



ARTÍCULOS

La Tarifa Verde Francesa. Principios y aplicación

Alieto Aldo Guadagni

Revista de Economía y Estadística, Tercera Época, Vol. 12, No. 1-2 (1968): 1º y 2º Trimestre, pp. 81-103.

<http://revistas.unc.edu.ar/index.php/REyE/article/view/3639>



La Revista de Economía y Estadística, se edita desde el año 1939. Es una publicación semestral del Instituto de Economía y Finanzas (IEF), Facultad de Ciencias Económicas, Universidad Nacional de Córdoba, Av. Valparaíso s/n, Ciudad Universitaria. X5000HRV, Córdoba, Argentina.

Teléfono: 00 - 54 - 351 - 4437300 interno 253.

Contacto: rev_eco_estad@eco.unc.edu.ar

Dirección web <http://revistas.unc.edu.ar/index.php/REyE/index>

Cómo citar este documento:

Guadagni, A. (1968). La Tarifa Verde Francesa. Principios y aplicación. *Revista de Economía y Estadística*, Tercera Época, Vol. 12, No. 1-2 : 1º y 2º Trimestre, pp. 81-103.

Disponible en: <<http://revistas.unc.edu.ar/index.php/REyE/article/view/3639>>

El Portal de Revistas de la Universidad Nacional de Córdoba es un espacio destinado a la difusión de las investigaciones realizadas por los miembros de la Universidad y a los contenidos académicos y culturales desarrollados en las revistas electrónicas de la Universidad Nacional de Córdoba. Considerando que la Ciencia es un recurso público, es que la Universidad ofrece a toda la comunidad, el acceso libre de su producción científica, académica y cultural.

<http://revistas.unc.edu.ar/index.php/index>

TRANSCRIPCIONES

LA TARIFA VERDE FRANCESA

PRINCIPIOS Y APLICACION

ALIETO ALDO GUADAGNI

CAPÍTULO I

INTRODUCCION

Los servicios públicos son, por su propia naturaleza, actividades que se hallan bajo el contralor directo del Estado. Este contralor puede tomar la forma de una regulación de la política de inversiones y de precios de la industria, aceptando el carácter de empresa privada del servicio, o puede expresarse a través de la estatización de la industria. Cualquiera sea la solución adoptada, el Estado debe decidirse por una política definida de precios, ya sea como poder concedente o como prestatario directo. Cuando una industria es privada, la maximización de beneficios es un claro objetivo a seguir. La situación no es tan simple en las actividades reguladas o estatizadas. En este caso se hace necesario presentar una alternativa que tenga en cuenta no el beneficio privado sino que de alguna manera refleje el interés general.

La Economía del Bienestar nos presenta este objetivo alternativo, deduciendo que la igualdad entre el precio y el costo marginal es una condición necesaria para la obtención de una situación socialmente óptima, desde el punto de vista de la eficiencia. Esta idea básica debe jugar un rol dominante en cualquier política de precios que pretenda lograr una correcta asignación de recursos y la máxima utilización de la capacidad existente en los servicios públicos.

La aparición del libro "Marginal Cost Pricing in Practice", editado por J. R. Nelson (1), ha puesto sobre el tapete las contribuciones más importantes de la Escuela Marginalista Francesa. Este libro presenta la política de precios y la política de inversiones de los servicios públicos con un marcado énfasis en el sector eléctrico. Dentro de la parte dedicada a la política de precios se destacan las contribuciones de Marcel Boiteux (2), y Gabriel Dessus (3). Estos autores presentan el fundamento teórico que ha determinado la aplicación de la Tarifa Verde francesa de Electricité de France. El propósito de este trabajo es describir las características esenciales de este novedoso sistema tarifario (Capítulo II), y comentar algunos de los resultados obtenidos con su aplicación (Capítulo III). En la parte final se analizan los conceptos básicos de determinación de tarifas según los costos marginales y se presenta un ejemplo de aplicación concreta.

CAPÍTULO II

LA TARIFA VERDE DE ELECTRICITE DE FRANCE (EDF)

El principio de la tarificación fundado en los costos marginales, alcanzó su máximo desarrollo analítico y su más completa formulación práctica en el caso de E.D.F., con el establecimiento en el año 1957 de su nuevo sistema tarifario: la denominada "Tarifa Verde" (Tarif Vert), que se aplica a los suministros de mediano y alto voltaje. Electricité de France, la empresa eléctrica nacional, fue creada por ley en 1946 mediante la consolidación de cerca de 400 empresas dedicadas a la producción, transmisión y distribución de energía eléctrica. La nacionalización no implicó el establecimiento de un completo monopolio, ya que alrededor del 35 % del total de la electricidad producida en Francia está a cargo de otras empresas. Considerando el volumen de sus ventas, Electricité de France es la segunda empresa francesa; el primer lugar corresponde a la empresa ferroviaria (SNCF).

El método de elaboración de esta nueva tarifa, presentado en una forma muy general, puede ser descripto de la siguiente manera:

1. E.D.F. construyó un modelo de toda su estructura productiva y de su red de distribución, con el objeto de determinar —en cada una de las 23 regiones en las cuales se dividió Francia, y para cada hora del día— cuál era el costo marginal originado por un aumento en la demanda.
2. Consumidores con iguales características técnicas en cuanto al servicio demandado han sido ubicados en una misma categoría con una tarifa uniforme. Esto implica rechazar explícitamente el principio de la “capacidad de pago” del cliente; (este principio propugna “vender arriba del costo a los que puedan pagar a fin de compensar las pérdidas de venta debajo del costo a los que no pueden pagar”).
3. Las tarifas discriminan de acuerdo al momento en que ocurre el consumo. La distinción tiene en cuenta época del año y hora del día; en total hay 5 períodos, cada uno con su precio. En invierno se distingue noche, día y punta, y en verano noche y día.
4. Dado que los costos de distribución de electricidad son una función del voltaje con el cual se entrega el KWH, la tarifa tiene en cuenta este hecho. Por este motivo el precio varía según el voltaje requerido, que en la mayoría de las zonas es de 150, 60 ó 15 Kv.

Los períodos están definidos de la siguiente manera:

- i) *Invierno*: Del 1º de octubre al 31 de marzo.
Verano: Del 1º de abril al 30 de septiembre.
- ii) *Horas de punta*: 4 horas por día —excepto domingos— durante los meses de noviembre, diciembre, enero y febrero. Las horas son: de 7 a 9 por la mañana y de 5 a 7 por la tarde.
Horas diurnas:
 - a) *Invierno*: de las 6 a las 22 horas fuera de las horas de punta, todos los días excepto domingos.
 - b) *Verano*: de las 6 a las 22 horas, todos los días excepto domingos.

Horas nocturnas: de las 22 a las 6 horas, todos los días excepto domingos. El día domingo en su totalidad.

La Tarifa General que abarca a la gran masa de abonados comprendidos en la Tarifa Verde establece un cargo fijo anual en función de la potencia puesta a disposición del abonado (potencia acordada en el contrato individual de suministro) y cargos proporcionales a los KWH consumidos.

Las características esenciales de estos dos cargos son las siguientes:

1. Cargo fijo

El cargo anual es de 54,51 francos por KW cualquiera sea la tensión y lugar del suministro. Además existe una ligera degresividad según la potencia contratada. La forma de pago de este cargo es mensual. La diferenciación horaria opera admitiendo descuentos progresivos por potencias contratadas fuera de punta de acuerdo al siguiente detalle:

<i>Periodos de utilización de la potencia suscrita</i>	<i>Coefficiente de equivalencia</i>
$P_1 =$ Punta	1
$P_2 =$ Horas diurnas de invierno	0,4
$P_3 =$ Horas diurnas de verano	0,2
$P_4 =$ Horas nocturnas de invierno	0,07
$P_5 =$ Horas nocturnas de verano	0,02

La Sección 1.5 de la Tarifa Verde trae un ejemplo ilustrativo de la aplicación de estos coeficientes. Se trata de un cliente que en un principio tenía contratada una potencia total de 1.000 KW y que al ofrecérsele el nuevo régimen tarifario reacciona de la siguiente manera:

—“Reduce su demanda máxima en horas de punta en 300 KW, aumenta en 300 KW adicionales su contrato durante las horas diurnas y en 800 KW la potencia requerida en horas nocturnas”—. El cargo fijo anual no se cobra en este caso sobre 1800 KW como hu-

biese requerido el régimen tarifario anterior, sino que se calcula de la siguiente forma:

<i>Tramo tarifario</i>	<i>Potencia contratada</i>
P ₁	700 KW
P ₂	1000 KW
P ₃	1000 KW
P ₄	1800 KW
P ₅	1800 KW

La potencia a facturar (P_r), se determina mediante la fórmula:

$$P_r = P_1 + 0,4 (P_2 - P_1) + 0,2 (P_3 - P_2) + 0,07 (P_4 - P_3) + 0,02 (P_5 - P_4)$$

$$P_r = 700 + 0,4 (1000 - 700) + 0,07 (1800 - 1000) = 876 \text{ KW}$$

Esto quiere decir que el ahorro de 300 KW, consentido por el abonado en horas de punta, compensa en exceso su incremento de 800 KW de demanda en otras horas, ya que ahora paga el cargo fijo apenas sobre 876 KW en lugar de los 1000 iniciales.

2) Cargo por Energía

Como ya hemos dicho, los cargos por KWH varían según horas, voltajes y lugares de entrega. A continuación presentamos el cuadro tarifario correspondiente a una de las 23 zonas.

CUADRO TARIFARIO DE LA ZONA Nº 1 (TARIFA GENERAL)

- 1) Cargo fijo anual, tasa básica anual 54,51 francos (nuevos) por KW.
- a) Precio de la energía en céntimos de francos (nuevos) por KWH.

<i>Voltaje</i>	<i>Invierno</i>			<i>Verano</i>	
	<i>Horas de punta</i>	<i>Horas diurnas</i>	<i>Horas nocturnas</i>	<i>Horas diurnas</i>	<i>Horas nocturnas</i>
150 Kv	11,95	6,61	3,38	5,07	2,96
90 Kv	13,34	7,44	3,45	5,19	3,03
60 Kv	14,32	8,00	3,50	5,30	3,07
30 Kv	16,75	9,27	3,57	5,45	3,13
15 Kv	17,73	9,81	3,58	5,49	3,15
5 Kv	18,44	10,14	3,60	5,53	3,16

Esta zona corresponde a Nord y Pas-de-Calais.

El cuadro tarifario arriba transcripto ilustra claramente acerca de los principios seguidos en su determinación. La utilización de 5 períodos de tiempo es un compromiso con las exigencias de un sistema manejable de facturación, ya que la aplicación purista de la idea del costo marginal hubiese exigido el establecimiento para cada voltaje de 8760 precios, uno para cada hora del año.

La estructura tarifaria correspondiente a los suministros en bajo voltaje, no comprendidos en la Tarifa Verde, es sumamente compleja y difiere notablemente entre las distintas regiones. A título de ejemplo veamos el caso del servicio doméstico en París¹. Aquí el abonado puede optar por lo siguiente:

- a) Tarifa en 3 blocks, o
- b) Tarifa horaria distinguiendo punta, día, noche de verano y noche de invierno. En la punta se cobra 24,8 centavos por KWH, en el día 23,7, en la noche de verano 6,3 y en la de invierno 6,3. Además existe un cargo fijo único.

Conviene hacer resaltar que las entregas en bajo voltaje representan apenas el 20 % de las ventas totales de E.D.F.

CAPÍTULO III

RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE LA APLICACION DE LA TARIFA VERDE

La estructura de la Tarifa Verde al reflejar la diversidad de costos según la hora, lugar y voltaje del suministro de electricidad permite que la utilización de esta importante fuente de energía se realice de acuerdo a las mejores condiciones posibles, desde el punto de vista social. Desde el momento en que cada usuario debe pagar por el suministro lo que realmente le cuesta a la sociedad satisfacer su demanda en el preciso punto en el espacio y en el tiempo en el cual se manifiesta el mismo, se logra que la elección hecha por el

¹ Consultar Ronald Meek (4, p. 60).

usuario en su propio beneficio individual coincida con el beneficio de toda la comunidad.

En el caso de los consumidores industriales se tiene que, como la estructura tarifaria refleja las diferencias de costo según el lugar del suministro, las industrias que son grandes consumidoras de electricidad son incitadas a localizarse en aquellas regiones donde la provisión de energía eléctrica se realiza con costos comparativamente menores.

En el caso de los usuarios ya instalados, la Tarifa Verde incita a la distribución racional del consumo a lo largo del día, estímulo que no existía con el régimen tarifario anterior, que no preveía ningún tipo de discriminación horaria en los precios de venta.

Es sumamente interesante presentar una evaluación de los resultados obtenidos mediante la introducción de la nueva tarifa. A fines de 1961 la Tarifa Verde se aplicaba a más de 40.000 abonados con un consumo total anual de 29.000 GWH y una potencia global suscripta de 9.300 MW. Esto representa cerca del 90 % del consumo en alta tensión de E.D.F.²

Los compromisos de reducción de la potencia suscripta en punta representaban a esa fecha alrededor de 1000 MW, lo cual equivalía al 12 % de la potencia suscripta en horas diurnas de invierno. Además, 400 MW fueron suscriptos para ser utilizados exclusivamente en horas de bajo consumo (horas nocturnas y verano). Las disminuciones acordadas en los contratos de suministro para el consumo de punta han sido particularmente importantes en la industria del cemento y en la siderurgia. El detalle para las principales actividades es el siguiente:

<i>Industrias</i>	<i>Proporción de potencia disminuida en la punta</i>
Cemento	45 %
Siderurgia	28 %
Papel y Cartón	19 %
Maquinarias	19 %
Equipos Eléctricos	11 %
Refinería de Petróleo	9 %

² Toda esta información está contenida en la referencia (5).

Como se ve, la tendencia ha sido reducir la potencia contratada en la punta invernal y aumentar el consumo en los meses de verano. El aumento del consumo fuera de punta proviene, en parte, del traslado a esas horas de los consumos disminuidos en la punta, y para el resto, de utilizaciones nuevas juzgadas interesantes por los consumidores, debido a los precios favorables ofrecidos en horas de bajo consumo.

No es fácil determinar el impacto exacto de la nueva tarifa sobre la curva de carga; pese a ello ciertos fenómenos han sido claramente observados. Así por ejemplo Stasi (p. 18), pone de relieve que la comparación de las curvas diarias de carga de fines de octubre con las correspondientes a la primera semana de noviembre muestra una modificación en la punta, como consecuencia de la disminución acordada en la potencia suscripta por los clientes (1000 MW), en el período de noviembre a febrero. Recordemos que en estos meses rige durante 4 horas diarias la tarifa de punta. Esta reducción de la carga alcanzó a 700 MW durante la punta principal, que corresponde a la mañana (7 a 9 horas).

Durante la tarde, en la punta secundaria de 17 a 19 horas, la disminución fue del orden de los 200 MW.

Un fenómeno muy interesante que se ha observado en los años 1960 y 1961, es el cambio de ubicación horaria de la punta matutina. Según el diagrama de carga de los días de máxima carga de esos años, la punta se registra a las 10 horas, y no a las 8 como ocurrió hasta 1959. Una solución sugerida para esta situación ha sido definir como punta matutina el período comprendido entre las 8 y las 10 horas en ciertas zonas industriales como París. Esto es una ilustración práctica del caso conocido en la literatura económica como "shifting peak" ("La punta deja de ser punta si se la tarifica como tal").

En general puede decirse que la Tarifa Verde es un paso positivo hacia una mejor asignación de recursos, ya que, al confrontar a cada consumidor con el costo real que sus requerimientos imponen a toda la economía, los induce a realizar una utilización racional de la electricidad.

Visto desde el punto de vista de E.D.F. esta nueva tarifa ha probado ser un instrumento sumamente apto para reducir sus nece-

sidades de divisas y fondos para invertir. Estas reducciones, de acuerdo con Massé (6) han operado a través de una disminución del consumo de punta. Esta disminución es lógica consecuencia de una tarifa que penaliza el consumo que tiene lugar en las horas de máxima demanda; la estructura tarifaria adoptada incentiva la sustitución de Kwh en horas de punta por Kwh en horas de menor consumo. En muchos establecimientos industriales esto se puede lograr mediante un simple replanteo de la distribución horaria de las distintas tareas.

En el caso concreto de Francia la reducción en el consumo en horas de punta se traduce en menores importaciones de los EE. UU. La explicación de esto se encuentra en el hecho de que las nuevas centrales térmicas son mucho más eficientes, desde el punto de vista de su consumo de combustibles, que las antiguas. Ahora bien, los Kwh que dejan de ser producidos en horas de punta dejan de ser producidos por las centrales más antiguas e ineficientes, y son reemplazados por Kwh producidos fuera de horas de punta por centrales más modernas con la consiguiente economía de combustibles.

A fin de evaluar el efecto beneficioso de la Tarifa Verde sobre las necesidades de fondos para invertir por parte de E.D.F., hay que tener presente que la capacidad productiva del sistema eléctrico ha de ser tal que toda la curva de carga sea satisfecha. Recordando que uno de los parámetros que representaba la curva de carga es el consumo máximo en un instante dado, o sea la punta, se tiene que toda transferencia de consumo de una hora de punta a horas de menor consumo significa un alivio en los requerimientos de construcción de nuevas plantas. Este alivio financiero para E.D.F. ha sido estimado en 500 millones de nuevos francos para un período de 8 años (5, pág. 155).

CAPÍTULO IV

EL COSTO MARGINAL EN EL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

Un tipo de dificultad que complica la correcta determinación de costos marginales es la que se presenta en aquellas firmas con "producción múltiple". Este tipo de producción corresponde a dos tipos de situaciones:

- a) una firma elabora más de un bien. Si los bienes producidos guardan proporciones fijas entre sí no hay ningún problema; la complicación surge en el caso de que existan proporciones variables;
- b) el segundo caso corresponde al caso de aquellas firmas que producen el mismo bien, que es no-almacenable, en diferentes puntos en el tiempo. Esta situación es muy importante en el caso de la energía eléctrica, ya que, debido al carácter periódico de la demanda, da lugar a la aparición del denominado "problema de punta"³. Veamos a continuación este problema.

La electricidad es un bien no almacenable, el Kwh es una unidad de energía pero no una unidad económica. El Kwh producido un día domingo a las 4 de la mañana en la ciudad de Buenos Aires es un bien económico esencialmente distinto a otro Kwh, producido a las 7 de la tarde de un día laborable en el mes de julio. La producción de electricidad puede ser representada mediante una curva que indique la cantidad producida por unidad de tiempo. Esta curva recibe el nombre de "curva de carga", y se configura por la cantidad demandada a las tarifas vigentes en cada instante. La discusión de la idea del costo marginal en este contexto se simplificará, sin perder su validez general, si consideramos el caso especial de una central térmica que funcione aisladamente, sin ninguna interconexión.

En primer lugar se plantea la necesidad de reemplazar el infinito número de productos múltiples representados en la curva de carga, uno por cada instante en el tiempo, por un número más manejable de parámetros que sean capaces de representar adecuadamente esta curva. Tratándose de una producción térmica, puede ser representada por dos parámetros,⁴ a saber:

³ Producciones múltiples con "problemas de punta" (peak-problem) se encuentran en muchos de los servicios públicos. Así, por ejemplo, el transporte urbano de pasajeros, las comunicaciones telefónicas y postales, etc. La punta puede ser horaria (el tren a Ramos Mejía a las 7 de la tarde); anual (el correo para Navidad y Año Nuevo); diaria (la congestión de ciertas rutas que sirven zonas de fin de semana, los días domingo); estacional (trenes y ómnibus a Mar del Plata en verano).

⁴ En el caso de que se tratase de centrales hidroeléctricas, el carácter aleatorio de la producción hace necesario introducir un tercer parámetro, que ase-

- 1) \bar{C} = "Consumo de punta": El consumo de punta, que por definición expresa la cantidad demandada máxima, gobierna el tamaño —en este caso "potencia"— de la central térmica. Esta magnitud se expresa en Kw.
- 2) Q = "Energía consumida total": Que corresponde al consumo total de energía en un año. Esta magnitud se expresa en Kwh.

Los dos productos "relacionados" \bar{C} y Q , indican que, si la central tiene una potencia \bar{C} y es capaz de producir energía en cantidad Q , satisface los requerimientos de la demanda en cada instante en el tiempo.

Dentro del contexto de este ejemplo elemental, el costo total (T) de esta central se compone de 2 elementos, uno que se refiere a la potencia instalada y otro a la energía anualmente consumida. De esta manera se tiene que:

$$T = F_{(c)} + wQ \quad (I)$$

Donde:

- w : es el costo marginal a corto plazo de un Kwh consumido cuando la potencia requerida es menor que C . Fundamentalmente este concepto corresponde a los llamados "costos de energía".
- $F_{(c)}$: corresponde a los costos de "capacidad o potencia";
- wQ : expresa los costos energéticos totales.

El desarrollo de este ejemplo exige la consideración de 2 tipos de curvas de carga, una donde el máximo consumo tenga lugar en un brevísimo lapso y otra donde el mismo se distribuya durante un lapso mayor dando lugar a la aparición de una punta en forma de techo. En la exposición nos limitaremos al caso de una punta que ocurra en un brevísimo lapso (Figura I).

La curva de carga $C_{(t)}$, que indica la potencia utilizada para satisfacer el consumo a cada instante en el período anual $0 - t_a$,

— asegura la satisfacción de la cantidad demandada en cierto período crítico (por ejemplo, una época invernal seca, en la cual el exceso de capacidad de generación hidroeléctrica sobre la demanda sea mínimo).

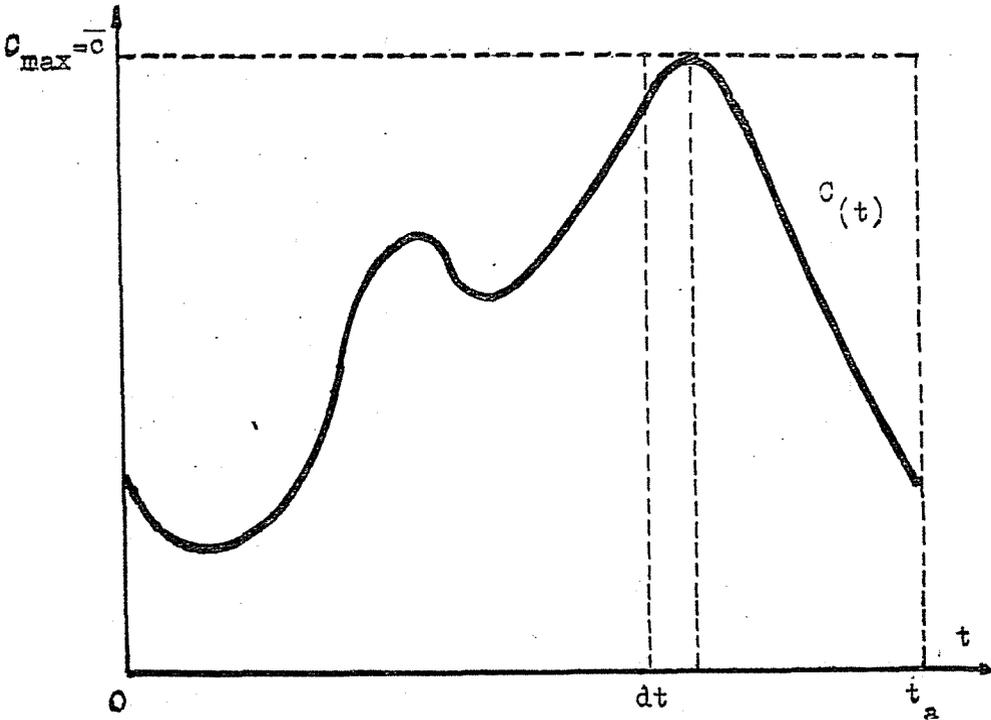


Fig. 1

alcanza su magnitud máxima C_{max} , para el valor \bar{C} . La energía producida durante ese lapso puede ser representada mediante la expresión,

$$Q = \int_0^{t_a} C(t) dt \quad (II)$$

Supóngase que la curva de carga descrita en la Figura I requiera una modificación que no alcanza a alterar el consumo de punta, o sea que se mantiene $C_{max} = \bar{C}$; esto implica que no surge ningún requerimiento de expansión de la potencia instalada. En este caso se tiene que:

$$\frac{dT}{dQ} = w \quad (III)$$

(III) nos dice que el costo marginal fuera del tiempo de punta es igual al costo por energía del Kwh ("costo parcial" según Boiteux).

Supóngase ahora que la curva de carga registra una variación que incrementa la potencia de punta de C_{max} , llevándola a un nivel $C_{max} + dC$ durante un brevísimo lapso δt , y que el aumento en la cantidad de energía demandada se distribuye en forma pareja durante ese lapso. En este caso el costo total sufre un incremento igual a:

$$dT = F'_{(e)} dC + w dQ$$

Teniendo en cuenta que $dC = \frac{dQ}{\delta t}$ se tiene que

$$\frac{dT}{dQ} = \frac{F'_{(e)}}{\delta t} + w \quad (IV)$$

(IV) define al costo marginal durante el tiempo de punta, que es siempre mayor que (III), ya que el aumento en el consumo de la punta es el responsable de la ampliación de la capacidad de la central. Obsérvese que, dado que δt fue definido como un lapso sumamente breve, este costo es considerablemente grande. Si la determinación de la tarifa eléctrica se hace sobre la base de un criterio de tipo marginalista, esta central establecerá una tarifa muy alta para el consumo de electricidad durante las horas de punta. Esto tenderá a aplanar el consumo de punta distribuyéndolo sobre un lapso de una duración mayor, digamos Δt . En este caso, caracterizado por una punta en forma de techo con una duración que se extiende por un período apreciable, aun se tiene que el costo marginal fuera de hora de punta está definido mediante la expresión (III). En cuanto al costo marginal durante la punta, ahora es igual a:

$$\frac{dT}{dQ} = \frac{F'_{(e)}}{\Delta t} + w \quad (V)$$

(V) nos define un costo marginal menor que el expresado en (IV), ya que el aumento de la capacidad de la planta (potencia) requerido por un incremento del consumo de punta se distribuye en este caso sobre un lapso mayor, $\Delta t > \delta t$.

Una tarificación basada en el costo marginal exigirá en este caso de punta en forma de techo, cobrar un precio $p_{(t)}$, por los Kwh consumidos durante la punta que satisfaga esta ecuación:

$$\int_{\Delta t} P_{(t)} dt = F'_{(t)} + w \Delta t \quad (VI)$$

Este razonamiento, basado en un ejemplo simple pero de validez general, nos muestra los motivos por los cuales, en las producciones múltiples no-almacenables, caracterizadas por demanda de tipo periódico, es esencial hacer una distinción entre precios en tiempo de punta y precios fuera de punta.

La simplicidad del ejemplo, que consideró solamente una planta no interconectada, impidió visualizar otra causa de discrepancia entre costos en punta y costos fuera de punta. Si se considera un sistema eléctrico integrado, se tiene que los costos de generación en horas de punta son muy superiores a los correspondientes a horas nocturnas de bajo consumo. En la punta, el sistema debe utilizar todos los grupos disponibles, aun los más anticuados que trabajan a altos costos energéticos. En horas de bajo consumo trabajan únicamente los grupos más modernos.

De esto se deduce que en un sistema interconectado, los costos marginales a corto plazo en cualquier momento serán iguales al costo promedio de energía de la última planta que es necesario poner en funcionamiento a fin de satisfacer la demanda en ese momento (esta es la denominada "planta marginal"). Bajo estas circunstancias, el costo marginal a corto plazo de la producción en cualquier momento puede averiguarse rápidamente preguntando a la oficina de despacho de carga qué planta fue puesta en funcionamiento en último lugar para cubrir la demanda en ese momento, y luego averiguar cuál es el costo de energía de esa planta marginal.⁵

Estos costos no pueden ser utilizados como la única base para tarifas de electricidad tomada en períodos de punta. Un Kwh extra demandado en el momento de punta del sistema requiere capacidad productiva adicional, cuyas cargas fijas deben agregarse al costo de energía de la planta marginal.

⁵ Los costos marginales de producción así determinados se incluyen dentro de los "cargos por energía" de la Tarifa Verde Francesa.

Veamos a continuación un ejemplo ilustrativo de la aplicación concreta de estas ideas.

*Ejemplo*⁶ Consideremos la siguiente curva de carga diaria

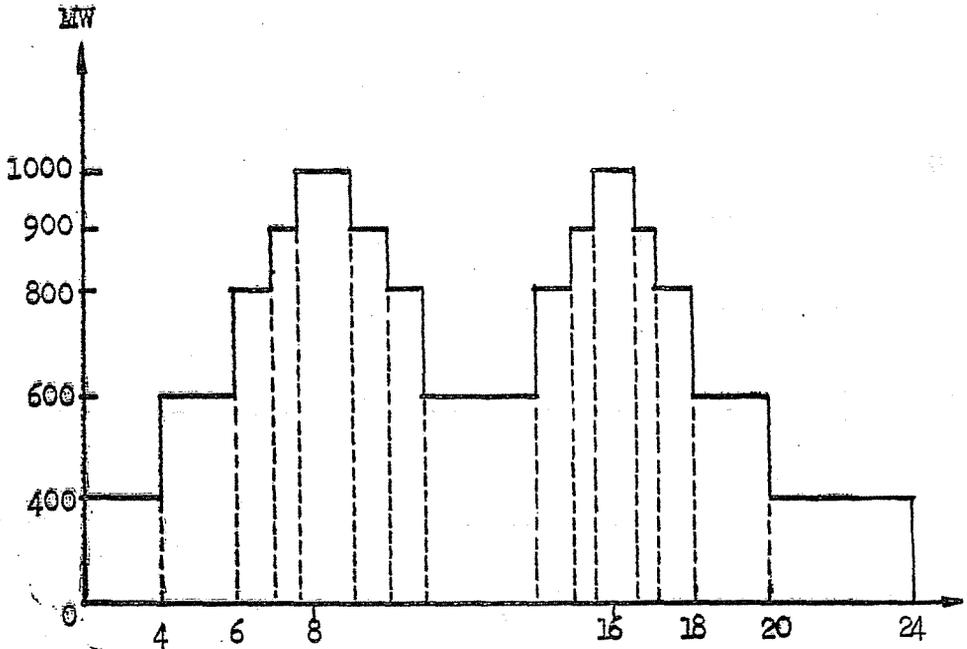


Fig. 2

En esta curva de carga se tiene que la potencia requerida es de:

- Por lo menos 400 MW durante 24 horas
- Por lo menos 600 MW durante 16 horas
- Por lo menos 800 MW durante 8 horas
- Por lo menos 900 MW durante 4 horas
- Por lo menos 1000 MW durante h horas

⁶ Los datos básicos del ejemplo han sido tomados de *Principes généraux de la tarification de l'énergie électrique*, UNIPEDE, Congrès de Scandinavie, Juin 1964. La interpretación presentada en esa publicación difiere de la realizada en este trabajo.

La curva monótona correspondiente a esta curva de carga puede ser representada de la siguiente manera:

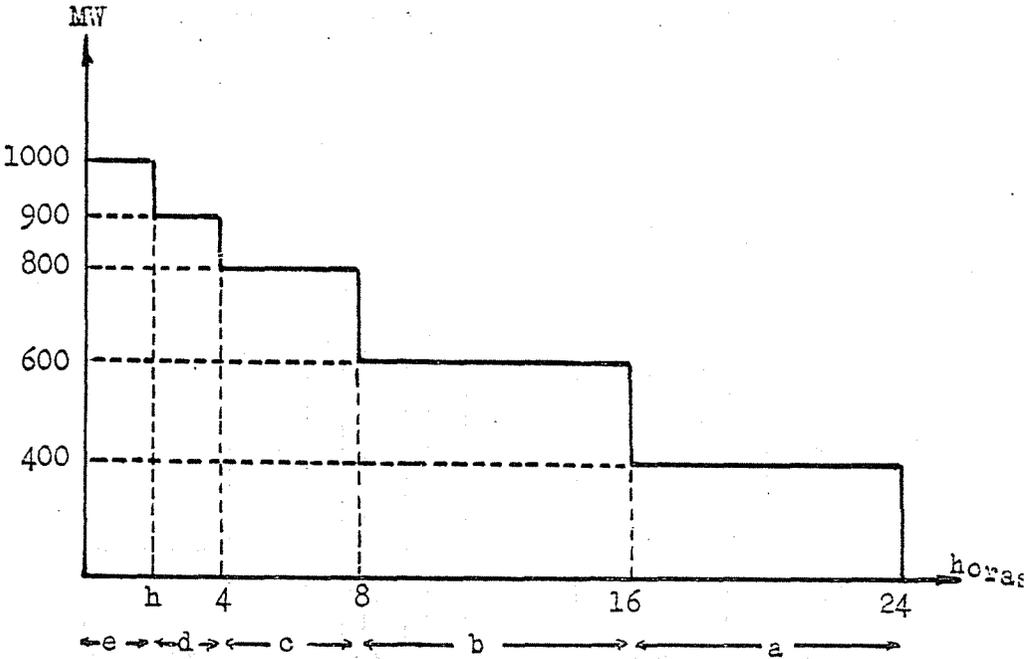


Fig. 3

En esta curva monótona se pueden distinguir 5 tramos tarifarios, a saber:

Tramo Tarifario	Potencia Requerida (MW)	Duración
a	400	8
b	600	8
c	800	4
d	900	4-h
e	1000	h

Obsérvese en la Figura 2 que el período de punta “e” ocurre en dos momentos distintos, en la mañana alrededor de las 10 horas y por la tarde alrededor de las 16 horas. Situaciones similares ocurren con los otros tramos tarifarios, así por ejemplo el tramo tarifario “d” ocurre en cuatro oportunidades, adyacentes en cada caso a los períodos de punta “e”.

Centrales disponibles

Para satisfacer la demanda por electricidad se cuenta con seis centrales, cuyas potencias y costos se detallan a continuación:

Central	Potencia Máxima (MW)	Costos Variables Medios de Explotación (en \$ por KWH)
A	300	3,0
B	250	3,2
C	200	3,4
D	120	3,6
E	80	3,8
F	50	4,0

Siguiendo el principio de minimización de costos en el despacho de energía eléctrica, las centrales se ubicarán en el diagrama de carga de manera de hacer funcionar a los grupos con menores costos de explotación durante el mayor tiempo posible. Esta situación se visualiza claramente en la Figura 4.

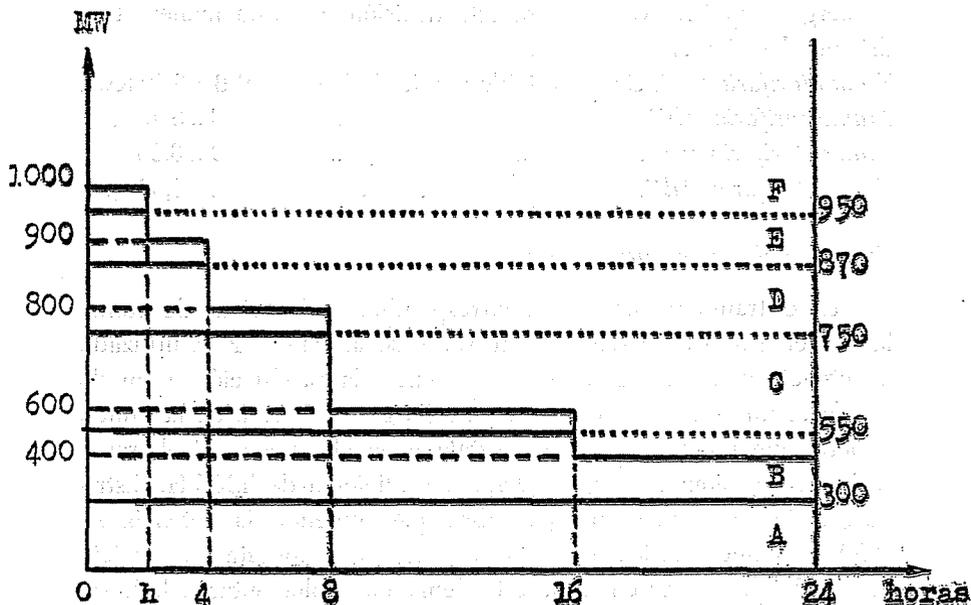


Fig. 4

Aplicación de la tarifa marginalista

De acuerdo a los principios básicos marginalistas aplicados al campo específico del suministro de electricidad es esencial distinguir entre la producción que tiene lugar en horas de punta del sistema interconectado de la que ocurre en horas de fuera de punta.

Tarifa a aplicar en horas de fuera de punta

El precio a cobrar por los KWH suministrados en los tramos tarifarios fuera de punta —“a”, “b”, “c”, “d”— debe reflejar únicamente los costos variables medios, que están constituidos fundamentalmente por los costos de combustible. El razonamiento que sustenta esta norma se basa en el hecho de que si por ejemplo, en el tramo “a”, la demanda aumenta en 1 KWH habrá que incrementar la producción de la central B en 1 KWH.

El costo marginal en este caso es el costo variable medio de esta central B, \$ 3,2 por KWH. Todos los demás costos, sean de potencia o energía, son irrelevantes para esta decisión. De esta manera tendríamos los siguientes precios:

<i>Tramo tarifario “a”.</i>	Costo variable medio de la Central B	\$ 3,20	Kwh
<i>Tramo tarifario “b”.</i>	”	”	”
<i>Tramo tarifario “c”.</i>	”	”	”
<i>Tramo tarifario “d”.</i>	”	”	”

Tarifa a aplicar en horas de punta

En el tramo tarifario “e”, correspondiente al período de punta, la situación no es tan sencilla. En este caso la central F es utilizada a potencia plena; si se quiere incrementar la producción a fin de satisfacer un aumento en la energía eléctrica requerida en la punta, deberá aumentarse la potencia instalada en el sistema. Si el tramo “e” se ve presionado por una demanda adicional de h.KWH, distribuidos de una manera pareja, habrá que aumentar la potencia en 1 KW, lo que implica adelantar en un año la puesta en servicio de 1 KW que, en ausencia de esta demanda suplementaria, hubiera sido puesto en servicio el próximo año. Esto quiere decir que además

del costo variable por KWH de la central menos eficiente F, que se pone en marcha para satisfacer la demanda de punta, habría que considerar los costos de capacidad correspondientes a la instalación adicional de potencia. Conociendo el precio de las nuevas instalaciones y su vida útil estimada es factible calcular el costo anual del KW de nueva potencia, introduciendo un supuesto razonable acerca de la tasa de descuento. El costo anual de la nueva potencia puede ser deducido mediante una expresión que iguale el precio actual del KW de nueva capacidad (P) a una sumatoria de amortizaciones anuales (A) descontadas durante la vida útil estimada. Suponiendo que la vida útil sea de n años tendríamos que,

$$P = A + \frac{A}{1+i} + \frac{A}{(1+i)^2} + \dots + \frac{A}{(1+i)^{n-1}} =$$

$$\left[\frac{1 - \left[\frac{1}{1+i} \right]^n}{1 - \left[\frac{1}{1+i} \right]} \right] \cdot A$$

de donde se tiene que

$$A = P \left[\frac{1 - \left[\frac{1}{1+i} \right]}{1 - \left[\frac{1}{1+i} \right]^n} \right]$$

r es la tasa de descuento aplicada. Obsérvese que para un precio dado del KW nuevo de potencia el cargo anual de amortización A depende de esta tasa de descuento y de la vida útil de la instalación. El cargo anual calculado de esta manera incluye la depreciación y el interés de la inversión realizada.

Supongamos a los efectos de este ejemplo que

$$P = \$ 116.110.—$$

$$n = 20 \text{ años}$$

$$i = 8 \%$$

$$A = \$ 10.950.—$$

El costo anual A debe ser absorbido íntegramente por el tramo tarifario "e" cuya duración es de h horas. Considerando 365 días en el año tendremos que el costo de capacidad atribuible a cada KWH ge-

$$\text{nerado en el período de punta es igual a } \$ \left[\frac{30}{h} \right] = \left[\frac{10.950}{365 h} \right]$$

Este ejemplo omite totalmente las variaciones estacionales, al suponer que la punta diaria determinada en la Figura 2 se repite idénticamente durante los 365 días del año; esta simplificación no afecta la idea básica del método marginalista.

Pero esto no es todo, ya que la instalación de 1 KW de nueva capacidad si bien significa incurrir en una inversión de capital, tiende a reducir los costos variables de todo el sistema, ya que la nueva potencia, con mayor eficiencia en la utilización de combustible (\$ 2,80 el KWH, en este caso), se ubicará, no en el período de punta sino en la base del diagrama de carga a fin de funcionar durante las 24 horas del día, desplazando de esta manera a todas las demás centrales, de manera que vean disminuir su producción de acuerdo al siguiente detalle:

Potencia	Horas Funcionamiento		KWH Generados
	Antes	Ahora	
1 KW			
Nueva	0	24	+ 24
A	24	24	0
B	24	16	- 8
C	16	8	- 8
D	8	4	- 4
E	4	h	-(4-h)
F	h	0	- h

La reducción en el costo diario del combustible atribuible a la instalación de un KW de capacidad será entonces

$$\begin{array}{r}
 + \{ 24 \times 2,80 \} = + \$ 67,20 \\
 - \{ 8 \times 3,20 \} = - \text{ „ } 25,60 \\
 - \{ 8 \times 3,40 \} = - \text{ „ } 27,20 \\
 - \{ 4 \times 3,60 \} = - \text{ „ } 14,40 \\
 - (4-h) \times 3,80 = - (15,20 - 3,8 h) \\
 - \{ h \times 4 \} = - \$ 4 h \\
 \hline
 - \$ 15,20 + 0,2 h
 \end{array}$$

De esta manera tenemos que el costo neto de instalación de un KW de nueva potencia a ser absorbido por el período de punta “e”, cuya duración es de h horas, es igual a:

a Costo diario de nueva capacidad \$ 30.—

b A *Deducir*:

Reducción diaria de los gastos
en combustibles \$ 15,20 + 0,2 h

Costo Neto Diario del nuevo KW \$ 14,80 — 0,2 h

En definitiva, el costo marginal de un KWH generado durante el período de punta es igual a:

a Costo variable medio de la
Central F \$ 4,00

b Costo Neto Diario del nuevo KW
instalado totalmente atribuible
a las h horas diarias de
duración de la punta

$$\begin{array}{r}
 \$ \frac{14,80}{h} - 0,2 \\
 \hline
 \$ 3,80 + \frac{14,80}{h} \\
 \hline
 \end{array}$$

El cuadro tarifario resultante del análisis precedente tendría entonces la siguiente configuración:

Tramo Tarifario	Duración Diaria	Potencia Utilizada	Costo Marginal	=	Precio por KWH
a	8 horas	400 MW	3,2		
b	8 „	600 MW	3,4		
c	4 „	800 MW	3,6		
d	4-h „	900 MW	3,8		
e	h „	1000 MW	3,80	+	$\frac{14.80}{h}$

Como se ve, la tarifa en el período de punta será siempre superior a la correspondiente a los otros períodos; obsérvese también que su magnitud guarda una relación inversa en la extensión horaria de la punta. Para ilustrar este punto consideraremos diversos valores para h.

h	Precio por KWH
1	\$ 18,60
2	\$ 11,20
3	\$ 8,73

Mientras menor sea la duración de la punta, mayor será la tarifa a aplicarle.

REFERENCIAS

- (1) NELSON, James R.: *Marginal Cost Pricing in Practice*, Prentice-Hall Inc., Englewood Cliffs, N. J., 1964.
- (2) BOUTEUX, Marcel:
 - a) *“Electrical Energy: Facts, Problems and Prospects”*. En (1), pp. 3-30.
 - b) *“Marginal Cost Pricing”*. En (1), pp. 51-58.

- c) "Peak-Load Pricing". En (1), pp. 59-90.
- d) "The Determination of Costs of Expansion of an Interconnected System of Production and Distribution of Electricity", en colaboración con Paul Stasi. En (1), pp. 91-126.
- e) "The 'Tarif Vert' of Electricité de France". En (1), pp. 127-250.
- (3) DESSUS, Gabriel: "The General Principles of Rate-Fixing in Public Utilities". En (1), pp. 31-50.
- (4) MEEK, Ronald: "An Application of Marginal Cost Pricing: The Green Tariff in Theory and Practice". Part I: "The Theory": *The Journal of Industrial Economics*, Vol. XI, N° 3, July 1963. Part. II: "The Practice", id., Vol. XII, N° 1, November 1963.
- (5) STASI, Paul: "L'utilisation Rationnelle de l'Energie Electrique. L'Apport de la Tarification". Rapport présenté au Symposium de Varsovia, Mai 1962.
- (6) MASSÉ, Pierre: "Some Economic Effects of the 'Tarif Vert' ". En (1). pp. 151-158.