

Asignación de los costos de transmisión

REGIMEN TARIFARIO DE LOS USUARIOS

Dr. Ing. Mario Vignolo

GRUPO DE TRABAJO EN MERCADOS ELÉCTRICOS

<https://iie.fing.edu.uy/potencia/es/regulacion-de-los-sistemas-electricos-de-potencia/>

INSTITUTO DE INGENIERIA ELECTRICA

FACULTAD DE INGENIERIA

UNIVERSIDAD DE LA REPUBLICA



Contenido

**REGIMEN TARIFARIO DE LA
TRASMISIÓN**

```
graph TD; A[REGIMEN TARIFARIO DE LA TRASMISIÓN] --> B[REGIMEN TARIFARIO DEL TRASMISOR]; A --> C[REGIMEN TARIFARIO DE LOS USUARIOS]; B --- D(MONTO TOTAL ($)); C --- E(ASIGNACIÓN ($));
```

**REGIMEN
TARIFARIO DEL
TRASMISOR**

**MONTO
TOTAL (\$)**

**REGIMEN
TARIFARIO DE
LOS USUARIOS**

**ASIGNACIÓN
(\$)**

El problema de la asignación de los costos....

- Es más conveniente para el sistema construir la red en forma conjunta que construir sub-redes independientes
- El reparto de costo debe ser “justo” o “estable”, en el sentido que no sea conveniente para un sub-grupo separarse del sistema integrado

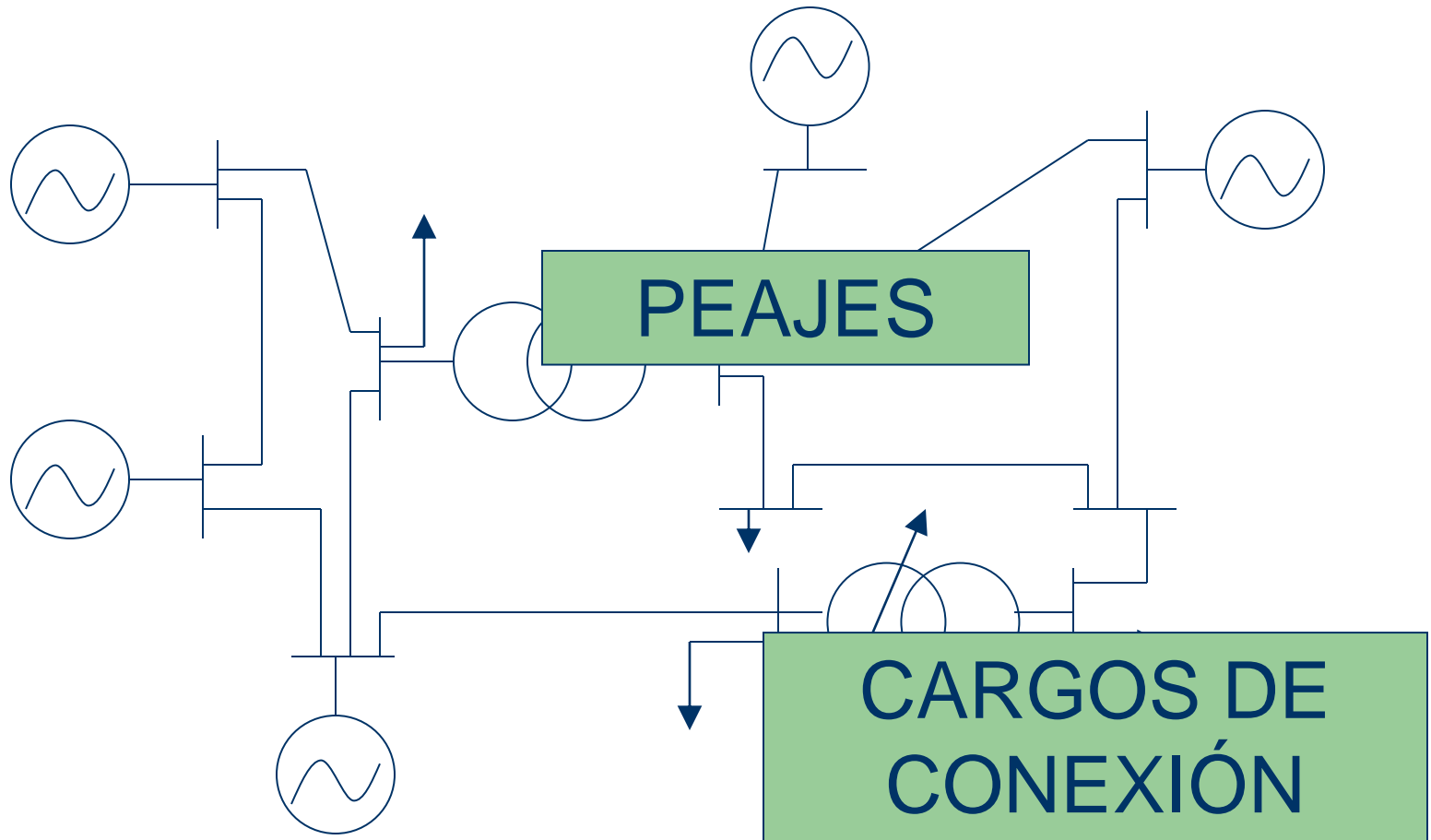
Requerimientos generalas para la asignación de los costos

- Transparencia de la metodología y facilidad de implementación
- No presencia de subsidios cruzados
- Asegurar la adecuada remuneración de inversiones presentes y futuras

Requerimientos generalas para la asignación de los costos

- Promover el uso eficiente de la red existente
- Señales eficientes para localización de nueva generación y demanda
- Estabilidad de precios
 - Fluctuaciones de precios motivan comportamientos eficientes
 - Grandes fluctuaciones no son económicamente deseables

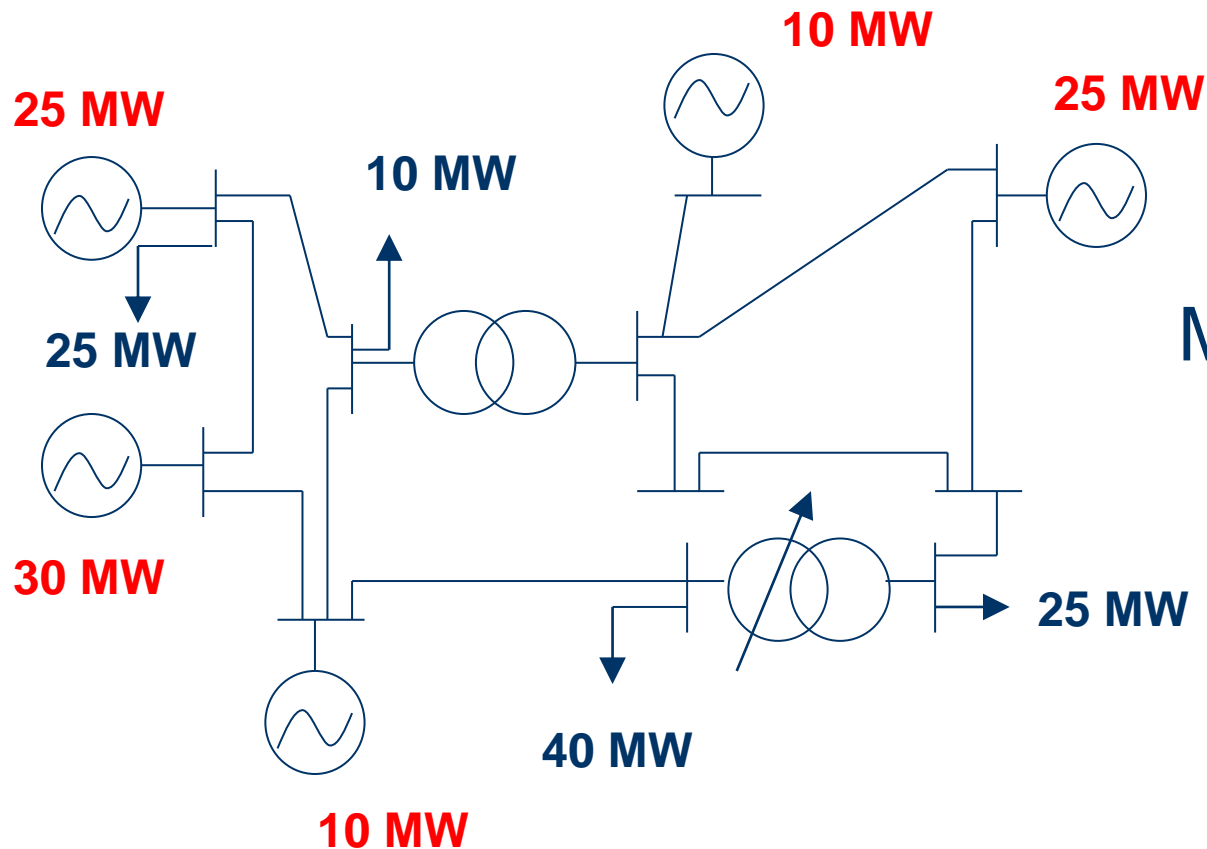
Asignación de los costos



Los peajes de la Trasmisión

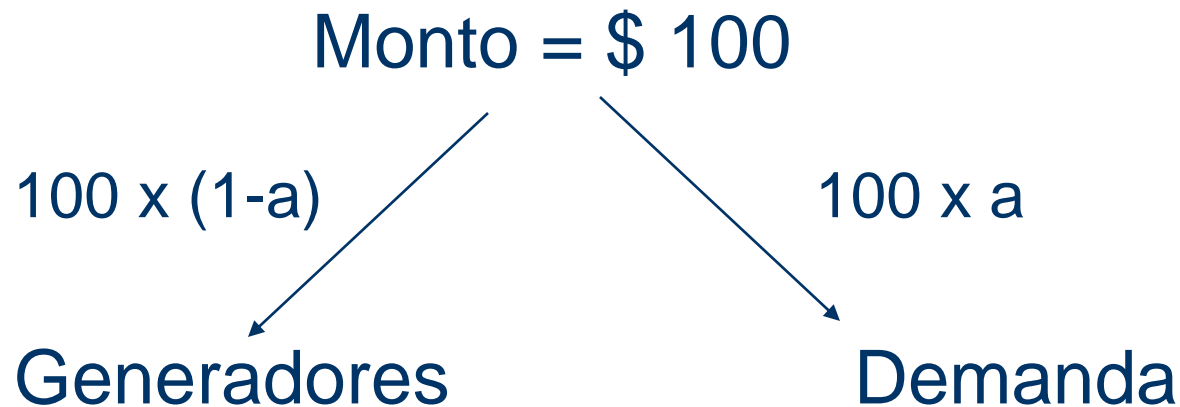
- ¿Cuál es la metodología que asigna eficientemente los costos de la trasmisión entre los usuarios de la misma?

Pensemos en una metodología simple...



Monto = \$ 100

Pensemos en una metodología simple...



¿Cuánto queremos que valga a ?

Pensemos en una metodología simple...

Tomemos que $a = 1$ (todo a la demanda)

$$D_{25} = \$100 \times \frac{25}{25 + 25 + 40 + 10} = 1\$ / MW \times 25MW$$

$$D_{10} = \$100 \times \frac{10}{25 + 25 + 40 + 10} = 1\$ / MW \times 10MW$$

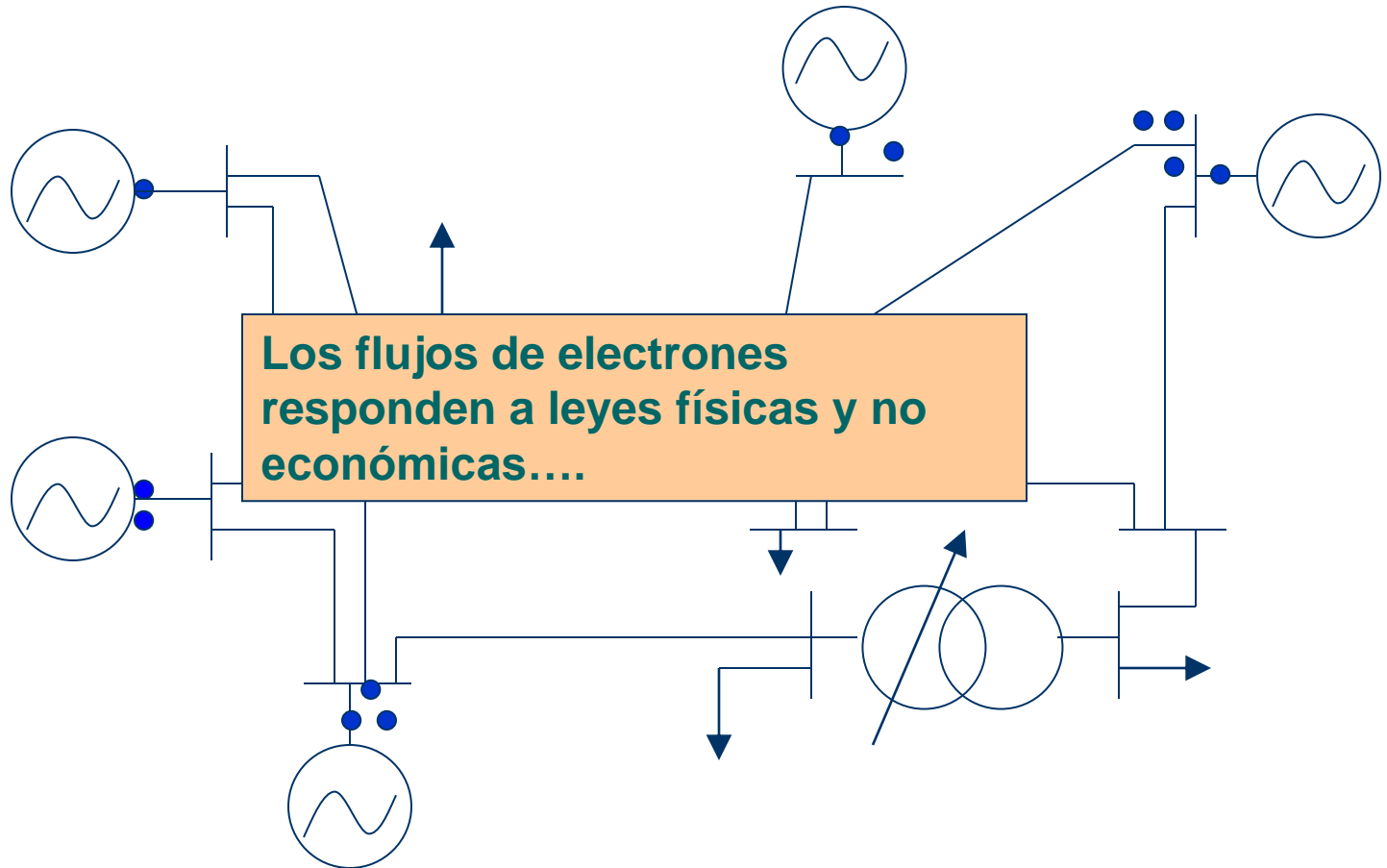
$$D_{40} = \$100 \times \frac{40}{25 + 25 + 40 + 10} = 1\$ / MW \times 40MW$$

ESTAMPILLADO

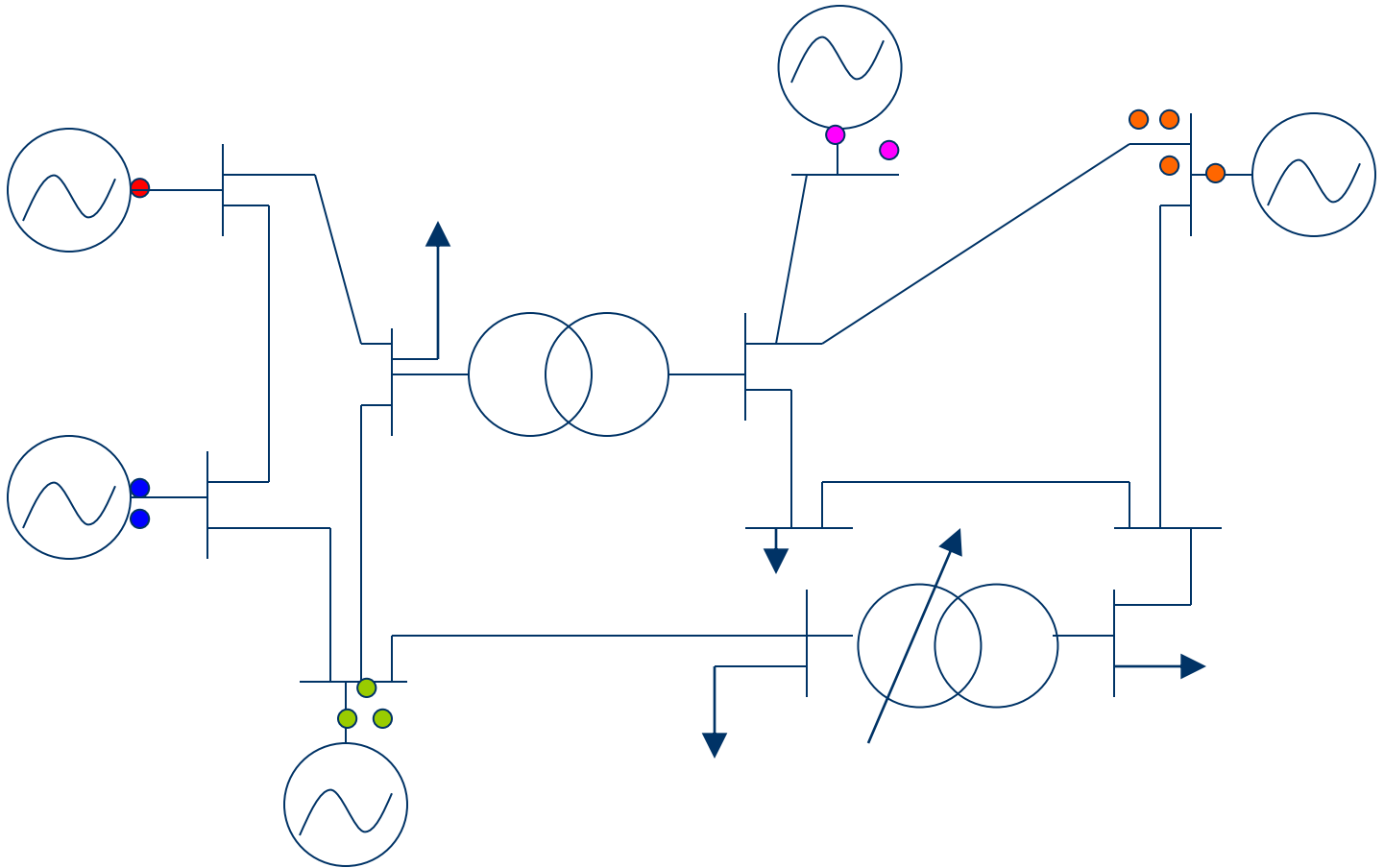
Pensemos en una metodología simple: el estampillado

Método	Ventajas	Desventajas
Postage stamp ("estampillado")	<ul style="list-style-type: none">● Simple● Recuperación total de costos● Costos "igualitarios"	<ul style="list-style-type: none">● Ignora la operación real del sistema● Costos "igualitarios"(Existen subsidios cruzados)● No hay incentivos de corto ni de largo plazo.

Pensemos en una metodología eficiente.....



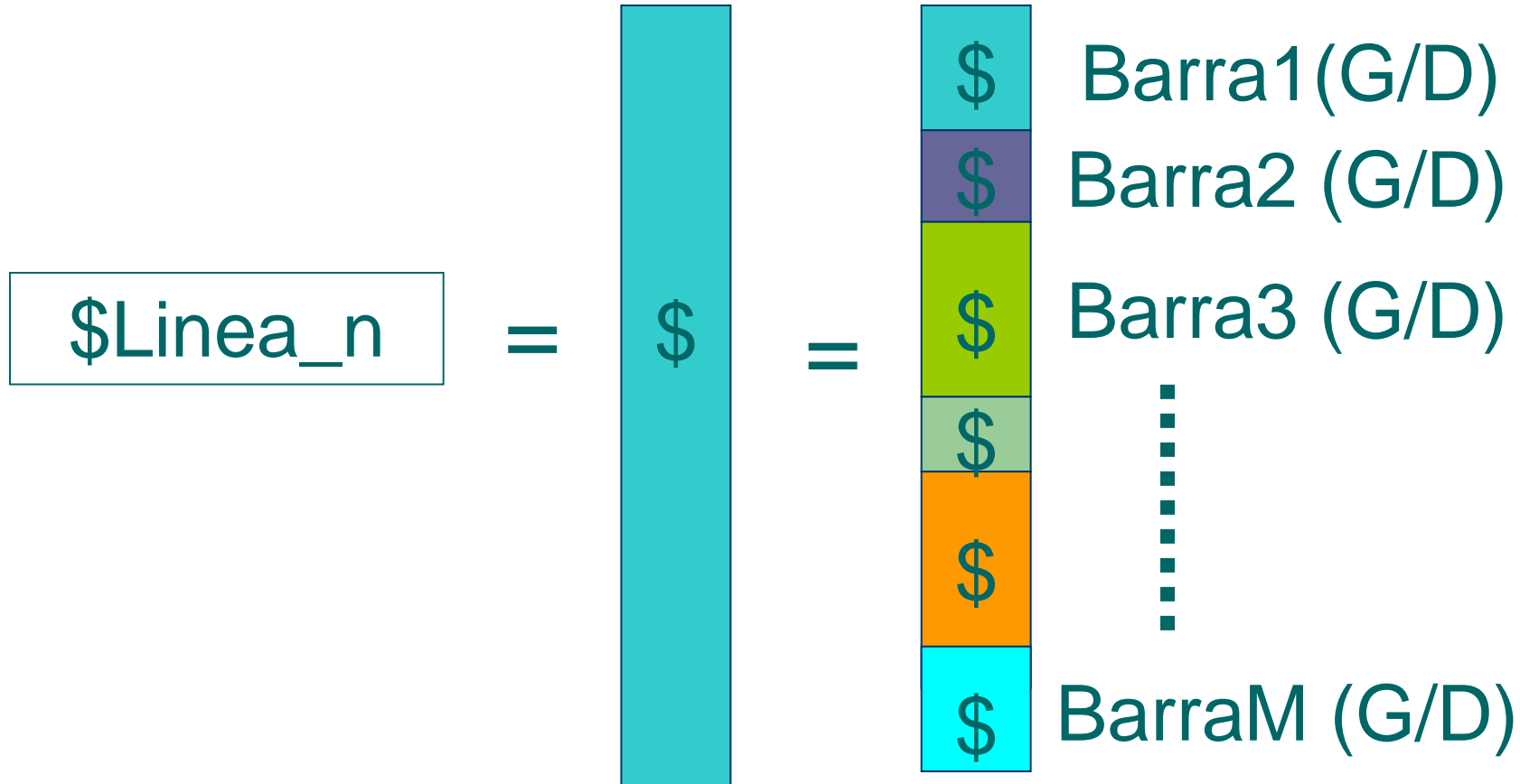
¿La metodología eficiente? ¿MISIÓN IMPOSIBLE?



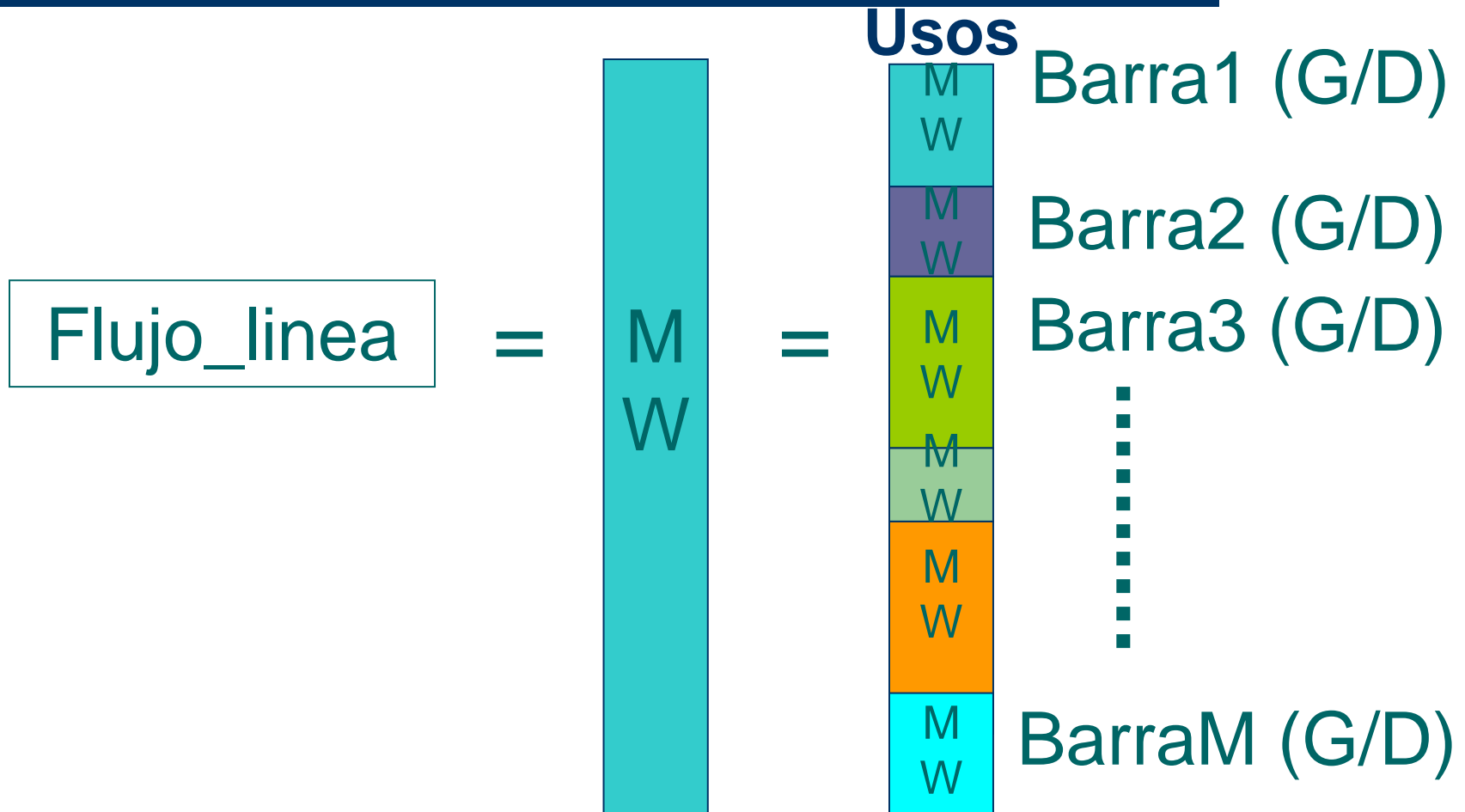
¿Aproximación a la eficiencia?

- Metodología: paga el que usa, según cuánto usa y cómo lo usa
- Existen diferentes implementaciones que permiten medir el grado o intensidad de uso, en general, basadas en variaciones marginales de potencia sobre uno o varios estados base

Asignación de costos por uso



Asignación de costos por uso



Asignación de costos por uso: MW-mile

$$P(u) = \sum_{\forall k} C_k \frac{|f_k(u)|}{\overline{f_k}}$$

$P(u)$ peaje del agente u

C_k costo del circuito k

$f_k(u)$ flujo por el circuito k causado por el agente u

$\overline{f_k}$ capacidad del circuito k

$$Costototal = \sum_{\forall k} C_k$$

No recupera todo el
costo....

Asignación de costos por uso: Variaciones del MW-mile (1)

$$P(u) = \sum_{\forall k} C_k \frac{|f_k(u)|}{\sum_{\forall s} |f_k(s)|}$$

(Modulus method – MM)

(MW-mile extendido)

Recupera todo el
costo, pero....

Asignación de costos por uso: Variaciones del MW-mile (2)

Tiene en cuenta los alivios en la red
producidos por un agente

$$\left\{ \begin{array}{l} P(u) = \sum_{\forall k} C_k \frac{f_k(u)}{\sum_{\forall s \in \Omega_{k+}} f_k(s)} \quad f_k(u) > 0 \\ P(u) = 0 \quad f_k(u) \leq 0 \end{array} \right.$$

Ω_{k+} conjunto de agentes con flujos
positivos en el circuito k
(Zero counterflow method – ZCM)

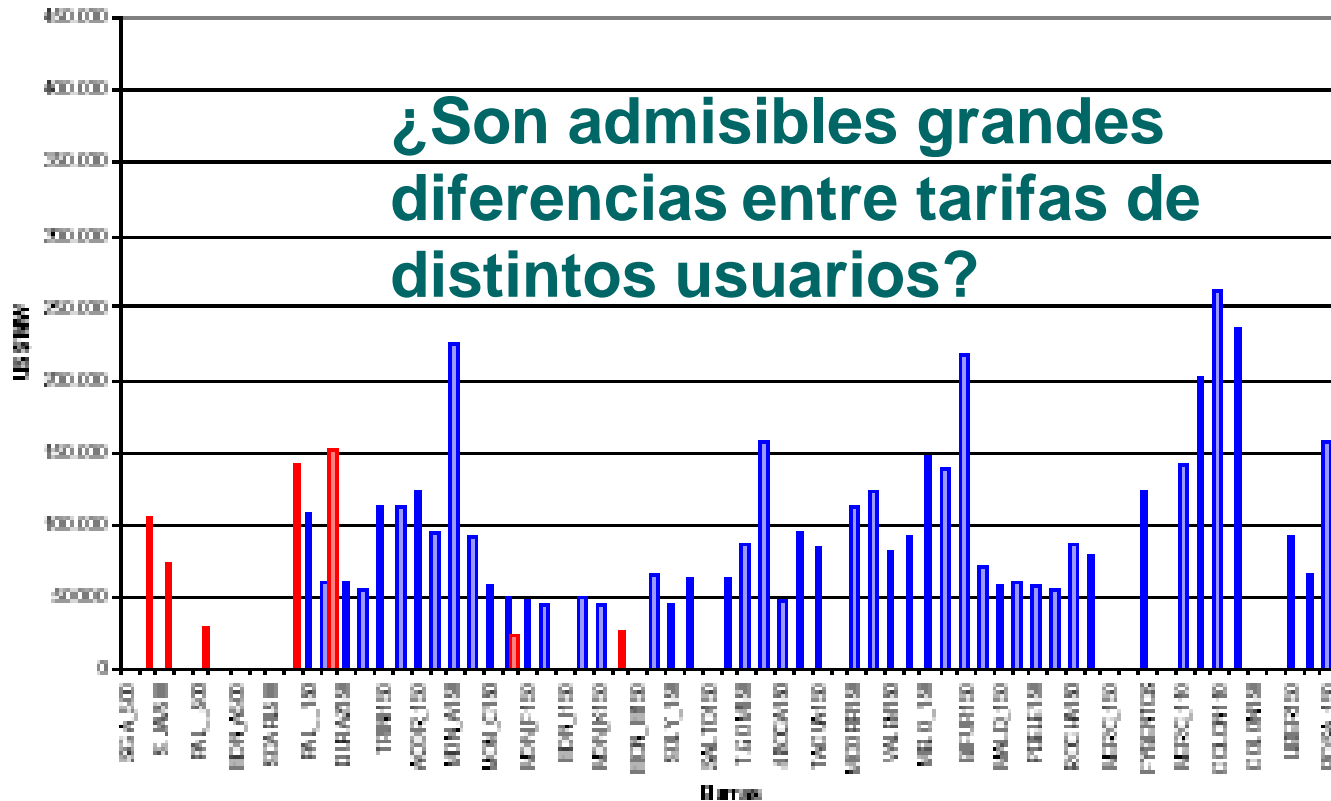
Asignación de costos por uso: Variaciones del MW-mile (3)

Factor de adaptación del circuito k: $\frac{f_k(\text{max})}{f_k}$

$$C_{Bk} = C_k \frac{f_k(\text{max})}{f_k}$$

La suma de C_{Bk} es distinta del costo total. La capacidad no adaptada debe recuperarse de alguna otra forma.

Lo que puede pasar....



Fuente: Proy. FI; Dir.: MV.-Est.: Vidal, Ferrari, Rey

Otras restricciones

- ¿Qué cada usuario pague por lo que usa?
- ¿Qué todos paguen el mismo cargo de peaje independientemente del uso?
- ¿Algo intermedio entre las dos opciones anteriores?

ESTAMPILLADO



NO EXISTE UNA ÚNICA SOLUCIÓN!!

Otras metodologías....

COSTOS INTEGRADOS

- ESTAMPILLADO
- CAMINO CONTRATADO
- MW-MILLA

COSTOS INCREMENTALES

- COSTO MARGINAL DE CORTO PLAZO
- COSTO MARGINAL DE LARGO PLAZO

COMPUESTOS

Otras metodologías: CMCP

$$pa_{k_g} = \lambda \left(1 - \frac{\partial Loss}{\partial G_{k_g}} \right) - \sum_{k=1}^p \mu_k \frac{\partial R - R_k}{\partial G_{k_g}}$$

PRECIO MARGINAL DEL SISTEMA **FACTOR NODAL** **EFFECTO DE RESTRICCIONES EN TRASMISION**

$$pa_{k_e} = \lambda \left(1 + \frac{\partial Loss}{\partial D_{k_e}} \right) + \sum_{k=1}^p \mu_k \frac{\partial R - R_k}{\partial D_{k_e}}$$

The diagram illustrates the decomposition of marginal prices into two components. The top equation shows the marginal price at a generator node, pa_{k_g} , which is the product of the system lambda and a nodal factor (1 minus the loss sensitivity to generation) minus the sum of transmission constraint effects (multiplied by Lagrange multipliers). The bottom equation shows the marginal price at an elastic demand node, pa_{k_e} , which is the product of the system lambda and a nodal factor (1 plus the loss sensitivity to demand) plus the sum of transmission constraint effects. Brackets and arrows link the terms in the equations to their respective labels: 'PRECIO MARGINAL DEL SISTEMA' points to the lambda term, 'FACTOR NODAL' points to the term in parentheses, and 'EFFECTO DE RESTRICCIONES EN TRASMISION' points to the summation term.

Otras metodologías: CMCP

Ingreso tarifario (Merchandising surplus):

$$MS = \sum_{k_e} pa_{k_e} D_{k_e} - \sum_{k_g} pa_{k_g} G_{k_g} + \sum pr_{k_e} Q_{k_e} - \sum pr_{k_g} Q_{k_g}$$

Ventajas y desventajas....

Método	Ventajas	Desventajas
Postage stamp ("estampillado")	<ul style="list-style-type: none">● Simple● Recuperación total de costos● Costos "igualitarios"	<ul style="list-style-type: none">● Ignora la operación real del sistema● Costos "igualitarios"(Existen subsidios cruzados)● No hay incentivos de corto ni de largo plazo.

Ventajas y desventajas....

Método	Ventajas	Desventajas
Contract path (“camino contratado)	<ul style="list-style-type: none">● Simple● Recuperación total de costos	<ul style="list-style-type: none">● Poca relación con la operación real del SEP● No existen incentivos de corto ni de largo plazo
MW-mile (extendido)	<ul style="list-style-type: none">● Recuperación total de costos● Tiene en cuenta el uso real de las líneas por cada agente	<ul style="list-style-type: none">● No hay incentivos a la eficiencia● Tampoco incentivos para inversiones óptimas

Ventajas y desventajas....

Método	Ventajas	Desventajas
SRMC (“costo marginal de corto plazo”)	<ul style="list-style-type: none">● Tiene en cuenta incrementos de costo de operación, congestión y falla	<ul style="list-style-type: none">● Costos de inversión en la red no considerado● Volatilidad● No recupera costos
LRMC (“costo marginal de largo plazo”)	<ul style="list-style-type: none">● Toma en cuenta los costos de inversión en transmisión● Identifica todos los agentes involucrados● Promueve inversiones	<ul style="list-style-type: none">● No da señales de corto plazo● Requiere predicciones

Algunos ejemplos

ARGENTINA	BRASIL	CHILE	REINO UNIDO
Antes: Método combinado: MW-mile + CMgCP 2018: Estampillado solo a la demanda	Tarifa nodal basada en grado de uso	Método combinado: Áreas de influencia + CMgCP	MW-mile basado en demanda máxima

Uruguay

- El Reglamento de Trasmisión de 2002 establecía una metodología que combinaba peajes por localización y potencia
- El Decreto 228/007 y 229/007 modifican la metodología de cálculo.
- Se establecieron valores transitorios en 2007 y fueron actualizados en 2012 y luego en 2015 y 2016.
- Decreto N° 136/012: Generadores 74,61 \$/MWh inyectado
- Decreto N° 277/015: Generadores no pagan. 100 % a la Demanda.

Uruguay / Decreto N° 136/012

Peajes a pagar por la Demanda		\$/kW.mes
En 500 kV		
	Cargo Pmax	42.90
En 150 kV		
	Cargo Pp	127.06
	Cargo (Pfp – Pp)	77.07

Peajes pagados por la exportación ocasional	\$/MWh
Exportaciones en 500 kV	58.76
Exportaciones en 150 kV	174.08

Uruguay / Decreto N° 277/015

Estos cargos corresponden al año 2013, y se ajustarán anualmente en función del ajuste de la remuneración reconocida anual para las instalaciones del Sistema de Trasmisión.

Cargos por uso de red a pagar por la Demanda		\$/kW.mes
En 500 kV		
	Cargo Pmax	50,66
En 150 kV		
	Cargo Pp	132,08
	Cargo (Pfp – Pp)	75,30

Pmax: máxima potencia contratada

Pp: potencia contratada en el período punta

Pfp: potencia contratada en el período fuera de punta

La contratación del cliente deberá cumplir con la siguiente condición $Pp \leq Pfp$

Uruguay / Decreto N° 277/015

Cargos por uso de red a pagar por la exportaciones ocasionales	\$/MWh
Exportaciones en 500 kV	69,40
Exportaciones en 150 kV	180,93

Uruguay / Valores peajes 2016

ANEXO I

<u>Cargos de Trasmisión</u>	
Año	2016
Peajes Demandas en 500 kV	\$/kW.mes
Cargo Pmax	61,10
Peajes Demandas en 150 kV	\$/kW.mes
Cargo Pp	159,13
Cargo (Pfp - Pp)	91,06
Exportaciones ocasionales	\$/MWh
Exportaciones en 500 kV	83,70
Exportaciones en 150 kV	217,99

Uruguay / Valores peajes 2019

Anexo I: Cargos de Trasmisión

Estos cargos se ajustarán anualmente en función del ajuste de la remuneración anual del Sistema de Trasmisión.

Cargos de peajes (\$/kW.mes)		2018
En 500 kV		
	Cargo Pmax	95,05
En 150 kV		
	Cargo Pp	230,02
	Cargo (Pfp – Pp)	127,08

Cargos por exportaciones ocasionales

Cargos por exportaciones (\$/MWh)	2018
Cargo por exportaciones en 500 kV	130,20
Cargo por exportaciones en 150 kV	315,09

Uruguay / Valores peajes 2021 (Decreto N°256/21)

Vigencia	2021
Cargos de Transmisión	
Año vigencia	2021
Peajes Demandas en 500 kV	\$/kV.mes
Cargo Pmax	122,29
Peajes Demandas en 150 kV	\$/kV.mes
Cargo Pp	296,48
Cargo (Pfp-Pp)	163,13
Exportaciones ocasionales	\$/MWh
Exportaciones en 500 kV	167,52
Exportaciones de 150 kV	406,14

Uruguay / Valores peajes 2022 (Decreto N°347/22)

Vigencia 2022	
<u>Cargos de Trasmisión</u>	
Año vigencia	2022
Peajes Demandas en 500 kV	\$/kW.mes
Cargo Pmax	129,02
Peajes Demandas en 150 kV	\$/kW.mes
Cargo Pp	312,79
Cargo (Pfp-Pp)	172,10
Exportaciones ocasionales	\$/MWh
Exportaciones en 500 kV	176,73
Exportaciones en 150 kV	428,48

Conclusiones

- La Trasmisión es un monopolio natural por lo que debe regularse (libre acceso y tarifas)
- No es factible aplicar una única solución que asigne eficientemente los costos de la trasmisión
- Se debe optar por una solución que arbitre razonablemente entre varios criterios (equidad social, políticos)