



Jesús ARANCETA SAGARMINAGA es Ingeniero Industrial por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales LJ Torrontegui de Bilbao. Ha realizado, además, otros cursos complementarios en materia energética en otras instituciones.

En el año 1968 ingresó en UNIDAD ELECTRICA, SA, donde fue destinado al área de planificación energética. Durante los primeros años de su actividad en la mencionada empresa trabajó fundamentalmente en la elaboración de las "Propuestas del Plan Eléctrico Nacional" que UNESA presentaba a la Administración, colaborando posteriormente en el seguimiento de los Planes Energéticos Nacionales.

Actualmente es Subdirector General de UNESA, ocupándose fundamentalmente del análisis de la política energética internacional y nacional, en especial, desde el punto de vista del abastecimiento energético, de la financiación de las nuevas inversiones y de la tarificación energética.

También es representante español en el "Comité de Dirección" y en el "Comité de la Comunidad Europea" de la UNIPED (Unión Internacional de Productores y Distribuidores de Energía Eléctrica).

Además, es miembro del Comité Técnico Asesor del Comité Nacional Español de la Conferencia Mundial de la Energía y miembro del Comité de Energía de la CEOE.

EL MARCO LEGAL ESTABLE DEL SECTOR ELECTRICO

J. ARANCETA SAGARMINAGA

INTRODUCCION

A lo largo del año 1987, concretamente desde finales de febrero del mismo hasta principios de 1988, se llevó a cabo un intenso proceso de análisis y negociación por parte de la Administración y del Sector Eléctrico, que cristalizó en un conjunto de disposiciones administrativas de diverso rango, encabezadas por un Real Decreto. Dicho conjunto se viene designando habitualmente bajo la denominación sintética de "Marco legal estable del Sector Eléctrico".

Desde un punto de vista conceptual el "marco legal estable" es un sistema de determinación de las tarifas eléctricas. Este nuevo ordenamiento ha puesto fin al proceso que, con este objeto, se seguía con anterioridad a su aparición, consistente en una problemática negociación anual en base a una serie de disposiciones dispersas, no siempre coherentes y coordinadas entre sí, que no ofrecían por sí mismas la garantía necesaria de que el productor fuese a recuperar la totalidad de la inversión realizada, ni de que el consumidor no hubiera de afrontar sobresaltos tarifarios.

La importancia de este aspecto que se acaba de resaltar es evidente; él solo basta para justificar la implantación del nuevo "Marco legal estable". Sin embargo, a estas alturas parece tan natural disponer de un sistema de cálculo

de tarifas preciso y claro, que si se le contempla únicamente desde este ángulo se corre el peligro de no valorarlo en su verdadera dimensión. Siendo en esencia, como ya se ha dicho, un nuevo sistema para determinar las tarifas eléctricas, es además susceptible de otras lecturas desde los diversos puntos de vista que sugieren el entorno y la coyuntura que están viviendo el Sector Eléctrico, en concreto, y el país en general. En realidad del "Marco legal estable" cabe decir que constituye un hito divisorio entre dos etapas: la precedente, problemática en algunos aspectos, y la que acaba de comenzar con él que se presenta bastante más prometedora. Consumidores de electricidad, accionistas y obligacionistas de las empresas eléctricas, gestores de éstas, entidades crediticias que operan en su mundo, suministradores de las mismas, etc., pueden encontrar en él una sintomatología, suficientemente clara, de la andadura previsible del Sector Eléctrico durante los próximos años.

EL MARCO LEGAL ESTABLE. ¿POR QUE?

Con anterioridad a la primera crisis del petróleo (octubre de 1973), el Sector Eléctrico español vivió un período de considerables incrementos de demanda de energía eléctrica (entre el 10 y el 11 % acumulativo anual) cuya cobertu-

ra se pudo atender con una estructura de generación basada, fundamentalmente, en el equipamiento hidroeléctrico y térmico convencional (especialmente centrales de fuel-oil). El coste total del servicio resultaba relativamente bajo como resultado, en gran medida, de la disponibilidad de petróleo barato y del esfuerzo de inversión en centrales hidroeléctricas, realizado básicamente con cierta anterioridad, circunstancias ambas que confluyeron en originar un coste variable medio del kWh más que aceptable. En estas condiciones de ingresos considerablemente crecientes —consecuencia de los sustanciosos incrementos de demanda— y de costes moderados, el Sector Eléctrico pudo presentar durante una serie de años una buena rentabilidad y una situación económico-financiera saneada, al mismo tiempo que las tarifas eléctricas iban decreciendo en términos reales.

La primera crisis del petróleo, originada al dispararse bruscamente el precio del crudo, rompió esta situación, originando subidas brutales del coste variable del kWh. A partir de su desencadenamiento, los países de Europa Occidental y entre ellos España, hubieron de replantearse la cuestión de conseguir y mantener un aprovisionamiento eléctrico seguro y, en lo posible, barato al abrigo de los vaivenes del precio del petróleo. Bajo los auspicios de la Agencia Internacional de la Energía, la estrategia que se planteó para la producción de electricidad fue la sustitución del petróleo y sus derivados por otras fuentes de energía primaria, especialmente por las de origen autóctono como son la energía nuclear, el carbón y, en la medida de lo razonable, la hidroelectricidad. Esto en el caso español supuso la confirmación y reorientación de un incipiente plan nuclear concebido con alguna anterioridad, en función de su presunta economicidad frente a otras alternativas, con otra finalidad diferente a la sustitución: la de atender a unos considerables incrementos de demanda futuros presumibles en aquella época. Algo después, coetáneamente con la segunda crisis energética, se articuló un "plan acelerado de carbón" que, al basarse en carbón nacional, aumentaba la garantía de suministro y que presentaba, además, para el país las ventajas adicionales de generar nuevos puestos de trabajo en la minería nacional y de ayudar a paliar, en lo posible, el decaimiento en la demanda de bienes industriales consecuencia de la crisis económica generalizada.

La materialización de estos planes, en la actualidad virtualmente realizada, supuso un montante formidable de nuevas inversiones. A título de ejemplo baste indicar que el inmovilizado del

Sector que en la actualidad supera los siete billones de pesetas rondaba apenas el medio billón al comienzo de la crisis.

Con ser impresionante el montante global de las nuevas inversiones realizadas, no es éste el único parámetro al que hay que imputar las consecuencias que el proceso de sustitución, necesario claramente a nivel de país, acarreo a las empresas eléctricas españolas. En efecto, el contexto de crisis económica generalizada y las condiciones en que hubo de efectuarse ese esfuerzo fueron, asimismo, factores claves en la problemática derivada del mismo. Durante este período de construcción, la capacidad de generación de recursos propios del Sector no pudo seguir, ni de lejos, el ritmo que hubiera sido conveniente, viéndose limitada por múltiples factores, entre los que merece la pena destacar los siguientes: la demanda de electricidad evolucionó muy por debajo de lo previsto inicialmente y, en consecuencia, los ingresos reales por este concepto resultaron ser muy inferiores a los esperados; además la lucha contra la elevada inflación característica de esa época limitó, en ocasiones, el nivel de tarifas que hubiera sido razonable, compeliendo a las empresas eléctricas a disminuir las amortizaciones; por otro lado, la tarifa española no permite recoger las cargas de construcción (amortizaciones y cargas financieras de la obra en curso) en el ejercicio económico en que se producen, lo que obliga a activarlas hasta la entrada en explotación de la obra, criterio que, en definitiva, se traduce en el hecho de que las instalaciones entran en servicio con un coste superior, mientras que las empresas propietarias han de mantener una parte de su activo sin rentabilidad durante el período de construcción (en algún año de la época en cuestión el porcentaje de activo en esas condiciones alcanzó el valor del 35 %).

Además, debido al montante de la inversión a realizar y a esta poca capacidad de generar recursos propios aludida, hubo que recurrir a la financiación ajena, buena parte de la cual se tuvo que comprometer en el extranjero. El mercado financiero libre se caracterizó en esa época de crisis por unas tasas de interés muy elevadas, una fluctuación considerable de los tipos de cambio entre monedas y un acortamiento importante de los plazos de amortización de los créditos, lo que, en definitiva, se tradujo en un encarecimiento sensible de las nuevas instalaciones. En definitiva, las empresas eléctricas que construyeron fueron viendo cómo se reducían gradualmente sus márgenes de rentabilidad y cómo se deterioraba su equilibrio económico-financiero, llegando al final del proceso con

unas nuevas instalaciones caras sin que, desde un punto de vista jurídico, las disposiciones que en esos momentos regulaban la determinación de la tarifa ofreciesen una garantía explícita de que se iba a recuperar la totalidad de la inversión realizada en las mismas.

En un determinado momento, este estado de cosas fue percibido claramente tanto por la Administración como por parte del Sector Eléctrico y, en consecuencia, se comenzaron a aplicar las medidas oportunas entre las que merece la pena destacar un proceso de saneamiento del patrimonio de las empresas basado, tanto en el esfuerzo colectivo, como en el individual de las empresas más afectadas, que realizaron una serie de ajustes patrimoniales contra reservas del orden de los 300.000 millones de pesetas; además se instrumentó un sistema de compensaciones interempresas que venía a reducir los desequilibrios originados entre las mismas por el sistema de tarifa única y costes de producción diferentes; finalmente se articuló una operación de intercambio de activos que cumplía un doble objetivo consistente, por una parte, en mejorar la situación financiera de las sociedades más afectadas, y por otra, en buscar una relación más realista entre el mercado y la capacidad de generación de las diferentes sociedades del Sector.

La adopción de todas estas importantes medidas aligeró mucho la problemática del momento, despejando el panorama a corto plazo. Sin embargo, quedaba aún por consolidar la evolución a largo plazo del Sector y, en especial, la de las empresas más afectadas por el proceso descrito, de modo que pudiesen seguir manteniendo un suministro eléctrico de calidad adecuada, sin traspasar cargas indebidas o no asumibles a los consumidores. Esta es la función que, sin duda, ha comenzado a cumplir el "Marco legal estable".

LA INSTRUMENTACION DEL MARCO LEGAL ESTABLE

La tarea que se planteó el "Marco legal estable" fue la de completar la solución a los problemas apuntados anteriormente y consolidar dicha solución a medio y largo plazo, cumpliendo, además, unos principios básicos de determinación de tarifas que hacen referencia tanto a los intereses de los consumidores de electricidad y de la colectividad en general, como a los de los productores y su entorno. De acuerdo con esto, su diseño se orientó para compatibilizar los siguientes juegos de objetivos:

- Por una parte, fomentar la eficiencia en la producción y distribución de electricidad, posibilitando, además,



la prestación de un buen servicio eléctrico a los abonados finales en condiciones económicas adecuadas, y conseguir que la tarifa eléctrica mantenga la máxima estabilidad posible, es decir, que la entrada en servicio de una nueva instalación no produzca perturbaciones de una intensidad no deseable en la tarifa de ese año.

- Por otro lado, garantizar que el inversor en el negocio eléctrico podrá recuperar y remunerar adecuadamente las inversiones realizadas en activos productivos a lo largo de la vida útil de los mismos y proporcionar un marco de referencia estable para que los gestores del sistema eléctrico, y cuantos han de moverse en su entorno, puedan orientar sus decisiones a corto y largo plazo con un mínimo de incertidumbres.

Por curioso que pueda parecer, todo este complejo sistema de objetivos se instrumentó sobre una concepción relativamente simple y, hasta cierto punto, bastante común, por lo menos en los EE. UU. de América, si bien el "Marco legal estable" añade a la misma algunos aspectos originales como son los de "coste objetivo estándar" —que presenta cierto paralelismo con el de "inversión prudentemente realizada" que se está empezando a utilizar en Norteamérica—, el de "costes diferidos" que, en puridad, debiera denominarse "ingresos diferidos" y un "sistema de compensaciones interempresas". Estos conceptos son los que permiten, en definitiva, lograr los objetivos precisados, a través de un sistema clásico y simple.

El esquema básico de la definición del "coste total del servicio", es decir, del

suministro eléctrico, lleva implícita la determinación de dos grandes partidas, a saber:

- Gastos de operación y mantenimiento compuestos por costes de combustibles, personal, impuestos, repuestos, gastos varios, etc. La característica de estos costes es que se producen en el ejercicio económico en cuestión y, además, son relativamente fáciles de obtener de una contabilidad bien auditada. Buena parte de ellos se han determinado en el "Marco estable" en forma de "costes objetivos estándares", en base a unos criterios de eficiencia de modo que no tienen por qué coincidir exactamente con los que una determinada sociedad tenga en sus libros. La valoración global de todos ellos para el conjunto del Sector ha sido concebida de modo que refleja aceptablemente los costes reales incurridos al respecto.
- Las cargas de capital. Desde un punto de vista económico constituyen la vía para recuperar los capitales invertidos y para lograr la remuneración de los mismos. Desde un punto de vista práctico, su determinación implica:
 - Fijar el valor de la inversión, es decir, evaluar la base de inversión a recuperar y remunerar.
 - Determinar el sistema de recuperación y remuneración, es decir, su ritmo en el tiempo.

En lo que respecta al equipo generador, la valoración de la inversión se ha realizado instalación por instalación, distinguiendo los diferentes tipos de las mismas y en base, también, a "costes objetivos estándares". Como en el caso anterior, se puede decir que el montante global resultante para el con-

junto del Sector representa adecuadamente el valor actual de sus activos de generación.

En el caso de la distribución, por el momento, los costes correspondientes están estandarizados de forma provisional.

En cuanto al sistema de recuperación y remuneración de la base de inversión es claro que pueden arbitrase soluciones muy variadas. Probablemente el más clásico sea el que pudiéramos denominar, sintéticamente, como "sistema contable". En éste la amortización se calcula linealmente en función de la vida útil del activo, y la remuneración se establece en función del coste del pasivo o, en su caso, vía una tasa monetaria de rentabilidad sobre el valor del activo, definida en función de la situación de los mercados financieros y del riesgo del negocio. De hecho, con la normativa legal vigente, esta es la forma normal de operar al respecto, de las sociedades anónimas españolas.

El "Marco" ha optado por otro sistema diferente: la amortización anual se determina en función del valor del activo revalorizado con la tasa de inflación del año en cuestión, mientras que la remuneración se establece a través de una tasa de rentabilidad del activo, no monetaria sino real, es decir, calculada como si no existiese la inflación.

Los dos sistemas esbozados son equivalentes, en el sentido de que ambos permiten la recuperación de la totalidad del activo en cuestión y su remuneración adecuada, a lo largo de la vida útil del mismo. La diferencia básica entre ambos estriba en el diferente ritmo de la intensidad del binomio recuperación más remuneración, es decir, de la diferente velocidad de generación de "cash-flow" por parte de un activo determinado. El primero recupera más al principio y menos al final de la vida útil; el del "Marco" funciona al revés, genera menos recursos al principio y más al final: el punto de corte de las curvas representativas de los ingresos generados por ambos sistemas se produce al cabo de algunos años, no muchos, equilibrándose ambos sistemas, como ya se ha indicado, a lo largo de la vida útil del activo.

La aparente mayor sofisticación del sistema elegido por el "Marco" no es caprichosa o circunstancial, sino que responde al propósito de laminar lo que se ha venido en denominar el "shock" tarifario. En nuestro caso, como en el de otros países de nuestra área, en años muy recientes, ha habido que poner en explotación una serie de instalaciones que, por muchas o todas las razones expuestas en el epígrafe anterior, han arrojado un coste considerable; si hubiese habido que repercutir este coste en la tarifa eléctrica, según los criterios básicos del aquí

denominado "sistema contable", sus resultados hubieran sido difíciles de asumir, en un primer período, por los consumidores.

Sin embargo, como se ha apuntado anteriormente, las empresas eléctricas han de funcionar, básicamente, como sociedades que han de moverse dentro de un ámbito legal, crediticio e industrial que se rige, fundamentalmente, por los criterios que configuran el primero de los sistemas esbozados. En consecuencia, han de soportar el "gap" de ingresos que, durante unos pocos años iniciales, supone la repercusión en la tarifa del coste de una nueva instalación determinada, por la vía del "Marco". Este "gap", que, en definitiva, se podría traducir en un problema financiero temporal, se mitiga, normalmente, por el hecho de que la empresa propietaria de la nueva instalación tendrá otros activos que están, temporalmente hablando, en la fase en la que el "Marco" les permite generar más ingresos que el sistema clásico o contable. Esos "gap" a que se ha hecho referencia, en relación con las nuevas instalaciones, globalizadas por empresas afectadas, es lo que se ha venido en denominar "costes diferidos". Aparte de que existen mecanismos internos, a nivel de las empresas, para paliar este efecto —mayor generación de recursos de los activos antiguos, según

el "Marco"—, éste ha procedido a adaptar, en lo procedente, los principios recogidos en el Plan Nacional de Contabilidad, aplicables a las compañías eléctricas, con el fin de garantizar la recuperabilidad de esos "costes diferidos" en un período prudencial. Esta garantía legal, además de su propio concepto, es lo que nos lleva a considerar impropia, a nivel personal, la denominación de "costes diferidos", entendiendo que sería mucho más idónea la de "ingresos diferidos".

El esquema general descrito se completa con un sistema de compensaciones interempresas que ya se ha apuntado precedentemente. Este es consecuencia de que el "coste total del servicio" se calcula de forma global para todo el sistema eléctrico y, en consecuencia, se hace necesaria la adecuación de los costes del servicio que cada empresa realiza a los ingresos que ésta percibe por aplicación de la tarifa única vigente en todo el territorio nacional. Los parámetros de coste que juegan en su instrumentación son los mismos empleados en el cálculo del "coste total de servicio", afectados en determinados casos, por otros que pretenden provocar, en cierto sentido, la eficacia en determinados tipos de gestión.

Además de estos dos grandes capítulos de coste analizados, cada uno de

los cuales se subdivide, en la práctica en serie de subcapítulos más específicos, el "Marco" contempla también algunos "costes de externalidad" y, con carácter provisional, "los costes contingentes", derivados de la moratoria nuclear.

CONCLUSIONES

Esquemáticamente, la serie de los principales aspectos positivos que presenta este nuevo ordenamiento es, a nuestro juicio, la siguiente:

- Orienta hacia la eficiencia al sistema de producción y distribución de electricidad.
- Legaliza la valoración de todos y cada uno de los activos, evitando así discusiones futuras al respecto.
- Elimina la necesidad de negociar anualmente la tarifa.
- Independiza, en cierto sentido, a la tarifa de la evolución coyuntural de la inflación.
- Garantiza al inversor la recuperación total de los activos durante la vida útil de éstos.
- Garantiza al consumidor que únicamente pagará el coste real del suministro y ello a un ritmo razonablemente asumible.
- Suministra información fiable para accionistas, prestamistas, clientes y gestores del sistema eléctrico.

PROINSA

COMPANÍA INTERNACIONAL DE
PROTECCION, INGENIERIA Y TECNOLOGIA, S. A.

C/ ROSARIO PINO, 18 - 1.º I - Tels. 91/442 07 09 - 442 05 09 - 28020 MADRID (ESPAÑA)

SERVICIO DE APOYO EN CONTROL Y PROTECCION RADIOLOGICA EN INSTALACIONES NUCLEARES Y RADIATIVAS

INSTALACIONES NUCLEARES

- Redacción y Revisión de Procedimientos de Protección Radiológica.
- Programa de Reducción de Dosis.
- Vigilancia y Control Radiológico en Planta.
- Supervisión de Descontaminación.
- Gestión de Residuos.
- Estudios Meteorológicos relacionados con la Protección Radiológica.
- Actualización y Análisis de Planes de Emergencia.
- Seguimiento del Impacto Ambiental.

INSTALACIONES RADIATIVAS

- Gestión de Autorizaciones (Construcción, Puesta en Marcha, Clausura, Licencias de Supervisor y Operador, etc.).
- Vigilancia y Control Radiológico en la Instalación.

FORMACION DE PERSONAL

- Cursos de Capacitación para la obtención de Licencias para Supervisores y Operadores de Instalaciones Radiactivas.
- Cursos de Capacitación para Jefes de Servicio de Centrales Nucleares.
- Formación de Personal Técnico en Protección Radiológica.