6%	2.14	-92.5%
AUT. DEL CANAL (Colón)	4.00	5.35	33.9%	7.49	87.4%	3.21	-19.7%
TERMO COLON	39.99	215.19	438.1%	215.05	437.8%	215.33	438.5%
GUALACA	107.50	94.01	-12.6%	86.27	-19.8%	101.75	-5.4%
COCHEA	45.77	22.48	-50.9%	21.88	-52.2%	23.08	-49.6%

MODIFICACION AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN 1 ANEXO D 2011

AGENTE	Caso Base	Variante 75%/25%		Variante 65%/35%		Variante 85%/15%	
	Miles B/.	Miles B/.	%	Miles B/.	%	Miles B/.	%
BAJO DE MINA	92.73	131.76	42.1%	124.16	33.9%	139.35	50.3%
PERLAS NORTE	9.54	19.76	107.1%	17.76	86.1%	21.76	128.0%
PERLAS SUR	9.54	19.76	107.1%	17.76	86.1%	21.76	128.0%
CAPIRA	0.00	0.00		0.00		0.00	
MACHO DE MONTE	0.00	0.00		0.00		0.00	
DOLEGA	0.00	0.00		0.00		0.00	
PASO ANCHO	0.00	0.00		0.00		0.00	
HIDRO PANAMA	0.00	0.00		0.00		0.00	
Total Demanda	1,143.20	1,143.20	0.0%	1,143.20	0.0%	1,143.20	0.0%
Total Generación	2,667.43	2,667.47	0.0%	2,667.47	0.0%	2,667.47	0.0%
Total	3,810.63	3,810.67	0.0%	3,810.67	0.0%	3,810.67	0.0%

IX.3. Recapitulación de Resultados

AGENTE	Caso Base	Eliminación C.Negativos	Alternativa Estampilla 1a	Alternativa Estampilla 1b	Alternativa MSE Puro 100-0	Alternativa Híbrido 75/25	Alternativa Híbrido 65/35	Alternativa Híbrido 85/15	Alternativa MEG Básico	Alternativa MEG PL1	Alternativa MEG PL1-BA2	Alternativa MEG PL1-BA
									Soportado en MSE			
	Miles B/.	Miles B/.	Miles B/.	Miles B/.	Miles B/.	Miles B/.	Miles B/.	Miles B/.	Miles B/.	Miles B/.	Miles B/.	Miles B/.
EDEMET	679.0 6	590.96	577.3 1	568.3 9	577.3 1	577.3 1	577.3 1	577.3 1	591.4 1	590.5 7	591.5 1	580.70
EDEMET (Grandes Usuarios)	0.77	0.67	0.51	0.00	0.51	0.51	0.51	0.51	0.53	0.45	0.45	0.50
ELEKTRA	556.7 1	484.49	429.8 5	426.6 1	429.8 5	429.8 5	429.8 5	429.8 5	425.0 5	426.1 4	426.1 4	359.89
ELEKTRA (Grandes Usuarios)	4.55	3.96	3.05	0.00	3.05	3.05	3.05	3.05	3.22	3.26	3.26	3.00
EDECHI	- 168.00	2.12	94.70	92.90	94.70	94.70	94.70	94.70	84.74	85.13	85.13	103.53
EDECHI - Grandes Usuarios	70.11	61.01	37.78	55.30	37.78	37.78	37.78	37.78	38.25	37.65	37.65	40.10
FORTUNA	1,279. 83	1,228.6 1	428.2 3	539.0 1	850.8 1	745.1 6	702.9 1	787.4 2	474.3 8	475.8 9	471.1 4	474.08
AES PANAMA	884.8 7	849.45	687.9 7	738.4 2	859.7 1	816.7 8	799.6 0	833.9 5	700.3 3	700.4 4	703.7 5	710.45
<i>Estí</i>	511.9 3	491.44	171.2 9	353.4 5	539.8 0	447.6 7	410.8 2	484.5 2	181.9 7	182.3 2	179.5 2	181.84
<i>La Estrella</i>	171.4 4	164.58	67.38	82.18	89.82	84.21	81.96	86.45	72.94	73.31	76.27	77.27
<i>Los Valles</i>	198.9 0	190.94	78.17	97.07	104.2 1	97.70	95.09	100.3 0	84.62	85.05	88.48	89.64
<i>Bayano</i>	2.60	2.50	371.1 3	205.7 1	125.8 9	187.2 0	211.7 2	162.6 7	360.8 0	359.7 6	359.4 9	361.70
BAHIA LAS MINAS	74.65	71.66	399.6 8	320.8 9	126.1 7	194.5 5	221.9 0	167.2 0	382.0 0	381.3 0	382.0 1	380.63

MODIFICACION AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN 1 ANEXO D 2011

COPESA	-16.23	0.00	65.67	0.00	0.00	16.42	22.98	9.85	60.78	60.69	60.94	58.06
PAN AM THERMAL G.	-22.44	0.00	137.04	0.00	0.00	34.26	47.96	20.56	129.63	129.55	129.99	127.11
AUT. DEL CANAL (Miraflores)	-39.53	0.00	159.88	0.00	0.00	39.97	55.96	23.98	151.68	151.59	152.10	149.22
PEDREGAL POWER	-18.89	0.00	76.42	110.53	13.61	29.31	35.59	23.03	71.52	71.16	71.47	72.15
EMP.GENERACION ELECTRICA	-14.12	0.00	57.10	0.00	0.00	14.27	19.98	8.56	52.51	52.42	52.65	49.77
INV. Y DESARROLLOS BALBOA	23.25	22.32	124.47	204.92	44.10	64.20	72.23	56.16	119.53	118.28	118.91	121.16
TERMICA DEL CARIBE	13.47	12.93	72.11	48.25	14.87	29.18	34.90	23.45	67.23	66.97	67.22	64.34
AGENTE	Caso Base	Eliminación C.Negativos	Alternativa Estampilla 1a	Alternativa Estampilla 1b	Alternativa MSE Puro 100-0	Alternativa Hibrido 75/25	Alternativa Hibrido 65/35	Alternativa Hibrido 85/15	Alternativa MEG Básico	Alternativa MEG PL1	Alternativa MEG PL1-BA2	Alternativa MEG PL1-BA
									Soportado en MSE			
	Miles B/.	Miles B/.	Miles B/.	Miles B/.	Miles B/.	Miles B/.	Miles B/.	Miles B/.	Miles B/.	Miles B/.	Miles B/.	Miles B/.
ALGARROBOS	35.81	34.38	14.07	22.87	18.76	17.59	17.12	18.06	15.24	15.31	15.93	16.14
MENDRE	71.74	68.86	28.19	45.74	37.58	35.24	34.30	36.17	30.52	30.67	31.91	32.33
PREREGALITO	57.31	55.02	28.55	56.45	148.71	118.67	106.66	130.69	29.06	29.87	28.45	30.58
CONCEPCION	28.65	27.51	14.28	0.00	0.00	3.57	5.00	2.14	11.19	11.10	11.22	8.34
AUT. DEL CANAL (Colón)	4.00	3.84	21.41	0.00	0.00	5.35	7.49	3.21	18.07	17.99	18.12	15.24
TERMO COLON	39.99	38.39	214.12	375.68	215.55	215.19	215.05	215.33	207.30	206.15	205.51	207.38
GUALACA	107.50	103.20	35.97	42.04	113.36	94.01	86.27	101.75	38.21	38.29	37.70	38.19
COCHEA	45.77	43.93	17.99	22.87	23.98	22.48	21.88	23.08	19.47	19.57	20.36	20.63
BAJO DE MINA	92.73	89.02	74.81	92.55	150.74	131.76	124.16	139.35	79.13	80.27	78.61	81.50
PERLAS NORTE	9.54	9.16	4.75	23.62	24.76	19.76	17.76	21.76	4.84	4.97	4.74	5.09

MODIFICACION AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN 1 ANEXO D 2011

PERLAS SUR	9.54	9.16	4.75	23.62	24.76	19.76	17.76	21.76	4.84	4.97	4.74	5.09
CAPIRA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MACHO DE MONTE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
DOLEGA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PASO ANCHO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
HIDRO PANAMA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Demanda	1,143.	1,144.	1,087.									
	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	14	72
Total Generación	2,667.											
	43	43	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47
Total	3,810.	3,811.	3,755.									
	63	63	67	67	67	67	67	67	67	67	61	19

X. EL MÉTODO DE LAS ÁREAS DE INFLUENCIA HÍBRIDO O MODIFICADO

El sistema de transmisión de Panamá, exhibe dos características que lo tornan, con algunos inconvenientes, similarmente apto para la aplicación de las Áreas de Influencia a Chile: a) es radial y b) una longitudinal, en un grado mayor que de Argentina, cuanto menos.

De manera que, como alternativa al Método de Seguimiento Eléctrico, Áreas de Influencia puede resultar aceptable. En efecto, Seguimiento Eléctrico, si bien es exacto en términos de las verdaderas “Áreas de Influencia” imputables a cada agente del sistema (Generador o Demanda), como se explicó en informes previos, es de compleja implementación en sus sencillos pero múltiples cálculos. Los mismos presentan una “explosión combinatoria” si aumenta el número de agentes y de líneas del sistema bajo a análisis, requiriendo de un software a medida para sus simulaciones. Se enfatiza que Áreas de Influencia constituye tal alternativa para el Sistema de Transmisión panameño, y con algunas modificaciones.

X.1. APLICACIÓN DEL MÉTODO

Conforme el Reglamento, aplicable a la fecha, definido por la autoridad regulatoria panameña para el cálculo de los Cargos de Acceso a las Redes de Transporte por parte de los agentes del sistema, el Método de las Áreas de Influencia se aplica siguiendo los siguientes pasos:

1ro) Son utilizados Modelos de Flujo de Potencia de CC (Corriente Continua);

2do) Se simula un Flujo CC, conforme el perfil de inyecciones y retiros que corresponden a los generadores y demandas, respectivamente, para el escenario de análisis, e, considerado. A tal caso de cálculo se lo denominará de Estado de Referencia, y la misma denominación se extiende a los flujos que discurren, como resultado, en cada línea del sistema. Se tendrá de este modo un Vector de Flujos de Línea, **VFL[Ref]**;

Para los Generadores:

3ro) Se define una Barra de Referencia, en la cual serán compensados los incrementos unitarios de generación, mediante un incremento unitario de demanda en la misma;

4to) Sea {G} el conjunto de nG generadores que aportan inyecciones en el escenario e, considerado para su análisis. Se incrementa la generación del primero, G1, en una unidad base, por caso, 1 [MW];

5to) Se compensa el [MW] incrementado en generación, sobre la Barra de Referencia, con 1 [MW] (de demanda) adicionado en la misma;

6to) Se simula un Flujo de Potencia CC en tales condiciones;

7mo) Se tendrán, como resultados, un Vector de Flujos de Línea, **VFL[G1]**.

8vo) Se restan los vectores **VFL[G1] - VFL[Ref]**, obteniéndose como resultado un Vector de Incrementos de Flujos, por efecto de G1, respecto del Estado de Referencia, **$\Delta VFL[G1, Ref]$** . Cada elemento de este vector, resulta en un incremento, en general, de flujo, el cual puede ser positivo, negativo o nulo.

9no) Se consideran aquellas líneas del sistema cuyos elementos del Vector de Incrementos de Flujos son positivos. Estas líneas serán las Áreas de Influencia del Generador G1: $\{AI\}G1 / \Delta VFL[G1, Ref] > 0$.

10mo) Se vuelve sobre el paso 4to), repitiendo los cálculos considerando el generador siguiente y obteniendo, mediante los restantes pasos sucesivos, las Áreas de Influencia del Generador i-ésimo, Gi: $\{AI\}Gi / \Delta VFL[Gi, Ref] > 0$, hasta que $i = nG$.

Las variaciones de flujo que pertenecen a cada vector **$\Delta VFL[Gi, Ref] > 0$** , son las que luego intervienen en la construcción de la denominada Matriz β , discutida en informes previos, utilizada para definir los Cargos de Acceso vigentes. Desde el estado del arte, esas mismas variaciones son introducidas en la expresión (11), para calcular una medida de uso extensivo/intensivo dada por la expresión (12), conforme se explicó.

Para las Demandas:

Los únicos cambios respecto de los generadores, es que debe definirse una Barra de Referencia en generación, que adicione un [MW] incremental, compensatorio de cada [MW] incremental en las Barras de Demanda. Si existen nD demandas en el conjunto {D}, se repiten los mismos pasos, obteniendo Vectores Incrementos de Flujos y Áreas de Influencia para cada demanda j-ésima, Dj: $\{AI\}Dj / \Delta VFL[Dj, Ref] > 0$, hasta que $j = nD$. También valen las expresiones (11) y (12).

Se describirán los cambios que conducen al Método AI Híbrido o Modificado, AIH, para los generadores. Para las demandas, pueden inferirse por clara analogía. Básicamente, se trata de introducir dos modificaciones

A) La Elección de la Barra de Referencia:

La Barra de Referencia que compensa incrementando en 1 [MW] su demanda, el [MW] de generación i-ésimo en {G}, no puede ser, a su vez, de generación. En efecto, el generador allí ubicado, cuando se analice, incrementará su generación en la misma barra que la compensará. Como consecuencia, tal generador no utilizaría ninguna línea del sistema ya que, si se refiere como Gk al mismo, **$\Delta VFL[Gk, Ref] = 0$** . Si se presentase un caso en el cual todas las barras inyectan y retiran, la Barra de Referencia debería ser virtualmente introducida en el sistema, de manera que sea sólo de demanda y no modifique los flujos respecto de la situación en la que no se introduce.

B) La repartición de los Costos de Líneas que no son Incrementalmente Empleadas por Ningún Generador:

Si referimos como Grado de Radialidad a la medida en que la topología del sistema es Radial, y como Grado de Longitudinalidad a la medida en que el sistema es longitudinal, puede afirmarse empíricamente que *mientras, menores sean tales Grados, mayor será la probabilidad de que existan líneas que ningún generador utilice incrementalmente*. Este constituye otro punto deficiente del método de AI como se lo conoce en el estado del arte.

En particular, y en términos cualitativos, no obstante exhibir la topología del sistema de transporte panameño elevados Grados de Radialidad y Longitudinalidad, existen, para el escenario considerado, algunas líneas que ningún generador utiliza, incrementalmente.

En este sentido, la modificación que se ha propuesto sobre el método AI para modificarlo, consiste en:

1ro) una vez simulado el conjunto de flujos CC y determinado para cada generador *i*-ésimo su vector $\Delta VFL[Gi, Ref]$, observar en el conjunto $\{G\}$, cuáles $\{AI\}Gi$ (o líneas del sistema) no están incluidas en ningún generador. Ese conjunto de líneas, será indicado como $NAI\{Gi\}$ en $\{G\}$. Esto es, las líneas $NAI\{Gi\}$ en $\{G\}$, no tienen uso incremental;

2do) Luego se suman los IMP, [kB/año], de $NAI\{Gi\}$ en $\{G\}$, obteniéndose un IMP $\{NAI\{G\}\}$, [kB/año];

3ro) En el Estado de Referencia, el sistema puede tener dos tipos, conforme los Modelos aplicados anteriormente en el presente estudio, de potencia activa total imputable al escenario considerado: a) La Inyectada Total, PinyT o b) La Instalada Total, PinsT. Siempre refiriendo potencias equivalentes en barra. Por caso, en el Seguimiento Eléctrico, se ha considerado la PinyT. Si se designa con PT a la sumatoria de las PinyT o a la sumatoria de las PinsT, genéricamente indicadas como Pi, se puede calcular un Costo estampilla aplicable a las $NAI\{G\}$, como sigue:

$$C^E(NAI\{G\}) = IMP \{NAI\{G\}\} / PT \quad [kB/MW-año] \quad (13)$$

Es claro que se satisface la ecuación de Balance de Costos:

$$IMP \{NAI\{G\}\} = \sum_i^{nG} [IMP \{NAI\{G\}\} / PT] \times Pi = \sum_i^{nG} [C^E(NAI\{G\}) \times Pi] \quad (14)$$

siendo nG , el número de generadores activos en el escenario considerado;

4to) De este modo, el Costo de Acceso tendrá dos componentes: la primera, proveniente del Método AI con la modificación o consideración **A**), midiendo un uso incremental extensivo/intensivo, y se la referirá como $[IMP AI\{Gi\}/Pi]$ expresada en [kB/MW-año]; la segunda, proveniente de la consideración o modificación **B**), expresando un uso medio intensivo, $[C^E(NAI\{G\})]$, expresada también en [kB/MW-año]. Desde aquí la denominación AI Híbrido. Cabe destacar que no hay contradicción metodológica, pues todos los métodos de asignación de Cargo Complementario, integrados a la Remuneración Marginalista, mezclan costos marginales con costos medios. Es más, el propio costo incremental que mide AI, es, en rigor, un costo medio;

5to) El Costo de Acceso para el generador Gi , quedará expresado como el par de componentes:

$$C\{Gi\} [kB/MW-año] = (IMP AI\{Gi\}/Pi; C^E(NAI\{G\})) \quad (15)$$

$$\text{y el Costo de Acceso } C\{Gi\} [kB/año] = [IMP AI\{Gi\} + C^E(NAI\{G\})] \times Pi \quad (16)$$

cumpliendo la Ecuación de Balance:

$$\sum_i^{nG} [IMP_{AI\{Gi\}} + C^E(NAI\{G\})] \times P_i = IMP_{\{NAI\{G\}\}} + IMP_{AI\{G\}} = IMP_{\{G\}} \quad (17)$$

En el Modelo de Áreas de Influencia Híbrido con estas modificaciones, todos los generadores activos en el escenario considerado, pagan, a parte de su uso por AI, un Cargo Estampilla que dependerá del número de líneas que no tengan uso incremental por parte de ningún generador en {G}, y de la potencia transitada individualmente por cada uno (uso intensivo).

X.2. RESULTADOS COMPARATIVOS

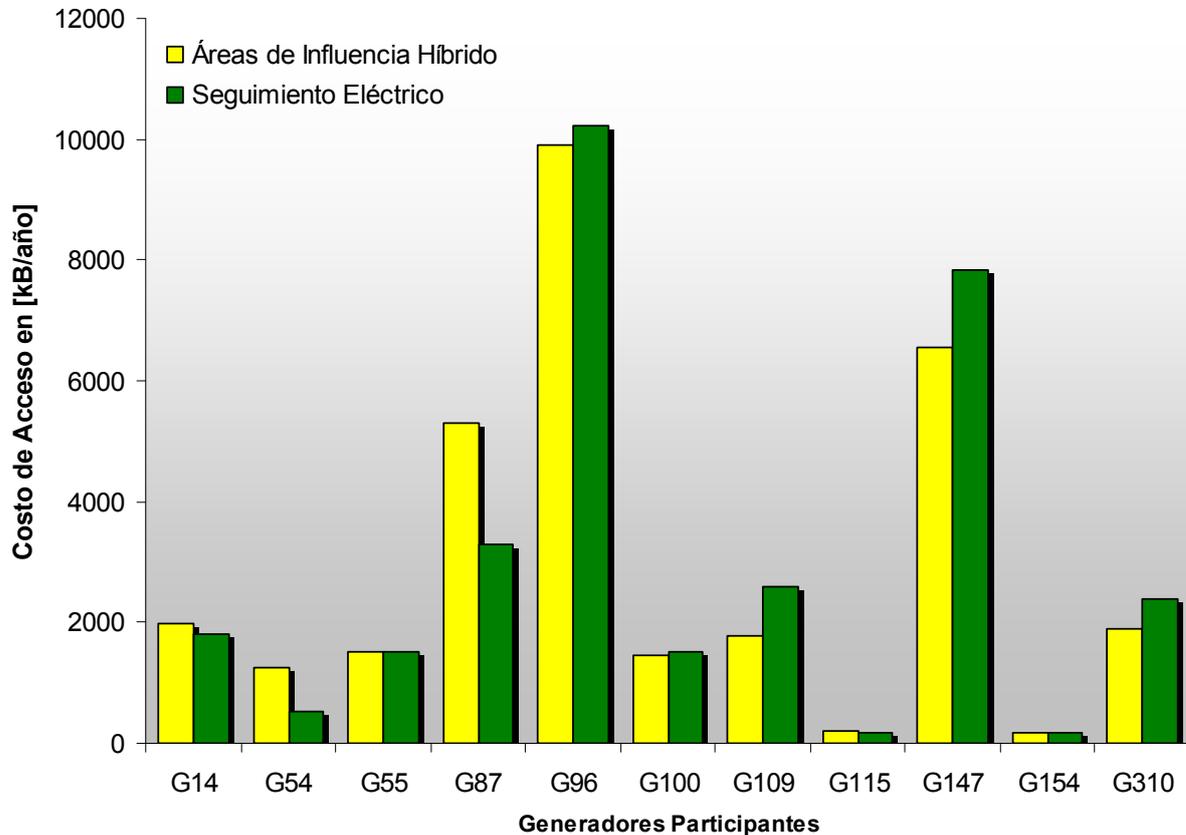
Como fuera expresado al inicio de la Sección III, se ha optado por una simplificación en los cálculos que implica la aplicación del Método de Seguimiento Eléctrico. Se ha buscado así, reducir la “explosión combinatoria” cuando aumenta el número de agentes y de líneas del sistema bajo a análisis. La asignación de costos resultantes, cuyo detalle se presenta en el Anexo a este Informe se presenta en los siguientes cuadro y gráfico.

Asignación del IMP de Generación (70% del IMP Global) a cada Grupo Generador En Miles de Balboas

Grupo Generador	AI Híbrido Miles de Balboas	Seguimiento Eléctrico Miles de Balboas
G14	1982,8	1808,9
G54	1249,6	529,3
G55	1510,8	1514,0
G87	5294,5	3292,2
G96	9889,4	10209,7
G100	1466,2	1510,7
G109	1783,1	2586,6
G115	215,6	163,3
G147	6544,9	7837,9
G154	180,8	178,4
G310	1891,9	2378,8
Total a Recaudar	32009,6	32009,6

En el gráfico siguiente se puede apreciar las diferencias de asignación de costo a cada grupo generador y con respecto a los mismos resultados obtenidos cuando se aplica Seguimiento Eléctrico.

Comparativa entre los Métodos Áreas de Influencia Híbrido y Seguimiento Eléctrico para los Cargos de Acceso a Sufragar por los Generadores en el Escenario Hidro Media. Año 3ro del Período de Control Tarifario



Se puede apreciar que el **Método de Áreas de Influencia Híbrido constituye una rápida y adecuada solución cuando no se dispone de los recursos suficientes para aplicar el Método de Seguimiento Eléctrico.**

En el apartado siguiente se desarrollará la misma combinación entre los resultados del Método de Seguimiento soportado por Areas de Influencia y un Cargo Estampilla de los cuales se obtendrán el 75 % y el 25 %, respectivamente del IMP de Generación.

X.3. BASES DE CÁLCULO

Se busca construir una tarifa binómica que combine:

- c) Un Cargo de Vinculación al Sistema, que pagan todos los generadores, estén o no convocados al despacho anual, sobre la base de la Potencia Instalada para el periodo en cuestión (1868,7 MW, para el año tarifario N° 3).
- d) Un Cargo Adicional que pagan todos aquellos generadores que son despachados.

De esta forma pueden darse dos situaciones. Que un generador pague sólo el Cargo por Vinculación al sistema o, en su defecto, la sumatoria de este y el Cargo Adicional.

El producido por ambos cargos debe cubrir el Ingreso Máximo Permitido (IMP) que deben hacer frente los generadores: 32009,6 miles de Balboas / año.

El Cargo de Vinculación al Sistema constituye un cargo Estampilla y el Cargo Adicional se calcula a partir del Método de Áreas de Influencia Híbrido

Cargos	Descripción y Alcance
Cargo de Vinculación al Sistema	Se calcula como el 25% del IMP correspondiente a la Generación, utilizando el Método Estampilla.
Cargo Adicional	Se calcula como el 75% del IMP correspondiente a la Generación, utilizando el Áreas de Influencia Híbrido.

En otros términos lo que se busca es recuperar de entre los distintos agentes los siguientes montos, expresados en miles de Balboas/año:

Cargos	Recaudación Miles B/año
Cargo de Vinculación al Sistema	8,002.40
Cargo Adicional	24,007.20
Total Ingresos a Recuperar	32,009.60

X.4. RESULTADOS OBTENIDOS.

De la aplicación de los Modelos de Estampilla y Áreas de Influencia Híbrido, se presentan a continuación las tarifas aplicadas y su impacto sobre la situación actual

En primer lugar se presenta un cuadro comparativo entre los resultados obtenidos en el Modelo Híbrido de Seguimiento Eléctrico, que fuera presentado en el Informe N° 04 de esta Consultoría y los mismos resultados de aplicar Áreas de Influencia Híbrido.

Comparación de Resultados entre Seguimiento Eléctrico y Áreas de Influencia Híbrido

Barra-G	Método de Seguimiento Eléctrico Variante 75%/25%		Área de Influencia Híbrido Variante 75%/25%	
	Cargo Adicional (MSE) B./MW-año	Cargo Vinculación al Sistema B./MW-año	Cargo Adicional (AI Híbrido) B./MW-año	Cargo Vinculación al Sistema B./MW-año
14	25.89	4.28	28,38	4,28
96	25.52	4.28	24,72	4,28
310-1	66.91	4.28	53,22	4,28
147	40.48	4.28	33,81	4,28
87	17.13	4.28	27,54	4,28
100-1	4.36	4.28	4,23	4,28
115	2.29	4.28	3,02	4,28
54-1	4.55	4.28	10,75	4,28
55-1	9.46	4.28	9,44	4,28
109	12.93	4.28	8,92	4,28
5	0.00	4.28	0,00	4,28
154	2.65	4.28	2,68	4,28
100-2	0.00	4.28	0,00	4,28
55-2	0.00	4.28	0,00	4,28
54-2	0.00	4.28	0,00	4,28
310-2	0.00	4.28	0,00	4,28
2	0.00	4.28	0,00	4,28
18	0.00	4.28	0,00	4,28

Nota. Las barras con tarifas nulas corresponden a nodos en los que no se inyecta generación, no obstante la existencia de generadores disponibles. A estos sólo se les aplica Cargo por Vinculación al Sistema.

Se presentan a continuación los resultados comparativos para los dos métodos (Seguimiento Eléctrico y Áreas de Influencia Híbrido) en los que se ha tomado como potencia de referencia **la potencia instalada para los generadores**. En el cuadro siguiente se presenta, empresa por empresa, las variaciones de los montos **mensuales** a pagar para el año 3 del actual periodo tarifario.

Junto con este informe se adjunta un archivo Excel donde el lector podrá apreciar en un gráfico lo que pagaría cada agente con cada una de las alternativas planteadas en los diferentes informes del Consultor.

Montos a Pagar por Agente por CUSPT. En Miles de B/. por Mes. Variaciones porcentuales respecto al Caso Base.

AGENTE	Caso Base	Seguimiento Eléctrico Variante 75%/25%		Área de Infl.Hibrido Variante 75%/25%	
	Miles B/.	Miles B/.	%	Miles B/.	%
FORTUNA	1,279.83	745.16	-41.8%	725,15	-43,3%
AES PANAMA	884.87	816.78	-7.7%	835,72	-5,6%
<i>Estí</i>	511.93	447.67	-12.6%	380,89	-25,6%
<i>La Estrella</i>	171.44	84.21	-50.9%	125,18	-27,0%
<i>Los Valles</i>	198.90	97.70	-50.9%	145,23	-27,0%
<i>Bayano</i>	2.60	187.20	7101.3%	184,42	6994,5%
BAHIA LAS MINAS	74.65	194.55	160.6%	194,35	160,4%
COPESA	-16.23	16.42		16,42	
PAN AM THERMAL G.	-22.44	34.26		34,26	
AUT. DEL CANAL (Miraflores)	-39.53	39.97		39,97	
PEDREGAL POWER	-18.89	29.31		32,58	
EMP.GENERACION ELECTRICA	-14.12	14.27		14,27	
INV. Y DESARROLLOS BALBOA (T. Cativa)	23.25	64.20	176.1%	109,22	369,8%
TERMICA DEL CARIBE	13.47	29.18	116.6%	29,33	117,8%
ALGARROBOS	35.81	17.59	-50.9%	26,15	-27,0%
MENDRE	71.74	35.24	-50.9%	52,38	-27,0%
PREREGALITO	57.31	118.67	107.1%	95,85	67,2%
CONCEPCION	28.65	3.57	-87.5%	3,57	-87,5%
AUT. DEL CANAL (Colón)	4.00	5.35	33.9%	5,35	33,9%
TERMO COLON	39.99	215.19	438.1%	164,97	312,5%
GUALACA	107.50	94.01	-12.6%	79,99	-25,6%
COCHEA	45.77	22.48	-50.9%	33,42	-27,0%

MODIFICACION AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN 1 ANEXO D 2011

AGENTE	Caso Base	Seguimiento Eléctrico Variante 75%/25%		Área de Infi.Hibrido Variante 75%/25%	
	Miles B/.	Miles B/.	%	Miles B/.	%
BAJO DE MINA	92.73	131.76	42.1%	142,63	53,8%
PERLAS NORTE	9.54	19.76	107.1%	15,96	67,2%
PERLAS SUR	9.54	19.76	107.1%	15,96	67,2%
CAPIRA	0.00	0.00		0,00	
MACHO DE MONTE	0.00	0.00		0,00	
DOLEGA	0.00	0.00		0,00	
PASO ANCHO	0.00	0.00		0,00	
HIDRO PANAMA	0.00	0.00		0,00	
Total Demanda	1,143.20	1,143.20	0.0%	1.143,20	0,0%
Total Generación	2,667.43	2,667.47	0.0%	2.667,47	0,0%
Total	3,810.63	3,810.67	0.0%	3.810,67	0,0%

XI. REGLAMENTO DE TRANSMISION

En esta sección se presenta las adecuaciones que se consideran necesarias incorporar o modificar a la actual normativa. De acuerdo con los Términos de Referencia las modificaciones se aplican sobre:

- CAPITULO IX.3: CARGOS POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN
- SECCION IX.3.4: CARGO POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN
- CAPITULO IX.4: ZONAS TARIFARIAS PARA DETERMINAR LOS CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

Las adecuaciones fueron sombreadas en amarillo.

XI.1. CAPITULO IX.3: CARGOS POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN

XI.1.1 SECCIÓN IX.3.1: CRITERIOS GENERALES PARA EL DISEÑO DE LOS CARGOS POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN

Artículo 182 Las tarifas por el acceso y uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional de transmisión, se dividirán en cargos por conexión y uso de las redes de transmisión, tal como establece el artículo 102 de la Ley No 6 de 3 de febrero de 1997.

- a. Los cargos por conexión reflejarán los costos de los activos necesarios con el nivel de confiabilidad requerido en las normas para conectar cada cliente al sistema principal de transmisión cuando ésta no es propiedad del usuario.
- b. Los cargos por uso del sistema principal de transmisión reflejarán los costos que se le asignan a cada usuario por el uso del sistema principal de transmisión con el nivel de calidad requerido en las normas de acuerdo a la evaluación realizada para el período tarifario.
- c. Los cargos por uso de redes a usuarios que requieran utilizar redes propiedad de otro usuario y que formen parte de la red de transmisión eléctrica se determinarán con la misma metodología que se aplica para el sistema principal de transmisión.
- d. Si los usuarios del sistema de transmisión que requieran conectarse a la red de transmisión eléctrica construyen a su cargo las instalaciones de transmisión necesarias para su conexión que no estén indicadas en el plan de expansión de la red de transmisión, de acuerdo a lo establecido por el Decreto Ejecutivo No 22 del 19 de junio de 1998, podrán requerir una remuneración por tales instalaciones de ser solicitadas por otro usuario. En dicha instancia, se evaluará la eficiencia de tales instalaciones y se asignará un régimen tarifario equivalente al que le corresponde a la

MODIFICACION AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN 1 ANEXO D 2011

Empresa de Transmisión Eléctrica para las instalaciones del sistema principal de transmisión, del que formarán parte, con un costo de capital equivalente al valor nuevo de reemplazo de las instalaciones correspondientes. Se definirá como instalaciones eficientes las mínimas necesarias para el cumplimiento de los requerimientos de servicio. La transferencia al sistema principal de transmisión de un equipamiento de un usuario que se haya autorizado como Conexión será restringida a aquel equipamiento que es estricta y directamente necesario para transmitir la energía de otro usuario del Sistema de Transmisión.

Los equipamientos de conexión que son propiedad de otros usuarios y que por su función deben formar parte del Sistema Principal de Transmisión deberán ser adquiridos por ETESA a un costo eficiente, descontando la depreciación equivalente al tiempo de uso. El financiamiento de la adquisición se realizará a un costo de capital igual a la tasa de rentabilidad regulatoria reconocida a ETESA. La ASEP mediará de no haber acuerdo entre las partes. Los equipamientos de conexión que son aquellas líneas, equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares, que son necesarios para materializar la vinculación eléctrica de un usuario con el Sistema Principal de Transmisión permanecerán como parte del sistema conexión.

- e. Si el usuario solicita a la Empresa de Transmisión Eléctrica que realice las inversiones necesarias para la conexión, ésta tiene la opción de desarrollar tales ampliaciones o adiciones, previo acuerdo con los respectivos usuarios.
- f. Cuando la Empresa de Transmisión Eléctrica realice la inversión y construcción de las instalaciones para conectar a un usuario al Sistema Principal de Transmisión, ésta estará obligada a aplicar el cargo por conexión de las instalaciones correspondientes establecido en el pliego tarifario vigente.
- g. Cuando se produzcan nuevas conexiones o desconexiones a la red de transmisión, la clasificación de los activos existentes entre conexión y pertenecientes al sistema principal podrá ser modificada a partir del nuevo período tarifario de acuerdo con la nueva función que desempeñe el activo. Esto no aplica para las instalaciones o equipamientos del Sistema Principal de Transmisión, aprobados en el Plan de Expansión.
- h. Si en el transcurso de un período ingresa un usuario no programado, pagará un cargo por uso del Sistema Principal de Transmisión determinado a partir del cargo de la zona correspondiente al que se le sumará el correspondiente cargo por conexión. De estar en la programación del período debe estar incluido en el cálculo tarifario, debiendo abonar durante los años tarifarios que le falten de ese período un cargo que tendrá en cuenta su uso del Sistema de Transmisión durante un lapso menor al del período tarifario.
- i. Cuando esté comprometido el ingreso de un equipamiento en el medio de un año tarifario, el ingreso tarifario que se reconocerá en ese período será el del equipamiento multiplicado por la proporción de tiempo que estará en servicio respecto al período anual.
- j. La metodología de cálculo de los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión se basa en el principio de un sistema de tarificación nodal-zonal, que refleja el uso que cada agente hace de cada equipamiento, obteniéndose un cargo que es la suma de los cargos por el uso de cada equipamiento de la red, consistente con la definición de equipamiento inicial y refuerzo del sistema.

- k. La metodología de cálculo se aplicará a través de un modelo matemático que deberá representar adecuadamente el Sistema Principal de Transmisión. El modelo deberá tener la configuración del sistema principal de transmisión existente o programado en el período tarifario, donde la capacidad de generación y la demanda utilizados para el cálculo deben ser representativas de las condiciones de operación del Sistema Interconectado Nacional.
- l. Los cargos serán calculados para el período tarifario y establecidos para cada año del período tarifario. En ningún caso los cargos a aplicar a la generación y/o a la demanda podrán ser inferiores a cero, aunque del cálculo matemático surjan valores negativos. En este caso, los cargos positivos se ajustarán de modo tal que la generación y la demanda abonen respectivamente 70% y 30% de los costos totales.
- m. El uso esporádico tendrá un costo horario equivalente al de una inyección o extracción equivalente permanente en el mismo nodo cuando se trata de cargos positivos y de cero cuando se trate de cargos negativos. El cargo mensual correspondiente al nodo de inyección/extracción de la generación/demanda por unidad de potencia [MW] dividido entre 730 horas y entre 0.60 será el cargo esporádico por unidad de energía [MWh] aplicado a esa generación/demanda. El 95% de los ingresos así producidos serán asignados a la demanda como una reducción tarifaria a los usuarios finales y el resto será asignado a la Empresa de Transmisión Eléctrica como un incentivo.

Para la aplicación de este Artículo se considerará lo siguiente:

- (i) Según lo establecido en la Ley No 45 de 4 de agosto de 2004, los usuarios que hayan instalado una planta o un grupo de plantas de generación eólica conectadas en un mismo punto en la red de transmisión eléctrica, pagarán el cargo por uso con base en el cargo esporádico que le corresponda de acuerdo a la zona donde está conectada la planta o el grupo de plantas de generación en la siguiente forma:
- (i1) El generador eólico cuya capacidad instalada sea de hasta 10 MW no paga el cargo por uso esporádico independientemente de la energía inyectada a la red de transmisión.
- (i2) El generador eólico cuya capacidad instalada es de más de 10 MW y hasta 20 MW pagará el cargo por uso esporádico sólo por la energía inyectada a la red de transmisión en cada hora por encima de los 10 MWh.
- (i3) El generador eólico cuya capacidad instalada sea mayor a los 20 MW pagará el cargo por uso esporádico por toda la energía inyectada a la red de transmisión
- (ii) En las transacciones con agentes de países del MER y con agentes de otros países, tanto las importaciones como las exportaciones pagarán el cargo por uso esporádico de acuerdo a la zona en donde estén inyectando o retirando energía. Para la aplicación de este numeral, las importaciones serán consideradas como una generación conectada en la zona en donde inyecten energía y las exportaciones serán consideradas como una demanda conectada a la zona en donde retiran energía. En el caso de las transacciones

con agentes de países del MER, esta norma se aplicará hasta la entrada en vigencia del Reglamento el Mercado Eléctrico Regional.

- n. El cargo por uso del Sistema Principal de Transmisión que se le asignará a cada agente consumidor será en proporción a la demanda máxima anual no coincidente de cada punto de interconexión. La información de la demanda máxima anual no coincidente deberá ser suministrada por cada agente consumidor a solicitud de ETESA en un plazo de 10 días hábiles de presentada la solicitud. La demanda máxima anual no coincidente suministrada por los agentes consumidores será válida durante los cuatro años de vigencia de las fórmulas tarifarias. Para los propósitos de la definición de la demanda máxima anual no coincidente, debe tenerse en consideración que:
- (i) Cuando las líneas de interconexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) asociadas a una zona nodal, permiten transferencias de carga entre sí, o sea es una configuración mallada, o se realizan transferencias de carga entre subestaciones y entre líneas alimentadoras de las distribuidoras asociadas a la referida zona hasta un nivel de media tensión, se considerara la demanda máxima anual no coincidente del grupo de subestaciones y/o líneas alimentadoras.
 - (ii) Cuando la línea de interconexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) asociada a una zona nodal, es independiente o radial y además no se realizan transferencias de carga entre subestaciones y entre líneas alimentadoras de las distribuidoras asociadas a la referida zona, su demanda máxima deberá ser considerada independiente de otras.
 - (iii) En la facturación del primer mes posterior a un año tarifario se verificará si la demanda máxima anual no coincidente real del agente consumidor superó la demanda prevista. De ser así se aplicará un cargo adicional en ese mes para cubrir la diferencia. De ser menor no corresponderá ningún ajuste.
- o. El cargo por uso del Sistema Principal de Transmisión que se le asignará a cada agente productor será en proporción a la capacidad instalada del mismo. De ser mayor la capacidad instalada de lo previsto corresponderá un ajuste en el cargo asignado. Si la capacidad instalada es menor de lo previsto, no corresponderá ningún ajuste en el cargo asignado.
- p. En el caso de autogeneradores y cogeneradores, en la facturación del primer mes posterior a un año tarifario se verificará la máxima potencia inyectada real. Si la máxima potencia inyectada superó la máxima potencia prevista, se aplicará un cargo adicional en ese mes para cubrir la diferencia. Si por el contrario la máxima potencia inyectada resultó menor que la máxima potencia prevista, no corresponderá ningún ajuste.

XI.2. SECCION IX.3.4: CARGO POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

La metodología de cálculo de los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión se realizará sólo para el cálculo inicial de los cargos y la misma se compone de los siguientes pasos:

Paso 1: Construcción, para cada año tarifario, del modelo de la red de transmisión que tendrá la misma estructura del Sistema de Transmisión existente más todos aquellos equipos de transmisión cuya entrada en servicio esté comprometida durante el período para el que se realiza el cálculo tarifario. Los ingresos de equipamientos se considerarán que están todo el mes si ingresan antes del día 15 del mismo. Si entra en servicio después del día 15, se los considerará como ingresando al mes siguiente.

Paso 2: Cálculo de la Matriz de Factores de Transferencia de Potencia (**Matriz β**)

Para cada topología resultante del Sistema de Transmisión de Electricidad se calcularán los flujos incrementales de potencia activa en cada línea del Sistema de Transmisión de Electricidad que resultan de un incremento neto de 1 [MW] de generación en cada nodo del modelo que es compensado en el nodo de referencia. Se construye así, para cada topología de red, la denominada **Matriz β** [n° de líneas x n° de nodos] cuyo coeficientes $\beta_{i,k}$ serán iguales al incremento de flujo en la línea "i" producido por la inyección de 1 MW en el nodo "k", totalmente compensado por un incremento de demanda en el nodo de referencia. Se considerará como la **Matriz β** de cada año tarifario, aquella que represente la topología que tenga mayor duración o que predomine durante dicho año.

Se selecciona como nodo de referencia el nodo Panamá 115 kV para el cálculo de los cargos que permiten recuperar los costos asociados a los refuerzos del sistema.

Para el cálculo de los flujos incrementales se utilizará un modelo de flujos de carga de desacoplado rápido tipo "DC Load Flow", sin resistencias y todas las tensiones de nodo igual a 1.0 p.u.

Paso 3: Realización de los flujos de potencia de referencia para escenarios típicos de generación y demanda.

Se considerarán hasta tres (3) escenarios típicos para cada año tarifario: representativos de un año seco / medio / húmedo, en horas de máxima demanda. Estos estados de carga se obtendrán utilizando el modelo de despacho de cargas que se utiliza para la programación de mediano plazo. Se asignará una duración T_e a cada escenario representativa de su probabilidad de ocurrencia, de forma tal que en conjunto sumen el total de 8760 horas del año.

Los flujos de potencia en cada línea se obtendrán con un modelo de flujo de potencia similar al utilizado para determinar la **Matriz β** . La demanda y la generación de los usuarios del Sistema de Transmisión de Electricidad deberán representarse por separado.

Nota: Los sentidos positivos (+) de los flujos de potencia activa en cada línea deben coincidir con los considerados para determinar los flujos incrementales de la **Matriz β** .

Paso 4: Determinación del costo unitario de los elementos que forman parte del sistema principal de transmisión.

Los ingresos máximos permitidos que cubren los costos del Sistema Principal de Transmisión (IPSPTi) aprobados por la ASEP, determinados para cada año tarifario, serán divididos en las proporciones que correspondan a cada nivel de tensión.

Para cada año tarifario (i), se calcula el costo equivalente por unidad de longitud las líneas del Sistema Principal de Transmisión que pertenecen al nivel de tensión “v”, como:

$$CU_{vi} = \text{IPSPT}_{vi} / \sum (LO_{li})$$

Donde:

i: es cada año tarifario.

v: es cada uno de los niveles de tensión del sistema principal de transmisión.

CU_{vi}: es el costo unitario anual, asociado a las líneas correspondientes al nivel de tensión “v” del año tarifario (i).

li: es cada una de las líneas del Sistema Principal de Transmisión con nivel de tensión v, que forman parte del Sistema Principal de Transmisión en el año tarifario (i).

LO_{li} : es la longitud de la línea l.

Paso 5: Se divide el Sistema Principal de Transmisión en dos subsistemas: El subsistema denominado “**Equipamiento Inicial**” aprobado por la ASEP mediante Resolución. El subsistema denominado “**Refuerzos del Sistema**” comprende el resto de los activos que forman parte del Sistema Principal de Transmisión que están en servicio en cada año del periodo tarifario.

Paso 6: Los cargos zonales correspondientes a la generación y la demanda que permiten recuperar el costo asociado a cada línea que forma parte del “Equipamiento Inicial” (CZON_{li} (G/D)) resultarán del producto del costo reconocido para el Equipamiento Inicial en cada año del periodo tarifario y de un Factor de Proporcionalidad (FP(Z)) determinado en función de los cargos efectivamente tributados por los agentes del mercado durante el período histórico de junio de 2001.

La siguiente tabla indica los Factores de Proporcionalidad del equipamiento inicial a considerar para cada zona, en donde los factores de proporcionalidad consideran la nueva clasificación de las zonas tarifarias que se presentan más adelante en este Reglamento.

Factores de Proporcionalidad (FPz) del Equipamiento Inicial

	Demandas	Generadores
Zona 1	-4,388%	0,000%
Zona 2	0,000%	43,792%
Zona 3	0,000%	14,159%
Zona 4	-7,047%	0,000%
Zona 5	1,676%	0,000%
Zona 6	2,797%	-1,144%
Zona 7	53,647%	-3,996%
Zona 8	0,000%	1,052%

Zona 9	3,315%	-3,863%
Zona 10	0,000%	0,000%

El cargo resultante para cada zona que recupera el costo reconocido del Equipamiento Inicial resulta para cada año de la siguiente expresión:

$$CREC_{li} = \sum I (LO_{li} * CU_{vi})$$

$$CZON_{li z (G/D)} = FPz (G/D) * CREC_{li}$$

Donde:

CREC_{li} : Costo Reconocido para el Equipamiento Inicial en el año tarifario (i).

CZON_{li z (G/D)}: Cargo Zonal por Equipamiento Inicial correspondiente a la zona "Z" para la generación y demanda respectivamente, en el año tarifario (i).

I : cada una de las líneas con nivel de tensión v que pertenecen al Equipamiento Inicial.

FPz (G/D) : Factor de Proporcionalidad correspondiente a la Zona Z para la generación y demanda respectivamente.

Paso 7: Se determinará el cargo nodal correspondiente a la generación y la demanda de cada nodo "k" del Sistema de Transmisión que permite recuperar el costo asociado a cada línea correspondiente a los Refuerzos del Sistema que forman parte del Sistema Principal de Transmisión, en el año tarifario (i), utilizando la siguiente expresión:

$$CNODR_{ki (G/D)} = \sum e \sum I [Te / 8760 * CUA_{lei} * LO_{li} * \%USOR_{Ikei (G/D)}]$$

$$CUA_{lei} = CU_{vi} * ABS(F_{lei}) / F_{MAXI}$$

$$F_{Ikei (G)} = + MAX [0, G_{kei} * \beta_{Ikei} / F_{lei} * ABS (F_{lei})]$$

$$F_{Ikei (D)} = + MAX [0, - D_{kei} * \beta_{Ikei} / F_{lei} * ABS (F_{lei})]$$

$$F_{IT_{lei}} = \sum ek [F_{Ikei (G)} + F_{Ikei (D)}]$$

$$\%USOR_{Ikei (G)} = F_{Ikei (G)} / F_{IT_{lei}}$$

$$\%USOR_{Ikei (D)} = F_{Ikei (D)} / F_{IT_{lei}}$$

Donde:

I: es cada una de las líneas que no forma parte del Equipamiento Inicial.

CNODR_{ki (G/D)}: es el cargo nodal correspondiente a los Refuerzos del Sistema que le corresponde a la generación y la demanda del nodo "k" del Sistema de Transmisión en el año tarifario (i).

CUA_{lei}: es el costo unitario adaptado correspondiente a la línea "l", en el estado operativo "e" del año tarifario "i".

Te: es la duración [h] asignada a cada estado operativo “e”.

%USORikei (G/D): es el porcentaje de uso que realiza la generación y la demanda del nodo “k”, de la línea “l” en el estado operativo “e” del año tarifario “i”.

FI(G)lkei [MW]: es el Flujo de Potencia Activa Incremental en la línea “l” producido por la generación del nodo “k” en el estado operativo “e” del año tarifario “i”.

FI(D)lke [MW]: es el Flujo de Potencia Activa Incremental en la línea “l” producido por la demanda del nodo “k” en el estado operativo “e” del año tarifario “i”.

MAX: es la función matemática que indica el máximo valor de los argumentos pertenecientes a esa función.

FITlei [MW]: es el Flujo Incremental Total en la línea “l” correspondiente al estado operativo “e” del año tarifario “i”.

Paso 8: Determinación de los Cargos por Uso zonales.

A los fines del cálculo de los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión, los nodos que forman el Sistema de Transmisión serán agrupados en zonas. Los cargos correspondientes a cada zona resultarán de la suma de los cargos nodales correspondientes a todos los nodos pertenecientes a una misma zona.

$$CZONRzi (G) = FPRi * \sum kz (CNODRkzi (G))$$

$$CZONRzi (D) = FPRi * \sum kz (CNODR kzi (D))$$

$$FPRi = CRECRi / \sum k [(CNODRki (G)) + (CNODRki (D))]$$

$$CRECRi = \sum l (LOli * CUv i)$$

Donde:

l: es cada una de las líneas del Sistema Principal de Transmisión con nivel de tensión v, que forman parte de los Refuerzos del Sistema.

kz: es cada uno de los nodos del Sistema de Transmisión de Electricidad pertenecientes a la zona “z”.

k: es cada uno de los nodos del Sistema de Transmisión de Electricidad.

CZONRzi (G/D): son los cargos zonales, para la generación y la demanda respectivamente, correspondiente a los Refuerzos del Sistema en el año tarifario (i).

FPRi : es el Factor de Proporcionalidad correspondientes a los Refuerzos del Sistema en el año tarifario “i”.

CRECRi: Costo Reconocido del equipamiento que forma parte de los Refuerzos del Sistema en el año tarifario (i).

b) Los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión, por unidad de potencia, surgen de asignar a cada zona los costos zonales, referentes al “equipamiento inicial” más el correspondiente al resto de las instalaciones, corregidos de forma tal que la generación y la demanda abonen respectivamente 70% y 30% de los costos totales. Los cargos, para el año tarifario (i) en la zona “z” correspondientes a la generación y la demanda, resultan de las siguientes expresiones:

$$TTRAl_i = CZONli (G) + CZONli (D)$$

$$TTRAR_i = CZONRi (G) + CZONRi (D)$$

$$TTRAT_i = TTRAl_i + TTRAR_i$$

$$TCZONli (G) = \sum_z (CZONI_{zi} (G))$$

$$TCZONli (D) = \sum_z (CZONI_{zi} (D))$$

$$TCZONRi (G) = \sum_z (CZONRzi (G))$$

$$TCZONRi (D) = \sum_z (CZONRzi (D))$$

$$TCZONTi (G) = TCZONli (G) + TCZONR_i (G)$$

$$TCZONT_i (D) = TCZONli (D) + TCZONR_i (D)$$

$$CXUSOzi (G) = [TCZONTi (G) + (0.7 * TTRAT_i - TCZONT_i (G)) * (\sum_{gz} (Cinstgzi) / \sum_g (Cinstgi))] / \sum_{gz} (Cinstgzi)$$

$$CXUSOzi (D) = [TCZONTi (D) + (0.3 * TTRAT_i - TCZONT_i (D)) * (\sum_{dz} (Pmadzi) / \sum_d (Pmadi))] / \sum_{dz} (Pmadzi)$$

Donde:

z: es cada una de las zonas tarifarias definidas en el presente Reglamento

g: es cada uno de los generadores que se encuentran vinculados al Sistema de Transmisión de Electricidad cuya capacidad instalada es mayor a 5 MW, siendo por lo tanto usuarios del Sistema de Transmisión.

d: es cada una de las demandas correspondientes a distribuidores y/o grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión.

TTRAl_i: monto total a recaudar vía cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión que cubre los costos asignados al “Equipamiento Inicial” en el año tarifario i.

TTRAR_i: es el monto total a recaudar vía cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión que cubre los costos asignados al equipamiento que forma parte del denominado “Refuerzos del Sistema” en el año tarifario “i”.

TTRAT_i: es el monto total a recaudar vía cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión de Electricidad en el año tarifario “i”.

CZON_{izi} (G/D): son los cargos por zona, para la generación y la demanda respectivamente, correspondiente al “equipamiento inicial” válidos para la zona “z” en el año tarifario (i).

TCZON_{li} (G): es el total de cargos por zona asociados al “Equipamiento Inicial” correspondiente a los generadores en el año tarifario (i).

TCZON_{li} (D): es el total de cargos por zona asociados al “Equipamiento Inicial” correspondiente a las demandas en el año tarifario (i).

TCZON_{Ri} (G): es el total de cargos por zona asociados al equipamiento que forma parte de los “Refuerzos del Sistema” correspondiente a los generadores, en el año tarifario “i”.

TCZON_{Ri} (D): es el total de cargos por zona asociados al equipamiento que forma parte de los “Refuerzos del Sistema” correspondiente a las demandas, en el año tarifario “i”.

TCZON_{Ti} (G): es el total de cargos zonales correspondiente a los generadores en el año tarifario “i”.

TCZON_{Ti} (D): es el total de cargos zonales correspondiente a las demandas en el año tarifario “i”.

CXUSO_{zi} (G): es el cargo por uso del Sistema Principal de Transmisión correspondiente a los generadores que se encuentran en la zona “z” válidos para el año tarifario “i”. El cargo se expresa por unidad de capacidad instalada del grupo generador.

CXUSO_{zi} (D): es el cargo por uso del Sistema Principal de Transmisión correspondiente a las demandas que se encuentran en la zona “z” válidos para el año tarifario “i”. El cargo se expresa por unidad de potencia máxima anual no coincidente de la demanda.

Cinst_{gi} [MW]: es la capacidad instalada de cada uno de los generadores “g” en el año tarifario “i”.

Cinst_{gz} [MW]: es la capacidad instalada de cada uno de los generadores “g”, que se encuentran vinculados al Sistema de Transmisión en la zona “z”, en el año tarifario “i”.

Pmadi [MW]: es la demanda máxima anual no coincidente de cada una de las demandas “d” en el año tarifario “i”.

Pmadzi [MW]: es la demanda máxima anual no coincidente de cada una de las demandas “d”, que se encuentran vinculados al Sistema de Transmisión en la zona “z”, en el año tarifario “i”.

Paso 9: Eliminación de los cargos por uso negativos.

- a. Los cargos zonales por el uso del Sistema Principal de Transmisión que resulten negativos del procedimiento anterior se llevarán a cargo nulo, sean estos los que pagan tanto la Generación como la Demanda.

- b. El mayor ingreso resultante debe ajustarse de modo tal que:
- b.1 El monto total a recaudar vía cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión de Electricidad en el año tarifario "i" sea equivalente al Ingreso Máximo Permitido de ese año.
 - b.2 Se mantenga la proporción 70%/30% establecida en el Paso 8 entre la recaudación obtenida de parte de los Generadores y de la Demanda.
- c. A tales efectos, los cargos mayores que cero serán ajustados en una proporción tal que la recaudación obtenida de parte de los Generadores y de la Demanda mantenga la proporción establecida en b.2. La proporción de ajuste de los cargos positivos será igual para todos cargos que pagan los Generadores. Del mismo modo, se aplicará otro idéntico factor de ajuste para todos los cargos positivos que pagan los Demandantes.
- d. Se calcula el monto total a recaudar vía cargos por uso utilizando estos cargos recalculados que debe respetar las condiciones establecidas en b.1 y b.2.

XI.3. CAPITULO IX.4: ZONAS TARIFARIAS PARA DETERMINAR LOS CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

Las zonas tarifarias deberán permanecer sin cambios excepto cuando una ampliación de mercado adiciona nuevos nodos que no pueden ser representados razonablemente por las zonas existentes. Estas son las siguientes:

Zonas de Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión

Zona	Limites
1	Desde la frontera con Costa Rica hasta S/E PROGRESO y hasta donde la línea de transmisión de 230 kV atraviesa el Río Escarrea (cerca de Concepción).
2	De norte a sur, desde donde la línea de transmisión en 230 kV que une las S/E Fortuna y S/E Changuinola atraviesa el limite provincial entre las provincias de Bocas del Toro y Chiriquí, hasta donde una línea ficticia paralela a la línea en 230 kV que une las S/E Llanos Sánchez, S/E Veladero, S/E Mata de Nance y S/E Progreso, que deja las mencionadas subestaciones inmediatamente al sur de la misma, corta las líneas en 230 kV que vinculan las S/E Veladero con S/E Guasquitas y S/E Mata de Nance con S/E Fortuna.
3	Zona 3: Desde la S/E Caldera hasta donde la línea en 115 kV que une las S/E Caldera y S/E Mata de Nance atraviesa el poblado de Dolega.

Zona	Limites
------	---------

4	De oeste a este. Desde donde la línea de transmisión en 230 kV que une las S/E Mata de Nance y S/E Progreso atraviesa el río Escarrea, hasta donde la línea de transmisión en 230 kV que une las S/E Veladero y S/E Llanos Sánchez atraviesa el río San Pedro.
	De norte a sur. Desde donde una línea ficticia paralela a la línea en 230 kV que une las S/E Llanos Sánchez, S/E Veladero, S/E Mata de Nance y S/E Progreso, que deja las mencionadas subestaciones inmediatamente al sur de la misma, corta las líneas en 230 kV que vinculan las S/E Veladero con S/E Guasquitas y S/E Mata de Nance con S/E Fortuna, y desde donde la línea en 115 kV que une las S/E Mata de Nance y S/E Caldera atraviesa el poblado de Dolega.
5	Desde la S/E LLANO SANCHEZ hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el Río San Pedro (entre Soná y Santiago).
	Desde la S/E LLANO SANCHEZ hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el límite provincial entre Coclé y Panamá.
6	Desde la S/E CHORRERA hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el límite provincial entre Coclé y Panamá.
	Desde la S/E CHORRERA hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el Canal de Panamá.
7	Desde la S/E PANAMÁ hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el Canal de Panamá.
	Desde la S/E PANAMÁ hasta donde la línea transmisión de 115 kV atraviesa el límite provincial entre Colón y Panamá.
	Desde la S/E PANAMÁ hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el Río Mamoní (cerca de Chepo).
8	Por el Oeste, desde la S/E BAYANO hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el Río Mamoní (cerca de Chepo); y por el Este, desde la S/E BAYANO hasta el límite provincial entre Panamá y Darién.
9	Desde la S/E BAHÍA LAS MINAS, hasta el límite provincial entre Colón y Panamá.
10	Zona 10: Desde donde la línea de transmisión en 230 kV que une las S/E Fortuna y S/E Changuinola atraviesa el límite provincial entre las provincias de Bocas del Toro y Chiriquí, hasta la S/E Changuinola.