

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA
Departamento de Ingeniería Eléctrica



**GESTIÓN INTEGRAL DE LA SEGURIDAD DEL ABASTECIMIENTO
ELÉCTRICO EN MERCADOS LIBERALIZADOS**

TESIS DOCTORAL

Programa:

Gestión Eficiente de la Energía Eléctrica

Autora:

Clara Inés Buriticá Arboleda

Director de tesis:

Dr. Carlos Álvarez Bel

Julio de 2012

*A mis amados hijos : Pike y Paulita
Fuentes de vida, amor, felicidad...
Promesas fehacientes de un mañana mejor...*

Agradecimientos

Esta investigación es producto de un trabajo colectivo, directo e indirecto. Por ello, primero quiero agradecer a todos en general, sin orden ni jerarquía, a los que están y a los que ya no están, a mi familia, familiares, amigos, conocidos y aun algunos desconocidos, profesores, compañeros y director; también a aquellos a los que por los azares de la vida, tuve la oportunidad de recibir sus aportes, críticas, sugerencias y recomendaciones.

A todos mi reconocimiento y gratitud. Siempre sentí su apoyo, colaboración, solidaridad, enseñanzas y críticas, como muestras de cariño que me ayudarían a ser cada día mejor y a mejorar mi quehacer.

Particularmente, a nivel institucional quiero agradecer a la UPV: a mi Director y Coordinador del Programa de Doctorado que hoy culmino, Dr. Carlos Álvarez Bel, porque sin su osadía, liderazgo y confianza no hubiese tenido la oportunidad de realizar mi formación como investigadora en un programa doctoral interdisciplinar tal como lo soñaba. A la planta de profesores del programa doctoral, Doctores Antonio Conejo, Carlos Álvarez, Carlos Roldán, José Roger, Martín Riera y Jorge Mercado, por sus generosas enseñanzas e incondicional apoyo y confianza. A la Oficina de Acción Internacional (OAI), de manera especial a Gustavo Vivas, por sus gestiones para el apoyo económico y logístico, sin estos no hubiese podido hacer realidad este sueño. Del Servicio de Alumnado, quiero agradecer a Mercedes y Paco, por su paciencia, jovial atención y respuesta inmediata a mis peticiones.

También a nivel institucional agradezco a la Universidad Distrital por su apoyo para poder dar feliz término a mi formación como investigadora. A mis compañeros de la Universidad Autónoma por su apoyo, cariño y confianza.

A nivel personal agradezco a unas magníficas personas que, cuando residí y realicé mis pasantías en Valencia-España, me hicieron sentir como en casa: Clara, Martín, Carlos, Lola, Conchi e Iván; Iván además por ser amigo incondicional, de gran bondad y generosidad.

Finalmente, quiero agradecer a mis seres más queridos: mi familia. A todos mis hermanos: Nando, Clemen, Jorge, Ángela y sus familias, por su amor y porque desde el comienzo de esta "aventura" me apoyaron incondicionalmente y nunca han dejado de hacerlo. A mis suegros, Carmen y Napoleón, grandes maestros y ejemplos de vida, que siempre me han apoyado. Por último, agradezco a mis inseparables compañeros de aventuras: mis maravillosos hijos Pike y Paulita y mi estupendo esposo Carlos Arturo. De ellos he recibido siempre apoyo en los momentos más difíciles, el disfrute de metas alcanzadas y éxitos obtenidos, colaboración y cooperación para tareas sencillas y complicadas, la confianza incondicional en lo que hago y puedo hacer; y, por supuesto, su amor, comprensión y ternura.

TESIS DE DOCTORADO

TÍTULO: GESTIÓN INTEGRAL DE LA SEGURIDAD DEL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO EN MERCADOS LIBERALIZADOS

RESUMEN

El uso final de la energía eléctrica se constituye en un componente esencial de la vida moderna. Los problemas de desabastecimiento eléctrico son potencialmente muy costosos y traumáticos. A pesar de ello, los sistemas de abastecimiento eléctrico no pueden alcanzar el 100% de seguridad porque los costes de conseguirlo serían prohibitivos y porque en sistemas cada vez menos regulados las principales variables del mercado no son controlables. Hasta ahora, la gestión tradicional de la seguridad del abastecimiento eléctrico en mercados liberalizados se basa en su consideración como externalidad positiva y bien público, esta se ha caracterizado por ser parcial y fragmentada; además, las medidas y mecanismos previstos para asegurar el abastecimiento eléctrico al largo plazo no han resultado eficientes ni eficaces. Las consecuencias de esta problemática en mercados eléctricos competitivos se han manifestado en fuertes tendencias de reducción de las reservas y problemas de desabastecimiento eléctrico que generan grandes trastornos y elevados costes sociales, económicos y políticos. El objetivo principal de esta tesis es proponer un cambio de paradigma en torno al concepto de la seguridad del abastecimiento eléctrico al redefinirla como proceso y como servicio de uso común que implica el replanteamiento del ciclo PHVA –Planificar, Hacer, Verificar, Actuar– para su gestión integral. La propuesta se valida con información del Mercado de Producción de Energía Español. Las principales conclusiones obtenidas son que la participación activa y compromiso de todas las partes interesadas son requisito para la provisión y transacción eficiente de la seguridad del abastecimiento eléctrico en los mercados liberalizados; que este servicio debe ser un objetivo prioritario en la planificación para hacer realidad un sistema sostenible de abastecimiento eléctrico seguro caracterizado por la suficiencia para cubrir la demanda, a precios asequibles para todos los consumidores y de disponibilidad ininterrumpida; y que los recursos de respuesta de la demanda y la eficiencia son efectivas estrategias de medio y largo plazo para asegurar el abastecimiento eléctrico.

PALABRAS CLAVE

Mercados eléctricos liberalizados, recursos de energía centralizados y descentralizados, recursos de uso común, seguridad del abastecimiento eléctrico, gestión por procesos.

PHD THESIS

TITLE: HOLISTIC MANAGEMENT OF ELECTRIC SUPPLY SECURITY IN LIBERALIZED MARKETS.

ABSTRACT

The final use of electric energy is constituted in an essential component on modern life. Thus, electric supply problems are potentially expensive and traumatic. Nevertheless, electric supply systems cannot get total supply security due to prohibitive costs caused by uncontrollable and unregulated system variables. Until now, traditional management of electric supply security in liberalized markets (recognized for being fragmented and biased) is based on its consideration as a positive externality and public good. However, the mechanisms and actions foreseen to ensure long-term electric supply have neither been efficient nor effective. So, reduction of storing tendencies and electric supply failures have emerged as consequences of this problematic, creating elevated costs in competitive electric markets along with social, economical and political turmoil. Therefore, this thesis proffer a paradigm change on the conception of electric supply security into a process and service of common usage, which involves the restatement of PDCA cycle (Plan–Do–Check–Act) in search for holistic management. The historical information from the Spanish Electric Production Market was used to validate this approach. Conclusively, active participation and commitment of all interested parts was found to be a requisite for an efficient providing and transaction of electric supply security in liberalized markets. Moreover, this service must be prioritized to design a sustainable electric supply system which could provide demand with affordable prices and uninterrupted availability. To achieve it, strategies applied to demand response resources and efficiency are effective for medium and long term electric supply assurance.

KEY WORDS

Liberalized electric markets, centralized and decentralized energy resources, common-pool resources, electric supply security, process management,

TESI DE DOCTORAT

TÍTOL: GESTIÓ INTEGRAL DE LA SEGURETAT DEL ABASTAMENT ELÈCTRIC EN MERCATS LIBERALITZATS

RESUM

L'ús final de l'energia elèctrica es constitueix en un component essencial de la vida moderna. Els problemes de desproveïment elèctric són potencialment molt costosos i traumàtics. Malgrat això, els sistemes d'abastament elèctric no poden arribar al 100% de seguretat perquè els costos d'aconseguir-ho serien prohibitius i perquè en sistemes cada vegada menys regulats les principals variables del mercat no són controlables. Fins ara, la gestió tradicional de la seguretat del proveïment elèctric en mercats liberalitzats es basa en la seva consideració com externalitat positiva i bé públic, aquesta s'ha caracteritzat per ser parcial i fragmentada, a més, les mesures i mecanismes previstos per assegurar el proveïment elèctric al llarg termini no han resultat eficients ni eficaces. Les conseqüències d'aquesta problemàtica en mercats elèctrics competitiu s'han manifestat en fortes tendències de reducció de les reserves i problemes de desproveïment elèctric que generen grans trastorns i elevats costos socials, econòmics i polítics. L'objectiu principal d'aquesta tesi és proposar un canvi de paradigma al voltant del concepte de la seguretat del abastament elèctric al redefinir-la com a procés i com a servei d'ús comú que implica el replantejament del cicle PFVA - Planificar, Fer, Verificar, Actuar - per a la seua gestió integral. La proposta es valida amb informació del Mercat de Producció d'Energia Espanyol. Les principals conclusions obtingudes són que la participació activa i compromís de totes les parts interessades són requisit per a la provisió i transacció eficient de la seguretat del abastament elèctric en els mercats liberalitzats, que aquest servei ha de ser un objectiu prioritari en la planificació per fer realitat un sistema sostenible de proveïment elèctric segur, caracteritzat per la suficiència per a cobrir la demanda, a preus assequibles per a tots els consumidors i de disponibilitat ininterrompuda, i que els recursos de resposta de la demanda i l'eficiència són efectives estratègies de mitjà i llarg termini per assegurar el abastament elèctric.

PARAULES CLAU

Mercats elèctrics liberalitzats, recursos d'energia centralitzats i descentralitzats, recursos d'ús comú, seguretat de l'abastament elèctric, gestió per processos.

CONTENIDO

CAPÍTULO 1	1
INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. LA SEGURIDAD DEL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO: UN PROBLEMA PENDIENTE	1
1.1.1. Cambio de paradigma, de mercados regulados a mercados liberalizados: surge el problema	1
1.1.2. De la teoría a la práctica, las imperfecciones y fallos de los mercados competitivos	3
1.1.3. El tratamiento tradicional de la seguridad del abastecimiento eléctrico en mercados liberalizados: soluciones en mercados imperfectos.....	4
1.2. PLANTEAMIENTO Y OBJETIVOS DE LA TESIS.	7
1.3. MOTIVACIÓN.	7
1.4. ORGANIZACIÓN DE LA TESIS.	8
PARTE I – LA SEGURIDAD DEL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO: PASADO, PRESENTE Y FUTURO	11
CAPÍTULO 2	11
DE LA EXTERNALIDAD POSITIVA AL TRATAMIENTO COMO BIEN PÚBLICO	11
2.1. LA SEGURIDAD DEL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO: EXTERNALIDAD POSITIVA Y BIEN PÚBLICO	11
2.2. PRECIOS RELATIVOS	16
2.3. SOLUCIONES A LOS PROBLEMAS DE LA SEGURIDAD DEL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO COMO BIEN PÚBLICO	19
2.3.1. Las soluciones convencionales.	20
2.3.2. Las soluciones no convencionales.	22
2.4. LA GESTIÓN TRADICIONAL: PARCIAL Y FRAGMENTADA	23
2.5. EXPERIENCIAS INTERNACIONALES	25
2.5.1. La seguridad del abastecimiento en otros mercados energéticos competitivos	26
2.5.2. Enfoque clásico para la revisión de la experiencia internacional en SAE	28
2.5.3. Aplicación de las “soluciones convencionales”	51
2.5.4. Aplicación de soluciones no convencionales:.....	59
2.5.5. Otras soluciones específicas: casos de interés	59
1) EL MODELO INGLÉS: LECCIONES DEL JOINT ENERGY SECURITY OF SUPPLY WORKING GROUP (JESS).....	60
2) INTERNATIONAL PERFORMANCE MEASUREMENT AND VERIFICATION PROTOCOL: APLICACIÓN A PROCESOS DE SEGUIMIENTO Y VERIFICACIÓN.....	65
CONCLUSIONES Y APORTACIONES DEL CAPÍTULO	67
 CAPÍTULO 3	 69
ESTADO DEL ARTE DE LA REGULACIÓN ECONÓMICA DE LA SEGURIDAD DEL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO	 69
3.1. INTRODUCCIÓN	69
3.2. LA REGULACIÓN ECONÓMICA.....	69
3.3. TEORÍA DEL INTERÉS PÚBLICO.....	71
3.4. TEORÍA DE LOS GRUPOS DE INTERÉS	72
3.4.1. Las teorías económicas de la regulación en favor de la industria	72
3.4.2. Las teorías de la maximización de los servicios	73
1) Enfoque de quién toma las decisiones.....	73
2) Enfoque conductual	74
3.5. HACIA UNA NUEVA ECONOMÍA DE LA REGULACIÓN	75

3.5.1.	De la elección racional a la racionalidad limitada y estratégica	78
3.5.2.	De la teoría de las decisiones a la teoría de juegos	80
	CONCLUSIONES Y APORTACIONES DEL CAPÍTULO	81
CAPÍTULO 4	83
NUEVO PARADIGMA DE LA SEGURIDAD DEL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO	83
4.1.	CONCEPTUALIZACIÓN DE LA SEGURIDAD DEL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO COMO UN SERVICIO DE USO COMÚN Y COMO UN PROCESO GESTIONABLE	84
4.2.	PROCESO DE REALIZACIÓN GESTIONABLE DE LA SEGURIDAD DEL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO..	88
4.2.1.	Información	92
4.2.2.	Recursos	94
4.3.	EL SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRAL DEL PROCESO DE LA SEGURIDAD DEL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO: PARADIGMA INTEGRADO.....	96
	CONCLUSIONES Y APORTACIONES DEL CAPÍTULO	98
PARTE II – REPLANTEAMIENTO DE LA PLANIFICACIÓN DEL PROCESO DE LA SEGURIDAD DEL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO		101
CAPÍTULO 5	102
LAS PARTES INTERESADAS: EXPECTATIVAS Y REQUISITOS	102
5.1.	APROPIADORES	105
5.1.1.	Descripción general	105
5.1.2.	Necesidades y expectativas de los apropiadores.....	107
5.1.3.	Requisitos de los apropiadores.....	108
5.2.	PROVEEDORES	111
5.2.1.	Descripción general	111
5.2.2.	Necesidades y expectativas de los proveedores.....	112
5.2.3.	Requisitos de los proveedores.....	114
5.3.	INSTITUCIONES DE MERCADO	116
5.3.1.	Descripción general	116
5.3.2.	Necesidades y expectativas del mercado.....	116
5.3.3.	Requisitos del mercado.....	118
5.4.	OTRAS ORGANIZACIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO	122
5.4.1.	Descripción general	122
5.4.2.	Expectativas y requisitos de otras organizaciones del sector eléctrico.....	122
5.5.	SOCIEDAD EN GENERAL	123
5.5.1.	Descripción general	123
5.5.2.	Expectativas y requisitos de la sociedad en general	123
	CONCLUSIONES Y APORTACIONES DEL CAPÍTULO	124
CAPÍTULO 6	125
INTEGRACIÓN DE LAS PARTES INTERESADAS	125
6.1.	EL OBJETIVO Y EL RESULTADO DE LA GESTIÓN INTEGRAL DE LA SAE	127
6.2.	CARACTERÍSTICAS DEL RESULTADO DE LA GESTIÓN INTEGRAL DE LA SAE	129
	CONCLUSIONES Y APORTACIONES DEL CAPÍTULO	131
PARTE III – EJECUCIÓN DEL PROCESO: RESCATANDO LOS CICLOS DE OPERACIONES PARA ASEGURAR EL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO		133
CAPÍTULO 7.-	134
COORDINACIÓN DE LOS CICLOS DE OPERACIONES	134

7.1. CICLOS DE OPERACIONES TEMPORALES	134
7.2. CICLOS DE OPERACIONES TECNOLÓGICAS	135
7.3. COORDINACIÓN DE LOS CICLOS DE OPERACIONES: ARMONIZANDO LA TOMA DE DECISIONES.....	137
7.4. CAMBIO DE PARADIGMA EN LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS “PÚBLICOS” EN EL LARGO PLAZO	139
CONCLUSIONES Y APORTACIONES DEL CAPÍTULO	142
<u>PARTE IV – VERIFICACIÓN DEL PROCESO DE LA SEGURIDAD DEL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO.....</u>	<u>143</u>
CAPÍTULO 8	143
VALIDACIÓN DEL PROCESO DE LA SEGURIDAD DEL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO	143
8.1. CRITERIOS DE VALIDACIÓN.....	144
8.1.1. Variables operativas de los mercados eléctricos liberalizados	145
Las señales que portan los precios de mercado.....	145
8.1.2. Criterios basados en el análisis coste – beneficio de los portafolios de proyectos de inversión ...	147
8.2. DESCRIPCIÓN Y DESARROLLO DEL SIMULADOR.....	147
8.3. RESULTADOS DE SIMULACIÓN	150
ANÁLISIS DE RESULTADOS Y HALLAZGOS	158
CONCLUSIONES Y APORTACIONES DEL CAPÍTULO	161
CAPÍTULO 9	163
CONCLUSIONES GENERALES, PRINCIPALES APORTACIONES Y FUTUROS TRABAJOS DE INVESTIGACIÓN	163
9.1. CONCLUSIONES GENERALES.....	163
9.2. PRINCIPALES APORTACIONES.....	164
9.3. FUTUROS TRABAJOS DE INVESTIGACIÓN	164
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	165

INDICE DE ANEXOS

ANEXO 2-1.....	172
MEDIDAS ESPECÍFICAS PREVISTAS EN LA EU PARA ALCANZAR LA SEGURIDAD DEL	
ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO EN EL LARGO PLAZO	172
ANEXO 2-2.....	175
INTERCAMBIOS DE ELECTRICIDAD.....	175
ANEXO 2-3.....	181
REDUCCIÓN DE RIESGOS DE INVERSIÓN: “INCENTIVO” A LA INTEGRACIÓN PRODUCCIÓN Y	
SUMINISTRO.....	181
ANEXO 2-4.....	183
ESTUDIO DE CASO ESPAÑA: MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	183
ANEXO 5-1.....	195
EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	195
EN EL SISTEMA PENINSULAR ESPAÑOL	195
ANEXO 5-2.....	203
ANÁLISIS MULTIVARIANTE DE LA INFORMACIÓN OPERATIVA DEL.....	203
MERCADO DE PRODUCCIÓN ESPAÑOL.....	203
ANEXO 5-3.....	217
MODELO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN EL MERCADO DIARIO ESPAÑOL	217
ANEXO 5-4.....	233
MODELO DE COSTES DE LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD	233
Y FORMACIÓN DE LA OFERTA.....	233
ANEXO 5-5.....	247
MODELO DE LA OFERTA ELÉCTRICA EN EL MERCADO DIARIO ESPAÑOL	247
ANEXO 8-1.....	255
RESULTADOS ESTADÍSTICOS DE LA VALIDACIÓN DEL PROCESO DE LA SAE	255

INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2.1. – Principales características de algunos de los mercados eléctricos liberalizados más representativos alrededor del mundo.....	51
Tabla 2.2. – Evaluación del funcionamiento de algunos mecanismos de provisión pública de la SAE..	51
Tabla 2.3. – Evaluación del funcionamiento de algunas soluciones pigovianas de la SAE.....	57
Tabla 2.4. – Evaluación del funcionamiento de algunas soluciones coasianas de la SAE.....	58
Tabla 2.5. – Indicadores de la seguridad del abastecimiento eléctrico y de gas en UK.....	65
Tabla 4.1. – Tipos de bienes.....	85
Tabla 4.2. – Descripción de las actividades del ciclo PHVA.....	97
Tabla 4.3. – Integración del concepto del proceso de la SAE con su sistema de gestión integral.....	98
Tabla 5.1. – Resumen del modelo de la demanda eléctrica en el Mercado Diario Español.....	110
Tabla 6.1. – Ejemplos de algunos objetivos de acuerdo con las partes interesadas.....	128
Tabla 6.2. – Clasificación de las casaciones horarias del mercado competitivo.....	129
Tabla 8.1. Análisis de correlación entre las matrices de oferta y demanda.....	148
Tabla 8.2. - Muestra de análisis conceptual para evaluar la SAE.....	158

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2.1. – Relación entre los costes marginales privados y sociales en el caso de una externalidad positiva en la producción.....	17
Figura 4.1. – La SAE como proceso (con base en los conceptos de (ISO, 2005)).....	87
Figura 4.2.- Región de suficiencia para la seguridad del abastecimiento eléctrico.....	91
Figura 4.3.- Mapa conceptual de los Recursos de Energía Descentralizada (RED).....	95
Figura 4.4.- Ciclo PHVA (Deming / Sheward).....	97
Figura 5.1.- Principales partes interesadas en el proceso de SAE.....	104
Figura 5.2.- Esquema general del modelo de la demanda eléctrica.....	110
Figura 5.3.- Evolución del índice de cobertura y del pago por garantía de potencia, 1996-2004.....	115
Figura 5.4.- Esquema general del modelo de la oferta eléctrica.....	116
Figura 5.5.- Coste marginal del sistema: envolvente inferior.....	119
Figura 5.6.- Oferta de energía residual – HIPÓTESIS 1 –.....	121
Figura 5.7.- Oferta de energía residual – HIPÓTESIS 2 –.....	121
Figura 5.8.- Oferta de energía residual – HIPÓTESIS 3 –.....	122
Figura 6.1.- Zonas de evaluación de la SAE que informan los resultados de su gestión integral.....	130
Figura 7.1.- Curva de oferta a corto plazo de una empresa competitiva.....	136
Figura 7.2.- Forma eficiente de satisfacer la demanda eléctrica basada en la coordinación de los ciclos de operaciones del proceso de la seguridad del abastecimiento eléctrico.....	138
Figura 7.3.- Proyecciones bajo el escenario energy [r]evolution.....	140
Figura 8.1. Horizonte de simulación – monitoreo del proceso de la SAE del mercado diario español. (2000-2003).....	148
Figura 8.2.- Esquema de la correlación entre grupos tecnológicos y niveles de la demanda eléctrica..	149
Figura 8.3.- Pantalla de resultados del simulador de formación de precios y evaluación de la SAE.....	149
Figura 8.4.- Resultados de la simulación del cierre de los ciclos de operaciones del mercado diario de los 16 días escogidos, para análisis conceptual.....	157
Figura 8.5.- Histogramas comparativos de evaluación de las regiones de suficiencia de la SAE del escenario de referencia y con reducción de demanda global del 10%.....	160

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. La seguridad del abastecimiento eléctrico: un problema pendiente

El uso final de la energía eléctrica se constituye en un componente esencial de la vida moderna. Por lo que asegurar el abastecimiento de electricidad en todo momento es un importante objetivo político en prácticamente todas las economías modernas. El requerimiento técnico de balance oferta – demanda en cada instante y las limitadas posibilidades (técnico-económicas) de almacenamiento directo y sustitución de la electricidad por otras formas de energía, en el corto y medio plazo, generan incertidumbres y ponen en riesgo el abastecimiento eléctrico a cada uno de los usuarios finales.

Los problemas de desabastecimiento eléctrico son potencialmente muy costosos y traumáticos. Las interrupciones del suministro pueden conducir a daños de gran envergadura para todos los sectores de uso final: residencial, industrial, comercial, otros servicios especiales y hasta para el orden público. A pesar de ello, los sistemas eléctricos no pueden asegurarse¹ al 100% porque los costes de conseguirlo serían prohibitivos y porque en sistemas cada vez menos regulados, las principales variables del mercado no son controlables. En la práctica, sólo es posible reducir los problemas y riesgos de desabastecimientos para aumentar la seguridad del sistema.

El abastecimiento eléctrico se considera seguro si es suficiente para cubrir la demanda, se provee a precios asequibles para los consumidores y tiene disponibilidad ininterrumpida. Por tanto, la seguridad del abastecimiento eléctrico tiene varias dimensiones: la disponibilidad de recursos de energía para el suministro eléctrico; la disponibilidad adecuada de la infraestructura de redes; y, la gestión y operación eficiente del sistema. (CE, 2001), (IEA, 2009)

1.1.1. Cambio de paradigma², de mercados regulados a mercados liberalizados: surge el problema

En sistemas eléctricos tradicionales, los monopolios y los Estados –o estos indirectamente a través de los entes reguladores o alguna instancia centralizada–, son responsables de asegurar el abastecimiento de electricidad. A tal fin, es elaborada la llamada planificación energética centralizada que tiene carácter de normativa y en la cual se prevé la expansión de los sistemas para: cubrir la demanda prevista al largo plazo, el retiro de unidades y la reducción de disponibilidad y eficiencia de las existentes; la adquisición de los recursos primarios correspondientes; y, la capacidad adecuada de infraestructura de redes. La correcta planificación energética centralizada, busca reducir a su mínima expresión las incertidumbres³ del futuro en el presente, y por ende, los riesgos de desabastecimiento.

¹ En la actualidad puede plantearse que el concepto de seguridad es polisémico. A efectos del presente trabajo la seguridad se considera en sentido amplio como un proceso que trasciende las estructuras tecnológicas y está asociada al conjunto de sistemas que conforman la estructura flexible de interacción humana económica–tecnológica de los mercados liberalizados. Por lo tanto, asegurar es una acción continua, es un proceso de gestión global que implica no solo la gestión tecnológica sino también la económica, ambiental y de riesgos.

² El concepto de paradigma fue introducido por Kuhn en 1962. Según (Kuhn, 1971, p. 13) los paradigmas son “realizaciones científicas universalmente reconocidas que, durante cierto tiempo, proporcionan modelos de problemas y soluciones a una comunidad científica”. Para Kuhn, existen periodos alternativos de ciencia normal y periodos de crisis. En el periodo de ciencia normal, en la que se acepta un marco teórico referencial, van surgiendo situaciones que no pueden explicarse de forma convincente y que reciben el nombre de anomalías. Cuando las anomalías aumentan se produce la crisis y un proceso insostenible en torno a la ciencia normal, lo que da lugar a la aparición de nuevas teorías; dicho de otra forma, un paradigma es sustituido por otro. En este sentido se propone el cambio de paradigma como alternativa de interpretación del problema y opción de solución de la seguridad del abastecimiento eléctrico en mercados liberalizados. No se pretende en ningún caso la sustitución del paradigma, pues como lo expone Kuhn, ello implicaría una revolución científica (Kuhn, 1971).

³ La incertidumbre, es la falta de certidumbre. Para contrarrestar la incertidumbre se requiere información y decisión que la enmarquen en una región de posibilidades y sus correspondientes probabilidades: el riesgo. Es decir, el riesgo es una incertidumbre susceptible de medición.

Se plantea que históricamente la industria eléctrica altamente regulada, con planificación centralizada e integrada verticalmente ha mantenido recursos “extra” de generación y de transporte de energía eléctrica para propósitos de medio y largo plazo. En estos sistemas la tendencia es hacia la seguridad “excesiva”. Las inversiones por encima del nivel óptimo, que dan lugar a estos recursos extra, se originan en que la regulación tradicional pasa los costes de inversión directamente a los consumidores (E. Hirst & Hadley, 1999; E. Hirst, Kirby, & Hadley, 1999). Así, los inversionistas están protegidos contra pérdidas y no tienen que asumir los riesgos de la inversión; tampoco los Estados deben asumir los altos costes políticos de las interrupciones frecuentes del suministro eléctrico. Esto se constituye en un claro incentivo para la sobre inversión donde la reducción de costes es opcional. (IEA & OECD, 2002, p. 15; OECD & IEA, 2005)

Por lo tanto, en el pasado las instituciones centralizadas y los gobiernos han promovido la seguridad del abastecimiento eléctrico mediante la intervención directa, garantizando más que suficientes recursos e infraestructura para el suministro eléctrico.

La liberalización⁴ de los mercados eléctricos, iniciada aproximadamente tres décadas atrás (Millán, 2000), está determinada por los cambios regulatorios en busca de mercados en libre competencia. Estos mercados teóricamente se caracterizan por mayor eficiencia, mejor calidad de productos y servicios, reducción de costes y precios competitivos; configurándose como el estado ideal a alcanzar por todo mercado liberalizado (EC, 1999, p. 23).

La reestructuración de la industria eléctrica ha conllevado cambios radicales: en la propiedad, en la operación, en la estructura de los sistemas y la de los mercados, en la toma de decisiones, en la gestión, la información, la seguridad, en la rentabilidad y los riesgos, entre los aspectos más destacados. (E. Hirst et al., 1999; Joskow, 2003; Sioshansi, 2008)

Pero no todo ha cambiado, en la cadena electro-energética las actividades de producción de electricidad y de suministro minorista son las más avanzadas en estructuras competitivas; el transporte y distribución de energía eléctrica, dado su carácter de monopolios naturales, continuarán reguladas muy de cerca, para un futuro indefinido (IEA, 2001a, pp. 19, 58; Joskow, 1998, p. 27)

El tránsito al mercado competitivo implica el aumento del número de jugadores⁵, conflictos entre costes y beneficios, horizontes más cortos de tiempo, aumento de riesgos e incertidumbres principalmente por el desconocimiento del futuro y del comportamiento de los competidores, precios dinámicos con alta volatilidad que generan incertidumbres en las rentas y un aumento en la dificultad para prever la demanda; todo lo cual contribuye a la mayor incertidumbre con respecto a las inversiones por parte de todos los jugadores. Estas inversiones son necesarias para asegurar los recursos disponibles en el medio y largo plazo para el abastecimiento eléctrico de una demanda con tendencia creciente y de limitada elasticidad.

En (E. Hirst & Hadley, 1999; E. Hirst et al., 1999) los autores plantean que en mercados eléctricos liberalizados reales la planificación y las decisiones de inversión se hacen cada vez más de manera fragmentada y dispersa entre gran variedad de organizaciones empresariales. La diversidad de intereses no revelados y la resistencia estratégica para invertir y divulgar los planes para la expansión del sistema (por ejemplo, con relación a las adiciones futuras de capacidad de generación), aumentan las incertidumbres y riesgos de desabastecimientos eléctricos.

Es así como las incertidumbres y riesgos que aparecen con la reestructuración de la industria eléctrica, el cambio a una regulación que promueve la eficiencia y la competencia desincentivando la sobreinversión y, la descentralización de la planificación y decisiones de

⁴ El mercado liberalizado es un mercado en transición hacia un mercado en libre competencia; la transición es el paso de una industria verticalmente integrada, planificada centralmente y altamente regulada a la industria donde prevalece la competencia (E. Hirst, Kirby, & Hadley, 1999). La Comisión Europea también ha definido la liberalización como la tendencia hacia la privatización y la desregulación de las empresas de servicios públicos, la re-regulación a través de las agencias reguladoras, el Mercado Interno de Energía Europeo y la globalización. La liberalización y el mercado interior están creando nuevas tendencias hacia la segregación institucional de una parte y las fusiones por la otra (EC, 1999, p. 23).

⁵ Entiéndase agentes económicos que negocian –comprando y vendiendo– bienes y servicios en las instituciones de los mercados eléctricos.

inversión –en mercados competitivos bajo la responsabilidad de múltiples empresas- son determinantes en el surgimiento de las crecientes preocupaciones y los problemas de asegurar el abastecimiento eléctrico en los diferentes mercados liberalizados alrededor del mundo.

Esto quiere decir que el objetivo de asegurar el abastecimiento eléctrico bajo el nuevo paradigma de mercados eléctricos liberalizados crece en fragmentación y complejidad, pues mientras que prima la competencia como concepto principal para dos de las tres dimensiones de la seguridad del abastecimiento eléctrico, las cuales son: la disponibilidad de recursos de energía para el suministro eléctrico y la gestión y operación eficiente del sistema; para la tercera dimensión: la disponibilidad adecuada de la infraestructura de redes, prima su concepción y regulación como monopolio natural donde no pueden existir jugadores concurrentes. En consecuencia, la planificación de la expansión y mantenimiento de infraestructura de redes es centralizada y ampliamente estudiada en la literatura tradicional del sector eléctrico (Eric Hirst & Kirby, 2001, 2002).

En este orden de ideas, el paradigma de los mercados eléctricos liberalizados es portador de nuevas circunstancias, condiciones y retos para el aseguramiento del abastecimiento eléctrico. Esta tesis atiende a dilucidar los problemas emanados de la competencia en la seguridad del abastecimiento eléctrico, por tal razón, los problemas de la infraestructura de redes no son del alcance de este trabajo.

1.1.2. De la teoría a la práctica, las imperfecciones y fallos de los mercados competitivos

En la evolución dinámica y práctica de mercados eléctricos liberalizados reales, surgen distanciamientos con las bases teóricas que fundamentaron su concepción y diseño. Estos distanciamientos se manifiestan en imperfecciones y fallos en la compleja organización social, técnica y económica de los mercados eléctricos; y, en el alejamiento de los resultados reales frente a los teóricos. Muchos de los resultados reales de los mercados están relacionados con cierto agotamiento de sus diseños, de modo que algunos han sucumbido a ello como el mercado de California y otros han sido reestructurados profundamente como los de UK y Nueva Zelanda.

Una de las situaciones más críticas es que desde el punto de vista teórico, puede esperarse que *bajo un sistema competitivo el nivel de seguridad descienda*, dado que los inversionistas privados estarán dispuestos a no mantener exceso en los niveles de capacidad instalada de generación, con el fin de presionar los precios en el mercado eléctrico competitivo, de una parte; y, por otra, invertirán según sus costes de oportunidad para evitar la entrada de terceros al mercado. Tal caída en los niveles de seguridad, sin embargo, puede ser económicamente eficiente (minimización del coste), si la seguridad del suministro eléctrico permaneciese en niveles aceptables. Así, *los costes evitados de la provisión “excesiva” deberían compensar las pérdidas de los clientes y consumidores, por estar expuestos a un nivel de seguridad del abastecimiento eléctrico más bajo*.

También teóricamente pero de forma contraria a la situación anterior, se argumenta que *los sistemas competitivos conducen al nivel de seguridad del abastecimiento eléctrico que satisface a los agentes económicos que participan en los mercados*, puesto que libremente estos transan las cantidades disponibles y requeridas a los precios que satisfacen sus requerimientos. Sin embargo, la evidencia práctica sugiere que en las instituciones de mercado, los agentes reguladores y los de la oferta prefieren evitar la volatilidad de precios –fuente de señales relativas de escasez y de abundancia de electricidad– del mercado altamente cambiante, adoptando medidas intervencionistas que limitan el sistema competitivo (IEA, 2001b, pp. 97, 126), (E. Hirst, 2003b).

En la práctica, *las imperfecciones y fallos de los mercados competitivos también repercuten negativamente en la seguridad del suministro eléctrico*. La limitada sensibilidad del lado de la demanda a las condiciones del mercado; la volatilidad de precios que causa resistencia y aversión

a las inversiones por los riesgos de los retornos y la rentabilidad; las barreras políticas para el desarrollo de ciertas tecnologías y el uso de ciertos combustibles que también desaniman las inversiones; incluso en algunos casos particulares, las fuertes regulaciones y complicados procesos de autorizaciones, detienen a los inversionistas, desanimando la entrada de terceros al sistema.

La evidencia empírica sugiere que las principales consecuencias de la brecha entre los resultados prácticos frente a los teóricos son la reducción continua de las reservas de potencia y de energía eléctrica, los episodios de desabastecimiento con los consabidos impactos negativos y, la vulnerabilidad –en muchos casos no sostenibilidad– de los sistemas eléctricos ante situaciones aún menos controlables: el agotamiento de combustibles y los fenómenos atmosféricos.

Por otro lado, realidades como la llamada economía de red, la emergente actividad de la demanda y los cambios en sus necesidades, expectativas y requisitos, la explosión de productos y servicios en la industria eléctrica y grandes innovaciones tecnológicas tanto en la provisión como en los sistemas de despacho y usos finales de la electricidad, tienen en entredicho los sistemas regulatorios y la institucionalidad de los mercados eléctricos liberalizados. Inclusive los sistemas técnico-operativos atraviesan un *vacío conceptual al no tener referentes de la gestión integrada* de mercados mayoristas y minoristas *ni del tratamiento conjunto de tecnologías convencionales para la producción de electricidad ofertada en mercados eléctricos competitivos con tecnologías no convencionales como la generación distribuida, el almacenamiento de energía y hasta los propios recursos de respuesta de la demanda*. Todo ello en un contexto altamente cambiante y de grandes problemáticas como la ambiental, geopolítica y económica.

1.1.3. El tratamiento tradicional de la seguridad del abastecimiento eléctrico en mercados liberalizados: soluciones en mercados imperfectos

A partir de los mercados eléctricos liberalizados la estructura de máquina integral y única del sistema de potencia se ha transformado en una estructura flexible de interacción humana económica – tecnológica⁶ para la cual se asume que el modelado de los problemas estudiados obedece a múltiples lógicas (Sheble, 2003).

Este nuevo fenómeno socio-económico y tecnológico exige de un acercamiento comprehensivo de diferentes campos de conocimiento teórico, práctico y experimental. Muchos de los planteamientos realizados frente al problema de la seguridad del abastecimiento eléctrico provienen de sesgos disciplinarios, que en algunas ocasiones omiten o evitan abordar la complejidad intrínseca del fenómeno.

El acercamiento dado en esta tesis consiste primero en la *identificación conceptual de los postulados que sirven de pilares de definición de la seguridad del abastecimiento eléctrico desde los puntos de vista de las diferentes vertientes de la economía, administración e ingeniería, para luego criticarlas y buscar integrarlas en nuevas concepciones transdisciplinarias o en su defecto el planteamiento de apreciaciones conceptuales diferentes de las tradicionales*.

En más de tres décadas de evolución de los procesos de liberalización de los mercados eléctricos, el tratamiento tradicional de la seguridad del abastecimiento eléctrico se muestra más informal que organizado, disperso y no integrado. Cada mercado interpreta los problemas del abastecimiento eléctrico, establece sus requerimientos del sistema de seguridad de suministro y adopta medidas para solucionar y cumplir sus metas. La revisión de tales interpretaciones, requerimientos y medidas adoptadas ha permitido identificar que existen confusiones con la naturaleza misma de la seguridad del abastecimiento eléctrico; hasta ahora y de manera

⁶ El concepto de tecnología se adopta, en lo básico, como el uso del conocimiento científico para especificar modos de hacer las cosas de una manera reproducible (Mulgan, 1991)

generalizada se ha considerado y en ocasiones asumido⁷ que esta es un bien público⁸ y una externalidad positiva de la actividad de producción de la energía eléctrica sujeta a problemas de free-riders⁹. Estas consideraciones han determinado que los resultados del tratamiento tradicional de la seguridad del abastecimiento eléctrico hayan sido muy diversos y de poca eficiencia¹⁰ y eficacia¹¹.

La experiencia práctica de los más representativos mercados eléctricos liberalizados alrededor del mundo deja evidencia de que el tratamiento tradicional de la seguridad del abastecimiento eléctrico se ha centrado en el planteamiento de soluciones compaginadas más con la teoría económica que con las particularidades de la industria eléctrica; soluciones centradas en medidas y mecanismos puntuales con objetivos difusos para solucionar las múltiples problemáticas identificadas. La perspectiva más utilizada es la intervención estatal de los mercados para promover y proteger la “oferta” como mejor estrategia para asegurar los recursos para el abastecimiento eléctrico en el medio y largo plazo.

Teniendo en cuenta lo anterior, y a la luz de la teoría económica que le da soporte teórico, se propone una clasificación de dos grupos de las soluciones hasta ahora más difundidas en mercados eléctricos liberalizados para asegurar el abastecimiento eléctrico; estas son las soluciones convencionales y las soluciones no convencionales.

Las soluciones convencionales son soluciones arbitradas orientadas a la provisión del bien público mediante la internalización de la externalidad. Incluyen la introducción de regulación para:

- a) *La provisión pública.* El gobierno autoriza y paga a una institución pública para que produzca el bien o servicio y venda la cantidad en la que el coste marginal iguale al beneficio marginal social. En mercados eléctricos reales no ha sido implementada esta solución.
- b) Fijar *mecanismos de compensación*, aplicados mediante la *asignación de subvenciones* en el caso de externalidades positivas. Es llamada solución pigouviana. Solución aplicada y aun en vigor en el Mercado de Producción Español: subvención a los generadores denominada garantía de potencia como señal económica para la permanencia y expansión de la capacidad (hasta 2007), a partir de 2008 se modificó en parte y se renombró cargo por capacidad como mecanismo de retribución regulado y complementario al mercado que permite a las tecnologías de generación recuperar sus costes fijos, tanto de operación y mantenimiento como de inversión. El mercado eléctrico colombiano también adoptó esta solución pagando un cargo por capacidad (de asignación administrativa) a los generadores por estar instalados y disponibles en el mercado, utilizado hasta finales de 2006; a partir de enero de 2007 se reformó el mecanismo y fue reemplazado por un cargo por confiabilidad acoplado al mercado mayorista de energía.
- c) *La asignación o distribución de derechos de propiedad.* Aplicada para compensar una de las características de las externalidades: los derechos de propiedad de los bienes no están bien definidos. Es llamada solución coasiana. La implementación de esta solución se hace más evidente con la creación de mercados de capacidad, de reservas o de energía firme para la distribución de derechos de propiedad. Es el caso del mercado de energía firme creado en

⁷ De asumir conceptos y creencias, haciéndolos propios, pero sin previo examen o deliberación.

⁸ Un bien público es un bien que está disponible para todos y del cual el uso por una persona no subtrae del uso por otros (Ostrom & Ostrom, 1977). En términos técnicos es un *bien económico cuya naturaleza conlleva que es no rival y no excluyente*. Un bien es no rival cuando su uso por una persona en particular no perjudica o impide el uso simultáneo por otros individuos y es no excluyente cuando no se puede impedir su usufructo por usuarios potenciales o reales.

⁹ Término utilizado para designar a las personas beneficiadas libremente por los efectos externos de alguna actividad económica; sean positivos o negativos. En otras palabras, el free-rider es una persona que recibe un beneficio por utilizar un bien o un servicio pero evita pagar por él. Los ingleses lo denominan también “viajero sin billete”. En una estructura de interacción colectiva los free-riders son aquellos jugadores o actores que bajo diversas circunstancias, se ven beneficiados por las acciones de los demás, sin ellos mismos cargar con el coste de esas acciones. En economía pública un free-rider es aquel individuo que tiene interés en beneficiarse de un bien público, como el ejército, la policía, o el alumbrado público; pero no está dispuesto a pagar por él. Por no existir un consenso para la traducción del término “free-riders” al castellano, se utilizará el término original en inglés.

¹⁰ Indicador de funcionamiento, mide los resultados de un proceso en cuanto a la relación entre los resultados alcanzados y los recursos utilizados. Norma técnica ISO: International Organization for Standardization (ISO9000, 2005).

¹¹ Es otro indicador de funcionamiento para la medición de resultados de la serie de normas ISO (ISO9000, 2005). La eficacia mide la capacidad del sistema o proceso para cumplir con los objetivos propuestos alcanzando los resultados planeados.

Colombia (2007) como solución complementaria al cargo por confiabilidad para garantizar una oferta eficiente de la energía eléctrica en el largo plazo remunerando explícitamente potencia firme y energía firme en condiciones de hidrología crítica. También es el caso de los mercados de capacidad en la industria eléctrica de PJM (Pennsylvania, New Jersey and Maryland Interconnection) y de NE (New England) en USA.

Las *soluciones no convencionales*. Estas soluciones se basan en la orientación de “no hacer nada”, de no intervenir de ninguna manera en los mercados. Implican confiar en la capacidad de revelación de preferencias de los agentes económicos y de negociación atendiendo a sus intereses particulares; además, confiar en el diseño y funcionamiento de las instituciones de mercado. Es el caso de los mercados eléctricos mayorista de Australia y Nueva Zelanda; en este último las autoridades promueven un esquema de auto-regulación en el sector.

En la actualidad en la mayoría de mercado eléctricos liberalizados de mayor representatividad alrededor del mundo se ha optado por las soluciones convencionales para asegurar el abastecimiento eléctrico; en general tales soluciones se han catalogado como ineficaces, origen de distorsiones en los mercados liberalizados y determinantes de sistemas de abastecimiento eléctrico no sostenibles. (E. Hirst, 2003a, p. 9; IEA, 2001b, p. 97)

Algunos otros problemas puntuales y controversias que poco o nada se han tratado, permanecen latentes en la compleja realidad actual de los mercados eléctricos liberalizados e inciden directa o indirectamente, con diferente intensidad, en la seguridad del abastecimiento eléctrico son:

- Controversia entre el interés institucional público del ahorro y uso eficiente de la energía vs el interés privado de lograr facturar cada vez más.
- La falta de incentivos para la diversificación e innovación para lograr una mezcla tecnológica eficaz.
- Más programas de ahorro y eficiencia energética eficaces en todas las actividades de la cadena energética y a nivel de todos los sectores de consumo.
- Integración eficaz de sistemas y tecnologías emergentes con los sistemas eléctricos convencionales: básicamente microredes, redes inteligentes y recursos de energía descentralizada (tales como generación distribuida, generación dispersa, tecnologías de almacenamiento y recursos de la demanda).
- Controversia entre la racionalidad económica y la consciencia social: necesidad de incentivos sociales y económicos adecuados para que la demanda ahorre y haga un uso eficiente de la electricidad que pueden cambiar significativamente su conducta y percepción sobre los servicios públicos asociando la eficiencia y rentabilidad económica al compromiso personal en lo ambiental y en lo social.
- Controversia entre los resultados prácticos de la economía de escala vs la teoría del lucro cesante: la demanda eléctrica creciente determina la necesidad de instalar infraestructura que de otra manera no se hubiera necesitado aún.
- Las tarifas eléctricas en el corto plazo no reflejan adecuadamente el coste de oportunidad que representa tanto la necesidad de instalar anticipadamente mayor infraestructura como los costes asociados al agotamiento más temprano de los recursos y la necesidad de buscar sustitutos energéticos más costosos y riesgosos.
- Controversia entre la necesidad de expansión de la oferta convencional de electricidad vs la promoción de los recursos de energía descentralizada y las tecnologías de uso final. El riesgo de la reducción de los niveles de utilización de la capacidad instalada de la oferta convencional de energía y la potencial reducción de las rentas de generadores y distribuidores.

- Controversia entre mejorar la eficiencia energética global y obtener ganancias sostenibles vs. el oportunismo de las rentas de escasez con enormes ganancias de corto plazo.

De acuerdo a lo anterior, el tratamiento y gestión tradicional de la seguridad del abastecimiento eléctrico no han dado los resultados esperados ni han cumplido con las expectativas y requisitos: se presenta parcial y fragmentada, con objetivos dispersos, focalizados principalmente a resultados económicos y desarrollo (protección) de los tradicionales proveedores: los propietarios de los sistemas de generación convencional; interviniendo e introduciendo fallos en los mercados eléctricos liberalizados donde se aplican.

También se ha encontrado que la eficiencia tecnológica de la cadena electro-energética hasta los usos finales de la electricidad al igual que la participación activa de la demanda son factores que en general no han sido considerados ni en la gestión ni en la regulación de la industria eléctrica. Adicionalmente, existe evidencia de la separación entre el tratamiento tradicional de la seguridad del abastecimiento eléctrico –caracterizado fundamentalmente por una política de incentivos–; la gestión de los mercados –que es la política del sector–; y, la política energética del país correspondiente.

1.2. Planteamiento y objetivos de la tesis.

Ante las situaciones expuestas, tanto de problemas como de soluciones, surge la necesidad de reconsiderar y replantear alternativas de gestión de la seguridad del abastecimiento eléctrico que, en ambientes competitivos y al largo plazo, garanticen su consecución y adecuada prestación del servicio a quienes lo demanden.

El objetivo general que orienta el desarrollo de la presente tesis es proponer las directrices generales de un sistema de gestión integral del proceso de seguridad del abastecimiento eléctrico en mercados liberalizados, para solucionar –por lo menos parcialmente– las diferentes problemáticas referidas en los apartados anteriores. El alcance de este trabajo se limita a horizontes de tiempo entre el medio y largo plazo.

Para el cumplimiento de este objetivo general se requiere desarrollar los siguientes objetivos específicos:

- 1) Estudiar y evaluar el estado del arte del tratamiento tradicional de la seguridad del abastecimiento eléctrico en algunos de los mercados eléctricos liberalizados más representativos.
- 2) Proponer un nuevo paradigma de la seguridad del abastecimiento eléctrico en mercados liberalizados y competitivos, en el marco de la teoría económica de los bienes de uso común y la teoría de procesos. Establecer el sistema de gestión del proceso de la seguridad del abastecimiento eléctrico.
- 3) Diseñar las bases generales del sistema de gestión integral de la seguridad del abastecimiento eléctrico en sus fases de planificación, ejecución y verificación.
- 4) Validar el diseño del sistema de gestión integral del proceso de la seguridad del abastecimiento eléctrico en mercados competitivos.

1.3. Motivación.

La presente tesis se enmarca en el principal cometido del Instituto de Ingeniería Energética (IIE) de la Universidad Politécnica de Valencia (UPV) de aportar, con los resultados de la investigación energética, al aseguramiento de la disponibilidad de energía eléctrica suficiente como elemento esencial para el desarrollo de la humanidad.

Específicamente el ÁREA ELÉCTRICA del IIE se compone de dos grandes líneas de investigación, Nuevas Aplicaciones de Potencia y Diseño en Ingeniería Eléctrica; ambas centradas en sistemas de generación, transporte, distribución, gestión y consumo eficiente de la energía eléctrica.

Estas líneas van más allá de los aspectos técnicos y tecnológicos; abordan la realidad compleja desde la perspectiva energética que incluye también los aspectos sociales, económicos, ambientales y de gestión; bajo la premisa de que la actividad de la demanda es garantía de mercados eléctricos competitivos más eficientes y de sistemas energéticos sostenibles en el largo plazo. Es así como el IIE adelanta grandes proyectos de carácter nacional e internacional en temas relacionados con la gestión eficiente de los sistemas en general, la gestión de riesgos (análisis de riesgos, tratamiento de riesgos, sustitución de riesgos), la gestión de la demanda de la industria eléctrica, la gestión de calidad; y, la gestión del mejoramiento continuo en las actividades de la cadena productiva de energía eléctrica y sus instituciones de mercado.

Son cuatro las motivaciones principales para esta investigación:

- Aprovechar la experiencia y resultados de otros estudios e investigaciones afines en las líneas del IIE; y, tal vez en un futuro no lejano, contribuir con la validación y aportes a los mismos de acuerdo al tema trabajado.
- Completar el proceso de mi formación como investigadora autónoma hecho evidente mediante la producción y defensa de un trabajo de investigación (tesis) aplicando los conocimientos y competencias desarrolladas mediante el programa de doctorado en Gestión Eficiente de la Energía Eléctrica, bajo los lineamientos de investigación del IIE de la UPV.
- Enfrentar uno de los principales retos de mi área profesional como es el de derivar alternativas de solución a la compleja problemática de la seguridad del abastecimiento eléctrico en mercados liberalizados para el medio-largo plazo; de gran incidencia en el bienestar social.
- Contribuir, en un futuro cercano, con el desarrollo institucional, regional y nacional de la industria eléctrica colombiana. El mercado eléctrico colombiano, liberalizado a partir de julio de 1995, evoluciona dinámicamente hacia nuevos estadios de mayor eficiencia y competitividad.

Los cambios relativamente más recientes del Mercado Eléctrico Mayorista MEM en Colombia están estrechamente relacionados con el tema de esta tesis:

- A partir de enero de 2007, la regulación colombiana modifica la política de seguridad del abastecimiento eléctrico reemplazando el cargo por capacidad –asignado administrativamente– por el denominado cargo por confiabilidad –como mecanismo de mercado–.
- En mayo de 2008 se realizó la primera subasta en el emergente mercado de energía firme colombiano.
- En octubre de 2008 se empieza a oficializar el Mercado Organizado para la Demanda Regulada MOR cuyo objetivo es la contratación eficiente de energía eléctrica para la demanda regulada.

1.4. Organización de la tesis.

Esta tesis se ha organizado en un capítulo introductorio y cuatro partes. La Parte I que contiene tres capítulos incluye la revisión crítica del estado del arte y una revisión del concepto, a manera de propuesta, de la seguridad del abastecimiento eléctrico en mercados liberalizados. Las

partes II, III y IV, tratan el diseño de las fases de planificación, ejecución y verificación del sistema de gestión integral de la seguridad del abastecimiento eléctrico que se ha efectuado de acuerdo con la metodología Deming/Sheward¹². Esta metodología es universalmente aceptada para la implementación de los sistemas de gestión normalizados de las organizaciones empresariales.

La fase de Actuación (A) del ciclo Deming/Sheward no se aborda en esta tesis pues ella es el resultado de la práctica aplicativa en sistemas reales que activa la subsiguiente evolución del ciclo de mejora continua. Aunque los planteamientos de esta tesis son validados como conclusión de la Parte IV.

En resumen, la organización de esta tesis parte del estudio de lo conocido y de su crítica para concluir en replanteamientos que sean la base conceptual de propuestas y soluciones novedosas¹³ de la seguridad del abastecimiento eléctrico contenidas a partir del Capítulo 4.

En la Parte I se expone la apreciación crítica sobre la evolución hasta nuestros días, del concepto y gestión de la seguridad del abastecimiento eléctrico en mercados liberalizados, lo que se configura como el estado del arte que corresponde al objetivo específico 1. Este análisis crítico del estado del arte permite identificar los fallos conceptuales que son evidentes de la actual gestión de la seguridad del abastecimiento eléctrico. A continuación y a manera conclusiva de la anterior crítica, se replantea el concepto de la seguridad del abastecimiento eléctrico como proceso y como recurso de uso común, y se sientan las bases generales para el diseño y desarrollo de la propuesta de configuración de un sistema de gestión integral de la seguridad del abastecimiento eléctrico; lo que corresponde al cumplimiento del objetivo específico 2 de esta tesis. Este sistema de gestión integral es elaborado sobre la base de la aplicación de nuevas directrices metodológicas para la determinación de regiones de suficiencia de seguridad del abastecimiento eléctrico; estas directrices son concretadas en los subsiguientes capítulos puesto que forman parte medular del sistema de gestión integral cuya descripción y validación es el objeto principal de la tesis.

El diseño del sistema de gestión integral de la seguridad del abastecimiento eléctrico en mercados competitivos que obedece a los objetivos específicos 3 y 4 se desarrolla en las partes II, III y IV.

Los tres capítulos de la Parte I están organizados de la siguiente manera: el Capítulo 2 que examina el concepto de la seguridad del abastecimiento eléctrico como un caso particular de externalidad positiva y bien público; devela sus problemas y parciales soluciones; finaliza el capítulo con la presentación de algunas de las más representativas experiencias internacionales en torno a la aplicación de las soluciones convencionales, no convencionales y algunas específicas adoptadas para asegurar el abastecimiento eléctrico en mercados reales. El Capítulo 3 que trata el estado del arte de la regulación económica de la seguridad del abastecimiento eléctrico en ambientes competitivos y sintetiza los principales principios teóricos y las tendencias para su desarrollo. Y por último, el Capítulo 4 donde se propone el nuevo paradigma de la seguridad del abastecimiento eléctrico en mercados liberalizados: como servicio de uso común y como proceso; y se establecen las bases generales del sistema de gestión integral de dicho proceso.

La Parte II contiene dos capítulos: el Capítulo 5 que trata sobre la identificación de las más importantes partes interesadas en el proceso de la seguridad del abastecimiento eléctrico y sus necesidades, expectativas y requisitos¹⁴ generalizables; y, el Capítulo 6 donde se establece el

¹² Esta metodología también es conocida como el ciclo PHVA (Planear, Hacer, Verificar y Actuar) o, por su sigla en inglés PDCA (Plan – Do – Check – Act cycle) de mejora continua. Este ciclo es elevado a la categoría de principio de funcionamiento de la familia de Normas ISO de sistemas de gestión. http://www.iso.org/iso/iso_catalogue/management_standards/management_system_basics.

¹³ En el sentido de dos de las acepciones de la palabra “nuevo” encontradas en el diccionario de la Real Academia de la Lengua: 4. adj. Distinto o diferente de lo que antes había o se tenía aprendido. 5. adj. Que sobreviene o se añade a algo que había antes.

¹⁴ De acuerdo a la familia de Normas ISO 9000 (ISO9000, 2005), “Los clientes necesitan productos con características que satisfagan sus necesidades y expectativas. Estas necesidades y expectativas se expresan en la especificación del producto y generalmente se denominan requisitos del cliente. Los requisitos del

objetivo cooperativo integral de la seguridad del abastecimiento eléctrico a través de la integración de las expectativas, necesidades y requisitos de las partes interesadas y se prevén los resultados del proceso. Las directrices metodológicas de identificación de parte interesadas y la determinación del objetivo cooperativo en la seguridad del abastecimiento eléctrico son medulares para la fase de planificación del ciclo Deming aplicado a la gestión de la seguridad del abastecimiento eléctrico.

La Parte III, fase de ejecución del ciclo Deming, corresponde al Capítulo 7 en el cual se profundiza en la directriz metodológica de la definición de los ciclos operativos que son nodulares para desarrollar la ejecución del sistema de gestión integral de la seguridad del abastecimiento eléctrico.

La Parte IV representa la fase de verificación del ciclo Deming y se recoge en el Capítulo 8, en el cual se construyen las directrices de verificación del sistema de gestión integral de la seguridad del abastecimiento eléctrico. Estas nuevas directrices son aprovechadas para verificar la existencia de una región de suficiencia a partir de la simulación de un mercado eléctrico real y con ello se validan las propuestas de la tesis y su posibilidad de implementación.

Por último, el Capítulo 9 contiene las conclusiones generales de la presente tesis, las principales aportaciones y algunas propuestas para futuros trabajos de investigación. Finalmente, se muestra la relación completa de referencias bibliográficas utilizadas en el desarrollo de esta investigación.

PARTE I – LA SEGURIDAD DEL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO: PASADO, PRESENTE Y FUTURO

Esta Parte I aborda lo relativo al pasado, presente y “futuro” de la Seguridad del Abastecimiento Eléctrico (SAE) en entornos de mercados liberalizados. El pasado ha quedado registrado en la historia de la evolución de la SAE, sus aciertos y desaciertos. El presente se recoge mediante la evidencia de lo vigente ¿Qué sigue funcionando y cómo? Y el “futuro” mostrado a través de lo que “podría ser” y de lo que “podría suceder” con base en lo que “podría hacerse” para superar al menos parcialmente, los problemas identificados y las soluciones que no han resultado eficientes ni eficaces.

CAPÍTULO 2

De la externalidad positiva al tratamiento como bien público

En este capítulo se examina la SAE como un caso particular de externalidad positiva y bien público, tratamiento tradicional dado a este concepto, para develar los problemas que se han enfrentado y soluciones utilizadas hasta el momento. Además, se expone la apreciación crítica sobre la evolución hasta nuestros días de la gestión de la SAE en mercados liberalizados y de algunas de las más representativas experiencias internacionales en torno a la aplicación de las soluciones convencionales y no convencionales adoptadas para asegurar el abastecimiento eléctrico para el medio y largo plazo en mercados competitivos reales.

2.1. La seguridad del abastecimiento eléctrico: externalidad positiva y bien público

Algunos usuarios finales tales como grandes industrias y clientes comerciales hacen contratos para tener suministros de electricidad que pueden ser interrumpidos, y en estas circunstancias pueden cambiar a combustibles alternativos para proporcionar suministros de energía de respaldo, cesar temporalmente el consumo o posponer su consumición, cuando consideran que los precios son suficientemente altos. Sin embargo, en general, esta opción de decisión por parte de la mayoría de usuarios y la posibilidad de sustitución de la electricidad por otras fuentes de energía, especialmente en cortos períodos de tiempo, son muy restringidas. Estos aspectos, más las limitaciones sobre el almacenaje económico directo de la energía eléctrica y las características de su demanda continua y de tendencia creciente; dan lugar al valor asignado al suministro continuo de electricidad¹⁵.

La valoración que la demanda, usuarios regulados y no regulados, dan a la capacidad de poder consumir la electricidad continuamente, sin interrupciones, define una necesidad; y, determina el concepto de la SAE. En otras palabras «la seguridad del abastecimiento eléctrico es la certeza del suministro continuo de energía eléctrica, en las condiciones específicas de quienes la demanden; respetando los requerimientos de asequibilidad, calidad y medio ambiente».

De acuerdo a la International Energy Agency (IEA, 2002), la seguridad energética es un concepto amplio que ha ido evolucionando. En las décadas del 70 y del 80, el término significó reducir el nivel de las importaciones de petróleo y manejar los riesgos asociados con esas

¹⁵Se considera que el suministro continuo es complementario de la electricidad. La electricidad tiene características tanto de bien como de servicio. Esta puede ser considerada un bien en el sentido que es producida mediante procesos de transformación material de recursos energéticos en flujo de electrones. Y, la electricidad es un servicio en el sentido que no puede ser almacenada y debe ser producida en la misma medida que es consumida. (Evans, 2002)

importaciones. Hoy, el término incluye otros tipos de energía, riesgos de accidentes, terrorismo, baja inversión en infraestructura, deficiencias en los diseños de mercado, entre otros. En general, todo lo que revista potencial riesgo de corte del suministro adecuado de energía, a precios económicos.

Para la electricidad y en sistemas eléctricos tradicionales, los monopolios y los Estados –o estos indirectamente a través de los entes reguladores o alguna instancia centralizada–, han sido los responsables de asegurar el abastecimiento. Históricamente en esta industria eléctrica desarrollada y operada en un marco fuertemente regulado, las empresas de servicios públicos integradas verticalmente, manejaban la mayoría o todas las actividades de la cadena electroenergética –generación, transporte y distribución–, a través de la planificación centralizada donde las necesidades eran evaluadas, previstas y satisfechas por los planificadores del sistema eléctrico pasando todos los costes a los consumidores. (OECD & IEA, 2005, p. 12) Este enfoque en la práctica ha proporcionado altos niveles de seguridad e incentivado el exceso de inversión.

El traslado de costes y riesgos directamente a los consumidores en sistemas eléctricos regulados es un claro incentivo para la sobreinversión; por tanto, la reducción de costes queda como opcional. Otras características de la regulación tradicional de los sistemas eléctricos que alientan la sobreinversión, es decir, la inversión por encima del nivel óptimo son que los inversionistas están protegidos contra las pérdidas derivadas de la sobreinversión, los incentivos a elegir inversiones de muy alto capital en relación con los ingresos posibles y, a nivel político, existe una asimetría en las consecuencias de los errores de las previsiones de la demanda: los apagones y otras consecuencias de falta de inversión son muy visibles y pueden llevar penas sustanciales para los reguladores y formuladores de políticas. La sobreinversión, por otro lado, es menos visible y no puede ser penalizada políticamente. (IEA & OECD, 2002, pp. 16–17)

Estas ineficiencias, entre otras, en el funcionamiento de la industria eléctrica tradicional motivó su reestructuración hacia los mercados en libre competencia. Teóricamente a través de la competencia en los mercados liberalizados se crean incentivos para impulsar un funcionamiento más eficiente de los sistemas eléctricos y un proceso de toma de decisiones de inversión más eficiente en términos de tiempo, tamaño, ubicación y elección de la tecnología. Incluso, la transparencia creada por la competencia tiende a mejorar el marco de acciones políticas específicas para abordar cuestiones como la calidad del medio ambiente y la seguridad. (OECD & IEA, 2005, pp. 3, 50)

La reestructuración de la industria eléctrica ha conllevado un cambio de paradigma: en la propiedad, en la operación, en la estructura de los sistemas y la de los mercados, en la toma de decisiones, en la gestión, la información, la seguridad, en la rentabilidad y los riesgos, entre los aspectos más destacados (E. Hirst et al., 1999; Joskow, 2003; Sioshansi, 2008).

Varios autores e instituciones coinciden en afirmar que dos de los aspectos que se han tornado más críticos con los mercados eléctricos liberalizados son la planificación del sistema y las decisiones de inversión en todo tipo de recursos e infraestructura para el abastecimiento eléctrico (E. Hirst & Hadley, 1999; E. Hirst et al., 1999; Hogan, 1998; OECD & IEA, 2005; Sioshansi, 2008); en este sentido se argumenta que:

- El tránsito al mercado competitivo implica aumento del número de jugadores o agentes económicos, conflictos entre costes y beneficios, horizontes más cortos de tiempo, aumento de riesgos e incertidumbres principalmente por el desconocimiento del futuro y del comportamiento de los competidores, precios dinámicos con alta volatilidad que generan incertidumbres en las rentas y un aumento en la dificultad para prever la demanda; todo lo cual contribuye a la mayor incertidumbre con respecto a las *inversiones* por parte de todos los agentes del mercado. Estas *inversiones* son necesarias para asegurar los recursos disponibles en el medio y largo plazo para el abastecimiento eléctrico de una demanda con tendencia creciente y de, convencionalmente, limitada elasticidad.

- En mercados eléctricos liberalizados reales la planificación y las decisiones de inversión se hacen cada vez más de manera fragmentada y dispersa entre gran variedad de organizaciones empresariales. La diversidad de intereses no revelados y la resistencia estratégica para invertir y divulgar los planes para la expansión del sistema (por ejemplo, con relación a las adiciones futuras de capacidad de generación), aumentan las incertidumbres y riesgos de desabastecimientos eléctricos.

Es así como las incertidumbres y riesgos que aparecen con la reestructuración de la industria eléctrica, el cambio a una regulación que promueve la eficiencia y la competencia desincentivando la sobreinversión y, la descentralización de la planificación y decisiones de inversión –en mercados competitivos bajo la responsabilidad de múltiples empresas- son determinantes en el surgimiento de las crecientes preocupaciones y los problemas de asegurar el abastecimiento eléctrico en los diferentes mercados liberalizados alrededor del mundo.

Esto quiere decir que el objetivo de asegurar el abastecimiento eléctrico bajo el nuevo paradigma de mercados eléctricos liberalizados crece en fragmentación y complejidad, pues mientras que prima la competencia como concepto principal para dos de las tres dimensiones de la seguridad del abastecimiento eléctrico, las cuales son: la disponibilidad de recursos de energía para el suministro eléctrico y la gestión y operación eficiente del sistema; para la tercera dimensión: la disponibilidad adecuada de la infraestructura de redes, prima su concepción y regulación como monopolio natural donde no pueden existir jugadores concurrentes; en consecuencia la planificación de su expansión y mantenimiento es centralizada y ampliamente estudiada en la literatura tradicional del sector eléctrico (Eric Hirst & Kirby, 2001, 2002).

En otras palabras, el paradigma de los mercados eléctricos liberalizados es portador de nuevas circunstancias, condiciones y retos para el aseguramiento del abastecimiento eléctrico. Como esta tesis atiende a dilucidar los problemas emanados de la competencia en la SAE, los problemas relacionados con la infraestructura de redes no son del alcance de la misma.

Dos de las publicaciones más reconocidas sobre la SAE en mercados eléctricos liberalizados: (CE, 2001) y (IEA & OECD, 2002), que incluyen a su vez el referente de la SAE en la industria eléctrica regulada antes de la reestructuración, dejan evidencia de la ausencia total de conceptualización de la SAE y del trasfondo del tratamiento convencional dado a esta en ambientes competitivos. Los fundamentos teóricos de la SAE que subyacen a los planteamientos de dichas publicaciones se relacionan con la misma naturaleza de la SAE como una externalidad positiva de la actividad de producción de la energía eléctrica que está sujeta a problemas de free-riders y considerada también como bien público.

La SAE es un *beneficio* que reciben todos los consumidores, clientes y usuarios finales de la electricidad; “todos”, aún aquellos que no son conscientes de su existencia. En términos económicos, es un beneficio adicional de la producción de electricidad (tanto de energía centralizada como de energía descentralizada), que recae en personas que no participan directamente en esta actividad ni tienen que asumir coste alguno para su obtención y suministro (free-riders). A tal *beneficio* se le denomina *externalidad positiva*. (Frank, 2001, p. 510)

En general, las *externalidades son definidas como efectos colaterales de una actividad económica*; es decir, las externalidades se producen siempre que las actividades de un agente económico afecten a las actividades de otro agente de una forma que no queda reflejada en las transacciones del mercado. Las externalidades (también llamadas efectos externos) pueden ser positivas o negativas. En la producción de electricidad, en muchos casos, también se ocasionan perjuicios o daños (y, no beneficios como en el caso de la SAE) que generan costes (estos costes son externos a las actividades propias de la producción); en tales casos se trata de externalidades negativas, cuyo ejemplo clásico es la contaminación ambiental. En esta situación los free-riders son los emisores de externalidades.

Aplicando la teoría económica, dos de las características más sobresalientes de la SAE como efecto externo positivo de la actividad de producción de energía eléctrica en un ambiente competitivo son:

- Su *difícil cuantificación como bien o servicio tangible*: ¿Al producir un MWh de energía eléctrica cuánta SAE se está produciendo? ¿Qué implicaciones tiene producir más o menos SAE? ¿Cuánta SAE se puede legalizar como propiedad del productor de electricidad y cómo se haría? ¿Cómo ceder o limitar la disponibilidad de SAE a otros?
- Su *difícil valoración económica*: ¿Cuánto cuesta producir la SAE? ¿Cuál es el coste de suministrarla? Y, en definitiva, ¿Cuál sería su precio para usuarios finales?

Como es evidente estas características se han convertido en problemas intrínsecos particulares de la SAE; y en general de cualquier externalidad (o efecto externo) sea positivo o negativo.

El tratamiento convencional de las externalidades se basó en la visión unilateral que se tenía de estas. Bajo esta visión se creó una tradición jurídica e institucional en la cual generalmente:

- quien producía una externalidad negativa era declarado responsable de los daños causados a terceros y debía ser penalizado por ello, fuese con la negación de los permisos para realizar la actividad económica que producía tal externalidad negativa o mediante impuestos que recogieran el coste social de los daños causados; y,
- quien producía una externalidad positiva debía ser recompensado por los efectos externos positivos producidos por la realización de su actividad económica con una subvención que recogiera el beneficio social ocasionado.

Por lo tanto, en el tratamiento convencional de las externalidades se desconocía la posibilidad de que las partes implicadas pudiesen negociar acuerdos particulares según fuese el caso de la externalidad y sus efectos –positivos o negativos; al igual, que desconocía cualquier tipo de derechos de propiedad que pudiesen existir por los efectos externos producidos a partir de la actividad económica realizada.

Sin embargo, Ronald H. Coase –premio Nobel de economía en 1992– “... cambió profundamente la forma en que los economistas, los juristas, los filósofos políticos y otros concebían las externalidades y las instituciones jurídicas y sociales que se han creado para resolverlas.” (Frank, 2001, p. 518). Coase, es autor del artículo clásico de economía “El problema del coste social” (Coase, 1960) más influyente y controversial de la época.

La idea clave de Coase era que las externalidades son de naturaleza recíproca. El productor de energía eléctrica con combustibles fósiles contamina y eso nos perjudica, pero si quisiéramos impedir tal producción de energía, perjudicaríamos al productor. Pues al fin y al cabo el productor contamina, pero no con la intención de hacerlo sino para poder ofertar la energía que requerimos para desarrollar prácticamente todas las actividades de nuestra vida cotidiana. En este tipo de situaciones, una persona sale perjudicada, independientemente de lo que ocurra. En otro sentido, las personas salen beneficiadas sin necesidad de hacer nada: es el caso del productor de electricidad que nos beneficia con su efecto externo de la SAE ¿Cómo hacer entonces para motivarlo e incentivarlo para que aumente su producción de SAE?

Antes de los planteamientos de Coase en 1960, los economistas defendían la idea, cuyo pionero fue el economista británico A.C. Pigou, de que la mejor solución para resolver los problemas de las externalidades era gravarlas mediante impuestos a través de la intervención estatal. Tras la publicación de Coase, muchos lo interpretaron afirmando que el Estado no desempeñaba ningún papel real en la resolución de los problemas relacionados con las externalidades. “Según esta interpretación parecería que el mensaje de Coase era que si el Estado se abstenía de intervenir, los individuos siempre hallarían por su cuenta una solución eficiente.” (Frank, 2001, p. 522).

Sin embargo, lo que Coase afirmaba claramente es que la conclusión anterior sólo es válida en realidades y situaciones en las que las partes pueden negociar sin incurrir en coste alguno o a un coste relativamente bajo. Coase admitía los numerosos casos de importantes externalidades en las que este supuesto no se cumple; argumentando que (Frank, 2001, p. 522):

- Toda negociación requiere tiempo y energía, por lo tanto, cuando los beneficios potenciales son pequeños no vale la pena negociar.
- Casos en los que existe un único responsable de los daños y un gran número de afectados; negociar con grandes grupos es inherentemente difícil y costoso y todos los miembros del grupo tienen poderosos incentivos para no incurrir en coste alguno.
- Toda negociación plantea el problema del reparto de excedentes; esto es, después del acuerdo de arreglo llegar al acuerdo del reparto de las cargas económicas porque si cada parte adopta una postura dura, pueden surgir animosidades que den al traste con la posibilidad de cerrar el negocio.

En resumen, según Coase, si ambas partes implicadas en torno a una externalidad *podieran negociar sin incurrir en coste alguno, se obtendría el resultado más eficiente*, independientemente de quién sea el responsable y quién el afectado o beneficiado. De otra forma, “Tanto cuando hay externalidades positivas como cuando hay externalidades negativas, sólo se producen ineficiencias si es costoso o imposible negociar acuerdos sobre la manera de corregirlas” (Frank, 2001, p. 534).

En el tratamiento tradicional de la SAE en mercados liberalizados, como se detallará en la experiencia internacional, se han manejado (gestionado) ambas visiones de las externalidades: la unilateral y la de naturaleza recíproca.

De otra parte, *la externalidad positiva de la SAE no se da exclusivamente en la producción o en el consumo; se da en ambos casos, en el consumo: cuando por ejemplo las decisiones de producción de electricidad afectan los niveles de utilidad que pueden alcanzar los consumidores y en la producción: cuando al producir electricidad se tiene el efecto externo positivo de la SAE que se puede asimilar a un valor agregado de la energía eléctrica que debería reconocérsele al productor.*

En este orden de ideas, dadas las características de las externalidades muchas son consideradas *bienes públicos*. La SAE, *tradicionalmente ha sido considerada como un bien público*, que significa que no puede ser comprada o vendida de la manera habitual, sino que está “*disponible para todo el mundo*”. Esta característica determina un alto grado de dificultad para calcular su valor y su coste, en consecuencia generalmente no existe un mercado específico para sus intercambios. En una industria en particular, los individuos u organizaciones no están normalmente motivados para producir el bien público del que se benefician otros, libremente, sin aporte alguno (free riders). Esto ha representado un verdadero problema y un gran reto para quienes toman las decisiones políticas en la industria eléctrica y ha sido determinante en el tratamiento tradicional de la SAE en entornos competitivos –caracterizados por la necesidad de definir derechos de propiedad.

Según la teoría, los bienes públicos puros están disponibles para todos y su uso por una persona no afecta el uso por otros. En términos técnicos, un *bien público puro es un bien cuya naturaleza conlleva que es no rival y no excluyente*. Un bien es no rival cuando su utilización por parte de una persona no reduce, perjudica o impide el uso simultáneo por otros individuos; y, es no excluyente cuando es imposible o prohibitivo impedir que lo utilicen usuarios potenciales o reales. (Samuelson, 1954)

Tradicionalmente la SAE ha sido tácitamente¹⁶ considerada y tratada como bien público, hasta el momento algunos aspectos teóricos y conceptuales se han descuidado; aspectos que pudiesen haber arrojado luces sobre alternativas para hacer más efectivo el tratamiento tradicional

¹⁶ En el sentido de “Que no se entiende, percibe, oye o dice formalmente, sino que se supone e infiere.”. Diccionario Real Academia Española.

de la SAE. La identificación de estos aspectos se puede apoyar en la comparación de los bienes públicos y los bienes privados (Frank, 2001, p. 577), así:

- “Los bienes públicos son como otros bienes en el sentido que su valor puede medirse en función de lo que estarían dispuestos a pagar los individuos para tener una mayor cantidad de ellos.” La falta de claridad de lo que es el “bien público” de la SAE y su demanda potencial ha anulado la posibilidad de conocer el valor que los consumidores le asignan y estarían dispuestos a pagar por ella.
- “Existe una clara analogía entre la demanda de bienes públicos y la demanda de bienes privados producidos conjuntamente”. Convencionalmente se asume que la SAE es un bien público pero se deja de lado la consideración que la electricidad y la SAE son bienes de alto grado de complementariedad que además se producen conjuntamente.

De igual forma, otros estudios económicos han contrastado el concepto técnico de los bienes públicos con el mundo real y han replanteado los principios de no rivalidad y no exclusión de estos bienes en el sentido de que el concepto se queda sin efecto después de cierta cantidad demandada del bien público. Esto es, si cualquier bien es demandado por grupos o comunidades excediendo las capacidades disponibles, entonces o baja la calidad o hay congestión o se presenta escasez por lo que se debe ampliar la oferta. Estos límites inciden también en el hecho de que después de cierto punto no es correcto afirmar que el bien no se consume, ya que tampoco estará disponible para demandantes adicionales. (Benegas-Lynch, 1998, p. 6)

Por lo tanto, cabe preguntarse ¿La SAE realmente es un bien público? Este aspecto se trabajará en los siguientes capítulos.

2.2. Precios relativos

Una consideración generalizada, tanto teórica como práctica, es que dadas las características de las externalidades estas son fuente de ineficiencia en los mercados al igual que los bienes públicos. En el caso de las externalidades porque la producción y el consumo tienen beneficios o costes que recaen en personas que no intervienen directamente en estas actividades; y, en el caso de los bienes públicos por sus dos propiedades específicas: (1) es no rival, lo cual significa que su utilización por parte de una persona no reduce la cantidad de que disponen los demás; y (2) no es excluible, lo que significa que es imposible o prohibitivo impedir que lo utilicen las personas que no pagan por usarlo. (Varian, 1992)

Por lo anterior, la SAE en mercados competitivos es fuente de ineficiencia, dado que lleva a productores y consumidores a responder a diferentes conjuntos de precios relativos (Frank, 2001, p. 510): cada quien utiliza la SAE, la valora, toma decisiones y, en consecuencia actúa en el mercado; sin pensar ni en la contraparte ni en el mercado. Así por ejemplo, cuando el propietario de una unidad de generación se pregunta cuánto debe producir, se fija únicamente en el precio de la electricidad y en sus propios costes (costes marginales privados), y no en los beneficios que ocasiona ni en su aporte a la seguridad del sistema de suministro eléctrico.

Así, la existencia de externalidades implica que los precios de mercado no recogen las valoraciones marginales de los agentes que se ven afectados por los efectos externos de las actividades productivas y del consumo; es decir, los precios solo reflejarán los costes marginales privados¹⁷, y no el coste marginal social¹⁸, que recoge la existencia de dichos efectos externos (ver Fig. 2.1). Por lo tanto, *teóricamente la institución de mercado deja de alcanzar la solución eficiente en el sentido de Pareto.*

¹⁷ Hace referencia a los costes de los factores privados necesarios en la producción de una unidad de un bien o servicio.

¹⁸ Hace referencia a la suma del coste marginal privado más el beneficio que supone la externalidad –en este caso positiva– sobre los individuos afectados por esta. En el caso de una externalidad negativa se trata del daño sobre los individuos afectados por la externalidad.

El concepto de eficiencia en el sentido de Pareto (también llamado óptimo de Pareto), se utiliza para describir aquellas situaciones en las que es imposible mejorar el bienestar de una persona sin empeorar el de alguna otra. Se basa en criterios de utilidad: si algo genera o produce provecho, comodidad o interés sin perjudicar a otro, provocará un proceso natural de optimización hasta alcanzar el punto óptimo. Este concepto de optimalidad en el sentido de Pareto fue “expuesto por el economista italiano del siglo XIX Vilfredo Pareto. En esencia, las asignaciones son óptimas en el sentido de Pareto cuando no es posible realizar ningún otro intercambio mutuamente beneficioso.” (Frank, 2001, p. 494)

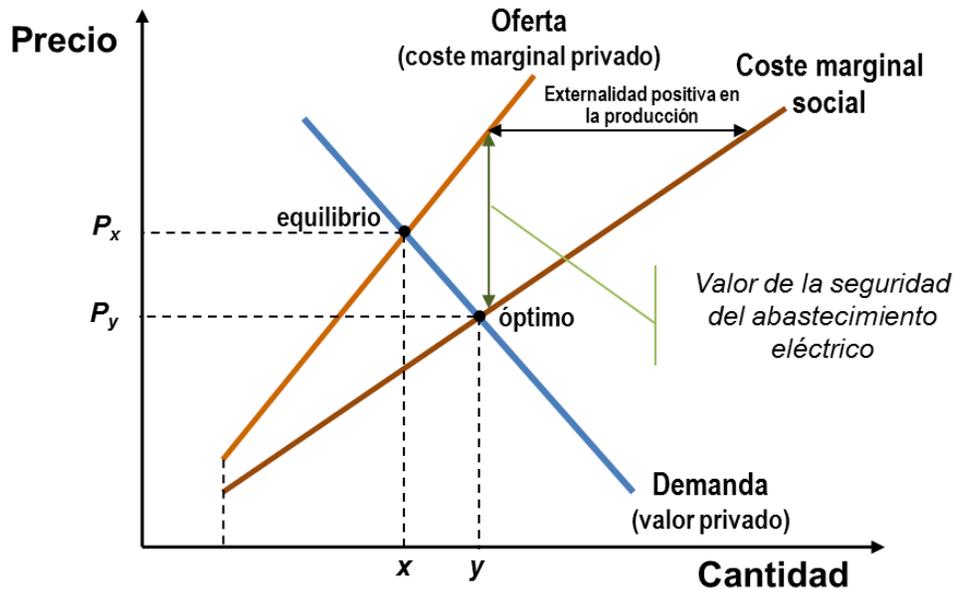


Figura 2.1.- Relación entre los costes marginales privados y sociales en el caso de una externalidad positiva en la producción.

Como se ilustra en la Fig. 2.1, dado el efecto de externalidad positiva –que origina la diferencia del coste marginal social y del privado– la asignación del mercado deja de ser eficiente: el coste marginal privado es superior a la disposición marginal de pago. En este caso habría una reducción de bienestar social si el productor decidiera producir solo x unidades; o, en otras palabras, la producción del bien que genera la externalidad positiva es insuficiente para alcanzar la eficiencia. La solución de mercado eficiente se daría con la producción de y unidades a un precio de mercado P_y .

De la Fig. 2.1 también es evidente que el valor de la SAE en el intervalo x y y de cantidades se comporta de forma variable y creciente, este resultado se puede generalizar para todo el rango de valores de las rectas de coste marginal privado y de coste marginal social (siendo esta última el referente para obtener el valor de la SAE). Nótese que el valor variable de la SAE se origina en que las pendientes de ambas rectas son diferentes; esto en consideración a quién asume el coste y el beneficio: el productor privado o la sociedad en su conjunto.

De otra manera, en el caso de la SAE –externalidad positiva– el problema se halla en que los individuos perciben que el producto es más costoso de lo que realmente es desde el punto de vista de la sociedad en su conjunto. Caso contrario para las externalidades negativas (como la contaminación ambiental originada en la producción de energía eléctrica), los individuos consideran que la electricidad es más barata de lo que realmente es para la sociedad en su conjunto.

Por lo anterior, en general, se considera que *las externalidades y la existencia de bienes públicos son factores que impiden lograr una asignación eficiente de recursos a través de los mercados privados.*

Como ya se comentó en el apartado anterior, la evidencia práctica acorde con la teoría económica muestra que la solución generalizada utilizada para resolver dichos problemas de ineficiencias es la intervención estatal. Históricamente esto ha determinado dos tendencias: aquellos que son partidarios de que las ineficiencias de los mercados originadas en las externalidades y bienes públicos son fallos del propio mercado, y, aquellos que consideran que son las intervenciones estatales las fuentes de ineficiencia y por tanto se constituye en un fallo del mercado.

En (Benegas-Lynch, 1998), el autor concluye que es el intervencionismo gubernamental el que constituye un fallo de mercado (o una “tragedia” utilizando la expresión de Garret Hardin) al recurrir a la fuerza para internalizar aquello que, tomados todos los elementos disponibles en cuenta, se considera no internalizable al tiempo que se distorsionan los precios relativos con lo que, según el grado de intervención, se obstaculiza o imposibilita la asignación eficiente de recursos. También plantea que las externalidades positivas y negativas se internalizarán o no en el proceso de mercado según sean los gustos y las preferencias del momento y, en su caso, según los costes involucrados, pero en modo alguno pueden considerarse “fallos de mercado”.

La dificultad de proveer eficientemente los bienes públicos es una tarea complicada (intrínsecamente más difícil que la provisión eficiente de bienes privados). El mercado entrega información a través de los *precios*; estos teóricamente reflejan la disposición a pagar de los compradores y la disposición a aceptar de los vendedores. Sin embargo, las externalidades en general se caracterizan por la complejidad para *cuantificar y valorar sus beneficios y porque no existe una adecuada definición de los derechos de propiedad sobre dichos recursos.* En definitiva, estos aspectos son los que subyacen a los problemas de la gestión tradicional de la SAE: *al considerarla estrictamente como externalidad positiva y bien público sin tener en cuenta además, ninguna particularidad de la industria eléctrica al desconocer su carácter de bien y de bien económico (también llamado bien escaso) de la SAE.*

En economía, el término “*bien*” es utilizado para nombrar *cosas u objetos materiales o servicios inmateriales cuyo uso produce cierta satisfacción de una necesidad o de un deseo; los bienes que satisfacen una necesidad son bienes imprescindibles para la supervivencia como integrante de la sociedad y del sistema económico,* contrario a los bienes que satisfacen un deseo.

En el entorno de los mercados, caso de los mercados liberalizados estudiados, *los bienes son cosas y mercancías que se intercambian y que tienen alguna demanda por parte de personas u organizaciones que consideran que reciben un beneficio al obtenerlos.* Los bienes económicos, en general, existen en cantidades limitadas y su asignación sigue algún tipo de procedimiento económico (como mercado, racionamiento, reparto, entre otros); por lo tanto, *estos bienes están sujetos a precios o condiciones restringidas de acceso.*

A manera de conclusión, *la gestión tradicional de la SAE basada en su tratamiento como externalidad positiva y bien público, no reconoce su naturaleza de bien o servicio económico por lo cual su aprovisionamiento se busca indirectamente mediante otros bienes o servicios o, incluso a través de otros mercados al considerarla por fuera o aparte del bien electricidad.*

Lo anteriormente expuesto tiene fuertes implicaciones para las propuestas de este trabajo. Como más adelante se detallará, el fundamento de la propuesta presentada se basa en cuestionar que la SAE sea un bien público y sugerir la alternativa de considerarla y gestionarla como recurso de uso común (otro tipo de bien económico) y como bien (servicio) económico complementario de la electricidad (sin desconocer el hecho de que la SAE es una externalidad positiva); y no en el enfoque de buscar alternativas de proveer “eficientemente” la SAE como bien público y externalidad positiva, pues se partiría de bases teóricas y empíricas no ciertas que reproducen la

gestión tradicional, que hasta ahora no ha dado indicios de determinar sistemas de abastecimiento eléctrico seguros y sostenibles en el largo plazo.

2.3. Soluciones a los problemas de la seguridad del abastecimiento eléctrico como bien público

Tradicionalmente, la consideración de la SAE como bien público ha sido determinante en la creencia generalizada de que los mercados competitivos no suministran la cantidad óptima de este tipo de bienes: el mercado no los produce o, si lo hiciera, sería a niveles sub-óptimos, puesto que los productores particulares tenderán a sacar partida de la externalidad especulando con la posibilidad de constituirse en un free-rider (es decir, a la espera de que otro sea quien lo produzca y, por tanto, cargue con los gastos correspondientes). Se argumenta que, si es imposible impedir a las personas utilizar el bien; tal vez parezca imposible que una empresa con ánimo de lucro ofrezca alguna cantidad de ese bien. (Frank, 2001, p. 511)

Bajo tal consideración, la gestión tradicional de la SAE ha estado marcada por la tendencia hacia la intervención estatal como único mecanismo válido. En oposición a los defensores del intervencionismo gubernamental como la mejor solución (creencia convencional) al reconocido problema que generan las externalidades, los bienes públicos y los free-riders, (Benegas-Lynch, 1998, pp. 4–5) plantea:

“... el bien público constituye el argumento central del intervencionismo estatal, ya que en esta línea argumental, el gobierno produciría la cantidad óptima del bien en cuestión que sería financiado por todos a través de impuestos con lo cual se internalizaría la externalidad y no habría free-riders ni costos ni beneficios externos sin internalizar.

... se sostiene que si éstos se fabricaran en el mercado estarían, en el mejor de los casos, sub-producidos. Pero debe tenerse en cuenta que para aludir a la "sub-producción" debe hacerse referencia a un parámetro y a un punto de comparación. En este sentido, es de gran importancia recordar la precisión que realiza James M. Buchanan respecto del concepto de eficiencia: "Si no hay criterio objetivo para el uso de los recursos que puedan asignarse para la producción como un medio de verificar indirectamente la eficiencia del proceso, entonces, mientras el intercambio sea abierto y mientras se excluya la fuerza y el fraude, el acuerdo logrado, por definición, será calificado como eficiente".

Es que el proceso de mercado es la manifestación de millones de arreglos contractuales libres y voluntarios. Lo que desean las personas es lo que ponen de manifiesto a través de los pesos relativos que revelan en sus compras y abstenciones de comprar, por esto es que lo que desean hacer las personas con sus propiedades es, por definición, óptimo, y lo subóptimo aparece en la medida en que las decisiones se apartan de esos requerimientos.

Entonces, si existe coerción, la cantidad producida será necesariamente distinta de lo que hubiera elegido la gente si no se hubiera entrometido el gobierno.”

Desde otro enfoque, también puede afirmarse que, en presencia de externalidades, los sistemas competitivos no asignarán en forma eficiente los recursos. Los efectos externos carecen de mercado al no tener un precio asociado, lo cual produce asignaciones no deseables desde el punto de vista del bienestar social (colectivo), tal como se describió de la Fig. 2.1.

Tales apreciaciones han sellado el tratamiento tradicional de la SAE centrado en el planteamiento y utilización de soluciones compaginadas más con la teoría económica que con las particularidades de la industria eléctrica; soluciones basadas en medidas y mecanismos puntuales a través de la intervención gubernamental para tratar las múltiples problemáticas identificadas de ineficiencias en los mercados liberalizados o, como otra corriente lo plantea, los fallos del mercado originados en la existencia de la SAE como externalidad positiva y bien público.

Como se detallará en el próximo capítulo desde el punto de vista de la regulación económica y en este apartado desde la evidencia de la experiencia empírica de los principales mercados eléctricos liberalizados, la perspectiva más utilizada en el tratamiento tradicional de la

SAE es la de promover y proteger la “oferta” como estrategia para asegurar los recursos para el abastecimiento eléctrico en el medio y largo plazo; para ello el mecanismo más usado son los incentivos y subsidios a los productores y un sistema regulatorio favorable para su actividad en entornos competitivos.

Como ya se ha expuesto, antes de los procesos de liberalización de mercados eléctricos alrededor del mundo (década del 80 del siglo pasado), los gobiernos o estos a través de terceros sobre invertían y mantenían altas reservas de generación a fin de asegurar el suministro eléctrico en el largo plazo.

Con la liberalización de los mercados hacia la libre competencia crecieron tanto las preocupaciones como los problemas reales de reducción de reservas y problemas de desabastecimientos (IEA & OECD, 2002, p. 28), que llevaron a plantear las soluciones económicas de la SAE en la industria eléctrica competitiva. Sin embargo, con el planteamiento de estas soluciones se resalta que es muy poco o prácticamente nada lo que se encuentra en la literatura disponible sobre trabajos de conceptualización de lo que se entiende por la SAE en el marco disciplinario de la ingeniería, de la economía o de las ciencias administrativas.

Para abordar el planteamiento general de la gestión tradicional y principales soluciones hasta ahora utilizadas para resolver los problemas de la SAE en mercados liberalizados, se aplica la teoría económica para clasificar dichas soluciones en dos grupos: las soluciones convencionales y las soluciones no convencionales. Luego en el apartado siguiente se presenta la experiencia internacional en torno a la utilización de estos grupos de soluciones y el análisis crítico a fin de valorar su eficiencia y eficacia hasta ahora alcanzadas en los mercados eléctricos reales más representativos alrededor del mundo.

2.3.1. Las soluciones convencionales.

Son *soluciones arbitradas orientadas a la provisión del bien público mediante la internalización de la externalidad*. La internalización es el proceso de cuantificación e integración de la externalidad o coste externo en la actividad económica o en el mercado en que se produce; también se entiende como la alteración de los incentivos para que las personas tengan en cuenta los efectos externos de sus actos a fin de conseguir el producto socialmente óptimo.

Por lo tanto, las soluciones convencionales incluyen la introducción de regulación¹⁹ para:

- a) *La provisión pública*. El gobierno autoriza y paga a una institución pública para que produzca el bien o servicio y venda la cantidad en la que el coste marginal iguale al beneficio marginal social.
- b) *Fijar mecanismos de compensación*, aplicados mediante la imposición de impuestos a las empresas generadoras de las externalidades negativas o la asignación de subvenciones en el caso de externalidades positivas; que reflejen la valoración marginal de los efectos externos y permitan su internalización. Esta solución fue propuesta por Arthur Pigou (1920) por lo que, en general, es llamada solución pigouviana y habitualmente el tipo de impuestos se conocen como impuestos pigovianos.

El objetivo de esta solución es lograr que el coste marginal privado (lo que le cuesta al productor producir) más el impuesto (o la subvención) sea igual al coste marginal social (lo que le cuesta a la sociedad, incluyendo al productor). La subvención²⁰ es un pago que se les da a los productores privados. En teoría, si el gobierno paga al productor un monto igual al beneficio marginal externo por cada unidad producida, la cantidad producida aumenta hasta donde el coste marginal iguala al beneficio marginal social (ver Fig. 2.1).

¹⁹Entendida como el conjunto de normas legales que el sector público establece para fijar un nivel óptimo de producción o consumo en presencia de externalidades.

²⁰Existe una figura similar y es la de los cupones; el gobierno los provee a las personas, generalmente consumidores. El cupón puede ser utilizado para comprar ciertos bienes o servicios específicos; sus defensores afirman que son más eficientes que los subsidios debido a que el consumidor puede supervisar con más efectividad la provisión de los bienes y servicios, de lo que puede hacerlo el gobierno.

En el caso de la externalidad positiva la compensación equivale a que el gobierno subvencione parte de los costes de producción de las empresas privadas. Por lo tanto, el productor reduce sus costes desplazando su curva de oferta hacia abajo. En consecuencia, el punto de equilibrio se desplazará a la derecha y ello implica un aumento en el volumen de transacciones –las socialmente requeridas. (Ver Fig. 2.1).

El problema principal de esta solución es que requiere que el regulador sea capaz de estimar el nivel correcto de la subvención (o del impuesto); y, para ello se requiere que posea información completa sobre los costes de las empresas. Esto puede originar comportamientos estratégicos de las empresas, exagerando sus verdaderas características, para recibir beneficios adicionales. En otros casos, también se pueden presentar problemas de revelación de preferencias, ya que los agentes podrían tener incentivos para mentir sobre su valoración marginal de los efectos externos, sean positivos o negativos.

Otros problemas de esta solución son:

- La dificultad para identificar y determinar el valor de los efectos (beneficios) de la externalidad.
- La legitimidad de la subvención necesita de una clara atribución de responsabilidades por lo que se retribuye y se espera a cambio.
- Aunque se logre disminuir los efectos de la externalidad, a priori no se resuelve el problema de la ineficiencia en el mercado.

- c) *La asignación o distribución de derechos de propiedad.* Como se expuso en el apartado anterior, las externalidades se caracterizan por una situación en la cual no están bien definidos los derechos de propiedad. Esta solución de asignación de derechos de propiedad está basada en el Teorema de Coase por lo que se denomina solución coasiana: cuando las partes afectadas por las externalidades pueden negociar libremente sin incurrir en coste alguno, el resultado es eficiente independientemente de quién sea jurídicamente responsable de los daños y sin importar cuál de las dos partes posea el derecho de propiedad. Si los costes de transacción no son nulos o casi nulos, es casi imposible que se llegue a un acuerdo privado –la negociación sería no viable. (Frank, 2001)

La observación de Coase de que los individuos obtienen los resultados más eficientes cuando pueden negociar sin incurrir en costes tiene múltiples aplicaciones, pues, al fin y al cabo, *en muchas situaciones los costes de negociación son pequeños en relación con los beneficios que se obtienen cuando se llega a un acuerdo sobre las externalidades.*

Es importante aclarar que en los casos de costes de transacción no nulos, lo que se intercambia en el mercado no solo son entidades físicas, sino también los derechos para realizar ciertas acciones; y los derechos de los individuos son establecidos por los sistemas legales. Así, en el mundo real, la determinación de los derechos y deberes de los operadores económicos, determina en gran medida el funcionamiento del sistema económico y los correspondientes costes de transacción.

La consecuencia directa y más importante de la situación anterior es que los cambios en la determinación de las responsabilidades conllevan variaciones en la demanda de los factores de producción y a un cambio en la distribución de los recursos, por ello la importancia de los *análisis coste – beneficio.*

Entre los problemas de las soluciones coasianas pueden mencionarse:

- a) Solo funciona cuando están involucrados pocos individuos, pues de otra manera sería muy difícil identificar dónde se origina el daño o la externalidad negativa y cómo se distribuyen sus efectos.
- b) Los costes de transacción requeridos han de ser relativamente bajos a partir de la valoración entre los efectos de las externalidades negativas y los costes operativos de los acuerdos.

- c) En el caso de bienes públicos, resulta muy difícil definir los derechos de propiedad: sea por su intangibilidad o por su dimensión transnacional –es el caso de una de las principales dificultades para el cumplimiento del protocolo de Kyoto. (Ancos Franco, 2008). También se argumenta que el Teorema de Coase es solo para las situaciones de externalidades negativas.

Las soluciones pigouviana y la coasiana a los problemas de la SAE como bien público y externalidad positiva difieren en esencia en dos aspectos:

- 1) *Respecto al papel del Estado.* Pigou (1950) intenta demostrar que existe una serie de situaciones –no sólo las externalidades negativas– en las que el funcionamiento del mercado no conduce a una buena asignación de recursos o a resultados socialmente adecuados; idea que suponía cuestionar profundamente el funcionamiento del sistema de libre competencia y en consecuencia era conveniente acudir a la intervención del Estado para alcanzar el óptimo social. Mientras tanto, el planteamiento de Coase, resultaba novedoso por la forma de asumir el problema de los efectos derivados de las externalidades como un problema recíproco²¹ y por el papel asignado al mercado en la resolución del mismo, dejando la intervención pública como última opción. En aquellos casos en que los costes de transacción fuesen elevados, Coase hace referencia solo a la regulación directa (no a la intervención vía impuestos o subsidios), la cual puede mejorar la eficiencia del funcionamiento del sistema económico, pero nunca logrará solucionar la externalidad (en el sentido de llegar a internalizarla por completo).

Los anteriores planteamientos de Coase enfatizan en la necesidad de estudiar a fondo cualquier situación de externalidades antes de optar por la intervención pública, pues en muchas situaciones en las que dados los costes de la actuación del Estado, *sería preferible dejar las cosas como están.*

- 2) *Respecto a la institucionalidad.* La solución pigouviana implica un tratamiento formal a-institucional y rígido; mientras que, entre lo básico para Coase, está el análisis institucional comparado de las alternativas, tomando como criterio de selección la obtención del mayor valor final de la producción. Aquí también el tiempo aparece como una variable fundamental.

A pesar de estas grandes diferencias, algunos economistas consideran que la *utilización de impuestos o subvenciones* debe estar en concordancia con los *derechos de propiedad*, es decir, si el agente que genera una actividad tiene derecho a realizarla y con ella genera una externalidad (sea positiva o negativa) se le deberá pagar (subvención) para que reduzca (o aumente) su nivel de producción hasta una situación eficiente. *El pago se basa en que la sociedad le está expropiando un derecho que poseía.*

2.3.2. Las soluciones no convencionales.

Estas soluciones se basan en la orientación de “no hacer nada”, de no intervenir de ninguna manera en los mercados. Implican confiar en la capacidad de revelación de preferencias de los agentes económicos, así como en su capacidad de cooperación y de negociación atendiendo a sus intereses particulares. Además, implican confiar en el diseño y funcionamiento de las instituciones de mercado.

²¹“Coase afirmaba que el problema no era ya el de perjudicar al otro, sino una situación con incompatible distribución de los recursos, vista desde una perspectiva social.” (Ancos Franco, 2006). En tanto, para Pigou las externalidades tenían un carácter unidireccional. Esta visión unilateral de las externalidades creó una tradición jurídica en la cual generalmente el productor era declarado responsable de los daños que pudiera causar su contaminación a las personas. Para Coase, si el productor y las personas pudieran negociar sin incurrir en coste alguno, se obtendría el resultado más eficiente, independientemente de que el productor fuese jurídicamente responsable.

2.4. La gestión tradicional: parcial y fragmentada

El concepto de gestión hace referencia a la acción y al efecto de gestionar o de administrar. Gestionar es realizar diligencias conducentes al logro de un negocio o de un deseo cualquiera. Administrar, por otra parte, consiste en gobernar, dirigir, ordenar, disponer u organizar.

Uno de los determinantes de la gestión tradicional son las diferentes interpretaciones de la SAE que inciden en la formulación de objetivos diversos para su consecución y, por ende, la planeación, coordinación y organización de una amplia gama de actividades, procesos, mecanismos y estrategias para lograr tales objetivos.

Alrededor del mundo, dos enfoques principales en la concepción y gestión tradicional de la SAE en mercados liberalizados, han surgido: el de los Estados Unidos de América (USA) y el de la Unión Europea (EU).

- El Consejo de Fiabilidad Eléctrica Norteamericano (North American Electric Reliability Council, NERC) (NERC, 2002), define fiabilidad como “el grado al cual el funcionamiento de los elementos del sistema –el eléctrico– resultan en energía que es despachada a los consumidores dentro de los estándares aceptados y en la cantidad deseada”. Esta definición de NERC sobre fiabilidad, abarca dos conceptos: seguridad y suficiencia.

La seguridad (security) es definida para el corto plazo e implica que el sistema seguirá intacto incluso después de interrupciones o la ocurrencia de fallos del equipo. La suficiencia (adequacy) es definida para el medio-largo plazo, como la “capacidad del sistema para cubrir la potencia eléctrica agregada y los requerimientos de energía de todos los consumidores todo el tiempo”; de acuerdo a NERC, esto concierne a la planificación e inversiones. La “suficiencia” implica que hay suficientes recursos de generación y de transporte disponibles para cubrir las necesidades proyectadas más las reservas para las contingencias.

Al enfoque de USA subyace la principal orientación de la política energética particular que tuvo vigencia durante muchas décadas y hasta dos años atrás; esto es, asegurar el abastecimiento eléctrico mediante la expansión de la capacidad instalada de generación de electricidad exclusivamente, sin importar los niveles de la demanda global ni los aspectos de eficiencia energética.

- La Unión Europea (European Union, EU), en el denominado “Libro Verde: Hacia una estrategia europea de seguridad del suministro energético”²² trata explícitamente el concepto de seguridad del suministro eléctrico, en dos dimensiones: la física, y, la estratégica y comercial. La dimensión física, establecida para el corto plazo, tiene como fin “mantener una infraestructura segura y eficaz”. La dimensión estratégica y comercial, del medio-largo plazo, busca disponer (prever) de la infraestructura necesaria para garantizar la existencia de condiciones de mercado adecuadas —y de incentivos en su caso— para asegurar la inversión en la construcción de nueva capacidad de producción de electricidad e infraestructura de transporte, que satisfagan la creciente demanda y cubran contra riesgos de contingencias. Sin embargo, es explícito y reiterativo que las prioridades esbozadas en el Libro Verde “...se concentran esencialmente en acciones precisas y coherentes entre sí para limitar la demanda.” (CE, 2000). En el Anexo 2-1 se presentan las medidas específicas previstas en la EU para alcanzar la seguridad del abastecimiento eléctrico en el largo plazo.

En el enfoque de la EU, la Comisión Europea reconoce una limitación relacionada con el análisis y decisiones económicas. En el documento técnico que antecedió al Libro Verde sobre seguridad del suministro energético se plantea que hasta su edición, el análisis económico de las externalidades positivas y negativas (costes externos y beneficios a la sociedad) de las actividades económicas de la industria eléctrica no se reflejaban en los precios de mercado. También se plantea que, aunque no existe una definición universalmente aceptada sobre las externalidades y

²² Adoptado por la Comisión Europea el 29 de noviembre de 2000 [COM(2000) 769 final] (CE, 2000)

lo que deben incluir, es evidente que, si los costes externos poco a poco se incorporan en los precios de la energía, habrá un impacto directo en el atractivo económico de las diferentes fuentes de energía. Concluye este documento que la adaptación de un marco político y económico a fin de que los precios de la energía incluyan las externalidades podría cambiar los equilibrios a favor de los sectores de la energía, transformar la base sobre la cual se toman las decisiones y, finalmente, crear una estructura más eficiente de los precios de la energía. (EC, 1999, pp. 17–19)

Hasta ahora solo se ha hecho referencia a los planteamientos específicos de la gestión de la SAE en mercados competitivos; donde se va haciendo evidente que las medidas y soluciones adoptadas son fragmentadas puesto que su enfoque es lineal y fundamentalmente desde la perspectiva de la oferta en los mercados (estas situaciones se corroborarán en la siguiente sección, con los aspectos fácticos de algunos mercados reales alrededor del mundo).

Sin embargo, también subyace a la gestión tradicional de la SAE, tal como se viene planteando, el tipo de organización social (empresa) que se estructura para llevar a cabo tal gestión y hace parte de los entes regulados de la industria eléctrica. Es el caso de la llamada *organización funcional*.

La organización funcional es una estructura o forma tradicional que asumen las organizaciones dispuestas para la administración de una actividad o negocio. La organización funcional se caracteriza por la existencia de unidades, áreas o departamentos (comercial, de producción, de operaciones, técnico, de compras, de administración, de personal, entre otros), en los que se distribuyen las actividades principales de la empresa.

El enfoque funcional parte del principio de la división del trabajo de Adam Smith (1776), en el cual la eficiencia y productividad de la organización se logra *especializando grupos* de individuos en unidades, normalmente por el alcance de las actividades y las competencias requeridas para realizarlas, y a su vez *fragmentando el trabajo* dentro de estas unidades en actividades y tareas buscando maximizar el uso de recursos.

La organización funcional requirió la existencia de una *estructura jerárquica* en la cual se definieron roles y cargos con la autoridad para la planeación, coordinación de las actividades y la toma de decisiones y otros puramente operativos para la ejecución. El número de unidades funcionales y niveles jerárquicos es variable y relativo a los productos, la tecnología y la cultura organizacional.

El modelo funcional se reforzó y logró un mayor desarrollo con la administración científica de Frederick Taylor (1911). *Taylor trajo la estandarización y refinó la división del trabajo* para aumentar la eficiencia y productividad. Posteriormente con el modelo burocrático de Max Weber se formalizaron las relaciones en la organización mediante niveles jerárquicos, normas y procedimientos, y la definición de las áreas y departamentos, buscando que la organización funcionara como una máquina.

Aportes posteriores de distintas escuelas de la administración hicieron ajustes importantes, como la administración clásica de Henry Fayol y la teoría de las relaciones humanas de Elton Mayo, que buscaban mejorar la forma de estructurar y administrar las actividades de la organización.

De forma muy general, la organización que ha caracterizado la industria eléctrica – prestadora de los servicios de energía eléctrica y tratamiento como bien público de la SAE–, antes y después de la liberalización de los mercados, presenta las siguientes características propias de la organización funcional:

- Existencia de áreas o departamentos especializados en diferentes actividades de la organización. Por ejemplo: departamento de operaciones, departamento de mantenimiento (subdividido a su vez en mecánico y, eléctrico y electrónico).
- Niveles jerárquicos superiores donde se distribuyen de arriba hacia abajo la capacidad de toma de decisiones, la planeación y el control.

- Niveles inferiores en la jerarquía, operativos y con trabajos repetitivos para incrementar la eficiencia y productividad, con limitada capacidad de decisión.
- Relaciones formales con estandarización de actividades mediante normas, reglas y procedimientos.

Sin embargo, a pesar de que el modelo funcional ha sido la forma tradicional como han operado por muchos años las organizaciones en el mundo y de forma exitosa, este modelo también ha dado lugar a comportamientos y situaciones que pueden considerarse inadecuados para entornos dinámicos, altamente competitivos, como lo son los mercados eléctricos liberalizados. Algunos de los principales problemas de la organización funcional que han sido determinantes en la gestión parcial y fragmentada de la provisión del servicio de abastecimiento de electricidad, son:

- Predominio de los objetivos de un área o departamento por encima de los de la organización: generalmente los del área de producción que usualmente dejan las mayores rentas.
- Escasa comunicación entre áreas o departamentos que dificulta la coordinación: las áreas operativas con las de apoyo como compras y mercadeo, por ejemplo.
- Competencia malsana entre áreas o departamentos por los recursos.
- Enfoque a cumplir o complacer a la jerarquía (jefes o directivos), por encima de los intereses de la organización o sus clientes.
- Niveles operativos poco calificados y sin motivación debido a la limitada capacidad de planear y participar en las decisiones.
- Mayor importancia al cumplimiento de la tarea que al logro del resultado.

A la prestación del servicio de energía eléctrica y a la gestión tradicional de la SAE como externalidad positiva y bien público, subyace la clásica organización funcional que le imprime su sello característico de estatismo, fragmentación y jerarquía. Y, poco o nada se ha reflexionado sobre la más adecuada estructura de la organización empresarial de acuerdo al tipo de bien, de la industria y del sector económico correspondiente. En este sentido se infiere que la gestión tradicional o tratamiento convencional hasta ahora realizado de la SAE es de corte empírico.

2.5. Experiencias internacionales

Un problema: a pesar de que la SAE es una necesidad y, por tanto, es demandada por los usuarios; la gestión tradicional basada en su naturaleza de externalidad positiva y clasificación como bien público, ha propiciado la creencia que no tiene valor asignado (por tanto, no existen ni precios ni costes de la SAE) ni forma de estimarlo de manera generalizable; ni que tampoco existen mercados o instituciones donde se pueda intercambiar de manera regular como se hace con otros bienes y servicios (incluidos otros productos energéticos). Pero, *es la ausencia de tales mercados o instituciones, y no el bien en sí mismo, lo que en realidad origina los problemas de provisión y de coordinación entre los agentes, que lleva, en última instancia, a una divergencia entre el coste social y el coste privado, con la consiguiente pérdida de eficiencia del mercado.* Por su parte, la percepción de dicha divergencia de costes ha dado lugar a múltiples interpretaciones y soluciones a la SAE.

Históricamente las consideraciones y evaluación de la SAE han estado basadas casi exclusivamente en el juicio de expertos, haciendo poco manejable la evaluación sistemática de las interacciones de la política energética (generalmente definida por los gobiernos) con las decisiones y acciones bajo diversos escenarios y en diferentes mercados; ello obedece también a la falta de investigaciones, trabajos y estudios científicos que, partiendo de la experiencia práctica o desde la

misma teoría, traten todos los aspectos relacionados con la SAE para proponer de manera dinámica nuevos conceptos y teorías que representen de mejor manera las realidades estudiadas.

La gestión tradicional de la SAE también ha determinado que la experiencia internacional en algunos de los mercados competitivos más representativos alrededor del mundo gire básicamente en torno a medidas concretas e indirectas (dado que hasta el momento no se ha definido como bien económico) adoptadas con el objetivo específico de asegurar de “alguna manera” el abastecimiento eléctrico en el medio y largo plazo.

2.5.1. La seguridad del abastecimiento en otros mercados energéticos competitivos

Desde el final de la década del setenta, la mayoría de los países de la OCDE²³ han dado pasos para liberalizar sus mercados energéticos ofreciendo un mayor rol a las fuerzas de mercado en la asignación de recursos. Aunque esto haya sido llevado a cabo dependiendo del país y del sector implicado, la base política y económica para la liberalización ha sido la misma: aumentar la eficiencia económica mediante la introducción de mayor competencia.

Según la IEA (IEA, 2002) la seguridad energética es un concepto amplio que ha ido evolucionando. En las décadas del 70 y del 80, el término significó reducir el nivel de las importaciones de petróleo y manejar los riesgos asociados con esas importaciones. Hoy, el término incluye otros tipos de energía, riesgos de accidentes, terrorismo, baja inversión en infraestructura, deficiencias en los diseños de mercado. En general, todo lo que revista potencial riesgo de corte del suministro adecuado de energía, a precios económicos.

La seguridad energética no tiene fronteras, va por todos los caminos al consumidor final. Los componentes externo (geopolítico), interno (operaciones e inversión) y temporal (corto y largo plazo) de la seguridad energética orientan la necesidad de un enfoque multidimensional de la política para protegerse de las interrupciones de los sistemas de energía.

En el corto plazo, las medidas de emergencia, tales como el uso coordinado de las reservas de energía, los apagones temporales y el desvío de los flujos de suministro pueden ayudar a minimizar los impactos de las interrupciones asignando los suministros escasos donde ellos son más necesitados. En el medio y largo plazo, las políticas para aumentar la eficiencia energética, diversificar combustibles y fuentes, y asegurar márgenes de reserva adecuados pueden limitar la exposición general a las interrupciones y aumentar la flexibilidad. (IEA, 2002)

De otra forma, la inseguridad energética proviene del impacto sobre el bienestar ya sea por la indisponibilidad física de energía, o por los precios que no son competitivos o son excesivamente volátiles. En la práctica, sin embargo, tales impactos son difíciles de medir.

En (OECD & IEA, 2007) se plantea que hay varias clases de acciones del gobierno que direccionan la seguridad energética. Estas acciones pueden ser diferenciadas así:

- 1) Las acciones del gobierno para mitigar los riesgos a corto plazo de la indisponibilidad física en el caso de una interrupción del suministro. Estas incluyen el establecimiento de reservas estratégicas y el de planes de contingencia para cortar el consumo en orden a mitigar la magnitud de la indisponibilidad física.
- 2) Las acciones del gobierno para mejorar la seguridad energética en el largo plazo. En este caso, las políticas tienden a centrarse en enfrentar las causas primordiales de la inseguridad energética, que pueden ser separadas en cuatro grandes grupos:
 - a. Las interrupciones del sistema de energía relacionadas con condiciones climáticas extremas o accidentes.

²³ Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OECD: Organization for Economic Co-operation and Development).

- b. Balance a corto plazo de la demanda y suministro en mercados eléctricos. Generalmente los responsables son los TSO, operadores independientes del sistema de transmisión.
- c. Fracasos regulatorios.
- d. La concentración de los recursos de combustibles fósiles (fossil fuel).

De otra parte, la IEA hace esfuerzos al intentar medir la seguridad energética. En vez de tratar de determinar en términos cuantitativos la pérdida de bienestar que resulta de la inseguridad energética, define indicadores que se centran en la medición de sus causas.

No obstante, cualquier análisis basado en el uso de indicadores descansa necesariamente en varias simplificaciones; los indicadores de la seguridad energética propuestos por la IEA proporcionan un armazón que permite la evaluación sistemática y cuantitativa de la seguridad energética y la mitigación del cambio climático. Estos indicadores están orientados fundamentalmente para los mercados del petróleo, del carbón y del gas. La estructura cuantitativa permite determinar con precisión cómo cambia el indicador y por qué. Los cambios en los niveles de los indicadores pueden complementar los juicios de los expertos en escenarios complejos de interacciones entre la política y sus efectos, dentro y fuera de las fronteras de un país. (OECD & IEA, 2007)

Los indicadores de seguridad energética desarrollados por la IEA deben ser vistos como base para futuras elaboraciones y su mejoramiento. Estos indicadores orientan independientemente los dos componentes de la seguridad energética: el precio y la disponibilidad física de la energía.

Una medida del componente del precio de la seguridad energética es útil en mercados donde a los precios se les permite ajustarse en respuesta a los cambios en la demanda y el suministro. En tales casos el riesgo de la indisponibilidad física se reduce a eventos extremos. La preocupación predominante de la seguridad energética está relacionada a que los precios no se ajusten competitivamente o que estos sean excesivamente volátiles. Los mercados internacionales del petróleo y el carbón pueden ser incluidos en esta categoría.

El indicador de la seguridad energética para el componente del precio (ESI_{price} : Energy Security Index) está basado en una medida de la concentración del mercado ($ESMC$: Energy Security Market Concentration), en cada mercado internacional de hidrocarburos.

Una medida del componente de indisponibilidad física de la seguridad energética es útil en mercados donde los precios están regulados o son fijados o indexados a otros bienes. En tales casos el precio no puede contribuir al balance oferta y demanda – un exceso de la demanda para el gas, cuando tal gas está indexado al precio del petróleo, no tendrá como resultado un ajuste del precio, y por lo tanto no provoca la respuesta apropiada del suministro. La principal preocupación, en tales casos, es la indisponibilidad física que determina que el mercado carece de un mecanismo de ajuste crucial. Los mercados de gas en la mayoría de países europeos y en varios países asiáticos donde el gas está indexado al petróleo caen en esta categoría.

Encontramos que el indicador de la seguridad energética que se centra en la indisponibilidad física (llamado ESI_{volume}) es en su mayor parte útil para el comercio de gas transportado a través de pipas. El ESI_{volume} mide la fracción de importaciones de gas basado en pipas de un país con respecto a la demanda de energía total encontrada por indexación al petróleo.

Cuando el gas está indexado al petróleo, además del riesgo de ocurrencia de la indisponibilidad física, el consumo de gas también es expuesto al riesgo del precio del mercado del petróleo. El gas, por lo tanto, relaciona los componentes del precio y la disponibilidad física de la seguridad energética.

Además, de los dos indicadores de la seguridad energética aplicados a los mercados de petróleo, carbón y gas como se explicó anteriormente, la IEA creó para el caso particular de la seguridad del abastecimiento del petróleo, los Mecanismos de Respuesta a Emergencias. *Estos mecanismos fueron desarrollados bajo la necesidad de “políticas sólidas y multifacéticas de seguridad energética” que apuntaran a la protección contra fallos en el sistema energético, que no pudiesen ser manejados por mecanismos de mercado.* Tales fallos podrían producir un daño inaceptable a la economía del país correspondiente, el medio ambiente y las condiciones sociales; según las diversas interrupciones de la oferta en el corto plazo y de altísimos precios experimentados por varios años.

Los mecanismos de la IEA de respuesta de emergencia se establecieron en el marco del Acuerdo de 1974 sobre un Programa Internacional de la Energía (por su sigla en inglés IEP: International Energy Program). El Acuerdo *incluye el compromiso de los países miembros para mantener unas reservas de petróleo equivalentes a 90 días de las importaciones netas en el año anterior.* Las medidas del IEP se aplican únicamente cuando las interrupciones son superiores al 7% de la capacidad de la IEA o del suministro de cada país. (IEA, 2002)

La IEA también tiene un conjunto complementario de medidas conocidas como *medidas coordinadas de respuesta de emergencia.* Estas medidas proporcionan un sistema rápido y flexible de respuesta a interrupciones en el suministro real o inminente de petróleo, de cualquier tamaño. Para asegurar el potencial de los países de la IEA para la respuesta rápida y eficaz a las emergencias del abastecimiento de petróleo en las condiciones cambiantes del mercado del petróleo, un Grupo Permanente de Asuntos de Emergencia realiza un ciclo regular de comentarios y novedades de la respuesta de emergencia de los países miembros de la IEA.

De lo anterior se resaltan las políticas, mecanismos y medidas concretas para la seguridad energética en los mercados competitivos del petróleo, el carbón y el gas. Por principio estas medidas implican la mínima intervención a los mercados y cuando se espera este no puede responder adecuadamente como es en el corto plazo, se prevén las medidas de respuesta de emergencia. Sin embargo, también se llama la atención en el hecho de que en la literatura disponible al respecto de la seguridad energética en estos mercados de combustibles fósiles tampoco existe conceptualización ni una mínima base de la teoría económica para fundamentar tales políticas, mecanismos y medidas. Inclusive, se dice que han dado los resultados esperados pero no se muestra su evaluación sistemática.

2.5.2. Enfoque clásico para la revisión de la experiencia internacional en SAE

El enfoque clásico para la revisión de la experiencia internacional en torno a la SAE se presenta en dos formas. La *primera* forma tiene que ver con la revisión de la literatura disponible sobre cómo se han interpretado los problemas de la SAE y en consecuencia sus soluciones, la cual se resume y agrupa bajo tres criterios; en la *segunda* forma se recogen dos clasificaciones de las medidas y mecanismos más utilizados para resolver problemas relacionados con la SAE en el largo plazo. Se resalta que en la literatura revisada ninguno de los trabajos presenta una visión general ni de los problemas de la SAE ni de sus soluciones, tampoco se atiende el marco conceptual ni hay evidencia del interés de unificar o tipificar tales visiones.

Los promotores de las reformas de la industria eléctrica hacia la liberalización de los mercados, poco se preocuparon de la cuestión de asegurar el abastecimiento y de incentivar las inversiones (Jaffe & Felder, 1996); también lo lamentaba uno de los diseñadores de la primera reforma británica (Shuttleworth, 2002).

La confianza en los procesos y resultados de la liberalización de los mercados se puede explicar, de una parte, por el “optimismo” teórico fundamentado en la capacidad de cualquier mercado a orientar de manera óptima el comportamiento de los agentes en competencia hacia la inversión, así como las decisiones de entrada en situaciones de incertidumbre. De otra parte, por

la extrapolación del cúmulo de información, conocimientos y “confianza” que la sociedad ha acumulado sobre la dinámica y desarrollos alcanzados por otros mercados competitivos, tales como el de las telecomunicaciones, el gas natural, el transporte ferroviario y el transporte aéreo, la banca y el corretaje accionario (Jaffe & Felder, 1996).

En tanto los precios reflejen las condiciones de la oferta y la demanda de corto plazo sin distorsión y las inversiones se basen en consideraciones de rentabilidad, las señales del mercado spot bastarían para incentivar y orientar las inversiones (Crew & Kleindorfer, 1986). Las fuerzas del mercado determinarían implícitamente el nivel de seguridad del abastecimiento buscada tanto a corto como a largo plazo. Este valor orientaría el desarrollo de la oferta, tanto de base como de pico, con referencia a un valor implícito de fallo.

Bajo tales condiciones, las señales del mercado serían eficaces para orientar la decisión de los inversionistas hacia el tipo de tecnología óptima según el periodo de venta anual escogido: tecnología de capital intensivo pero bajo coste de operación para la base o semi-pico y tecnología de bajo coste de inversión pero de alto coste de operación para los picos (Hunt, 2002).

El mercado competitivo garantizaría la eficiencia colectiva de las elecciones de inversión de los competidores con base en el valor actualizado neto de las tecnologías por instalarse. En este contexto, las entradas de productores, no integrados verticalmente y sin compromisos a largo plazo con proveedores, constituirían una vía natural de desarrollo de capacidad, en cuanto se estableciera la confianza en la calidad de la competencia en el mercado mayorista y en la liquidez del mercado –ya sea mediante contratos bilaterales o la transacción de productos derivados (Newbery, 2002; Newbery & McDaniel, 2002; Newbery, 1998). La liquidez de los mercados contribuiría a mejorar la asignación de los factores sin riesgo de exceso de entradas.

En esta perspectiva, el mercado eléctrico correspondería a un mercado clásico de bienes y servicios con ciclos de precio acompañados de la construcción de nueva capacidad. Los precios de los mercados experimentarían volatilidad diaria, semanal y estacional, reflejando la tensión que existe entre la oferta y la demanda. También seguirían el movimiento cíclico clásico debido a la rigidez de la oferta y de la demanda sobre largos periodos (duración de la construcción, vida útil de los equipos, tiempo de adaptación de la demanda). Este ciclo se puede traducir en una amplificación de la volatilidad horaria y estacional durante una fase de tensión sobre las capacidades. Para que no se distorsione la adaptación de la oferta y de la demanda, es necesario dejar libre los movimientos de precios, cualesquiera que sean su amplitud y su volatilidad (Ford, 1999).

Sin embargo, la amplitud y volatilidad de los precios del mercado implican altos riesgos que se tornan no asumibles por ningún agente ni por el ente regulador. En consecuencia, las recomendaciones de los expertos giraron en torno a intervenir los mercados eléctricos a fin de controlar los precios, incentivar inversiones, asegurar retornos, prevenir la iliquidez de los mercados, entre otros, mediante medidas para estabilizar los ingresos de los generadores.

Mostrados en contexto los principales problemas relacionados con la SAE, a continuación se presenta la primera forma del enfoque clásico empírico para la revisión de la experiencia internacional respecto a los problemas de la SAE. Esta se logró condensar bajo tres criterios, donde en cada uno de ellos se establecen diversas alternativas de solución. Aunque bajo cada criterio los puntos de partida son diferentes, sus planteamientos y resultados son similares y complementarios. Estos son:

- “Confiar” – “No Confiar” en el funcionamiento de los mercados y sus resultados esperados. Quienes confían en que los mercados pueden “trabajar bien” y se les “permite hacerlo” consideran que no existe problema alguno con la SAE; por tanto, abogan por no hacer nada.

Quienes no confían o tienen aversión a asumir el riesgo político de las contingencias económico-tecnológicas en el sistema, por deficiencias en el abastecimiento de electricidad (Besser, Farr, & Tierney, 2002; S. Stoff, 2003), “prefieren” mantener algún grado de

intervención para asegurarlo. Al efecto promueven mecanismos administrativos o de mercado (S. Oren, Smith, & Wilson, 1985; S.S. Oren, 2003; Shmuel S. Oren, 2002; Rivier, Vásquez, Enamorado, & Pérez-Arriaga, 2000; Vazquez, Rivier, & Perez-Arriaga, 2002) que *intentan proteger a los consumidores de altos precios, de la volatilidad de estos y de los apagones; y, a los productores, de altos riesgos y pérdidas en su negocio*. Para estos últimos, a su vez, promueven incentivos regulados para fomentar las inversiones en la capacidad de generación de electricidad (como pilar de la seguridad del abastecimiento al medio-largo plazo).

- “Bien privado” – “Bien público”. Como se ha expuesto en apartados anteriores, la economía tradicional, plantea que ciertos bienes y servicios no se producirían de una manera eficiente y a veces no existirían en un sistema económico que se basara exclusivamente en la empresa privada. Como ejemplos clásicos incluyen: la policía, la defensa en general, la iluminación de las calles, semáforos, parques, etc. El argumento es lo difícil de imponer un precio a los consumidores por el uso de estos bienes o servicios (los beneficios privados para el productor por prestar dichos servicios normalmente serían demasiado bajos para incentivar su producción, por mucho que los beneficios sociales de proveerlos pudieran más que justificar los costos.)

Quienes creen que la SAE es un “bien privado” defienden que su intercambio debe someterse a la ley de la libre competencia. Quienes creen que es un bien público (Brennan, 2003; Jaffe & Felder, 1996; Ruff, 1999), se basan principalmente en la idea de que este bien no está limitado a quienes realmente han pagado por él; aduciendo que esta característica especial es la que determina que un mercado no lo produzca, o por lo menos, no en la cantidad o con la calidad suficientes; por lo cual, justifican la acción compensadora del Estado²⁴, mediante la intervención del mercado.

- “Un” – “Varios” mercado(s), de acuerdo a la identificación de los bienes económicos que se quieran intercambiar y a los objetivos de eficiencia social y económica que se quieran alcanzar.

El reconocimiento de los diferentes bienes a intercambiar plantea la necesidad de separar los mercados para su intercambio, dado que cada bien tiene características y condiciones diferentes (Eric Hirst & Kirby, 1999; S.S. Oren, 2001, 2002; Shmuel Oren, 1999; Shmuel S. Oren, 2003). Por ello, varios países han hallado justificación en diseñar mercados separados para la energía eléctrica, la capacidad (potencia eléctrica), los servicios auxiliares y complementarios, las reservas, entre otros; y, para otros bienes como los intangibles (derivados de la energía). En este sentido, (EURELECTRIC, 2004) plantea que hay, en general, dos grandes categorías de productos en los mercados eléctricos: los productos físicos –intercambiados mediante despacho físico real entre las partes–; y, los productos financieros – que no necesariamente implican despachos físicos de electricidad–. Ver Anexo 2-2.

El conjunto de mercados ajustados a las características de los productos, en el sector energético, conllevan mayor complejidad al sistema de intercambios; sin embargo, se constituyen en una gran fuente de oportunidades de negocio y da mayor posibilidad de reconocer y satisfacer las necesidades de los diversos grupos de consumidores.

En esta corriente, la SAE como producto o el conjunto de estos que la constituyen podrían ser suministrados, como bien o bienes no homogéneos, de manera individual, en dependencia de la revelación de los gustos y preferencias de los usuarios finales en los mercados.

Ahora, como se anunció, la segunda forma del enfoque clásico para la revisión de la experiencia internacional se recoge en dos clasificaciones de las medidas y mecanismos más utilizados para resolver algunos de los problemas relacionados con la SAE en el largo plazo. Es de anotar que ambas clasificaciones son genéricas y no perfilan ni caracterizan de ninguna manera la SAE. Estas son:

²⁴ Aunado al criterio, prácticamente universal, de que el suministro eléctrico es un servicio público que debe ser garantizado por los Estados; de manera similar que el agua, y los servicios de educación, sanidad y comunicaciones.

- 1) En el informe final del “Estudio de cargo por capacidad en Colombia” (Rivier et al., 2000, pp. 7–11) los autores parten de que “... en mercados reales de electricidad, conceptualmente está plenamente justificada una intervención regulatoria de las autoridades para garantizar un nivel de fiabilidad que consideren adecuado (frente a la alternativa de que la demanda aprenda a base de sufrir problemas de racionamiento o de precio), así lo demuestran las distintas experiencias que se han ido produciendo en esta década.”; y, presentan las experiencias internacionales acerca de la retribución de potencia en aquellos países que han introducido mecanismos de competencia en generación, identificando dos tipos de enfoques con sus variantes (desde la opción más liberal hasta la opción más intervencionista), así:
- Alternativas no reguladas:
 - Abstenerse de cualquier intervención (e.g., California, Australia, Nueva Zelanda).
 - Organizar mercados de largo plazo libremente utilizados por los agentes: mercados de futuros y de opciones (Noruega).
 - Alternativas reguladas (de menos a más regulación):
 - Mercados de largo plazo de uso obligatorio ya sean organizados o no. Mercados de futuros, opciones, de disponibilidad (PJM, New York Power Pool, propuesta para Argentina).
 - Cargos por Capacidad, remuneración de la potencia vía remuneración de energía (Inglaterra y Gales) o remuneración explícita de la potencia (Argentina, Chile, Colombia, España).
 - El operador del sistema compra activos en tecnología punta (propuesto en Finlandia, Suecia, Australia).

El resultado de este estudio: “Analizadas, a la luz de los desarrollos teóricos existentes sobre el Cargo por Capacidad y de las experiencias internacionales existentes, las debilidades de la metodología aplicada actualmente en Colombia, se estudiaron diferentes diseños alternativos con los que atacar el problema de la confiabilidad.” De los diseños estudiados, el informe describe en detalle las dos propuestas que finalmente escogieron para tratar de superar los inconvenientes detectados en el modelo actual y que se han considerado las más adecuadas a las características del caso colombiano: Alternativa A – Mercado de confiabilidad, Alternativa B – Conservar mecanismo actual con asignación administrativa por medio de un modelo.

- 2) En el artículo “A Market Approach to Long-Term Security of Supply” (Vazquez et al., 2002, pp. 349–350) los autores –parte del mismo grupo que desarrolló el estudio referenciado anteriormente para ACOGEN en Colombia– parten de que existen dificultades prácticas del lado de la oferta y de la demanda que producen problemas e impiden que se alcancen los resultados teóricos esperados en los mercados eléctricos reales respecto a las señales adecuadas para la inversión y la suficiencia de inversiones hasta el nivel socialmente óptimo; relacionan las dificultades prácticas y los problemas, y, plantean que existen tres tipos de enfoques regulatorios que han sido empleados o propuestos para hacer frente a tales problemas:
- a) dejar que actúen las fuerzas del mercado, es decir, esperar a que los consumidores aprendan y que el mercado a largo plazo funcione de manera eficiente,
 - b) establecer algún mecanismo de regulación para estimular nuevas inversiones y, en algunos casos, para la estabilización de los ingresos volátiles de los generadores,
 - c) imponer la obligación a los compradores de negociar en un mercado a largo plazo algún tipo de producto de capacidad, de manera que se asegure algún nivel de la suficiencia de la generación.

Con base en lo anterior los autores proponen utilizar un producto financiero que establecido en un contrato de fiabilidad realmente comprometa a los generadores a estar disponibles cuando el sistema los necesite en caso de escasez del suministro de electricidad. Concluyen que este mecanismo resulta en la estabilización del ingreso de los generadores (especialmente para unidades pico) y provee un claro incentivo para la inversión en nueva capacidad de generación.

Ambas clasificaciones tienen diferentes puntos de partida por lo que buscan fines diferentes y esperan resultados también diferentes pero bajo el mismo marco referencial de la revisión del cargo de capacidad en Colombia.

Por último, a fin de exponer el análisis crítico del estado del arte referente al tratamiento y soluciones a los problemas de la SAE en mercados liberalizados, bajo la aplicación de los dos tipos de soluciones deducidas en el apartado 2.3. de este capítulo, a saber las convencionales y las no convencionales, a continuación se sintetizan las principales características de los que se consideran los mercados eléctricos liberalizados más representativos en la actualidad. Ver Tabla 2.1., las principales fuentes de información utilizadas en la elaboración de esta tabla son (IEA & OECD, 2002, p. 83), portal de la Agencia Internacional de Energía y páginas del regulador y legislación de cada mercado. Estos mercados son los de Inglaterra y Gales (I&G), Noruega y Suecia (NordPool), España y los estados de California y Pennsylvania - New Jersey - Maryland (PJM) en USA. Se considera que cada mecanismo previsto para asegurar el abastecimiento eléctrico en un ambiente competitivo haya su razón de creación y sus resultados en las particularidades de cada mercado eléctrico, por lo cual su comprensión debe ser contextualizada y analizada bajo el conjunto de circunstancias específicas.

Mercado de Inglaterra y Gales (I&G)	
<i>Antecedentes</i>	El Reino Unido (UK) comprende 3 diferentes sistemas geográficos de generación, transporte y suministro de electricidad: Inglaterra y Gales, Scotland e Irlanda del Norte. De estos, nos centraremos en el de Inglaterra y Gales (I&G)
<i>Estructura de la industria</i>	<p>En Febrero de 1988, el Gobierno publicó el “Libro Blanco (White Paper)”, que fijó las principales ideas de la reestructuración y privatización de la industria eléctrica en I&G. en 1990, se vendieron las empresas distribuidoras y en 1991 las generadoras. El monopolio nacional de la Central Electricity Generating Board (CEGB) hasta entonces, se dividió en 4 compañías. En 1990 inició operaciones el mercado spot de electricidad de obligatoria participación, con limitada actividad de la demanda y precio de mercado que incluía un pago de capacidad a los generadores.</p> <p>El mercado minorista también fue abierto gradualmente a la competición. A partir de abril de 1990, los clientes con cargas pico de más de 1 MW (cerca del 45% del mercado no doméstico) podían elegir a su suministrador. Este umbral fue bajado en abril de 1994 y entre septiembre de 1998 y mayo de 1999, el resto del mercado eléctrico fue abierto a la competición.</p> <p>En marzo de 2001, se introdujo el NETA (New Electricity Trading Arrangements) que modificó radicalmente la organización del comercio en la industria eléctrica. La nueva estructura está basada en el intercambio bilateral entre generadores, suministradores, comercializadores y clientes.</p> <p>Al momento de la reestructuración, el mercado estaba altamente concentrado. Los principales productores de energía aumentaron de seis antes de la privatización a 11 en 1991, 20 en 1993 y 37 a finales del año 2003. El acceso de terceros a las redes de transporte es regulado. La distribución está des-integrada y hay reglas para limitar el “<i>auto-repartido (self-dealing)</i>” por las compañías de distribución. Ver Anexo 2-3.</p> <p>En cuanto a la estructura institucional, en I&G la regulación de la industria eléctrica se basa sobre todo en licencias de generación, del transporte y del suministro. La entrada de productores está sujeta a una autorización que considera criterios específicos energéticos tal como el combustible que debe ser utilizado. Al momento de la reforma, la ley eléctrica creó un nuevo agente: el director general del suministro de electricidad (Director General of Electricity Supply DGES), quien dirige la oficina de regulación de la electricidad. Esta oficina se combinó con el regulador de la industria del gas en 1999, para formar la oficina de los mercados de gas y electricidad (OFGEM-Office of Gas and Electricity Markets). Por tanto, son tres instituciones principales en el mercado de I&G, el Ministerio de Industria y Comercio (Department of Trade and Industry DTI), el regulador independiente, y la Comisión de Competición.</p>

	<p>OFGEM es la encargada de promover la competición en todas las actividades de las industrias de la electricidad y del gas, creando las condiciones para que las compañías compitan y para que los clientes puedan tomar una opción informada entre los suministradores. Es también responsable de regular los segmentos de la industria donde no hay competición eficaz fijando los controles de precios y los estándares para proteger a los clientes y para asegurar la fiabilidad. OFGEM trata principalmente la regulación económica, a través de las condiciones de las licencias y de las regulaciones sobre los precios, el acceso, la calidad del servicio y otras variables económicas.</p>
<i>Inversiones y procesos de desarrollo de la industria</i>	<p>En UK no existe la planificación formal del sistema de expansión. Las ofertas de nueva capacidad de generación se dejan a los inversionistas. La National Grid Company (NGC), dueña de las redes de transporte, las centrales de bombeo y operadora del sistema, hace la declaración anual de las necesidades para los siguientes siete años y presenta los pronósticos de desarrollos probables en la generación y los planes para la inversión futura en el transporte.</p> <p>Hasta 2001, la responsabilidad formal de la suficiencia de la generación recaía en las Regional Electricity Companies (RECs); para lo cual estas hacían las estimaciones necesarias de tal manera que compraban en el pool a un precio menor que el del valor de la pérdida de carga (Value of Lost Load VOLL).</p> <p>Los generadores de electricidad están sujetos a un régimen de permisos. Estos permisos precisan las obligaciones y los deberes del generador autorizado. La mayoría de licencias y permisos son estándar. Con la entrada del NETA en abril de 2001, los permisos toman la forma de referencias de un sistema de condiciones estándares determinadas por la Secretaría de Estado, más alguna condición especial particular para tales permisos (licencias).</p>
<i>Principales restricciones a la inversión</i>	<p>Desde los años 80, diversas restricciones regulatorias y políticas han sido impuestas al mercado eléctrico que pueden haber alterado las decisiones de inversión. Se incluyen los contratos de carbón, los techos temporales del precio, las llamadas obligaciones de combustible no fósil (Non Fossil Fuel Obligations o NFFOs), y, la moratoria temporal del gas (adoptada como consecuencia de la explosión de proyectos de construcción de nueva capacidad basada en este combustible, que originó el aumento especulativo de los precios del gas).</p> <p>Los techos del precio fueron acordados para el período 1994-1996 debido al ejercicio de poder de mercado de los generadores en 1993 que aumentó los precios mayoristas. El techo del precio fue fijado en aprox. 3,5 ¢€/kWh. Después de ser eliminada esta restricción los generadores continuaron cumpliendo con estos techos.</p> <p>Entre octubre de 1998 y hasta la introducción de NETA en marzo de 2001, el gobierno adoptó una política más estricta para las autorizaciones de nueva generación a gas, puesto que la seguridad energética estaba bajo amenaza por el cambio dramático en la mezcla tecnológica del parque de generación desde la reforma que puso en riesgo la contribución del carbón a la diversidad del suministro. El gobierno identificó que la principal causa de la distorsión eran los altos precios mayoristas que animaban la construcción de nueva capacidad de generación a gas a expensas de las plantas a carbón existentes. La nueva política fue significativa para sostener la generación a carbón mientras que el mercado de electricidad estaba siendo reformado. Las restricciones no se aplicaron a los proyectos de cogeneración (calor-electricidad), a las centrales que utilizaban leña, y ciertos proyectos (black start) a gas, en consideración a que estos soportaban objetivos ambientales o de seguridad del suministro.</p> <p>La NFFO fue reemplazada por la ley 2000 de las empresas de servicios públicos, la cual permitió imponer a los suministradores la obligación de generar una fracción de su capacidad mediante fuentes renovables. Esta obligación se impuso gradualmente a fin de alcanzar los objetivos del gobierno de tener el 5% de las necesidades de electricidad de UK satisfechas mediante energía renovable en el 2003 y el 10% antes de 2010. Ello será apoyado por un sistema de comercialización de ‘certificados verdes’.</p>
<i>Diseño del mercado</i>	<p>En sus inicios el mercado spot de electricidad fue un mecanismo comercial obligatorio para generadores y suministradores y operado por la NGC. Los precios de la energía</p>

	<p>eran determinados por el pool para cada período de media hora, en base a una subasta diaria del día anticipado (day-ahead). Los generadores remitían sus ofertas especificando la capacidad disponible para el día siguiente y el precio al cual ellos estaban dispuestos a vender la producción de cada unidad. Las ofertas eran fijas para el día; es decir, los mismos precios se aplicaban a todos los períodos de media hora.</p> <p>Con algunas excepciones limitadas, no había pujas del lado de la demanda. Los compradores de la electricidad pagaban el precio de venta del pool (Pool Selling Price PSP), definido como el precio de compra del pool más un sobrecoste (Uplift). El sobrecoste era el coste de varios de los servicios proporcionados por el operador del sistema: costes de las restricciones y pérdidas en el transporte. Los generadores programados recibían el precio de compra del pool (Pool Purchasing Price PPP), definido como el precio marginal del sistema (System Marginal Price SMP) -el precio de la oferta más alta necesaria para cubrir la demanda programada, donde los costes de arranque y de no carga eran promediados y agregados a los costes de la energía- más un pago administrativo de capacidad.</p> <p>El pool fue substituido por NETA en marzo de 2001, con los argumentos de la marginación de la generación mediante carbón y de que los precios de la electricidad eran demasiado altos como resultado directo de la forma en que el pool funcionaba.</p>
<p><i>Funcionamiento</i></p>	<p>Desde la reforma la demanda de electricidad en UK ha crecido lenta y regularmente a una tasa promedio del 2,0%. Las adiciones de capacidad, aunque han mostrado mayor variación, han sido grandes tanto antes como después de las reformas.</p> <p>La utilización de la capacidad²⁵ instalada de generación ha fluctuado en los últimos 20 años. Hasta 1989 declinaba. Después de la privatización (en 1990), la utilización de la capacidad superó el 50%, descendió nuevamente hacia 1998 y luego se ha mantenido alrededor de este valor.</p> <p>El margen de reserva²⁶ para cubrir la demanda pico fluctúa pero sigue siendo alto. A mediados de 1990 se estimaba en 20%, una década después se calculaban en el 25%. Las fluctuaciones del margen de reserva reflejan tanto los cambios en la demanda como las variaciones en la capacidad de producción y no parecen seguir ningún patrón definido. La misma clase de cambios en las fluctuaciones de las reservas fueron observados antes de la reforma de la industria eléctrica.</p> <p>Existe evidencia hasta la fecha de que los desarrolladores potenciales de nueva generación en I&G han podido asegurar los sitios y los permisos necesarios. Cualquier generador que cumpla con los requisitos técnicos para conectarse lo ha podido hacer, sujeto a la existencia de suficiente capacidad de transporte disponible (CC, 2001). Adicionalmente, asegurar el financiamiento de los proyectos no parece ser un problema.</p> <p>En UK, el crecimiento de la capacidad de generación ha sido principalmente mediante inversión en plantas de gas. El cambio en la mezcla tecnológica del parque de generación ha sido significativo, con el reemplazo progresivo de las plantas a carbón por las de gas y en menor grado el cambio de las de petróleo por las de gas.</p> <p>A mediados de los 80, la mezcla tecnológica del parque de generación en UK, fue dominada por el carbón y en menor grado por el petróleo y las nucleares; en la actualidad se ha diversificado, predominando las de gas, carbón y nuclear. UK tiene diversidad en las tecnologías de generación con carbón, gas y nuclear; todas ellas jugando roles significativos. Esta tendencia de la diversificación va en contravía a la continuidad del gas; no obstante, el gas sigue siendo aun la opción comercial para la nueva capacidad de generación.</p> <p>Los precios de la electricidad, en los sectores residencial e industrial, han fluctuado desde la privatización, pero todos los sectores de consumidores pagan menos por la electricidad en términos reales (sin impuestos) que lo que pagaban en 1990. Los precios mayoristas del mercado spot comenzaron en un nivel bajo, se elevaron constantemente</p>

²⁵ La utilización de la capacidad instalada de generación se define como el cociente entre la producción anual de electricidad y la capacidad nominal de generación multiplicada por el tiempo total (año), es usada como un indicador de *eficiencia*. El mayor uso de la capacidad implica mayor *eficiencia productiva*.

²⁶ El margen de reserva es utilizado como indicador de *eficacia*; indica si hay capacidad remanente después de cubrir la demanda pico total del sistema.

	entre 1993 y 1994 y después disminuyeron levemente. (CC, 2001)
<i>Evaluación</i>	<p>Después de 20 años de la liberalización del mercado eléctrico inglés, el flujo de inversiones es continuo en la industria del suministro eléctrico y los márgenes de reserva permanecen relativamente altos.</p> <p>La mezcla tecnológica ha cambiado considerablemente. El carbón ha sido sustituido gradualmente por el gas natural en consideración a que la economía que le subyace lo hace más competitivo. El resultado ha sido la diversidad creciente de los combustibles; aunque la inversión se ha concentrado en apenas uno de ellos, el gas natural. Esto sugiere que el impacto real de la competición en diversidad tecnológica depende del estado inicial de cada sistema.</p> <p>Los precios relativamente altos del mercado mayorista, comparados con el coste de entrada, parecen ser uno de los principales determinantes del funcionamiento satisfactorio de la inversión en el sistema. Encontrar que los precios son la clave determinante de las decisiones de inversión está conforme con las expectativas. El término cargo de capacidad en UK, fue agregado al precio para proporcionar señales al mercado, referentes a la inversión en nueva capacidad de generación. Pero la experiencia mostró que este factor, volátil y propenso a la manipulación, determinado administrativamente, se constituyó en una fuente de poder de mercado más que en un incentivo económico útil para la construcción de nueva generación.</p> <p>En el mercado inglés, no hay barreras significativas para la entrada en el sector de la generación, aparte de la política temporal del gobierno para conceder el permiso a las plantas de Combined-Cycle Gas Turbine (CCGT) – a causa de la moratoria supuesta del gas. El procedimiento de autorización para las nuevas centrales eléctricas en el Reino Unido es complejo, pero al parecer fiable. No desalentó la entrada en la generación.</p> <p>El riesgo regulatorio ha sido discutido en varias ocasiones. También hubo considerable incertidumbre a causa del cambio en la regulación y la introducción de NETA. Sin embargo, la experiencia británica pone en evidencia que el riesgo regulatorio es un impedimento a la inversión, como ocurre en otros sistemas, incluyendo el de California.</p> <p>En cuanto a la participación de la demanda, la mayoría de los clientes valoran la capacidad de poder consumir el gas y la electricidad continuamente, sin interrupciones. Algunos clientes, tales como grandes industrias y clientes comerciales pueden y hacen contratos para tener suministros que pueden ser interrumpidos, y en estas circunstancias pueden cambiar a combustibles alternativos para proporcionar suministros de energía de respaldo o cesar temporalmente o posponer su consumición cuando los precios consiguen ser suficientemente altos. Sin embargo, la participación de la demanda es limitada por lo cual se le considera parte de los programas y políticas de eficiencia energética y no como recursos de largo plazo que pueden contribuir a asegurar el abastecimiento eléctrico.</p>
NordPool: Noruega y Suecia	
<i>Antecedentes</i>	El mercado de electricidad Noruega fue abierto a la competición en 1991. Este mercado posteriormente fue extendido a Suecia en 1996. Luego entraron Finlandia y Dinamarca. La integración de los mercados de Noruega y Suecia es fuerte, la tasación armonizada y las políticas regulatorias comunes, por lo que se consideran un solo mercado.
<i>Estructura de la industria</i>	<p>La reforma del mercado de electricidad en Noruega condujo a su apertura completa a la competición tanto de la generación como de los mercados minoristas. A partir de tal reforma se permitió a los clientes de todos los tamaños elegir su suministrador, aunque el cambio podía estar condicionado a un cargo financiero. En 1998 fue introducido el uso de patrones del consumo medio para determinar los consumos individuales de los clientes pequeños.</p> <p>La Ley eléctrica de 1991 introdujo una distinción entre el mercado de generación, que fue liberalizado, y las funciones de transporte, que siguen siendo reguladas. La autoridad de la electricidad estatal fue separada en una compañía de producción - Statkraft - y un operador del sistema para la red de alta tensión - Statnett SF -.</p> <p>No hubo cambios importantes en la estructura de la propiedad, la cual permanece en</p>

	<p>gran parte en manos públicas. El gobierno es propietario del sistema de producción más grande de electricidad, Statkraft, y en total posee cerca de un tercio de la capacidad total de generación del país. Del resto de la capacidad de generación, gran parte también está en manos públicas, los municipios poseen por lo menos el 60%.</p> <p>Además, se le requirió a los diversos dueños de la red permitir el acceso de terceros a una tarifa regulada. A las compañías implicadas en la generación y en el transporte o distribución se les requirió desmontar sus actividades, pero solamente sobre la base de la contabilidad (“en libros”).</p> <p>Al inicio de la reforma se creó en Noruega un mercado voluntario para contratos físicos y financieros. Con la incorporación de Suecia en 1996, este intercambio de energía fue transformado en el NordPool. Aunque la participación en el mercado spot es opcional, el mercado proporciona un precio ampliamente usado como referencia. Para la mayoría de clientes, los pagos por electricidad se basan completamente en los precios del mercado spot. En el año 2000, más de un cuarto de la demanda total de electricidad en los países nórdicos fue vendida en el mercado físico del NordPool.</p> <p>La tendencia principal que ha caracterizado al NordPool es la integración estructural de compañías con adquisiciones, fusiones y acuerdos de cooperación dentro del mercado y más allá de este. (ver Anexo 2-3)</p> <p>La industria eléctrica noruega está caracterizada por una muy fragmentada estructura de suministro con numerosas compañías de generación pequeñas con más del 90% de hidroelectricidad. Un total de 160 compañías son contratadas para la producción de energía, de las cuales menos de una tercera parte hacen generación solamente, el resto también participan en la distribución y comercialización. La compañía Statkraft, propiedad del gobierno, posee cerca de la tercera parte de la generación hidroeléctrica. Es propietaria de 113 embalses de agua, con una capacidad máxima agregada de aproximadamente 33,7 TWh, es decir, casi el 40% de la capacidad total de almacenamiento de agua de Noruega.</p> <p>En Suecia son seis los productores importantes de energía integrados verticalmente con actividades de distribución y comercialización, alrededor de 224 compañías de distribución, que poseen algunos activos de generación de energía eléctrica y 215 compañías de comercialización. En Suecia se ha concentrado altamente la generación de electricidad, como resultado de fusiones y adquisiciones durante los siguientes 20 años a la reforma, y que aún continúan. En 2005, los dos generadores más grandes produjeron cerca de dos terceras partes de la energía total.</p> <p>En cuanto a la estructura institucional, ambos países comparten un enfoque común basado en: (i) delegar la mayoría de las tareas regulatorias a una agencia ministerial jerárquicamente responsable después del gobierno pero dotada con un cierto grado de independencia; y, (ii) un estilo regulador relativamente tenue en el cual solo algunas decisiones claves son revisadas por las autoridades reguladoras.</p> <p>En Noruega, son tres los agentes principales en la regulación de la electricidad: el Ministerio de Petróleo y Energía, la Dirección de energía y recursos hídricos (NVE), y la Autoridad de la Competición (NCA). El Ministerio es también responsable de fijar la política energética.</p> <p>NVE prepara el plan maestro para los recursos hídricos, coordina la planificación regional y nacional de las redes, y determina y autoriza los planes para plantas de producción de electricidad y calefacción urbana. NVE y NCA tienen capacidad traslapada para aplicar y hacer cumplir las reglas de la competencia.</p> <p>La integración de los diversos mercados nacionales de electricidad en el NordPool ha requerido cooperación internacional entre autoridades reguladoras en temas tales como la aprobación de reglas para la organización de los mercados, las tarifas del transporte de electricidad y los intercambios de información. Los operadores de los sistemas cooperan con Nordel, coordinador de la cooperación técnica entre operadores.</p>
<p><i>Inversiones y procesos de desarrollo de la</i></p>	<p>En Noruega, la entrada al mercado de los agentes productores es regida por un procedimiento de autorización, que es particularmente estricto en lo que se refiere al uso de los recursos hidroeléctricos. NVE es la encargada de conceder las licencias para la</p>

<p><i>industria</i></p>	<p>construcción de instalaciones eléctricas. Las autoridades se aseguran de que los recursos hidroeléctricos sean utilizados con tanta eficacia como sea posible, a la vez que intentan reducir al mínimo las consecuencias para el medio ambiente.</p> <p>Varias restricciones regulatorias se aplican a la inversión, muchas diseñadas para proteger el ambiente. La posible expansión de la generación de energía basada en gas ha sido tema de discusión y de incertidumbre por varios años. Una moratoria al desarrollo hidroeléctrico a gran escala fue impuesta en enero de 2001.</p> <p>Noruega ha proporcionado subsidios para la energía eólica mediante concesiones para la inversión y la operación; estos se conceden a las instalaciones eólicas con capacidad instalada total sobre 1500 kW y rango unitario de 500 kW o más. Las concesiones representan el 25% de los costes. A partir de 1999, Noruega decidió reorganizar el esquema nacional de eficiencia energética. Para ello creó a ENOVA, cuyo objetivo es aumentar la cantidad de electricidad generada de nuevas fuentes renovables, tales como la energía eólica y las pequeñas centrales hidroeléctricas.</p> <p>En Suecia, la entrada de generadores también se hace conforme a un procedimiento de autorización que no contiene ningún criterio específico de energía. Dos decisiones parlamentarias, adoptadas en 1991 y 1997, fijan las pautas para el desarrollo futuro de la política energética. En detalle, fijaron las pautas para la capacidad de producción eléctrica y establecieron subsidios y otras medidas de ayuda para promover el rendimiento energético y fomentar el desarrollo de fuentes renovables de energía.</p> <p>Suecia tiene una comisión política desde hace muchos años para retirar la energía nuclear. En el año 1980, el gobierno declaró que la energía nuclear debía ser eliminada a una tarifa compatible con los requerimientos de energía eléctrica para el mantenimiento del empleo y del bienestar nacional. La fecha recomendada para cerrar el último reactor no pasa del año 2010. Suecia ha puesto en ejecución un amplio programa de política energética con un financiamiento total de \$887 millones con el fin de reducir los costes del uso de energías renovables; de tal manera que estas se constituyan en alternativas económicamente viables a la energía nuclear y de los combustibles fósiles.</p>
<p><i>Principales restricciones a la inversión</i></p>	<p>Tanto en Noruega como en Suecia, la política energética impone severas restricciones a la construcción de nueva capacidad de producción eléctrica. La expansión de la capacidad instalada de hidroeléctricas, virtualmente la única fuente de electricidad en Noruega, se ha restringido debido a preocupaciones ambientales. La mayoría del potencial hidráulico del país se ha desarrollado y una parte sustancial del resto (cerca del 20%) se protege contra el desarrollo por razones ambientales. En Suecia, se prohíbe la explotación adicional de los ríos nacionales y otros recursos hídricos.</p> <p>La inversión en plantas a gas – aprovechando los recursos de gas natural existentes en Noruega – también ha sido restringida por las incertidumbres regulatorias y políticas en cuanto a los estándares ambientales futuros, que podrían alterar la rentabilidad de los proyectos. Desde 1996, se están otorgando licencias para la construcción de centrales eléctricas a gas, las cuales generarán 12 TWh anualmente una vez en línea. Sin embargo, aunque tres centrales eléctricas a gas han recibido licencias - Kollsnes, Kårstø, y Skogn - ninguna de las compañías propietarias de las licencias ha tomado la decisión final de iniciar alguno de los proyectos. Las condiciones sobre las emisiones fueron fijadas nuevamente por el Ministerio del Ambiente en 2001, en segunda modificación. El criterio para fijar las emisiones de las plantas a gas espera ser aplicado una vez el sistema internacional de cuotas para gases del efecto invernadero sea establecido.</p> <p>De otra parte, el gobierno noruego anima el desarrollo de la energía eólica, pues existen muchos sitios apropiados a lo largo de su costa, pero varias organizaciones sociales se oponen a este tipo de energía.</p> <p>En Suecia, la compleja y, en algunos casos, incierta política energética en cuanto a eliminar la energía nuclear y reemplazarla por energías renovables, ha incrementado el riesgo regulatorio, a los ojos de potenciales inversionistas.</p>
<p><i>Diseño del mercado</i></p>	<p>En el mercado mayorista nórdico, los intercambios de electricidad pueden ser negociados ya sea bilateralmente o a través de los mercados organizados por el NordPool. El intercambio físico entre Noruega, Suecia y Finlandia, y entre Noruega y</p>

	<p>Dinamarca, toma lugar en el mercado spot. El NordPool consta dos mercados físicos, llamados Elspot y Elbas. Elspot es el mercado para el comercio de la electricidad que se entrega el día siguiente. Los precios se determinan para cada hora a lo largo del día, con base en la cantidad de electricidad que los participantes anuncian que están dispuestos a comprar y a vender. Elbas, lanzado en 1999, es un mercado físico continuo donde la electricidad se negocia hasta dos horas antes de la entrega. Este mercado está disponible solamente para los participantes suecos y finlandeses, y no se utiliza por el operador del sistema noruego. En Noruega, Statnett organiza un mercado separado para ajustar la generación y el consumo de energía. NordPool también organiza los mercados financieros para que los participantes aseguren precios y manejen el riesgo comercial que enfrentan.</p> <p>El alcance geográfico del mercado de electricidad cambia dependiendo de las condiciones de la demanda. Durante ciertos períodos, cuando hay congestión en el sistema de transporte, ocurren grandes diferencias de precio. La alta concentración de vendedores en el mercado sueco puede producir precios anticompetitivos.</p> <p>Los precios en el NordPool están por debajo del coste de entrada para nuevos generadores (aprox. entre 3,19 y 3,83 €/MWh). Los precios bajos han sido un factor importante en desanimar la inversión en generación de energía y parece haber contribuido al cierre de algunas plantas pico en Suecia. Desde el año 2000, los precios de la electricidad han aumentado constantemente en Noruega y Suecia, esto ha llevado a la preocupación pública y a varias investigaciones en el mercado sueco. Sin embargo, estos "altos" precios todavía se consideran que están por debajo de los costes de entrada; por lo tanto, no son suficientes para crear los incentivos necesarios para la inversión en la producción de electricidad.</p>
<p><i>Funcionamiento</i></p>	<p>En Noruega, la demanda eléctrica ha crecido lenta pero constantemente en los 20 años siguientes a la reforma, a un promedio del 1,21% anual. La capacidad de generación creció en el periodo de 1986 a 1989 pero se estancó a partir del primer semestre de los años 90. Nuevas adiciones ocurrieron entre 1995 y 1997. Desde entonces la capacidad de generación de energía eléctrica se ha reducido levemente.</p> <p>En Suecia, la demanda de energía eléctrica ha crecido a un ritmo menos regular, a tasas medias menores al 1% anual. Después de adiciones constantes de capacidad hasta mediados del año 1990, la capacidad de producción eléctrica ha fluctuado durante la última década. A su vez, la demanda disminuyó en este período. En la década de los 70 y principios de los 80, nueva capacidad de generación nuclear cubrió el crecimiento de la demanda de electricidad y sustituyó al petróleo, el cual era usado tanto en la generación eléctrica como en la calefacción. Ninguna capacidad nuclear adicional ha entrado desde 1985. En los años 90, la capacidad de generación utilizando petróleo continuó siendo desmontada, incluyendo 1930 MW adicionales que fueron retirados en 1998. También ha habido un aumento en la energía eólica y en la capacidad de generación a gas; pero su contribución a la producción total de electricidad permanece muy pequeña.</p> <p>La utilización de la capacidad -indicador de eficiencia- ha fluctuado en los últimos años, con un aumento total leve sobre el 50%. La utilización de la capacidad fluctúa con las reservas de agua, especialmente en Noruega, donde virtualmente toda la capacidad de producción de electricidad está basada en recursos hídricos.</p> <p>La mezcla tecnológica en ambos países es muy diferente. En Noruega, la generación se basa casi exclusivamente en la hidroelectricidad. Por lo que las variaciones en la producción son en gran parte debidas a las fluctuaciones en la precipitación. La electricidad generada en Suecia se produce principalmente en centrales hidroeléctricas y nucleares.</p> <p>Los márgenes de reserva, tanto en Noruega como en Suecia, han fluctuado ampliamente en los últimos años, en rangos entre el 24 y 37% y el 20 y 30%, respectivamente. Desde que comenzó la reforma reguladora, los márgenes de reserva han declinado levemente hasta el 29% en Noruega y el 21% en Suecia. Sin embargo, los márgenes de reserva son menos significativos en los sistemas hidroeléctricos que en otros sistemas.</p> <p>Noruega y Suecia tienen problemas con la capacidad pico. Los precios bajos dejan a algunas unidades pico como no rentables. Este problema ha sido particularmente agudo</p>

	<p>en Suecia. La reforma del mercado de electricidad eliminó las demandas contractuales para las cuales las empresas de servicios públicos más grandes debían de tener la capacidad de generación disponible en “stand-by”. En consecuencia, mantener en servicio centrales con turbinas a gas o de petróleo no se justifica comercialmente. Tanto la capacidad térmica convencional como la capacidad de generación punta se han reducido en años recientes. Para compensar, las empresas de servicios públicos han importado electricidad de países vecinos.</p> <p>Los precios minoristas de la electricidad, en Noruega y Suecia, son muy bajos en comparación con otros países. Los precios están más bajos que en Nueva Zelanda, donde la generación de electricidad se basa también en la hidroelectricidad y donde, además, la competición se ha introducido; y también más bajos que en Finlandia y Dinamarca.</p> <p>En 2001, los precios aumentaron en el NordPool y esta subida se reflejó en los precios minoristas. Esto dio origen a investigaciones en Suecia. La Autoridad de la Competición Noruega calcula que entre el 1º de enero de 2000 y el 1º de enero de 2001, el precio promedio ponderado de la energía al sector residencial aumentó un 11,9% incluidas las tasas e impuestos.</p>
<p><i>Evaluación</i></p>	<p>Durante la década pasada, la inversión en Noruega y Suecia, ha sido modesta. Ello ha llevado a una leve disminución de su capacidad instalada en años recientes. Los márgenes de reserva descendieron en Suecia en los años posteriores a la liberalización. Sin embargo, permanecen en más del 20% en ambos países; aunque esto es menos significativo en Noruega debido a su dependencia de la hidroelectricidad.</p> <p>Un factor clave que puede explicar el bajo nivel de las inversiones es el precio mayorista por debajo de los costes de entrada para la nueva generación. Gran parte de las inversiones se han dirigido hacia las tecnologías que son elegibles gracias a los subsidios. Los precios bajos han sido un problema particular para la inversión en capacidad punta. Las variaciones anuales y estacionales son muy grandes dependiendo de las precipitaciones y temperaturas del invierno.</p> <p>La entrada en los mercados de generación de Suecia y de Noruega es muy limitada, particularmente en Noruega, por el gran número de políticas y procedimientos que restringen la opción tecnológica y hace difícil la obtención de las autorizaciones. Sin embargo, las restricciones de la política no parecen desempeñar un papel importante en un contexto de precios bajos que hacen no rentables a la mayoría de las inversiones.</p> <p>En Noruega, la inversión en el sector es ahora una preocupación del gobierno. El balance energético nórdico a 2005 es relativamente fuerte, con una exportación neta media de Escandinavia de aproximadamente 5 TWh. En años secos, sin embargo, el equilibrio es débil, dando como resultado considerables aumentos en los precios pronosticados para racionar la producción disponible. De los 13 TWh estimados para las importaciones en los años secos, solamente cerca de 9 TWh puede provenir de los países escandinavos. El resto tendría que venir de otra parte dentro de Europa.</p> <p>Sin la interconexión entre Noruega y el continente, Nordel estima que los precios noruegos en años secos se elevarían hasta en cuatro veces el precio anual medio. Un estudio de Nordel también demuestra la importancia de la capacidad de reserva en el mercado nórdico. Nordel concluye que el riesgo de la pérdida de carga en el sistema nórdico no puede seguir siendo considerado como insignificante.</p>
<p>Mercado de producción de energía eléctrica Español. Ver Anexo 2-4.</p>	
<p><i>Estructura de la industria</i></p>	<p>La Ley 54/1997 de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, introdujo una profunda reforma en el funcionamiento del sistema eléctrico español, declarando la libertad de contratación y estableciendo como base económica del mismo el mercado organizado de electricidad, con separación de la gestión económica y técnica, que se encomiendan al operador del mercado y al operador del sistema, respectivamente. En consecuencia, se inicia la explotación unificada del sistema eléctrico nacional, la cual deja de ser un servicio público de titularidad estatal.</p> <p>El propósito liberalizador de la Ley 54/97 no se limitó a acotar de forma más estricta la actuación del Estado en el sector eléctrico. A través de la oportuna desintegración</p>

	<p>vertical de las distintas actividades necesarias para el suministro eléctrico, se introdujeron también cambios importantes en la regulación.</p> <p>Se hace la introducción gradual de la liberalización de contratos de suministro y de apertura del mercado minorista, proceso culminado el 1º de enero de 2003. Se establecen los períodos transitorios necesarios para la transición a la competencia tanto de productores como de consumidores.</p> <p>Los entes institucionales encargados del funcionamiento del sistema eléctrico nacional son independientes pero interactivos, estos son: el Operador del Mercado y el Operador del Sistema. Las competencias administrativas y jurídicas de la regulación de la industria eléctrica corresponden en primera instancia a la Administración General del Estado, la cual mediante el Ministerio de Economía y Hacienda cumple sus funciones de administración, regulación y control. La Comisión Nacional de Energía que depende del Ministerio es un órgano consultivo. El Tribunal de defensa de la competencia también tiene funciones de control y vigilancia.</p> <p>En cuanto a su organización, el mercado de producción de energía eléctrica se configura, en la actualidad, como el conjunto de transacciones económicas derivadas de la participación de los agentes del mercado en las sesiones del mercado diario, incluidos contratos bilaterales, del mercado intradiario y de la aplicación de los procedimientos de operación técnica del sistema.</p> <p>Los agentes del mercado son las empresas habilitadas para actuar directamente en el mercado eléctrico como vendedores y/o compradores de electricidad. Pueden actuar como agentes del mercado, los productores, distribuidores y comercializadores de electricidad así como los consumidores de energía eléctrica y las compañías eléctricas o consumidores, residentes en otros países.</p> <p>En la actualidad, 153 empresas pueden participar en el mercado como vendedores, siendo 14 de ellas agentes externos. El número de agentes que pueden actuar como compradores asciende a 94, siendo reseñable el número de comercializadores en el mercado, en la actualidad 63, la mayoría de ellos comercializadores independientes.</p>
<p><i>Inversiones y procesos de desarrollo de la industria</i></p>	<p>En España, con la entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico, se abandonó la idea de la planificación vinculante de la generación de electricidad, por lo que los planes de la identificación de necesidades de aumento de la capacidad instalada de generación que se puedan establecer sólo son de tipo indicativo, es decir, sus directrices dejan de vincular a los agentes correspondientes.</p> <p>Para ejercer su actividad los productores deben obtener autorización administrativa de las instalaciones de producción de las que sean titulares. Los productores en régimen especial, además de obtener la autorización como cualquier productor, deben obtener la inclusión en alguna de las modalidades del régimen especial actualmente regulado por el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.</p> <p>La expansión del sistema, a partir de la creación del mercado de electricidad, se ha dado, en especial, con la instalación de nuevas unidades de producción de ciclo combinado de gas y de energía eólica. Por otra parte, la potencia correspondiente al régimen especial (principalmente energía eólica) se incrementó durante el año 2004, en más de 2000 MW.</p>
<p><i>Principales restricciones a la inversión</i></p>	<p>Son dos las visiones sobre las barreras de entrada a la actividad de generación. La perspectiva de la Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA) y la de las empresas de producción que no pertenecen a tal asociación. La producción de las empresas de UNESA representó el 76,2% del total, en un balance a 2004. Las empresas que no pertenecen a UNESA (denominadas NO UNESA) son productores pequeños con muy bajas cuotas de mercado.</p> <p>La alerta de UNESA está dada en torno a que, tanto en el ejercicio 2004 como en el 2003, el negocio eléctrico nacional no ha generado suficientes flujos netos de caja para llevar a cabo las inversiones realmente efectuadas. Para cubrir las necesidades financieras puestas de manifiesto, ha sido necesario hacer un uso más intensivo de los</p>

	<p>recursos ajenos o realizar desinversiones en activos no estratégicos, cuando la situación así lo ha precisado.</p> <p>En consecuencia, las empresas UNESA tienen como principal preocupación la disminución de la rentabilidad de sus inversiones. Otras inquietudes son: la indefinición acerca de ciertos aspectos regulatorios, la inestabilidad de las señales económicas del mercado (medias de precios) y, últimamente, la repercusión en sus negocios de los compromisos asumidos por el Estado en materia de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.</p> <p>Las empresas NO UNESA, además de estar expuestas a la problemática referida anteriormente, enfrentan barreras de entrada menos evidentes. El ser pequeños productores y no pertenecer a UNESA, les resta toda posibilidad de aprovechar las economías de escala y de alcance. Por otra parte, es conocido que la volatilidad de precios, da lugar a varias situaciones: la incertidumbre sobre la rentabilidad de la inversión, el fenómeno de las sub o sobre reacciones de las inversiones y con esto una potencial depresión de precios asociada a la explosión de solicitud de permisos para proyectos de generación. En el caso de periodos de precios altos los inversores ven oportunidades de negocios.</p>
<i>Diseño del mercado</i>	<p>El mercado de producción de energía eléctrica español es un mercado que se configura como el conjunto de transacciones económicas derivadas de la participación de los agentes del mercado en las sesiones del mercado diario, incluidos contratos bilaterales, del mercado intradiario y de la aplicación de los Procedimientos de Operación del Sistema. A estas transacciones, se agrega el coste por garantía de potencia para la obtención del precio final de la electricidad.</p> <p>El precio del mercado diario se obtiene mediante subasta doble, los productores ofertan cantidades y precios y los clientes y consumidores pujan de igual manera con cantidades y precios. Las ofertas y las pujas son ordenadas de manera ascendente y descendente, respectivamente, con relación al precio de cada una de estas. El precio del mercado diario estará determinado por el cruce de las curvas resultantes de oferta y demanda. Al precio del mercado diario se le denomina “precio marginal del sistema”, en consideración a que está marcado por la tecnología marginal necesaria para cubrir la última unidad de energía demandada casada.</p> <p>El régimen económico de los vendedores determina que quienes opten por vender su producción a los distribuidores, percibirán una retribución en forma de tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, que se define como un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de la referencia regulada en el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre.</p> <p>Los titulares de instalaciones que opten por vender su producción libremente en el mercado, a través del sistema de ofertas, del sistema de contratación bilateral o a plazo o de una combinación de todos ellos, percibirán por la energía vendida el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado, complementado por el monto de la garantía de potencia y una prima, si la instalación concreta tiene derecho a percibir las.</p>
<i>Funcionamiento</i>	<p>El aspecto más destacado en la evolución de la demanda de energía eléctrica en el sistema peninsular español es su crecimiento constante y por encima de la media registrada en los países de la Europa occidental pertenecientes a la Unión para la Coordinación del Transporte de Electricidad, UCTE (www.ucte.org).</p> <p>Las adiciones de capacidad tienen una tendencia creciente sin fluctuaciones. Es de destacar el ritmo de crecimiento de la capacidad de generación en Régimen Especial; donde las energías alternativas, especialmente la eólica, lidera tal crecimiento.</p> <p>En España, la utilización de la capacidad ha estado fluctuando en los últimos años con una tendencia decreciente. No obstante, el alto crecimiento de la capacidad de generación en Régimen Especial, su factor de utilización tiene una marcada tendencia decreciente marcada fundamentalmente por el bajo factor de disponibilidad de fuentes primarias que es determinante para la producción real. Del potencial eólico en el sistema peninsular (estimado en 73154760 GWh aprox.) se calcula una utilización menor al 1%.</p>

	<p>En España, el margen de reserva ha evolucionado de manera decreciente. En el año 1996, antes de la liberalización de la actividad de generación, este margen se estimaba en 37%; a finales de 2002, UNESA declaró su mínimo nivel en 3%. Sin embargo, en los informes estadísticos de OMEL y UNESA se encuentra un mínimo en 2001 con un valor aproximado de 0,93. En los tres años siguientes se ha adicionado nueva capacidad de generación al sistema, lo que ha incidido favorablemente en este margen.</p> <p>El repunte del índice de cobertura en España, después de 2001, se debe fundamentalmente al alto grado de incorporación de centrales de ciclo combinado, que han alcanzado los 8285 MW para finales del 2004, contribuyendo en un 9% a la cobertura de la demanda eléctrica.</p> <p>El cambio en la mezcla tecnológica del parque de generación en España está determinado por la entrada de unidades de ciclo combinado a gas, el incremento de las fuentes de energía renovables principalmente la eólica y los efectos de la moratoria nuclear.</p> <p>El precio horario final medio ponderado de la electricidad en España, se ha situado en el año 2004 en 3,565 c€/kWh, el más bajo de los últimos 5 años, a pesar de las condiciones de un entorno caracterizado por unos precios elevados de determinadas materias primas para la producción de electricidad. Estos precios de la energía eléctrica se han comportado en línea con los precios de los principales mercados organizados europeos y han tenido un descenso en torno al 5%, con respecto a los de 2003, tanto los precios del mercado diario, como los precios finales.</p>
<p><i>Evaluación</i></p>	<p>Con más de 10 años de funcionamiento el mercado de producción español evoluciona con relativa normalidad. En términos generales, existe una tendencia positiva hacia las inversiones en nueva capacidad de generación, sin embargo, este hecho no se compadece con la situación real del margen de reservas en España, el cual es un indicador clave de si el sistema tiene las suficientes reservas de capacidad de generación para cubrir las necesidades crecientes de la demanda. Un margen de reserva bajo aumenta considerablemente los riesgos de desabastecimiento, máxime en periodos caracterizados por eventualidades climáticas.</p> <p>España tiene dependencia externa de aprovisionamientos de gas natural, esto también hace vulnerable al sector eléctrico, en cuanto no es posible garantizar la seguridad y continuidad de su suministro sin una política energética al respecto y un marco regulatorio claro que obligue a los agentes involucrados a mantener, por ejemplo, existencias mínimas de seguridad.</p> <p>No hay evidencias tangibles de barreras de entrada para potenciales inversores en capacidad de generación; sin embargo, pueden mencionarse varias situaciones a las que pueden verse enfrentados y por las cuales desistan de su entrada: (i) colusión de las empresas de UNESA, que con cerca del 76% de la capacidad de generación total del sistema pueden incidir en la evolución del mercado; (ii) las tarifas integrales a consumidores, cuyo mantenimiento puede interferir en el funcionamiento del mercado y con ello en las decisiones de inversión y explotación con consecuencias imprevisibles (caso de California); (iii) dificultades para la financiación, dadas las incertidumbres en los precios y por ende en la recuperación de los costes de inversión.</p> <p>En cuanto al cargo por garantía de potencia, no existe evidencia clara de su incidencia sobre las inversiones en nueva capacidad de generación en el mercado español; prueba de ello puede derivarse del hecho de que ha sufrido dos reducciones en su cuantía (reducción total del 39%, quedando en 0,4808 €/kWh) y los informes indican que el ritmo de crecimiento positivo de las inversiones se ha mantenido sin ningún patrón de cambio que los relacione. Por otro lado, los consumidores y clientes tienen las obligaciones de pago del cargo por garantía de potencia asociadas a los periodos tarifarios, que no reconocen la realidad de sus ritmos de consumo y por ende no tiene la valoración acertada de estos para asegurarse de los riesgos del no suministro eléctrico.</p> <p>Por último, si el fin primordial de la garantía de potencia es la seguridad de abastecimiento mediante la estabilidad de ingresos a los generadores; también convendría involucrar a los clientes y consumidores como contraparte interesada buscando la autorregulación del sistema. Por esta vía se podría eliminar la necesidad de</p>

	<p>establecer normas regulatorias que penalicen a los productores por el no cumplimiento en el mantenimiento y aportes a la capacidad instalada y que favorezcan conductas de eficiencia energética. A este respecto, existe un vacío regulatorio ya que no existen tales penalizaciones y la demanda no tiene conocimiento del producto asociado a su pago por garantía de potencia.</p>
<p>Mercado del estado de California en USA</p>	
<p><i>Antecedentes</i></p>	<p>Dos años después de reformar su mercado de electricidad, California pasó por una crisis energética sin precedentes. Los precios mayoristas de electricidad aumentaron durante el año 2000 y primeros cuatro meses de 2001. Algunas de las empresas de servicios públicos se encontraron en una posición financiera insostenible, y los clientes perdieron el suministro en una serie de apagones rotativos. El California Power Exchange suspendió las negociaciones el 30 de enero de 2001 y declaró su bancarrota el 9 de marzo de 2001. (Wolak, 2003)</p> <p>Muchos factores se combinaron para crear el problema en California. Los iniciales, los del estado del mercado <i>antes</i> de la reforma –suministro ajustado y capacidad limitada del transporte- hacían al sistema muy vulnerable. Los defectos en el plan de la reforma, tales como los controles sobre los precios minoristas que amortiguaron las señales del mercado, fomentando la debilidad del sistema. Las barreras en los procesos de autorización limitaron la capacidad de los inversionistas de reaccionar con suficiente rapidez al crecimiento agudo e inesperado de la demanda, que ocurrió entre 1999 y 2000. Una serie de eventos inesperados concurren en el año 2000 y brota la crisis. Éstos incluyen muy altos precios del gas, permisos de emisión de NOx costosos, alta demanda de la energía y un número de interrupciones inesperadas. La inestabilidad del mercado fue agravada por el comportamiento anticompeteritivo de algunos agentes del mercado.</p> <p>La crisis de la electricidad en California ha dejado algunas lecciones cruciales para las reformas de la industria eléctrica. En primer lugar, demostró que la reforma no ha de ser solo sobre la competición sino también sobre el suministro fiable y la inversión adecuada en capacidad de generación y de transporte. En las reformas se debe prever el diseño de mercados que abarquen múltiples objetivos; y, lo más importante, los sistemas reestructurados deben proporcionar señales claras de precio que permitan a todos los agentes del mercado a responder rápidamente y con eficacia a los cambios del suministro y de la demanda.</p>
<p><i>Estructura de la industria</i></p>	<p>California fue uno de los primeros estados en USA en reestructurar la industria eléctrica. En abril de 1998, fue abierto a la competición el mercado minorista. Los reguladores adoptaron reglas de protección al consumidor y normas de conducta para las empresas de servicios públicos. La reforma implicó la desinversión de por lo menos el 50% en la generación por parte de las empresas de servicios públicos y un permiso para la recuperación de costes hundidos, financiado mediante los llamados cargos de transición a la competencia. Además, las tarifas minoristas fueron congeladas hasta la recuperación completa de tales costes hundidos. Las tarifas de la electricidad fueron reducidas en un 10% para todos los clientes residenciales y para los pequeños clientes comerciales.</p> <p>Dos nuevas entidades independientes fueron instaladas, el California Power Exchange (CalPX) y el Independent System Operator (ISO). Este último opera la red de transporte –que aún es propiedad de las empresas de servicios públicos- y maneja el balance entre suministro y demanda. El CalPX operaba el mercado spot patrocinado por el estado y en el cual a las empresas de servicios públicos -ahora llamadas compañías de distribución de servicios públicos (UDCs)- se les requirió comprar todo lo necesario para servir a los consumidores como también a vender toda la energía que ellos pudieran producir. La obligación de comprar al CalPX fue eliminada en 2002.</p> <p>Antes de la reforma, la industria del suministro eléctrico en California estaba organizada alrededor de tres monopolios verticalmente integrados que poseían y operaban instalaciones de generación, de transporte y de distribución. Estas compañías, Pacific Gas and Electric (PG&E), San Diego Gas and Electric (SDG&E), y Southern California Edison (SCE), servían a todos los consumidores en sus áreas de franquicia exclusivas. Las primeras dos compañías distribuían también gas. PG&E y SCE son cerca de cuatro</p>

	<p>veces más grandes que SDG&E. Existen también algunas empresas de servicios públicos municipales.</p> <p>El establecimiento de la Public Utility Regulatory Policies Act de 1978 (PURPA), animó el desarrollo de pequeños productores de electricidad creando beneficios para estos y para empresas de cogeneración que calificaran según criterios establecidos en la regulación federal; lo cual originó el programa de instalaciones calificadas (QF). Las QF tenían garantizada la venta de su producción y fueron eximidas de requerimientos financieros y organizacionales. A la par de este desarrollo, la atención se volcó hacia otro grupo de generadores no tradicionales, los llamados productores independientes de energía (Independent Power Producer-IPP). Un IPP se define por ser el dueño y operar la generación, que no “califique” dentro del grupo de las QFs. Los IPP difieren de las empresas eléctricas en cuanto no tienen un área específica de servicio o consumidoras finales y tampoco tiene ningún control sobre el transporte.</p> <p>El crecimiento de las QFs y de los IPPs, produjo un profundo cambio tanto en la oferta como en la demanda de energía eléctrica. California pagó generosamente la producción de las IPPs y estas contribuyeron con grandes adiciones de capacidad en el estado. En 1998, su aporte se estimó en casi el 20% de la capacidad de generación del estado. En el 2000, los IPPs generaron casi la mitad de la electricidad producida en California.</p> <p>El suministro de electricidad en California depende fuertemente de otros estados en la red Occidental. Sus interconexiones permiten transferencias de hasta 17926 MW. California habitualmente compra grandes cantidades de energía de instalaciones hidroeléctricas en el Noroeste y el Sudoeste de la región durante la primavera y el verano; mientras que vende energía al Noroeste durante los períodos fuera de pico en el invierno.</p> <p>La estructura institucional de USA es compleja, dado que tiene dos niveles de soberanía, el federal y el de los estados, por lo que la industria eléctrica está regulada en ambos niveles. Las ventas de electricidad mayoristas y una gran parte de los servicios de transporte son de competencia federal mientras que las ventas minoristas y servicios de distribución están regulados por los estados.</p> <p>Los principales agentes institucionales a nivel Federal son el Department of Energy (DOE), el Federal Energy Regulatory Commission (FERC), el Department of Justice (DOJ) y el Federal Trade Commission (FTC). Adicionalmente, la California Public Utilities Comisión (CPUC) y la California Energy Commission (CEC) están involucradas en la regulación de la industria eléctrica.</p> <p>El DOE es el Ministerio responsable por la política energética general, y específicamente, por la seguridad energética, la calidad ambiental y la ciencia y tecnología relacionadas a la energía. La principal institución regulatoria a nivel Federal es la FERC. Esta regula el comercio entre estados no solamente de energía eléctrica e hidroelectricidad sino también de gas natural y de petróleo. En la industria eléctrica, FERC fija las reglas generales de la industria para las ventas y el transporte en el comercio interestatal; certifica a los pequeños productores de energía e instalaciones de cogeneración y aprueba ciertas exenciones al status de generador mayorista. FERC, además, supervisa fusiones y adquisiciones, revisa acuerdos de coordinación y formación de grupos empresariales y monitorea la industria.</p> <p>La CPUC regula las tarifas y los servicios de las compañías de electricidad privadas. Su jurisdicción cubre la distribución y ventas al por menor. CPUC es específicamente responsable de fijar las tarifas de la electricidad y de los servicios de distribución, regulando las normas del servicio y supervisando las operaciones para garantizar la seguridad.</p> <p>En California, en contraste con otros estados, el gobierno del estado es responsable de los permisos para la localización y construcción de centrales eléctricas, los cuales son otorgados por la Comisión de Energía. Esta agencia, establecida en 1974, es responsable, entre otras cosas, de supervisar el cumplimiento de los compromisos ambientales, de seguridad y de la normativa del uso de la tierra, por parte de las centrales eléctricas.</p>
<i>Inversiones y</i>	NERC supervisa la fiabilidad de la red de transporte a través de USA y de Canadá. El

<p><i>procesos de desarrollo de la industria</i></p>	<p>consejo incluye varios consejos regionales que se aseguran de que exista un plan consistente y comparable para cada región. El Western Systems Coordinating Council promueve la fiabilidad del servicio eléctrico para la interconexión occidental.</p> <p>La Comisión de Energía de California (CEC) tiene amplia autoridad para decidir si la construcción de una central eléctrica es del interés de California, sin importar la posición del gobierno local o la oposición pública. La CEC asigna la localización y otorga los permisos de construcción para las centrales eléctricas térmicas de 50 MW o más. Plantas más pequeñas, por debajo de los 50 MW son autorizadas por las agencias de la ciudad y del consejo. El proceso de localización varía según el tipo de proyecto propuesto. Para proyectos grandes y complejos, los desarrolladores deben completar el proceso de Notificar la Intención (Notice of Intention NOI) que dura doce meses y solicitar la certificación. El aspirante tiene que proponer por lo menos tres sitios alternativos. Tal procedimiento es muy exigente y desperdiciador de tiempo; por lo que disuade a los aspirantes.</p> <p>Las preocupaciones sobre la capacidad de la Comisión para procesar de manera oportuna los permisos se han incrementado. Aunque la revisión completa del proceso se supone terminada en 12 meses, el proceso tiene, de hecho, un promedio de 17 meses. Esta tardanza es debida, en parte, a factores externos por ejemplo solicitudes incompletas, demoras en otros estados, y agencias locales y, en unos pocos casos, protestas públicas.</p> <p>La crisis energética que comenzó en el verano de 2000 y continuo en el 2001 forzó a dinamizar los procedimientos para autorizar la localización de nuevas instalaciones de generación. La Comisión de Energía agilizó los procesos de localización con el fin de proveer nueva capacidad de generación rápidamente. La construcción de centrales eléctricas nuevas aumentó perceptiblemente. Entre julio de 2000 y Junio de 2001, fueron aprobadas cerca de 18 solicitudes.</p> <p>La comisión desarrolló un proceso de certificación de seis meses para plantas térmicas que no tengan ningún impacto ambiental adverso. Un proceso de 4 meses fue establecido para la aprobación rápida de instalaciones de ciclo simple. Un proceso de 21 días ahora permite la aprobación rápida de plantas que producirán electricidad adicional para cubrir los picos de demanda. El proceso de localización para plantas punta ha sido utilizado ampliamente. Trece proyectos fueron aprobados por la Comisión de Energía antes de agosto de 2001-11 de ellos fueron plantas punta- con una capacidad de generación total de 9024 MW. Su programación para entrada en línea se estableció entre julio de 2001 y enero de 2004.</p>
<p><i>Principales restricciones a la inversión</i></p>	<p>Desde comienzos de los años 80 California fomentó la cogeneración y la energía renovable. Las empresas de servicios públicos debían comprar la energía producida por ciertas instalaciones calificadas (QF) que usaran combustibles renovables bajo contratos a largo plazo a precios muy elevados. Aproximadamente 7000 MW de la capacidad de generación de QFs comenzaron a funcionar a comienzo de los años 90, ello conllevó a mucho exceso de capacidad y altos precios minoristas.</p> <p>California tiene los requisitos ambientales más restrictivos de USA para las centrales. Esto ha limitado el desarrollo de las plantas y aumentado los costes de inversión.</p> <p>Por otra parte, las preocupaciones ambientales hacen fuerte oposición a la construcción de plantas nuevas. Apoyando a los ecologistas, hay intereses especiales que apuntan a evitar la construcción de centrales cerca de las zonas pobladas.</p> <p>Las estructuras institucionales complejas y los largos procesos de toma de decisiones anulaban los esfuerzos para evitar los apagones de la energía y la subsecuente crisis. A pesar de los pronósticos de las escaseces potenciales de la energía en 1999, el ISO de California no inició ningún programa para asegurar la capacidad pico.</p>
<p><i>Diseño del mercado</i></p>	<p>En 1998, California abrió el mercado a la competición minorista e instaló un mercado spot de electricidad. El CalPX condujo subastas diarias para permitir el comercio de electricidad en el mercado del día siguiente (day-ahead market) y en el mercado hora adelantada (hour-ahead market).</p> <p>En el mercado del día siguiente, el CalPX acepta las ofertas de la demanda y de la</p>

	<p>generación, de las cuales calcula el precio de aclaración del mercado (Market Clearing Price MCP), y remite la programación balanceada de la demanda y del suministro al operador del sistema. El Operador del Sistema entonces determina si el plan propuesto por el PX produce congestiones y luego envía un plan ajustado al CalPX. Finalmente, el CalPX determina los precios de aclaración en cada zona y el programa de despacho final. El CalPX también opera los mercados de servicios auxiliares, el balance en tiempo real y el manejo de la congestión.</p> <p>Desde el comienzo de la reforma los precios fueron limitados por lo alto (techo del precio); estos precios fueron disminuidos a \$1000/MWh en 1998 a \$750 en 1999 y a \$250 en el 2000. Estos límites no eran iguales en los diferentes estados lo que creó los incentivos para que las empresas de generación prefirieran vender fuera de California siempre que los precios exteriores estuviesen más altos que el límite del precio en California.</p> <p>En abril de 2001, FERC votó por establecer un precio de referencia para vender la electricidad al por mayor en California bajo situaciones de emergencia. La referencia es el coste de la energía de la unidad de generación de más alto coste, en servicio. Todos los generadores que ofertan en o por debajo de ese precio de referencia, reciben tal precio. Los generadores que exceden el precio de referencia deberán justificar sus precios o serán obligados a pagar los excedentes. El 18 de junio 2001 el sistema del precio de referencia fue extendido a todas las horas del día y a toda la región oeste de USA. Puesto que el precio de referencia es equivalente al coste de la unidad marginal, este se considera un aliciente convincente para proveer nuevas fuentes de suministro. El requisito de la justificación de los precios sobre los de referencia también reduce el riesgo de la manipulación del mercado.</p> <p>Los programas fueron fijados a las curvas de demanda durante los períodos de demanda pico incluyendo programas de incentivos para reducir la demanda pico; una campaña educativa sobre la conservación de energía mediante llamadas para esfuerzos voluntarios a fin de reducir el consumo de electricidad, mejorar el rendimiento energético y dejar de consumir.</p> <p>Para direccionar la crisis financiera de las empresas de servicios públicos, el estado de California ha sido el comprador directo de la electricidad en nombre de estas empresas tanto en el mercado spot como a través de los contratos a largo plazo. Las compras de energía se estiman en US\$ 12,45 mil millones y 68683000 MWh para el período enero 2001- febrero 2002. En Febrero de 2002 el regulador de California acordó un aumento de la tarifa para financiar aproximadamente US\$ 10 mil millones en la deuda incurrida por el gobierno de California (con el departamento de los recursos de agua) por la compra de energía. Esta forma de consecución de la energía se ha pensado solamente como una solución transitoria mientras se considera los arreglos del nuevo mercado. Sin embargo, el futuro de la regulación de la industria eléctrica sigue siendo incierto.</p> <p>En agosto 2001 la California Consumer Power and Conservation Financing Authority (CPA) fue establecida con un mandato general para servir como vehículo en la adquisición de energía para satisfacer las necesidades energéticas en California y para asegurar una suficiente reserva de energía. CPA está autorizada para invertir hasta US\$ 5 mil millones para financiar proyectos energéticos y programas de conservación de la energía. CPA se centrará en financiar el desarrollo de energías renovables y la generación distribuida, también está considerando la gestión de carga y los proyectos de conservación.</p>
<p><i>Funcionamiento</i></p>	<p>La inversión en nueva capacidad de generación ha fallado para mantener la paridad con el ritmo de crecimiento de la demanda en California; durante los últimos 6 años las reservas han estado disminuyendo. El deterioro en las reservas de capacidad de generación comenzó antes de que las reformas del mercado fueran puestas en ejecución, y han continuado. La inversión no se pudo materializar, en primer lugar porque no se esperaba que la demanda de electricidad creciera perceptiblemente en California después la recesión severa a comienzos de los años 90. Pero la economía del estado creció de 1995 a 2000 y la demanda de la electricidad creció rápidamente. El crecimiento de la demanda en los estados vecinos también fue alto, reduciendo la cantidad de</p>

	<p>energía disponible para la exportación a California. En el 2000, un verano muy caliente seguido por un inusual frío de invierno elevó la demanda sobre todos los pronósticos a través del Oeste.</p> <p>La utilización de la capacidad ha permanecido relativamente alta en California en los pasados diez años, generalmente 50% o más. Los márgenes de reserva han fluctuado considerablemente, disminuyendo del 20% en 1995 a un 6% en 1999 y a menos de un 10% en el 2000. La demanda pico en California aumentó en más de 5500 MW en solo tres años a partir de 1997, mientras que la capacidad de generación aumentó en menos de 700 MW para el mismo período. Como consecuencia hubo apagones rotativos durante aproximadamente 260 horas en el verano de 2000.</p> <p>La mezcla de combustibles para la generación está bien diversificada entre el gas, la hidroelectricidad y otras energías renovables, el carbón y combustibles nucleares. El predominio de la generación a gas tiene a muchos generadores sujetos a los cambios del precio del gas.</p> <p>El CalPX trabajó bastante bien por un año y medio. A partir del verano de 2000, sin embargo, los precios de la electricidad en California meridional se elevaron dramáticamente a muy altos niveles todo el tiempo. Los precios mayoristas aumentaron hasta un 500% entre el segundo semestre de 1999 y el de 2000. En diciembre de 2000, los precios en el CalPX permanecían en un promedio de \$376,99 por MWh, cerca de doce veces el precio medio de aclaración de \$29,71 en diciembre de 1999.</p> <p>Por el contrario, los precios minoristas permanecieron casi fijos hasta principios de 2001. La excepción fue SDG&E, cuyos precios minoristas estuvieron congelados hasta enero de 2000. Puesto que los precios minoristas podían ajustarse a los cambios en los precios al por mayor, un fuerte aumento en los precios minoristas de la electricidad ocurrió en California meridional en el verano de 2000. En julio de 2000, la tarifa eléctrica residencial para SDG&E aumentó hasta aproximadamente 16 ¢/kWh, por encima de los 11 ¢/kWh en el mismo período del año anterior. Para frenar el aumento en precios minoristas, estos fueron limitados una vez más. En consecuencia, la legislatura de California estableció un techo de 6,5 ¢/kWh en el componente de la energía de las facturas de la electricidad para clientes residenciales, pequeños clientes comerciales y de iluminación de SDG&E. los precios minoristas permanecen desregulados solamente para los consumidores industriales y grandes compañías comerciales.</p>
<p><i>Evaluación</i></p>	<p>La crisis de la electricidad en California estuvo determinada por dos componentes. Del lado físico, existía insuficiente capacidad de generación para cubrir la demanda. Por el lado financiero, un número de circunstancias combinadas pusieron a la industria en una situación insostenible.</p> <p>Hubo escasez de la inversión a pesar de que los precios eran relativamente altos comparados al coste de construcción de nueva capacidad. Varias circunstancias institucionales y reguladoras contribuyeron a tal insuficiencia de la inversión:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Un sistema complejo y lento de autorización para nuevas plantas de generación. • Unos agentes institucionales que no pudieron identificar la crisis que se avecinaba; específicamente, ni el operador del sistema ni el estado regulador anticiparon el déficit de la capacidad de generación. • El alto riesgo regulador como preparación para la reforma arrastró incertidumbres por varios años. <p>La nueva inversión tuvo lugar cuando las barreras legales y regulatorias fueron facilitadas. Varias medidas se han puesto en ejecución para facilitar el proceso y asegurarse de que las inversiones previstas se materialicen. Éstas incluyen la reducción de varios obstáculos que retrasan la aprobación de los proyectos de inversión y proveer los incentivos para la inversión en capacidad de generación y de transporte. La inversión está fluyendo en el mercado eléctrico de California. Las adiciones previstas de capacidad para el período 2000-2005 son grandes. La ISO de California reportó en su informe de evaluación de verano de 2001 que cerca de 54 proyectos de generación con 30 GW de capacidad instalada se proyectaban para entrar en servicio entre 2002 y 2005.</p> <p>La experiencia de California proporciona lecciones importantes a los reformadores</p>

	<p>incluyendo la necesidad de vigilar constantemente el marco institucional y jurídico en el cual trabajan los mercados de la electricidad. Las barreras legales y regulatorias desempeñaron un papel importante en producir crisis de la inversión. El hecho de evitar la carencia del conocimiento de la inminencia de una crisis y la reacción tardía a ella determina la necesidad de que los gobiernos supervisen constantemente la fiabilidad y los desarrollos de la inversión durante la transición a un mercado eléctrico liberalizado.</p>
<p>Mercado de Pennsylvania - New Jersey - Maryland (PJM) en USA</p>	
<p><i>Antecedentes</i></p>	<p>PJM es un mercado multi-estado en la costa del este de USA, que hasta 2005 abarcaba seis jurisdicciones -Pennsylvania, New Jersey, Maryland, Delaware, Virginia y el Distrito de Columbia. El mercado es operado por los miembros de las empresas de servicios públicos bajo la autoridad de un consejo de gobierno independiente que tiene la última autoridad en la toma de decisiones. El consejo coexiste con un comité de acciones que toma la mayoría de las decisiones. La estructura de toma de decisiones es compleja según lo ilustrado por el proceso de votación. Hay cuatro grupos de accionistas y cada grupo vota por separado; para hacer mayoría se requieren las dos terceras partes de los 4 grupos. Las actividades de PJM incluyen el desarrollo de los intercambios de energía y la operación del sistema. PJM existió como pool de energía en la etapa antes de la competición.</p>
<p><i>Estructura de la industria</i></p>	<p>Cada estado en el sistema de PJM implementa sus propios arreglos regulatorios para los mercados mayoristas. La mayoría han adoptado un acercamiento gradual a la reestructuración y a la competición minorista. Pennsylvania fue el primer estado en reformar y abrir completamente su mercado minorista. En diciembre de 1996, la legislatura de estado autorizó la opción de elección para los clientes en Pennsylvania prevista para empezar en 1999 y finalizar en el año 2001. En Maryland y New Jersey el ejercicio de las opciones de los consumidores se efectuó a partir de 1999. Pennsylvania es uno de los mercados eléctricos minoristas más activos de los Estados Unidos.</p> <p>El mercado de PJM está bastante desconcentrado a nivel regional, con la cuota de mercado de las más grandes firmas en menos del 20%. Seis firmas poseen cerca del 75% de la capacidad total de generación del mercado.</p> <p>La estructura institucional del mercado de PJM es similar al de California, pero un poco más complejo. A nivel federal, los agentes en ambas jurisdicciones son iguales. A nivel del estado, los agentes principales son las comisiones de las empresas de servicios públicos de cada estado. Las responsabilidades de estas comisiones son similares a las del PUC de California. Estas tienen un mandato general para supervisar y regular todas las empresas de servicios públicos en su estado. Además, regulan las actividades de distribución y las ventas minoristas de las compañías de electricidad privadas. De manera contraria a California, los estados son directamente responsables de los permisos de localización y de construcción necesarios para instalar nuevas plantas de energía.</p>
<p><i>Inversiones y procesos de desarrollo de la industria</i></p>	<p>La responsabilidad por la fiabilidad del suministro eléctrico es compartida por varias instituciones. En el ámbito federal, NERC supervisa la fiabilidad de los grandes mercados eléctricos y publica un plan específico para cada región. El Mid-Atlantic Area Interconnection (MAAC) es un consejo regional para la interconexión del PJM. MAAC: (i) desarrolla criterios para la planificación y fiabilidad de la operación; (ii) supervisa de conformidad con estos criterios; y (iii) promueve un proceso regional de planificación del transporte.</p> <p>Las evaluaciones regionales se realizan semestralmente para el corto plazo y anualmente para la siguiente década. En su evaluación del largo plazo, MAAC estima las necesidades futuras de energía y las de capacidad de generación de electricidad para cubrirlas. En sus pronósticos, MAAC toma como dato de entrada los planes de PJM para la expansión de la capacidad de transporte, y también considera los proyectos de generación que han sido autorizados. La construcción actual y operación de las plantas autorizadas es, sin embargo, cuestionable.</p> <p>Hay un proceso amplio de planificación del pool para el área de control de PJM con el fin de asegurar que suficiente capacidad de generación esté disponible de manera</p>

	<p>oportuna. Cada año, se hace un cálculo de los niveles de reserva necesarios para mantener una probabilidad de pérdida de carga de un día en diez años y un requerimiento de reservas se fija para dos años en el futuro. Se estima que este período de dos años permite la preparación del sitio, la consecución del suministro de combustible y la construcción de la capacidad requerida.</p> <p>PJM calcula la cantidad de la capacidad de generación requerida para satisfacer los criterios de fiabilidad y ajusta las obligaciones de capacidad. PJM requiere de sus miembros que son las Load Serving Entities (LSE) mantener un mínimo de la capacidad de reserva sobre las expectativas de la carga pico a través de los requerimientos de capacidad instalada (Installed Capacity). El margen requerido por PJM es del 20% de la demanda pico anticipada. Las obligaciones de capacidad instalada pueden ser negociadas en el Mercado de Crédito de Capacidad (Capacity Credit Market CCM).</p> <p>Los procedimientos de autorización para nuevas plantas de generación se tramitan con los reguladores del estado y consisten sobre todo en los requisitos de permiso ambiental. El proceso de revisión exige que el aspirante demuestre: (i) capacidad técnica y directiva; (ii) conformidad con las leyes y la regulación ambiental aplicable; y (iii) integridad financiera y calificación para poder negociar con el estado. El proceso de revisión es corto. En New Jersey, por ejemplo, el tiempo medio para la revisión es de 60 días después de ser entregada la solicitud -comparado con los 12 meses en California-. Si el tiempo medio no es suficiente para alcanzar una conclusión final, el New Jersey Board of Public Utilities otorga una licencia provisional.</p>
<p><i>Principales restricciones a la inversión</i></p>	<p>En PJM, no hay barreras importantes para la entrada de nuevos generadores de energía. Los procedimientos de autorización en los estados de PJM son expeditos y no imponen restricciones particulares. Las adiciones de capacidad en PJM han sido constantes y de tendencia continua. Entre 1999 y 2000, 702 MW de nueva capacidad de generación entró en línea en PJM. De acuerdo al informe de evaluación del MAAC para el periodo 2000-2009, hubieron solicitudes de interconexión por más de 38000 MW de capacidad de generación.</p> <p>Algunas preocupaciones se presentaron con respecto a los posibles efectos de una regulación por parte de la agencia de protección del medio ambiente (Environmental Protection Agency) que requirió la disminución de NOx a todos los estados de PJM antes de 2003. Esta fue, sin embargo, una preocupación limitada dada la parte relativamente baja de la capacidad de generación basada en gas en la región.</p>
<p><i>Diseño del mercado</i></p>	<p>Los precios de la energía basados en el mercado fueron introducidos en abril de 1999 con un precio de aclaración del mercado fijado sobre las ofertas competitivas; el despacho previamente estaba basado en los costes.</p> <p>Los participantes en el mercado mayorista comercian de dos maneras. Las ventas firmes pueden tomar la forma de contratos bilaterales. El resto de la energía se negocia a través de un mercado spot centralizado. PJM no tiene ningún mercado para los servicios auxiliares.</p> <p>PJM opera un mercado del día siguiente (day-ahead) en el cual los generadores someten sus ofertas sobre una base horaria y el despacho se determina con base en estas ofertas. Solamente una oferta de precio por día se puede someter por participante. Estos precios se computan para el despacho real cada cinco minutos.</p> <p>Desde 1999, PJM ha limitado la congestión ajustando los precios nodales de la energía, conocidos como precios marginales de localización (Locational Marginal Prices LMP). El software para el despacho de PJM toma en cuenta todas las restricciones del transporte y, si es necesario, calcula un precio marginal separado para cada uno de los 2000 puntos de acceso a la red. Los precios se determinan después del despacho de modo que tomen en cuenta los acontecimientos de tiempo real.</p> <p>Hay una oferta tope en el mercado de energía de PJM de \$1000/MWh. En el verano de 2000, esta oferta tope fue extendida a otros estados, debido a que las diferencias en los topes del precio desigual proporcionaban incentivos a los generadores para descuidar sus requisitos de fiabilidad. Esto sucedió porque las ofertas en el mercado de PJM no eran firmes. Bajo presión de FERC, el PJM acordó introducir un mercado de dos etapas</p>

	<p>en el 2000. La primera con las ofertas aceptadas para el día siguiente que se convirtieron en firmes y otro mercado de la hora siguiente que se utiliza para balancear el sistema. PJM también opera un mercado de capacidad instalada (Installed Capacity ICAP). Ver Tabla 2.4.</p>
<p><i>Funcionamiento</i></p>	<p>El crecimiento de la demanda a través de PJM y en los pools de la energía que lo rodean ha sido moderado. Más de 6000 MW de capacidad de generación fue adicionada a PJM en la última década del siglo XX, lo cual fue más que suficiente para cubrir la demanda. Las regiones vecinas siguen la misma tendencia. Actualmente más de 6000 MW están planeados o bajo construcción en el área de control de PJM.</p> <p>La utilización de la capacidad ha sido constantemente alta en Pennsylvania en la década pasada, generalmente sobre el 50%. Esta utilización aumentó después de la reforma, alcanzando un 55%.</p> <p>El margen de reserva ha estado fluctuando en PJM durante los pasados cinco años, aproximadamente un 15%. Esto refleja el marco que PJM utiliza para asegurarse de que reservas de generación suficientes estén disponibles para satisfacer la demanda. La exigencia, de PJM, de un margen de reserva del 20% se aplica a la carga firme únicamente. Se considera que la carga interrumpible es del 4 al 5% adicional de la carga total de PJM.</p> <p>Más del 60% de la energía generada en PJM procede de combustibles fósiles (31% carbón, 11% petróleo) y de nuclear (22% de las centrales nucleares en 2000). A fines del año 2000, el gas representaba solamente el 4% de la mezcla del combustible en la región. Más de la mitad de la energía consumida en la región de PJM se produce en Pennsylvania. La mezcla de combustibles del estado es dominada por el carbón y la nuclear, que suman más del 95% de la generación.</p> <p>Los precios de energía mayoristas en PJM se elevaron en 1999 después de la introducción de las ofertas competitivas que alcanzaron los \$34/MWh, cerca de \$10 más que el año anterior. Los precios también se hicieron más volátiles, y hubo algunos picos grandes del precio en julio de 1999. Los precios disminuyeron en el 2000 a \$31/MWh. Los precios permanecieron por debajo de \$100/MWh la mayor parte del tiempo (98% de las horas), y la volatilidad ha descendido hasta los niveles precompetitivos.</p> <p>Los precios de la ICAP han aumentado enormemente desde 1999, especialmente en el mercado del día siguiente. El precio diario medio para el comercio de ICAP casi se ha cuadruplicado entre 1999 y 2000. El coste de un MW de capacidad ascendió a \$1304 en el 2000. En el mercado mensual, los precios de ICAP también se incrementaron. La unidad de supervisión del mercado (Market Monitoring Unit) de PJM ha recomendado algunos cambios en las reglas de mercado para modificar los incentivos en el mercado de capacidad, uno de ellos es requerir a todas las LSEs servir sobre una base de más largo plazo y, además, requerir recursos de capacidad para ser ofrecidos sobre una base de largo plazo comparable. En PJM se considera que los mercados de energía y de capacidad fueron razonablemente competitivos, pero precisan que permanecen amenazas potenciales a la competición en éstos mercados que requieren escrutinio constante y pueden, en algunos casos, requerir la acción en orden a mantenerla.</p>
<p><i>Evaluación</i></p>	<p>En PJM, los márgenes de reserva han permanecido estables durante los 5 años pasados, y la seguridad de suministro se percibe como asegurada. La capacidad de generación ha crecido constantemente y es adecuada para satisfacer la demanda. Las regiones circundantes a PJM siguen la misma tendencia.</p> <p>La utilización de la capacidad ha estado constantemente alta. El mercado es, sin embargo, relativamente muy novel y las evidencias son por lo tanto limitadas.</p> <p>Los precios mayoristas altos con relación a los costes de entrada ayudan a explicar el buen funcionamiento de las inversiones en PJM. La fiabilidad es supervisada muy de cerca por varias instituciones, que confían en la colaboración entre el consejo regional de la fiabilidad y el operador del sistema.</p> <p>No hay barreras significativas de entrada para la construcción de plantas de generación nuevas en PJM. El <i>proceso de revisión de la localización es expedito</i>. El riesgo regulatorio ha sido bajo, ya que la reforma del mercado de electricidad no ha cambiado</p>

	<p>fundamentalmente ni las instituciones del mercado ni las reglas operativas; además, la introducción de la competición ha sido un proceso gradual.</p> <p>El mercado de capacidad instalada operado por PJM está trabajando convenientemente. Para comentarios adicionales ver Tabla 2.4.</p>
--	---

Tabla 2.1. – Principales características de algunos de los mercados eléctricos liberalizados más representativos alrededor del mundo.

2.5.3. Aplicación de las “soluciones convencionales”

- a) *La provisión pública.* El operador del sistema compra activos de tecnología de carga punta y su producción la pone a disposición del mercado al precio de escasez de la electricidad en el momento que se requiera; caso de los mercados eléctricos de Finlandia, Suecia, y Australia. Ver Tabla 2.2.

Mercado	Nombre del mecanismo	Descripción, objetivo y / o resultado	Índices de funcionamiento ²⁷	
			Eficiencia	Eficacia
Finlandia y Suecia	Activos de tecnología punta en manos del sector público	<p>Estos mercados se han caracterizado por tener un parque de generación sobredimensionado donde la SAE no es prioridad; contar con importantes interconexiones con países vecinos; y, por que existe la posibilidad de que el operador del sistema puede comprar activos de tecnología punta para despachar en casos de emergencia al precio de escasez fijado por el sistema.</p> <p>Durante el otoño de 1999, Svenska Kraftnät decidió asignar fondos de contingencia para ampliar la utilización de una unidad (que utiliza petróleo) de la central eléctrica de Karlashamn hasta el 2002. Además, introdujo un precio especial en sus servicios de balance para un riesgo determinado de escasez de la energía, el cual variaba entre 32 y 97 ¢€/kWh aprox., precio que debían pagar las compañías para balance -compañías que proveen energía eléctrica adicional a la red cuando es necesario- ante un déficit en situaciones críticas.</p> <p>En Noruega, Statnett ha entrado en contratos de reservas de producción con los jugadores del mercado para asegurarse de que existen suficientes reservas disponibles inmediatamente en el sistema. Hasta noviembre de 2000, Statnett reservaba cierta cantidad de la producción sobre una base diaria, si se esperaba una escasez de energía. Los generadores eran pagados no por ofertar su producción en el mercado spot sino por divulgar su producción de reserva en el mercado de energía regulado. Este sistema fue substituido en noviembre de 2001 por contratos de producción de reserva para tres meses o un año a la vez. Los contratos de reservas incluyen aproximadamente 1000 MW del lado de la oferta y 700 MW del lado de la demanda.</p>	<p>✓ Se ha utilizado los recursos disponibles a mínimo coste.</p> <p>X Varias unidades de tecnología punta han sido retiradas por no ser rentables. Los precios del mercado están por debajo del coste de entrada</p>	<p>X Aunque se ha contado con la capacidad de producción en periodos de escasez, se han ido retirando las unidades disponibles y las reservas tienen tendencia decreciente. La SAE empieza a ser tema de preocupación.</p>

Tabla 2.2. – Evaluación del funcionamiento de algunos mecanismos de provisión pública de la SAE

- b) *La solución “pigoviana”.* En mercados reales, esta solución consiste en adjuntar un término de capacidad al precio del mercado (precio marginal del sistema definido por el mercado spot). A los generadores se les da un pago por MW basado en su disponibilidad para ofertar en el mercado (sean despachados o no) o en la energía generada como un excedente del precio de mercado (o precio de casación). Por lo tanto, este término ha de reflejar el supuesto valor de

²⁷ Se tendrán en cuenta dos indicadores de funcionamiento: la *eficiencia* que mide los resultados de un proceso en cuanto a la relación entre los resultados alcanzados y los recursos utilizados; y, la *eficacia* que mide la capacidad de un proceso para cumplir con los objetivos propuestos.

utilidad marginal de la disponibilidad del suministro en picos, en otras palabras, el valor marginal de fallo o racionamiento. En la tabla 2.3. se puede observar la evaluación del funcionamiento de tres de los mercados donde se han utilizado o aun se utilizan estas soluciones pigovianas.

El pago explícito de capacidad tiene 3 funciones:

- Motivar a los productores a declararse disponibles en periodos de demanda pico; la remuneración se da por el hecho de declararse disponibles, aunque no sean llamados por el mercado.
- Motivar a invertir en unidades de tecnología pico o mantener en operación unidades más antiguas.
- Asegurar ingresos a las unidades de base y semi-base, en tanto contribuyen también a las puntas. Esta función es reclamada específicamente en los mercados sometidos a fuertes incertidumbres del precio, originadas fundamentalmente en la dependencia de recursos hidroeléctricos (Newbery, 2000).

En términos generales, el pago de capacidad busca estabilizar el ingreso de los generadores y dar una señal económica para atraer nueva inversión, dando como resultado precios de mercado más bajos (y más estables).

Esta solución aplica solamente en los mercados obligatorios de tipo “pool”, como los de UK (hasta 2001), España, Colombia, entre otros. La razón para ello, es que tiene que aplicarse a todas las transacciones físicas porque todas contribuyen a garantizar el abastecimiento, lo que no es posible con un mercado de contratos.

Los pagos de capacidad se recaudan de los clientes, como un alza prorrateada semejante a los cargos de transporte. En algunos casos, tal como en España, los *pagos de capacidad son indistinguibles de la remuneración por Costes de Transición a la Competencia CTC, los cuales son vistos como fuente adicional de ingresos de los generadores y necesarios a fin de garantizar su rentabilidad.*

El valor del término de capacidad se define en función del coste más económico (inversión y combustible) de una unidad marginal de carga punta, repartido en el número de horas durante las cuales la potencia global ofrecida por el sistema debe estar garantizada. Las unidades de generación a gas se han definido como las de mayor eficiencia técnico-económica para el suministro en los periodos pico de la demanda. De acuerdo a (Oren, 2000), el “pago de capacidad se arraiga en la teoría de la tasación de la carga punta cuya aplicación en el contexto de la energía eléctrica fue iniciada por Boiteux. De acuerdo a esta teoría, la generación de electricidad requiere de dos factores de producción, capacidad y energía, donde la cantidad de energía que se puede producir en cualquier periodo de tiempo dado está sujeta a la capacidad disponible”.

Varias son las críticas dadas a las experiencias con la solución pigouviana:

- Los partidarios de las soluciones de mercado fundamentan su crítica en dos aspectos. Por una parte, no incita el desarrollo de programas de gestión de la demanda; por otra parte, puede incitar el exceso de inversión en picos. (IEA, 1999)
- La naturaleza regulada del procedimiento (Vázquez et al., 2002) ha creado fuertes desacuerdos con respecto al volumen total, al dinero a ser pagado a los generadores y a la asignación de este entre las diferentes instalaciones, especialmente cuando hay unidades térmica e hidráulicas implicadas.
- De acuerdo a (Pérez-Arriaga, Solé, Vázquez, & Meseguer, 1999), el enfoque del pago de capacidad tiene otros inconvenientes (además de los anteriores): primero, la señal económica, si no es cuidadosamente implementada, puede introducir distorsiones en el comportamiento de los generadores en el mercado a corto plazo. Segundo, y más importante, este enfoque carece de la definición de un producto comercial identificable por el cual los generadores obtienen su remuneración.

De otra parte, de acuerdo a (S.S. Oren, 1999), si los pagos de capacidad son intencionados para corregir fallos de los mercados de capital entonces la intervención regulatoria debe tratar directamente la disponibilidad y el coste de financiamiento a largo plazo para la expansión de la capacidad asegurada por los contratos a corto plazo y centrarse en promover la confianza en el

mercado y en las reglas que faciliten los mercados líquidos para futuros de la energía y otros instrumentos de la gestión de riesgos.

Mercado	Nombre del mecanismo	Descripción, objetivo y / o resultado	Índices de funcionamiento	
			Eficiencia	Eficacia
I&G	Pago de capacidad	<p>Los generadores cuyas ofertas resultaban casadas en el mercado spot recibían el precio de compra del pool (Pool Purchasing Price PPP), definido como el precio marginal del sistema (System Marginal Price SMP) -el precio de la oferta más alta necesaria para cubrir la demanda programada, donde los costes de arranque y de no carga eran promediados y agregados a los costes de la energía- más un <i>pago administrativo de capacidad</i>.</p> <p>El <i>pago de capacidad</i> fue proporcionado a todas las centrales eléctricas que estaban disponibles, así generaran o no realmente electricidad. Los pagos de capacidad fueron definidos por un sistema de reglas que tuvo como objetivo, en última instancia, reflejar el coste previsto para el usuario de una interrupción del suministro. Este valor era calculado como el producto de dos cantidades: el valor de pérdida de carga (Value of Loss Load VOLL), y la probabilidad de pérdida de carga (Loss of Load Probability LOLP). VOLL era fijado administrativamente, en consideración a que no habían pujas del lado de la demanda con la posibilidad de afectarlo. Este valor fue fijado en £2,0/MWh (aprox. US\$3/kWh) en 1990 y aumentado anualmente de acuerdo al índice de precios al por menor (Retail Price Index RPI) –en el año 2000, estaba en £2,816/MWh (aprox. US\$4/kWh). Así, el precio que cada generador en línea recibía cada media hora era la suma de dos componentes:</p> $\text{Precio de compra en el pool} = \text{SMP} + \text{LOLP} * (\text{VOLL} - \text{SMP})$ <p>El término LOLP²⁸ estaba dirigido a considerar cuánta capacidad estaba disponible con relación a la demanda prevista y por tanto tomaba valores muy altos cuando la capacidad era escasa. En UK, el valor de LOLP no solamente fue afectado por el margen de reserva sino también por la mezcla tecnológica de la generación, a cada planta le era asignada una medida de su fiabilidad. Tal medida era conocida como el cociente de desaparición.</p> <p>(Wolak, 1997) observa que "la declaración estratégica de la disponibilidad del generador es una manera muy atractiva... de obtener altos valores para el precio spot del día siguiente." La relación no lineal entre el margen de reserva previsto y el LOLP ofrece grandes beneficios a la retención estratégica de la capacidad para obtener un margen pequeño de reserva, un LOLP alto y, por lo tanto, un alto pago del cargo de capacidad.</p> <p>Este acercamiento que utilizó UK recibió poca atención en USA, quizás porque el cargo de capacidad es demasiado fácil de manipular por las compañías propietarias de grandes cantidades de generación. Adicionalmente, fijar administrativamente el VOLL es, en el mejor de los casos, una aproximación burda de cómo los consumidores valoran la electricidad. Finalmente, la volatilidad cotidiana y estacional del cargo de capacidad puede hacer de este un mecanismo pobre para animar a los inversionistas a que construyan nueva capacidad de generación. El cargo por capacidad desapareció cuando el pool fue substituido por NETA.</p> <p>Además, hasta el NETA en 2001, los riesgos del precio fueron manejados en un mercado financiero que funcionó en paralelo al</p>	X Se comprobó manipulación de los precios del mercado spot	X No se logró la disponibilidad de capacidad de producción esperada para periodos de escasez. Tampoco nuevas inversiones en capacidad de generación

²⁸ El criterio tradicional de LOLP de un día en diez años es equivalente a un VOLL de US\$21/kWh (basado en 2,4 horas al año con energía no servida y un coste anualizado de US\$50/kW-año de una turbina de combustión a gas. [INSERTAR HIRST, 1999].

		<p>pool. Los contratos bilaterales fueron utilizados por los generadores y los compradores de electricidad como la oportunidad para asegurarse del riesgo de las fluctuaciones del precio. Según (Green, 1999), del 80 al 90% del comercio de la electricidad fue asegurado mediante los contratos por diferencias (Contracts for Differences CfDs), los cuales permitieron a los participantes del mercado negociar a precios menos volátiles que los precios de cada media hora del pool. De hecho, las dos partes en un CfD podían convenir un precio de ejercicio (strike price) para una cantidad fija de electricidad. Siempre que el precio del pool estuviera por debajo del precio de ejercicio el comprador pagaría al vendedor la diferencia entre los dos. Siempre que el precio del pool fuera más alto el vendedor solventaba la diferencia. Por lo tanto, los ingresos de un generador podían estar fijados por el precio de ejercicio si este producía la cantidad requerida de electricidad, mientras que el precio del pool determinaba los incentivos marginales para el generador.</p> <p>El nuevo sistema, adoptado en marzo de 2001, puede ser manejado con base en el comercio bilateral además de los mercados de futuros y a plazo (forward). Los riesgos pueden ahora ser manejados a través de contratos bilaterales entre los generadores y suministradores o clientes grandes para la entrega física de la electricidad. Los productores de energía pueden también practicar las negociaciones cerca del tiempo real -hasta 3 horas y media antes del tiempo real- en el mercado a plazo. Además, NGC maneja un mecanismo de balance que funciona hasta 3 y media horas adelante del tiempo real, para asegurar la seguridad del sistema. El desarrollo de los mercados de derivados permite a los participantes en el mercado manejar sus riesgos comerciales.</p> <p>Los nuevos arreglos y organización del mercado, se orientan a hallar el suministro adecuado enteramente a partir de las fuerzas del mercado. Los pagos de capacidad han sido abandonados y no hay ingresos garantizados por la disponibilidad. A cambio, se estructuró y se puso en funcionamiento el llamado Grupo JESS –Joint Energy Security of Supply working group–. JESS fue creado en julio de 2001, por el Department of Trade and Industry (DTI) y la Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM) para: evaluar los riesgos futuros del suministro de electricidad y gas en Gran Bretaña y .monitorear a nivel estratégico, en una escala de tiempo no menor de 7 años anticipados, la disponibilidad de tales suministros y la suficiencia de capacidad de generación; y, de la infraestructura de electricidad y gas en UK. Ver apartado siguiente.</p>		
España	Garantía de potencia; reemplazado en 2008 por el Cargo por Capacidad	<p>La garantía de potencia es un mecanismo regulado –cargo– establecido, con el objeto de proporcionar una señal económica, para la permanencia e instalación de capacidad de generación en el sistema eléctrico; a fin de conseguir un nivel de garantía de suministro de electricidad adecuado.</p> <p>El cobro por concepto de garantía de potencia es mensual y se obtiene como el producto de 0,4808 c€/kWh por la demanda mensual en barras de la central. Su asignación se hace a las diferentes unidades de producción de energía eléctrica que presenten ofertas en el mercado de producción y que acrediten un funcionamiento mínimo de 480 horas anuales a plena carga o equivalentes si no funciona a plena carga. No tienen derecho al cobro por garantía de potencia las importaciones de energía eléctrica realizada por agentes externos que se integran en el mercado de producción ni la energía procedente de instalaciones de producción en régimen especial que se integren en el mercado de producción sin presentación de ofertas, ni la parte de la energía</p>	X Los pagos dados incrementan el precio a los consumidores sin claridad sobre el producto entregado por parte de los generadores a quien se les paga	X No existe evidencia de su incidencia sobre la disponibilidad de capacidad de producción ni tampoco de nuevas inversiones en capacidad de generación

	<p>generada vinculada al cumplimiento de un contrato bilateral físico. Están obligados al pago por garantía de potencia todos los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos por la energía que adquieren en el mercado de producción. No están obligados a este pago aquellos que adquieren energía vinculada a un contrato bilateral físico, ni los productores por la energía correspondiente al autoconsumo de producción y al consumo de bombeo.</p> <p>El pago por garantía de potencia es proporcional a la demanda en barras de central de los distintos agentes que adquieren energía en el mercado de producción. Para el cálculo de los pagos dichos agentes se dividen en dos grupos: consumidores cualificados, comercializadores para su venta a consumidores cualificados o para la exportación y agentes externos, que adquieran su energía en el mercado de producción. Su pago por garantía de potencia es calculado como la suma del producto de su demanda en cada hora por el precio de la garantía de potencia correspondiente a la misma. Dicho precio es función del periodo tarifario definido en las tarifas de acceso que apliquen. Ver Anexo 2-4.</p> <p>En la evolución del cobro por concepto de garantía de potencia este sufrió dos reducciones; en enero de 2000 y en julio de 2000. En términos generales ha pasado de 6,97 €/MWh (valor inicial) a 4,81 €/MWh (2006). En ningún caso se han hecho públicas las consideraciones que determinan las cantidades del cobro por garantía de potencia en España.</p> <p>La última modificación se le hizo en 2005: estableciendo que los contratos bilaterales físicos debían también cobrar y pagar garantía de potencia, reduciendo el número de horas de funcionamiento mínimo a 50 para tener derecho al cobro de la garantía de potencia e intensificando las inspecciones de las instalaciones con derecho a su cobro.</p> <p>A partir de 2008 el cargo por Garantía de Potencia es reemplazado por el Cargo por Capacidad. La Orden ITC/2794/2007 estableció un sistema de pagos por capacidad estructurado en torno a dos incentivos, a) el de inversión, orientado a promover la entrada de nueva capacidad en el sistema (largo plazo), y b) el de disponibilidad, orientado a promover la disponibilidad de la capacidad ya existente (medio plazo). “Desde su aprobación, el incentivo a la inversión se ha liquidado para todas las instalaciones que entraron en funcionamiento después del 1 de enero de 1998, aunque sólo durante los 10 primeros años de operación. Sin embargo, el incentivo a la disponibilidad ha carecido de desarrollo normativo hasta la aprobación de la Orden ITC/3127/2011, por la que se regula el servicio de disponibilidad... El pago anual por el servicio de disponibilidad se define, para cada instalación elegible, como el producto de un pago unitario por MW de potencia neta, fijado por el MITyC (para el primer año quedó fijado en 5150 €/MW), por la potencia neta de la instalación y por la tasa de disponibilidad de la tecnología, estimada también por el MITyC sobre la base de valores históricos (91,2% para las centrales de carbón; 91,3% para los ciclos combinados de gas natural; 87,7% para las centrales de fuelóleo; 23,7% para las centrales hidráulicas de bombeo y las que tienen capacidad de embalse). Para dar el servicio por satisfecho, cada generador prestatario del mismo deberá acreditar una potencia media disponible anual equivalente al 90% de su potencia neta en las horas de los periodos tarifarios de mayor demanda (periodos 1 y 2), sin que las indisponibilidades programadas en estas horas puedan superar el 33% de las horas en estos periodos. En caso de</p>		
--	--	--	--

		<p>incumplimiento, las unidades de generación deberán hacer frente a penalizaciones proporcionales a dicho incumplimiento. La financiación del servicio correrá a cargo de todos los comercializadores y consumidores directos de acuerdo con los cargos dispuestos en la Orden ITC/3860/2007 y en la Orden ITC/3353/2010. La liquidación del servicio será responsabilidad del Operador del Sistema.” (Energía & Sociedad, 2011, pp. 2–4)</p> <p>Adicionalmente, la Orden ITC/3127/2011 también modifica, en su Disposición Final Primera, el incentivo a la inversión antes descrito, que se incrementa de 20.000 a 26.000 €/MW/año.</p> <p>Este nuevo mecanismo es aun muy novel para su evaluación.</p>		
Colombia	<p>Cargo por capacidad hasta 2006.</p> <p>Cargo por Confiabilidad y Mercado de Energía Firme, enero de 2007</p>	<p>El cargo por capacidad (CXC), creado en 1997 y vigente hasta diciembre de 2006, buscaba garantizar la disponibilidad de una oferta eficiente de energía eléctrica, capaz de abastecer la demanda en el Sistema Interconectado Nacional mediante un mecanismo de remuneración parcial de la inversión por kW instalado de los generadores que contribuyen a la fiabilidad del sistema, bajo criterios de eficiencia y de hidrología crítica. Su asignación era de tipo administrativo y su valor fijo de US\$5,25/kW-mes.</p> <p>A marzo de 2004 la remuneración acumulada de CXC, pagada a los generadores, fue de aprox. US\$3200 millones; a diciembre de 2007 la remuneración total alcanzó poco más de US\$5000 millones (dólares corrientes). La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en Colombia estimó que esta última cifra hubiese sido suficiente para pagar completamente 10000 MW de los cerca de 13000 MW de la capacidad instalada del sistema a finales del mismo año. La CREG también expuso las siguientes debilidades del CXC:</p> <p>(1) La asignación de unidades térmicas e hidráulicas se realiza mediante una herramienta de cálculo muy sensible a la variación de los datos de entrada y por lo tanto sus resultados son inestables. (2) no existe una vinculación entre el CXC remunerado y el mercado. (3) El producto objeto de pago no está bien definido. (4) La evaluación centralizada de la contribución a la confiabilidad reviste complejidad. (5) La valoración del agua se hace centralizadamente sin consultar la percepción de los agentes. (6) No incluye las restricciones de suministro y transporte de fuentes primarias térmicas. (7) <i>No consulta la disposición a pagar por parte de la demanda.</i> (CREG, 2004, pp. 15, 28-29)</p> <p>En enero de 2007 entra en vigencia el Cargo por Confiabilidad (Cx Cf) que conserva los principios fundamentales y los objetivos buscados con en el CXC, pero adicionalmente, permite a los agentes generadores, tanto térmicos como hidráulicos y de otras tecnologías, la autovaloración de sus recursos de generación, eliminando el procedimiento centralizado de determinar el valor del agua y los costos variables de generación y vincula de manera consecuente, esta valoración con el mercado ocasional.</p> <p>El objetivo del Cx Cf es dar la señal de largo plazo requerida para promover la expansión del parque de generación en Colombia y que, adicionalmente, permita asegurar que los recursos de generación no solo estén disponibles para abastecer la demanda en situaciones de escasez de la energía, sino que este abastecimiento se efectúe a un precio eficiente. Uno de los componentes esenciales del Cx Cf es la existencia de las Obligaciones de Energía Firme (OEF), que corresponde a un compromiso de los generadores respaldado por activos de generación capaces de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento. Las OEF que se requieren se subastan entre los generadores para cubrir la demanda del sistema. El generador al que se le asigne una OEF recibe una</p>	<p>X Los pagos dados incrementaron los precios de la electricidad sin claridad sobre el producto entregado por parte de los generadores a quien se les pagaba</p>	<p>X No existe evidencia de su incidencia sobre la disponibilidad de capacidad de producción ni tampoco de nuevas inversiones en capacidad de generación</p>

		remuneración conocida y estable durante un plazo determinado, y se compromete a entregar determinada cantidad de energía cuando el precio del mercado spot supera un umbral previamente establecido por la CREG y denominado Precio de Escasez. Dicha remuneración es pagada por los usuarios del SIN, a través de las tarifas que cobran los comercializadores. Por ser un mecanismo relativamente nuevo no se tiene información suficiente para su evaluación.		
--	--	--	--	--

Tabla 2.3. – Evaluación del funcionamiento de algunas soluciones pigovianas de la SAE

c) *La solución “coasiana”*. En mercados reales, esta solución se basa en la creación de mercados para reasignar derechos de propiedad (como mercados de capacidad); no solamente de entidades físicas, sino también de derechos de elección y de disposición. Se parte de que el mercado *no es capaz de revelar²⁹ la disposición de los clientes a pagar para evitar los cortes del suministro y la volatilidad de los precios*, y en consecuencia se crea un mercado separado para la capacidad. Este sistema de capacidad está basado en la cantidad a diferencia de las soluciones convencionales en las que los sistemas de capacidad están basados en el precio³⁰.

En los mercados de capacidad se especifica la cantidad de la capacidad deseada, y las empresas minoristas tienen la obligación de contribuir proporcionalmente a su carga máxima (es decir, con referencia a sus ventas en periodo pico y pico-extremo más un coeficiente de reserva³¹), ya sea con su propia capacidad, con gestión de la demanda, o mediante créditos o contratos de futuros u opciones para la energía.

En los mercados de capacidad el Operador Independiente del Sistema (Independent System Operator, ISO) cumple las siguientes funciones (Hobbs, Inon, Ming-Che, & Stoft, 2005, p. 516):

- ✓ Define la cantidad de capacidad que se necesita, basado en la carga del sistema y en el nivel de fiabilidad deseado.
- ✓ Asigna la responsabilidad de proveer esa capacidad entre los diferentes participantes del mercado.
- ✓ Permite a los participantes el intercambio comercial de la capacidad para que esta se provea al menor coste. En otras palabras, es como *crear derechos de propiedad* cuyo resultado es un mercado competitivo de la capacidad.
- ✓ Establece las sanciones por incumplimiento.

Los ejemplos más conocidos donde se ha adoptado esta solución son algunos de los mercados del noreste de USA, tales como el de PJM, New York ISO (NYISO) e ISO-New England (ISO-NE); donde las autoridades regulatorias determinan la cantidad de capacidad firme que cada uno de los proveedores minoristas tiene que comprar, así como la cantidad máxima que cada generador tiene permitido vender. Ver Tabla 2.4. para la evaluación de esta solución; como los tres mercados de capacidad anteriormente mencionados son tan similares, solo se hará referencia al mercado de capacidad de PJM.

Mercado	Nombre del mecanismo	Descripción, objetivo y / o resultado	Índices de funcionamiento	
			Eficiencia	Eficacia
PJM	Mercado de capacidad	Los proveedores minoristas en PJM son las Load Serving Entities (LSEs). Todas las LSEs están obligadas a comprar Installed Capacity (ICAP)	✓ Existe evidencia de que se han	X Se ha contado con la capacidad instalada

²⁹ En (Jaffe & Felder, 1996) los autores plantearon el gran debate del momento y la pregunta que los diseñadores de los mercados eléctricos deberían hacerse: ¿Debe ser creado un mercado de capacidad para dar un valor explícito a la capacidad, o mejor convendría impulsar la cantidad de capacidad necesaria a través de las expectativas sobre los precios del mercado de electricidad?

³⁰ En un sistema de capacidad basado en el precio, toda la capacidad se paga a una cantidad fija por cada MW, independientemente de lo mucho o poco que se transe en el mercad. Esta es la solución pigoviana tratada anteriormente.

³¹ El coeficiente de reserva no está estandarizado por lo que varía mucho de un mercado a otro. En U.S.A. se contempla, por ejemplo, un coeficiente de 12% en el marco del Standard Market Design SMD, definido en el 2002 por la FERC.

	<p>además de la energía para cubrir la demanda, o bien deberán pagar una penalización al ISO, el cual luego la redistribuye entre los generadores. Esta penalización se ajustó inicialmente en \$177,3/MW-día. La obligación (requerimiento) a las LSEs busca asegurar que estos minoristas de la electricidad hayan reservado suficiente capacidad de generación para cubrir la demanda de sus consumidores. El margen de reserva que las LSEs deben mantener es una función de la demanda pico anual suministrada por cada entidad, con el fin de prevenir la escasez de electricidad; y no tiene nada que ver con quién realmente genera la energía.</p> <p>PJM opera el mercado de capacidad para el día siguiente desde enero de 1999. A mediados del mismo año este fue ampliado para incluir los mercados mensuales y multi-mensuales. Hay un aspecto obligatorio asociado al mercado de capacidad, cuando los generadores no venden su ICAP están obligados a ofrecerla en el mercado eléctrico del día siguiente.</p> <p>Las evaluaciones del mercado de capacidad instalada operado por PJM coinciden en afirmar que este trabaja convenientemente. La combinación de un mercado de ICAP con una oferta tope ha disminuido la volatilidad del mercado, la cual se incrementó severamente después de que las ofertas competitivas fuesen introducidas por primera vez en el mercado de energía.</p> <p>Existen algunas preocupaciones de que los niveles del precio para la capacidad sean demasiado altos, dados los niveles de capacidad existentes. Otros temas afines a los mercados de ICAP están siendo revisados por PJM, fundamentalmente en lo que se refiere al horizonte de tiempo de los generadores y a los niveles de penalización a ser pagados por las LSEs que no puedan cubrir sus requerimientos de capacidad. La experiencia de este mercado ha revelado que puede haber interacciones inesperadas entre los precios del mercado para diversos productos, y también entre los mercados regionales con diferentes reglas.</p> <p>Existen fuertes movimientos que argumentan que el establecimiento de los mercados de capacidad sólo sirve para retrasar el desarrollo de los mercados de respuesta de la demanda a la eficiencia energética. También argumentan que, corregir directamente las deficiencias del mercado eliminando los topes del precio y al mismo tiempo aumentando la participación de la demanda es más deseable que la creación de un mercado adicional para productos básicos artificiales como la capacidad. Sin embargo, los responsables políticos prefieren la seguridad de un requisito de suficiencia de recursos como el de los mercados de capacidad. (Hobbs et al., 2005)</p> <p>En los mercados de capacidad de PJM, NYISO y de ISO-NE, se están reemplazando los actuales requisitos fijos de ICAP que obligan a las LSEs con un sistema basado en la curva de demanda en la que el ISO se encarga de adquirir la capacidad en nombre de las empresas grandes. En el enfoque de la curva de demanda se paga más cuando los márgenes de reserva son más pequeños y se reducen los incentivos para la inversión cuando las reservas están por encima de los niveles pre-establecidos.</p>	<p>utilizado los recursos disponibles a mínimo coste; aunque no es claro si los precios de la capacidad instalada en periodos de escasez son eficientes. Tampoco se conocen los costes de transacción imputables al mercado de capacidad.</p>	<p>suficiente en periodos de escasez.</p>
--	--	---	---

Tabla 2.4. – Evaluación del funcionamiento de algunas soluciones coasianas de la SAE

En los mercados de capacidad hay un producto comercial identificable asociado a la capacidad firme y el compromiso de los agentes para comprar y despachar tal producto. De otra parte, los agentes encuentran durante el periodo pico una nueva fuente de recursos en el caso de contar con capacidad disponible superior a la capacidad por la cual se comprometieron, y esto debido a las incertidumbres sobre sus ventas. En consecuencia, se plantea que esta solución es suficiente para asegurar un nivel óptimo de capacidad y evitar costes sociales de interrupción

del suministro y de precios punta. El nivel es óptimo porque estos compromisos se completan por el dispositivo de intercambio de derechos en adición a la arquitectura de los mercados (Besser et al., 2002; Hunt, 2002).

Por otra parte, un sistema de penalizaciones incita a los proveedores a respetar sus compromisos y a buscar derechos complementarios en caso de no cumplimiento de sus compromisos de capacidad; sin embargo, ha de tenerse en cuenta que este sistema aumenta el coste de transacciones considerablemente.

Esta solución convencional presenta varios inconvenientes:

- La competición es solamente usada para determinar el precio, pero no la cantidad que cada generador puede vender (Vazquez et al., 2002). Cuando hay solamente unidades térmicas en el sistema, el regulador puede computar fácilmente la capacidad firme de cualquier generador; pero cuando hay unidades hidráulicas implicadas (u otras plantas de disponibilidad restringida), tal capacidad firme es muy difícil de calcular y su determinación se vuelve polémica, como en la solución anterior.
- Proporciona un incentivo débil para la operación orientada a la fiabilidad. Esto se deriva del hecho de que los consumidores no ven ningún producto real en el intercambio por la capacidad que tiene que comprar, puesto que los generadores tienen muy pocas responsabilidades resultantes de los contratos; e inclusive, pueden decidirse a exportar, en vez de la venta al pool, aún si la demanda es racionada, si los precios externos son atractivos (Steven Stoft, 2000).
- Los consumidores no escogen el nivel de fiabilidad que están dispuestos a pagar. Ellos están forzados a aceptar el nivel uniforme que es establecido por el regulador (Pérez-Arriaga et al., 1999).
- Los compromisos de capacidad implican incertidumbres, dado que los clientes pueden optar por otro proveedor. En USA, por ejemplo, son los responsables del balance quienes se comprometen voluntariamente a encontrar las capacidades necesarias en periodos pico y son definidas de acuerdo con el operador del sistema. Los estatutos del “proveedor en última instancia (default supplier)” y el de “responsable del balance”, supuestamente llevan a un compromiso global suficiente para la adición de capacidades garantizadas por los diversos responsables del balance.
- La duración temporal de los compromisos es desproporcional al tiempo de instalación y puesta en servicio de los activos de generación necesarios para garantizar el respeto a tales compromisos: de hecho no es posible en la realidad imponer compromisos a largo plazo a los proveedores, sin reducir el incentivo a invertir en el pico.

2.5.4. Aplicación de soluciones no convencionales:

Del grupo de soluciones no convencionales de la que se ha hecho referencia en el apartado 2.3.2. En esta solución se clasifican aquellos países con mercados liberalizados que han optado por alternativas no reguladas, es decir, optan por abstenerse de cualquier intervención; es el caso de California (después de la crisis eléctrica por la que atravesó en el año 2000), Australia, Nueva Zelanda y UK en 2001 con la entrada en vigencia del NETA. Otra versión de esta solución utilizada es la de organizar mercados de largo plazo libremente utilizados por los agentes: con mercados de futuros y de opciones, caso de Noruega. (Wolak, 1997)

2.5.5. Otras soluciones específicas: casos de interés

Otras soluciones específicas: en estas se incluyen aquellas medidas, programas o políticas para asegurar el abastecimiento eléctrico en mercados liberalizados que no cumplen con los criterios de clasificación de las soluciones convencionales y las soluciones no convencionales.

Como se ha reiterado anteriormente, hasta ahora no existe consenso en el concepto, problemas y soluciones a la SAE; ni siquiera en torno a la gestión de los servicios públicos en general ni en particular del domiciliario de energía eléctrica. Y, menos aun propuestas específicas de protocolos o iniciativas de estándares para la gestión específica de la SAE o de algunas de las medidas y soluciones implementadas.

De la experiencia internacional, solo existe un caso de aplicación de una política específica de gestión en torno a la SAE: la política de seguimiento y control del Joint Energy Security of Supply working group (JESS) en el mercado eléctrico del Reino Unido (UK). Esta política y los pocos protocolos de alguna actividad de gestión, aunque de menor importancia y relacionados indirectamente con el servicio de la energía eléctrica; se presentan a continuación, para ilustrar los pocos casos de aplicación de la experiencia internacional específica en torno a la SAE.

1) El modelo inglés: lecciones del Joint Energy Security of Supply working group (JESS)

Para resaltar la importancia del surgimiento del grupo JESS, primero se exponen a continuación los antecedentes y entorno del mismo, en el mercado eléctrico inglés.

El principal objetivo de OFGEM (Office of Gas and Electricity Markets) como regulador de la industria eléctrica y de la industria del gas en tierra (onshore gas industry) en Gran Bretaña, es proteger los intereses de los consumidores de gas y de electricidad, promoviendo dondequiera la competición eficaz. Este objetivo es complementado por un deber específico de “seguridad del abastecimiento”, por el cual le surge la necesidad de asegurar que todas las demandas razonables para la electricidad y el gas sean satisfechas; además, de garantizar un diverso y viable suministro energético al largo plazo. OFGEM también tiene otros deberes, incluidas las responsabilidades ambientales y sociales; aunque la implementación de medidas sociales y ambientales que tengan implicaciones financieras significativas son fundamentalmente responsabilidad del Gobierno.

Adicionalmente, OFGEM tiene un rol clave a través de la regulación efectiva del “monopolio natural” de las redes de electricidad y gas, en asegurar la expansión oportuna de la capacidad y operación eficiente del sistema.

De otra parte, National Grid Transco (NGT) como operador (SO) del sistema de electricidad y gas, también juega un rol importante en asegurar el abastecimiento proporcionando los servicios de balanceo residual. NGT tiene incentivos comerciales, concedidos por OFGEM, para asegurar que como proveedor del servicio monopólico del transporte de energía, este responda eficiente y efectivamente a las señales del mercado y que sus acciones estén enviando señales apropiadas al mercado. NGT tiene la posibilidad de utilizar la opción de comprar y vender gas y electricidad para mantener estos sistemas en balance, también como de suscribir contratos de servicios.

Las características específicas de la oferta y la demanda en electricidad y gas, así como la necesidad de mantener las redes del gas y de la electricidad funcionando dentro de límites operativos seguros y eficientes, dan lugar a consideraciones particulares de la seguridad del abastecimiento. Tres dimensiones principales para la seguridad del abastecimiento pueden ser identificadas en los mercados de la energía (Roques, Newbery, & Nuttall, 2004):

- *Disponibilidad de suministros*: asegurar que existe capacidad de producción³² adecuada para satisfacer la demanda, considerando la probabilidad de respuesta del lado de la demanda en un cierto plazo;
- *Redes*: proporcionar los medios para la provisión de los productores a los consumidores a través de la infraestructura de transporte y de distribución de electricidad; y,
- *Operación del sistema*: asegurar que dada la disponibilidad de redes y la capacidad de producción, cualquier restricción del transporte será gestionada, y la demanda y la oferta estarán balanceadas cuando y donde se requiera³³;

En el contexto del mercado eléctrico inglés, uno de los pioneros, institucionalmente se ha confiado en el mercado como marco apropiado para asegurar la existencia de señales correctas e incentivos que posibiliten a las partes competitivas de las industrias de electricidad y de gas, combinar sus propias necesidades de oferta y de demanda. En el caso de desbalances, el mercado también necesita proporcionar las señales correctas e incentivos para que los participantes proporcionen servicios al operador del sistema y a otros participantes del mercado; por ejemplo, en términos de aumentar la generación o, por parte de los clientes, reducir su demanda para permitir al operador del sistema resolver esos desequilibrios.

El grupo JESS fue creado en Julio de 2001, por el Department of Trade and Industry (DTI) y OFGEM para evaluar los riesgos futuros del suministro de electricidad y gas en Gran Bretaña.

Entre las principales responsabilidades del grupo JESS están:

- Evaluar la información disponible relevante para la seguridad de suministro, a fin de identificar las diferencias entre esta información y los indicadores apropiados de desarrollo;
- Monitorear a nivel estratégico, en una escala de tiempo no menor de 7 años anticipados:
 - La disponibilidad de los suministros de gas;
 - La disponibilidad de los suministros de gas y combustibles usados para la generación eléctrica;
 - La suficiencia de capacidad de generación; y
 - La suficiencia de infraestructura de electricidad y gas en el Reino Unido.
- Evaluar si los mecanismos apropiados, basados en mercado, están brindando temporalmente las señales de inversión para cubrir cualquier escasez que sea anticipada en la cadena de suministro;
- Identificar temas de la política del sector importantes y considerar sus implicaciones; y
- Reportar dos veces al año a la Secretaria de Estado y a la Autoridad del Mercado de Electricidad y Gas.

El trabajo de JESS acerca de la seguridad de suministro está centrado en el medio y largo plazo, no menos de los siguientes 7 años, más que en el corto plazo.

Dentro de los límites de la confidencialidad comercial, JESS tiene como objetivo asegurar que las compañías de energía, los inversores y los consumidores, tengan tanto acceso como sea posible, a un amplio rango de información.

En un sistema basado en el mercado tal como el de UK, la provisión de suficientes suministros de energía para cubrir la demanda depende de las respuestas efectivas del mercado, las

³² Producción en este contexto se refiere tanto al suministro de gas desde la infraestructura en tierra (offshore), interconexiones y entregas desde los almacenamientos; como a la generación de electricidad.

³³ En electricidad esto se traduce en la necesidad de mantener la frecuencia en las redes dentro de parámetros seguros en una base de tiempo real, mientras que en gas se traduce en la necesidad de mantener las presiones del sistema dentro de un rango aceptable.

cuales a su vez se basan en que los jugadores del mercado tienen información precisa para conocer sus expectativas acerca de los precios futuros.

Indicadores de la seguridad del abastecimiento. Una de las tareas claves del grupo JESS ha sido establecer una serie de indicadores para monitorear la seguridad del abastecimiento. JESS no busca disminuir los roles de National Grid Transco (NGT) ni de otros propietarios/operadores de red en planificar y operar sus sistemas para mantener la continuidad en el suministro. JESS tampoco busca reemplazar las responsabilidades de los participantes en los mercados de gas y electricidad de cumplir con las obligaciones de sus permisos en hacer las provisiones suficientes que cubran los requerimientos de sus clientes para gas y electricidad. El grupo, sin embargo, cree que la presentación de tanta información no-confidencial como esté disponible para DTI y OFGEM puede ser de utilidad para los participantes del mercado y observadores.

Cualquier clase de indicador puede únicamente proveer información de un “punto en el tiempo” del tema que refleja. Los indicadores proveen la visión adelantada de una indicación de posibles tendencias futuras, las cuales pueden informar para las decisiones de los participantes en el mercado, por ejemplo, acerca de sus inversiones futuras. Igualmente, ver en los cambios del mercado en su contexto completo, las necesidades futuras a fin de considerarlas y compararlas con los antecedentes de eventos históricos.

Los indicadores desarrollados por el grupo JESS, se organizan en tres grandes grupos:

- a) *Previsiones del suministro y la demanda.* Para el desarrollo de estos indicadores JESS ha usado provisiones planificadas (principalmente de NGT) y modelado económico de datos (principalmente de las proyecciones energéticas actualizadas del DTI). Ha de tenerse en cuenta que, dado que los datos de provisiones están sujetos a incertidumbres, especialmente para largos periodos de tiempo anticipado, las provisiones deberán ser consideradas como un escenario documentado del futuro, más que como una previsión absoluta.
- b) *Señales del mercado.* Los mapas de señales del mercado ajustan los precios anticipados para el gas y la electricidad. Los mercados competitivos tienen un importante e incremental rol que desempeñar en direccionar la incertidumbre a través de las evaluaciones propias de los participantes individuales y de las necesidades futuras de sus clientes. Por medio de un precio anticipado tal incertidumbre puede ser analizada y convertida en un valor para un producto en el futuro. Los mercados competitivos ayudan a proveer –generalmente mediante señales de precio- información que de otra manera no está disponible.

Las señales del precio ayudan igualmente a consumidores, suministradores y productores para ver cuando los suministros son relativamente abundantes o ajustados. Esto es particularmente importante en las industrias eléctricas y del gas ya que estas son cada vez más dinámicas, inter-relacionadas e internacionales. La mejor mezcla de combustibles, plantas de generación, y fuentes importadas versus domésticas para alcanzar seguridad del abastecimiento en el futuro, es necesaria y deberá cambiar constantemente en dependencia de los requerimientos. Las acciones de los participantes del mercado generan y revelan, mediante los precios, sus panoramas cambiantes en cuanto a la seguridad del abastecimiento. La diversidad de participantes en el mercado y sus diferentes puntos de vista crean una rica fuente de información que debería estar disponible para la planificación descentralizada.

- c) *Respuesta del mercado.* Se espera que los participantes del mercado respondan a las señales de los precios anticipados (forward price signals), por ejemplo, construyendo capacidad adicional en respuesta a los incrementos del precio que señalan escasez. Adicionalmente, los participantes del mercado han de ser observados para entrar en contratos sobre periodos más largos de tiempo que los de los precios reportados públicamente. Si tal capacidad no empieza a ser construida en estas circunstancias, ha de

ser importante entender si hubo barreras para la inversión, o si las señales de precios anticipados fueron incompletas o fueron distorsionadas, por ejemplo, por comportamiento anti-competitivo o por clientes que no pudieron señalar claramente el valor que ellos dan a la seguridad.

La respuesta actual del mercado a las señales de los precios anticipados se hace mediante formularios para acceder a permisos de construcción de nueva capacidad de generación, anuncios públicos de intentar tomar un proyecto, o aplicaciones para permisos de planificación. La respuesta del lado de la demanda es igualmente importante para que ni la demanda ni el suministro sean fijos.

En la Tabla 2.5. mostrada a continuación se presentan los indicadores, hasta ahora planteados y utilizados por (JESS, 2006), para hacer la monitorización y evaluación de la seguridad del abastecimiento eléctrico y del gas en UK:

Grupo	ítem	Indicador	Observaciones	Antecedentes
Previsiones del suministro y la demanda – GAS	1	Potencial diario de la capacidad de despacho de gas (varios escenarios del suministro, mínima inversión: probada, probable y posible) contra la demanda de gas pico diversificado durante 1 de 50 inviernos en el Reino Unido.	El intervalo potencial entre suministro de gas existente (escenario de mínima inversión) y la demanda de gas prevista, da un indicador de la relativa oportunidad / necesidad para invertir.	La previsión del suministro está basada en 4 escenarios: -“inversión mínima” (InMin), representa niveles actuales del suministro de gas y asume que no hay nueva inversión en infraestructura; -“probada”, InMin+estos proyectos, de los cuales hay evidencia disponible de cierta seguridad de tener éxito técnico y económico (mejor que una oportunidad del 90% de ser desarrollados). -“probable”, InMin+probada+estos proyectos que aún no han sido probados, pero tienen una oportunidad mejor que el 50% de ser técnica y económicamente exitosos. -“posible”, InMin+probada+probable +estos proyectos que no son considerados como probables en el presente, pero se estima que tienen un significado, pero menor que el 50% de ser técnica y económicamente exitosos.
	2	Curvas de duración de demanda	Muestran varias fuentes de gas que pueden ser utilizadas durante los 100 días más fríos en un invierno y cómo el almacenaje puede ser agotado, dejando solamente el suministro continuo disponible.	
	3	Demanda y suministro anual de gas en UK	Una característica clave de los indicadores 1 y 2, es la reducción progresiva proyectada de la producción de gas en UK. Contra los antecedentes del crecimiento de la demanda, el crecimiento prospectivo determina la necesidad de importaciones.	Las gráficas dan una indicación de la posible disponibilidad de gas para cubrir la demanda anual de UK en el periodo hasta 2013.
	4	Generación de electricidad por	Muestra cómo la demanda de electricidad es y será probablemente	Las mejoras en la eficiencia y en la utilización energética pueden

Previsiones del suministro y la demanda - ELECTRICIDAD		tipo de combustible - UK	cubierta por diferentes formas de generación. Esto se basa en las actuales proyecciones de DTI e ilustran los requerimientos potenciales para nuevas inversiones.	incrementar la producción sin necesidad de nuevas restricciones.
	5	Margen del generador – Inglaterra y Gales	Permite considerar el margen de planta, cantidad por la cual la capacidad instalada de generación excede la “demanda pico promedio de la temporada de frío” (average cold spell ACS peak demand). El margen de capacidad no debe ser visto como excedente de capacidad mientras este margen es requerido para cubrir el riesgo de la indisponibilidad de plantas de generación o demandas pico más altas de las previstas (debido al clima severo).	El margen de planta está definido como: $\frac{(Cap\ Inst - Dem\ pico\ ACS)}{Dem\ pico\ ACS} [\%]$ Este difiere del requerimiento del margen planificado operativo (Operational Planning Margin Requirement) el cual es de muy corto plazo “amortiguador de seguridad” (safety cushion); p.e. la cantidad de generación extra sobre y arriba de la demanda prevista requerida para cubrir la Expectativa de Pérdida de carga (Loss of Load Expectation LOLE) de una ocasión por año.
	6	Perfil de generación verano / invierno (E&G)	Muestra la diversidad de fuentes de generación de electricidad; en particular, el uso de generación a carbón para cubrir la demanda pico de invierno.	La relatividad económica de la operación de plantas, incluyendo los costos de combustible y la respuesta de diferentes clases de plantas a los picos de corto plazo será reflejada en las ofertas hechas al mercado.
	7	Duración de carga de los suministros de combustibles de respaldo asumiendo producción total (I&G).	Muestra, de forma simplificada, el número de horas que la capacidad de generación en CCGT puede ser mantenida usando el combustible alterno, principalmente almacenado en sitio.	La decisión del inversor para instalar disponibilidad de combustible alternativo será generalmente orientada por el beneficio de tener la opción de generar aun cuando el suministro de gas esté interrumpido y el valor al que puede ser realizado dependerá de la flexibilidad para arbitrar entre los precios de la electricidad, el gas y el combustible alternativo. Esta decisión económica será influenciada por el tipo de contrato de transporte escogido (firme o interrumpible) por el generador y por las características físicas del diseño de la CCGT.
Señales del mercado - GAS	8	Precios del gas anticipados (Forward gas prices) - GB	Los precios del gas anticipados muestran el precio que se podrá pagar si un compromiso fuera hecho hoy para despachar gas en una fecha futura específica. Los precios anticipados para cada paquete son calculados como el promedio de todo el comercio (forward trades) anticipado para un periodo específico.	Los precios del gas son estacionales, así como la demanda de gas es más alta en invierno que en verano. Esto se refleja en los precios forward con precios muy altos observables en invierno.
	9	Precios de la electricidad	Los precios de la electricidad anticipados muestran el precio que se	Los precios de la electricidad son estacionales, de manera similar a

Señales del mercado - ELECTRICIDAD		anticipados (Forward electricity prices) - GB	podrá pagar si un compromiso fuera hecho hoy para despachar electricidad en una fecha futura específica. Los precios son calculados de productos estacionales. La información de volumen intercambiado es presentada conjuntamente con la información de los precios de la electricidad anticipados.	como se presentan rastros de niveles estacionales de demanda (tracking seasonal levels of demand). Esto se refleja en las curvas forward con precios muy altos para invierno.
	10	Gama de los picos (Spark spread)	La gama de los picos adelantada es importante para los participantes en el mercado para determinar si es rentable generar desde centrales de generación a gas. Este también es un importante indicador para potenciales nuevos entrantes, en tanto que este indica si nueva entrada puede ser económicamente viable. Donde se ensancha la gama de los picos, se espera que las compañías respondan “desempolvando (mothballing)” la capacidad de generación existente a gas, en primera instancia, y luego construyendo nuevas centrales a gas.	Una gama del pico “spark spread” es el rango entre el precio de la electricidad y el precio del gas requerido para generar esa electricidad. La gama del pico representa el margen de beneficio disponible para los generadores a gas financien los costes fijos anuales, los costes de capital, la inversión y los dividendos.
Respuesta del mercado - GAS		Nuevos proyectos a gas mejor planeados.		
Respuesta del mercado - ELECTRICIDAD	11	Gastos en inversión de capital de la electricidad	Muestran como se ha invertido en varios componentes de la industria eléctrica. La inversión, especialmente en generación, deberá seguir una ruta similar para los precios; por ejemplo, un alto precio de la electricidad puede indicar escasez del suministro y una oportunidad para invertir en nuevas plantas.	El transporte y distribución de la electricidad son comercialmente reguladas por OFGEM.

Tabla 2.5.- Indicadores de la seguridad del abastecimiento eléctrico y de gas en UK.

2) International Performance Measurement and Verification Protocol: aplicación a procesos de seguimiento y verificación

El International Performance Measurement and Verification Protocol (IPMVP)³⁴(EVO, 2003), elaborado y difundido por la Efficiency Valuation Organization (EVO) es la herramienta metodológica de mayor difusión en la actualidad para el seguimiento y verificación de procesos relacionados con la eficiencia energética, el ahorro y la participación de la demanda; como medidas estratégicas para asegurar el abastecimiento eléctrico en el largo plazo. Sin embargo, los objetivos y actividades de otras varias organizaciones alrededor del mundo también están estrechamente relacionados con los contenidos del IPMVP. Algunas de estas organizaciones de mayor interés para este trabajo son: European Committee for Standardization (CEN), International Energy Agency (IEA), International Electrotechnical Commission (IEC), Institute of Electrical and Electronics Engineer, Inc. (IEEE), International

³⁴ Se puede descargar de forma gratuita del portal web de la Efficiency Valuation Organization (EVO): www.evo-world.org

Organization for Standardization (ISO), y, European Commission Joint Research Center (JRC).

El protocolo IPMVP fue desarrollado inicialmente como un marco para determinar la eficiencia y ahorros de energía en proyectos nuevos; sin embargo, con el paso del tiempo su aplicación se ha generalizado en el sector eléctrico en una amplia gama de proyectos. El uso internacional del protocolo ha permitido la mejora y actualización permanente del protocolo al punto de considerarse también como sistema de retroalimentación y como modelo de mejores prácticas.

Dos de las acciones concretas de mayor difusión y promoción en la actualidad son los procesos de eficiencia energética y ahorros de energía. La eficiencia energética cada vez más se fortalece como estrategia de largo plazo para aliviar las presiones en las tres áreas de mayor preocupación universal: la seguridad energética global, la competitividad y la protección del medio ambiente. Es en este sentido que es de interés el protocolo IPMVP. Por el alcance y objetivos se destacan las siguientes dos aplicaciones de dicho protocolo.

a) Como estrategia de monitoreo en el plan de acción de energía sostenible

El plan de acción de energía sostenible, reconocido por su sigla SEAP (Sustainable Energy Action Plan), publicado en (EU, 2010), es un documento clave de la Unión Europea respecto de los compromisos en materia de reducción de emisiones de CO₂, para el año 2020. En este se definen medidas concretas de reducción, junto con los plazos y responsabilidades asignadas, traduciendo estrategias de largo plazo en acciones concretas.

En el alcance del SEAP está incluida la electricidad: emisiones de CO₂ atribuibles tanto a la producción como al consumo de electricidad. Incluye información y estrategias para: la producción de electricidad local, el consumo de energía final en dos sectores principales –el de los edificios, equipos/instalaciones e industrias y el del transporte– con énfasis en la reducción; y, la producción local de calor y frío mediante la tecnología de cogeneración. El SEAP sugiere algunos indicadores para dar una orientación sobre el tipo de parámetros de monitoreo que pueden ser utilizados.

El monitoreo es una parte muy importante del proceso de implementación del SEAP. El monitoreo regular seguido por las adaptaciones adecuadas del plan permite la iniciación de un mejoramiento continuo del proceso. Los signatarios del SEAP se comprometen a presentar un informe sobre su aplicación cada dos años, para fines de evaluación, seguimiento y verificación. La Comisión Europea se encarga del seguimiento específico y de los informes anuales. (EU, 2010)

El monitoreo del SEAP está basado en las llamadas auditorías energéticas, cuyo propósito es la recolección de datos e información, su análisis y propuesta de medidas correctivas para el mejoramiento continuo del proceso. Los datos de los procesos, proyectos, edificios, equipos/instalaciones a auditar, de los consumos de energía y datos de rendimiento, son recogidos por medio de encuestas, mediciones o facturas de consumo de energía, proporcionados por las empresas de servicios públicos, los operadores o mediante la realización de simulaciones.

La auditoría energética es el primer paso antes de tomar la decisión final sobre cuál será el tipo de medidas adoptadas con el fin de aumentar la eficiencia energética. Independientemente de las medidas, una auditoría energética puede revelar las malas prácticas del consumo de energía.

Como el monitoreo, la medición y adquisición de datos y la evaluación son temas importante en proyectos de eficiencia energética, la forma de hacerlo tiene que ser planificada de antemano. Al efecto en el SEAP se aplica el IPMVP como estrategia de monitoreo; en la cual una vez es recogida y analizada correctamente la información de las

actividades de monitoreo y control, es posible proponer medidas correctivas destinadas a mejorar la eficiencia energética de los equipos/instalaciones auditados.

b) *Como estándar para comparación, seguimiento y evaluación de proyectos de eficiencia energética*

Desde hace dos décadas el Grupo del Banco Mundial se ha dedicado a la promoción de operaciones y proyectos de eficiencia energética como servicio de valor agregado para sus países clientes. El Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP) del Departamento de Energía, Transporte y Agua (Energy, Transport and Water Department, ETW) del Banco Mundial, apoya y financia estos proyectos, tanto en países desarrollados como en vía de desarrollo.

En el libro “Procedimientos públicos de servicios de eficiencia energética”, el Banco Mundial presenta los resultados de un estudio internacional sobre una gran parte de la eficiencia sin explotar del mercado energético: el sector público. De acuerdo a sus conclusiones, el potencial de ganancias de eficiencia en el sector público es importante, pero la implementación de los programas de ahorro de energía se ve complicada por numerosos factores, incluyendo la falta de orientación comercial por parte de los organismos públicos, los incentivos limitados a los costes más bajos de energía, elaboración de presupuestos y complejos procedimientos de contratación pública y, finalmente, el acceso limitado a la financiación presupuestaria. Muchos organismos públicos, en particular en los países en desarrollo, se enfrentan a graves restricciones presupuestarias y, a menudo se centran en los costes iniciales como una cuestión de necesidad. (WB, 2010)

El Banco Mundial promueve la aplicación del IPMVP como estándar para comparación, seguimiento y evaluación de proyectos de eficiencia energética basado en el argumento de que tradicionalmente, los organismos públicos no han tenido la capacidad de llevar a cabo procesos formales de monitoreo y verificación por lo que se han requerido terceras partes, altamente calificadas y especializadas en estos procesos como los “proveedores de servicios energéticos” y las “compañías de servicios energéticos” para que se hagan responsables de las mismas. La justificación del uso de un tercero calificado, es que se ha comprobado que esta opción reduce la posibilidad de disputas relacionadas con la satisfacción de las garantías de rendimiento, los términos de los acuerdos contractuales y el monitoreo y medición de los ahorros reales obtenidos.

Conclusiones y aportaciones del capítulo

- Es un hecho que la Seguridad del Abastecimiento Eléctrico (SAE) es una *externalidad positiva* – es decir, un efecto externo de la producción de electricidad que beneficia a la sociedad en su conjunto–. También es un hecho que la SAE, hasta el momento, no se valora como un bien económico porque priman las concepciones de que *existe y debe estar disponible para todos*. Se **concluye** que estos dos hechos han sido determinantes en la tradición de considerar y gestionar la SAE como un bien público.
- De la evidencia empírica de la experiencia internacional en torno a la SAE se **concluye** que ha existido el esfuerzo y la gestión de introducir soluciones puntuales orientadas principalmente a resolver los problemas originados en la sostenibilidad de proyectos de inversión en capacidad de generación, más que para gestionar la búsqueda de la eficiencia del mercado (en el sentido de Pareto), que en esencia atendería a resolver los problemas en su conjunto de las ineficiencias creadas por la SAE tanto como bien público como por externalidad positiva.
- Del análisis de la experiencia internacional de mercados liberalizados, en torno a las soluciones más empleadas para resolver los problemas de la SAE en la industria eléctrica, se **concluye** que existen básicamente dos tipos de soluciones –que se pueden deducir por completo de la

aplicación de la teoría económica–: las *convencionales utilizadas por la mayoría de mercados eléctricos liberalizados* basadas en la concepción de externalidad positiva y bien público del fenómeno; y, las *no convencionales basadas en la confianza de que el mercado eléctrico principal puede proveer las señales suficientes y necesarias para asegurar el abastecimiento*.

- En cuanto a los tratamientos dados a la SAE se **concluye** que:
 - El tratamiento convencional de la SAE como externalidad positiva y bien público no refleja y distorsiona la esencia del fenómeno, a causa de esto las soluciones basadas en esta conceptualización *han sido insuficientes* para resolver los problemas de la seguridad de abastecimiento eléctrico.
 - El tratamiento no convencional de la SAE aunque ha resuelto parcialmente los problemas implica altos *riesgos que se tornan no asumibles* por ningún agente del mercado, ni por el mismo regulador.
- Los problemas de asegurar el abastecimiento eléctrico –originados en la lenta comprensión de que la SAE es una necesidad y, por tanto, es demandada por los usuarios–, no es su naturaleza de externalidad positiva sino el hecho de que *no existen mercados o instituciones donde se pueda valorar e intercambiar* de acuerdo a los agentes económicos del mercado competitivo. A partir de allí, se **demuestra** que este problema es el determinante en el origen de los *precios relativos* en los que se evidencia la divergencia entre el coste social y el coste privado, con la consiguiente *pérdida de eficiencia del mercado*.
- Se **aporta** el análisis crítico del estado del arte de la SAE que permite identificar el por qué *no han funcionado* adecuadamente, por lo menos hasta el momento, los mecanismos y medidas implementadas para asegurar el abastecimiento eléctrico en mercados liberalizados.
- Se **aporta** la *tipificación de las soluciones* implementadas por los mercados al problema de la SAE en mercados liberalizados, al diferenciarlas en convencionales y no convencionales.
- Se **aporta** la concepción de la *teoría económica* que apalanca la tipificación antes expuesta.

CAPÍTULO 3

Estado del arte de la regulación económica de la Seguridad del Abastecimiento Eléctrico

3.1. Introducción

En el capítulo anterior se revisó el concepto de la SAE en mercados liberalizados como externalidad positiva de la producción de electricidad y como bien público con sus correspondientes implicaciones para su tratamiento y gestión. También se concluyó de la experiencia internacional que existen hasta el momento dos tipos de soluciones –las más utilizadas– fundamentadas en la teoría económica e implementadas para resolver los problemas de la SAE en mercados eléctricos reales: las convencionales utilizadas por la mayoría de mercados eléctricos liberalizados basadas en una concepción tácita de externalidad positiva y bien público del fenómeno; y, las no convencionales basadas en la confianza de que el mercado eléctrico principal emite las señales suficientes y necesarias para proveer la seguridad del abastecimiento.

Tales soluciones, las convencionales y las no convencionales, tienen su origen y explicación en la teoría económica sin especificidad alguna para su aplicación en los mercados de la industria eléctrica. Es por ello que se ha considerado importante incluir este capítulo donde se revisa el estado del arte de la regulación económica de la SAE y se proponen algunas pautas para la revisión de la misma a la luz de algunas deficiencias e insuficiencias halladas.

3.2. La regulación económica

La regulación consiste en el establecimiento de normas, reglas o leyes dentro de un determinado ámbito; e implica el cumplimiento de condiciones técnicas, económicas o de información en el ejercicio de actividades reguladas. En términos generales, el objetivo de la regulación es mantener un orden, llevar un control y garantizar los derechos de todos los integrantes de una comunidad.

La teoría de la regulación es bastante amplia y sus fundamentos se cumplen para cualquier sector, industria, mercado o bien económico; por lo tanto, este estado del arte se sintetizará en lo que respecta a la regulación de acuerdo a la estructura general de la industria eléctrica en el marco de un sector energético.

A modo clasificatorio, se identifican tres tipos de regulación (OECD, 1997): económica, social y administrativa. La *regulación económica* o de mercado supone el uso de la autoridad gubernamental para influir sobre los precios, la producción y las condiciones de los mercados. La *regulación social* implica el uso de la autoridad gubernamental para establecer normas y directrices orientadas a garantizar el acceso de toda la población a ciertos bienes y servicios, como la educación, la salud, el agua, la energía y las telecomunicaciones. Y, la *regulación administrativa* alude a la acción de gobierno en materia de papeleo y formalidades administrativas orientadas al suministro de información para el control de la acción de los ciudadanos (Stark, 2000).

Si bien es cierto, los tres tipos de regulación tienen límites difusos, este trabajo se centra sobre la regulación económica y social en virtud a que, como se ha tratado anteriormente, la seguridad del abastecimiento eléctrico es una necesidad que determina la figura de un bien económico en un entorno de mercados liberalizados con tres características principales: suficiencia, acceso en las condiciones de quienes la demanden y precios asequibles. Para el efecto, al hacer referencia al término regulación entiéndase regulación económica y social (si no es explícito).

La regulación “... es una forma de intervención pública que restringe, influye o condiciona las actuaciones de los agentes económicos, y que obliga a que las empresas reguladas actúen de manera distinta a como actuarían si tal regulación no existiera.” (Lasheras, 1999). Es además, un sistema gracias al cual el gobierno puede formalizar e institucionalizar su compromiso de proteger a los consumidores y a los inversionistas.

Algunos sectores económicos o mercados que resultan claves para la sociedad son sometidos a regulación; por ejemplo, el sector transporte, el energético, el de telecomunicaciones. En el caso del sector energético que incluye electricidad, gas e hidrocarburos, la regulación hace *control de precios* (es decir, busca que las tarifas no se excedan a fin de evitar privar a los usuarios de un servicio esencial como la electricidad); *establece condiciones de participación*; y, *busca que no se produzcan cortes de energía*. La regulación también *fiscaliza el cumplimiento del marco normativo y arbitra en situaciones de conflicto de intereses*.

Desde este primer punto de la regulación del sector eléctrico se identifica el primer problema: en el marco institucional de la regulación solo se contemplan los bienes electricidad y potencia eléctrica más sus derivados y servicios complementarios, y, el servicio público domiciliario de energía eléctrica. Otro bien o servicio como la SAE no está considerado en ninguno de los anteriores.

Por lo tanto, este capítulo se centra en el estado del arte de la regulación de los mercados liberalizados, sean públicos o privados, donde se transa la electricidad; a fin de identificar limitaciones y vacíos para su homologación como regulación de la SAE.

En virtud a que tradicionalmente se ha considerado que los mercados tienen fallos como mecanismo de asignación eficiente de recursos, base de la economía del bienestar social, la *regulación de los mercados competitivos se ha justificado desde la teoría económica en dos sentidos: como complemento a los mercados y como institución sustitutiva de los mismos*. En el primer sentido, la regulación coadyuva en alcanzar los pilares teóricos de la economía del bienestar: los mercados completos y la información perfecta y completa. En el otro sentido, la regulación se convierte en una alternativa sustitutiva de los mercados con el establecimiento de reglas y normas de conducta, cuando en las libres transacciones de los agentes no se logran los equilibrios eficientes y en situaciones de riesgo de manipulación de comportamientos entre agentes. (Lasheras, 1999)

En la actualidad, en virtud a las consideraciones anteriores y en concordancia con la visión económica dominante, se considera que *la producción y la distribución de bienes son una función propia del sector privado* y que sólo en condiciones especiales debería intervenir el sector público. El argumento central es que el sistema de empresa privada es más eficiente en la asignación de los recursos y que las fuerzas de la competencia estimulan la innovación tecnológica y elevan el nivel de productividad. No obstante, analistas influyentes como Stiglitz (1995) señalan que en los últimos doscientos años han aparecido evidencias claras de circunstancias en las que el mercado no funciona tan bien como pregonan sus fervientes defensores.

Estas dos corrientes sumadas a las preocupaciones e inquietudes de algunos economistas y de otros teóricos de disciplinas afines, como la política, la sociología y el derecho, han propiciado grandes controversias sobre la intervención del Estado y la regulación económica e importantes debates sobre políticas públicas, ética y valores que pretenden redefinir lo público y el papel del Estado. A pesar de tener entre ellos un punto de encuentro, en que el mejor conocimiento de los mercados específicos y sus particularidades hace posible fundamentar de manera racional los principios, juicios y teorías de tipo normativo; han surgido varias tesis sobre la inconveniencia de la intervención del Estado en los mercados (Ovejero, 1999-2000):

- Una de las principales es la *tesis de la limitación cognitiva* contra la acción del Estado que plantea que es mejor abstenerse de intervenir cuando no hay una posibilidad razonable de calibrar las consecuencias de dicha intervención.
- La *tesis del azar*, sus defensores argumentan que debido a la presencia de factores erráticos en las dinámicas sociales es imposible anticipar las consecuencias de la

intervención, y recurren a argumentos de la física y la biología para señalar que aunque se conozcan las leyes que explican los procesos, estos son tan sensibles a pequeñas variaciones de las condiciones iniciales que no es posible anticipar las situaciones resultantes.

- La *tesis sustantiva*, quienes la acogen muestran la inconveniencia de cualquier intervención por razones normativas o morales; la mejor sociedad es la sociedad menos intervenida. Para este grupo, las instituciones públicas han de limitarse a establecer unas reglas de juego que hagan posible una especie de coexistencia pacífica, y que cada quien pueda vivir con el mínimo de interferencias.

Estas tesis que buscan minimizar el impacto de la intervención del Estado también son controvertidas en (Ovejero, 1999-2000); este autor argumenta que así se intervenga una sola variable, esto no significa que su efecto sea pequeño o despreciable.

Los debates y discusiones en pro y contra de la acción del Estado siguen sin resolverse; al igual que las polémicas sobre las soluciones bipolares: Estado – mercado para las transacciones de bienes y servicios.

En términos generales, la regulación económica de los mercados competitivos supone la intervención del gobierno por diversos medios para orientar las acciones privadas de las empresas y de los individuos. Existen dos teorías básicas de la regulación:

- La *teoría del interés público* (teoría normativa), y,
- La *teoría de los grupos de interés* (teoría positiva).

3.3. Teoría del interés público

La teoría del interés público plantea que el objetivo de la regulación es la promoción del interés público subrayando el papel que juega el gobierno en la corrección de imperfecciones del mercado y expone tres razones fundamentales para la existencia de la regulación (Laffont & Tirole, 1991):

- la competencia imperfecta,
- la información asimétrica y,
- las externalidades.

Según (Lasheras, 1999), bajo esta aproximación *normativa* la regulación es “... una manera de utilizar el poder legítimo y coactivo del sector público para conseguir determinados fines sociales que de otra manera resultaría imposible alcanzar. En particular el objetivo de la regulación consiste en lograr unas asignaciones de bienes que sean las socialmente deseadas, entendiendo por tales aquellas que extienden el servicio público al mayor número posible de ciudadanos, al menor coste y a los menores precios posibles.”

En la teoría del interés público, las formas que asume el interés público pueden ser muy diversas. En (Mitnick B. , 1974), el autor señala que el interés público puede referirse a un concepto de carácter:

- *Equilibrador*, donde el interés público resulta a partir de la satisfacción simultánea de aspectos seleccionados de diferentes intereses particulares.
- *Negociador*, cuando se busca sacrificar algunos intereses particulares para que el resultado general sea el interés público.
- *De intercambio*, cuando se pretende que los intereses particulares afectados por la regulación produzcan algún beneficio de interés público, a cambio de ciertos beneficios privados para éstos.

- *Traslapado de objetivos nacionales o sociales*, donde se considera que algunos objetivos sociales o nacionales son de interés público y están por encima de los intereses privados.
- *Paternalista*, cuando el interés público se equipara a las preferencias de una persona, grupo u organización.

Sin embargo, la regulación que se persigue en aras de un interés público, en su dinámica, puede dejar de servir al interés público; esto por varias razones, entre otras:

- a) Porque los reguladores se corrompen por las ganancias personales, de tal manera que la regulación que administran se distorsiona para servir a sus intereses personales.
- b) Por la incompetencia de los reguladores, y,
- c) Porque la regulación es capturada por los intereses de privados.

3.4. Teoría de los grupos de interés

Desde la perspectiva de la teoría del interés privado –también llamada teoría de los grupos de interés–, el propósito de la regulación es promocionar los intereses de grupos reducidos de la sociedad, bien sean individuos o firmas³⁵.

Según (Lasheras, 1999), bajo esta aproximación *positiva* la regulación busca satisfacer los intereses de ciertos colectivos o grupos sociales. Además, considera que los intereses de solo tres grupos sociales justifican la regulación: los grupos industriales, los consumidores y el propio ente regulador.

Se considera que el desarrollo de las teorías del interés privado es un avance en la cobertura de aspectos que no se incluían en las teorías del interés público. Los trabajos en teorías de esta naturaleza han progresado con la teoría económica de la regulación, como se expone en los trabajos de (Stigler, 1971), (Jordan, 1972) y (Posner, 1974) entre otros; estos autores formalizaron la relación entre grupos y gobierno, y ofrecieron una explicación de la existencia de diversos tipos de regulación (Mitnick B. , 1989). A continuación se describen las principales teorías económicas de la regulación basadas en el interés privado, de gran utilización en los mercados eléctricos reales existentes.

3.4.1. Las teorías económicas de la regulación en favor de la industria

Interesado en el origen y los efectos de la regulación, Stigler³⁶ (1971) intentó desarrollar una teoría explícita de la regulación. Limitó su análisis a la perspectiva de la industria, señalando que el problema de la regulación es el problema de descubrir cuándo y por qué una industria es capaz de usar al Estado para sus fines, o es seleccionada por el Estado para ser utilizada para fines ajenos. Este autor anotó que se busca el poder del Estado porque está respaldado por la coerción, examinó los beneficios que el Estado puede proporcionar y sugirió cuatro instrumentos de política a saber: 1. Subsidios directos; 2. Control al ingreso; 3. Mecanismos que afectan sustitutos y complementos. 4. Fijación de precios administrados.

³⁵ Los orígenes históricos de la firma datan del medioevo y, en particular, Italia en donde comenzaron los individuos a aglutinar sus capitales. Se establecían como socios permanentes y la responsabilidad frente a las obligaciones y deudas era ilimitada y conjunta. Cada socio invertía un cierto capital en la compañía y su parte en las ganancias era proporcional al monto de su inversión. La "firma" viene del adjetivo en latín *firmus* que significa fuerte, poderoso, duradero. Y como sustantivo, la palabra adquirió un significado con implicaciones legales de la "rúbrica" o la "firma" que tiene connotaciones importantes en el castellano. *La firma se conoce en la ciencia económica también bajo el nombre de corporación, empresa, cooperativa o compañía*. En la teoría microeconómica tradicional, la firma es típicamente estudiada como la unidad de la teoría de la oferta o conocida como la "teoría del productor". En la teoría del productor se reconoce que la firma existe por la función que cumple, la cual es transformar los insumos de producción en productos de bienes y servicios.

³⁶ Los trabajos de Stigler han sido fundamentales para el desarrollo de la teoría de la regulación; sin embargo, no se puede desconocer las contribuciones de otros trabajos anteriores como (Joskow & Rose, 1989), porque se ocuparon de evaluar los efectos de la regulación económica.

La teoría del origen de la regulación de Stigler puede explicar por qué las características de los grupos, que difieren de las firmas, pueden conducir a una regulación diferente, pero no explica los costos de transacción, de aquellos cambios de la parte regulada como la ocurrencia de innovación e investigación en la industria regulada; los efectos de posesión de las situaciones estratégicas de parte de la firma y las implicaciones de los distintos procesos de la regulación. (Stigler, 1971)

En los trabajos de (Jordan, 1972) y (Stigler, 1971), los autores sostienen que el objetivo de la regulación es proteger a los productores. Plantean tres hipótesis sobre los efectos de la regulación, que dan lugar a tres teorías de la regulación, así:

- 1) La hipótesis de la *protección al consumidor*, la cual afirma que la regulación simula los efectos de un mercado competitivo y protege a los consumidores reduciendo los precios hasta el punto en el que se igualan a los costos marginales. Además, evita los precios discriminatorios, mejora la calidad del servicio, motiva el ingreso de firmas más eficientes y reduce las ganancias de la industria a la tasa de rendimiento del mercado.
- 2) La hipótesis de *falta de efectos*, en la regulación simplemente no tiene ningún efecto, excepto el costo del proceso de regulación.
- 3) La hipótesis de *protección al productor*, sostiene que el efecto real de la regulación es el incremento del poder económico de una firma; las pruebas en favor de esta hipótesis indicarían que la regulación aumenta los precios, promueve la discriminación de precios, limita la entrada de empresas rivales y conduce a un aumento de las ganancias de la firma (Jordan, 1972).

3.4.2. Las teorías de la maximización de los servicios

Estas teorías sostienen que la regulación es un resultado de las elecciones racionales de funcionarios públicos que buscan maximizar los servicios. Los modelos que utilizan dichos enfoques suponen que sólo existe un tipo de personas que toman decisiones, las cuales serán determinantes y efectivas. Este enfoque tiene dos vertientes (Mitnick B. , 1989), a saber:

1) *Enfoque de quién toma las decisiones*

Este enfoque selecciona a quien toma las decisiones más relevantes, suponiendo que posee un conjunto de preferencias caracterizadas por el interés propio y especifica igualmente las oportunidades o limitaciones que posee el ambiente regulatorio para satisfacer dichas preferencias (Mitnick B. , 1989).

Los modelos de quien toma las decisiones relevantes han tendido a converger alrededor de dos tipos de personas que toman decisiones a saber:

a) *El regulador como político*: desde esta perspectiva el regulador se moldea como político que pretende sobrevivir al definir políticas reguladoras que sirvan a grupos que puedan luego garantizarle su apoyo. Se considera que el regulador elige el tamaño del grupo que se beneficiará, la cantidad de ganancia del grupo beneficiado y la cantidad utilizada por dicho grupo para mitigar a la oposición en su nombre (Peltzman, 1976); sin embargo, algunos críticos sostienen que este modelo es más de decisión legislativa sobre la regulación, que no es suficiente para una teoría de la regulación.

b) *El regulador como burócrata*: Se supone que el regulador es el más alto funcionario dentro de una organización reguladora; el modelo del comportamiento regulatorio utilizado en estos enfoques supone que los actores son racionales, en el sentido amplio de tomar decisiones coherentes con fines especificados y ser receptores de incentivos. En el trabajo (Porter & Sagansky, 1976), principales exponentes de este modelo, se sugieren cuatro explicaciones del comportamiento regulador:

- a) La meta instrumental de la agencia regulatoria diseñada para maximizar sus oportunidades de sobrevivencia es la eficiencia económica.
- b) La meta de la agencia puede ser la eficiencia económica, pero su decisión puede estar restringida por problemas de información limitada.
- c) La agencia puede preferir la eficiencia económica, pero su decisión está determinada por la influencia ejercida por las entidades a las que se regula.
- d) La meta de la agencia puede no involucrar un bienestar económico; sus decisiones reflejan un deseo de sobrevivir dentro de un ambiente político; en consecuencia, son resultado de la influencia de las fuerzas políticas que actúan sobre aquellas.

2) Enfoque conductual

Según este enfoque, la regulación de la conducta tiene por objetivo determinar las modalidades permitidas de comportamiento de las empresas reguladas en el interés público; desde este ángulo, la preocupación central es cómo regular simultáneamente todos los aspectos pertinentes de la conducta de una empresa; vista así, la regulación, es el medio del cual dispone la institución reguladora para establecer incentivos que conduzcan a la empresa privada regulada a actuar de modo que maximice el bienestar social en una situación en que los intereses de la empresa y la sociedad son divergentes, y en la que la información de que dispone el regulador y la firma es asimétrica en favor de esta última (Kosacoff & Ramos, 1997).

El enfoque de la regulación conductual puede abarcar la regulación de precios de los productos, aporta incentivos para mejorar la eficiencia e innovar tecnología, ayuda a promover la competencia.

La regulación conductual es considerada la piedra angular de la regulación de la conducta, la regulación del precio de acceso, la regulación de comportamientos no relacionados con los precios, regulación de la calidad de los servicios y los productos, y, la regulación ambiental. Visto así, lo más relevante de este enfoque es cómo regular en forma simultánea todos los aspectos que se refieren a la conducta de la empresa.

El enfoque de Joskow (1973), se incluye en esta categoría por cuanto supone que las partes involucradas actúan racionalmente eligiendo reglas prácticas de conducta o metas razonables dadas la incertidumbre y los costos de información. Este autor, desarrolla y prueba diversas proposiciones acerca de la interacción entre la agencia y la firma, así como de los efectos de los procesos de regulación sobre las decisiones de precios (Joskow, 1973). Aunque argumenta que su enfoque adopta una perspectiva organizativa, parece ser más una perspectiva de procedimientos y decisiones; sus modelos son en gran medida, descriptivos y predictivos.

Sin embargo, el modelo de Joskow llena algunos vacíos dejados por otros trabajos, intenta entender cómo se introducen los cambios en la práctica de la regulación en el proceso de búsqueda de diseños de procedimientos que minimicen los conflictos en el que se comprometen las agencias reguladoras.

Joskow sostiene una definición amplia de regulación: la considera como una restricción intencional de la elección de actividades de una firma, por medio de una entidad que no es parte directa ni está involucrada en dichas actividades. Su análisis del proceso regulatorio, es asumido como una forma de relación entre agencia y empresas reguladas (Joskow, 1973). En el mismo sentido, en (Baldwin & Cave, 1999) se señala: “una institución reguladora debe considerarse como un tipo de agente designado por el gobierno para efectuar negociaciones particulares”. En (Mitnick B. , 1974) se comienzan a sugerir elementos conceptuales generales que pueden caracterizar las relaciones entre el agente y el ambiente. En conjunto, *estos autores contribuyen al análisis de la situación reguladora desde un nivel organizativo en lugar del individual.*

3.5. Hacia una nueva economía de la regulación

La vida en sociedad supone necesariamente la regulación de la conducta de los individuos y grupos de personas; de allí surge el eterno dilema de cuánta libertad y cuánta autoridad. El problema entonces es dónde poner el justo medio que se adecue a cada época y a cada situación. Se puede mediar siempre respecto a la regulación y desregulación pero mientras tanto, por acción u omisión, estaremos en algún punto de la balanza.

No es posible formular reglas generales que sean válidas para todos en cualquier situación; en este sentido es oportuno recordar a Popper³⁷: Un mercado libre sin intervención no puede existir, ni existe de hecho; pero la intervención en sí no garantiza nada, pues depende de cómo efectivamente se haga. Puede tanto favorecer como perjudicar, sea a los productores o a los consumidores; puede por ineptitud o corrupción hasta perjudicarlos a ambos al mismo tiempo, como ocurre en la actualidad (Popper, 1998).

La evolución de las teorías regulatorias del interés público y del interés privado (o de los grupos de interés) junto con la experiencia, determinan una especie de interés general actual en repensar los sistemas de regulación y control de las instituciones de mercado que cada vez incluyen más y más reglas: las leyes y reglamentos demasiado minuciosos –abarcando cada vez más especificidades–, pierden efectividad, terminan en la imposibilidad de aplicación práctica y son la base de la ineficiencia económica o inclusive de la corrupción administrativa en perjuicio final de los usuarios y consumidores –agentes más vulnerables en los mercados–; también puede resultar en perjuicio inicial del productor y final del consumidor; inclusive, en perjuicio hasta de las mismas instituciones; es decir, todos pierden.

En el contexto de las teorías recientes, *la nueva economía de la regulación*³⁸ se ocupa del problema de la agencia que surge a causa de una estructura asimétrica entre el principal y el agente, en la que el principal es el Estado o institución reguladora (la parte no informada) que detenta los derechos de propiedad de un activo o la función administrativa más relevante y el agente, que administra la propiedad de los activos, es la firma regulada o parte informada sobre los detalles de sus cometidos específicos y desde luego sobre sus propias actuaciones, cualificaciones y preferencias; en consecuencia, la información se distribuye de forma asimétrica entre los dos.

En este marco, el problema de la regulación está relacionado fundamentalmente con la información incompleta (Laffont J. , 1994)³⁹, los costos de transacción y los problemas de economía política; en otras palabras, la regulación está condicionada por tres tipos de restricciones: la restricción informacional, la transaccional y la político-administrativa (Laffont & Tirole, 1993). El primer tipo enfrenta a los fallos del mercado que se presentan cuando una de las partes no posee toda la información acerca de las acciones o de las características de la otra parte; y, a los problemas de información asimétrica, derivados de la intervención del Estado⁴⁰. Las restricciones transaccionales se fundamentan en que los agentes que participan en una transacción siempre incurren en una serie de costos. Los costos de contratación, además de otros

³⁷En su trabajo (Popper, 1998) plantea: “un mercado libre sin intervención no existe, ni puede existir”; “El mercado libre es muy importante, pero no puede ser absolutamente libre como ninguna cosa lo es. La libertad absoluta es un sinsentido”; “Un «exceso» de estatismo lleva a falta de libertad. Pero existe también algo así como «exceso» de libertad”. “Necesitamos la libertad para impedir que el estado abuse de su poder y necesitamos al estado para impedir el abuso de la libertad. Este es un problema concreto que quizás nunca se resuelva en lo abstracto por medio de leyes”; “Debemos aceptar que es un problema que tal vez no se resuelva nunca de un modo definitivo.”

³⁸En (Laffont J. , 1994) se plantea que la nueva economía de la regulación es una aplicación de la metodología de principal y el agente a la relación contractual entre reguladores y firmas reguladas.

³⁹En este trabajo expone detalles de su modelo de regulación con información incompleta y de sus resultados. Laffont indica que la regulación óptima es el resultado de maximizar el valor esperado del bienestar social con incentivos y racionalidad limitados.

⁴⁰Estos pueden ser de dos tipos: el que se origina en las decisiones del Estado y de otros agentes de la economía y en segundo lugar el que se genera de las decisiones de la élite dirigente. Estos dos problemas implican, para el Estado, costos de fiscalización y evaluación de decisiones (Ayala, 2000).

costos⁴¹, tienen profundas implicaciones en la asignación de recursos y en la estructura de la organización económica. Las restricciones político administrativas, aunque han sido ignoradas por mucho tiempo, algunas limitan la capacidad de los reguladores, como por ejemplo: el estrecho ámbito de la regulación, la imposibilidad de utilizar los instrumentos que desean, la posible ilegalidad de los contratos de muy largo plazo, y la existencia de procedimientos obligatorios, que fijan el camino que los reguladores pueden seguir para obtener información y pactar con las firmas.

De la literatura sobre las agencias reguladoras que ha identificado los fallos que presenta el modelo de regulación por agencia, (Majone, 1996) destaca⁴²:

- insuficiente responsabilidad política de este tipo de organismos independientes ante los ciudadanos
- captura de los agentes reguladores por parte de las empresas reguladas
- súper capitalización
- regulación no competitiva
- objetivos difusos referidos a los intereses públicos
- coordinación débil entre diferentes reguladores

A continuación se ilustran algunas de estas críticas y problemas específicos más preponderantes del modelo regulatorio por agencia que hacen parte de la nueva economía de la regulación:

- La competencia, es el benchmark del marco regulatorio. *La regulación tiene que replicar lo que sucede en un mercado competitivo y hay que proteger a la competencia, no a los competidores* (en especial, productores) (Meller, 2002). Una corriente muy fuerte actualmente considera que la competencia es el mejor mecanismo de regulación y protección de los consumidores (Baldwin & Cave, 1999), (Viscusi, Vernon, & Harrington, 2000), (Vogel, 1996), (Newbery D. , 1999).
- En lo relacionado específicamente con la regulación de los recursos de uso común, en especial los recursos naturales, varias posiciones se dan: en (Ehrenfield, 1972) se plantea que si “no puede esperarse que los intereses privados protejan la propiedad común, entonces se requiere la regulación externa a través de entidades públicas, gobiernos o autoridades internacionales”. En (Carruthers & Stoner, 1981) se concluye que “los recursos de uso común requieren de un control público si su desarrollo debe dar por resultado eficiencia económica”. Sin embargo, en (Stillman, 1975) se señala que aquellos que ven “un gobierno central fuerte o un gobernante fuerte” como solución, asumen implícitamente que “el gobernante es un altruista sabio y ecológicamente consciente”. Es de resaltar que estos mismos teóricos suponen que los usuarios de los recursos de uso común son miopes, egoístas y hedonistas ecológicamente inconscientes.
- Se plantea la necesidad de un marco regulatorio adecuado; sin embargo, lo que parece ocurrir es que existe debilidad institucional subyacente que vuelve inoperante las normas y reglas (en muchos casos adecuadas) que existen, lo que hace que el problema sea, no tanto de necesidad de legislación nueva, como de aplicación estricta de lo que existe. En el mismo sentido, E. Ostrom (2011) plantea que “corregir las instituciones” es un *proceso difícil que demanda mucho tiempo y que acarrea conflictos; es un proceso que requiere información confiable sobre variables de lugar y de tiempo, así como un amplio repertorio de reglas culturalmente aceptables*.

⁴¹ En la realidad, la información no es completa y hay que obtenerla; por tanto, cuando la información no es gratuita, las actividades relacionadas con el intercambio de derechos de propiedad entre los individuos tienen costos, y a estos se los denomina costos de transacción. Los costos de la información resultan entonces ser un componente de los costos de transacción.

⁴² Majone enumera los fallos del modelo de regulación por agencia junto a los fallos del modelo de regulación por el Estado, considerados ambos tipos de regulación pública (Majone, 1996).

- Se mantiene la polémica, *per se*, de si el “el mercado” o “el Estado”; sin embargo, rara vez las instituciones son completamente privadas o totalmente públicas. Muchas instituciones modernas son fértiles combinaciones de instituciones de “tipo privado” y de “tipo público” que desafían las clasificaciones de una dicotomía estéril. Cuando se dice “éxito” se refiere a instituciones que permiten a los individuos alcanzar resultados productivos en situaciones en que las tentaciones de beneficiarse libremente como “free-rider” o de rehuir responsabilidades, están siempre presentes. Un mercado competitivo –el arquetipo de las instituciones privadas– es en sí mismo un bien público. Una vez que se genera un mercado competitivo, los individuos pueden entrar y salir libremente, ya sea que contribuyan o no con el costo de generarlo y mantenerlo. Ningún mercado puede existir por mucho tiempo sin instituciones subyacentes que lo mantengan. En escenarios de campo, más que existir en mundos aislados, las instituciones públicas y privadas con frecuencia están entrelazadas y dependen una de la otra. (Ostrom E. , 2011)
- En (Goldberg, 1974) se llama la atención en que la regulación no se justifica porque existan condiciones como las del monopolio, sino por la necesidad de administrar una relación contractual. Según este autor, el regulador es un principal que administra un contrato de largo plazo en procura de los intereses colectivos de los grupos sociales, y a partir de él examina el papel que juega la decisión en el contrato regulador, las fronteras entre contratos privados y contratos sociales, los problemas del principal para instrumentar y administrar el contrato en condiciones de incertidumbre y la relación entre el comportamiento del principal y sus implicaciones.
- (Goldberg, 1974) y (Joskow, 1991) señalan que los problemas aparentemente endémicos de la vigilancia del cumplimiento de la regulación no se derivan de la regulación en sí misma sino de la *naturaleza del servicio*; afirman, además, que muchos de los problemas que se presentan en las firmas reguladas surgirían aún si las industrias no estuvieran bajo jurisdicción de la agencia reguladora, de modo que las razones fundamentales para la regulación, allí donde no existe competencia no surgen del monopolio natural *per se*, sino de la necesidad de administrar las *relaciones en el largo plazo*.
- Otro elemento de relevancia es el de los fallos de la organización: la estructura de fallos de la organización consiste en un conjunto de factores humanos, por una parte, y de factores ambientales, por la otra, que explican la eficacia de la contratación. Los primeros se relacionan con la racionalidad limitada y el oportunismo; la racionalidad limitada no sólo corresponde a una restricción computacional sino también a las limitaciones del lenguaje. Los factores ambientales son la incertidumbre y la complejidad. (Williamson, 1991)
- Finalmente, los problemas de la regulación al solucionar dilemas de acción colectiva, es decir, de resolver problemas de grupos para que los comportamientos individuales lleven a resultados beneficiosos para todos sus miembros. En este sentido, la teoría de la acción colectiva (Olson M. , 1965), sugiere que los individuos –racionales y maximizadores– no se organizan espontáneamente para alcanzar sus intereses individuales o de grupo; por el contrario, requieren la coerción o de incentivos poderosos, posición que ya preveía la importancia de la presencia del Estado. En toda acción colectiva existen costos que se originan en los fallos del mercado y en los costes de transacción, que tendrán que ser pagados por alguien en la sociedad. En sentido opuesto, (Ostrom E. , 2011) plantea que los individuos, aunque de naturaleza egoísta y racionalidad limitada, son capaces de coordinarse y cooperar en pro de acciones colectivas de interés común.

Varios aspectos pueden ser claros para motivar la nueva economía de la regulación y los respectivos cambios a los sistemas de regulación: económica, social y política:

- a) La actividad regulatoria podrá ser adecuada o no, pero en cualquier caso no es económicamente intrascendente, ni tampoco socialmente. La regulación no puede ser calificada en abstracto de buena ni mala: lo que importa es en cada caso concreto su grado de eficiencia puntual, su equilibrio entre lo que obtiene de bueno para la sociedad y lo que

a ella cuesta en el caso (primero al productor, tal vez al presupuesto estatal, al final al consumidor y al contribuyente). En otras palabras, cuán sensata y razonable es, cuán eficiente empleo de recursos constituye en cada situación particular de tiempo y lugar; y, cuál es la eficacia de sus resultados.

- b) Basar las políticas y la institucionalidad en la capacidad de los individuos de actuar estratégicamente (evadirse de dilemas y aprovechar oportunidades), de cooperar y de aprender de la experiencia en contextos específicos. En este sentido, la cuestión es cómo incrementar las capacidades de los agentes para cambiar las reglas coercitivas del juego a fin de alcanzar resultados distintos a las despiadadas tragedias. Adicionalmente se necesita tener en cuenta que en lugar de existir una solución única para un solo problema, existen muchas soluciones que pueden enfrentar muchos problemas distintos (Ostrom E. , 2011).
- c) La necesidad de atender particularidades técnico-económicas específicas que afectan la regulación del servicio. Se destacan tres características de los servicios públicos: (i) *Son intensivos en capital; este capital es específico y, una vez instalado, representa un costo hundido.* (ii) *Están sujetos a economías de escala, lo cual restringe bastante el número de empresas que resulta técnicamente eficiente para operar en un sector.* (iii) *Son consumidos masivamente y representan un ítem necesario e indispensable para el bienestar de la mayoría de la población* (Levy & Spiller, 1996). (Vogel, 1996) considera además que hay varios elementos que influyen en el proceso de reformas de los servicios públicos: (i) El notorio reciente cambio tecnológico que ha modificado la estructura del mercado de estos servicios, erosionando la capacidad regulatoria del sistema vigente y, en algunos casos, tornándola obsoleta. La tecnología moderna ha creado nuevos mercados que están fuera del ámbito de la regulación existente y la innovación técnica ha diluido las diferencias existentes entre distintas actividades económicas, cuestionando la validez de un marco regulatorio que presupone la existencia de dichas diferencias. (ii) El avance teórico de la economía de la regulación y su difusión internacional ha cuestionado el antiguo marco regulatorio de los servicios públicos. (iii) Desde el punto de vista ideológico, el libre mercado, la competencia y la desregulación dominan la esfera de política económica.
- d) Entre los abundantes trabajos que en las últimas décadas han intentado clarificar el concepto de regulación, vale la pena destacar el esfuerzo de Kahn, quien argumentó que en la base de la regulación era necesario incluir cuatro componentes esenciales: (1) El control a la entrada, (2) La fijación de precios, (3) La definición de las características y la calidad del servicio, y, (4) La obligación de atender a todos los demandantes en condiciones razonables (Kahn, 1998).

3.5.1. De la elección racional a la racionalidad limitada y estratégica

El modelo de competencia se basa en los postulados de la elección racional y la búsqueda del interés propio. Esto corresponde al homo economicus que procura, todo el tiempo, decidir racionalmente para maximizar su beneficio.

El modelo de elección racional es de suma importancia para explicar la conducta y para predecir esa conducta. Aunque el comportamiento real de una persona puede asumir diversas formas, por lo general termina siendo susceptible de ser calificado como “racional”, en el sentido de que siempre produce mejores resultados que un sistema de decisión arbitrario o basado en ideas o prejuicios equivocados. Pero el principal o gestor estratégico debe saber que la mayoría de las personas con las que está interrelacionado y con las que necesariamente debe contar para

actuar, tienden a alejarse de manera sistemática de lo que sería un comportamiento racional esperado. Los individuos a veces actúan por sentido del deber o por compromiso⁴³. (Sen, 1997)

Una de las limitaciones más graves para la elección racional es la que imponen los problemas informacionales. Una cosa es elegir racionalmente bajo incertidumbre y otra elegir racionalmente en abstracto. Como la información rara vez es perfecta o completa, los individuos tienen que decidir bajo incertidumbre y sin pleno conocimiento; es decir, la racionalidad se mantiene, pero en la forma de “*racionalidad limitada*”⁴⁴. En consecuencia, si no disponen de toda la información y saben que no la poseen, los agentes deben aceptar que en vez de maximizar una función de utilidad, la estrategia es llegar a un resultado “satisfactorio”; la opción de seguir un criterio “satisfactorio”, en vez del criterio de optimización, es racional cuando el costo de seguir recogiendo información se vuelve muy alto. (Simon, 1982)

Otros intentos de construir una alternativa a la teoría de la maximización tradicional se soportan en la conjetura de que el comportamiento guiado por reglas se puede concebir como una respuesta adaptativa a la complejidad y a la incertidumbre, que hacen difícil que un individuo pueda seleccionar la alternativa preferida en situaciones recurrentes de elección. Esto se recoge en la *teoría de la elección imperfecta* que trata de demostrar que los agentes racionales, pero imperfectos, se pueden beneficiar siguiendo reglas (Heiner, 1983).

Por otro lado, algunos autores sostienen que el concepto tradicional de racionalidad como maximización refleja una concepción poco realista de las capacidades cognitivas humanas, del acceso a la información y de la capacidad computacional. Las concepciones alternativas de racionalidad (Kreps, 1994) –bien la de racionalidad limitada, la procesal o la adaptativa– son en esencia *teorías del aprendizaje del comportamiento*, es decir, teorías que tratan de *explicar el comportamiento actual de una persona con base en la experiencia pasada que influye en las decisiones del presente*.

El aprendizaje guiado por la experiencia se puede concebir como un proceso de programación del comportamiento, es decir, como un proceso en el que los actores adaptan su repertorio de modelos y hábitos de comportamiento, y sus habilidades para resolver problemas. En los últimos tiempos se ha demostrado la necesidad de adoptar nuevos supuestos, más realistas y consistentes, para superar las deficiencias del modelo racionalista⁴⁵, se destacan los siguientes:

- a) Los individuos aprenden a identificar las oportunidades para mejorar los resultados de sus elecciones.
- b) Los actores repiten sus elecciones y, por tanto, aprenden de la experiencia.
- c) Los individuos se adaptan a los cambios de circunstancias.
- d) La racionalidad está sujeta a restricciones institucionales, a la competencia, a los problemas de información; en este contexto cuando los individuos fracasan en la búsqueda de información, se alejan de la senda de la eficiencia económica.
- e) La racionalidad de los individuos no es equivalente a la racionalidad social.

Visto así un nuevo modelo de elección racional debería estar en capacidad de explicar por qué las elecciones racionales que se hacen en el mercado no necesariamente conducen a la maximización del bienestar individual y social y por qué las elecciones racionales colectivas si pueden conducirlos. No cabe duda de que introducir el papel de las instituciones en el modelo ayudaría a construir un modelo más promisorio (Ayala, 2000).

⁴³ El comportamiento comprometido ofrece aspectos importantes de la “elección contrapreferencial”, una categoría que simplemente no existe en la economía neoclásica pero que constituye un aspecto importante para explicar por ejemplo rendimientos de las empresas y pago de impuestos (Sen, 1997).

⁴⁴ El término “bounded rationality” fue acuñado por Simon (1982) y se usa para referirse a la elección racional que toma en cuenta las limitaciones cognitivas de quien toma la decisión.

⁴⁵ El neoinstitucionalismo toma el modelo de elección racional sólo como un punto de partida, pero acota el alcance de la racionalidad; es decir, los individuos no eligen en un vacío social e institucional, sino que sus elecciones están rodeadas por restricciones. (Ayala, 2000)

Finalmente, queda por considerar que las instituciones, así como los individuos, hacen continuamente elecciones de tipo estratégico⁴⁶; el comportamiento estratégico de dos o más agentes surge cuando la decisión que cada uno toma, depende de lo que este espera que sean las decisiones de los demás; por tanto, para tomar decisiones estratégicas es necesario: tipificar a los individuos o instituciones que se interrelacionan; identificar sus diferentes opciones, determinarlas valoraciones y los posibles resultados de las opciones disponibles. Por tanto, en el análisis estratégico de situaciones se debe incluir la estructura de incentivos, la información, la comunicación, las opciones disponibles y las tácticas que se pueden utilizar.

Como se señala en (Elster, 2000): “la racionalidad estratégica se define mediante... el axioma de simetría: el agente actúa en medio de otros actores, ninguno de los cuales puede suponerse menos racional... que él mismo... Cada actor, necesita anticipar las decisiones de los demás antes de tomar la propia, y sabe que hacen lo mismo con respecto a los demás y a él. El enfoque estratégico de la conducta humana se formaliza mediante la teoría de los juegos”.

3.5.2. De la teoría de las decisiones a la teoría de juegos

La teoría de juegos⁴⁷ es una disciplina que se ocupa del estudio formalizado de las decisiones racionales en un contexto de interdependencia. Así dos o más individuos tienen que elegir entre diversas alternativas (Elster, 2000), tienen sus preferencias respecto de los resultados y un conocimiento mayor o menor de las alternativas y las preferencias de los demás sujetos. Como se había señalado el comportamiento estratégico de dos o más agentes surge cuando la decisión que cada uno toma, depende de lo que este espera que sean las decisiones de los demás, en este sentido las decisiones influenciarán el bienestar de todos (Merton, 1991).

Atendiendo los resultados esperados de la regulación, ésta tampoco se debe entender como un asunto de decisiones, sino como un asunto de teoría de juegos⁴⁸. El resultado de la regulación se obtiene mediante la respuesta estratégica que dan las firmas reguladas a la entidad reguladora. Esta última establece la estructura de incentivos e induce una respuesta y una conducta estratégica del agente regulado. El componente estratégico o interacción entre el regulador y el regulado (y terceras partes afectadas) es lo que hace del proceso regulador un juego más que un caso de la teoría de las decisiones.

Mientras que la teoría de las decisiones individuales confronta la decisión racional con un ambiente no racional, la teoría de juegos enfrenta a dos o más individuos ante diversas alternativas entre las que tienen que elegir, con unas preferencias determinadas sobre los resultados y con una mayor o menor información sobre las alternativas y las preferencias de los demás; así, la teoría de juegos formaliza la noción de que los agentes entran en interacciones racionales cuando consideran los razonamientos de otros agentes para tomar sus decisiones.

Dentro de los distintos marcos en que se desarrollan los modelos de la teoría de juegos, los juegos evolutivos permiten introducir, con mayor amplitud y pertinencia, los patrones de comportamiento y de interacciones entre agentes en un ambiente competitivo en busca de un marco institucional más adecuado a las realidades del sector eléctrico.

Un modelo evolutivo se caracteriza por una o más poblaciones de jugadores, que no son siempre racionales (Samuelson L. , 1997); cada individuo o jugador elige entre acciones o comportamientos alternativos cuyos pagos dependen de la elección y los ajustes de los otros jugadores a través del tiempo. La evolución ha de conducir, necesariamente, a optimizar la conducta en el largo plazo (Friedman, 1991).

⁴⁶ La idea de estrategia utilizada se refiere a la forma en la que cada individuo enfrenta su propio comportamiento y toma sus decisiones.

⁴⁷ La teoría de juegos puede ser definida como el estudio de modelos matemáticos de conflicto y cooperación entre tomadores de decisiones racionales e inteligentes. (Merton, 1991)

⁴⁸ La teoría de juegos también se puede describir como una teoría de la decisión interactiva: la conducta de cada persona que toma una decisión afecta las alternativas de los otros. En teoría de las decisiones, las alternativas se eligen de manera aislada.

Conclusiones y aportaciones del capítulo

Del análisis crítico del estado del arte de la teoría y práctica de la regulación económica del sector eléctrico se **concluye**:

- *Una deficiente institucionalidad jurídica y regulatoria aumenta los costes de transacción en el mercado* entre otros aspectos porque los contratos son menos confiables y la solución de controversias y arbitraje se hace muy onerosa.
- El marco institucional de la regulación económica del sector eléctrico solo contempla explícitamente los bienes energía eléctrica y potencia eléctrica más sus derivados y bienes complementarios; también el servicio domiciliario de electricidad. En tanto, la seguridad del abastecimiento eléctrico *no sea considerada bien económico, su regulación económica no se podrá definir*.
- Las instituciones regulatorias cumplen un papel central en la definición de los resultados de los mercados: determinan las reglas generales de las elecciones de los agentes, involucran consideraciones estratégicas, restringen los comportamientos oportunistas y arbitran controversias. Por lo tanto, el *diseño de mecanismos* debe tener como un objetivo central la solución específica de un problema en el marco de los requerimientos del *funcionamiento eficiente del mercado*.
- Existe extensa evidencia empírica de una *preponderancia de la regulación en favor de la industria, orientada a la protección de inversionistas y productores*, donde los consumidores son pasivos en sentido literal. Ello porque el punto de partida, aunque no explícito, es que los recursos del lado de la oferta son los únicos disponibles para proveer la electricidad requerida.
- Del análisis del estado del arte se infiere que si la corriente que se impone actualmente es que la competencia es el mejor mecanismo de regulación y protección de los consumidores, para ser racionales y coherentes habría que *proteger a la competencia y no a los competidores* (en especial, productores).
- Existe evidencia de que en la mayoría de mercados eléctricos liberalizados alrededor del mundo se ha optado por la *intervención regulatoria de los mercados en pos de solucionar los problemas de la seguridad del abastecimiento eléctrico*.
- La regulación existente *no contempla* otros acercamientos no estándares de la teoría económica aunque aceptados por la comunidad científica como la *teoría de los recursos de uso común*. Existe evidencia de la *necesidad de revisar y actualizar la regulación económica* de la industria eléctrica adaptándola a las nuevas realidades económicas, tecnológicas, ambientales y sociales.

CAPÍTULO 4

Nuevo paradigma de la Seguridad del Abastecimiento Eléctrico

La regulación económica de la Seguridad del Abastecimiento Eléctrico (SAE) en mercados competitivos, como se trató anteriormente, se fundamenta en la consideración de la SAE como externalidad positiva y como bien público, y, su regulación económica y social indirecta a través de la intervención estatal para compensar a quienes la producen (productores de energía eléctrica) y cobrar a quienes se benefician o la aprovechan: la sociedad en general.

Bajo las condiciones anteriores, se han identificado varios problemas para producir, intercambiar y despachar SAE en alguna institución de mercado existente o de desarrollo particular. Aunque un problema más profundo es la no existencia de un marco conceptual que permita definir el bien o servicio de la SAE y su valoración, de acuerdo a la demanda específica que de este se hace por parte de quienes lo necesitan.

En este capítulo se propone cambiar radicalmente (nuevo paradigma) el enfoque y tratamiento tradicional de la SAE mediante su consideración como un tipo de bien de uso común y como un proceso gestionable (sin desconocer el hecho de que la SAE es un bien complementario de la electricidad, que se producen conjuntamente y que además es una externalidad positiva de la producción de energía eléctrica). Esta propuesta implica repensar lo tradicional, porque se considera que se ha desbordado ante las nuevas realidades de la industria eléctrica y a la luz de otras disciplinas y desarrollos teóricos.

La alternativa propuesta también implica la búsqueda de mayor eficiencia del mercado en el sentido de Pareto y, en consecuencia, una asignación eficiente de recursos teniendo en cuenta los beneficios derivados de la externalidad.

Además de lo anterior, se han considerado los siguientes cuestionamientos y algunas nuevas teorías que cada vez toman más fuerza en torno a la organización y prestación de los servicios públicos. Ello también impulsa la revisión y generación de nuevas propuestas para la SAE y su consecuente gestión en contextos de mercados competitivos, objeto de esta investigación:

- Los llamados tres déficit en la gestión de los bienes públicos: (1) *el déficit jurisdiccional*: plantea que el ámbito geográfico del bien público debe determinar el alcance y la complejidad de los análisis coste–beneficio; (2) *el déficit participativo*: remite a retomar el protagonismo de las empresas y promover el de los consumidores como actores en la provisión de bienes públicos. Por ejemplo, se ha demostrado que las empresas ayudan a modular las preferencias colectivas, movilizándolo a los consumidores y creando una voluntad de pago por los bienes y servicios que estas producen; y, por último, (3) *el déficit de incentivos*: la creación de incentivos para todos los agentes conduce a la necesidad de un marco institucional que modifique dinámicamente las reglas del juego y en consecuencia, transforme los contextos en que se toman las decisiones. (Martín Quemada & García-Verdugo, 2004)
- La teoría de las instituciones jurídicas y sociales que retoma el planteamiento de Coase relacionado con la naturaleza recíproca de las externalidades. En esencia, esta teoría puede formularse así: “Las leyes y las instituciones sociales más eficientes son las que asignan la carga del ajuste que obligan a hacer las externalidades a aquellos que pueden llevarlo a cabo con el menor coste posible.” (Frank, 2001)
- Retomar los cuestionamientos a las intervenciones del mercado como mejor alternativa para la solución de los problemas de la SAE. En este sentido (Benegas Lynch, 1997) plantea: “No hay fundamento económico, jurídico ni moral para imponer coactivamente contribuciones o subsidios a terceros a los efectos de evitar externalidades. Quienes desean la provisión de un bien buscarán la financiación correspondiente y sopesarán el beneficio que les reporta dicho

bien frente al eventual disgusto debido a que otros se benefician. Para la ejecución del proyecto se podrán establecer arreglos contractuales que aseguren los referidos aportes.”; y, sentar las bases para establecer que la producción óptima en ambientes competitivos es la que ponen de manifiesto las partes contratantes en los procesos de mercado.

- Cuestionar la teoría convencional para la gestión de las externalidades y los bienes públicos que supone que, cuando los individuos se enfrentan a un dilema debido a externalidades, estos se comportan de manera egoísta y oportunista; lo cual los llevará a dañarse a sí mismos y a otros sin poder encontrar maneras de cooperar para superar el dilema. Nadie cooperará porque todos especularán con ser free-riders. Dicha teoría convencional se apoya en tres modelos⁴⁹ que asumen que las personas están incomunicadas y los dilemas se dan para una única decisión; sin embargo, en la vida real los “jugadores” están comunicados y tienen una relativa certeza de encontrarse nuevamente en el futuro, por tanto, la toma de decisiones sería repetitiva y habría cooperación. En este sentido, varios autores⁵⁰ han demostrado que la cooperación social tiene lugar entre individuos en un proceso de comunicación abierta y en un contexto de decisiones repetitivas.
- Reafirmar la importancia y la necesidad de la SAE en el largo plazo en el marco de un desarrollo sostenible, aprovechando las particularidades del servicio y las oportunidades de la economía de redes.
- Considerar la teoría alternativa de las instituciones de acción colectiva⁵¹ como mejor opción para la provisión y apropiación de recursos de uso común (otro tipo de bien económico que refleja de mejor manera la naturaleza de la SAE). En el marco de esta teoría (validada empíricamente y en laboratorios de economía experimental), se plantea la viabilidad de la auto organización y la autogestión en casos de recursos de uso común bien definidos. En el mismo sentido, otros autores también han planteado la necesidad de un nuevo marco institucional para gestionar la provisión de bienes públicos, con grandes potencialidades para mejorar su oferta, complementando la acción gubernamental y de otros agentes y actores sociales. Esto permitiría superar el planteamiento general y dicotómico de las soluciones al problema de los bienes públicos: mercado o Estado.

4.1. Conceptualización de la Seguridad del Abastecimiento Eléctrico como un Servicio de Uso Común y como un proceso gestionable

En el Capítulo 2 se hacía referencia al tratamiento tradicional de la SAE en mercados competitivos como un bien público. En este sentido y de acuerdo a la teoría, la SAE la reciben *todos* los consumidores, clientes y usuarios finales de la electricidad. Sin embargo, como plantea Kenneth D. Goldin (Goldin, 1977), se debe analizar cuidadosamente qué significa en este contexto la palabra “todos” ya que “[...] muy pocos bienes públicos están disponibles para todos los miembros del planeta. Más bien, los bienes públicos están disponibles para todos dentro de un grupo específico [...]”. Si cualquier bien que nos pudiéramos imaginar es demandado por grupos que exceden las capacidades disponibles: baja la calidad o hay congestión o se debe ampliar la oferta. La conclusión de Goldin, entonces es, que el principio de *no-exclusión* siempre tiene límites. Por lo tanto, este es relativo y afecta también al principio de *no-rivalidad* puesto que después de cierto punto no es correcto afirmar que el bien no se agota, ya que en la medida que se “consume” ya no estará disponible para demandantes adicionales.

Como lo afirman las autoras en (Hess & Ostrom, 2001), en la década de 1970, un gran avance vino con la identificación clara de que no había sólo dos tipos de bienes: los públicos y los

⁴⁹ La tragedia de los comunes, Hardin (1968); el juego del dilema del prisionero, Tucker (1950); y, la lógica de la acción colectiva, Olson (1965). (Ostrom E. , 2011).

⁵⁰ (Axelrod, 1986), (Axelrod & Hamilton, 1981), (Sugden, 1984).

⁵¹ Ver (Ostrom E. , 2011).

privados. Así, la literatura de economía política identificaba dos atributos que ayudarían a diferenciar cuatro grandes categorías de bienes. El primer atributo es el de “*subtractability*”⁵², es decir, la posibilidad o no del consumo en una oferta limitada implica que el uso por un individuo le puede o no restar a la disponibilidad para otros.⁵³ Los sistemas de recursos de uso común generan flujos de beneficios con posibilidad de sustracción. Este atributo es compartido con los bienes privados, como se muestra en la Tabla 4.1. El segundo atributo, el llamado *exclusión*, implica la posibilidad o no de excluir a las personas de utilizar el flujo de beneficios, ya sea a través de barreras físicas o de instrumentos legales. En el caso de los recursos de uso común es muy difícil la exclusión. De acuerdo a lo anterior, ambos atributos varían en rangos.

En la Tabla 4.1 también se puede observar la naturaleza diferente de la energía eléctrica como bien o producto tipo club o de peaje⁵⁴; y, la de la seguridad del abastecimiento eléctrico como recurso de uso común, en su equivalente no material: el **servicio**⁵⁵; que de aquí en adelante se denominará *Servicio de Uso Común (SUC)*.

		SUBTRACTABILITY	
		Baja	Alta
E X C L U S I Ó N	Difícil	Bienes públicos: radiación solar, aire, ríos, conocimiento común	Recursos de uso común: sistemas de irrigación, pesca, seguridad del suministro eléctrico
	Fácil	Bienes club o de peaje: servicio telefónico, club campestre, energía eléctrica	Bienes privados: Autos, libros, casas
		Sin	Con
		RIVALIDAD	

Tabla 4.1.-Tipos de bienes

En síntesis, *la SAE es un Servicio de Uso Común (SUC) con dos atributos principales: 1) la dificultad de exclusión, y, 2) la alta subtractability.*

Otros atributos y características de la SAE como SUC son:

- 1) Se produce en cantidades finitas, por lo que la apropiación por parte de algunos disminuye la cantidad disponible para otros, generando así externalidades negativas para quienes también se benefician de su uso (Ostrom E. , 1997). En este mismo sentido, también se puede afirmar que la SAE es un recurso no renovable; para el cual no es posible definir un ritmo de reabastecimiento acorde con su ritmo promedio de sustracción.

⁵²Se utiliza el término en inglés ya que no existe una traducción de este concepto al castellano.

⁵³Ver (Ostrom & Ostrom, 1977); (Ostrom, Gardner, & Walker, 1994).

⁵⁴Toll good. Se definen como bienes de fácil exclusión y restringidos a las personas que pagan por ellos; son no-rivales en general -por lo menos hasta el punto que el consumo alcanza congestión.

⁵⁵De acuerdo a la serie de normas ISO 9000: "Un servicio es el resultado de llevar a cabo necesariamente al menos una actividad en la interfaz entre el proveedor y el cliente y generalmente es intangible ..." Las características que poseen los servicios y que los distinguen de los productos son: (a) *Intangibilidad*: consiste en que estos no pueden verse, probarse, sentirse, oírse ni olerse antes de la compra. Los servicios no se pueden inventariar ni patentar, ser explicados o representados fácilmente, etc., o incluso medir su calidad antes de la prestación. (b) *Heterogeneidad* (o variabilidad): dos servicios similares nunca serán idénticos o iguales. Esto por varios motivos: las entregas de un mismo servicio son realizadas por personas a personas, en momentos y lugares distintos. Cambiando uno solo de estos factores el servicio ya no es el mismo, incluso cambiando sólo el estado de ánimo de la persona que entrega o la que recibe el servicio. (c) *Inseparabilidad*: en los servicios la producción y el consumo son parcial o totalmente simultáneos. A estas funciones muchas veces se puede agregar la función de venta. Esta inseparabilidad también se da con la persona u organización que presta el servicio. (d) *Percibibilidad*: los servicios no se pueden almacenar, por la simultaneidad entre producción y consumo. La principal consecuencia de esto es que un servicio no prestado, no se puede realizar en otro momento. (e) *Ausencia de propiedad*: los compradores de servicios adquieren un derecho a recibir una prestación, uso, acceso o arriendo de algo, pero no la propiedad del mismo. Luego de la prestación sólo existen como experiencias vividas.

- 2) *Es de acceso cerrado*⁵⁶, pues normalmente un grupo bien definido de personas posee propiedad en común⁵⁷. El término “propiedad” abarca cinco tipos principales de los “derechos de propiedad”⁵⁸ que son más relevantes en el uso del SUC (Schlager & Ostrom, 1992):

Acceso: El derecho a entrar en un área física definida y disfrutar de los beneficios. Para este trabajo se considera que el acceso al SUC es por parte de múltiples individuos, grupos de individuos o empresas que usan el sistema de recursos simultáneamente.

Extracción: El derecho a disfrutar de los beneficios del sistema de recursos.

Gestión: El derecho a regular los patrones de uso interno y transformar el recurso haciendo mejoras.

Exclusión: El derecho a determinar quién tendrá los derechos de acceso y derechos de retiro, y cómo estos derechos pueden ser transferidos.

Enajenación: El derecho de vender o ceder la gestión de los derechos y la exclusión.

- 3) *El ámbito geográfico considerado del SUC* incluye el local, regional e inclusive nacional. Ámbitos geográficos mayores, como el global, no se consideran puesto que a priori existe menor coerción entre las partes interesadas; ello implica mayores posibilidades de comportamientos puntuales y oportunistas.
- 4) *La SAE responde fundamentalmente a la producción de bienes y servicios adicionales* y no a la regulación de la externalidad positiva. Esto tiene fuertes implicaciones en su financiación. (Ancos Franco, 2008)
- 5) *La seguridad del abastecimiento eléctrico es un servicio continuo*⁵⁹ que se produce y consume continuamente y depende de todas las contribuciones de los agentes. Este aspecto también determina grandes esfuerzos financieros. El tema de la financiación se tratará en capítulos posteriores.
- 6) *La provisión de la SAE está determinada por la agregación en suma ponderada de las contribuciones de los diferentes agentes (empresas, Estados, organizaciones, individuos)* en el mercado. Esto es, en la agregación de la suma ponderada (weighted sum)⁶⁰, todas las contribuciones de los agentes se suman pero el peso de cada contribución individual es diferente. (Hirshleifer, 1983).
- 7) Por último, y de gran importancia, *la SAE es un servicio que se ofrece básicamente en sistemas reticulares, los cuales se rigen por la llamada economía*⁶¹ *de redes*. Esta economía sigue la *Ley de los rendimientos crecientes* en contraste con la parte tradicional de la economía donde se aplica la *Ley de los rendimientos decrecientes*⁶². En el caso de la energía eléctrica, la seguridad del abastecimiento que aporta una red con muchos generadores conectados tiene el carácter de utilidad complementaria; socialmente es más barato la prestación de servicios con

⁵⁶ De otra forma, los de acceso abierto, son aquellos recursos de uso común en los que nadie tiene derechos de propiedad.

⁵⁷ E. Ostrom plantea que el término “recursos de propiedad común” sigue usándose en muchos casos de manera inapropiada para hacer referencia tanto a los RUC de acceso abierto como a los de acceso cerrado. (Ostrom E. , 2011)

⁵⁸ Un derecho de propiedad es una autorización exigible para llevar a cabo acciones particulares en un dominio específico. Los derechos de propiedad definen acciones que los individuos pueden tomar en relación con otros individuos respecto a algunas “cosas”. Si una persona tiene derecho, otra persona tiene el deber acorde a observar ese derecho. (Hess & Ostrom, 2001)

⁵⁹ Contrario a los *bienes y servicios discretos* cuya producción depende de una intervención inmediata; por ejemplo, intervenciones de emergencia, campañas de vacunación, rehabilitación del patrimonio histórico.

⁶⁰ En (Hirshleifer, 1983) el autor distingue en total cuatro formas básicas para proveer un bien público (en general) que se diferencian según la agregación correspondiente, esto es, la conjunción de las contribuciones de diferentes actores en la provisión de ese bien. Estas son: (1) agregación aditiva o de suma, donde las contribuciones se suman para formar la oferta total; (2) agregación del uso más eficiente (best-shot), la contribución mayor determina el punto máximo total del bien público que se encuentra disponible, por ejemplo, la investigación de avanzada; (3) agregación del miembro más débil (weakest link): caso contrario al anterior. La menor contribución determina el punto máximo total del bien público. Por ejemplo, en la lucha contra una epidemia el país que menos contribuya a su erradicación es el que determinará en definitiva, el riesgo de extensión de la epidemia. Finalmente, la forma ya mencionada de proveer la SAE (4) agregación de la suma ponderada.

⁶¹ Brian Arthur afirma que “La economía de nuestros días se bifurcó en dos mundos interconectados - son dos mundos con lógicas económicas diferentes” (...) “es un error insistir que lo que funciona en una, funcionará en la otra”. Y, opina que hoy conviven estas dos realidades económicas distintas.

⁶² La ley de rendimientos decrecientes (en inglés: diminishing returns) fue estudiada por David Ricardo. Es la ley central en la teoría de la producción.

una única red que con varias (Lasheras, 1999). En otras palabras, entre más grande sea la red, cada usuario obtiene más altos rendimientos y utilidades; esto cambia sustancialmente las que deberían ser las bases de análisis económico de la SAE: costes, inversiones, precios, etc. El estudio de las *bases teóricas para el aprovechamiento de la economía de red en el caso de la industria del suministro eléctrico en ambientes competitivos se considera un importante trabajo futuro que cambiaría radicalmente la forma de gestionar y regular las instituciones sociales de mercado.*

Ahora, partiendo de la naturaleza y atributos de la SAE como un SUC, esta es susceptible de organización⁶³ en un sistema dinámico de actividades planeadas y coordinadas para lograr su consecución. Es importante hacer notar que, no obstante la SAE es un servicio económico, *su organización no busca la rentabilidad sino su provisión y suficiente disponibilidad para quienes lo necesiten, en el momento que lo requieran, en el marco de un sistema sostenible en el largo plazo.*

En esta perspectiva, la SAE es un sistema abierto ya que se relaciona con su entorno: modificándolo a través de las políticas, estrategias y valores propios de la organización y cambiando de acuerdo a los sistemas sociales, políticos, administrativos, económicos y tecnológicos en los que actúa y le imponen límites y restricciones a su quehacer.

En este orden de ideas, se puede afirmar que la SAE cumple con todos los términos de la definición de proceso contenido en la serie de normas ISO 9000: “conjunto de actividades mutuamente relacionadas o que interactúan, las cuales transforman elementos de entrada en resultados.” (ISO, 2005). En la Fig. 4.1 se muestran la caracterización de la SAE como proceso.

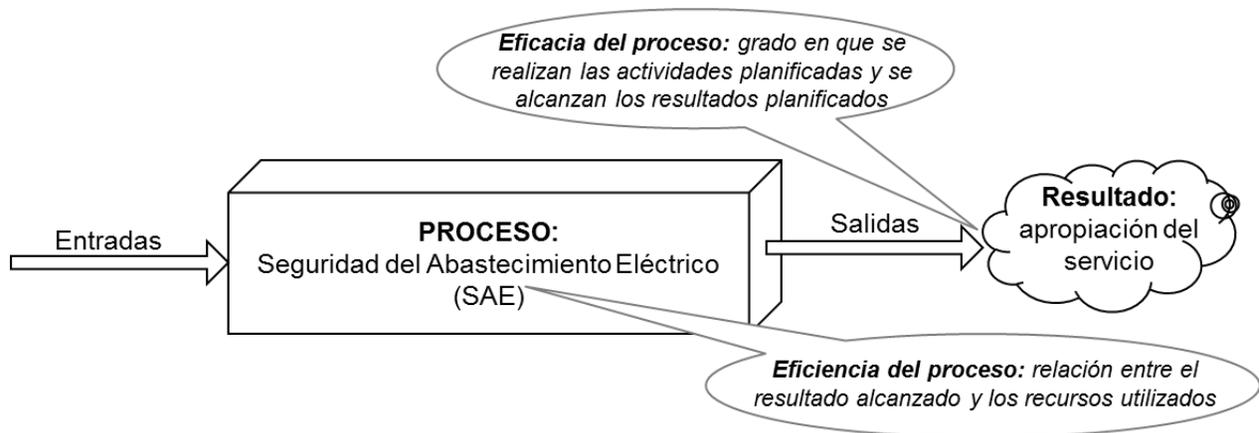


Figura 4.1-La SAE como proceso (con base en los conceptos de (ISO, 2005))

De acuerdo a esta definición se pueden identificar los elementos principales del proceso:

- **Objetivo del proceso:** es la prestación del servicio de seguridad del abastecimiento eléctrico con unas características relativas a la eficiencia y eficacia; y, teniendo en cuenta las expectativas de las partes interesadas.
- **Entradas:** en general, es el conjunto de información, insumos o materiales que recibe el proceso de otros procesos proveedores internos o externos, necesarios para la realización de actividades.

⁶³Entendiendo la actividad de organización como un proceso, en el sentido de E. Ostrom: "... organizarse no significa necesariamente crear una organización, organizarse es un proceso; una organización es el resultado de ese proceso" (Ostrom E. , 2000).

- Salidas: resultado del proceso entregable a otros procesos o clientes.
- Actividades: ciclo de operaciones que transforman las entradas en salidas, creando valor. Estas operaciones también se llaman procedimiento.
- Recursos: personas, infraestructura, maquinaria, equipos e información que requiere el proceso para lograr su objetivo; y, por tanto, obtener el resultado esperado.

La identificación de los procesos y su secuencia depende de los productos y servicios, las actividades de la organización, la estructura organizacional y los requisitos de las partes interesadas. Esta estructura es única para cada organización, sin embargo, existen algunos modelos de orientación que facilitan su labor.

La SAE es clasificada⁶⁴ como un *proceso de realización*. Los procesos de realización son conjuntos de actividades interrelacionadas de creación de valor para la organización, sus clientes y las partes interesadas, normalmente siguen la cadena de valor desde la identificación de las necesidades del cliente o mercado, hasta la entrega del producto o servicio a satisfacción; por ejemplo, gestión comercial, diseño y desarrollo, compras y logística de entrada, realización del producto o servicio, entrega y logística de salida, ventas y servicio al cliente. Para identificar la creación de valor en una organización, se acude al modelo de la cadena de valor. A partir de la cadena de valor, la organización determina los costes y rendimiento de cada actividad (proceso), y facilita identificar en qué es mejor que sus competidores, y en relación con sus estrategias de negocio puede precisar las fuentes de sus ventajas competitivas.

Otros cambios y ventajas que conlleva la SAE como sistema dinámico de actividades planeadas y coordinadas para lograr su consecución se presentan en los tres niveles de la organización, así:

- 1) Nivel individual: permite rescatar y entender la necesidad de los aportes individuales al sistema como un todo. En este sentido se recupera la confianza en la capacidad de los individuos, en sus posibilidades de acciones colectivas y de cooperación dándoles igual protagonismo a todos los agentes del mercado.
- 2) Nivel colectivo: permite reconocer que la mayor eficiencia se alcanza en las transacciones libres de los contratantes en procesos de comunicación abierta y en contextos de decisiones repetitivas.
- 3) Nivel institucional: permite entender y considerar otras alternativas del marco jurídico y social acorde con las nuevas realidades de los mercados competitivos. Esto es, las instituciones de acción colectiva como mejor opción para la provisión y apropiación de los recursos de uso común –ya que pueden complementar la acción gubernamental y la de otros agentes y actores sociales reduciendo la necesidad de intervenciones al mercado que son una de las fuentes de ineficiencia–.

4.2. Organización del proceso de realización gestionable de la Seguridad del Abastecimiento Eléctrico

En el apartado anterior se detallaron las bases conceptuales de la SAE como SUC y como proceso gestionable. Veamos ahora su organización y aplicación práctica.

⁶⁴ Algunos autores clasifican los procesos en tres categorías: procesos de conducción, procesos de realización como la SAE y procesos de apoyo. Los de conducción, también llamados procesos visionales o gerenciales, son procesos que desarrollan actividades de planeación y control de la gestión. Los procesos de apoyo son los que soportan la gestión operativa y estratégica; por ejemplo, el mantenimiento de infraestructura, gestión de recursos humanos, auditorías internas, gestión de sistemas de información y gestión de la mejora. Las clasificaciones de los procesos son relativas a la organización, de tal manera que por ejemplo para una organización la gestión de compras es un proceso de creación de valor y para otra un proceso de apoyo.

Como proceso gestionable, la SAE se obtiene mediante una cadena de valor que transforma una entradas en salidas. Como la SAE es un bien complementario de la electricidad y que además se producen conjuntamente, aprovechamos las ventajas del conocimiento existente y bastante depurado de la cadena de valor de la producción de electricidad y de su comercialización en mercados liberalizados a fin de abastecer su demanda.

En los mercados competitivos, cada agente económico de la oferta y de la demanda manifiesta o “revela” su “disposición a pagar” o “disposición a vender”, según sea el caso; y, mediante un mecanismo de subasta se casan las ofertas y pujas hasta lograr el equilibrio de mercado y, por tanto, el precio y asignación de cantidades vendidas y compradas respectivamente.

En este orden de ideas y teniendo en cuenta el concepto de SUC, la SAE es una característica del sistema como un todo. Por tanto, *los responsables de garantizarla y financiarla son, en conjunto y a lo largo del tiempo, todos los agentes económicos e institucionales involucrados en el mercado liberalizado*. Cada agente en el mercado tiene un rol y, su mejor ejercicio de este, contribuye de alguna manera a la SAE.

Así, las relaciones básicas de esta afirmación se representan en (1) y (2).

$$sa = \frac{P_{inst} - D_{pot}}{P_{inst}} \quad [-] \quad (1)$$

Donde:

sa - Índice anual de la seguridad adicional del abastecimiento eléctrico

P_{inst} - Potencia instalada [MW]

D_{pot} - Demanda de potencia [MW]

La ecuación (1), es evaluada en una base de tiempo anual, dado que las variaciones en la potencia instalada y en la demanda de potencia son más significativas. De ella se deduce que:

- (a) si la potencia instalada aumenta, la sa aumenta;
- (b) si la demanda de potencia baja, la sa aumenta;
- (c) La paridad oferta – demanda determina un grado de seguridad *adicional* “nulo”.

Sin embargo, en (1) también puede verificarse que los efectos de las variaciones de la demanda de potencia son mayores relativos a una variación igual en la potencia instalada. Pero, como tradicionalmente se ha partido del supuesto de la inelasticidad de la demanda; en la práctica, las medidas usuales para aumentar la seguridad del abastecimiento se *centran en aumentar la capacidad instalada, desperdiciando no solo el potencial de reducción de la demanda sino también las valoraciones que esta da a diferentes niveles de la seguridad del abastecimiento eléctrico*.

La segunda ecuación (2) hace referencia a que la SAE es el resultado de la interacción de diferentes consumidores y diferentes proveedores. Para su formulación se aplica la técnica de regresión múltiple, así:

$$sa_m = \beta_1 + \beta_2 x_2 + \beta_3 x_3 + \dots + \beta_n x_n + u \quad (2)$$

Donde:

sa_m -Índice de caracterización de la SAE en un mercado m dado

β_1 -Término constante

- β_k - Coeficientes de regresión o elasticidades asociadas a cada una de las n-1 variables explicativas
- X_1, \dots, X_n - variables explicativas de la seguridad adicional del abastecimiento eléctrico; se pueden mencionar las convencionales: las diferentes tecnologías de producción de electricidad, las capacidades de interconexión con otros sistemas, los diferentes grupos de demanda elástica.
- u - perturbación de carácter aleatorio del modelo utilizado

La Ec. (2), puede interpretarse como el conjunto de factores que explican (aportan) a la seguridad adicional del abastecimiento eléctrico. No puede hablarse de valores óptimos de las variables explicativas y, mucho menos, de un punto óptimo de la seguridad adicional. Por ello, es que funcionalmente esta ecuación representa una *región de suficiencia de seguridad adicional*.

No se conoce, hasta el momento, un consenso en cuanto a cuál ha de ser el nivel óptimo de la SAE. Ni siquiera en los mercados regulados cuya seguridad está garantizada mediante reservas planificadas, la cantidad de estas siempre ha sido variable en dependencia de muchos factores como la región del mundo donde se esté, la disponibilidad de fuentes primarias de energía, la aversión al riesgo, el ambiente económico, entre otros.

Por las implicaciones socio-económicas de los desabastecimientos, a menudo se reclama que los sistemas de electricidad estén diseñados para proporcionar un nivel del 100% de seguridad. En la práctica, los sistemas no pueden ser diseñados así porque los costes de conseguirlo serían prohibitivos.

Identificar un nivel óptimo de la seguridad y de los riesgos asociados es, en términos prácticos, una tarea compleja y difícil. En los mercados eléctricos reales hay suficiente evidencia para afirmar que diversos grupos de consumidores valoran de manera diferente la seguridad del abastecimiento. Algunos están dispuestos a pagar más que otros para evitar riesgos de interrupción; de hecho habrá una gama de disposición o buena voluntad del consumidor para pagar por la seguridad de su abastecimiento eléctrico. De igual forma, habrá una gama de disposición a vender servicios de la seguridad del abastecimiento en diferentes cantidades y precios.

Las mejoras a la SAE son realizables a partir de la reducción de los riesgos de desabastecimiento mediante las inversiones en cualquiera de los factores que los originan (variables explicativas de (2)); teniendo en cuenta que como los efectos son aditivos, ninguno de ellos puede ser descuidado. Por lo tanto, donde se hagan efectivas las inversiones estas solamente determinan una cantidad para el mejoramiento previsto en la seguridad, ya que la SAE nunca podrá estar garantizada completamente. Así, cualquier evaluación de si un conjunto de disposiciones entregan seguridad del abastecimiento, inevitablemente implica evaluar los riesgos y los costes de atenuar esos riesgos.

En síntesis, en consideración a los puntos anteriores y de acuerdo a la teoría de mercados, puede afirmarse que, tanto la curva de suministro como la de demanda de seguridad adicional del abastecimiento eléctrico se rigen por las mismas leyes de oferta y demanda de los mercados en competencia (Lieb-Dóczy, Börner, & MacKerron, 2003).

En la Fig. 4.2. se representa dicha afirmación como una expresión de la revelación de la disponibilidad a pagar por seguridad adicional en función del coste marginal de proveerla. De esta figura se resalta:

- La curva de demanda de seguridad adicional del abastecimiento eléctrico se desagrega en tres curvas correspondientes a tres escenarios de baja, media y alta disponibilidad⁶⁵ a pagar que a su vez coinciden con segmentos⁶⁶ de demanda valle, hombro⁶⁷ y pico, respectivamente.
- La curva de oferta o suministro de seguridad adicional del abastecimiento eléctrico se desagrega también en tres curvas correspondientes a tres grupos de tecnologías que proveen carga base, media y punta, respectivamente.
- Cada una de las curvas de demanda de seguridad adicional del abastecimiento eléctrico que se corresponden con los segmentos de la demanda, va asociada a una curva particular de costes marginales de proveer tal seguridad adicional.
- Del lado izquierdo del óptimo teórico, los clientes tienen relativamente alta buena voluntad de pagar para evitar la interrupción, existe a menudo la oportunidad de proporcionar tales niveles más altos de la seguridad. De otra parte, cuando los clientes tienen baja disponibilidad a pagar por la seguridad adicional (lado derecho del punto óptimo), su nivel de seguridad se reduce aumentando los riesgos de interrupciones.
- La "región de suficiencia" (área sombreada) dentro de la cual el rango de seguridad es el adecuado para las partes, demandantes y suministradores (y, por ende, la requerida por el sistema en general); se caracteriza porque los costes de seguridad adicional no aumentan excesivamente si el punto óptimo teórico se desvía un poco en cualquier dirección.

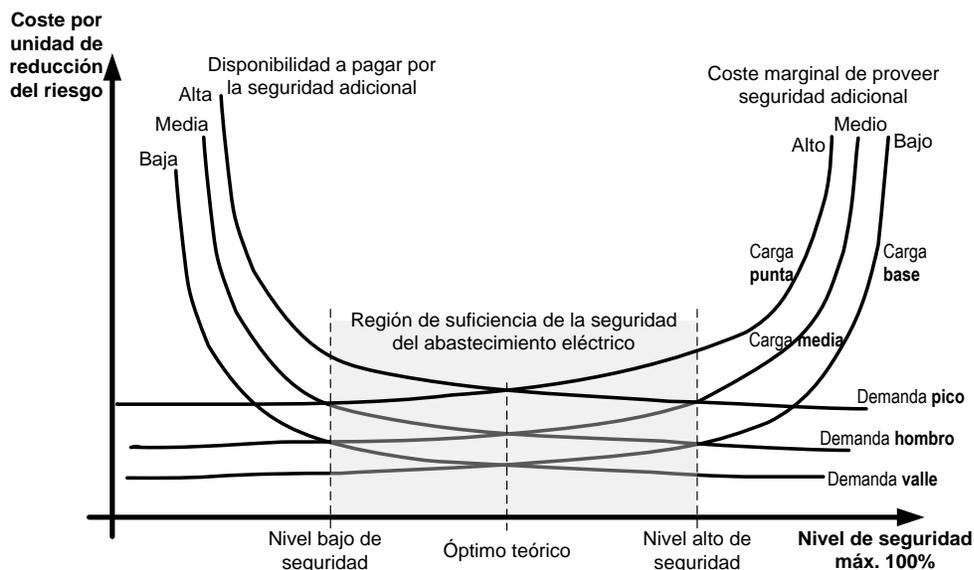


Figura 4.2.- Región de suficiencia para la seguridad del abastecimiento eléctrico.

- Existe un óptimo teórico de seguridad del abastecimiento eléctrico para cada segmento de demanda; sin embargo, en la práctica la seguridad es un concepto dinámico que toma valores dentro de la *zona de suficiencia*, por encima o por debajo del óptimo teórico. A su vez, cada

⁶⁵ Ver (Lieb-Dóczy, Börner, & MacKerron, 2003, p. 13).

⁶⁶ Esta segmentación de la demanda hace parte del modelo de demanda expuesto en el Capítulo 5 de este documento; se basa en una clasificación de los consumos, de acuerdo a tres criterios: la *cantidad demandada* (energía total por ciclo temporal), la *intensidad horaria* (relación entre la energía horaria y energía total por ciclo temporal) y la *duración* (número de horas del ciclo temporal en que se consume).

⁶⁷ Es conocido que en España se utiliza el término "llano" para calificar un nivel de demanda medio y que en asociaciones internacionales como IEEE o instituciones como el DOE y muchas universidades de USA emplean el término "shoulder demand" en el mismo sentido que en España. Las propuestas de esta tesis se fundamentan en la literatura científica y factual de diferentes disciplinas y lugares del mundo y pretenden su aplicación en otros contextos de condiciones equivalentes; por lo cual, se decidió utilizar el calificativo de "hombro" para el nivel de demanda intermedio entre el valle y el pico.

valor instantáneo de la seguridad del abastecimiento eléctrico, suma o resta a la seguridad adicional enlazando el tiempo real con horizontes de tiempo de corto, medio y largo plazo.

- Proporcionar más seguridad cuesta. La seguridad adicional (marginal) es más costosa al acercarse al valor máximo de 100%. La disponibilidad a pagar por parte de los consumidores para las mejoras marginales a la seguridad del abastecimiento es menor cuanto más cerca se esté de alcanzar el 100% de seguridad. En la práctica se da que a niveles cercanos al 100% de seguridad, los consumidores tienden a experimentar breves interrupciones, con relativamente pocas consecuencias; en niveles más bajos de la seguridad, las interrupciones tienden a ser más largas y proporcionalmente más perjudiciales, implicando valuaciones marginales de la seguridad más altas por parte del consumidor.

Como se representó en la Fig. 4.1, este proceso gestionable requiere de unas entradas que serán transformadas para producir la SAE. Estos insumos y recursos son de diversa índole; en particular son dos las principales entradas del proceso de la SAE para un mercado eléctrico competitivo específico:

4.2.1. Información

La información puede considerarse de tipo jerárquico, puesto que debe incluirse desde lo global en el ambiente externo a la organización (el mercado eléctrico competitivo), hasta lo más específico en su ambiente interno. De manera análoga los responsables de proveer “la información” también están jerarquizados en los ambientes externo e interno de la organización.

En el ambiente externo se deben tener en cuenta:

- Entorno económico, legal y normativo. Aunque son factores sobre los que pocas veces se puede decidir, estos afectan la competitividad y se pueden convertir en oportunidades o en barreras para entrar a un mercado. El ejemplo natural es la política internacional alrededor del *protocolo de Kioto*. Los aspectos legales incluyen además de los temas relacionados con el proceso y el servicio en la industria eléctrica, los temas de medio ambiente, salud ocupacional y seguridad. En los aspectos normativos y de estandarización se deben tener en cuenta tanto los conceptos y lineamientos como los requisitos aplicables al proceso, a sus elementos y al sistema de gestión.
- Tendencias de la política sectorial y política pública. El actual sistema energético en el ámbito internacional está basado fundamentalmente en recursos no renovables, los combustibles fósiles; cuyo uso conlleva a una serie de problemas: agotamiento de las fuentes primarias de energía, emisiones de gases de efecto invernadero, crisis geopolítica (a causa de la localización de reservas, dependencia energética y políticas nacionales) e inequidad social.

En consecuencia, se viene debatiendo sobre los retos energéticos de la política sectorial, a nivel local, regional, nacional e internacional: sistemas energéticos sostenibles basados en recursos renovables bajo el marco del servicio universal y los servicios de interés general.

En tal sentido, a nivel mundial los retos energéticos se enfrentan de manera diferente. Mientras que Islandia ha tomado la iniciativa y para el año 2030, esperan ser la primera economía del hidrógeno del mundo; Europa y Estados Unidos están planificando la mejor manera de llevarlo a cabo. La teoría que fundamenta esta política es que el hidrógeno es abundante, limpio, seguro; sustituye a los combustibles fósiles; puede almacenar la energía proveniente de fuentes renovables intermitentes y se convierte en electricidad en una pila de combustible. (Sapiña, 2006)

Históricamente, la política energética ha buscado transformar las bases de la economía energética de varias maneras: diversificando las fuentes geográficas (y políticas) de los recursos primarios, minando la viabilidad política y fuerza económica del “cártel” de la OPEP, reduciendo la dependencia mundial del petróleo (y sus “hermanos fósiles”, el gas y el carbón), diversificando las fuentes de energía, promoviendo el uso de energías renovables (como la

eólica, la solar, el hidrógeno e incluso la nuclear) y aumentando la eficiencia energética. (Isbell, 2007)

Sin embargo, la tendencia actual de la política energética alrededor del mundo se centra en aumentar el uso de fuentes no convencionales de energía, reducir la utilización de combustibles fósiles, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, aumentar la eficiencia energética en toda la cadena, hacer gestión de la demanda y aprovechar los cambios tecnológicos a todo nivel.

La Unión Europea por su parte trabaja sobre el tema «La nueva política energética de la Unión Europea: aplicación, eficacia y solidaridad para los ciudadanos» y sobre un marco de calidad para los servicios de interés general en Europa, en los que ya ha fijado una postura consolidada sobre la protección de los consumidores y sobre la ejecución de las misiones de interés general⁶⁸. Con relación a estos dos temas se tienen algunas conclusiones, así:

- El necesario desarrollo de las infraestructuras energéticas y de las redes transeuropeas para la constitución del mercado interior de la energía.
 - La articulación de mecanismos para discernir los criterios de formación de precios con vistas a evitar disparidades graves e injustificables, a menudo falsamente fundadas en la naturaleza de la energía que se consume, en las fuentes de aprovisionamiento o los medios de distribución.
 - La necesidad de establecer criterios y medios para racionalizar la producción de la energía en el territorio de los Estados miembros, teniendo en cuenta un uso sostenible de los recursos y beneficiándose de elementos geográficos y climáticos, como la determinación de los períodos de mayor actividad de producción fotovoltaica, eólica o de la intensidad de las mareas.
 - La necesidad de orientar la política de competencia a buscar el bienestar y la mejora de las condiciones de los consumidores, teniendo en cuenta las características específicas, tales como la necesidad de asegurar el aprovisionamiento, el transporte de la energía y la distribución final; garantizando, al mismo tiempo, que todos los ciudadanos sigan teniendo acceso a los servicios esenciales de alta calidad a precios asequibles.
 - En el sector de la energía específicamente se definen claramente las obligaciones de servicio universal, las obligaciones de servicio público y la protección de los consumidores para las redes de electricidad y de gas natural, y prevé la protección de los clientes vulnerables contra la pobreza energética⁶⁹.
- Benchmarking. Los estudios comparativos formales, sistemáticos y continuos, de productos, servicios, procesos y organizaciones, a fin de identificar las mejores prácticas, se convierten en información estratégica fundamental para impulsar la mejora continua y como fuente de identificación de riesgos.

En el ambiente interno al mercado cada agente consume información y también la produce. Esto es: el operador del mercado debe informar sobre el funcionamiento del mismo en tiempo real y al medio y largo plazo pero agregando valor a la información a través de su procesamiento y análisis para concluir en algún tipo de indicadores de eficiencia y eficacia de los resultados del mercado. En el ambiente interno se deberían tener en cuenta:

- Tendencias y expectativas de la organización. Esta información incluye tanto a clientes actuales como al mercado.
- Objetivos de la organización. El funcionamiento de la organización puede estar condicionado por factores externos; sin embargo, es la misma organización la que define el futuro que se quiere mediante la determinación y priorización de políticas, objetivos y estrategias necesarias

⁶⁸Directiva 2011/900/CE final. Un marco de calidad para los servicios de interés general en Europa.

⁶⁹Directiva 2009/72/CE, relativa a la electricidad.

para alcanzar los resultados esperados. Esta información debería ser parte del conocimiento común de toda la organización.

- Capacidades de la organización. Conocer las propias capacidades facilita definir caminos a seguir y opciones a tomar para determinar prioridades. Incluyen los recursos de tecnología, infraestructura, conocimientos y competencias de las personas de la organización.
- Competidores. El entorno de la organización está condicionado por su competencia, que según su intensidad y rivalidad puede hacer más difícil permanecer en el mercado. Por esto es importante saber quiénes son los competidores, cuántos son y en lo posible cuáles son sus estrategias.
- Tecnología. Las tendencias en el desarrollo del servicio y el grado en que la organización tiene capacidad de innovación, estando a la vanguardia o no, afecta a la capacidad de responder a las expectativas. De igual forma, la tecnología de procesos y sistemas de información y comunicación son determinantes de la eficiencia del proceso. En los mercados eléctricos este un factor crítico, al cual se le ha puesto poca atención.
- Resultados del funcionamiento. La información de resultados financieros, de calidad, de eficiencia y eficacia, ambientales, de salud ocupacional y seguridad, muestran las fortalezas y deficiencias de la organización para definir cómo aprovechar las oportunidades y corregir las debilidades, en ciclos evolutivos de mejora continua.
- Necesidades y expectativas de las partes interesadas. Esta información es clave para lograr un equilibrio importante entre los objetivos y planes, y, su cumplimiento en pos de los resultados esperados y satisfacción de las partes interesadas.
- Identificación y valoración de impactos, riesgos y peligros. Esta información debe considerarse para asegurar la dinámica de mejora continua del proceso.

4.2.2. Recursos

Para asegurar el abastecimiento continuo de electricidad, sin interrupciones, existen dos alternativas que resultan estar estrechamente interrelacionadas (ver ecuación (1)): en primera instancia, es necesario contar con suficientes recursos de energía eléctrica. La suficiencia está determinada por la posibilidad de cubrir continuamente las necesidades y expectativas de la demanda; y, además, tener previstas cantidades adicionales para cubrir el retiro de unidades de provisión y su reducción de eficiencia por envejecimiento y desgaste, los programas de mantenimiento y, las eventualidades en la provisión y en la demanda. En segundo lugar, el control y gestión de la demanda determinan las situaciones en que si no se demanda electricidad no es necesario producirla; como algunos lo manifiestan: “la energía más eficiente es la que no se produce”.

Por lo tanto, los recursos de energía eléctrica para asegurar el abastecimiento continuo y su sostenibilidad se pueden clasificar en dos grandes grupos:

- 1) *Recursos de Energía Centralizada (REC)*
- 2) *Recursos de Energía Descentralizada (RED)*

Hoy en día, los recursos para el abastecimiento eléctrico principal en la mayoría de países se obtienen mediante los *Recursos de Energía Centralizada, REC*; solo un pequeño porcentaje de la electricidad consumida proviene de los *Recursos de Energía Descentralizada, RED*.

Los *REC* se ubican en los llamados centros de generación o de oferta que se caracterizan por la producción a gran escala y por estar alejados de los centros de consumo. Estos recursos se transan principalmente en los mercados de energía mayoristas. Las tecnologías comúnmente usadas para la producción centralizada de electricidad –también llamadas producción convencional–, se agrupan de la siguiente manera, de acuerdo al tipo de recurso energético transformado:

- **Centrales Termoeléctricas (CTE):** convierten los combustibles orgánicos, los biocombustibles y el combustible nuclear en electricidad. Su rango promedio de eficiencia está entre 35-40% para las unidades convencionales del ciclo agua/vapor; y, entre 55-57% para las unidades de cogeneración de calor y electricidad y las unidades de ciclo combinado vapor/gas natural. Las más utilizadas son las que producen electricidad transformando combustibles fósiles como carbón, petróleo, fuel oil, diesel, gas natural, combustible nuclear, ciclos de cogeneración de calor y electricidad y de ciclo combinado vapor/gas natural.
- **Centrales Hidroeléctricas (CHE):** transforman los recursos de energía cinética y potencial del agua de los ríos y lagos en electricidad, con una eficiencia entre 85-90%. Las más utilizadas son: CHE no reguladas llamadas fluyentes o de agua corriente, las CHE reguladas como las embalsadas de regulación anual y multianual, y, las CHE de bombeo puro y mixto (también llamadas hidro-acumulativas).

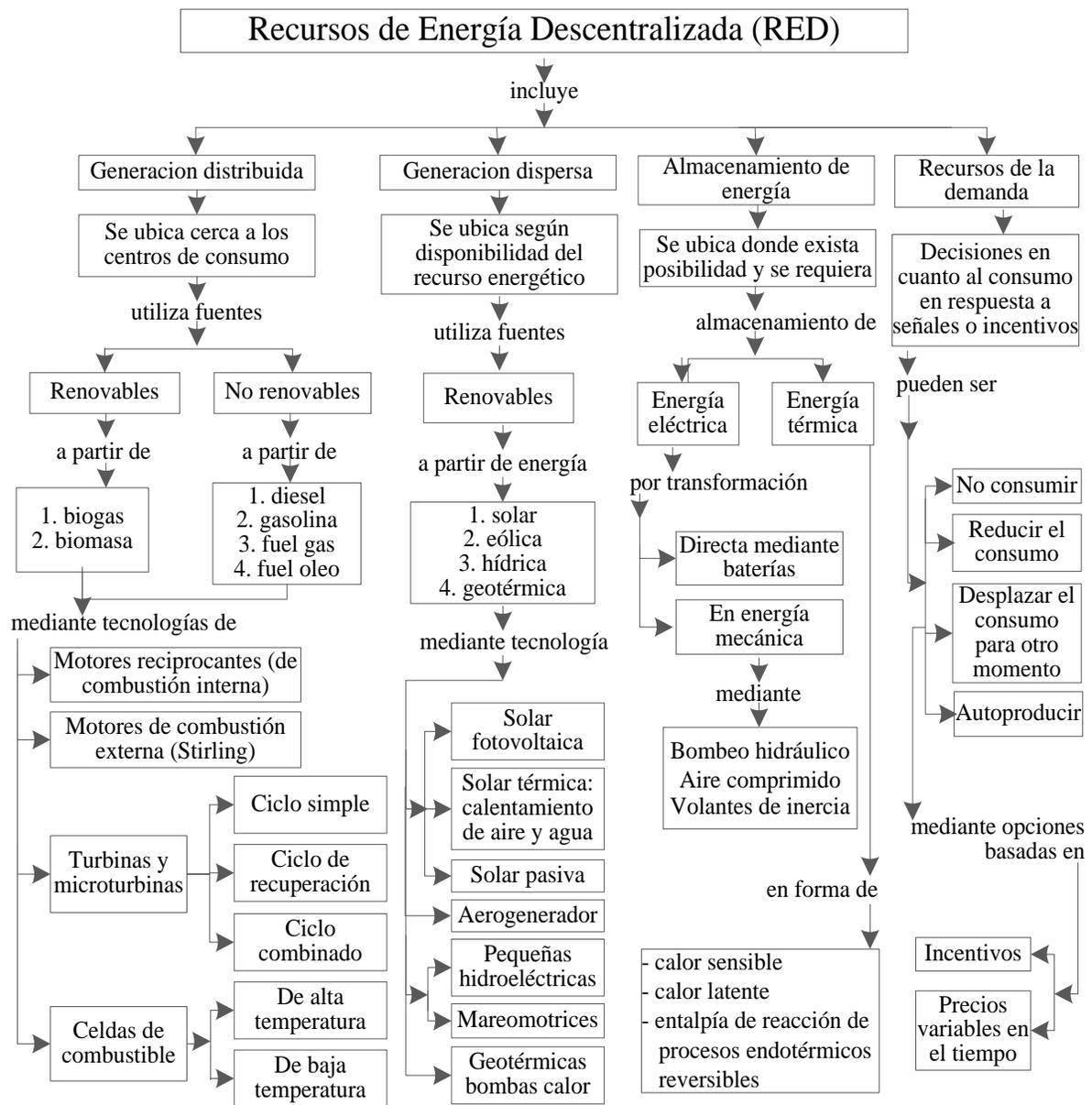


Figura 4.3.- Mapa conceptual de los Recursos de Energía Descentralizada (RED).

Por otro lado, los RED abarcan la generación distribuida, la generación dispersa, el almacenamiento de energía y todas las formas de los llamados recursos de respuesta de la demanda. En términos generales, y a diferencia de los REC, los recursos de energía descentralizada se ubican cerca a los centros de consumo y su principal característica es la flexibilidad –además de ser modulares, compactos, eficientes, de relativamente rápida instalación; también ofrecen dos posibilidades para hacer frente a una creciente demanda de electricidad: el aumento de la oferta o la reducción de la demanda. Los RED generalmente participan en los mercados minoristas.

En la Fig. 4.3. se muestra el mapa conceptual de las tecnologías más utilizadas de los RED. No todas las tecnologías de RED son innovadoras, limpias o compactas; tampoco son de reciente desarrollo. La ahora llamada generación distribuida fue el sistema de suministro eléctrico utilizado en las primeras décadas de la industria eléctrica, cuando aún inclusive, no existían sistemas de despacho (redes). Otros aspectos de los RED se presentan en (Buriticá-Arboleda & Álvarez-Bel, 2011), especialmente en lo que respecta a la contribución de los RED a la SAE en el corto, medio y largo plazo y sus costes asociados, que en su mayoría también se rigen por el modelo de costes utilizado para los REC (ver Anexo 5-4).

4.3. El Sistema de Gestión Integral del proceso de la Seguridad del Abastecimiento Eléctrico: paradigma integrado

Una vez conocidos los principales elementos de la SAE como proceso, presentados en el apartado anterior: principales entradas, características generales de la cadena de valor y salida del proceso, continuamos con las bases de su sistema de gestión integral.

Para enfrentar los problemas que se han identificado en torno a la organización funcional y para hacer más eficiente y eficaz los procesos para proveer bienes y servicios se han desarrollado distintas herramientas y enfoques administrativos; sin embargo, en este trabajo se propone el enfoque de gestión por procesos en concordancia con la directriz de la norma UNE 66177:2005 “Esta norma está basada en la gestión por procesos como mejor método para la integración de los sistemas de gestión. La gestión por procesos no sólo es una técnica, sino que su implantación requiere un cambio cultural en la organización, es decir, un suficiente desarrollo de su nivel de madurez o de experiencia en la gestión.” (UNE, 2005)

El enfoque de gestión por procesos se puede definir como conducir o administrar efectivamente las actividades, interrelaciones y recursos de una organización concentrándose en el valor agregado para el cliente y las partes interesadas, y nace de la necesidad de hacer organizaciones más eficientes y eficaces, que tengan la capacidad de adaptarse al entorno cambiante, de ser flexibles, de aprender y de crear valor. Así, este enfoque permite mejorar la forma tradicional de la organización funcional.

En caso particular de la SAE, además de las interrelaciones en el proceso se presentan situaciones de interdependencia⁷⁰, dado que grupos de individuos dependen del mismo servicio y las acciones independientes de unos producen efectos para otros. De allí la posibilidad de que resulten acciones dirigidas a la organización, acciones que generen mayores beneficios que los resultados de acciones independientes. Esto es importante puesto que los resultados del proceso de la SAE involucrarían el acuerdo entre los actores con relación a dos problemas claves: apropiación y provisión (estos se tratarán en capítulos posteriores).

⁷⁰ En su definición más simple, interdependencia significa dependencia mutua. La interdependencia implica efectos de costos recíprocos –no necesariamente simétricos–, en la disciplina de las relaciones internacionales este término se aplica entre países o entre actores de diferentes países (Keohane y Nye, 1986). En el caso de la SAE este concepto es útil por los distintos actores involucrados en el proceso y dado que estos tienen decisión sobre el uso o manejo de los recursos (sin ser exclusivamente los usuarios), en el sentido de que se afectan mutuamente y probablemente de forma asimétrica.

Una organización por procesos se caracteriza fundamentalmente por: (1) su enfoque sistémico orientado a los resultados de los procesos y del sistema como un todo; (2) la flexibilidad en el diseño de las actividades del proceso con énfasis en el valor agregado; (3) la gestión de competencias y toma de conciencia de sus recursos humanos; y, (4) su compromiso con el mejoramiento continuo.

Partamos entonces de qué es un sistema de gestión. De acuerdo a la serie de normas ISO 9000 (ISO, 2005), se define sistema de gestión como un “sistema⁷¹ para establecer la política y los objetivos y para lograr dichos objetivos”. El término sistema hace referencia a un conjunto de elementos que se relacionan en una estructura e interactúan holísticamente; si uno de los elementos cambia, todo el sistema también lo hace.

En el mismo sentido, un sistema de gestión integral⁷² es aquel que está planeado de forma que tiene en cuenta integralmente los objetivos de las diferentes partes interesadas, los requisitos y lineamientos de los distintos referenciales, con sistemas de seguimiento, control y verificación unificados en la búsqueda de resultados eficientes y eficaces.

La integración adecuada del sistema de gestión de un proceso se logra de mejor manera con la aplicación de la metodología del ciclo Deming⁷³ / Sheward y sus actividades: Planificar, Hacer, Verificar y Actuar (PHVA)⁷⁴ como actividades del sistema de gestión (ver Fig. 4.4). En términos generales, la integración del sistema depende de aspectos como el compromiso de la dirección y del personal (especialmente los líderes de proceso), el conocimiento de los diferentes requisitos y referenciales, los objetivos, el contexto, una adecuada planificación de la integración; y, también depende del nivel de madurez del sistema.

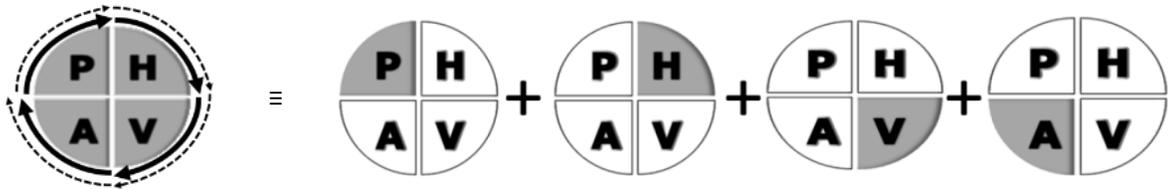


Figura 4.4.-Ciclo PHVA (Deming / Sheward)

Actividad del ciclo	Denominación	Descripción
	P – Planificar	Consiste en establecer los objetivos y procesos necesarios para lograr los resultados de acuerdo con los requisitos de las partes interesadas y las políticas de la organización
	H – Hacer	Consiste en la implementación eficaz del proceso, buscando los objetivos hacia las partes interesadas
	V–Verificar	Consiste en evaluar el logro de los objetivos del proceso respecto de las políticas, objetivos y requisitos de las partes interesadas
	A– Actuar	Consiste en tomar acciones para mejorar continuamente el desempeño de los procesos

Tabla 4.2.-Descripción de las actividades del ciclo PHVA.

⁷¹ En las mismas normas se presenta al sistema como un “conjunto de elementos mutuamente relacionados o que interactúan”.

⁷² Según la norma UNE66177 (2005), el sistema integrado de gestión es un “conjunto formado por la estructura de la organización, las responsabilidades, los procedimientos, los procesos y los recursos que se establecen para llevar a cabo la gestión integrada de los sistemas”. (UNE, 2005)

⁷³ Conocido también como ciclo de mejora continua. El ciclo Deming es utilizado como estructura operativa de los sistemas de gestión de las organizaciones empresariales normalizados por la familia de normas ISO.

⁷⁴ La teoría clásica de la administración, incluye las actividades de planeación, organización, coordinación, dirección y control, como las funciones primordiales de la administración.

En el marco conceptual del ciclo PHVA se espera que este evolucione en forma de espiral creciente; es decir, cada vez que se repite el ciclo debería haber mejora sistemática del proceso integral. Así, en un sistema de gestión ya estandarizado y que cumple los requisitos de alguna de las normas, la planificación integral implica el *ajuste* de los procesos ya establecidos. Rara vez se puede hacer una planificación integral desde el principio. En la Tabla 4.2, se hace una breve descripción de cada actividad del ciclo Deming.

En la experiencia internacional hay evidencias que las organizaciones que adoptan el enfoque por procesos y de gestión integral generan confianza en la capacidad de sus procesos y en la calidad de sus productos proporcionando una base para la mejora continua. Esto conduce al aumento de la satisfacción de los clientes y de otras partes interesadas, y, al éxito de la organización. Ver Tabla 4.3.

Proveedores-Productores	Entradas	Proceso	Salidas	Apropiadores
Otros procesos internos Procesos externos Otros sistemas internos o externos	Información Documentos Registros Recursos Materiales		Resultados del proceso Productos	Usuarios del resultado del proceso Clientes internos y externos

Tabla 4.3.-Integración del concepto del proceso de la SAE con su sistema de gestión integral.

Conclusiones y aportaciones del capítulo

- Considerando la problemática y malos resultados del tratamiento tradicional de la seguridad del abastecimiento eléctrico, al igual que presiones de nuevas realidades de los mercados competitivos se **concluye** que existe la necesidad de replantearse los conceptos y forma de gestionar la SAE. En consecuencia, a manera de **aporte**, se propone un nuevo paradigma en el concepto de la SAE: como un proceso y como un servicio de uso común que da posibilidad de gestionarlo eficientemente y de manera integral para su producción y puesta a disposición de todos los que lo demanden, a precios asequibles y en las condiciones requeridas.
- Se **concluye** que una de las más importantes ventajas de implementar el sistema de gestión integral a la organización de la seguridad del abastecimiento eléctrico es que como tiene en cuenta integralmente los intereses, necesidades, expectativas y requisitos de todos los agentes participantes en el mercado; permite considerar tanto las interrelaciones como las situaciones de interdependencia que se dan en el proceso, en virtud a que grupos de individuos dependen del mismo servicio y las acciones independientes de unos producen efectos para otros. Esto es, el sistema de gestión integral del proceso da la posibilidad de identificar acciones dirigidas a la organización que generen mayores beneficios que los resultados de acciones independientes.
- La formulación conceptual permite **concluir** que la teoría de los recursos de uso común ofrece suficiencia explicativa al problema de la SAE en mercados liberalizados, en los siguientes aspectos:
 - La caracterización de la seguridad del abastecimiento eléctrico como un proceso gestionable.
 - La conceptualización de la seguridad del abastecimiento eléctrico en mercados liberalizados como un servicio de uso común.

- Se **aportan** las bases generales del sistema de gestión integral de la seguridad del abastecimiento eléctrico, partiendo de los siguientes componentes:
 - Directrices metodológicas emanadas de la conjunción de las teorías de los recursos de uso común y de la organización industrial con las particularidades tecnológicas de la industria eléctrica.
 - Metodología del ciclo Deming de mejora continua para cualquier proceso gestionable.
- El estudio de las particularidades técnico-económicas de los recursos técnicos para asegurar el abastecimiento eléctrico permite **concluir** que estos son complementarios desde el punto de vista operativo y cada uno de estos recursos le aporta seguridad al sistema de abastecimiento eléctrico. Ninguno es sustituto de otro. Por lo tanto, el uso integrado de diversos recursos de energía, tanto centralizados como descentralizados, da al sistema mayor seguridad de abastecimiento eléctrico.
- La evidencia teórica y empírica de la operación de los mercados eléctricos reales indica que no existe un nivel óptimo de la seguridad del abastecimiento eléctrico. A cambio, se puede **concluir** que existe una región de suficiencia en la cual interaccionan diversos grupos de consumidores que valoran de manera diferente la seguridad del abastecimiento –algunos con disposición a pagar más que otros para evitar riesgos de interrupción– con una gama de proveedores con disposición a vender servicios de la seguridad del abastecimiento eléctrico en diferentes cantidades y precios.
- De la representación de la región de suficiencia para la SAE se **concluye** que ni el bien electricidad ni el servicio de la SAE son bienes homogéneos: para cada nivel de demanda existe un grupo de oferta que la puede satisfacer más eficientemente en un momento determinado.
- Se **aporta** la definición conceptual de la región de suficiencia de la SAE, del índice global anual de seguridad adicional y del índice de caracterización de la seguridad del abastecimiento eléctrico en un mercado dado.

PARTE II – REPLANTEAMIENTO DE LA PLANIFICACIÓN DEL PROCESO DE LA SEGURIDAD DEL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO



En el capítulo anterior se propuso la SAE como un proceso gestionable con base en su tratamiento como servicio de uso común. También se propusieron las bases generales del sistema de gestión integral de la SAE.

En esta parte se inicia el desarrollo de las bases generales del sistema de gestión integral de la SAE, utilizando la metodología del ciclo Deming de mejora continua, con la primera fase del ciclo: la fase de planificación.

La planificación es considerada la función rectora del proceso de gestión integral; sirve de base para las demás funciones, determinando por anticipado cuáles son los objetivos que deben cumplirse y qué debe hacerse para alcanzarlos. La planificación es la única función que requiere del conocimiento de la interacción con el ambiente o entorno; ya que este condiciona, en definitiva, el funcionamiento de la organización.

La planificación implica toma de decisiones, prever el futuro, minimizar la incertidumbre; decidir por anticipado lo que debe realizarse para lograr unos resultados previendo los recursos necesarios para ello. Lograr una buena planificación (P) implica tener mejores fases de hacer (H), verificar (V) y actuar (A); esto se traduce en una gestión integral de mayor eficacia.

No obstante, las múltiples y variadas ventajas que implica una buena planificación se destacan dos limitaciones para su uso: a) la precisión de la información utilizada –puesto que esta no deja de estar basada en los supuestos de lo que se considere sucederá en el futuro; b) el costo de la planificación, ya que se puede quedar en información documental por lo que su costo excedería a su contribución real para el funcionamiento de la organización.

Existen muchos tipos de planificación como la estratégica, la operativa, la táctica, la normativa y la prospectiva, entre las más utilizadas; de acuerdo al nivel de sus responsables dentro de la organización o por su alcance. Sin embargo, para efectos particulares de este trabajo se propone el replanteamiento del *proceso de planificación con el enfoque de la denominada planificación de menor coste (Least-Cost Planning, LCP), combinado con la técnica de análisis coste – beneficio.*

El movimiento de la LCP⁷⁵ se originó en la década de 1970 como parte del debate sobre la energía. En esa década, surgieron las primeras críticas sobre los precios y los costos adicionales de suministro en periodos de escasez; y, el hecho de no considerar la demanda energética proyectada en la formación de precios –inclusive para los planes de largo plazo– (Ruff, 2002). Se argumentaba que podía ser más barato reducir la demanda que aumentar la oferta de electricidad por lo menos en los casos de gran expansión de la capacidad de generación. Así, los economistas puntualizaban que un precio de energía regulado por debajo del costo del suministro adicional no ofrecía a los consumidores incentivos para la conservación y ahorro de energía; al mismo tiempo, que incrementar la oferta podía ser no rentable. (Buritica-Arboleda & Álvarez-Bel, 2011).

La estrategia del menor costo se propone para mejorar la política energética en términos del mejor uso de los recursos de energía, el consumo de energía y la eficiencia; con el objetivo principal de proveer unos servicios energéticos adecuados, a un coste mínimo. (Schweppe, Merrill, & Burke, 1989)

⁷⁵El concepto de LCP fue acuñado originalmente por el Instituto Mellon en 1979.

El procedimiento básico de la LCP incluye la identificación de opciones de recursos para cumplir los requerimientos previstos, la identificación de iniciativas del lado de la demanda, y la selección de la combinación de menor coste de los conjuntos de opciones. Sin embargo, las aplicaciones reales de la LCP son mucho más diversas y complejas; incluyen además, una gran variedad de criterios, temas y consideraciones diferentes para la estimación de los costos y selección de alternativas. El objetivo de aplicar la LCP se asume en el mismo sentido de (Hanson, Kidwell, Ray, & Stevenson, 1991):

"Un objetivo central de la planificación de costo mínimo es proporcionar servicios de energía a un costo mínimo usando las opciones de oferta y demanda. Minimizar el costo de los servicios de energía (...) se extiende más allá de lograr el menor costo para el suministro de energía; el cubrimiento de los requerimientos de energía de manera eficiente requiere la atención a los efectos económicos, ambientales y sociales. Por lo tanto, la intención de la planificación al menor costo es la de considerar todos los factores pertinentes de forma explícita, y equilibrar los intereses en competencia".

Con el tiempo los procedimientos de la LCP han evolucionado para satisfacer necesidades específicas de organismos de planificación y empresas de servicios públicos que intervienen en su aplicación (Hobbs, Rouse, & Hoog, 1993). Una fase importante en esta evolución fue la convergencia de la LCP y la gestión de la demanda (DSM) en la planificación integrada de los recursos (Integrated Resource Planning, IRP) en la última parte de la década de 1980 (Rufolo, Bronfman, & Strathman, 1995). En la actualidad, los términos LCP e IRP son sinónimos en la industria de los servicios públicos.

Por su parte, la técnica del análisis coste – beneficio, afín con el procedimiento básico de la LCP, permite estudiar y evaluar cualquier proyecto, política o acción específica, mucho antes de implementarse, para identificar sus posibles beneficios (ventajas) y costes (desventajas) con el fin de determinar la viabilidad o no viabilidad del proyecto, política o acción respectiva en términos del bienestar económico y social que produzca.

Las principales características de la LCP (o IRP) en conjunto con el análisis coste – beneficio, se resumen de la siguiente manera:

- La consideración explícita de los objetivos.
- La consideración explícita y el tratamiento justo de una amplia variedad de opciones y recursos que incluyen: la demanda, la oferta, diferentes alternativas de tasación; inclusive actividades reguladas como la transmisión y la distribución.
- Consideración de los costes y beneficios ambientales y sociales de la prestación de servicios de energía.
- La participación pública en el desarrollo del plan de recursos.
- Análisis de las incertidumbres asociadas a diferentes factores externos.

Uno de los objetivos del análisis económico es que *todo recurso tiene diversos usos alternativos y la planificación bajo el enfoque propuesto de la LCP y del análisis coste – beneficio, es darle el mejor, en términos del bienestar económico y social.*

CAPÍTULO 5

Las partes interesadas: expectativas y requisitos

«Parte interesada», según varios especialistas, es la definición más correcta de "stakeholder" (del inglés stake, apuesta, y holder, poseedor). Stakeholder fue usado por primera vez por R. E. Freeman en su obra: "Strategic Management: A Stakeholder Approach" (1984), para referirse a «cualquier grupo o individuo que puede afectar o ser afectado por el logro de los objetivos de la empresa». Según Freeman, los stakeholders deberían ser considerados como un elemento esencial en la planificación estratégica de los negocios; y, la teoría de los stakeholders

considerada como una metodología de gestión empresarial estratégica, en ningún caso normativa. (Freeman, 1984).

Teniendo en cuenta que una parte interesada puede ser un individuo o grupo que es afectado o puede ser afectado por la consecución de los objetivos de la empresa y que posee expectativas o tiene algún tipo de interés sobre esta, cada organización debe ser capaz de identificar adecuadamente a todas sus partes interesadas; y en consecuencia, hallar las expectativas o intereses, en lo posible legítimas, de tales partes interesadas.

En la identificación de los grupos de interés y sus expectativas o intereses, actividad considerada como un proceso dinámico más que como un acontecimiento o un hecho, se debe tener en cuenta (González E., 2007):

- Los intereses pueden ser cualificados y existen 3 tipos de intereses: *particulares*, *grupales* y *generalizables*. Bajo el enfoque de las partes interesadas se deberían adoptar primero los intereses generalizables, luego los grupales que no contradigan los anteriores y, por último, en lo posible, los particulares, como guía para la definición de los objetivos y estrategias.
- Una parte interesada será comprendida como un *interlocutor válido* y no sólo como un afectado por la actividad empresarial. Por lo tanto, sus intereses se deben tener en cuenta en la toma de decisiones.
- Una parte interesada válida poseerá poder tanto de carácter estratégico o instrumental como comunicativo, es decir, será generador de entendimientos y consensos acerca de intereses generalizables.
- Es una exigencia a la dirección empresarial guiar dando respuesta a los intereses generalizables. Es decir, deberá existir un respeto obligado al principio de universalización (generalización) de los intereses; que implica que estos pueden o podrían ser aceptados por todos los afectados presentes o futuros.
- Los diálogos y comunicación con las partes interesadas deberán atender cuatro principios: *principio de sinceridad* de los interlocutores; *principio de inclusión* de todos los afectados como solución a los conflictos –o en su defecto los representantes-, potenciales, presentes y futuros; *principio de reciprocidad* entre los participantes; y, *principio de simetría* entre todos los intereses planteados.

El uso de *la dimensión de las partes interesadas como modelo individual* implica principios de inclusión, cooperación, participación y responsabilidad. Como *modelo colectivo*, las obligaciones colectivas y los derechos colectivos que se poseen por ser miembros de comunidades y organizaciones se convierten en el centro del modelo. Las partes interesadas, colectivamente ejercen el derecho de voz que establece medidas de control y de responsabilidad (accountability). Por lo tanto, una parte interesada se reconoce como poseedora de un interés (expectativa) en la decisión y acciones de organizaciones concretas; con posibilidad de exigir como resultado derechos de consulta, información, y participación en la toma de decisiones, sin desconocer que el rol de parte interesada también conlleva obligaciones. Así mismo, también se debe generar la reflexión y propuesta de transformación de las instituciones sociales, políticas y económicas de modo que tales derechos y obligaciones se puedan ejercer. (González E., 2007)

El listado de las partes interesadas puede llegar a ser muy extenso en virtud del grado de diferenciación de cada grupo de interés; así, por ejemplo, para una empresa en particular, se podrían destacar las siguientes partes interesadas: a nivel interno de la empresa – empleados, sindicatos, gerentes, juntas directivas, propietarios y accionistas; a nivel externo de la empresa – clientes, proveedores, comunidad del área de influencia, asociaciones vecinales, gobierno nacional, regional y local, asociaciones empresariales, industriales o profesionales, acreedores, inversionistas, competidores, entre las más destacadas. Este listado puede variar en dependencia del tipo de organización empresarial: con o sin ánimo de lucro, pública o privada, cooperativa, comunitaria o de economía mixta, entre otras.

En el caso de la SAE, su naturaleza de servicio de uso común y en particular sus principios de no exclusión y sustractabilidad que lo caracterizan, determinan unos cambios conceptuales en algunas de las principales partes interesadas identificables de dicho servicio. Así:

- El término *apropiadores*⁷⁶ reemplaza al de clientes⁷⁷, dado que quien necesita la SAE y cuenta con la tecnología requerida, la sustrae o apropia directamente.
- En la estructura específica de la organización de la SAE no se presentan partes interesadas internas.
- El término *proveedores*⁷⁸ es el utilizado para referirse, en general, a quienes se encargan de la provisión de la SAE; y, el término productores hace referencia a quienes en verdad construyen, reparan o llevan a cabo acciones que aseguran el sostenimiento en el largo plazo del propio sistema de recursos (Ostrom E. , 2011). Con frecuencia, los proveedores y los productores son los mismos individuos, aunque no necesariamente tienen que serlo.

Teniendo en cuenta lo anterior, las principales partes interesadas (o, aquellas que más se afectan por el proceso o más lo afectan) de la SAE como servicio de uso común, se muestran en la Fig. 5.1. Es de resaltar que entre las partes interesadas puede haber tanto individuos como grupos –en las distintas formas de asociación libre y voluntarias que adoptan los individuos–⁷⁹; y, tanto en la esfera de lo público como de lo privado.

En el marco del Sistema de Gestión Integral (SGI) se analizan las necesidades y expectativas de las partes interesadas y se determinan los requisitos⁸⁰ consecuentes que dan las especificaciones del proceso. Estas especificaciones determinan a su vez los objetivos de los procesos que contribuyen al logro de los resultados, en nuestro caso, el servicio de la SAE. El enfoque del SGI hacia la mejora continua facilita la dinámica de lograr resultados aceptables para las partes interesadas coherentes con sus necesidades y expectativas cambiantes, en la vía de un desarrollo sostenible que mantenga los procesos bajo control e incremente continuamente la satisfacción de las partes interesadas. Ello considerando que en definitiva, son las partes interesadas las que determinan la aceptabilidad del servicio y grado de satisfacción alcanzado.

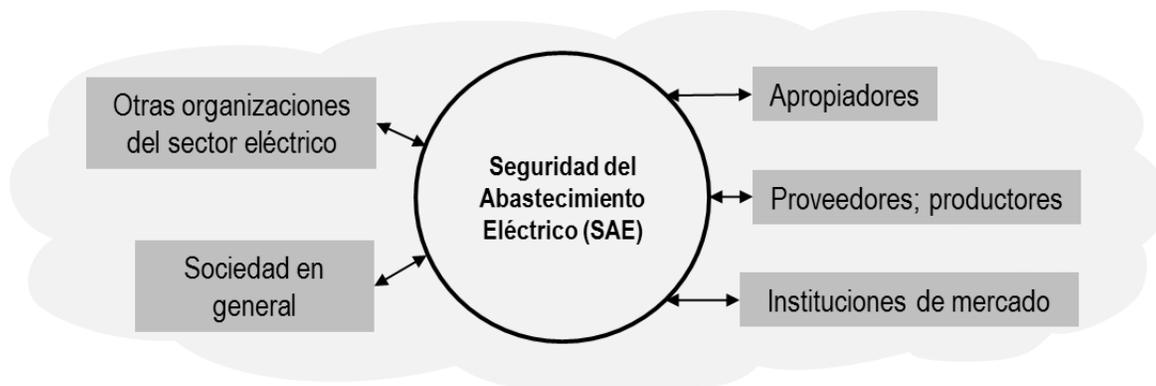


Figura 5.1.-Principales partes interesadas en el proceso de SAE

⁷⁶ Son quienes sustraen o de algún modo usan unidades de recursos de uso común, sin importar el origen de su pretensión jurídica para hacerlo. Y, "apropiación" es el proceso de sustracción. (Ostrom E. , 2011)

⁷⁷ De acuerdo con la familia de Normas ISO 9000, el cliente es una persona que recibe un producto; el cliente puede ser un consumidor, usuario final, minorista, beneficiario, comprador o comercializador. Además, el cliente puede ser interno o externo a la organización. En el caso de la SAE no existen específicamente ni compradores, ni comercializadores, ni minoristas, dado que como efecto externo de la producción de electricidad y producto complementario a esta, no es almacenable y *no tiene valor de cambio, solo de uso final*.

⁷⁸ De acuerdo con la familia de Normas ISO 9000, el proveedor es una persona que proporciona un producto; el proveedor puede ser un productor, distribuidor, minorista o vendedor de un producto, o prestador de un servicio o información. Además, un proveedor puede ser interno o externo a la organización; y, en una situación contractual un proveedor puede denominarse "contratista".

⁷⁹ En este sentido, el individuo no puede quedar exclusivamente relegado al ámbito privado, sino que puede (tiene derechos para ello) y debe (por responsabilidad y obligación) ejercer el poder que tiene para influir en aquello que también le afecta: la esfera pública. Así, aunque se distinguen ambos ámbitos, se muestra que no se pueden identificar público-Estado y privado-sociedad civil.

⁸⁰ Requisito es la necesidad o expectativa establecida, generalmente implícita u obligatoria –esto es, que es habitual o una práctica común para la organización, sus clientes y otras partes interesadas que la necesidad o expectativa bajo consideración esté implícita.

5.1. Apropiadores

5.1.1. Descripción general

Como se mencionó anteriormente, los apropiadores sustraen unidades de recursos disponibles; en el caso de la SAE, las unidades que sustraen las consumen.

En el proceso real de apropiación de las unidades de recursos de la SAE, múltiples apropiadores *pueden participar de manera simultánea o consecutiva*. Sin embargo, las unidades de recurso no son susceptibles de apropiación o uso conjunto. Así, la seguridad del abastecimiento eléctrico consumida no está disponible para otros usuarios; la eficiencia energética aprovechada en un proceso no puede ser aprovechada en otros o por otros.

No obstante, las unidades de recurso no se utilizan de manera conjunta, su sistema sí es susceptible de ser usado de forma conjunta. Cuando muchos apropiadores dependen de un sistema de la SAE, las mejoras al sistema están a disposición de todos los apropiadores de manera simultánea y las aprovechan de forma conjunta. Resulta muy costoso (y en algunos casos inviable) excluir a un apropiador de las mejoras que se han hecho al sistema; sea que contribuyan o no con tales mejoras. Esto es exacerbado en los *sistemas eléctricos dada su característica reticular*, debido a las llamadas *economías de red*.

En consecuencia, los apropiadores (usuarios finales, consumidores, beneficiarios) del servicio de la SAE (y dada su naturaleza de recurso de uso común) no se rigen por la misma *Teoría del Consumo* que, tradicionalmente ha aportado al funcionamiento de los mercados el mayor conocimiento de los clientes en cuanto a preferencias, necesidades y problemas asociados con el consumo de bienes y servicios convencionales.

En (Torres G., 1988) se plantea que en el marco de la *Teoría de Consumo*, han sido dos los enfoques para el análisis del consumo de bienes y servicios convencionales: la *Teoría Marginalista* y la *Teoría de la Preferencia Revelada*. La teoría marginalista analiza la satisfacción interna que (personalmente) producen los bienes y servicios; va pues de la *satisfacción a la demanda*. La teoría de la preferencia revelada se basa en analizar cómo muestra un sujeto la satisfacción, afirmando que si demandamos una cosa es porque nos gusta, es decir, va de la demanda a la satisfacción. Tradicionalmente, ambas teorías han permitido la caracterización analítica de la demanda de bienes y servicios, de las particularidades de las unidades de consumo y de las especificidades de la colectividad de consumidores.

De manera diferente a lo anterior, los bienes y servicios de uso común se enmarcan en situaciones en las que muchos individuos utilizan simultáneamente un recurso escaso. Tradicionalmente, estas situaciones han sido valoradas y tratadas bajo tres modelos:

- 1) La tragedia de los comunes (Hardin, 1968), en este modelo se plantea que todos los individuos persiguen su propio interés sin considerar ningún límite, en una sociedad que cree en la libertad de los bienes comunes; pero en un mundo que realmente es limitado. El resultado según Aristóteles, otro exponente de este modelo, es que “lo que es común para la mayoría es de hecho objeto del menor cuidado. Todo mundo piensa principalmente en sí mismo, rara veces en el interés común”⁸¹; o, según una máxima conservadora, el resultado de la tragedia es que la propiedad de todos es la propiedad de nadie, nadie valora la riqueza que es gratuita para todos.
- 2) El juego del dilema del prisionero, es la formalización del modelo de Hardin (Dawes, 1973), (Dawes, 1975)⁸². Este juego se conceptualiza como un juego no cooperativo, en el que todos

⁸¹ De la obra “Política” de Aristóteles, Libro II, cap. 3; citado por (Ostrom E., 2011).

⁸² El juego se describe así: dos sospechosos son arrestados y separados. El fiscal está seguro de que son culpables de un crimen, pero no posee la evidencia adecuada para condenarlos en un juicio. Le señala a cada prisionero que tiene una alternativa: confesar el crimen que la policía está segura que cometieron, o no confesar. Si ninguno confiesa, entonces el fiscal sostiene que formulará contra ellos falsos cargos menores, como robos insignificantes y posesión ilegal de armas, y que ambos recibirán un castigo menor; si ambos confiesan, serán procesados, aunque él recomendaría penas menores que la sentencia más severa; pero si uno confiesa y el otro no, entonces el confeso recibirá un tratamiento indulgente por ofrecer evidencia al Estado, mientras que el último será tratado con todo el rigor de la ley. En término de años en una penitenciaría, el problema estratégico puede resumirse como sigue:

los jugadores tienen información completa; cada jugador tiene una estrategia dominante en el sentido de que siempre le irá mejor con esta estrategia –desertar–, independientemente de lo que elija el otro jugador. El resultado se plantea como una paradoja en que las estrategias individualmente racionales conducen a resultados colectivamente irracionales; lo que pone en duda la creencia de que los seres humanos racionales pueden alcanzar resultados racionales y además, se sugiere la imposibilidad de que exista una cooperación entre seres racionales (Campbell, 1985).

- 3) La lógica de la acción colectiva (Olson M. , 1965). En este modelo se desarrolla un punto de vista afín con el anterior, sobre la dificultad de lograr que los individuos persigan su bienestar común, en contraste con el bienestar individual. Olson cuestionó el supuesto de que la posibilidad de beneficio para un grupo fuera suficiente para generar una acción colectiva para la consecución de ese beneficio; también argumentó que individuos racionales con intereses propios no actuarían para lograr sus intereses comunes o de grupo y, que alguien que no puede ser excluido de la obtención de los beneficios de un bien colectivo, una vez que este se ha producido, tiene pocos incentivos para contribuir de manera voluntaria al suministro de ese bien.

Estos tres modelos: la tragedia de los comunes, el dilema del prisionero y la lógica de la acción colectiva, están estrechamente relacionados y en suma tratan los problemas que los individuos enfrentan cuando intentan lograr beneficios colectivos. En el foco de cada uno de estos modelos está el problema del free-rider⁸³: cuando una persona no puede ser excluida de los beneficios que otros procuran, está motivada a no contribuir en el esfuerzo común y a aprovecharse libremente de los esfuerzos de otros (Ostrom E. , 2011). Desde el punto de vista teórico, también son útiles para explicar cómo individuos perfectamente racionales pueden producir, en ciertas circunstancias, resultados “irracionales” a la vista de quienes participan; lo cual implica la inevitabilidad de la tragedia de los comunes.

Sin embargo, para efectos de este trabajo y en la misma perspectiva de las investigaciones de E. Ostrom (2011), se parte de supuestos diferentes a los utilizados tradicionalmente por los anteriores modelos:

- Existen diversos problemas originados por la naturaleza de los recursos de uso común y muchas soluciones para enfrentarlos; en lugar de la creencia y búsqueda de una solución única para un solo problema.
- Los individuos tienen capacidad para evadirse de diversos dilemas, de crear sus propias organizaciones y de autoregularse; en lugar de suponer que los individuos que comparten un recurso común se encuentran atrapados de manera inevitable en una trampa de la que no pueden escapar y que los individuos son incapaces.
- La naturaleza de los recursos comunes y la capacidad de decisión y elección de los apropiadores de tales recursos, son claves en el análisis de los problemas de los recursos escasos, por lo que se trabaja desde la perspectiva de los apropiadores; en lugar de la perspectiva de la oferta que tradicionalmente se ha utilizado.

Bajo los anteriores supuestos, se considera entonces que las decisiones y acciones de los apropiadores de la SAE para apropiarse de las unidades que necesitan y proveer para el mantenimiento del sistema –propio de los recursos comunes–, son las de individuos más o menos racionales en situaciones complejas e inciertas. La elección de conducta de un individuo en cualquier situación particular depende de lo que conoce, de su experiencia y de lo que considere y

Prisionero 1	Prisionero 2	
	No confiesa	Confiesa
No confiesa	1 año cada uno	10 años para el prisionero 1 3 meses para el prisionero 2
Confiesa	3 meses para el prisionero 1 10 años para el prisionero 2	8 años para cada uno

⁸³ Entre las traducciones de free-rider están “polizón” o “gorrón”; la primera alude a un viajero clandestino en una embarcación. La segunda hace referencia a alguien que vive por cuenta de otro. De todos modos, en la teoría de juegos free-rider se refiere a alguien que no coopera.

evalúe respecto de los costos y beneficios de sus acciones; así como también de la percepción de los vínculos entre estas acciones y sus resultados, que a su vez incluyen una mezcla de costos y beneficios.

5.1.2. Necesidades y expectativas de los apropiadores

El desarrollo de los mercados está estrechamente relacionado con el mayor conocimiento de los clientes en cuanto a preferencias, necesidades y problemas asociados con el consumo de bienes y servicios, es decir, su DEMANDA. La demanda es una de las llamadas fuerzas del mercado, conocer qué factores la determinan y cómo pueden alterar su valor y comportamiento ayuda a explicar e interpretar sus variaciones y con ello prever sus efectos en el mercado al cual pertenece.

No obstante, y de acuerdo a lo precisado en el capítulo anterior, la electricidad y la Seguridad del Abastecimiento Eléctrico (SAE) son de naturaleza diferente: la primera un bien tipo club y la segunda un servicio de uso común o recurso común; puede afirmarse que los clientes de la electricidad y los apropiadores de la SAE son los mismos. La razón principal de tal afirmación es que la consecución de la SAE se logra fundamentalmente como efecto externo de la producción de energía eléctrica, por lo que la SAE es complementaria⁸⁴ de la electricidad; además, por la misma especificidad del producto que subyace al servicio, los clientes y apropiadores son, al mismo tiempo, potenciales o activos proveedores y productores tanto de la electricidad como de la SAE.

En el mismo orden de ideas, las necesidades y expectativas de los clientes (consumidores, usuarios finales, minoristas, beneficiarios, compradores o comercializadores) de la electricidad son las mismas de los apropiadores de la SAE. Esto es una gran ventaja puesto que se puede aprovechar el conocimiento disponible sobre la *demanda de energía eléctrica* y la teoría general que le da soporte.

La demanda de electricidad se forma por agregación simple de las demandas individuales de cada unidad de consumo de una colectividad; en ella se recogen las preferencias, los gustos y la influencia de la renta de todas y cada una de las unidades de consumo –su estudio se conoce con el nombre de *teoría de la elección racional del consumidor*. También puede hablarse de la formación de una demanda global, en la cual las unidades de consumo recogen nuevas características; incluso pueden modificarse los gustos y preferencias individuales. Tal es el caso del efecto llamado “furgón de cola”, por el que las tendencias se pueden imponer como un fenómeno colectivo, por ejemplo, el de las “energías limpias”.

Al igual que para otros bienes y servicios, la demanda en un mercado eléctrico competitivo se rige por la llamada **ley de la demanda**. La ley de la demanda es producto de la “... observación empírica según la cual cuando baja el precio de un bien, los consumidores demandan una cantidad mayor.” (Frank, 2001). Esta ley determina la propiedad clave de la curva⁸⁵ de demanda en el mercado de tener pendiente negativa: la cantidad demandada aumenta en la medida que baja el precio del bien o servicio. La curva de demanda resume los diferentes cálculos de costo–beneficio que hacen clientes y apropiadores respecto a los productos y su pendiente negativa representa de la mejor forma la manera en que respondemos a las subidas de precio.

Los principales factores determinantes de la demanda son: la renta, los gustos, los precios de los bienes sustitutivos y complementarios, la población y las expectativas sobre las variaciones futuras de los precios y de la renta. Alteraciones sustanciales de estos factores pueden hacer cambiar incluso los hábitos de consumo de la gente, provocando alteraciones en toda la demanda de un bien, y como consecuencia en la cantidad que se demande. Por tanto, hay que distinguir entre *variaciones de la cantidad demandada* y *variaciones de la demanda*, la diferencia estriba en

⁸⁴ Desde el punto de vista económico, se puede decir que dos actividades son complementarias cuando el valor que aportan ambas si se llevan a cabo en forma conjunta es mayor a la suma de los valores que aportan cuando se llevan a cabo en forma separada.

⁸⁵ Usualmente las curvas de demanda se representan de forma lineal, pero en general no tienen por qué serlo. Además, teóricamente es posible que una curva de demanda tenga pendiente positiva; sin embargo, en la práctica casi nunca se encuentran ejemplos de este tipo.

que esta última es una modificación total (desplazamiento de toda la curva de demanda), mientras que la primera es un cambio o movimiento a lo largo de la curva de demanda ocasionado por una alteración parcial de las variables que en ella influyen.

Otra situación compleja que se presenta es que generalmente los resultados de la variación de la demanda se muestran antes de que se tenga conocimiento de su propia variación; esto es, difícilmente se puede suponer una alteración en los gustos, por ejemplo, y, a continuación, ver su impacto en la demanda, ya que el proceso es inverso, es decir, cuando se aprecian determinados cambios en la demanda se intuye que los gustos u otro factor o factores han cambiado. Adicionalmente, las variaciones en la demanda no se producen en forma súbita, sino que se precisa de un tiempo –desde luego indeterminado- pero en la mayor parte de los casos suficiente para ir conociendo el desenvolvimiento y evolución de la demanda.

5.1.3. Requisitos de los apropiadores

La idea de la electricidad y de la SAE como un bien y un servicio, respectivamente, es inseparable del concepto de necesidad económica; de ahí que al estudiarlos ha de tenerse en cuenta no sólo su naturaleza intrínseca, el cómo son y que propiedades tienen (en capítulos anteriores), sino además cuál es su función, cómo desempeñan su misión de satisfacer las necesidades, en qué grado lo hacen y cómo actúan conjuntamente (Torres G., 1988).

En consecuencia, para determinar los requisitos de los apropiadores basados en la satisfacción de sus necesidades y expectativas específicas se trabajará con datos empíricos del Mercado de Producción de Energía Eléctrica Español⁸⁶.

El mercado de electricidad español (llamado por otros, mercado mayorista de electricidad) inició operaciones en 1998 (1° de Enero) resultado de un proceso gradual de liberalización del sector eléctrico en España que culminó el 1° de Julio de 2009, con la apertura completa de la demanda para acceder a la elegibilidad plena del comercializador con quien quisiera contratar su suministro eléctrico.

En el proceso de liberación del mercado español, muchos consumidores tomaron su propia opción de cambiar el tipo de tarifa a la cual estaban acogidos por otra que valorara mejor su curva de consumo, la cual se estimaba en unidades horarias de tiempo por el sistema tarifario. La tendencia en la evolución de este sistema desencadenó el reconocimiento cada vez mayor de la diversidad en los grupos de consumidores. El cambio voluntario del tipo de tarifa es una «*evidencia del interés por parte de los consumidores de su capacidad de reacción al precio*»; entendido este como la contrapartida que se ha de igualar, como su utilidad marginal, para alcanzar el equilibrio parcial. (CNE, 2001)

Nuevas estructuras tarifarias ajustadas a curvas de demanda tipificadas por grupos de consumidores, reflejaron también el interés institucional del mercado por satisfacer de mejor manera los gustos y preferencias de las unidades de consumo. La unidad de tiempo en que se basan unos y otros es la hora, es el “ya” y el “ahora”, pero visto de manera diferida en el tiempo. Otra manifestación concreta del interés de la demanda en participar más activamente en la gestión o en hacer su propia autogestión para el aprovisionamiento de la electricidad que necesitaba, es la opción de acudir directamente al mercado mayorista. Según datos publicados por la CNE, a 30 de septiembre de 2004, el 4,06% de los clientes eléctricos tomó la opción de acudir directamente al mercado; el porcentaje aparentemente es bajo, sin embargo, en términos de energía corresponde al 39,5% del total demandado. Ello significa que se trataba de grandes clientes⁸⁷. (CNE, 2005, pág. 38)

⁸⁶ Creado y regulado por las normas: • Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (BOE 28.11.97). • Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica (BOE 27.12.97). • Orden del Ministerio de Industria y Energía de 29 de diciembre de 1997, por la que se desarrollan algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997 (BOE 31.12.97).

⁸⁷ Según Intermoney –empresa española de asesoría y consultoría energética–, los consumidores medianos y especialmente los más pequeños preferían establecer un único contrato con un comercializador a un precio integral, por diferentes motivos, a saber: (1) miedo al riesgo de las oscilaciones del precio; (2) desconocimiento

En síntesis, las características de la demanda de energía eléctrica en la península española son determinantes de la información sobre las necesidades y expectativas de los clientes y apropiadores en el mercado eléctrico. Por ello, es fundamental el análisis detallado de las series de tiempo históricas de dicha demanda de energía eléctrica, a fin de inferir los principales requisitos al sistema de suministro y seguridad de abastecimiento del sistema eléctrico español.

Las series de tiempo de la demanda de energía eléctrica en el sistema peninsular español abarcaron el periodo 1998 – 2004; su análisis permitió identificar dos tipos de características descriptivas, así:

- 1) Generales.- Para identificar las principales características de la evolución histórica de la demanda de energía eléctrica en el sistema peninsular español y proyectarla en el tiempo se utilizó la técnica de regresión con funciones de suavización (ver Anexo 5-1); los principales hallazgos fueron:
 - a. *Tendencia de crecimiento continua* y por encima de la media registrada por el conjunto de países de la Unión Europea; marcado componente cíclico –denota patrones de variación posibles de identificar–; y, un relativamente bajo componente estocástico.
 - b. *Contribución al crecimiento del Producto Interior Bruto (PIB) español*, superior al registrado en el conjunto de países de la Unión Europea.
- 2) Específicas.- Con base en las características generales y aplicando la técnica de análisis multivariante (ver Anexo 5-2) para identificar los patrones cíclicos y de temporada de la demanda eléctrica horaria en el Mercado Diario Español, se hallaron las siguientes correspondencias:
 - a. *Los niveles más altos de la demanda se corresponden positivamente con los niveles más altos del precio del mercado; lo mismo para los niveles más bajos de ambos factores. Por lo tanto, el precio horario de la energía eléctrica es portador de una **señal** de mayor o menor cantidad de demanda de electricidad en el mercado diario. Tal señal puede informar sobre la escasez o abundancia de este bien.*
 - b. *Existe una correspondencia por asociación entre los niveles de demanda horaria y las horas del día del factor tiempo, en ciclos diarios. La asociación permite **discriminar las horas del día en cinco grupos** correspondientes a su vez con cinco niveles diferentes de la demanda eléctrica en el mercado diario.*
 - c. *Existe una correspondencia entre los valores horarios de la demanda eléctrica en el mercado diario y las tecnologías marginales que ponen precio. Se entiende como tecnología marginal que pone precio, la tecnología de la unidad de producción necesaria para cubrir el último MWh de la demanda de energía eléctrica en una hora determinada del Mercado Diario. De este hallazgo también se puede inferir correspondencias entre los niveles de demanda y las características técnico-económicas de las diferentes tecnologías para la producción de electricidad.*

Para integrar y sintetizar estos hallazgos e inferencias resultantes del análisis de la información de la demanda eléctrica como requisitos específicos de los apropiadores (demanda), se ha diseñado un modelo⁸⁸ de la demanda eléctrica en el Mercado de Producción Español. Desde el punto de vista matemático, este es un modelo *diferenciador*. Recoge como dato de *entrada* la serie de tiempo de la demanda global (D_{global}) del sistema y arroja como resultados (*salida*) los valores de la energía correspondientes a cada uno de cinco niveles de demanda, definidos y

de la existencia de contratos financieros que ayudaran a gestionar ese riesgo; (3) falta de experiencia; (4) carencia de medios tecnológicos o de personal calificado; (5) restricciones presupuestarias o desconocimiento de cómo hacerlo al mínimo coste; (6) o, para evitar tener que establecer dos contratos, un contrato de acceso a redes con el distribuidor al que está físicamente conectado y al cual le paga los peajes regulados y otro contrato de suministro de electricidad con un comercializador o generador o agente externo al cual le pagaría el precio pactado, sin incluir peajes.

⁸⁸Esquema abstracto, que representa un sistema o una realidad, útil para investigar y conocer mejor el sistema o realidad que representa.

válidos para periodos de tiempo anuales, mensuales o diarios, ver esquema general en la Fig. 5.2 y resumen en la Tabla 5.1.

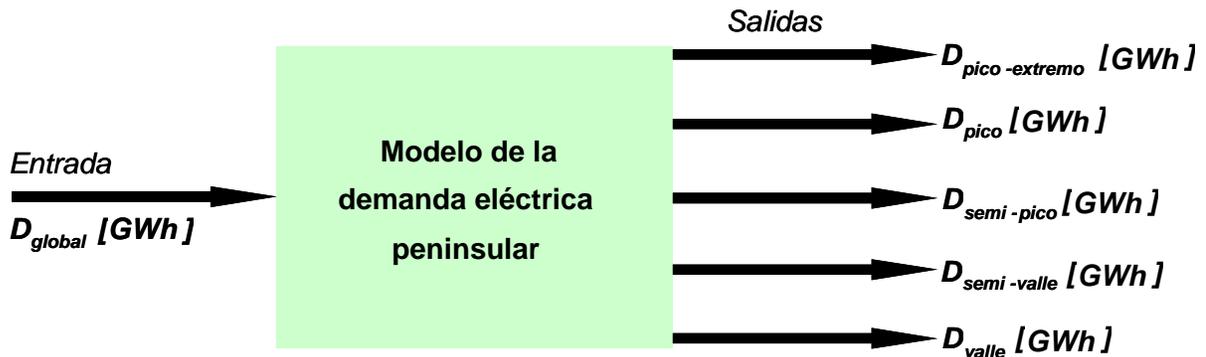


Figura 5.2.-Esquema general del modelo de la demanda eléctrica

Demanda	Nro. horas / día	% horas	% energía eléctrica / hora	% energía eléctrica / periodo	% desv. a la media
Valle	5	20,83	3,6	18	0,74
Semi-Valle	10	41,67	4,1	41	0,37
Semi-Pico	6	25,00	4,5	27	0,35
Pico	2	8,33	4,5	9	0,30
Pico-Extremo	1	4,17	5,0	5	0,15
TOTAL	24	100	-	100	1,91

Tabla 5.1.-Resumen del modelo de la demanda eléctrica en el Mercado Diario Español.

De la Fig. 5.2 y la Tabla 5.1 se desprende que se ha de cumplir para resoluciones de tiempo anual, mensual o diaria, la relación mostrada en (1):

$$D_{RO} = D_{pe} + D_p + D_{sp} + D_{sv} + D_v \quad [GWh] \quad (1)$$

Donde:

D_{RO} : Demanda bruta anual, mensual o diaria (periodo de tiempo determinado) del Régimen Ordinario.

D_{pe} : Demanda pico extremo de un periodo de tiempo determinado. Corresponde al 5% de la D_{RO} .

D_p : Demanda pico de un periodo de tiempo determinado. Corresponde al 9% de la D_{RO} .

D_{sp} : Demanda semi-pico de un periodo de tiempo determinado. Corresponde al 27% de la D_{RO} .

D_{sv} : Demanda semi-valle de un periodo de tiempo determinado. Corresponde al 41% de la D_{RO} .

D_v : Demanda valle de un periodo de tiempo determinado. Corresponde al 18% de la D_{RO} .

Una validación del modelo de la demanda eléctrica puede verse también en el Anexo 5-3.

En suma, los *cinco niveles de demanda eléctrica en un ciclo diario con resolución horaria*, recogen los principales requisitos de los apropiadores de la seguridad del abastecimiento eléctrico: *disponer de un abastecimiento eléctrico seguro, en la cantidad, en el momento y lugar que necesitan, a precios asequibles. Los requisitos de los apropiadores son independientes del tiempo.*

5.2. Proveedores

5.2.1. Descripción general

Como ya se había mencionado los proveedores son los que proveen o suministran los sistemas de recursos de bienes y servicios. Más de una persona o empresa puede proveer o suministrar tales sistemas de recursos. También se había planteado que, dada la especificidad del producto que subyace al servicio de la SAE, los clientes y apropiadores son, al mismo tiempo, potenciales o activos proveedores, tanto de la electricidad como de la SAE.

En consecuencia, el grupo de interés de los proveedores de la SAE incluye a todos los productores o generadores de energía eléctrica (que hacen viable el sistema de la SAE) y a todo el grupo de interés de los apropiadores, cuyo conjunto conforma la llamada unidad económica de la demanda en el mercado. Estos últimos se incluyen puesto que la actividad de la demanda en los mercados eléctricos ayuda a mantener el sistema de la SAE y a hacerlo sostenible en el largo plazo. Esta composición de los proveedores hace complejos los problemas de aprovisionamiento de la SAE, máxime si se consideran las oportunidades reales de convertirse en free-rider; situación que no motiva a contribuir con la provisión continua del sistema de recursos de la SAE y mucho menos, al ahorro y eficiencia energética.

Las necesidades y expectativas de los proveedores se centran fundamentalmente en dos aspectos: la naturaleza productiva y dependiente del tiempo de las inversiones y, las relaciones costo–beneficio de la provisión. En otras palabras, los proveedores invierten para poder entregar recursos al sistema de la SAE y esperan recibir a cambio beneficios acordes con su inversión. Estas situaciones están muy marcadas por los llamados costos de oportunidad⁸⁹ o costos de uso alternativo.

En términos generales y teniendo en cuenta la composición de esta parte interesada, sus necesidades y expectativas, en un mercado competitivo, surgen de parte de la oferta, de la demanda y de ambas. *La provisión del recurso común, de parte de la oferta*, se relaciona con la producción del recurso mismo y con su mantenimiento. Las expectativas sobre la producción son como las de cualquier inversión en capital de infraestructura, de corto, medio o largo plazo; las necesidades y expectativas de mantenimiento implican la determinación del tipo y nivel del mantenimiento regular (junto con reservas para reparaciones de emergencia) que sustentan el sistema de recursos de la SAE, a lo largo del tiempo.

Teniendo en cuenta que las inversiones en mantenimiento afectan la tasa futura de deterioro de capital de infraestructura, la toma de decisiones sobre esta actividad es difícil; ello se acentúa cuando se agregan las consideraciones de los impulsos de muchos de beneficiarse libremente (free-riding). Esta situación ha llevado tradicionalmente a los apropiadores a esperar que los esfuerzos de los proveedores sean inferiores al óptimo en la producción y en el mantenimiento del sistema.

La provisión del recurso común, de parte de la demanda, implica la regulación de los niveles de apropiación para que no se afecte de modo adverso el recurso mismo –es decir, prever y en lo posible evitar, los problemas de congestión y de escasez–; y, promover la consciencia social y colectiva en torno al uso eficiente y sostenible del recurso común de la SAE.

⁸⁹ (Frank, 2001) lo define estableciendo que “el coste de una acción es el valor de la oportunidad perdida por elegir esta acción en vez de la alternativa... La realización del pago en efectivo impide gastar esa cantidad de otra forma. El pago en efectivo no es un coste, sino una medida del valor de las oportunidades perdidas, y estas oportunidades son la representación de los costes. Es para subrayar este aspecto, por lo que se emplea a menudo el término coste de oportunidad, cuya medida es el valor de la mejor de todas las alternativas a las que se ha renunciado.”

En consecuencia, son evidentes las relaciones de inseparabilidad de las necesidades, expectativas y requisitos de los apropiadores y de los proveedores en el sistema de la SAE como recurso común; al igual que de las elecciones, decisiones y estrategias individuales y de otros que tienen que ver con su actividad en el mercado eléctrico particular. Así, puede afirmarse que la resolución de los problemas de provisión depende en gran medida del logro de soluciones adecuadas para los problemas de apropiación, en el campo real y particular de la situación del recurso común de la SAE.

Con el estudio del comportamiento de los productores (en el grupo de interés de los proveedores) se pretende establecer las cantidades de bienes y servicios que están en capacidad de ofrecer al mercado, así como las condiciones en que estarían dispuestos a hacer dicho ofrecimiento. La provisión del recurso común de parte de la demanda tiene alta incidencia en el corto plazo, por lo que sale del alcance del presente trabajo.

5.2.2. Necesidades y expectativas de los proveedores

Una vez estudiadas, estimadas, valoradas y proyectadas las necesidades, expectativas y requisitos de los clientes y apropiadores de la electricidad y de la SAE respectivamente, es menester determinar cómo satisfacerlas.

Con las mismas argumentaciones que se dieron para afirmar que los clientes de la electricidad y los apropiadores de la SAE son los mismos, se soporta que proveedores y productores de electricidad y de SAE, son los mismos. Por lo tanto, sus necesidades y expectativas también lo son; lo que permite aprovechar el conocimiento disponible sobre la *oferta de energía eléctrica* y la teoría general que le da soporte.

Se denomina OFERTA a la cantidad de bienes o servicios que los proveedores, productores u oferentes están dispuestos a poner a disposición del mercado a un precio determinado.

La **ley de la oferta**, es producto de la "... observación empírica según la cual cuando sube el precio de un producto, las empresas ofrecen una cantidad mayor." (Frank, 2001). Esta ley también determina la propiedad clave de la curva⁹⁰ de oferta en el mercado de tener pendiente positiva: la cantidad ofrecida aumenta en la medida que sube el precio del bien o servicio. La curva de oferta resume el conjunto de pares de precios y cantidades con los que los oferentes se muestran "satisfechos". Este término satisfechos implica que cualquier punto de la curva de oferta representa la cantidad que desean vender los oferentes dados el precio al que se enfrentan.

Los principales factores determinantes de la oferta son: la tecnología, los precios de los factores, el número de oferentes, las expectativas sobre las variaciones de los precios y la meteorología. Alteraciones sustanciales de estos factores pueden hacer cambiar las decisiones y estrategias de los oferentes, provocando así alteraciones en toda la oferta de un producto, y como consecuencia en las cantidades que se ofertan. Por tanto, también hay que distinguir entre *variaciones de la oferta* y *variaciones de la cantidad ofrecida*. Por ejemplo, cuando se espera que suban los precios del mercado aumenta la oferta; pero si lo que sube es el precio de alguna materia prima, no disminuye la oferta sino la cantidad ofrecida.

En general, para que un oferente esté dispuesto a vender su producto, su precio debe cubrir el costo de producirlo o de adquirirlo. Además, estaría dispuesto a aumentar su producción siempre y cuando los precios aumentaran; en caso contrario, no sería rentable el aumento de la producción. En esta situación, debe tenerse en cuenta, que el costo de producir unidades adicionales tiende a elevarse, especialmente en el corto plazo.

⁹⁰ Al igual que para la curva de demanda, la forma lineal como usualmente se presenta esta curva no constituye un rasgo característico de las curvas de oferta en general.

La conducta de los oferentes ha sido estudiada por la *teoría de la empresa*⁹¹. Esta teoría recoge diversos aspectos de la conducta de las empresas y la interpretación del cómo han evolucionado las preferencias y objetivos de estas en los cambiantes entornos técnico-económicos. No obstante, es importante resaltar que muchos aspectos de la teoría de la empresa han sido desatendidos e incluso desconocidos, tanto por las mismas empresas como por las administraciones de los mercados donde participan; la consecuencia directa, es que son estos aspectos los que han sido causa de muchas intervenciones a los mercados reales.

Así, por ejemplo, la capacidad de entender la existencia y los límites de una empresa ayuda a tomar decisiones tales como cuándo abrirla y cuándo realizar ajustes a su límite y ámbito de acción. Cuando un empresario decide establecer una empresa lo hace porque estima que la producción interna de un bien o servicio puede ser más eficiente que la obtención de este bien o servicio a través del mercado. Un razonamiento similar surge cuando un empresario decide expandir o aminorar la integración vertical de su empresa o entrar en una nueva línea de negocio.

Otro aspecto de interés, desde la teoría de la empresa, es el de ver a la empresa como un conjunto de actividades más que como un conjunto de activos individuales y el de la importancia de la complementariedad entre las actividades y/o activos de la empresa en la determinación de sus límites. Así, mientras más complementaria sea cierta actividad o activo con las realizadas por la empresa, menor debiese ser el costo de coordinar internamente dicha actividad con las otras actividades de la empresa y mayor debiesen ser los costos de transacción de adquirir esa actividad en el mercado.

De acuerdo a lo anterior, un importante desafío de las empresas energéticas y de las administraciones de los mercados donde participan consiste en determinar cuál es la combinación de actividades (complementarias) que maximizan el valor de la empresa: la seguridad del abastecimiento eléctrico agrega valor a la provisión del servicio público por parte de una empresa eléctrica, al igual que agrega valor a la misma empresa –por ejemplo, en el marco de sus políticas de Responsabilidad Social Empresarial–.

Se asume el modelo de las empresas como entidades dinámicas sujetas a rutinas de producción a corto plazo y a procesos de búsqueda a largo plazo de rutinas mejores. Reconociendo de alguna manera el supuesto objetivo de las empresas de la “maximización de beneficios”. Esto es, que la empresa modifica su conducta en respuesta a la percepción de que adoptar un cambio le generará ganancias sustanciales (pero, cuando cambian no necesariamente optimizan en sentido estricto); sin embargo, es una realidad que los cambios de la empresa tienden a imitar las acciones de aquellas empresas rivales que se considera que lo están haciendo mejor. Este supuesto objetivo de las empresas se utiliza para predecir qué tipos de conductas de la empresa contribuyen y le permiten alcanzarlo; teniendo en cuenta además, que aquellas empresas que se aproximen más a la conducta maximizadora del beneficio, dispondrán de mayores ingresos excedentarios, que les permitirán crecer más de prisa que sus rivales y así tener más probabilidades de sobrevivir.

Sin embargo, se reconoce también que el supuesto de la maximización del beneficio, no es el único objetivo de la empresa ni implica que las empresas realicen siempre sus actividades de la manera más eficiente posible; pero, aun así, es un buen punto de partida para analizar la conducta de la empresa y sus interacciones, en respuesta a las variaciones de los precios de los factores y de los productos, de la demanda y el mercado, de los impuestos y de otros importantes rasgos de los entornos en que actúa y participa mediante su “oferta”.

⁹¹ plantea y valora cuatro teorías de la empresa: en tres de ellas la unidad de análisis es la *empresa* mientras que en la otra, con cambio de paradigma, la unidad de análisis es la *transacción individual*. La conducta de los oferentes ha sido estudiada por la teoría de la empresa. En la *teoría clásica*, la empresa es descrita a través de un conjunto de posibilidades de producción y se supone que esta elige el plan de producción (factible) que maximiza sus beneficios. En los *modelos directivistas* de la empresa, esta se concibe como un conjunto de posibilidades de producción que no maximiza (necesariamente) los beneficios, pero que no obstante, persigue algún otro fin que refleja los intereses de los gerentes y directivos. En el *modelo de las empresas como entidades dinámicas*, estas se describen en un momento determinado del tiempo, por medio de una rutina de producción y se considera que evolucionan de acuerdo con factores externos a través de patrones de búsqueda e imitación, en busca de rutinas mejores (aunque no en el sentido de óptimas). El último modelo surge como una crítica general al enfoque neoclásico de la empresa. (Nelson & Winter, 1982) sostienen que es improbable que una empresa tenga siquiera conocimiento de la distribución de su posible función de producción. Lo que la empresa “conoce”, es el patrón de actividades productivas que ha sido capaz de seguir en el pasado, su rutina.

5.2.3. Requisitos de los proveedores

De manera similar a los requisitos de los apropiadores, para determinar los requisitos de los proveedores basados en la satisfacción de sus necesidades y expectativas específicas se trabajará con dos fuentes de información. Por una parte, la información proveniente de fabricantes, proveedores y especialistas relacionada con la caracterización teórica y empírica de las diversas tecnologías de producción de electricidad y la base teórica de la formación de la oferta en los mercados competitivos. De otra parte, la información del Mercado de Producción de Energía Eléctrica Español, en cuanto a las series de tiempo de la producción de electricidad en Régimen Ordinario, tanto de la total como por tipo de tecnología, evolución de la capacidad instalada y algunas correlaciones identificadas mediante análisis multivariante de las tecnologías del parque de generación con las variables precio y demanda del mercado.

De la caracterización técnico-económica de las tecnologías de producción de electricidad se establece que los requisitos de los proveedores están sujetos a (ver Anexo 5-4):

- La estructura de costes de producción de los recursos de energía eléctrica. De esta se destaca que cada tecnología de producción tiene unos costes fijos y variables característicos que determinan sus costes totales y marginales para ofertar al mercado dentro un rango de opciones que incluye su rentabilidad. Todos esos costes más los factores de carga y de utilización también característicos, hacen diferenciable cada tecnología de producción y de aporte complementario en la oferta de los mercados.

Además, se valida la posibilidad de generalización de la estructura de costes de producción de electricidad para las diversas tecnologías existentes para tal fin; por lo que se propone como modelo de costes.

- La formación de la oferta de corto y largo plazo de acuerdo a la teoría de costes marginales decrecientes.

Las principales características identificadas de la producción de electricidad en Régimen Ordinario que oferta en el Mercado Diario español (ver Anexo 5-5), fueron:

- *Tendencia creciente* de la producción total en Régimen Ordinario, con marcadas regularidades de ciclos anuales.
- Significativas diferencias entre el porcentaje de capacidad instalada por tecnología y el porcentaje real de su aporte a la producción bruta del Régimen Ordinario. Esta característica es de gran importancia dado que es el reflejo, en primer lugar, del índice de cobertura de la demanda de energía eléctrica en el mercado (ver Fig. 5.3); y, de otra parte, refleja también los factores de utilización característicos de cada tecnología y la disponibilidad de recursos primarios.

En España, el índice de cobertura presentó el menor valor en el año 2001, después de la liberalización del mercado en el año 1998 (ver Fig. 5.3); y, un comportamiento independiente del incentivo “cargo de Garantía de Potencia”, establecido para estímulo económico de los agentes generadores en el Mercado Diario Español (que más adelante se detallará).

- Correspondencia por afinidad entre cinco niveles de la demanda, cinco niveles del precio horario de mercado y las tecnologías marginales que ponen estos precios. La afinidad es manifiesta en que las tecnologías de costes marginales más altos se corresponden positivamente con los niveles de precios más altos y con los niveles de mayor demanda.
- Correspondencia por asociación entre los niveles de precios horarios del mercado, los diferentes tipos de tecnologías marginales que ponen estos precios y las horas del día del factor tiempo. Las asociaciones más marcadas se presentan entre las horas del día de más altos precios con las tecnologías de centrales hidroeléctricas reguladas y de bombeo; y, las horas del día de más bajos precios con la tecnología de termoeléctricas convencionales. Se puede, por lo tanto, inferir que esta correspondencia está determinada por las características técnico-operativas de las tecnologías de producción de electricidad. *Además, se corrobora el concepto de que **la tecnología hidráulica modula la carga**; es decir, su cantidad de energía*

producida está determinada fundamentalmente por el componente aleatorio de la demanda (de alta variabilidad). Esto es posible gracias a la flexibilidad operativa de dicha tecnología. En un caso contrario, la generación térmica convencional (nucleares y de carbón), pone precio en horas del día típicas por sus bajos precios y el nivel de demanda más bajo (de baja variabilidad, de valor casi constante).

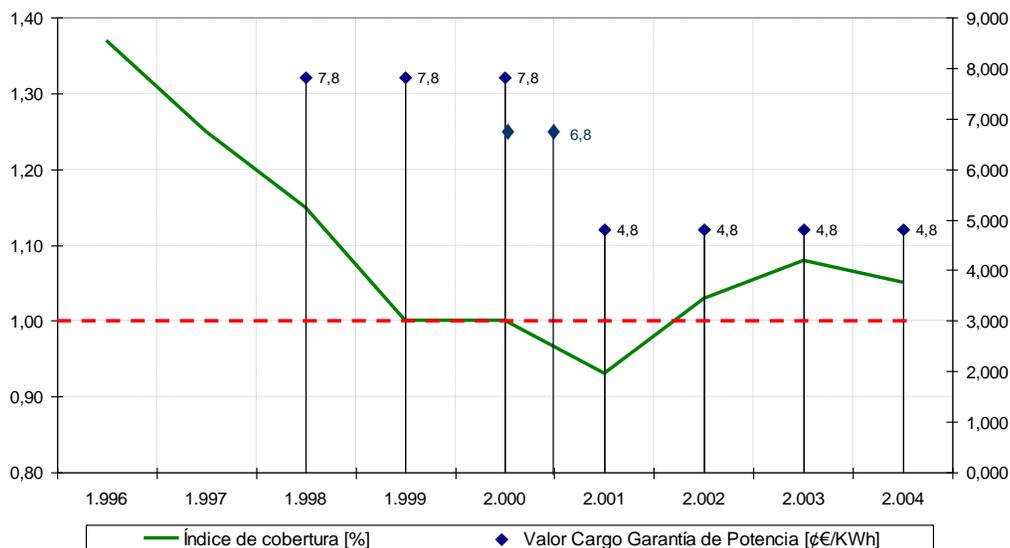


Figura 5.3.-Evolución del índice de cobertura y del pago por garantía de potencia, 1996-2004.
Fuente: Elaboración propia, datos de UNESA, REE-MINECO.

- Algunas tecnologías marginales o combinatoria de estas tienen fuertes efectos sobre la media del precio horario del Mercado Diario; así, las hidroeléctricas de bombeo (BG) y los contratos de suministro Red Eléctrica de España REE-EDF Electricité de France (REE) son las tecnologías cuya presencia incide más en la media (al alza) del precio marginal del mercado.
- Existencia de patrones mensuales y estacionales de la producción de electricidad y relaciones de correlación positiva fuerte entre las matrices de oferta y de demanda en el Mercado Diario Español; ello permite agrupar las tecnologías de producción de electricidad de un parque de generación por afinidad técnico-económica y por sus correlaciones con los niveles de demanda eléctrica que abastecen.

Adicionalmente, es importante señalar que en un mercado eléctrico la cantidad ofrecida a los diferentes precios es igual a la producción; esto debido a que aún el almacenamiento directo de electricidad tiene fuertes barreras tecnológicas y no es económico. A diferencia de otros productos que tienen la posibilidad de almacenamiento de existencias; así los ofertantes pueden decidir vender más tarde cuando los precios sean más altos. De todas formas, las necesidades y expectativas de los proveedores de electricidad dependen de la variable tiempo.

Las características identificadas anteriormente se constituyen en los principales requisitos específicos de los productores de electricidad, lo que ellos esperan de su actividad y de sus interacciones con otros agentes en su participación en el Mercado Diario. Estos requisitos se recogen en el denominado Modelo de la oferta eléctrica en el Mercado Diario Español.- Ver Anexo 5-5.

En síntesis, el modelo de la oferta eléctrica en el Mercado Diario Español, puede también ser representado mediante un diagrama de Leontief de entrada-salida, como se muestra en la Fig. 5.4. Este modelo tiene como dato de entrada la composición tecnológica del parque de generación que aporta al Mercado Diario para el abastecimiento de electricidad en Régimen Ordinario y la respectiva capacidad instalada; y, se obtiene como salida la información de los grupos de

tecnologías que pueden abastecer de manera más eficiente la demanda eléctrica de acuerdo al nivel de demanda, los factores de utilización y las particularidades técnico-económicas y operativas de los grupos de tecnologías.

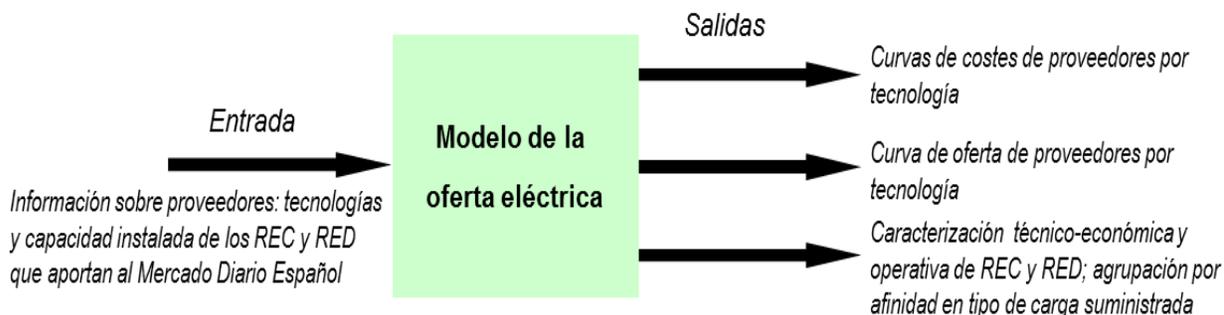


Figura 5.4.-Esquema general del modelo de la oferta eléctrica

En suma, las *curvas de costes de producción, las curvas de oferta y la caracterización técnico-económica y operativa de las tecnologías de producción de electricidad, recogen los principales requisitos de los proveedores de la seguridad del abastecimiento eléctrico: vender la electricidad que produce en el mercado competitivo de acuerdo a sus ofertas horarias de la cantidad que espera producir a su precio marginal, en condiciones técnico – operativas adecuadas. Los requisitos de los proveedores son cambiantes y dependientes del tiempo.*

5.3. Instituciones de mercado

5.3.1. Descripción general

Se entiende el mercado como la unidad económica de intercambio compuesta por una oferta y una demanda. Los términos oferta y demanda, si bien tienen como origen las actividades de producción y consumo, respectivamente; en su desarrollo en el mercado, toman características propias muy distantes de aquellas unidades que las originaron.

En la práctica, el mercado es una organización social para la comercialización de bienes y servicios. La economía de un mercado competitivo está determinada por:

- a) El *bien o servicio* a transar;
- b) Un número finito de *agentes individuales*, tradicionalmente los consumidores y las empresas productoras;
- c) La *conducta* (oferta y demanda) de los agentes: elecciones y acciones por las que optan los consumidores y las empresas en ejercicio de sus preferencias;
- d) Un marco institucional, que describe qué alternativas tienen a su alcance los agentes individuales, cómo se agregan las diversas conductas de los agentes y qué resultados obtienen en función de las acciones de otros agentes: tradicionalmente el mecanismo de precios y condiciones de *equilibrio del mercado*.

5.3.2. Necesidades y expectativas del mercado

Las necesidades y expectativas del mercado giran en torno a la aplicación efectiva del marco institucional a fin de que se logre el comercio eficiente a lo largo del tiempo.

Bajo el marco institucional interaccionan los compradores y vendedores y se prevé cómo responderá el mercado a los cambios de las fuerzas de oferta y demanda. Es decir, cómo las

curvas de oferta y demanda se cortan para determinar el precio y cantidad de equilibrio. El par precio y cantidad de equilibrio indica satisfacción tanto de los compradores como de los vendedores; cuando el par fuera cualquier otro distinto, los compradores o los vendedores o ambos estarían insatisfechos.

El *exceso de oferta* se presenta cuando la cantidad ofrecida es superior a la demandada: *el precio es superior a su valor de equilibrio*. Por el contrario, se presenta *exceso de demanda o escasez* cuando la cantidad demandada es superior a la ofrecida: *el precio es inferior a su valor de equilibrio*. Por tanto, el precio de mercado se constituye en la única variable portadora de la señal económica de los desbalances eléctricos en un sistema específico.

Las acciones realizadas por cualquier agente⁹² en el mercado dependen de las oportunidades que se le presenten y de lo que otros han elegido hacer.

En general, el marco institucional del mercado debe determinar:

- La naturaleza general de las opciones que tiene cada agente.
- Las opciones disponibles y los resultados que se desprenden para cada agente, en función de las acciones de otros agentes.

En los modelos convencionales de la microeconomía, los precios en los mercados competitivos (también llamados mercados impersonales⁹³) constituyen el marco institucional; los consumidores pueden elegir cualquier lote de bienes que les resulte alcanzable, en donde lo que les resulta alcanzable viene determinado por los precios. Las elecciones concretas al alcance de un agente productor dependen de las elecciones de producción de las empresas (y de las elecciones de consumo de todos los consumidores) a través de los precios del mercado.

El funcionamiento del mecanismo de los precios es bastante ambiguo y de relaciones circulares; sin embargo, es de importancia crucial profundizar en el conocimiento de dónde proceden los precios, cómo se determinan, y, de qué manera reflejan las acciones de los agentes individuales. Los precios restringen las elecciones de los agentes individuales, y esas elecciones determinan simultáneamente los precios. Uno de los mecanismos de precio de más amplia utilización es la *subasta*; en cierto sentido, esta es la que da lugar a la determinación de un precio.

Visto como un sistema con retroalimentación, los agentes realizan elecciones individuales, y el marco institucional agrega estas acciones en un resultado agregado (el precio), el cual entonces determina las restricciones a las que se enfrentan los agentes y los resultados que obtienen. Si los agentes realizan una acción de prueba, una vez que la agregación se ha completado y se ha producido la realimentación, pueden aprender que sus acciones son incompatibles o que no tienen las consecuencias que habían previsto. Ello lleva a los agentes a modificar sus acciones individuales, lo cual cambia la retroalimentación, y así sucesivamente hasta llegar a un equilibrio del mercado.

Por lo tanto, un *equilibrio* es una colección de elecciones individuales en las que el proceso de retroalimentación no da lugar a un cambio subsiguiente en la conducta. Desde el punto de vista del bienestar, el equilibrio tiene dos propiedades muy atractivas:

- 1) Si el precio y la cantidad adoptan un valor distinto del valor de equilibrio, siempre es posible reasignar los recursos (o, alterar la asignación existente) de tal manera que mejore el bienestar de algunas personas sin empeorar el de otras.
- 2) El precio y la cantidad de equilibrio constituyen el mejor resultado alcanzable, dados los atributos y dotaciones iniciales de los compradores y de los vendedores.

En otras palabras, y desde una perspectiva social, el equilibrio es una situación en la que cada agente individual actúa de la mejor forma posible para sí mismo, dado el conjunto de acciones escogidas por los demás y dado el marco institucional que define las opciones de los agentes y vincula sus acciones; y, el proceso equilibrador o ajuste hacia el equilibrio, es el

⁹²Término genérico para designar a cada unidad económica de las dos fuerzas del mercado: la demanda y la oferta.

⁹³En virtud a que todos los consumidores se enfrentan a la misma colección de precios.

resultado más o menos automático de las reacciones naturales de individuos egoístas que se enfrentan a excedentes o escaseces. Estas últimas consideradas eventos normales en el sentido de que son manifestaciones reales de las interacciones entre agentes compradores y vendedores en los mercados competitivos.

5.3.3. Requisitos del mercado

De igual manera a como se trabajaron los requisitos de los agentes: apropiadores y proveedores, los requisitos del mercado se basan en la información histórica de la evolución del Mercado Diario Español.

Para determinar los requisitos específicos del mercado, es necesario analizar sus equilibrios y las variables que los caracterizan: precio y cantidad. Y, aunque, estos aspectos, son el resultado operativo más importante del mercado, deben por lo menos considerarse otras transacciones y procesos de menor proporción pero que también hacen parte del mismo mercado.

Así, por ejemplo, el Mercado Eléctrico Español en realidad, es una secuencia de mercados en los que la generación y la demanda intercambian energía eléctrica para cada hora en distintos plazos temporales; además, del Mercado Diario MD (también llamado day-ahead), se tienen:

- Los “mercados a plazo”, donde agentes compradores y vendedores intercambian contratos con periodos de entrega de distinta duración: año, trimestre, mes, etc; y lo pueden hacer semanas, meses e incluso años antes del momento de una transacción real del Mercado Diario (MD).
- En el corto plazo, es decir, dentro de las 24 horas anteriores al momento del despacho real de electricidad en el MD, agentes compradores y vendedores pueden comprar y vender energía en el mercado intradiario.

Y, en el muy corto plazo: desde unos pocos minutos hasta unas pocas horas antes del despacho real, se llevan a cabo transacciones de servicios necesarios para mantener el sistema eléctrico en balance técnico físico y dentro de un nivel de seguridad adecuado. Estos servicios se agrupan en tres tipos de actuaciones por parte del Operador del Sistema: la gestión de restricciones técnicas, la gestión de servicios complementarios y la gestión de desvíos.

Otras transacciones también importantes a nivel de la institución del mercado es la gestión de las reservas del sistema.

Del análisis de la información del Mercado Diario Español, respecto a los resultados operativos de las transacciones horarias, algunas de las principales características ya se han expuesto en los requisitos tanto de apropiadores como de proveedores. Otras características se exponen a continuación:

- 1) Existencia de equilibrios horarios del Mercado Diario. Validada mediante los hallazgos e inferencias del análisis multivariante (ver Anexo 5-2): *El precio horario de la energía eléctrica es portador de una **señal** de mayor o menor cantidad de demanda de electricidad en el mercado diario. Tal señal puede informar sobre la escasez o abundancia de este bien, si se relaciona con su oferta para el mismo tiempo, en el Mercado Diario.*

El precio horario del mercado se corresponde con la oferta casada de la tecnología marginal necesaria para cubrir el último MWh de electricidad demandado. Esto es, se cumple que el coste marginal del mercado es la envolvente inferior de las curvas de costes de todas las tecnologías disponibles en el parque de generación en función del factor de utilización. Ver Fig. 5.5. Para mayores detalles ver Anexo 5-4.

- 2) Limitación de precios punta. Desde el punto de vista teórico y según la evidencia empírica de algunos mercados eléctricos alrededor del mundo, si se le permitiese al mercado eléctrico competitivo funcionar y llegar a los equilibrios bajo la interacción libre de los agentes compradores – vendedores, este alcanzaría su mayor eficiencia para cada periodo de transacción. Sin embargo, en algunos mercados como el caso Español, se prefiere intervenir el mercado para evitar los costes –principalmente políticos– de exposición a precios muy

elevados (precios punta) durante unas pocas horas al año, cuando la oferta de electricidad sea escasa.

En el Mercado Eléctrico Español, a pesar de que son los comercializadores quienes gestionan el riesgo de precios de escasez para sus clientes –es decir, los clientes no se exponen directamente a estos precios elevados–, no se permiten ofertas en el mercado diario por encima de 180 €/MWh, lo cual limita por lo alto el eventual precio del mercado, haciendo imposible que éste alcance el valor de la Energía No Suministrada (ENS)⁹⁴ o costo de racionamiento, estimado en torno a los 6000 €/MWh⁹⁵.

Dada esta restricción, algunas tecnologías no pueden recuperar los costes fijos de sus inversiones lo que ha presionado la necesidad de establecer pagos adicionales a los del mercado para promover las inversiones en capacidad de generación y la disponibilidad de unidades en los eventos de alta demanda eléctrica.

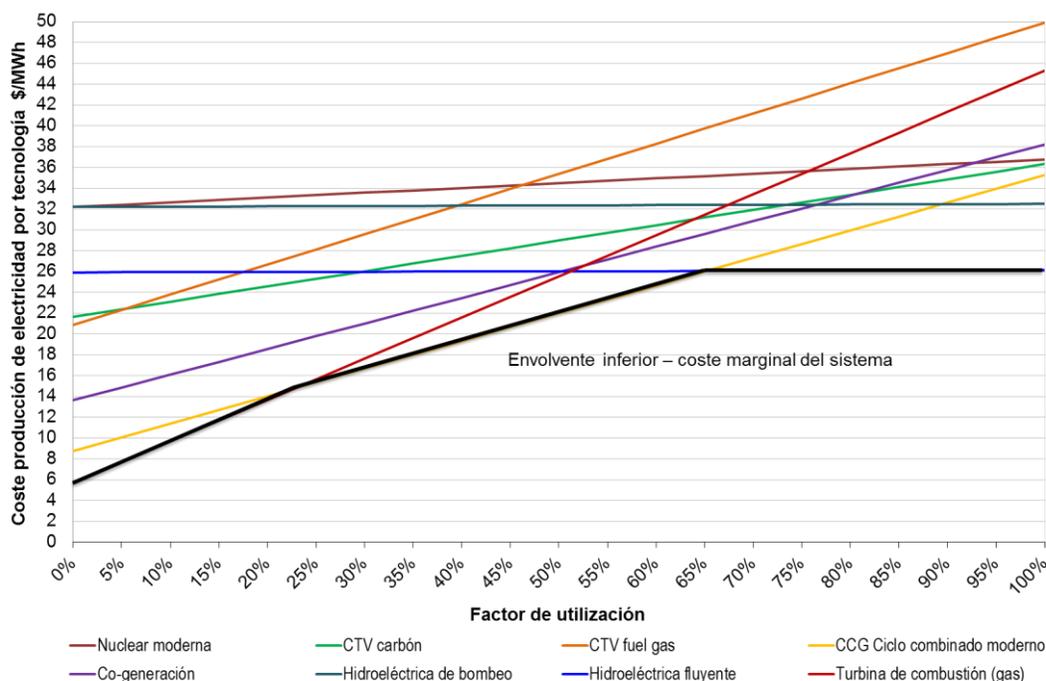


Figura 5.5.-Coste marginal del sistema: envolvente inferior

3) Pago de incentivos para permanecer y estar disponible en el sistema.

Desde la aprobación de la Ley 54/1997, en el diseño del mercado eléctrico en España se previó para los generadores, un ingreso regulado adicional al de la venta de energía; este pago tenía como finalidad incentivar la inversión y operación eficiente de las unidades de generación, así como el no-cierre de algunas centrales que el sistema considerase necesarias.

Este pago regulado (de asignación administrativa), conocido como “pago por garantía de potencia” estuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 2007, garantizaba un ingreso de aproximadamente unos 4-8 €/MWh para una unidad de generación que funcionara 5000 horas al año; es decir, se asignaba en función de la disponibilidad de los generadores.

Sin embargo, como se observa en la Fig. 5.3, dicho pago fue modificado varias veces impidiéndole ser una señal estable a la inversión. A partir de 2008 fue sustituido por el

⁹⁴ En el Mercado Eléctrico Español este valor para los consumidores se sitúa entre 80 y 120 veces el precio habitual de la energía eléctrica.

⁹⁵ Este valor coincide con la estimación del coste de una central de punta que funcionara sólo 10 horas al año.

denominado “pago por capacidad”, el cual se estructura como una señal económica doble: a) como *incentivo a la inversión*, b) como *incentivo a la disponibilidad*.

Como incentivo a la inversión, una nueva unidad de generación recibe un monto de 20000 €/MW/año⁹⁶ durante los diez primeros años desde el momento que entra en servicio la instalación.

Como incentivo de disponibilidad, algunas unidades de generación existentes que se consideran necesarias para el sistema, como por ejemplo, unidades flexibles de tecnología para abastecer demandas altas, requieren de este incentivo para cubrir sus costes de oportunidad de permanecer disponibles en el corto plazo. En general, este incentivo debería cubrir los costes de oportunidad de elegir la opción más adecuada para el sistema eléctrico español.

- 4) Gestión de reservas. El margen de reserva de la producción de energía eléctrica es evaluado en el Mercado Diario Español mediante la determinación del conjunto de ofertas de venta de los productores que no han resultado casadas –*oferta residual*–, ya que constituye la energía disponible en exceso sobre la demanda de electricidad casada. La consideración del margen de reserva es un factor esencial para la correcta formación de los precios de la electricidad.

La consideración como margen de reserva de las energías ofertadas y no casadas depende del tipo de tecnología así como de la posibilidad de uso permanente de dicha energía. Al respecto OMEL, en las memorias anuales del Mercado de Electricidad, considera tres hipótesis de evaluación de la reserva de producción de energía eléctrica u oferta residual, indicando en las mismas horas la producción disponible y la demanda agregada. Se entiende por demanda agregada el total de energía casada, y por oferta residual la diferencia entre la oferta de producción disponible y la oferta de producción casada en cada hora.

Hipótesis 1, oferta de energía residual total, donde se considera la producción de energía eléctrica disponible como el total de energía ofertada en cada una de las horas del período septiembre 1998-marzo 2005. Ver Fig. 5.6.

Hipótesis 2, oferta de energía residual térmica e internacional, en donde se descuenta de la producción de energía eléctrica disponible considerada en la hipótesis 1, el total de energía ofertada proveniente de centrales hidráulicas, para cada una de las horas del período septiembre 1998-marzo 2005, no considerando como reserva permanente el excedente de potencia horaria hidráulica. Es, por tanto, una hipótesis conservadora, especialmente en el caso en que el producible hidroeléctrico sea alto o medio. Ver Fig. 5.7.

Hipótesis 3, oferta residual térmica e internacional límite, en donde se descuenta de la producción de energía eléctrica disponible considerada en la hipótesis 2, el total de energía ofertada proveniente de ofertas a un precio superior a 9,015 c€/kWh, cifra convencional que se corresponde con el 50% del precio instrumental, y que no han sido asignadas en el día en el proceso de solución de restricciones técnicas, para cada una de las horas del período septiembre 1998 - marzo 2005. Ver Fig. 5.8.

⁹⁶Se estima que actualmente esta cantidad cubriría aproximadamente un tercio de la anualidad de la inversión en un nuevo ciclo combinado de gas, que puede estar en el rango de 50000-60000 €/MWaño.

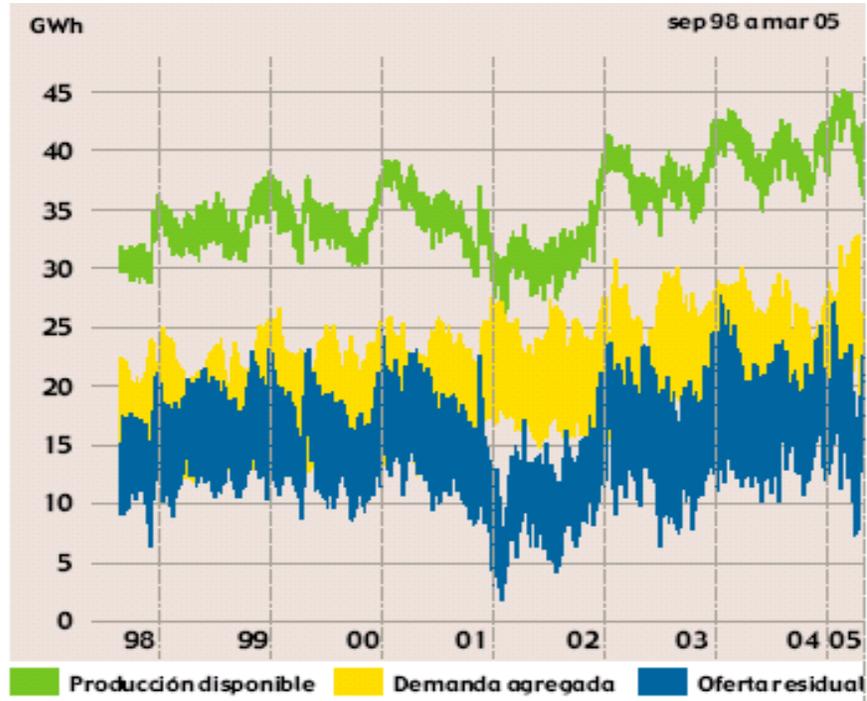


Figura 5.6.-Oferta de energía residual – HIPÓTESIS 1 –.

Fuente: Tomado de Mercado de Electricidad 2004. Memoria OMEL

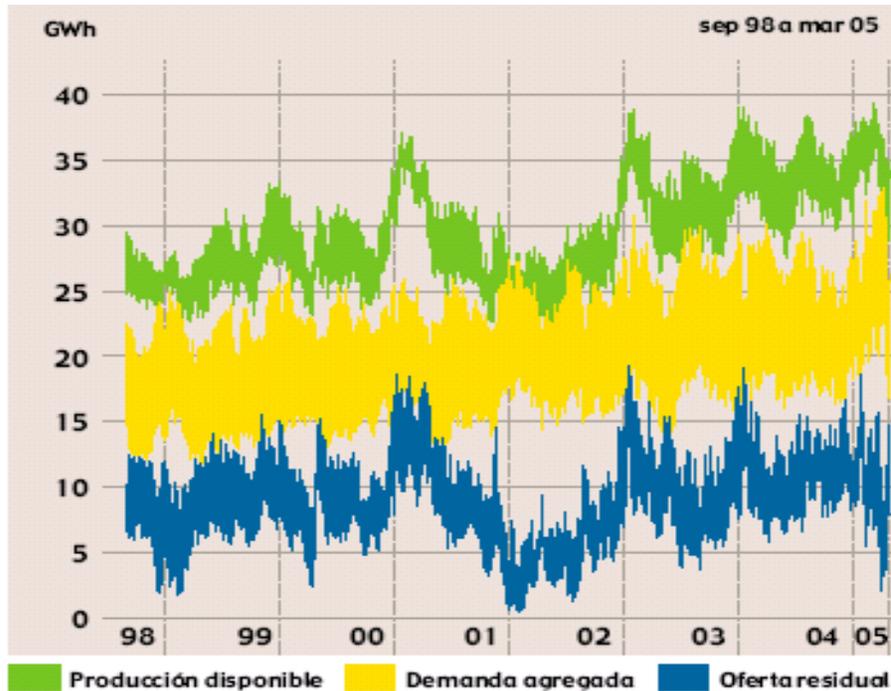


Figura 5.7.-Oferta de energía residual – HIPÓTESIS 2 –.

Fuente: Tomado de Mercado de Electricidad 2004. Memoria OMEL

En síntesis, el principal requisito de la organización social del mercado hacia el proceso de la SAE tiene que ver con la operación del mercado y es la *consecución, a lo largo del tiempo, de*

los equilibrios del mercado principal con todas sus implicaciones técnico – económicas: satisfacción de todos los agentes, liquidez del mercado, respeto por los compromisos contractuales, sostenibilidad, seguridad financiera, entre otras. No obstante, debe tenerse en cuenta que se deja implícita la administración eficiente de dicho mercado; y, en la operación otras transacciones y mecanismos que forman parte del mercado pero su proporción es relativamente baja con respecto a los equilibrios del balance en tiempo real.

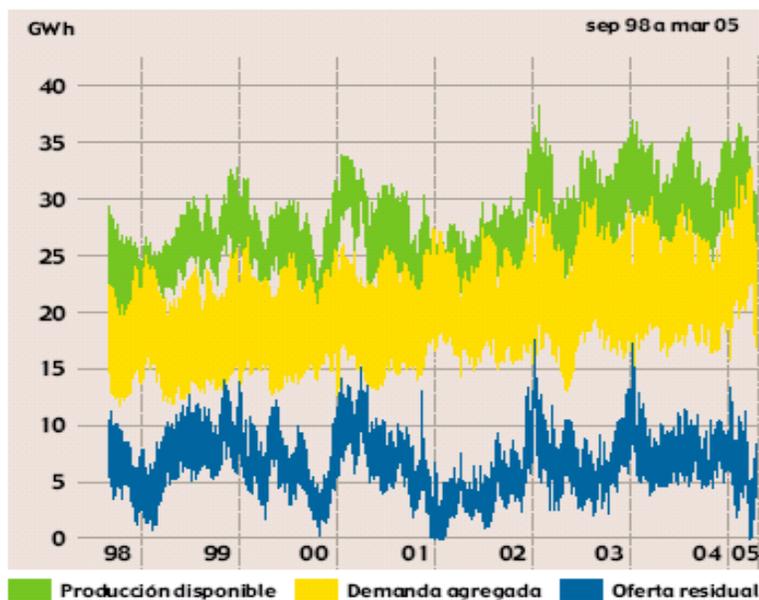


Figura 5.8.-Oferta de energía residual – HIPÓTESIS 3 – .

Fuente: Tomado de Mercado de Electricidad 2004. Memoria OMEL

5.4. Otras organizaciones del sector eléctrico

5.4.1. Descripción general

En términos generales, en este grupo de interés se incluyen todos los entes de la estructura institucional del sector eléctrico con excepción del mercado eléctrico⁹⁷. Tales entes se clasifican de acuerdo a las funciones que cumplen dentro del sector eléctrico en conjunto, así: de dirección, planificación, regulación, supervisión (seguimiento), control y vigilancia.

5.4.2. Expectativas y requisitos de otras organizaciones del sector eléctrico

En consecuencia, las necesidades y expectativas de cada ente enunciado anteriormente dependen de la función que cumplen en el sector. Sus principales requisitos se pueden sintetizar de la siguiente manera:

- Dirección, le corresponde a altas autoridades del gobierno usualmente a nivel de presidencia y del ministerio respectivo; estos entes deben fijar las políticas con sus objetivos de desarrollo a nivel macro, generales del sector y particulares para cada subsector que esperan sean adoptadas, respetadas y cumplidas. Por ejemplo, la política energética de un país; incluso a nivel global la política energética de la Unión Europea con su llamado objetivo 20-20-20: reducir las emisiones de gases de efecto invernadero al menos en un 20 % en comparación con los niveles de 1990; incrementar el porcentaje de las fuentes de energía renovables en

⁹⁷ Se encarga de la operación y administración del mercado.

nuestro consumo final de energía hasta un 20 % y en un 20 % la eficacia energética. Dos de las tendencias actuales más marcadas de las políticas energéticas son la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero y el desarrollo sostenible; sin embargo, con los desarrollos tecnológicos surgen nuevas interdependencias como la del sector energético y el agroindustrial que preocupan por lo relacionado con la seguridad alimentaria.

- Planificación, generalmente en manos de alguna unidad del ministerio respectivo. Se encarga de elaborar, publicar y comunicar planes de tipo vinculante y no vinculante (indicativos) en desarrollo de las políticas de la dirección del sector. En dependencia del tipo de plan, esperan que estos sean cumplidos o acogidos por aquellos a quienes impliquen. Por ejemplo, en actividades en libre competencia los planes de expansión son de tipo no vinculante; una política de uso eficiente de la energía puede vincular a todas las partes interesadas.
- Regulación, le corresponde a entes e instancias creadas específicamente para la función generalmente al nivel de los entes de planificación. Este ente crea reglas y disposiciones para mediar, arbitrar y dirimir la actividad y relaciones de participación e interacción de todos y cada uno de los agentes en el sector. Esperan que estas reglas y disposiciones sean cumplidas y en caso contrario, se asuman las sanciones y penalizaciones correspondientes; las cuales son impuestas por los siguientes entes;
- La supervisión, control y vigilancia, usualmente a cargo de entes independientes buscan defender y hacer cumplir los derechos y libertades - deberes y responsabilidades, de todos y cada uno de los agentes del sector en el marco de su participación e interrelaciones de la actividad del sector en que están vinculados. Por ejemplo, defensa al consumidor.

5.5. Sociedad en general

5.5.1. Descripción general

La parte interesada o grupo de interés llamado sociedad en general agrupa las comunidades del entorno espacio-temporal de influencia del servicio común de la SAE y, por supuesto del servicio de energía eléctrica.

5.5.2. Expectativas y requisitos de la sociedad en general

La cadena productiva de la electricidad y el proceso de la SAE, guardan estrechas interrelaciones bidireccionales con tres de los cuatro sectores económicos de la producción⁹⁸:

- con el sector primario, puesto que son consumidores intensivos de productos naturales (materias primas o insumos) principalmente del sector minero y del forestal; y, en la actualidad también del sector agrícola. De igual forma también se consume electricidad para la obtención de productos primarios.
- Con el sector secundario, de manera similar aunque en proporción inversa; es decir, se consume electricidad de manera intensiva para la producción en los sectores industrial, energético, minero y de la construcción.
- El sector terciario o de servicios también es consumidor intensivo de electricidad para los subsectores de transporte, comunicaciones, comercial, turístico, entre otros

Lo anterior sumado a otros aspectos ambientales, económicos, tecnológicos y sociales muestra que el principal requisito de la sociedad en general es de naturaleza global, es decir, no solo necesita los servicios de electricidad y de seguridad del abastecimiento sino que además le interesa que sean logrados de manera eficiente con el mínimo impacto ambiental y en el marco de un desarrollo sostenible que garantice su viabilidad futura sin detrimento de las condiciones de vida de las siguientes generaciones.

⁹⁸ La producción del sector cuaternario, altamente intelectual, no es demandante de electricidad.

Conclusiones y aportaciones del capítulo

- De la identificación y análisis de las partes interesadas se corrobora y **concluye** que, como la SAE es un bien complementario de la electricidad, los clientes de la electricidad y los apropiadores de la SAE son los mismos; y, los productores de electricidad y los proveedores de la SAE también son los mismos. Esto permite utilizar el conocimiento disponible sobre la demanda y la oferta de energía eléctrica y toda la teoría que le da soporte. Además, facilita la validación de los conceptos y modelos elaborados mediante la aplicación en el caso español.
- Del análisis de las expectativas y requisitos de los apropiadores –usuarios, consumidores– de la SAE se **concluye** que, de acuerdo a la teoría de los recursos de uso común, estos son individuos más o menos racionales en situaciones complejas e inciertas pero con capacidad de decisión y elección, capacidad de evadirse de diversos dilemas, de crear sus propias organizaciones y de autoregularse. También se **concluye** que teorías como la de consumo, la marginalista, la de la preferencia revelada y modelos como el de la tragedia de los comunes, el juego del dilema del prisionero y la lógica de la acción colectiva, ya no son útiles para caracterizar estos individuos capaces, aunque con racionalidad limitada.
- Se **aporta** la aplicación de la teoría de los stakeholders (partes interesadas) para identificar las necesidades y expectativas de las partes interesadas y sus requerimientos a los resultados del proceso de la SAE. De los requerimientos también se identificaron las estrategias a desarrollar para que las expectativas legítimas de las partes interesadas fuesen satisfechas. Por lo tanto, el modelo de gestión integral de la SAE permite gestionar la confianza de las partes interesadas que se considera es la piedra angular del éxito a largo plazo de cualquier proyecto empresarial.
- Se **aporta** el modelo de la demanda eléctrica que recoge los principales requisitos de los apropiadores de la SAE: *disponer de un abastecimiento eléctrico seguro, en la cantidad, en el momento y lugar que necesitan, a precios asequibles.*
- Se **aporta** el modelo de la oferta de electricidad que recoge los principales requisitos de los proveedores de la SAE: *vender la electricidad que producen en el mercado competitivo de acuerdo a sus ofertas horarias de la cantidad que esperan producir a su precio marginal, en condiciones técnico – operativas adecuadas.*

CAPÍTULO 6

Integración de las partes interesadas

Del capítulo anterior retomamos que planificación es pensar en el futuro, es tomar decisiones de manera integrada; es un procedimiento formal para producir resultados articulados en forma de un sistema integrado de decisiones. En este marco, es menester la integración de las partes interesadas en torno a puntos de encuentro que permitan identificar y explicitar los intereses: *particulares, grupales y generalizables*; como guía para la definición de los objetivos y estrategias, y, para prever los resultados esperados. Bajo el enfoque de las partes interesadas se deberían adoptar primero los intereses generalizables, luego los grupales que no contradigan los anteriores y, por último, en lo posible, los particulares.

Los puntos de encuentro referenciados se han denominado *principios de concordancia de las necesidades, expectativas y requisitos de las partes interesadas*, en torno al servicio de la seguridad del abastecimiento eléctrico; que, como se estableció también en el capítulo anterior, son los mismos que se tienen para la electricidad. A continuación se exponen los principios de concordancia que se consideran de mayor importancia:

- 1) *Reconocimiento y respeto de todas y cada una de las partes interesadas*. El concepto de stakeholder resalta la importancia que tiene que cada individuo se sepa y sienta poseedor de un “stake” en la sociedad de la que es miembro, de otro modo será difícil que pueda cooperar, se sienta motivado a participar y construir, o que se le pueda pedir responsabilidad (González E., 2007).

La aplicación de la teoría de los stakeholder implica que se centra la atención en el propio capital humano de individuos y grupos. En la integración de las partes interesadas se reconoce y respeta que cada una de estas tiene un “stake” suficiente para tener éxito en el ámbito social, político y económico (González E., 2007). En este sentido, ser una parte interesada significa tener la capacidad y autonomía para elegir y la libertad para aprovechar oportunidades, evadir dilemas o salir de relaciones que no le son provechosas.

- 2) *Unidad en la diversidad: sociedad de las partes interesadas*. “Cada individuo debe tener un interés en el futuro de su país. Los individuos deberían tener la oportunidad de contribuir, y poder llegar a hacer lo mejor que pueden alcanzar para ellos mismos y sus familias. Poseer tal interés es bueno tanto para el individuo como para la sociedad” (Darling, 1997).

Con estas palabras se puede vislumbrar como la sociedad de partes interesadas es un concepto que media entre lo individual y lo colectivo; concediendo un papel importante a los grupos y a la sociedad, pero también al individuo.

La perspectiva de la sociedad de partes interesadas⁹⁹ lleva implícita cuatro atributos: *inclusión, cooperación, participación y responsabilidad*, que unidos a los de cohesión, participación y compromiso de cada parte interesada, se consideran condiciones de posibilidad para alcanzar un *resultado común* del que todos se puedan beneficiar y responsabilizar (González E., 2007).

La *inclusión* (económica, social y política) entendida bajo los términos de que toda parte interesada pertenece (membership) a una organización, institución o comunidad y que dentro de ellas poseen tanto derechos como obligaciones.

Esta inclusión implica un concepto de *cooperación*, es decir, tiene como objetivo mostrar cómo las partes interesadas trabajando conjuntamente pueden afectar a las fuerzas que la sociedad posee desde la búsqueda de objetivos comunes y de confianza. Por tanto, una sociedad, una política o una economía de partes interesadas existe cuando existen tanto

⁹⁹ En (González E., 2007), la autora acuña el término “stakeholding” en el sentido de la sociedad de las partes interesadas.

derechos como obligaciones, construidas en torno a las nociones de cooperación y de inclusión. Así, la cooperación lleva a la búsqueda de objetivos compartidos y a la creación de confianza.

La *participación* es una de los elementos clave para que la sociedad de las partes interesadas sea una realidad. La *participación es un rasgo característico de los individuos que tienen interés de un modo activo*, más que pasivo, en aquellos ámbitos en los que se encuentran incluidos. Por tanto, la existencia de individuos capaces y preparados a comprometerse con otros que comparten actividades y preocupaciones comunes, es de vital importancia. Para la *participación se requiere acceso a los recursos sociales, a la información y a una cultura que anime a la cooperación y a los procesos de consulta*. En este sentido el derecho de participación implica la obligación de participar. La participación también subraya la importancia de la autonomía de las personas, es decir, que cada persona tenga control sobre su propia vida y la flexibilidad suficiente para poder tomar decisiones.

Y, finalmente, el concepto de *responsabilidad* pública y de control (accountability) se entiende como una tarea que cualquier parte interesada debe llevar a cabo. Es decir, la presentación de los informes acerca de cómo y de qué manera se han utilizado los derechos de que un individuo, empresa o institución goza debe ser la norma común.

- 3) *Intertemporalidad*. Las acciones individuales y colectivas en torno a la provisión y consumo de electricidad y de SAE enlazan el pasado al presente y al futuro, y sus efectos se prolongan en el tiempo. Los individuos atribuyen menor valor a los beneficios que esperan recibir en un futuro distante y mayor valor a los del futuro inmediato; es decir, los individuos *descuentan* los beneficios futuros –en qué proporción lo hagan depende de varios factores.

En los horizontes temporales intervienen tanto la expectativa de los individuos de que ellos o sus hijos vivirán para recibir estos beneficios, como las oportunidades de tener ganancias más rápidas en otras situaciones. La *tasa de descuento* aplicada a los rendimientos futuros de la provisión o consumo de electricidad y de SAE puede diferir de manera significativa, según los diversos tipos de partes interesadas.

Los niveles de seguridad física y económica también afectan las tasas de descuento. Así, por ejemplo, los consumidores que no tienen la certeza de si dispondrán o no de suficiente energía este año harán fuertes descuentos a los rendimientos futuros frente a la compensación de aumentar la probabilidad de un abastecimiento seguro durante este año. Las tasas de descuento también se ven afectadas por las normas generales compartidas por las parte interesadas que viven en una sociedad particular, o incluso en una comunidad local, respecto a la relativa importancia del futuro comparada con la del presente.

De otra parte, los individuos valoran de manera diferente los modos de actuar que ellos y otros consideran propios y correctos. Las normas de comportamiento reflejan la valoración que los individuos asignan a acciones o estrategias en y por sí mismas, y no solo a partir de sus consecuencias inmediatas. De manera similar, las tasas internas de descuento se ven afectadas por el rango de oportunidades que tiene un individuo fuera de una situación particular y por el marco institucional de sus compromisos en el corto y largo plazo.

Sin embargo, en algunas situaciones el comportamiento oportunista sin control limita gravemente lo que se puede hacer conjuntamente, sin grandes inversiones, en arreglos para supervisión y sanciones. Para que esto valga la pena, deben obtenerse beneficios sustanciales. En otras situaciones, pueden llevarse a cabo compromisos colectivos de largo plazo con solo una modesta inversión en el desarrollo de esos arreglos. Las *normas compartidas* que reducen el costo de las actividades de supervisión y las sanciones pueden ser consideradas como un capital social utilizable en la resolución de los problemas de la gestión de recursos.

- 4) *Aprendizaje continuo*. La organización de las partes interesadas en torno a objetivos comunes es, por lo general, una tarea incierta y compleja.

La incertidumbre tiene muchas fuentes, una de las principales es la falta de conocimiento. La incertidumbre que surge de la falta de conocimiento puede reducirse con el tiempo como resultado de mezclar y hacer un fondo común tanto del conocimiento científico como del local sobre tiempo y lugar.

La reducción de la incertidumbre es costosa y no siempre se logra de manera total. La incertidumbre que surge del comportamiento estratégico de los agentes no desaparece ni siquiera después de la adquisición de un conocimiento considerable sobre el sistema de recursos; sin embargo, si es posible reducirla dado que los agentes adquieren con el tiempo un conocimiento más preciso sobre el mundo físico y sobre lo que pueden esperar del comportamiento de los otros. Dicho conocimiento generalmente es el resultado de un esfuerzo de ensayo y error para aprender más sobre los resultados de sus acciones, para con el tiempo evaluar costos y beneficios de manera más eficiente.

El aprendizaje continuo, por tanto, tiene dos elementos claves: primero, *la historia observada* del comportamiento e interacciones de los agentes porque revela información acerca de cómo esperan jugar los oponentes, como también de los éxitos o fracasos observados de diversas elecciones que ayudan a los jugadores a determinar su mejor estrategia en el futuro. El segundo elemento son los *procesos de imitación* que incorporan los comportamientos de los jugadores; *la imitación es con frecuencia una parte importante del aprendizaje*. Se tiende a imitar los comportamientos y, además, se los puede enseñar, hasta el punto que los jugadores que imitan comportamientos exitosos no calculan explícitamente la mejor respuesta. Los jugadores no necesitan distinguir entre conocimiento del juego, haber jugado o tener conocimiento de cómo están jugando los oponentes; sólo necesitan saber que fue exitoso, no por qué fue exitoso (Dosi, 1997).

- 5) *Armonía con el marco institucional de control y regulación*. Los atributos anteriores determinan que el diseño de un marco institucional adecuado a las partes interesadas se debe fundamentar en la definición de estándares aceptables, en vez de normas óptimas inciertas; a fin de hacer posible su cumplimiento de manera eficiente, es decir, a un costo mínimo. Tales estándares aceptables deben partir de los comportamientos diferentes de las distintas partes interesadas, que tienen necesidades, expectativas y requisitos disímiles y patrones de conducta no homogéneos, sin pretender hacer generalizaciones. Teniendo en cuenta también las particularidades del ambiente técnico-económico, en especial el de la economía de red y el de la diversidad tecnológica.

Bajo estas condiciones, *para que un marco institucional de control y regulación sea eficiente, el regulador debe diseñar mecanismos que incentiven a los agentes a emplear su mejor información para maximizar los objetivos de la sociedad mientras persiguen al mismo tiempo su propio interés; teniendo en cuenta la naturaleza dinámica y permanente de sus interacciones y los efectos de las decisiones presentes sobre las opciones futuras*.

6.1. El objetivo y el resultado de la gestión integral de la SAE

La integración de las partes interesadas en el marco de los principios de concordancia de sus necesidades, expectativas y requisitos, debe orientar la formulación del objetivo que se persigue con el sistema de gestión integral de la SAE. Este objetivo se caracteriza por ser de tipo cooperativo, todas las partes interesadas contribuyen a su consecución.

En términos generales el objetivo de un proceso debe responder a las preguntas: ¿Qué se espera lograr con el proceso?, ¿Para qué está definido?, ¿Cómo contribuye el proceso en la creación de valor? En la formulación del objetivo también se debe condicionar el seguimiento y medición del proceso.

Para definir el objetivo del sistema de gestión de la SAE tendremos en cuenta la siguiente relación:

Objetivo de la gestión integral de la SAE = Resultado esperado + características (en términos de eficiencia y eficacia hacia las partes interesadas)

Un objetivo es algo ambicionado o pretendido por la organización. Así, bajo los *principios de concordancia de las necesidades, expectativas y requisitos de las partes interesadas*, el objetivo general del sistema de gestión integral del proceso de la SAE, en un mercado eléctrico específico, se puede expresar de la siguiente manera:

«Proveer el servicio de seguridad del abastecimiento eléctrico de acuerdo a los requisitos de la demanda, bajo estrictas condiciones de calidad, oportunidad, atención, asesoría, relación beneficio/coste; y, cumpliendo con las especificaciones técnicas, dentro de los estándares de coste y la reducción de los impactos ambientales.»

En la Tabla 6.1, se muestran algunos objetivos particulares del sistema de gestión integral en relación con las partes interesadas de la SAE de una organización general. En una firma (típica organización con ánimo de lucro), aunque los objetivos financieros como la rentabilidad y sostenibilidad, no son los únicos o más importantes de su sistema de gestión, si son aquellos que si no se logran se pone en riesgo la existencia de la organización, de allí la importancia de que el sistema se estructure y organice de forma que contribuya al logro y mejora de estos objetivos.

Parte interesada	Objetivos particulares
Socios, accionistas	Incrementar el valor económico de la organización (rentabilidad, crecimiento, sostenibilidad y eficiencia)
Clientes (apropiadores, consumidores)	Apropiar el servicio de la seguridad del abastecimiento eléctrico que satisface sus necesidades (calidad, cumplimiento, servicio, atención, asesoría, relación beneficio/coste)
Empleados	Tener bienestar laboral (estabilidad, desarrollo profesional, ambiente de trabajo, retribución económica, salud ocupacional y seguridad)
Proveedores, productores	Sostener relaciones de negocios beneficiosas
Otras organizaciones del sector, sociedad en general	Cumplir con los requisitos legales y de estándares, promover el desarrollo sostenible y la responsabilidad social empresarial, proteger los activos de información

Tabla 6.1.-Ejemplos de algunos objetivos de acuerdo con las partes interesadas.

De otra parte, el resultado esperado es la salida (producto o servicio) principal del proceso, el cual se le entrega a los clientes (apropiadores) con unas características relativas a la eficiencia y eficacia.

Adicionalmente, en estrecha relación con el objetivo y el resultado está el *alcance del proceso*, el cual se refiere al establecimiento del límite de actividades que cubre el mismo y que determina también las interacciones (entradas y salidas). El alcance del proceso va más allá de las fronteras de la misma organización formal. En el caso del servicio de la seguridad del abastecimiento eléctrico, el alcance del proceso cobra especial importancia porque la actividad de la demanda: organizada o no, consciente o no, mucha o poca, parte del mercado o no; tiene efectos directos de corto y largo plazo –como la reducción del consumo y la eficiencia energética, respectivamente– en el proceso.

En términos prácticos ¿Cómo se gestiona la SAE si se tiene en cuenta que es un servicio de uso común y por tanto su producción no busca la rentabilidad sino la forma de garantizar que quienes necesiten este servicio lo puedan apropiar en las condiciones particulares y a precios eficientes y quienes lo proveen realicen sus ciclos de operaciones tal cual los programen sin que su eficiencia se vea afectada o intervenida de alguna manera?

Como ya se ha mencionado en varias ocasiones (últimos dos capítulos de este documento), la SAE tiene los mismos proveedores y apropiadores; es decir, todos pueden contribuir a proveerla y todos son a su vez apropiadores de la misma. Adicionalmente, también se ilustró que la SAE se caracteriza mediante una región de suficiencia en la que se identifican tres grupos de proveedores y tres grupos de apropiadores que revelan sus preferencias en torno a cuánta SAE requieren o tienen para ofrecer y cuánto estarían dispuestos a pagar por esta o en cuánto la venderían, respectivamente.

La gestión de la SAE en un mercado competitivo debe tener como principal líder al operador del sistema, quien mediante la coordinación de las operaciones del mercado recoge información necesaria que debe retornar en tiempo real y al medio y largo plazo, para que cada uno de los agentes del mercado tome sus mejores decisiones en torno a sus necesidades y expectativas respecto a la SAE, en el entorno del mercado competitivo en que participa. Estas necesidades y expectativas se manifiestan a su vez en decisiones de relaciones coste-beneficio.

Para que los agentes del mercado puedan tomar decisiones respecto a la SAE deben recibir por igual la información del operador del sistema sobre los resultados de las transacciones de la SAE en tiempo real y en el corto plazo. La información en estas resoluciones de tiempo son las que permiten consolidar la información del medio y largo plazo; en otras palabras, el largo plazo se construye de gran cantidad de cortos plazos.

6.2. Características del resultado de la gestión integral de la SAE

El resultado de la gestión integral de la SAE se concreta en la información que el operador del sistema o de un mercado competitivo en particular debe entregar a todos los agentes que participan en este.

La gestión integral de la SAE está estrechamente interrelacionada con la gestión del mercado y específicamente con la formación del precio del mercado: la casación de las ofertas de venta con las pujas de compra de electricidad; de esta casación resulta el precio único de mercado, si este es tipo mercado spot, y las cantidades asignadas a cada agente comprador y vendedor. Estas casaciones se realizan generalmente cada hora.

Bajo estas circunstancias, el operador del sistema debería informar a todos los agentes del mercado y a la sociedad en general sobre las zonas de suficiencia de la SAE resultantes de la operación horaria del mercado mayorista y sus características principales de eficiencia y eficacia. Con esta información cada agente del mercado y la sociedad en general (partes interesadas) podrán decidir y actuar en concordancia a fin de aprovechar oportunidades y disminuir riesgos.

Así, por ejemplo, un generador puede aprovechar estratégicamente la diversidad de su parque de generación o ampliar su capacidad instalada o buscar estrategias de mejorar su eficiencia energética, entre otras. De la demanda, los clientes directamente o sus representantes como es el caso de los comercializadores, pueden decidir utilizar estratégicamente sus recursos de respuesta de la demanda; hasta la sociedad en general, puede reorientar su política sectorial para desarrollar programas masivos de ahorro y eficiencia energética.

Con base en el concepto de región de suficiencia de la SAE explicado en el Cap. 4, Fig. 4.2., el operador del sistema debe informar sobre esta región resultado de la casación en cada hora, para los diferentes niveles de la demanda que se abastecen con un conjunto específico de tecnologías (ver Tabla 2 del Anexo 5.5), conformando los grupos de casación que se muestran en la Tabla 6.2.

Segmento de la demanda	Carga del grupo de tecnologías afines de la oferta	Nomenclatura del grupo de casación	Nro. horas/día
Valle	Base	V-B	15
Hombro	Media	H-M	8
Pico	Punta	P-P	1

Tabla 6.2. – Clasificación de las casaciones horarias del mercado competitivo

Así, para cada hora en la operación de un mercado eléctrico liberalizado y de acuerdo al grupo de casación que corresponda (de acuerdo a la Tabla 6.2), se presentará una región para la evaluación de la SAE en esa hora, como la ilustrada en la Fig. 6.1. Esta región a su vez se subdivide en tres zonas como también se ilustra en la misma figura.

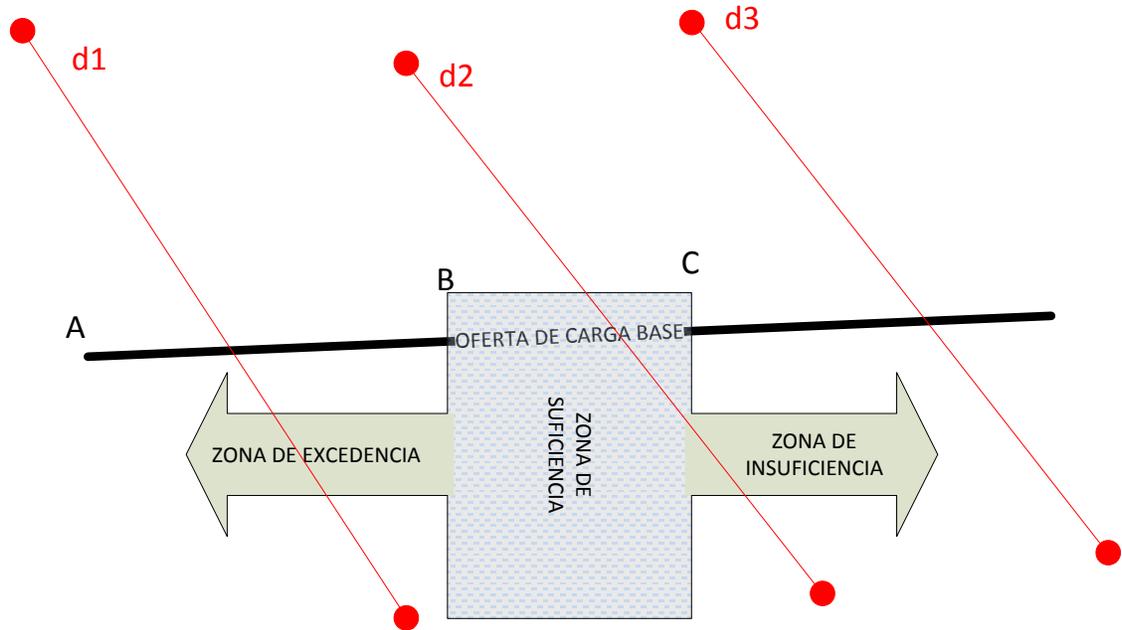


Figura 6.1.- Zonas de evaluación de la SAE que informan los resultados de su gestión integral.

En la Fig. 6.1 pueden observarse las tres zonas que caracterizan el grupo de casación (o fijación del precio de mercado) específico de la oferta de carga base, estas son:

- ✓ *Zona de suficiencia (S)* de la SAE: cuando la curva de demanda cruza la curva de oferta entre el 75 y 95% de la oferta total de la carga base.
- ✓ *Zona de insuficiencia (I)* de la SAE: cuando la curva de demanda cruza la curva de oferta por encima del 95% de la oferta total de la carga base o aún por encima cuando la demanda está relativamente alta y se requiere de carga media para suplir la demanda valle en una hora determinada.
- ✓ *Zona de excedencia (E)* de la SAE: cuando la curva de demanda cruza la curva de oferta por debajo del 75% de la oferta total de la carga base en una hora determinada.

De manera análoga el operador del sistema deberá informar a todos los agentes sobre las tres zonas que caracterizan las otras curvas de oferta del mercado competitivo. Estas curvas de oferta pueden ser dos o más de acuerdo a la diversidad del parque de generación y a la segmentación de la demanda que se tenga en el mercado. Para el caso de aplicación mostrado en el Cap. 8 y en concordancia con la parte conceptual mostrada en el Cap. 4, se trabajaron dos curvas más de oferta: la oferta media y la oferta punta; que se corresponden con la demanda hombro y la demanda pico respectivamente, de acuerdo a los grupos de casación definidos en la Tabla 6.2.

Una vez que el operador del mercado obtiene la información de la evaluación de la SAE para un periodo determinado (día, mes o año) como resultado de su gestión integral, deberá proceder a calificarla de acuerdo a los dos principales indicadores de funcionamiento –ya mencionados en este documento–: la eficiencia y la eficacia.

La *eficiencia* deberá ser evaluada sobre la base de información del precio horario de mercado comparado con los costes marginales del sistema para la misma hora.

La *eficacia* deberá ser evaluada comparando la información de las zonas de suficiencia para cada grupo de casación con los objetivos propuestos y resultados esperados de la SAE.

En resumen, las características del resultado de la gestión integral de la SAE son las zonas de evaluación de la región de suficiencia de la SAE y sus correspondientes indicadores de funcionamiento, la eficiencia y la eficacia. Como se dijo anteriormente el líder natural de la gestión integral de la SAE es el operador del mercado; sin embargo, cada agente del mercado contribuye con la gestión descentralizada de la SAE de acuerdo a sus propias necesidades, expectativas y requerimientos, manifiesta a través de su participación en el mercado.

Conclusiones y aportaciones del capítulo

- De las características de los resultados de la gestión integral de la SAE se **concluye** que ni la electricidad ni la misma SAE son bienes homogéneos ya que en la operación del mercado competitivo pueden diferenciarse por lo menos tres zonas de suficiencia de la SAE que implican tres grupos diferentes de oferta y tres de la demanda con marcadas diferencias en la disposición a pagar y la disposición a vender.
- De la interacción de las partes interesadas en la gestión integral de la SAE surge un objetivo que define el juego cooperativo que se **concluye** que tiene características generalizables para todo mercado eléctrico liberalizado.
- Se **aporta** la identificación de las regiones de suficiencia y las tres zonas que caracterizan su evaluación en la casación horaria en cualquier mercado eléctrico competitivo.

PARTE III – EJECUCIÓN DEL PROCESO: RESCATANDO LOS CICLOS DE OPERACIONES PARA ASEGURAR EL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO



En la parte anterior se trató la primera fase del ciclo Deming aplicado a las bases generales del sistema de gestión integral de la SAE: la planificación. En esta parte se trata la segunda fase de dicho ciclo:

HACER, ejecutar el proceso implica desarrollar los ciclos de operaciones concebidos para cumplir con los objetivos y obtener los resultados esperados; integrando las necesidades, expectativas y requisitos de las partes interesadas, con el mejor uso de los recursos disponibles.

En la industria eléctrica, tradicional y sistemáticamente se han subvalorado los recursos de los apropiadores y usuarios, la complementariedad operativa técnico-económica de los recursos de energía –tanto centralizados como descentralizados–, y, de la información correspondiente. La consecuencia más evidente de tal subvaloración son los proyectos de alto coste económico: bajo nivel de desarrollo, bajo nivel de empleo, etc., pocos beneficios y elevados riesgos.

Una de las causas de tales subvaloraciones es el desinterés y descuido, intencionado o no, en los ciclos de operaciones y sus interrelaciones en el proceso de abastecimiento de energía eléctrica.

Para los análisis siguientes es importante entonces comenzar con algunos conceptos. El ciclo económico es una sucesión de hechos de contenido económico que se suceden en una época o periodo determinado y que se repiten regularmente. Toda empresa o negocio y algunas organizaciones, proyectos e inclusive procesos tienen un ciclo económico de operaciones, que es la secuencia de actividades entre la adquisición de sus insumos y mercancías y, su posterior conversión en efectivo, o sea, en dinero; que transcurre en un periodo determinado.

El ciclo económico de operaciones, de ahora en adelante llamado ciclo de operaciones, es de imprescindible desarrollo en cualquier tipo de organización para cumplir con sus objetivos. Por ejemplo, en una empresa, el desarrollo del ciclo de operaciones busca producir valor agregado y satisfacer con calidad, productividad y rentabilidad los productos y servicios que se venden a los clientes.

Para realizar con efectividad el ciclo de operaciones, se requiere definir con precisión cuál es la *secuencia y relación entre sus procesos y actividades*, así como la *información* que requiere y debe generar cada uno de ellos. Por lo tanto, es estrictamente necesario aplicar el concepto de "ciclo", en el cual la "retroalimentación" o "feedback" de información entre todos los componentes (procesos y actividades) es indispensable para validar los resultados de ejecución de cada uno de ellos.

Así, a partir del mismo ciclo de operaciones se establecen los requerimientos y estructuras de información para controlar el proceso (empresa, negocio o sistema) mediante las aplicaciones y herramientas de las Tecnologías de Información y Comunicación (TIC) que contribuyen a sistematizar, automatizar, controlar y optimizar el desempeño operativo; y, registrar, almacenar y gestionar la documentación y memorias, como información base e insumo de la mejora continua.

Los ciclos de operaciones difieren, en su tiempo de realización, según la naturaleza del proceso, negocio o empresa y, de los productos y servicios. Por ejemplo, el ciclo de operaciones de los minoristas suele ser más breve que el de los productores, ya que los primeros adquieren bienes en forma acabada para vender a sus clientes; así mismo, ciertos minoristas tienen ciclos de operación más cortos que otros, y esto en virtud de la naturaleza de los productos.

En general, el ciclo de operaciones de un productor comprende desde la adquisición de materias primas (actividad de compra), su conversión en producto o servicio mediante el uso de mano de obra y maquinaria (actividad de producción), la distribución y venta de los productos o servicios a los clientes (actividad de venta), la recepción del pago de los clientes (actividad de cobro, de recaudo), y, la retroalimentación o reiniciación del ciclo económico. Se trata entonces de un ciclo que se inicia con la erogación de dinero, culmina con la recepción de efectivo por pagos de los clientes y se reinicia.

En esta parte se propone la necesidad de rescatar los ciclos de operaciones del abastecimiento eléctrico, en favor de asegurar este proceso y hacerlo sostenible en el largo plazo.

CAPÍTULO 7.-

Coordinación de los ciclos de operaciones

En el proceso de abastecimiento eléctrico, los ciclos de operaciones están determinados fundamentalmente por dos variables: la temporal y la tecnológica. No obstante, cada una de ellas determina un grupo específico de ciclos de operaciones, todos están interrelacionados al punto de ser interdependientes entre sí.

También debe tenerse en cuenta que cada ciclo de operaciones está sujeto a un calendario de liquidaciones por parte del operador correspondiente, el cual se asumirá implícito en el concepto de “ciclo económico” y de hecho, efectivo.

Por ejemplo, los agentes del mercado diario e intradiario español están sujetos al Calendario de Liquidación¹⁰⁰, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2019/1997: diariamente, el operador del mercado pone a disposición de los agentes la liquidación y las facturas correspondientes al día anterior; y, el primer día hábil de cada semana, publica a cada agente las notas agregadas de cargo y abono con el importe neto a pagar o cobrar como resultado de las liquidaciones de la semana anterior; los pagos se deben hacer efectivos el tercer día hábil de la semana y los cobros el día hábil posterior a la fecha de pagos. Este calendario de liquidación se asume transparente a efectos de este trabajo de investigación.

7.1. Ciclos de operaciones temporales

Los ciclos de operaciones temporales se caracterizan por el tiempo de duración de cada ciclo. La duración es el periodo de tiempo promedio comprendido entre la fecha de adquisición de insumos o materias primas o productos acabados y, el momento en que el negocio obtiene efectivo por la venta de los bienes o servicios producidos con tales insumos o productos. En otras palabras, es el tiempo en que una compañía tarda en recuperar los recursos económicos y financieros invertidos en existencias; o, el tiempo promedio necesario para vender las existencias más el período medio de cobro.

En el abastecimiento eléctrico estos ciclos están determinados fundamentalmente por la resolución temporal de los mercados y de sus transacciones: balances en tiempo real, gestión de restricciones y desvíos, gestión de servicios complementarios; mercados spot de resolución horaria; mercados de reservas de corto, medio y largo plazo; mercados de opciones, contratos de medio y largo plazo.

Sin embargo, en ambientes competitivos, los ciclos de operaciones que consolidan el proceso gestionable de la SAE en el largo plazo, están anidados en las operaciones del mercado

¹⁰⁰ Publicado en <http://www.omel.es/inicio/mercados-y-productos/mercado-electricidad/liquidacion-y-facturacion/calendario-de-liquidacion>.

spot de electricidad. Para el caso español, es el mercado diario: donde se transa electricidad al por mayor para resoluciones de tiempo horarias y relaciones contractuales de medio y largo plazo. Otros mercados como el intradiario, el de servicios complementarios, el de ajustes, soportan la seguridad del abastecimiento eléctrico en tiempo real y en el muy corto plazo.

El ciclo de operaciones de un mercado spot inicia con la casación de ofertas de energía eléctrica en el mercado day-ahead requerida para abastecer la demanda eléctrica bruta horaria del día siguiente y, finaliza con el despacho de las ofertas casadas y correspondiente liquidación.

El operador del mercado es quien gestiona este ciclo de operaciones temporales y toma decisiones en función de las reglas establecidas asegurando continuamente los balances instantáneos entre la demanda y la oferta, la gestión de eventualidades (desvíos) en los planes de participación de cada una de estas partes y la gestión de restricciones técnicas que surjan durante el ciclo. Los recursos del ciclo de operaciones del mercado spot son todos los disponibles en el mercado, en variedad y cantidad.

Anidados en el ciclo de operaciones del mercado spot están los ciclos de operaciones de cada uno de los agentes del mercado, los de la oferta y los de la demanda.

Conviene recordar que, como se viene afirmando desde el Cap. 4 de este documento y se sintetiza en la Tabla 6.2 del capítulo anterior, la *oferta es diferenciable* de acuerdo a la carga (base, media o punta, para este trabajo) que pueden producir los diferentes recursos de energía, sean centralizados o descentralizados; y, de manera análoga, la *demanda es diferenciable* de acuerdo a la intensidad y duración de sus ritmos de consumo.

En consecuencia, son múltiples los ciclos de operaciones de los agentes del mercado anidados en el ciclo de operaciones del mercado spot. Para la aplicación al Mercado Diario Español, desarrollada en el capítulo siguiente y de acuerdo a la Tabla 6.2, son *tres ciclos de operaciones provenientes de la oferta: los de la carga base, media y punta; y, tres diferentes ciclos de operaciones identificados en la demanda: los de la demanda valle, hombro y pico.*

Los múltiples ciclos de operaciones de los agentes del mercado se diferencian en esencia del ciclo de operaciones del mercado spot en que los primeros son el resultado de la *gestión particular de cada agente (gestión descentralizada de la SAE) de acuerdo a sus necesidades, expectativas, requisitos y sus propios recursos* mientras que el *ciclo de operaciones del mercado spot es el resultado de la gestión del operador del mismo en el marco de las reglas del mercado (gestión centralizada de la SAE) en el entorno competitivo y administrando los recursos de los agentes del mercado.*

7.2. Ciclos de operaciones tecnológicas

Los ciclos de operaciones tecnológicas están definidos en función de las características técnico-operativas de la actividad de los agentes tanto de la oferta como de la demanda; que, como se ha tratado en capítulos anteriores, tienen relaciones de correspondencia y fuerte correlación positiva. Sin embargo, los ciclos de operaciones de la oferta y de la demanda tienen bases económicas diferentes.

7.2.1. Ciclos de operaciones de los agentes de la oferta

Son tres los principales ciclos de operaciones tecnológicas de los agentes de la oferta:

- 1) Ciclo de operaciones de la carga base
- 2) Ciclo de operaciones de la carga media
- 3) Ciclo de operaciones de la carga punta

Cada uno de estos ciclos tiene características técnicas-operativas diferentes que determinan la estructura de costes propia del ciclo; entre las características más importantes podemos mencionar: estructura tecnológica, estructura de costes asociados, rangos del factor de carga y del factor de utilización (recomendables), tiempos de arranque y parada de máquina, rampas de variación de carga, tipo de combustible utilizado.

Cada uno de estos ciclos de operaciones comienza con las inversiones y gastos en la producción de los bienes y servicios, y, termina con el despacho de la oferta de energía eléctrica casada en el mercado diario y correspondiente liquidación.

La base económica de los ciclos de operaciones de los agentes de la oferta es la estructura de costes típica de cualquier empresa de producción de energía eléctrica en un mercado competitivo que se recoge en la curva de oferta a corto plazo de la empresa competitiva, como se muestra en la Fig. 7.1. Cada empresa competitiva de venta de electricidad debería tener caracterizada su curva de oferta a corto plazo al mercado de esta manera, a fin de realizar la gestión integral de su negocio de manera eficiente y eficaz.

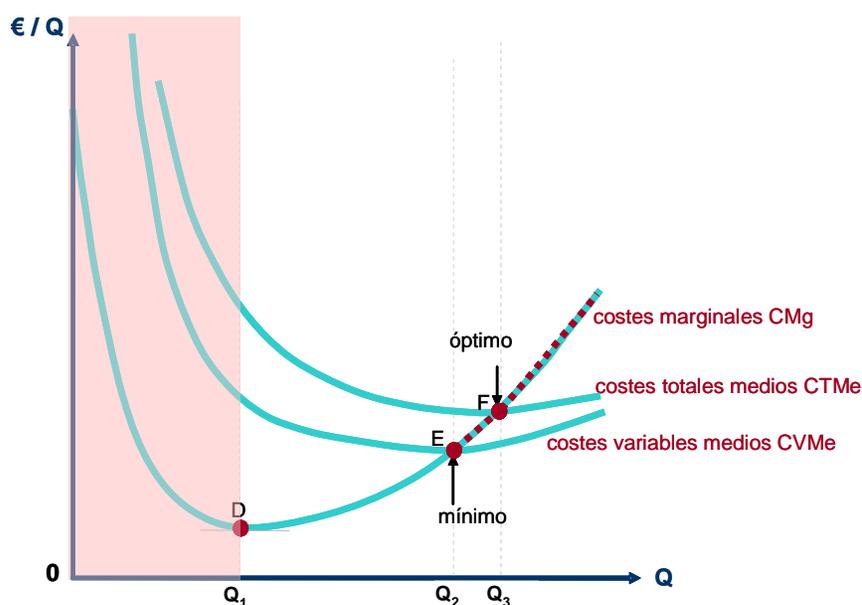


Figura 7.1.- Curva de oferta a corto plazo de una empresa competitiva.

Fuente: Adaptado de (Frank, 2001)

La gestión de los tres ciclos de operaciones tecnológicas de la oferta está a cargo de los agentes proveedores del mercado; quienes toman decisiones continuamente en función de su negocio para mantenerlo, mejorarlo, expandirlo o diversificarlo. Los recursos de estos ciclos están limitados a la variedad y capacidad tecnológica de cada agente proveedor.

Como se ha dicho, los tres ciclos de operaciones tecnológicas hacen parte del ciclo de operaciones del mercado diario, en la forma de sub-ciclos.

7.2.2. Ciclos de operaciones de los agentes de la demanda

Son tres los principales ciclos de operaciones tecnológicas de los agentes de la demanda:

- 1) Ciclo de operaciones de la demanda valle

- 2) Ciclo de operaciones de la demanda hombro
- 3) Ciclo de operaciones de la demanda pico

Al igual que para los ciclos de operaciones de la oferta, cada uno de los ciclos de operaciones de la demanda tiene características técnicas-operativas diferentes que determinan la estructura de costes propia del ciclo; en la demanda estas características están determinadas por los ritmos de consumo particulares de cada periodo de la demanda, tal como se representó en el modelo de demanda descrito en el apartado 5.1.3 del Cap. 5 y resumido en la Tabla 5.1. son dos las principales características: la intensidad y duración del consumo en horas en ciclos diarios.

7.3. Coordinación de los ciclos de operaciones: armonizando la toma de decisiones

La coordinación de los ciclos de operaciones temporales y tecnológicas implica la armonización de la toma de decisiones de todas las partes interesadas, de acuerdo a sus necesidades, expectativas y requisitos; con base en la información generada en dichos ciclos de operaciones, como parte del bucle de retroalimentación de cada uno de ellos y de su conjunto.

Los efectos de la coordinación de los ciclos de operaciones son de naturaleza intertemporal: las decisiones y acciones en el ahora inciden directamente en el desarrollo y circunstancias futuras; al igual que, prever escenarios futuros de probable ocurrencia incide en lo que se decida y haga en el presente. Así, por ejemplo, una decisión de inversión en capacidad instalada de carga base reduce los riesgos de desabastecimiento eléctrico en el largo plazo y coadyuva en la reducción del precio de mercado en el corto y medio plazo; la eficacia de un programa de eficiencia energética reduce el consumo de energía induciendo una especie de ahorro sostenido de largo plazo que evita inversiones en el corto y medio plazo.

La armonización de la toma de decisiones se logra en la medida en que cada parte interesada decide y actúa de acuerdo a sus necesidades, expectativas y requisitos. En un capítulo anterior se había establecido que la *seguridad de un abastecimiento eléctrico*¹⁰¹ continuo, a precios asequibles y en las condiciones de cantidad, localización y calidad requeridas es una necesidad de todos los apropiadores; que el negocio de los proveedores es poner a disposición¹⁰² dicha seguridad de abastecimiento eléctrico mediante sus ofertas al mercado; y, que el interés de los mercados¹⁰³ se centra en facilitar dichas transacciones que lleven a lograr los equilibrios para alcanzar la eficiencia y poder satisfacer a las partes interesadas. Cada una de las partes interesadas tiene una “disposición a pagar” o “disposición a vender”, según sea el caso.

En este orden de ideas, la seguridad del abastecimiento eléctrico es una característica del sistema como un todo. Por tanto, *los responsables de garantizarla y financiarla son, en conjunto y a lo largo del tiempo, todos los agentes económicos e institucionales involucrados en el mercado liberalizado*. Cada agente en el mercado tiene un rol y, su mejor ejercicio de este, contribuye de alguna manera a la seguridad del abastecimiento eléctrico.

Otros aspectos que también inciden en la seguridad adicional del abastecimiento eléctrico son:

¹⁰¹ También denominada seguridad “física” del abastecimiento eléctrico; asociada con la seguridad económica de que se les reconozca lo que están dispuestos a pagar por ella, al igual que la compensación económica que demandarían en el caso de sufrir daños por la interrupción del servicio o el desabastecimiento (no suministro eléctrico).

¹⁰² Para ello deben tener disponibilidad de recursos “físicos” para el abastecimiento eléctrico, asociada a su expectativa de cuánto esperan recibir por ella. Adicionalmente, los proveedores también deben determinar la compensación “financiera” que necesitarían para cubrir los sobrecostos originados en el caso de tener que interrumpir el suministro o dejar de producir.

¹⁰³ Gestionados y administrados por los operadores del mercado y del sistema; estos desempeñan un papel clave ya que de ellos depende el flujo de información, la coordinación y supervisión general de los ciclos de operaciones.

- 1) El diseño de los mercados competitivos también conduce a una diferenciación de ofertas y a un rango más amplio de proveedores, con mercados asociados más líquidos e intensos que incluyen mecanismos graduados para la reducción y la transferencia del riesgo, por ejemplo, transacciones a futuro (forward) y de aseguramiento (hedging). La asociación financieramente cerrada en y entre estos mercados aumenta la seguridad a través de los efectos de red.
- 2) En la mayoría de los mercados eléctricos, la oferta se caracterizan por grandes empresas proveedoras de electricidad. En estas grandes empresas, generalmente la responsabilidad y la reputación están estrechamente relacionadas. Estas compañías no pueden permitirse escaseces de la capacidad o reducciones de la seguridad. Las compañías verticalmente integradas tienen aún menos capacidad para evadir su responsabilidad general de la generación, de la distribución, y del suministro; ello deviene en un gran interés en asegurar el abastecimiento continuo.

Una expresión práctica de la coordinación de los ciclos de operaciones y de la armonización natural de la toma de decisiones de las partes interesadas en torno a la seguridad del abastecimiento eléctrico, puede observarse en la Fig. 7.2. Esta figura representa la forma como el mercado satisface las necesidades de electricidad de la demanda en un ciclo anual, de acuerdo a su nivel global de consumo en cada intervalo de tiempo y de las características técnico-económicas de los recursos de los proveedores para abastecer dicha demanda.

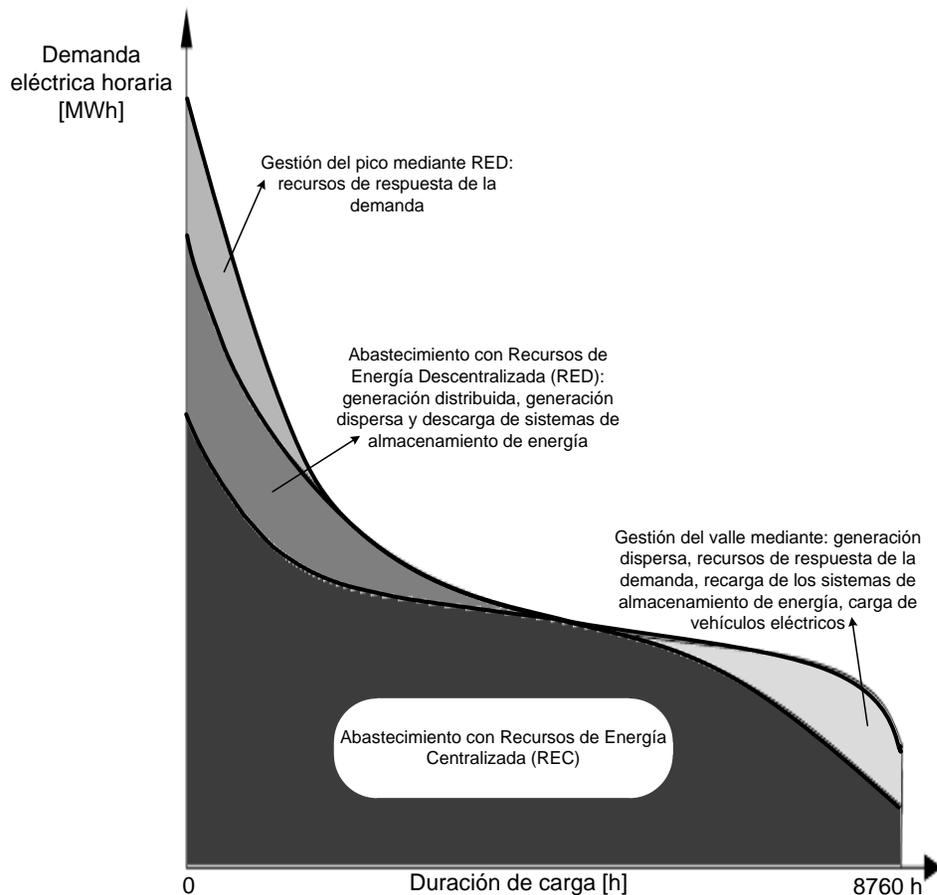


Figura 7.2.-Forma eficiente de satisfacer la demanda eléctrica basada en la coordinación de los ciclos de operaciones del proceso de la seguridad del abastecimiento eléctrico.

La asignación de recursos en el mercado competitivo es el resultado principal de la coordinación de los ciclos de operaciones y de la armonización natural de la toma de decisiones de

las partes interesadas. El propio mercado expresa esta asignación de recursos a través de los precios y cantidades transadas; por ello comúnmente se hace referencia a estas dos variables como “señales del mercado”¹⁰⁴.

Como puede observarse en la Fig. 7.2, una asignación eficiente de recursos implica la producción y utilización de todos los tipos de recursos de energía disponibles en el mercado (los cuales se detallaron en el Cap. 4): los Recursos de Energía Centralizada (REC) y los Recursos de Energía Descentralizada (RED).

El marco temporal de la seguridad del abastecimiento eléctrico va del corto al largo plazo, en consideración a que la acción de asegurar también implica prever y planificar con antelación. En este sentido, en los mercados liberalizados, específicamente en torno a los recursos para el abastecimiento eléctrico, las decisiones sobre la inversión se toman cada vez más con el punto de vista explícito del impacto en la seguridad del sistema, que ha pasado de ser un asunto de baja rentabilidad a ser tema central de bienestar social y por ende, objetivo específico de las grandes empresas energéticas. Por ejemplo, a través de la política de responsabilidad social empresarial; o, como se tratará en la sección siguiente, a través de las tendencias de nuevos modelos de negocios para los servicios energéticos.

7.4. Cambio de paradigma en la prestación de servicios “públicos” en el largo plazo

En los mercados eléctricos más representativos alrededor del mundo, han llegado a término los plazos para la completa liberalización de la demanda, últimos agentes en lograr la posibilidad de participación activa como fuerza de mercado.

Este hecho aunado a la innovación tecnológica y al interés, muy generalizado, de la eficiencia energética como vía para el desarrollo de sistemas sostenibles como el de la seguridad del abastecimiento eléctrico, están impulsando hasta ahora nuevas formas de organización de los mercados minoristas y de sus interacciones con los mayoristas, en el marco de nuevos esquemas de negocios y crecientes reclamos por la adecuación de la institucionalidad o nuevas formas de esta.

Uno de los efectos principales de estas nuevas circunstancias, favorables al desarrollo de los mercados, es el de asumir la seguridad del abastecimiento eléctrico como un objetivo prioritario de las instituciones de mercado y de la sociedad en general –que en suma es el conjunto de partes interesadas–; dejando de plantearla sólo como un tema que debe supervisarse frente a la identificación de amenazas y riesgos.

En este orden de ideas han surgido –con mayor o menor fuerza y éxito–, dos movimientos que están impulsando el cambio del paradigma tradicional de la prestación de los servicios públicos en el largo plazo, el de la *eficiencia energética y la actividad de respuesta de la demanda como alternativas reales para el desarrollo sostenible y el de las empresas de servicios energéticos como mecanismo para su consecución y compromiso colectivo*.

Respecto a la actividad de respuesta de la demanda y su impacto en el desarrollo sostenible en el largo plazo de la seguridad del abastecimiento eléctrico, en el último informe de Federal Energy Regulatory Commission (FERC), se reportan más de 500 entidades que ofrecen programas de respuesta de la demanda en los Estados Unidos. El potencial de respuesta de la demanda considerando la contribución de los recursos de todos los programas de respuesta de la demanda en los Estados Unidos se estima en más de 58 GW, un 7,6% de la demanda máxima de

¹⁰⁴ Para una economía del mercado sin distorsiones y perfectamente competitiva se ha demostrado que tales señales conducen a una eficiente asignación de recursos. Sin embargo, ante imperfecciones de los mercados e intervenciones a los mismos, los precios dejan de cumplir a cabalidad con su papel –aunque siguen siendo portadores de señales de funcionamiento del mercado.

USA. Este potencial aumentó en cerca de 17 GW a partir de 2008. Las regiones con los mayores recursos de respuesta de la demanda son la del Medio Oeste al Medio – Atlántico, así como el Medio Oeste superior y el Sureste. (FERC, 2011)

De otra parte, las proyecciones de gran difusión de la Agencia Internacional de Energía (organización de la OECD) sobre las tendencias de la demanda creciente de energía, el del consumo de combustibles fósiles, los problemas de emisiones de gases de efecto invernadero; enfrentan a un enfoque alternativo de otras organizaciones sociales.

El Concejo Europeo de Energías Renovables y Greenpeace están promoviendo estrategias de largo plazo para mejorar la eficiencia energética; estas organizaciones plantean un escenario alternativo de consumo de fuentes primarias de energía que logren los objetivos del desarrollo sustentable. A tal escenario le han llamado “energy [r]evolution scenario”, donde el factor determinante es garantizar el cubrimiento de la demanda de energía eléctrica (definida como seguridad del abastecimiento eléctrico) a través del incremento de la eficiencia energética, seguida de un fuerte incremento de fuentes y tecnologías renovables; incluyendo la desaparición gradual de las fuentes nucleares (Teske, Schäfer, & Zervos, 2007). Ver Fig. 7.3.

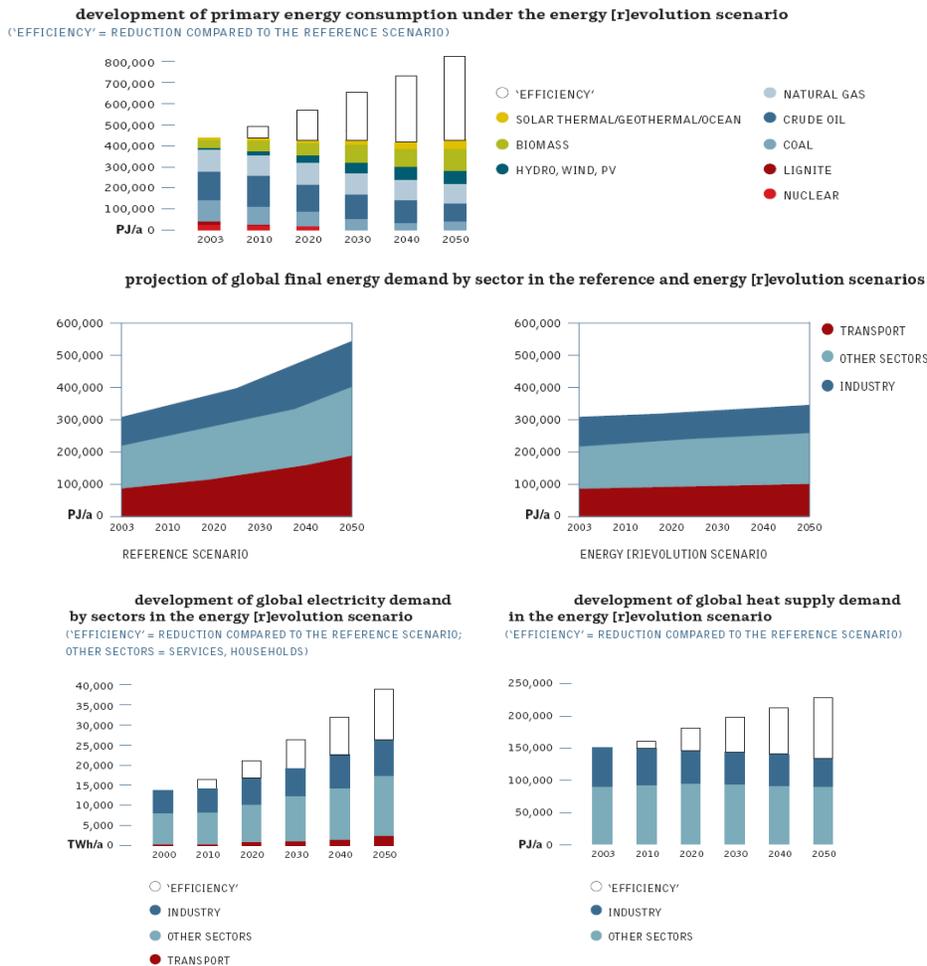


Figura 7.3.-Proyecciones bajo el escenario energy [r]evolution
 Fuente: Tomado de (Teske, Schäfer, & Zervos, 2007)

La participación de los clientes depende del tipo de ESCO y estas a su vez se estructuran en función de los servicios que prestan y los riesgos que asumen (Singh, Limaye, Henderson, &

Shi, 2010). En la relación de los tipos de ESCO de mayor implementación, desde las que asumen más altos riesgos y que prestan servicios completos hasta las que asumen bajos riesgos y sus servicios son restringidos, se pueden mencionar:

- ESCO de servicios completos: diseña, implementa, verifica y se paga de la energía real ahorrada (también conocida como de "ahorros compartidos").
- La ESCO suscribe contratos de suministro de energía, se hace cargo de los equipos, de su O&M y vende la producción a precio unitario fijo (también conocido como sistema "Chauffage", "Outsourcing", o de "Gestión de contratos de energía").
- ESCO con financiación de terceros: diseña e implementa proyectos, y garantiza un nivel mínimo de ahorro (también conocido como sistema de "ahorros garantizados").
- ESCO con contrato de duración variable: actúan como ESCO de servicios completos, pero la duración del contrato varía en función de los ahorros reales (también conocido como sistema de "Contrato de First Out").
- La ESCO como proveedor de crédito para el diseño de equipos, su implementación y los proyectos en general; se paga una suma global o en el tiempo, basado en el ahorro estimado.
- La ESCO como arrendador de equipos, igual que en el caso de la ESCO como proveedor de crédito, excepto que los pagos generalmente son fijos (basados en el ahorro de energía estimado).
- ESCO como consultor con pagos basados en el funcionamiento, el agente le ayuda a los clientes a diseñar e implementar el proyecto y recibe los pagos basados en el funcionamiento del proyecto (w fijos de pago o sanciones o bonificaciones).
- ESCO como consultor con pagos fijos, el agente ayuda a que el cliente diseñe y ejecute el proyecto, ofrece asesoramiento y recibe una cuota fija por sus servicios.

Como puede resultar evidente, el financiamiento de las ESCO se basa fundamentalmente en dos modelos: el de los ahorros compartidos y el de los ahorros garantizados. El marco jurídico e institucional se perfecciona en la línea de los llamados «contratos de rendimiento energético», conocidos con la sigla EPC por su término en inglés: Energy Performance Contracting¹⁰⁵. (Langlois, 2012)¹⁰⁶

En esta misma línea también toman fuerza otras tendencias como:

- que el sector público¹⁰⁷ debe liderar los programas de eficiencia energética con base a que según investigaciones es el sector de mayor despilfarro energético y medidas previstas tendrían mayor impacto a nivel nacional y global.
- Los servicios públicos sostenibles (o de cuarta generación) y,
- Las llamadas empresas de capital social¹⁰⁸, que con el mismo principio de las ESCO, el usuario se convertiría en accionista o copropietario de la empresa mediante su participación con el ahorro económico logrado al ahorrar físicamente electricidad. Ello implica un cambio cultural significativo y determina una diferencia importante en la conducta y percepción de los usuarios

¹⁰⁵ Estos se definen como un acuerdo contractual entre el beneficiario y el proveedor (llamada Empresa de Servicios Energéticos, ESCO) para la ejecución de un proyecto de eficiencia energética, donde las inversiones globales tienen que ser pagadas (recuperadas) a través de un nivel acordado contractualmente de la reducción del costo de la energía.

¹⁰⁶ Disponible en: Course on Regulation and Sustainable Energy in Developing Countries –Session 9; www.leonardo-energy.org/course-regulation-and-sustainable-energy-developing-countries.

¹⁰⁷ De acuerdo al Banco Mundial, el sector público representa un gran mercado sin explotar, generalmente con potencial enorme para proyectos uniformes de eficiencia energética, que pueden ser agrupados, financiados y ejecutados a gran escala.

¹⁰⁸ En (Fonseca Z., 2010), el autor plantea que si bien, la complejidad de organización de este tipo de empresas es mayor que las de propiedad privada en pocas manos, su rentabilidad social, económica e incluso ambiental puede resultar mucho mayor, ya que tiene su fuente económica de expansión asegurada.

sobre los servicios públicos al asociar la eficiencia energética y la rentabilidad económica con el compromiso personal en lo ambiental y en lo social. La literatura económica reciente se refiere a la exploración de estos modelos de empresas como expresiones de la llamada “tercera vía”, que combina las ventajas del capitalismo con la participación activa de la sociedad y el papel eficaz del Estado; tal como lo plantea el sociólogo británico Anthony Giddens¹⁰⁹, principal filósofo y exponente de esta propuesta.

Ante este panorama de posibilidades, llama la atención sin embargo, lo que se conoce con el nombre de la “paradoja energética”, que se plantea en numerosas experiencias internacionales cuando existiendo la tecnología y siendo económicamente positivo y correcto, la sociedad no asume, ni adopta con facilidad la cultura de la eficiencia energética; que plantea enormes beneficios no solo en lo colectivo sino, y principalmente, en lo individual¹¹⁰.

Conclusiones y aportaciones del capítulo

- Se **concluye** que los siguientes conceptos son los más importantes de la fase de ejecución de la gestión integral de la SAE: ciclos operativos y región de suficiencia de la seguridad del abastecimiento eléctrico con sus correspondientes zonas de evaluación.
- Se **concluye** que la actividad de respuesta de la demanda crece día a día dejando evidencia de su positivo impacto en el desarrollo sostenible en el largo plazo de la seguridad del abastecimiento eléctrico. Solo en los Estados Unidos se estima en cerca de 77 GW (al año 2010), el potencial de respuesta de la demanda.
- Se **aporta** la definición conceptual de la región de suficiencia de la SAE, del índice global anual de seguridad adicional y del índice de caracterización de la seguridad del abastecimiento eléctrico en un mercado dado.

¹⁰⁹ En su trabajo “La Tercera Vía: La Renovación de la Social-Democracia (1998)”, Giddens plantea que en la práctica política, las posiciones de la tercera vía promueven la profundización de la democracia y enfatizan el desarrollo tecnológico, la educación y los mecanismos de competencia regulada a fin de obtener progreso, desarrollo económico, social y otros objetivos sociales.

¹¹⁰ Se afirma que para un cliente individual le ofrece beneficios como: la reducción de los costes operativos, optimización de la operación del equipo, nuevos y modernos equipos (mayor valor), mejora de la competitividad, mejor calidad de productos, mayor nivel de confort y “energía limpia”.

PARTE IV – VERIFICACIÓN DEL PROCESO DE LA SEGURIDAD DEL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO



La tercera fase del ciclo Deming (PHVA) de mejora continua es la «verificación». La verificación del proceso corresponde a la evaluación del logro de los objetivos propuestos; o, en términos de la serie de normas ISO, es la “confirmación mediante la aportación de evidencia objetiva de que se han cumplido los requisitos especificados. El término "verificado" se utiliza para designar el estado correspondiente. La confirmación puede comprender acciones tales como: (1) la elaboración de cálculos alternativos, (2) la comparación de una especificación de un diseño nuevo con una especificación de un diseño similar probado, (3) *la realización de ensayos/pruebas y demostraciones*, y, (4) la revisión de los documentos antes de su emisión.” (ISO, 2005)

La verificación se realiza mediante la aplicación de actividades de seguimiento y medición del proceso y la comparación de los resultados obtenidos con los criterios definidos para los indicadores de funcionamiento, requisitos legales y criterios de control operacional, y, las revisiones de adecuación, eficiencia, eficacia y conveniencia del proceso.

La verificación también puede incluir la validación del proceso, que consiste en determinar la capacidad del mismo para lograr los objetivos planeados. Esta *validación se realiza en procesos nuevos* o cuando se presentan cambios significativos en el proceso y *tiene en cuenta la evaluación de indicadores, resultados de control, la revisión y cuando es posible la aplicación de técnicas estadísticas para determinar la capacidad del proceso.* (López Carrizosa, 2008)

Dado que el presente trabajo se fundamenta en un nuevo paradigma del concepto de la Seguridad del Abastecimiento Eléctrico (SAE): como proceso y como servicio de uso común, que implica nuevas directrices para su sistema de gestión integral, no se dispone de evidencia empírica de resultados reales del proceso. En consecuencia, en esta parte del documento se trabaja la validación del proceso o su capacidad (teórica) para lograr los objetivos planeados mediante la validación de la propuesta metodológica desarrollada en las partes II y III de este documento.

No obstante, las cuatro fases del ciclo Deming son importantes, la verificación conlleva un significado mayor en el sentido que sus resultados conducen a la *información* (Porter & Kramer, 2006; Porter & Millar, 1985) *necesaria* para la retroalimentación del proceso a fin de mejorarlo y para facilitar el seguimiento (monitoreo) por las partes interesadas. Los resultados pertinentes deben estar disponibles y ser difundidos por el operador de mercado, de manera permanente, para cualificar la participación de todos los agentes económicos del mercado a fin de lograr su mejor desempeño defendiendo sus propios intereses.

CAPÍTULO 8

Validación del proceso de la seguridad del abastecimiento eléctrico

De acuerdo a la norma ISO 9000:2005 (ISO, 2005), la validación es la “confirmación mediante la aportación de evidencia objetiva de que se han cumplido los requisitos para una utilización o aplicación específica prevista. El término "validado" se utiliza para designar el estado correspondiente. Las condiciones de utilización para la validación pueden ser reales o simuladas.”

Utilizando como referente la definición anterior, la validación del proceso de la SAE se realiza mediante **condiciones simuladas** y evidencia objetiva obtenida a partir de: 1) la revisión

del pasado, presente y futuro de la SAE en mercados liberalizados alrededor del mundo (estado del arte, expuesto en la parte I); 2) la evaluación de indicadores aplicables al proceso, expuestos en los capítulos 6 y 7; 3) la aplicación de algunas técnicas estadísticas para evaluación de las principales variables operativas de los mercados eléctricos liberalizados que reflejan la gestión integral y el funcionamiento del proceso en cuestión (desarrollada en gran parte en los Capítulos 5 y 6, Anexos 5-1 a 5-5, de este documento); y, 4) la verificación a través de un simulador de las características operativas del mercado diario español durante los años 2000-2003 (4 años); los resultados de este simulador se exponen con especial atención en este capítulo.

8.1. Criterios de validación

Como se dijo anteriormente, la verificación de las bases generales del sistema de gestión integral de la SAE incluye la validación del proceso, en este caso el del servicio de uso común de la SAE.

La validación consiste en determinar la capacidad del proceso de la SAE para lograr el objetivo propuesto, el cual fue planteado en el ítem 6.1. de este documento, así:

«Proveer el servicio de seguridad del abastecimiento eléctrico de acuerdo a los requisitos de la demanda, bajo estrictas condiciones de calidad, oportunidad, atención, asesoría, relación beneficio/coste; y, cumpliendo con las especificaciones técnicas, dentro de los estándares de coste y la reducción de los impactos ambientales.»

La capacidad del proceso de la SAE se valida a través de su región de suficiencia. Tomando una analogía de las propiedades físicas, la **suficiencia** es la capacidad de contener algunas cosas dentro de ciertos límites. En este orden de ideas y, teniendo en referencia el objetivo antes enunciado, la validación del proceso de la SAE se realiza en dos niveles, cada uno con sus correspondientes criterios de validación, así:

- 1) **Nivel global: la SAE como Servicio de Uso Común (SUC) resultado del ciclo de operaciones del mercado competitivo gestionado por el operador del mercado.** En el nivel global los criterios de validación están basados en las *principales variables operativas del Mercado Diario Español*, los cuales a su vez se clasifican en:
 - Principales, a saber:
 - ✓ el precio único del mercado diario referido a una hora típica del día, de cada periodo de demanda;
 - ✓ las cantidades de electricidad casadas correspondientes a los precios anteriores;
 - ✓ los grupos de la oferta;
 - ✓ los segmentos de la demanda
 - Derivados, a saber:
 - ✓ zonas de evaluación de la región de suficiencia de la SAE que se pueden dar bajo dos expectativas, la exigente y la relajada; cada zona se caracteriza mediante un índice, así:
 - zona de Insuficiencia (I)
 - zona de Suficiencia (S)
 - zona de Excedente (E)
 - ✓ indicadores de funcionamiento del proceso de la SAE:
 - eficiencia
 - eficacia
- 2) **Nivel particular: la SAE como resultado de la gestión de los ciclos de operaciones propios de proveedores y apropiadores.** En el nivel particular los criterios de validación están basados en la evaluación técnico-económica de los portafolios de proyectos de

inversión en recursos de energía centralizados y descentralizados para el abastecimiento eléctrico.

8.1.1. Variables operativas de los mercados eléctricos liberalizados

El mercado entrega información principalmente a través de los *precios y cantidades transadas*; estos teóricamente reflejan la disposición a pagar de los compradores y la disposición a aceptar de los vendedores. Otra información de los mercados es, por ejemplo, las tecnologías marginales que ponen precio en cada hora de transacción en el mercado. De otra forma, los mercados eléctricos liberalizados generan señales para impulsar los intercambios de bienes y servicios. Los precios son indicativos que sirven para realizar transacciones y, por tanto, fijar las cantidades ofrecidas o compradas, dadas ciertas relaciones y reglas de mercado.

Los mercados competitivos ocupan un papel primordial en el análisis de la eficiencia y la asignación de recursos pues reflejan el comportamiento económico de los agentes económicos que participan en este.

Por otra parte, debido a la naturaleza del SUC de la SAE, al igual que de algunos de los recursos de energía necesarios para proveerlo, este no se puede medir de forma directa; solo se puede estimar indirectamente a través de las señales del mercado y comparando situaciones espaciadas en el tiempo. Además, no obstante la SAE no tiene derechos de propiedad asignados, si tiene valor de uso¹¹¹, genera una utilidad y tiene costes asociados.

Para entender mejor las señales del mercado se precisa aclarar algunos supuestos utilizados de la teoría económica:

- 1) La teoría convencional se refiere a “utilidad” como sinónimo de “bienestar”. Por lo tanto, en esta sección se utilizarán como sinónimos los términos: bienestar, utilidad, satisfacción.
- 2) Para determinar el bienestar social se parte del estudio individual y posteriormente se hace una agregación del bienestar de los diferentes individuos que conforman la colectividad.
- 3) Se supone que los individuos tienen preferencias por el consumo de bienes o servicios, y se acepta que cuanto mayor posibilidad de consumo tengan, mayor es su nivel de bienestar.
- 4) Los análisis se orientan hacia los cambios en el consumo de diferentes bienes y servicios y en el uso de recursos, insumos y factores. Es decir, en lugar de enfocarse en los efectos de diferentes segmentos de la demanda o grupos de proveedores, se estudian los efectos sobre la demanda y la oferta en forma agregada.

Las señales que portan los precios de mercado

El análisis de los precios de electricidad en varios mercados mayoristas representativos alrededor del mundo como el de España¹¹² y el de PJM (Pennsylvania-New Jersey-Maryland en USA), permitieron corroborar las siguientes características:

- 1) El precio horario de la energía eléctrica es portador de una señal de mayor o menor cantidad de electricidad demandada. Tal señal, por tanto, informa sobre la escasez o abundancia de este bien, si se relaciona con su oferta para el mismo periodo.
- 2) El precio horario de la energía eléctrica también informa sobre diferentes segmentos de la demanda en función de su intensidad; se pueden identificar y diferenciar desde 2 y hasta 5 segmentos de la demanda –con diferente disponibilidad a pagar– en diferentes mercados eléctricos mayoristas, estos son: demanda pico-extremo, pico, semi-pico, semi-valle y valle –cada uno con un peso ponderado específico sobre la demanda eléctrica total diaria (ver Anexo 5-3).

¹¹¹ Aunque no tiene valor de cambio, debido a que no es almacenable ni es intercambiable por otros bienes o servicios.

¹¹² Los análisis de los precios del Mercado Eléctrico Mayorista Español (del mercado principal: Mercado Diario) pueden verse en el Capítulo 6 y Anexos 6-2 y 6-4.

- 3) El precio horario del mercado se corresponde con el coste marginal de la última tecnología (tecnología marginal) necesaria para cubrir el último MWh de electricidad demandado. Esto es, se cumple que el coste marginal del mercado es la envolvente inferior de las curvas de costes de todas las tecnologías disponibles en los parques de generación en función del factor de utilización. Ver Fig. 5.5. Mayores detalles en Anexo 5-4.
- 4) De acuerdo a fundamentos teóricos y a evidencia empírica, en general, los precios mayoristas de electricidad –resultado de la casación entre oferta y demanda– reflejan más los costes marginales de largo plazo de la producción de electricidad que los de corto plazo. Otra evidencia indica rentabilidad adecuada en el negocio de la oferta incluso para tecnologías punta.
- 5) En la industria eléctrica, existe una tendencia creciente a la diversificación de los activos de generación de las empresas existentes en mercados eléctricos competitivos –que implica aumento de su tamaño– y sutiles estrategias de colusión¹¹³ para imponer barreras de entrada a nuevos agentes.

Por otro lado, resultados de simulaciones de la operación de varios mercados eléctricos mayoristas muestran que:

- a) El precio promedio horario de electricidad es sensible a la diversidad tecnológica del parque de generación en consideración a la segmentación de la demanda, anteriormente referida. De acuerdo a análisis estadísticos en diferentes mercados eléctricos mayoristas existe una fuerte correlación positiva entre diferentes grupos de tecnologías para producción de electricidad –cada grupo con afinidad en características técnico-económicas y rangos de costes marginales de producción comparables– y los segmentos de la demanda eléctrica identificados. Los grupos tecnológicos se identifican por la producción de carga: base, semi-base, semi-pico, pico y pico-extrema. Ver Anexo 5-5, para el caso Español.
- b) Cuando la capacidad instalada de un grupo tecnológico de coste marginal más bajo se reduce, el precio de mercado aumenta dado que el coste marginal del mercado también aumenta. Aplicando el índice de Lerner¹¹⁴ al análisis de escenarios posibles de esta situación en un ambiente de simulación, se encuentra que algunos agentes proveedores pueden tener poder de mercado de acuerdo a la diversificación¹¹⁵ de sus activos de generación.
- c) Las mejores estrategias de largo plazo para asegurar el abastecimiento eléctrico son los recursos de la demanda y la eficiencia pues estos evitan los costes marginales crecientes de la prestación de los servicios de electricidad y de la SAE que recaen en toda la sociedad (ver ecuación (1), Cap. 4). Se demuestra que al no aprovechar estas estrategias y promoverlas para aumentar su potencial implica instalar infraestructura que de otra manera no se hubiera necesitado; aun si de todas maneras se usa esta infraestructura, porque existe el consumo, los recursos de la sociedad pudieron ser aprovechados en otras cosas que hubieran podido ser más provechosas.
- d) La simulación de las intervenciones a los mercados eléctricos competitivos mediante instrumentos como: a) impuestos, b) subsidios, c) monopolios, d) control de precios, e) aranceles de importación, f) racionamiento –precio decretado con oferta fija–, g) internalización arbitrada de externalidades, sean positivas o negativas, en la producción o en el consumo, y, h) *tratamiento regulado de bienes públicos y de propiedad común*;

¹¹³ La colusión es un acuerdo entre dos o más empresas concurrentes en un mercado (oligopólico) a efectos de limitar o restringir la competencia entre las mismas; tales acuerdos pueden ser relativos a precios, participaciones en el mercado, atención de zonas geográficas, presentación en licitaciones públicas, etc. Al ocasionar perjuicio al consumidor, estas prácticas de colusión son ilegales, pero dada la dificultad de su comprobación, no dejan de ser frecuentes.

¹¹⁴ El índice de Lerner (L), introducido por Abba Lerner en 1934, permite estimar la capacidad de control de una empresa sobre un mercado (o poder de mercado); y, también la capacidad de una empresa de fijar sus precios de oferta sin otra consideración que el efecto en la demanda y sus propios costes de producción.

¹¹⁵ La diversificación puede surgir por una variedad de razones: para aprovechar las complementariedades en la producción y la tecnología existente, para aprovechar las economías de alcance, para reducir la exposición al riesgo; a estabilizar los ingresos y superar las condiciones cíclicas de negocios, etc. Existe una creciente evidencia de que la diversificación puede ser muy rentable; máxime en industrias de bienes no homogéneos.

permiten analizar los efectos que tales intervenciones tienen sobre la utilidad marginal privada y la utilidad marginal social de un bien, y, el coste marginal privado y el coste marginal social correspondiente al mismo bien. Tales efectos llevan a asignaciones ineficientes de recursos¹¹⁶ e impiden la libre participación de los agentes económicos del mercado que incide directamente en la eficiencia del mismo. Esta tarea es compleja puesto que en la realidad, en un solo mercado, se pueden presentar simultáneamente varias intervenciones con sus distorsiones correspondientes.

Los criterios de validación relacionados con la operación del mercado son de proceso pues cada uno de ellos marca una tendencia con respecto al anterior y al siguiente. Dada esta característica y para alimentar el simulador del proceso, estos criterios se constituyen en el pilar de la validación.

8.1.2. Criterios basados en el análisis coste–beneficio de los portafolios de proyectos de inversión

El análisis coste–beneficio (también llamado evaluación socio-económica) incorpora el análisis de los impactos de un proyecto o política sobre el bienestar de una colectividad.

Los análisis coste-beneficio pueden hacerse desde las situaciones más simples como calcular los kWh de generación evitados por el ahorro de un kWh en el consumo final; hasta las más complejas como es el caso de evaluar conjuntos de proyectos de inversión (portafolios), complementarios y sustitutos, para solucionar un problema energético específico. Las herramientas conceptuales y metodológicas más adecuadas para estos análisis son la modelación y la simulación dinámica.

De igual manera los cálculos correspondientes pueden variar de simples relaciones matemáticas a la evaluación mediante la aplicación de indicadores como los que se relacionan a continuación (Hasanbeigi & Lynn, 2010):

- 1) Análisis del coste del ciclo de vida (Life-cycle cost analysis, LCCA)
- 2) Método del coste del ciclo de vida (Life cycle cost (LCC) method)
- 3) Método del Valor Presente Neto (Net present value (NPV) method)
- 4) Método de la tasa interna de retorno (Internal rate of return (IRR) method)
- 5) Método del período de retorno de la inversión simple (Simple payback period (SPP) method)

Los criterios basados en el análisis coste-beneficio de los portafolios de los proyectos de inversión son los tradicionalmente utilizados en la industria eléctrica para definir la necesidad de inversiones en los recursos de energía para asegurar el abastecimiento eléctrico.

Teniendo en cuenta la naturaleza que caracteriza cualquier tipo de proyecto como eventual, estos criterios no se evaluarán específicamente, a cambio se estudiarán como parte de *dos escenarios* de evaluación de la gestión integral de la SAE y validación del proceso como tal.

8.2. Descripción y desarrollo del simulador

El simulador desarrollado para la verificación de la gestión integral de la SAE y validación de su proceso tomó en foco un periodo de ejercicio del Mercado Diario Español (MD) comprendido entre las estaciones de invierno del año 2000 y de otoño del año 2003 como se muestra en la Fig. 8.1.

El simulador se orientó por la determinación de meses y días típicos a partir de estudios de estacionalidad de las situaciones de escasez y abundancia del MD reportado en (Ramírez-Escobar

¹¹⁶ Es decir, se pueden mejorar algunos de los agentes económicos del mercado sin perjudicar a otros.

& Álvarez-Bel, 2004) y demanda que se exponen en el Cap. 5 de esta tesis y los anexos correspondientes.

El programa de simulación calcula las condiciones del cierre del ciclo de operaciones temporal del MD, basado en variables dinámicas como la estacionalidad, la hidraulicidad, la temperatura ambiental, la entrada de nuevas tecnologías al mercado (ciclos combinados) durante los 16 periodos estacionales que comprende el horizonte de tiempo de simulación del mercado.

El software de simulación tiene la posibilidad de calcular cuatro días típicos de cada mes típico de la situación de escasez-abundancia estacional. De tal manera el simulador arroja 64 días de cálculo del mercado diario, en los cuatro años de modelación.

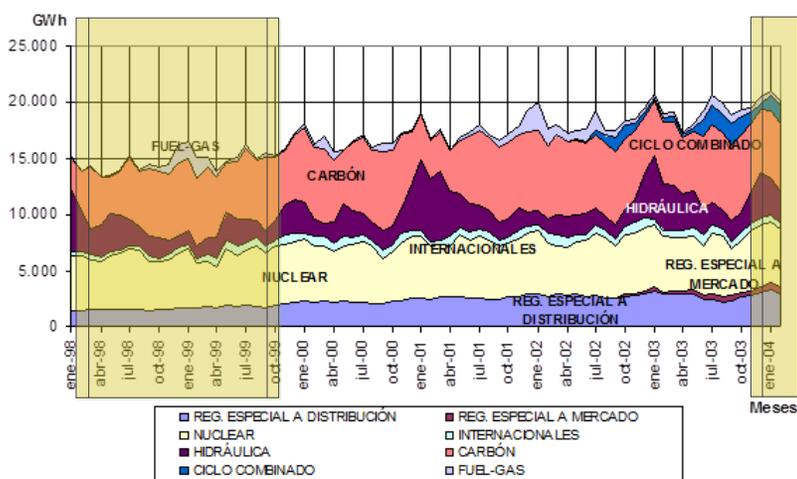


Figura 8.1. Horizonte de simulación–monitoreo del proceso de la SAE del MD (2000-2003).

Cada día del simulador ha sido dividido en 3 periodos atendiendo los ritmos de consumo de la demanda: valle, hombro y pico. La escogencia de estos tres periodos está relacionada con los resultados del análisis estadístico de correlación entre las matrices de datos de la oferta y la demanda para cada periodo del MD en el horizonte de simulación, ver Tabla 8.1 y Anexo 5-5.

Coefficiente de correlación (r) entre matrices de O-D	Niveles de demanda global peninsular	Coefficientes de discriminación niveles de demanda*	Agrupación de producción por tecnologías de Régimen Ordinario
0.728567444	Demanda Valle	0.18	Nuclear
	Demanda Semi-Valle	0.41	Carbón
	Demanda Semi-Pico	0.27	Hidráulica
	Demanda Pico	0.09	Fuel-oil+Ciclo Combinado
	Demanda Pico-Extremo	0.05	Gas Natural
0.590173207	Demanda Valle	0.18	Nuclear
	Demanda Semi-Valle	0.41	Carbón
	Demanda Semi-Pico	0.27	Fuel-oil+Ciclo Combinado
	Demanda Pico	0.09	Hidráulica
	Demanda Pico-Extremo	0.05	Gas Natural
0.637927901	Demanda Valle	0.18	Nuclear
	Demanda Semi-Valle	0.41	Carbón + Ciclo Combinado
	Demanda Semi-Pico	0.27	Hidráulica
	Demanda Pico + Pico-Extremo	0.14	Gas Natural + Fuel-oil
0.654794913	Demanda Valle + Semi-Valle	0.59	Nuclear + Ciclo Combinado
	Demanda Semi-Pico + Pico	0.36	Hidráulica + Carbón
	Demanda Pico-Extremo	0.05	Gas Natural + Fuel-oil
0.885759828	Demanda Valle + Semi-Valle	0.59	Nuclear + Carbón
	Demanda Semi-Pico + Pico	0.36	Hidráulica + Ciclo Combinado
	Demanda Pico-Extremo	0.05	Gas Natural + Fuel-oil
0.940356079	Demanda Valle + Semi-Valle	0.59	Nuclear + Carbón
	Demanda Semi-Pico + Pico	0.36	Hidráulica + Ciclo Combinado + Fuel-oil
	Demanda Pico-Extremo	0.05	Gas Natural

* de acuerdo al modelo de demanda propuesto, ver Anexo 7.

Tabla 8.1. Análisis de correlación entre las matrices de oferta y demanda.

De acuerdo a este resultado se identificaron regiones de oferta (con sus correspondientes agrupaciones de tecnologías con afinidad de características técnico operativas y económicas como se muestra en la Fig. 8.2. Para la evaluación de la región de suficiencia de la SAE se utilizan los grupos de casación definidos en el Cap. 6 y mostrados en la Tabla 6.2. del mismo capítulo.

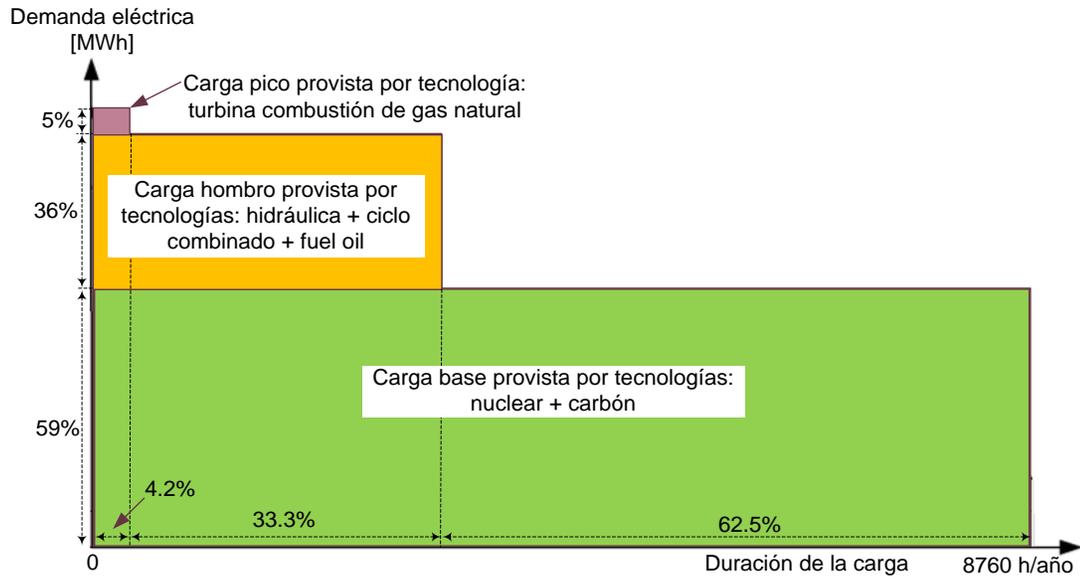


Figura 8.2.–Esquema de la correlación entre grupos tecnológicos y niveles de la demanda eléctrica

El simulador de formación de precios del MD durante el periodo 2000-2003, posee además, un motor de evaluación de SAE desarrollado expresamente como herramienta de validación de esta tesis. Así, en su pantalla de presentación de resultados están expuestas las principales variables operativas del mercado, las condiciones ambientales que generan escasez/abundancia y la valoración de la SAE. La pantalla de resultados se muestra en la Fig. 8.3.

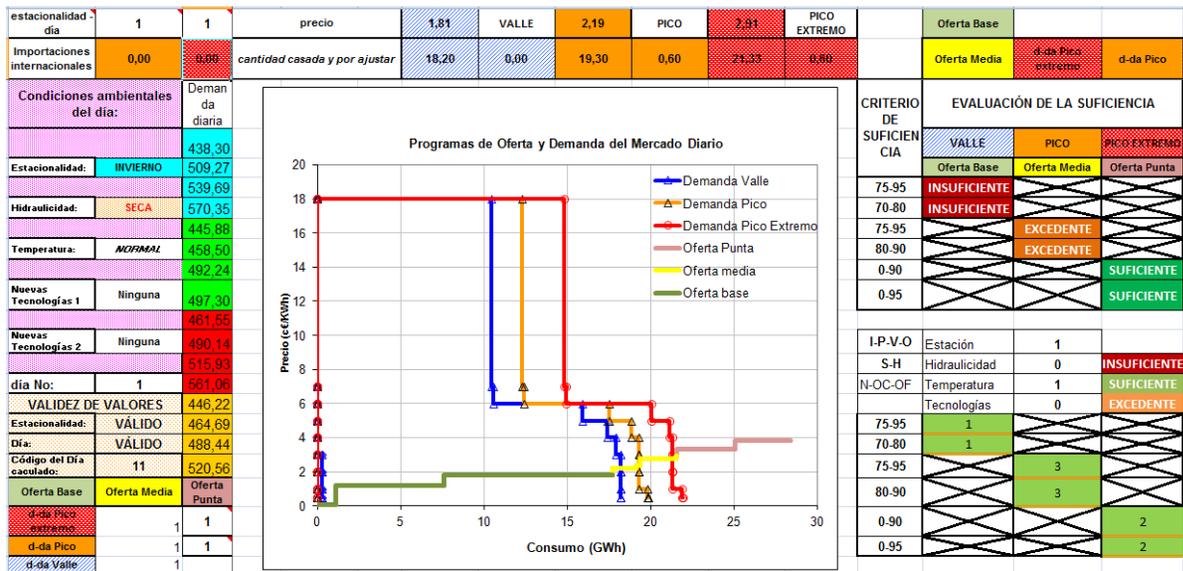
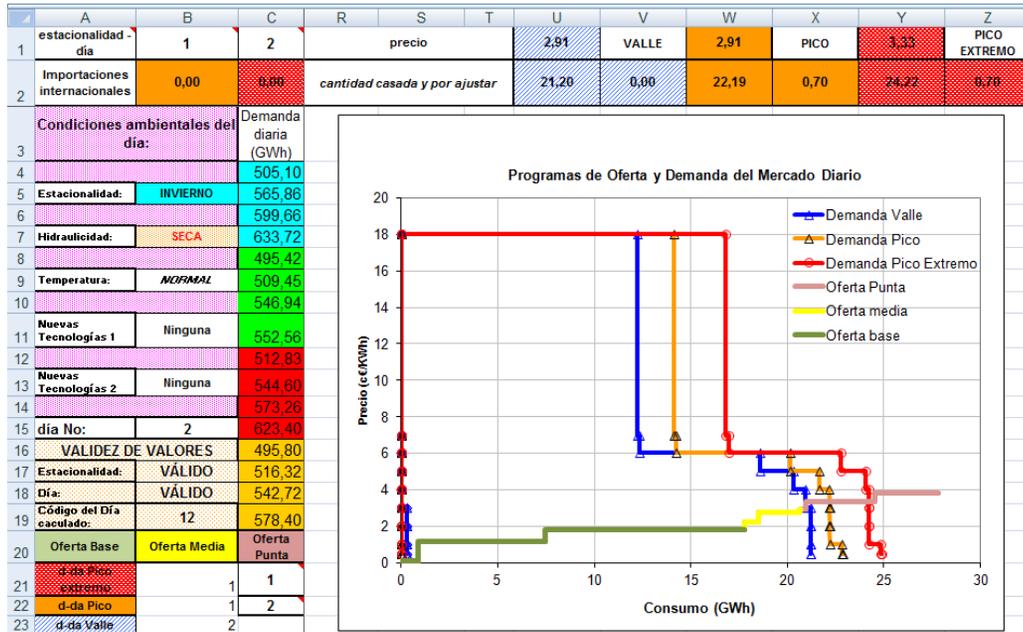


Figura 8.3.- Pantalla de resultados del simulador de formación de precios y evaluación de la SAE

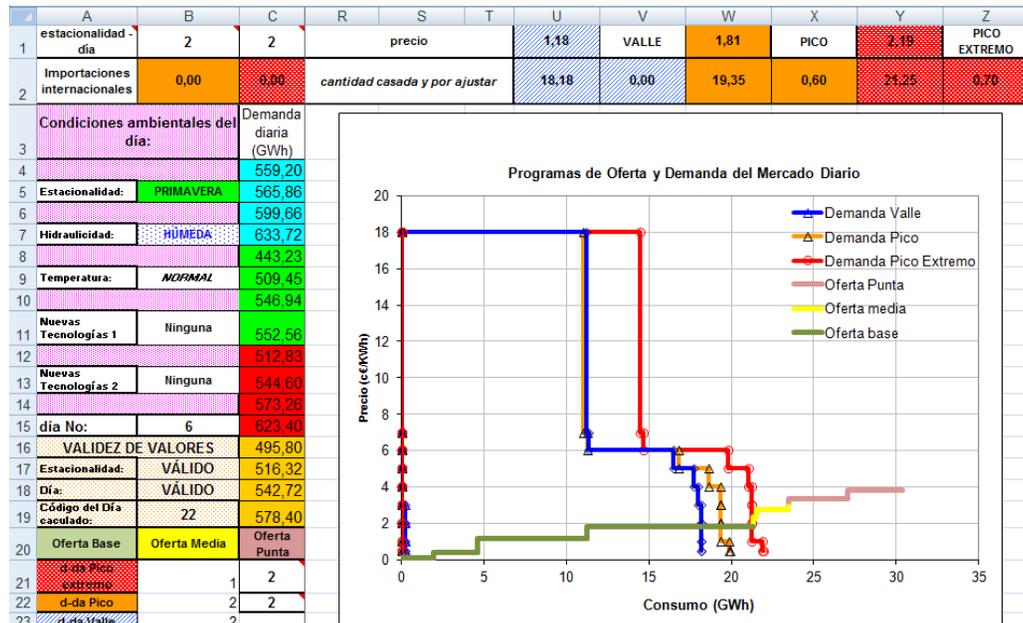
8.3. Escenarios de simulación para validación del proceso de la SAE

8.3.1. Escenario de referencia

Para construir el escenario de referencia se realizó un trabajo preliminar de evaluaciones visuales y analíticas de la región de suficiencia de la SAE en días típicos del horizonte de simulación 2000-2003 en situaciones críticas de escasez-abundancia del MD. Este trabajo preliminar permitió probar y validar el funcionamiento del simulador de fijación de precios del MD en el periodo 2000-2004 (soportado físicamente) y documentarlo como escenario de referencia. En la Fig. 8.4 se muestran los resultados de la simulación para 16 días típicos, en cada pantallazo pueden observarse los grupos de oferta y los correspondientes segmentos de demanda:

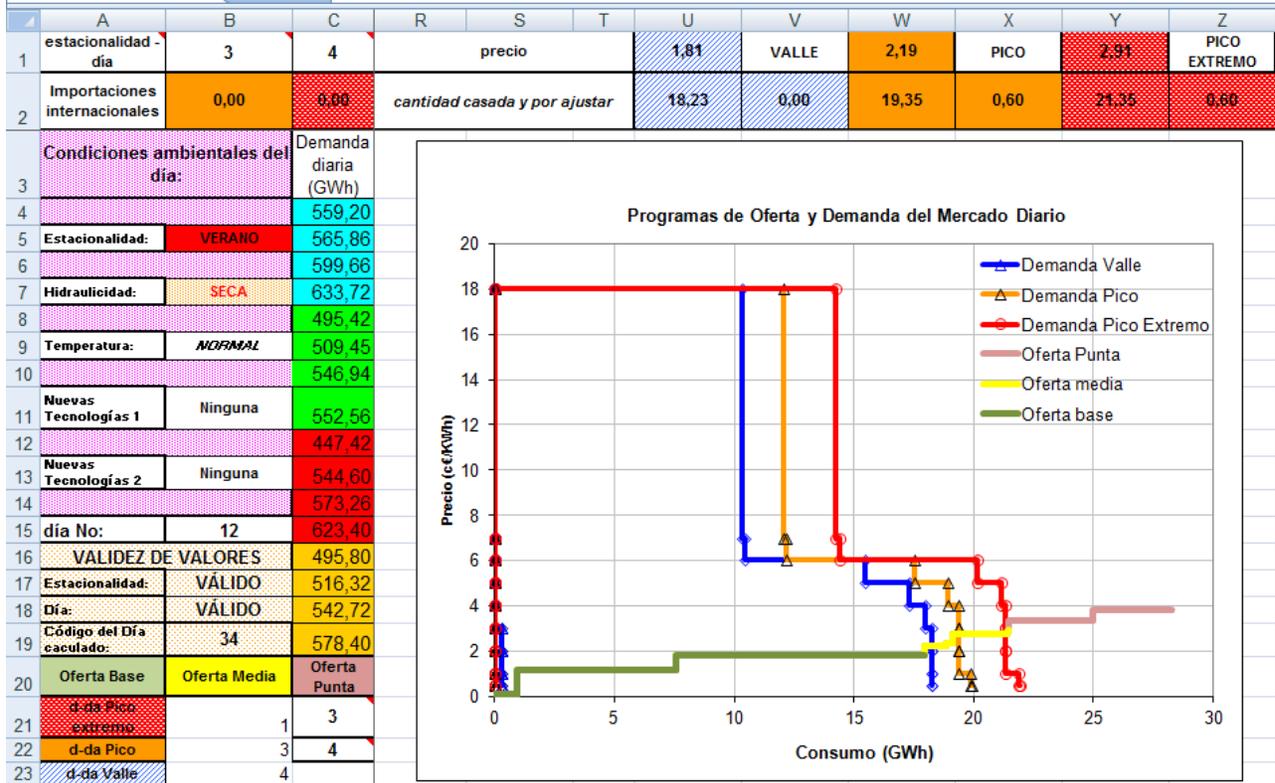


Resultados de la simulación del cierre de los ciclos de operaciones del mercado diario del día 2 (año 2000)

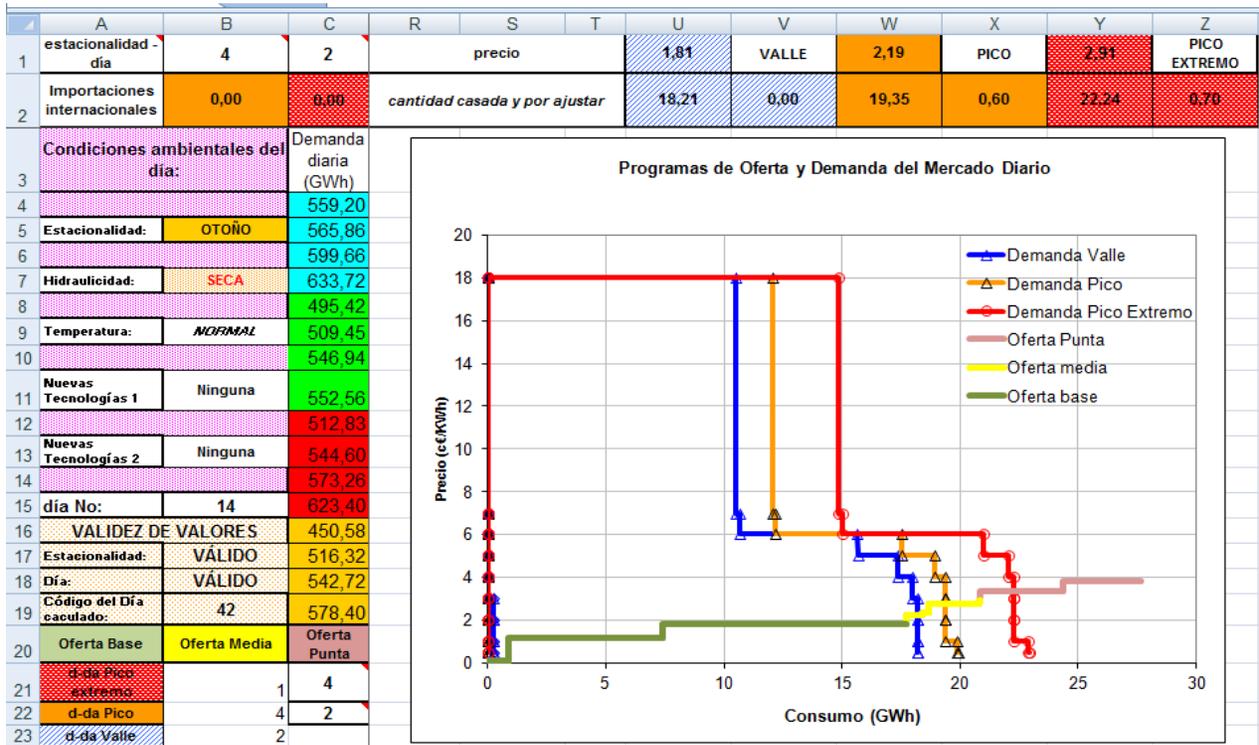


Resultados de la simulación del cierre de los ciclos de operaciones del mercado diario del día 6 (año 2000)

PARTE IV – VERIFICACIÓN DEL PROCESO DE LA SEGURIDAD DEL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO

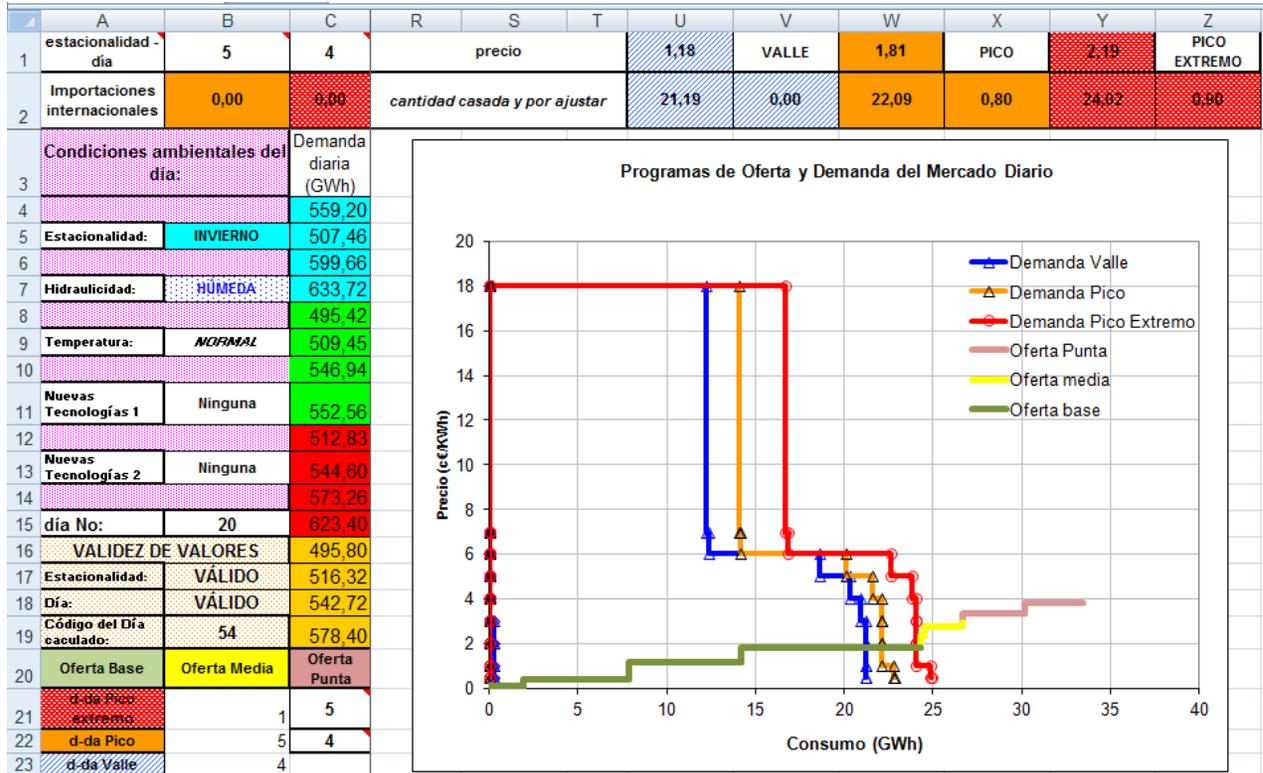


Resultados de la simulación del cierre de los ciclos de operaciones del mercado diario del día 12 (año 2000)

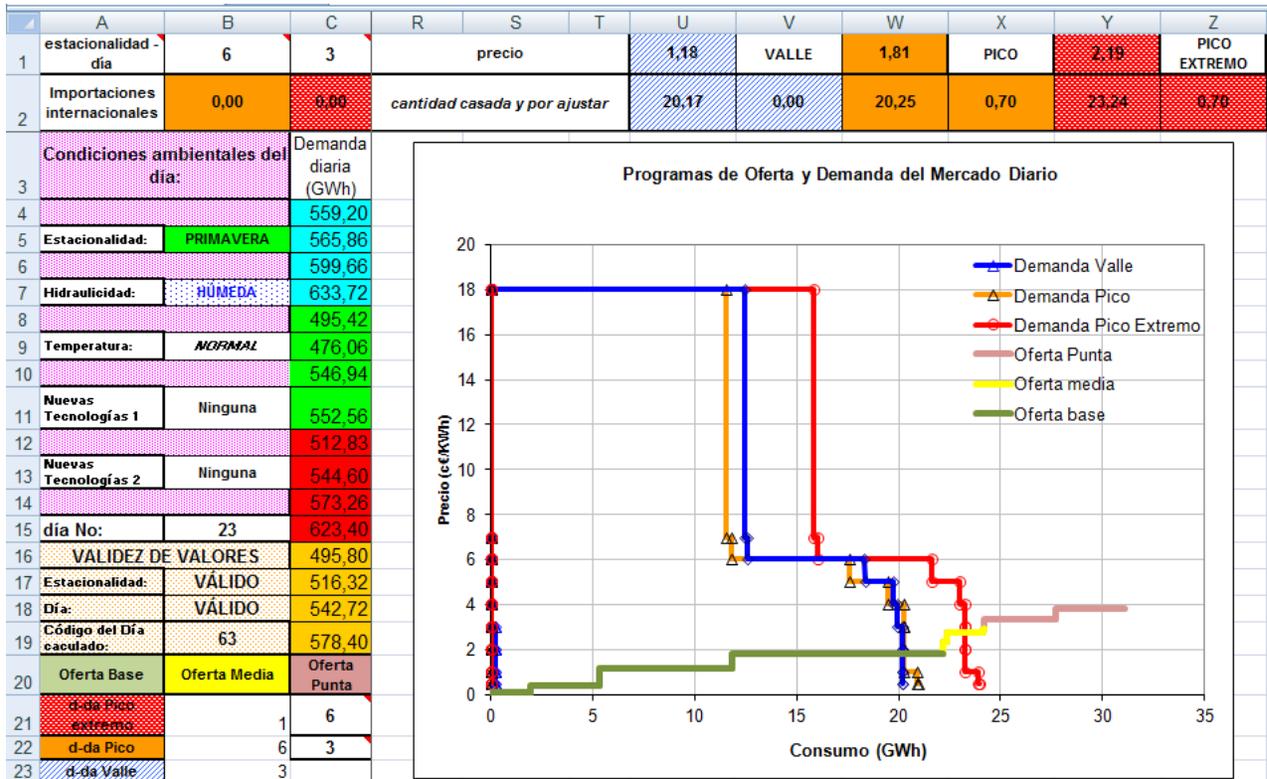


Resultados de la simulación del cierre de los ciclos de operaciones del mercado diario del día 14 (año 2000)

PARTE IV – VERIFICACIÓN DEL PROCESO DE LA SEGURIDAD DEL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO

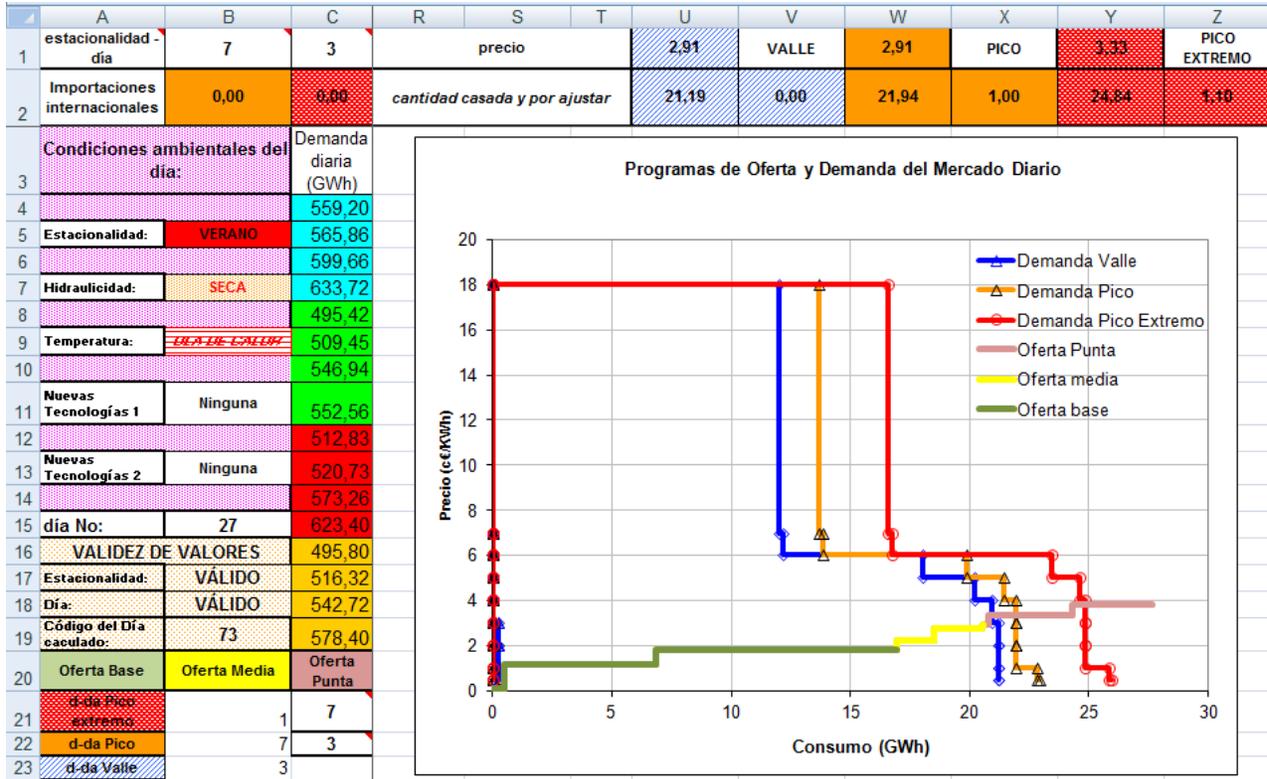


Resultados de la simulación del cierre de los ciclos de operaciones del mercado diario del día 20 (año 2001)

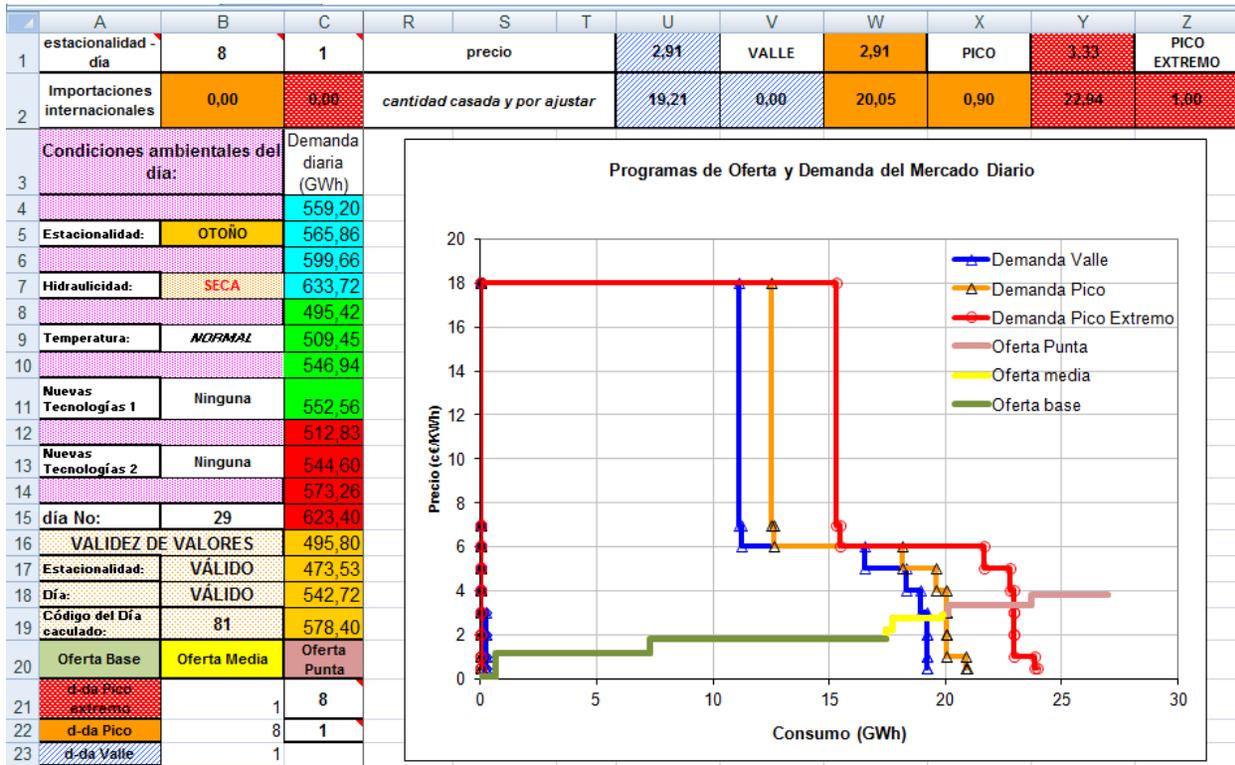


Resultados de la simulación del cierre de operaciones del mercado diario del día 23 (año 2001)

PARTE IV – VERIFICACIÓN DEL PROCESO DE LA SEGURIDAD DEL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO

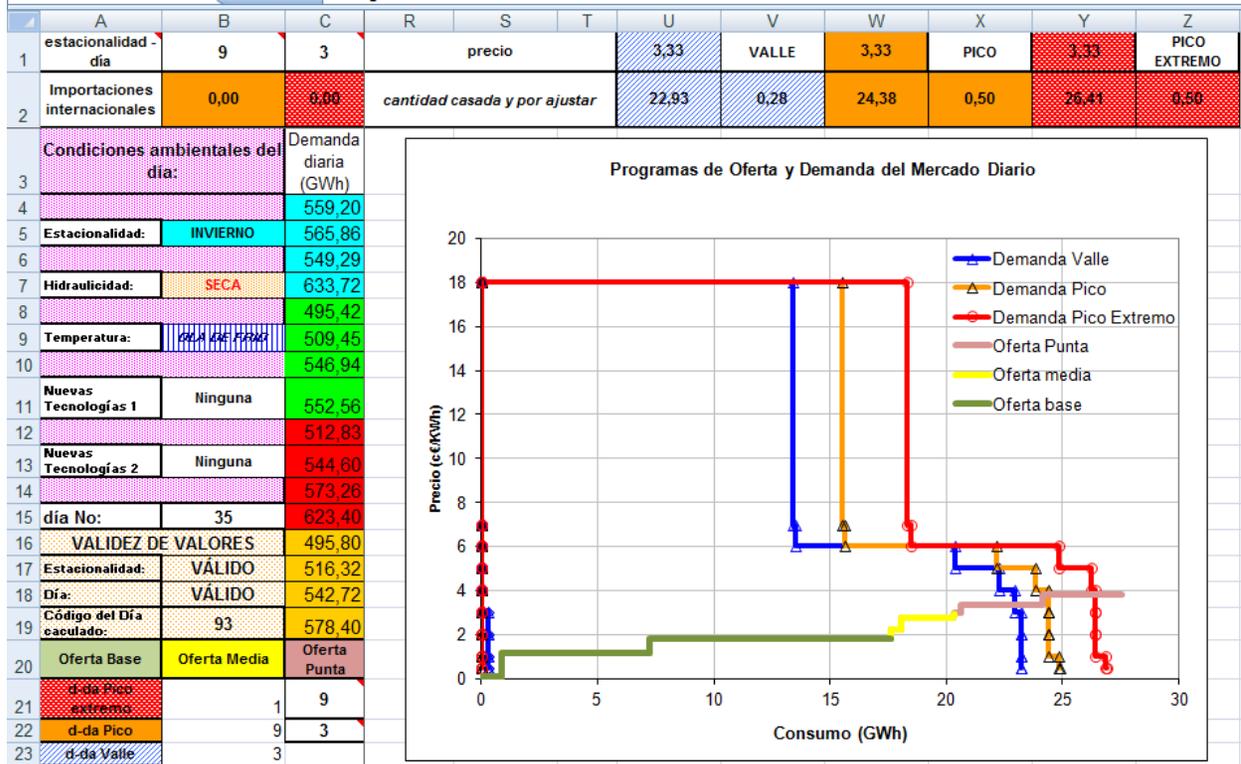


Resultados de la simulación del cierre de operaciones U del mercado diario del día 27 (año 2001)

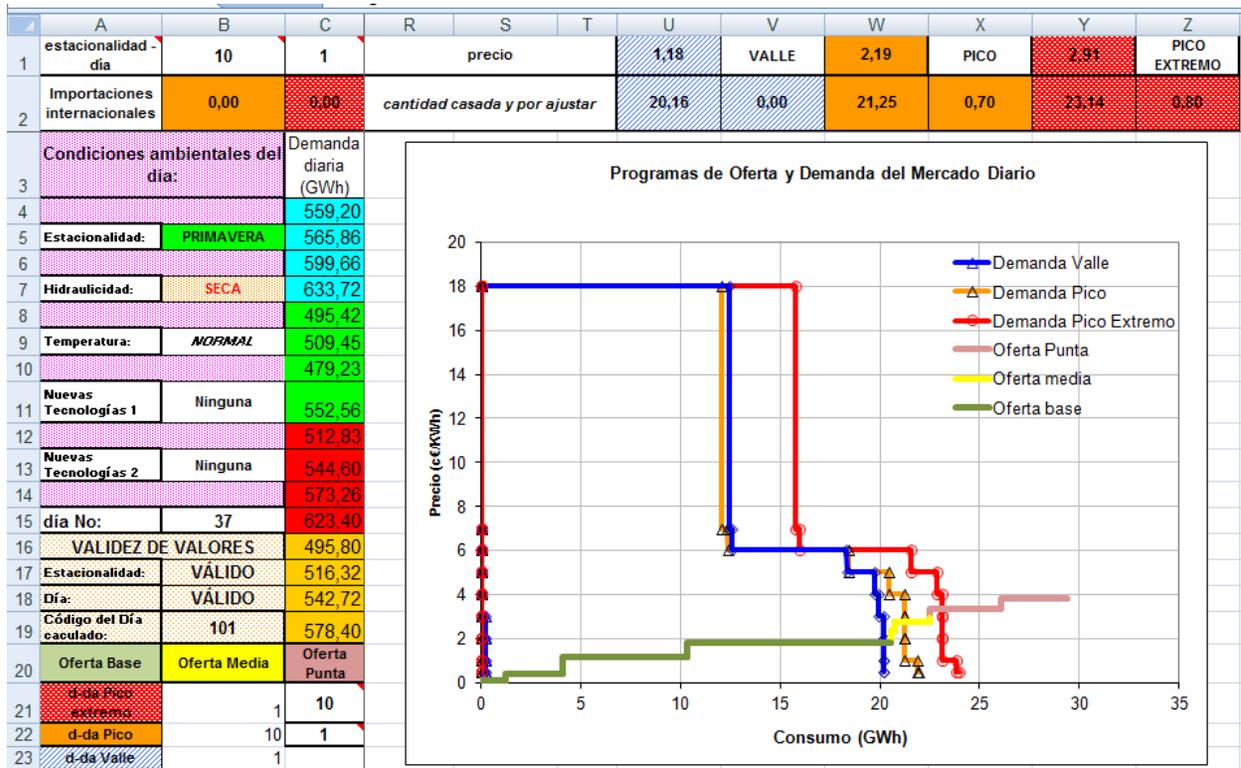


Resultados de la simulación del cierre de los ciclos de operaciones del mercado diario del día 29 (año 2001)

PARTE IV – VERIFICACIÓN DEL PROCESO DE LA SEGURIDAD DEL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO

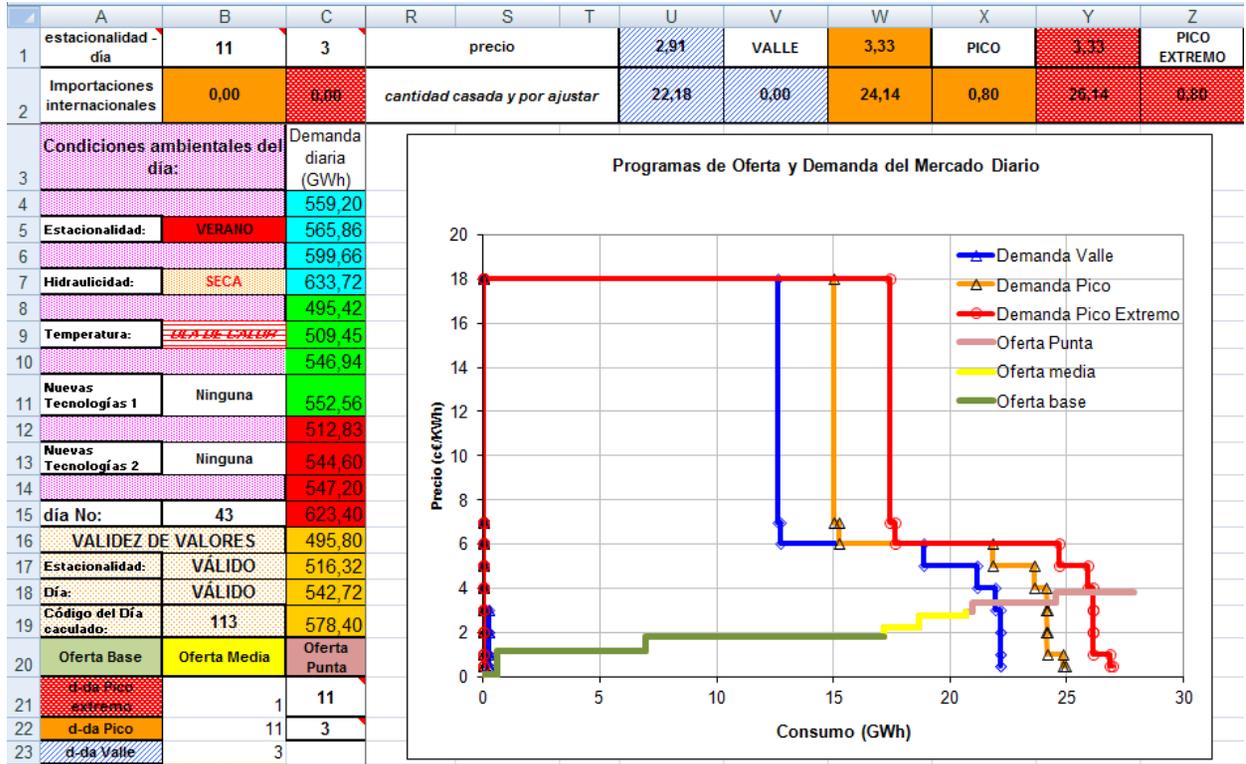


Resultados de la simulación del cierre de operaciones del mercado diario del día 35 (año 2002)

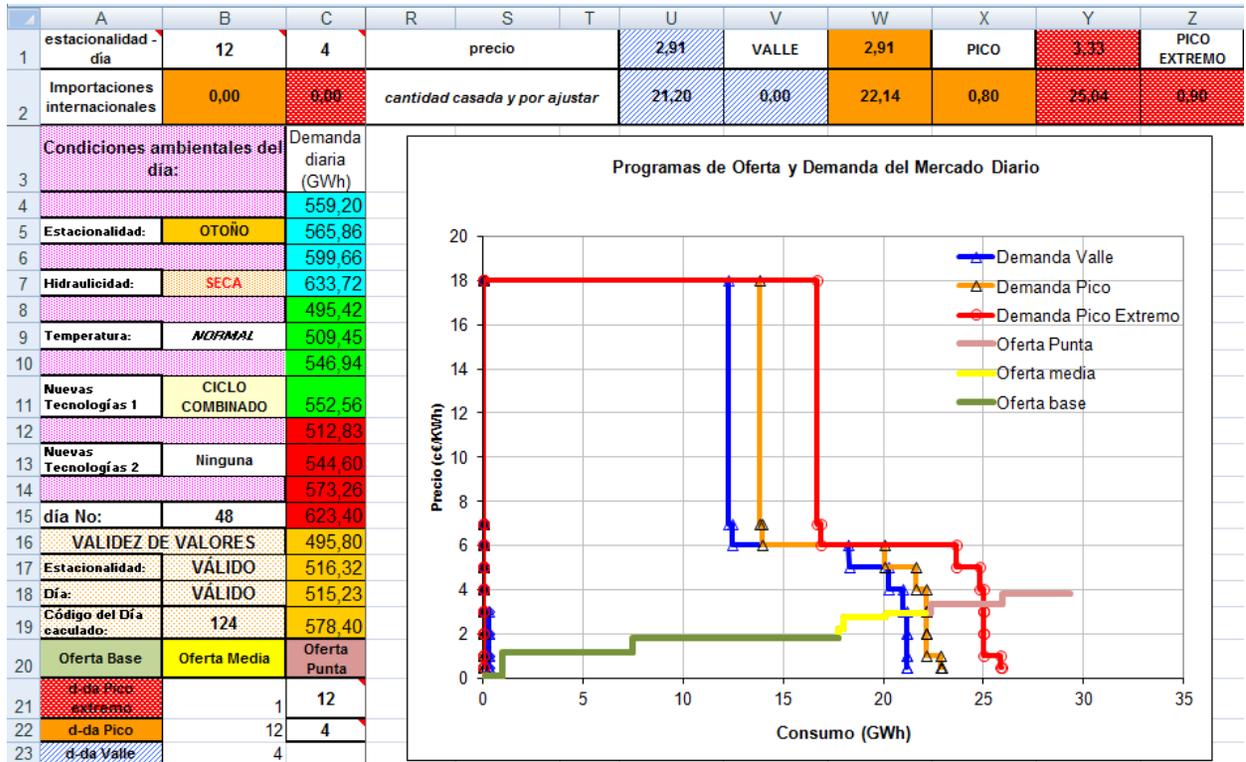


Resultados de la simulación del cierre de los ciclos de operaciones del mercado diario del día 37 (año 2002)

PARTE IV – VERIFICACIÓN DEL PROCESO DE LA SEGURIDAD DEL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO

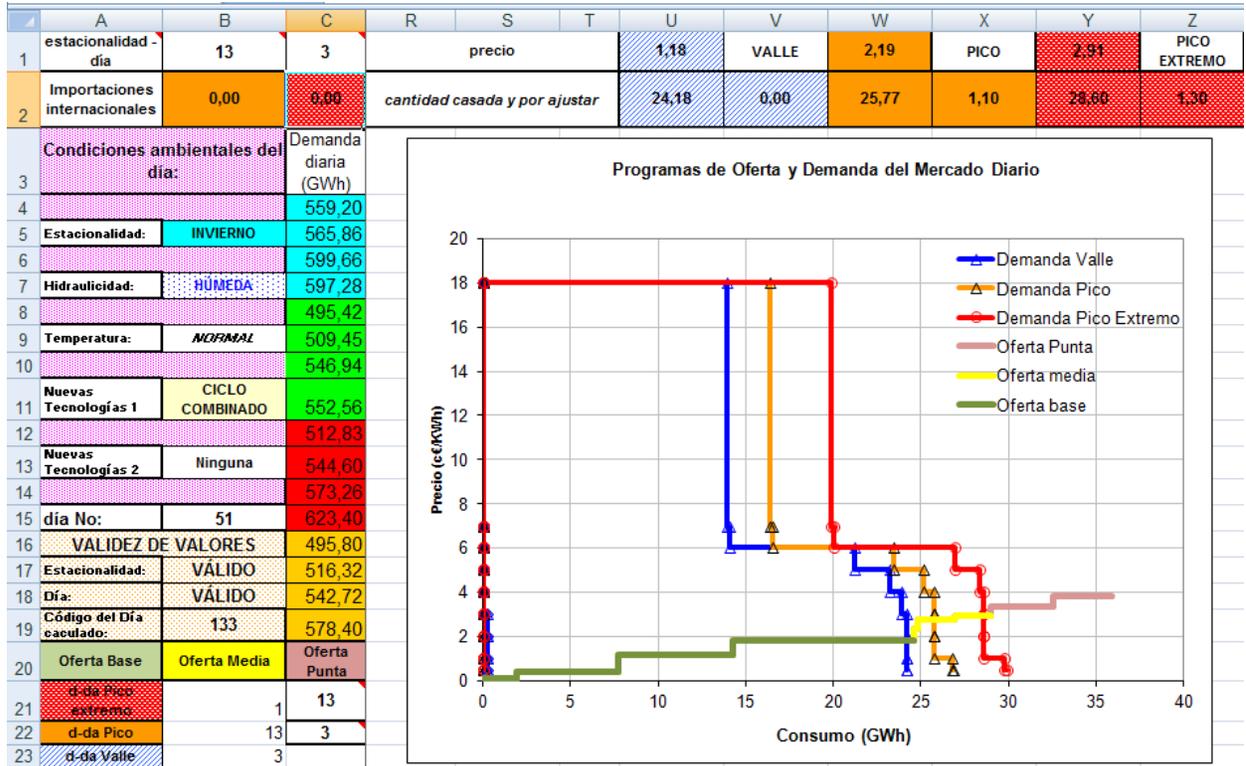


Resultados de la simulación del cierre de los ciclos de operaciones del mercado diario del día 43 (año 2002)

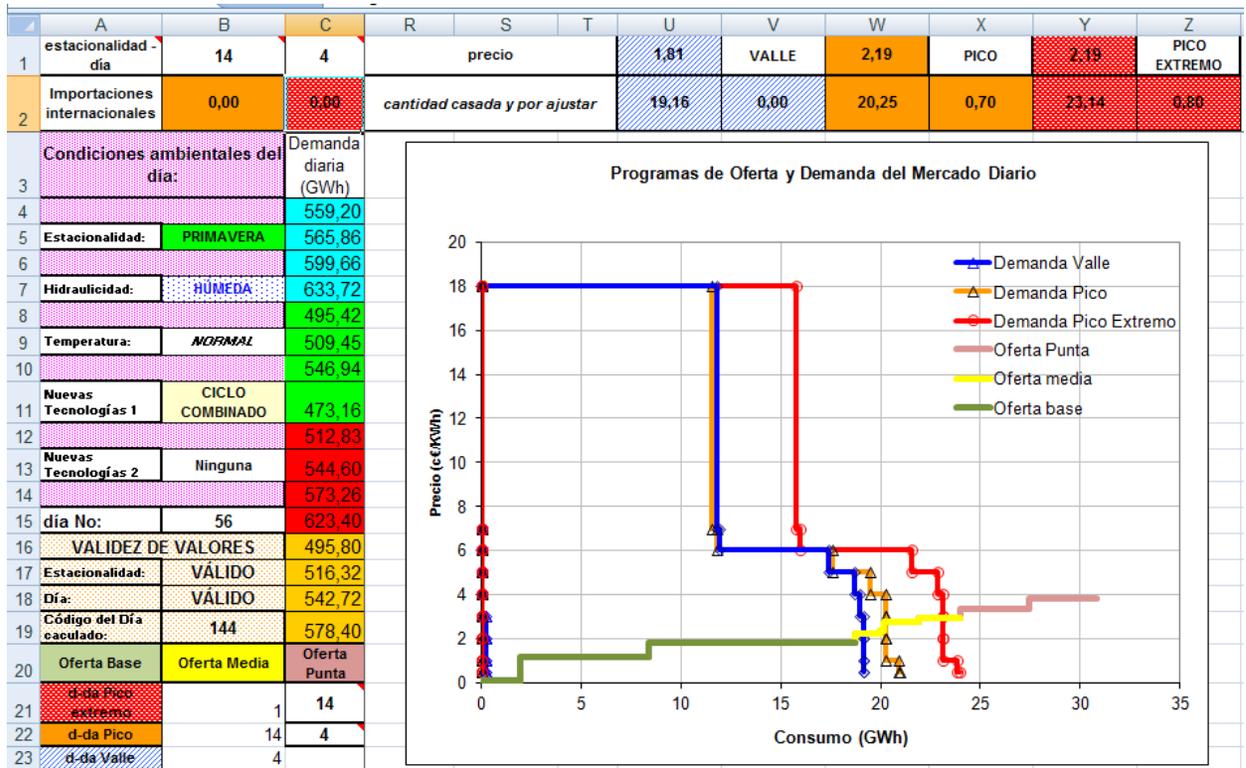


Resultados de la simulación del cierre de operaciones del mercado diario del día 48 (año 2002)

PARTE IV – VERIFICACIÓN DEL PROCESO DE LA SEGURIDAD DEL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO

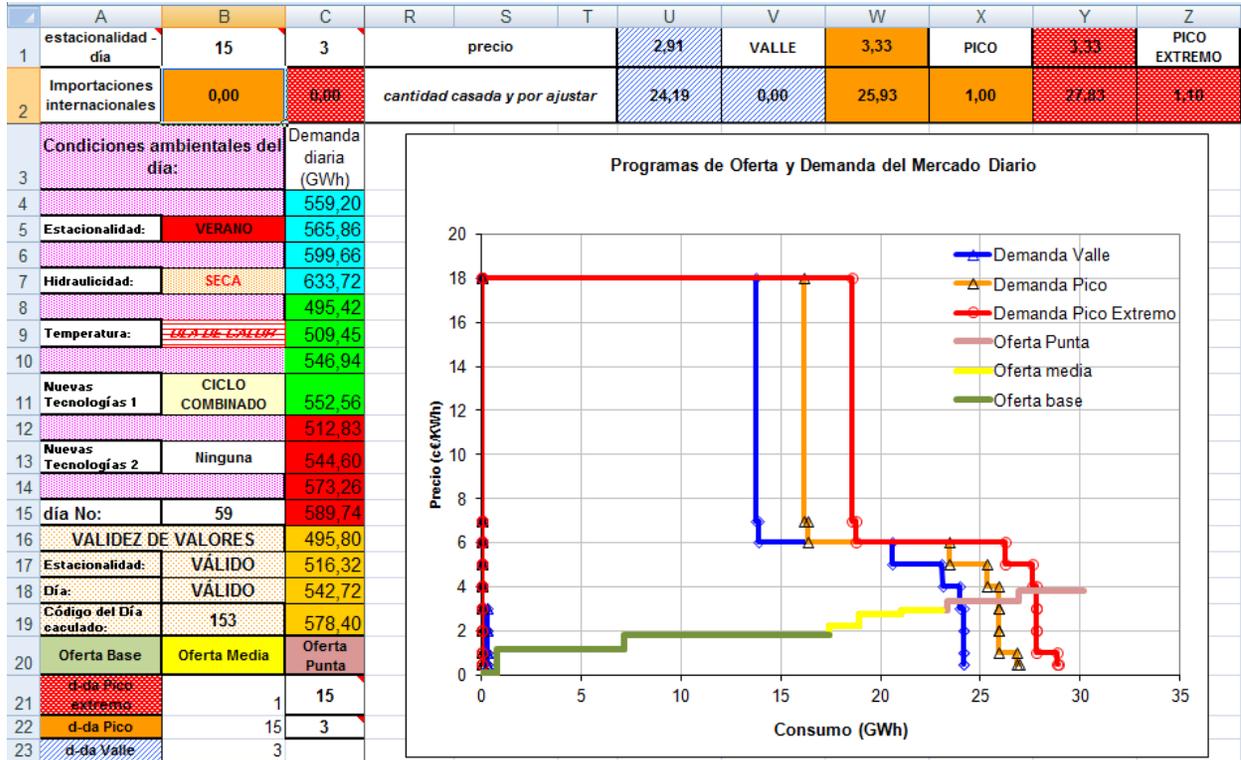


Resultados de la simulación del cierre de los ciclos de operaciones del mercado diario del día 51 (año 2003)

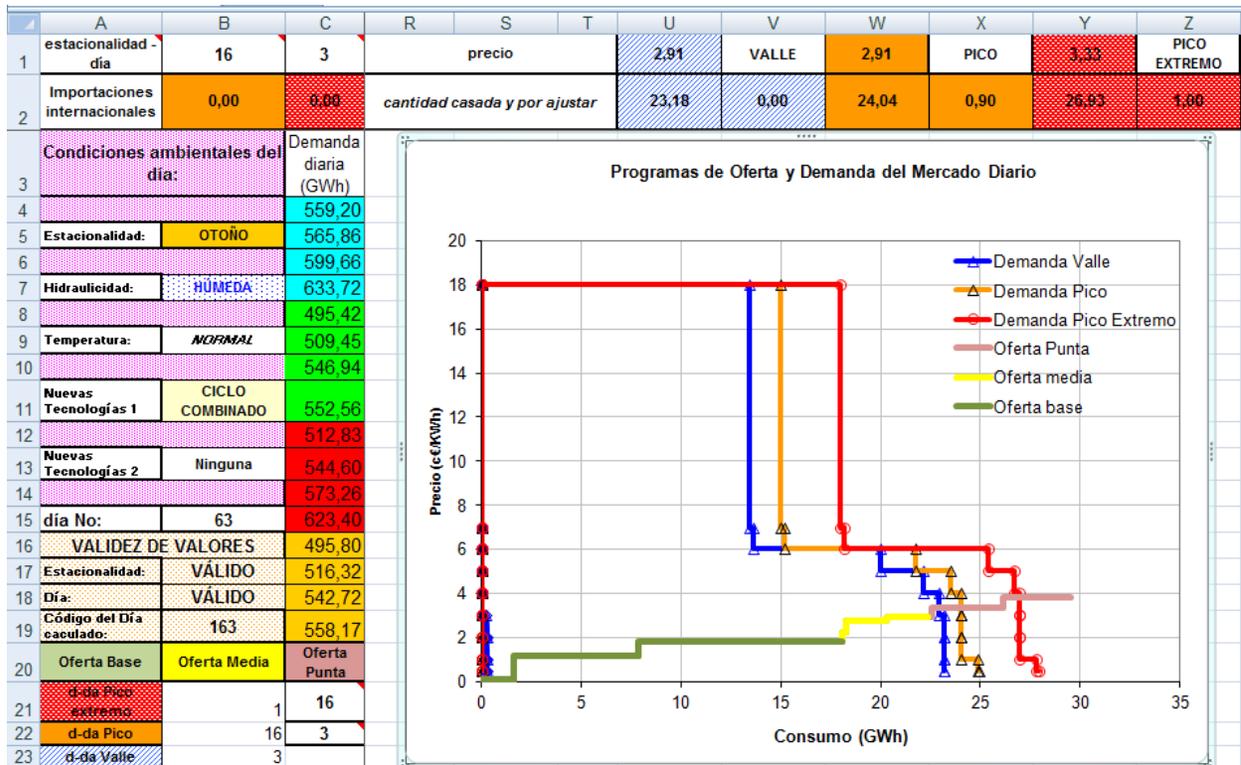


Resultados de la simulación del cierre de operaciones del mercado diario del día 56 (año 2003)

PARTE IV – VERIFICACIÓN DEL PROCESO DE LA SEGURIDAD DEL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO



Resultados de la simulación del cierre de los ciclos de operaciones del mercado diario del día 59 (año 2003)



Resultados de la simulación del cierre de los ciclos de operaciones del mercado diario del día 63

Figura 8.4.- Resultados de la simulación del cierre de los ciclos de operaciones del mercado diario de los 16 días escogidos, para análisis conceptual.

De la interpretación conceptual-analítica de los pantallazos de la Fig. 8.4 se concluye que los 16 días simulados reproducen con fidelidad los datos que dan origen a la Figura 8.1. Esto se desarrolló de esta manera, debido a que el software de simulación posee una asignación estocástica de la oferta en función de variables aleatorias que simulan los factores de carga de las tecnologías que participan en el mercado, los cuales se ven afectados por las situaciones críticas de escasez-abundancia.

El último paso del trabajo preliminar para validar el simulador y escoger el escenario de referencia fue el de analizar los resultados de la simulación para el año 2000 (ver Fig. 8.4), mostrados en la Tabla 8.2, respecto a las regiones de suficiencia de la SAE. De estos resultados de simulación se concluye que el simulador emite las señales de escasez-abundancia a los grupos de oferta para abastecer sus correspondientes segmentos de demanda, tal como se presentó realmente en el MD durante el periodo simulado.

Año	Estación	día	Circunstancias	Hallazgo
2000	Invierno	2	Hidraulicidad: seca; temperatura: normal; nuevas tecnologías: No	No existe suficiencia de oferta base ni de oferta media (la casación de los tres segmentos de demanda se realiza con oferta punta)
2000	Primavera	6	Hidraulicidad: húmeda; temperatura: normal; nuevas tecnologías: No	Existe exceso de suficiencia de oferta base.
2000	Verano	12	Hidraulicidad: seca; temperatura: normal; nuevas tecnologías: No	Existe suficiencia de los tres grupos de oferta
2000	Otoño	14	Hidraulicidad: seca; temperatura: normal; nuevas tecnologías: No	Existe suficiencia de los tres grupos de oferta

Tabla 8.2.- Muestra de análisis conceptual para evaluar la SAE

Con la información del escenario de referencia y teniendo en cuenta la ecuación (1) del Cap. 4, donde se relacionan las dos variables que inciden en aumentar la seguridad adicional del abastecimiento eléctrico, como son: aumentar la capacidad instalada de generación o disminuir la demanda, se construyen dos escenarios más para validación del proceso de la SAE y verificación de las bases de su gestión integral. Estos dos escenarios se describen a continuación.

8.3.1. Escenario “sin moratoria nuclear”

La moratoria nuclear en España se aprobó en 1984. En 1991, se paralizan y posteriormente se suspenden las obras de 7 centrales nucleares proyectadas. Las pérdidas fueron millonarias.

El Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) en España hace el siguiente balance de las centrales nucleares instaladas en el territorio nacional:

“En España hay seis centrales nucleares en explotación, de ellas, Almaraz y Ascó, tienen dos unidades gemelas, por lo que el número de reactores es de ocho, y una central que ha sido declarada en cese definitivo de explotación, José Cabrera. Esos ocho grupos de producción de energía eléctrica son de dos tipos distintos: de agua ligera a presión (PWR) y de agua ligera en ebullición (BWR).

Por orden de antigüedad, dentro del grupo PWR, el listado de centrales es el siguiente: Almaraz, con dos unidades (1980 y 1983); Ascó, también con dos unidades (1982 y 1985); Vandellós II (1987); y Trillo, la última central puesta en marcha en España (1987). En cuanto al grupo de las centrales de agua en ebullición, (BWR), la más antigua es la de Santa María de Garoña, (1970); seguida de Cofrentes (1984).

Las centrales españolas producen en torno al 20 % de la energía eléctrica que se consume en nuestro país, dependiendo del número y duración de sus paradas de recarga, que fluctúa de unos años a otros.”

Como Trillo tiene una capacidad instalada de 1066 MW, se construye este escenario “sin moratoria nuclear” con la posibilidad de contar con una capacidad instalada en centrales nucleares de 2.5 GW. Este escenario tiene la convención “NUCLEAR+2.5”.

8.3.2. Escenario “de eficiencia energética en el uso final”

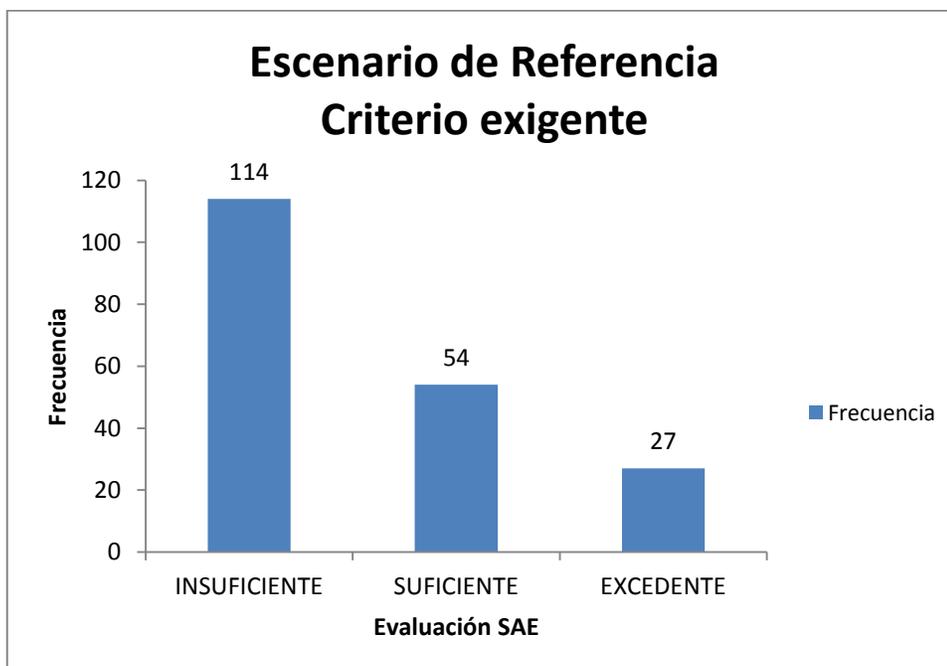
El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) presentó en su 2º Plan de Acción Nacional de Eficiencia Energética en España 2011-2020, los objetivos de ahorros de energía final y energía primaria al 2016 en estimados de 12.2% y 10.5%, respectivamente.

Teniendo en cuenta esta información se construye este escenario “de eficiencia energética en el uso final” con la posibilidad de reducir la demanda final de electricidad en un 10%. Este escenario tiene la convención “DEM-10%”.

8.4. Resultados de la simulación

La presentación de los resultados de la simulación se hará primero para el escenario de referencia y luego los otros dos escenarios.

Los resultados se mostrarán primero en histogramas de evaluación global de las zonas de la SAE por escenarios, posteriormente los resultados serán analizados y los datos fuente de estos análisis están consignados en el Anexo 8-1.



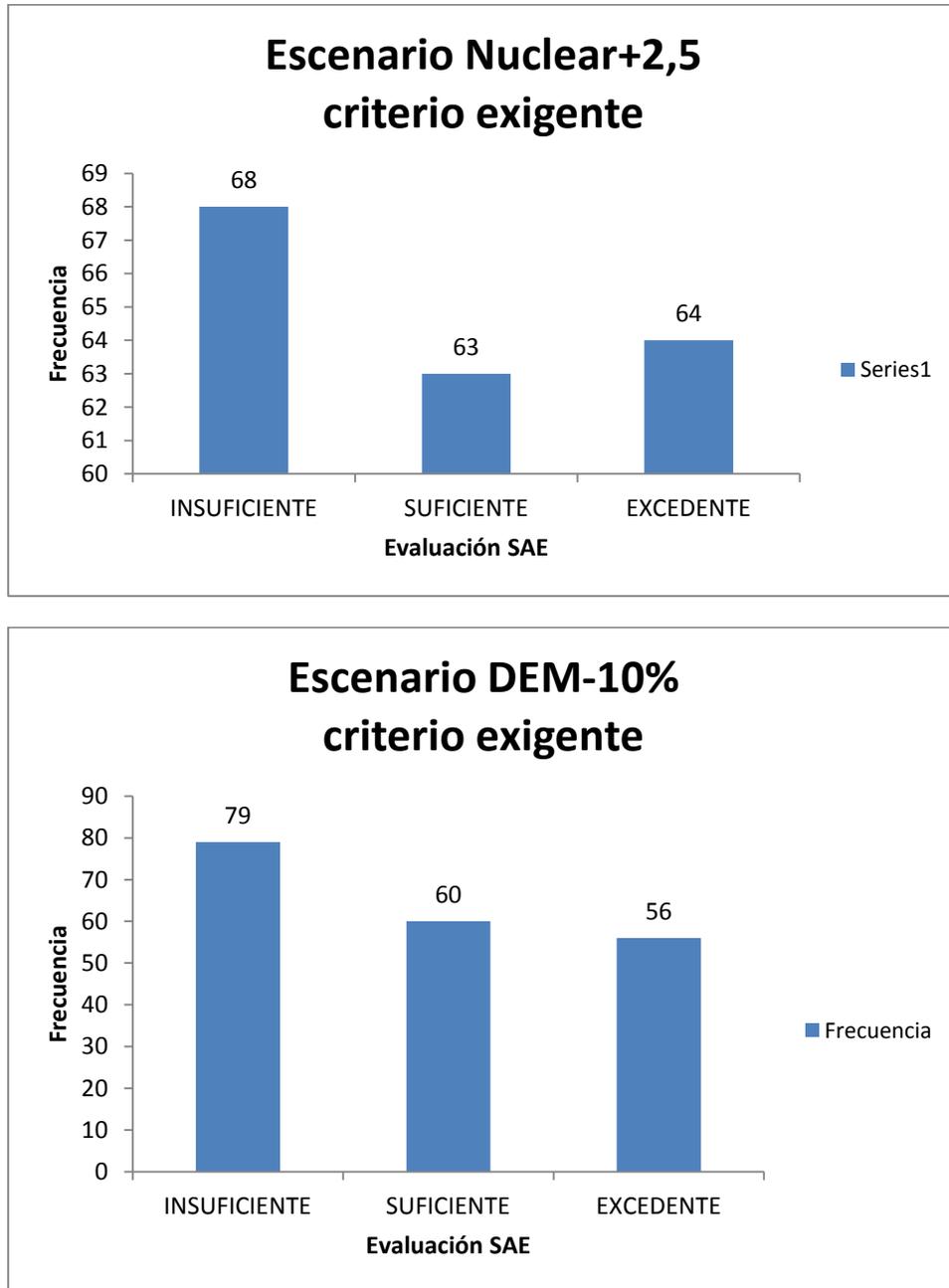


Figura 8.5.- Histogramas comparativos de evaluación de las regiones de suficiencia de la SAE en los tres escenarios: de referencia, NUCLEAR+2.5 y DEM-10%.

El análisis de los resultados de evaluación bajo expectativa exigente de la SAE arroja que el escenario NUCLEAR+2.5 logra rebajar la calificación de “I” de insuficiencia global del escenario de referencia de 114 a 68, lo que implica una reducción del 40%.

Esta reducción de los niveles de insuficiencia supera incluso la reducción obtenida a partir del escenario DEM-10% que obtuvo solo un 30% de reducción de la insuficiencia.

La causa fundamental de la reducción de los niveles de insuficiencia en el escenario NUCLEAR+2.5 se encuentra exclusivamente en el aumento de la energía disponible en el grupo Base-Valle, pues allí se incrementa la capacidad de la carga base.

Esta actuación resulta ser más eficaz, en las condiciones de tensión del mercado estudiado pues la insuficiencia de este mercado, manifiesta en el escenario de referencia se debe fundamentalmente al grupo Base-Valle como se muestra en los histogramas del Anexo 8-1 numeral 2).

El escenario DEM-10% afecta en diferentes cantidades de energía demandada a los periodos valle, hombro y pico; donde la disminución de energía demandada es mayor en el pico y menor en el valle. Esto conlleva a que la calificación de suficiencia, aunque reduce la energía total casada, no logra ser la alternativa dominante frente a la nuclear.

Conclusiones y aportaciones del capítulo

- La gestión de la seguridad del abastecimiento eléctrico se valida mediante información analítica y empírica de la operación de los mercados eléctricos competitivos que la conciben como servicio diferenciable. La naturaleza de este servicio implica que debe ser provisto y financiado por la sociedad en general; no obstante, algunos individuos y empresas tengan un aporte ponderado mayor.
- La propuesta de directrices de la gestión integral de la seguridad del abastecimiento eléctrico se valida dando evidencia de su capacidad de alcanzar el resultado esperado: un suministro continuo (asegurado mediante la disponibilidad a largo plazo de todos los recursos disponibles comercialmente para proveerlo, centralizados y descentralizados), a precios asequibles (precios que reflejen los costes marginales reales de proveer el servicio) y en las condiciones demandadas (requisitos de las partes interesadas). Las regiones de suficiencia de la SAE son una herramienta útil para la evaluación y validación de la gestión integral como se ha mostrado a partir de las simulaciones efectuadas al mercado español.
- Se comprueba analíticamente, mediante simulaciones, que los precios son indicativos que sirven para realizar transacciones y, por tanto, fijar las cantidades ofrecidas o compradas, dadas ciertas relaciones y reglas de mercado. No obstante, los precios se distorsionan a consecuencia de las diversas formas de intervención a los mercados competitivos, estos siguen siendo una buena referencia para estudiar el comportamiento de los agentes económicos que participan en este.
- Se comprueba analíticamente que las mejores estrategias de largo plazo para asegurar el abastecimiento eléctrico son los recursos de la demanda y la eficiencia pues estos evitan los costes marginales crecientes de la prestación de los servicios de electricidad y de seguridad del abastecimiento eléctrico que recaen en toda la sociedad. Como usualmente se afirma, la energía más eficiente es la que no se produce.

CAPÍTULO 9

Conclusiones generales, principales aportaciones y futuros trabajos de investigación

9.1. Conclusiones generales

Del análisis crítico del estado del arte se concluye que el tratamiento convencional de la seguridad del abastecimiento eléctrico está basado en su consideración como externalidad positiva y como bien público. Estas consideraciones distorsionan la esencia del fenómeno y son fuente de ineficiencia en el mercado. Las soluciones basadas en esta conceptualización han sido erráticas e insuficientes para resolver los problemas de la seguridad de abastecimiento eléctrico en mercados competitivos.

En la mayoría de mercados eléctricos liberalizados reales, alrededor del mundo, se ha optado por la intervención regulatoria de estos mercados en pos de solucionar los problemas de la seguridad del abastecimiento eléctrico. Tales intervenciones regulatorias están orientadas fundamentalmente por las presunciones de que los recursos del lado de la oferta son los únicos disponibles para proveer seguridad del abastecimiento eléctrico a la sociedad en general y, que la demanda en los mercados eléctricos es por naturaleza inelástica. Estas presunciones han incidido profundamente en la orientación de la regulación económica de los mercados eléctricos competitivos hacia el favorecimiento de la industria, protegiendo a la oferta: inversionistas y productores.

El análisis de las valoraciones y preferencias que los agentes económicos de los mercados liberalizados revelan respecto de la seguridad del abastecimiento eléctrico muestra que tales valoraciones y preferencias se reflejan de manera fiel en los costes marginales entendidos como costes de oportunidad. Por tanto, las transacciones basadas en los costes marginales implican la eficiencia en el uso y distribución de los recursos y en el bienestar general; y, al mismo tiempo, señalan la valoración que el mercado y la comunidad le dan a los recursos disponibles.

Las diferentes valoraciones de la seguridad del abastecimiento eléctrico tanto para proveerla como para apropiarla definen la base conceptual para la representación de una región de suficiencia. Esta región, por tanto, es una clara demostración que ni el bien electricidad ni el servicio de la seguridad del abastecimiento eléctrico son bienes homogéneos; ya que para cada segmento de la demanda existe un grupo de tecnologías de parte de la oferta que la puede satisfacer de manera más eficiente, en un momento determinado.

De las implicaciones y alcance de los conceptos de la seguridad del abastecimiento eléctrico como un servicio de uso común y como un proceso gestionable que no busca la rentabilidad, se concluye que los responsables de garantizarla y financiarla son, en conjunto y a lo largo del tiempo, todos los agentes económicos e institucionales involucrados en el mercado liberalizado. Cada agente en el mercado tiene un rol y, su mejor ejercicio de este, contribuye de alguna manera y en mayor o menor grado, a la seguridad del abastecimiento eléctrico. Cada agente económico e institucional involucrado en el mercado eléctrico liberalizado también es apropiador de dicho servicio.

Los resultados de la gestión integral de la seguridad del abastecimiento eléctrico, alcanzados tanto por el operador del mercado como por cada agente económico de este, muestran que la forma más eficiente de satisfacer la demanda eléctrica es basarla en la coordinación de los ciclos de operaciones del proceso de la seguridad del abastecimiento eléctrico y en la armonización natural de la toma de decisiones de las partes interesadas. Los recursos disponibles para suplir esta demanda eléctrica en mercados competitivos abarcan tanto los recursos de energía centralizada como los recursos de energía descentralizada.

9.2. Principales aportaciones

- Se aporta el análisis crítico del estado del arte de la seguridad del abastecimiento eléctrico y su regulación económica que permite identificar el por qué no han funcionado hasta el momento los mecanismos y medidas implementadas para asegurar el abastecimiento eléctrico en mercados liberalizados.
- Se aportan las bases generales metodológicas del sistema de gestión integral de la seguridad del abastecimiento eléctrico como servicio de uso común y como proceso gestionable tecnológicamente reproducible.
- Se aporta la identificación de las partes interesadas en el servicio de la seguridad del abastecimiento eléctrico en mercados competitivos y la especificación de sus requerimientos. Las partes interesadas son: apropiadores (consumidores, clientes), proveedores-productores, instituciones de mercado, otras organizaciones del sector eléctrico y la sociedad en general.
- Se aporta la definición metodológica y conceptual de los ciclos de operaciones temporales y tecnológicos de las partes interesadas, la región de suficiencia de la seguridad del abastecimiento eléctrico, el índice global anual de seguridad adicional y los índices de caracterización de la seguridad del abastecimiento eléctrico en un mercado competitivo dado.
- Se aporta un simulador validado de la casación horaria de un mercado eléctrico competitivo, que permite recrear las zonas históricas de suficiencia de la seguridad del abastecimiento eléctrico, crear escenarios probables para estas zonas, hacer análisis de sensibilidad de los parámetros utilizados y de cambios de una variable a la vez; y, para todos estos casos, permite evaluar la seguridad del abastecimiento eléctrico para grupos de casación definidos en un mercado eléctrico competitivo en particular y en periodos de medio y largo plazo, a fin de obtener información para la retroalimentación y mejora continua de la gestión integral del proceso de la seguridad del abastecimiento eléctrico.

9.3. Futuros trabajos de investigación

- El estudio de las bases teóricas para el *aprovechamiento de la economía de red* en el caso de la industria del suministro eléctrico en ambientes competitivos. El desarrollo de estas bases teóricas cambiaría radicalmente: la forma de gestionar y regular las instituciones sociales de mercado y las alternativas del abastecimiento eléctrico de pequeñas comunidades aisladas y de zonas no interconectadas.
- Desarrollo conceptual y comprobación empírica de que la *electricidad y la seguridad del abastecimiento eléctrico son bienes no homogéneos*. Transarlos de manera diferenciada, desarrollando las instituciones correspondientes es mucho más eficiente para la sociedad.
- Desarrollo de las *bases conceptuales de la teoría económica de la industria eléctrica en presencia de abundancia de algunos o muchos recursos energéticos*. La teoría económica se centra en la escasez de recursos, ¿Cómo se altera el análisis económico en presencia de abundancia de recursos? Caso de países en vía de desarrollo.
- Desarrollar las *bases conceptuales de la integración eficiente y eficaz de los recursos de energía descentralizada en los sistemas energéticos convencionales* de ambientes competitivos para la sostenibilidad del servicio de la seguridad del abastecimiento eléctrico en el largo plazo.
- Revisar la *regulación económica de los servicios públicos domiciliarios* a fin de generar pautas para minimizar las intervenciones al mercado, motivar la participación de la demanda a través de sus recursos, incentivar las instituciones de autoregulación y autogobierno de acciones colectivas y promover la innovación tecnológica en todas las actividades de la cadena electro-energética.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ancos Franco, H. (2006). Políticas públicas e iniciativa privada en la responsabilidad social empresarial. *Revista del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales*, 66, 51–79.
- Ancos Franco, H. (2008). El Mercado de la Responsabilidad Social Empresarial. Retrieved from <http://eprints.ucm.es/9738/>
- Axelrod, R. (1986). La evolución de la cooperación: el dilema del prisionero y la teoría de juegos. Alianza Editorial, S.A.
- Axelrod, R., & Hamilton, W. (1981). The evolution of cooperation. *Science*, 1390-1396.
- Ayala, J. (2000). Instituciones y economía. Una introducción al neoinstitucionalismo económico. México: Fondo de Cultura Económica.
- Baldwin, R., & Cave, M. (1999). Understanding regulation. Theory, strategy and practice. Oxford: Oxford University Press.
- Benegas-Lynch, A. (1998, November). Bienes públicos, externalidades y los free-riders: el argumento reconsiderado. *Estudios Públicos*, 71, 16.
- Besser, J. G., Farr, J. G., & Tierney, S. F. (2002). The Political Economy of Long-Term Generation Adequacy: Why an ICAP Mechanism is Needed as Part of Standard Market Design. *The Electricity Journal*, 15(7), 53–62.
- Brennan, T. J. (2003). Electricity Capacity Requirements: Who Pays? *The Electricity Journal*, 16(8), 11–22.
- Buriticá-Arboleda, C. I., & Álvarez-Bel, C. (2011). Decentralized Energy: Key to Improve the Electric Supply Security. IEEE, Power & Energy Systems.
- Campbell, R. (1985). Background for the Uninitiated. In R. Campbell, & L. Sowden, *Paradoxes of Rationality and Cooperation* (pp. 3-41). Vancouver: University of British Columbia Press.
- Carruthers, I., & Stoner, R. (1981). Economic aspects and police issues in groundwater development. Washington: Documento de trabajo del Banco Mundial Nro. 496.
- CC, C. C. (2001). *AES and British Energy: A Report on References* (Report made under Section 12 of the Electricity Act 1989). London: DGES.
- CE, (2000). *Libro Verde. Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético*. Luxembourg:: Oficina de publicaciones oficiales de las Comunidades Europeas.
- CNE. (2001). Propuesta final de metodología para establecer tarifas de acceso a redes eléctricas. España: Comisión Nacional de Energía (CNE).
- CNE. (2003). Informe Marco Sobre la Demanda de Energía Eléctrica y del Gas Natural y Su Cobertura. Madrid, España: Comisión Nacional de Energía (CNE).
- CNE. (2004). Electricity consumption in the spanish mainland market in 2003. El consumo eléctrico en el mercado peninsular en 2003. Madrid, España: Comisión Nacional de Energía (CNE).
- Coase, R. H. (1960). *El problema del costo social* (p. 54). Gran Bretaña: London School of Economics.
- CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución Nro. 050 de 2004. CREG 050 de 2004, 43. Colombia. (2004).
- Crew, M. A., & Kleindorfer, P. R. (1986). *The economics of public utility regulation*. McMillan Press.
- Darling, A. (1997). A political perspective. In G. Kelly, D. Kelly, & A. Gamble, *Stakeholder capitalism*. London: Macmillan Press Ltd.
- Dawes, R. (1973). The commons dilemma game: an n-person mixed-motive game with a dominating strategy for defection. *ORI Research Bulletin*, vol. 13, 1-12.
- Dawes, R. (1975). Formal Models of Dilemmas in Social Decision Making. In M. Kaplan, & S. Schwartz, *Human Judgement and Decision Processes: Formal and Mathematical Approaches* (pp. 87-108). New York: Academic Press.
- Dosi, G. (1997). Learning in evolutionary environments: Evolution and Economics, International School of Economic Research. Siena, Italy: Certosa di Pontignano.
- EC, (1999). *Green paper – Towards a European strategy for the security of energy supply. Technical document* (p. 71).
- Ehrenfield, D. (1972). *Conserving life on earth*. Oxford: Oxford University Press.
- Elster, J. (2000). El cambio tecnológico. Investigaciones sobre la racionalidad y la transformación social. Barcelona: Gedisa.
- Energía & Sociedad. (2011). Novedades en el sector. Servicio de disponibilidad de potencia y peajes de acceso a las redes eléctricas para los productores de energía eléctrica. *Boletín Energía & Sociedad*, 66, 9. Madrid, España.

- EU, E. U. (2010). *How to develop a Sustainable Energy Action Plan (SEAP) – Guidebook*. Bélgica: Luxembourg: Publications Office of the European Union.
- EURELECTRIC. (2004). *Ensuring Investments in a Liberalised Electricity Sector. Country reports in Annex*. EURELECTRIC - Union of the Electricity Industry. Retrieved from http://www.unesa.es/informes_actualidad/eurelectric_asegurar_inversiones.pdf
- Evans, P. C. (2002). *Liberalizing Global Trade in Energy Services*. Washington, DC, USA: The AEI Press American Enterprise Institute for Public Policy Research. Retrieved from <http://site.ebrary.com/lib/bibliotecaupv/Doc?id=10020622&page=3>
- EVO. (2003). *International Performance Measurement & Verification Protocol: Applications* (Vol. III). Efficiency Valuation Organization (EVO).
- EVO. (2010). *Protocolo Internacional de Medida y Verificación. Conceptos y Opciones para Determinar el Ahorro de Energía y Agua. Vol.1*. Toronto, Canada: Efficiency Valuation Organization (EVO). EVO 10000 – 1:2010 (Es).
- FERC. (2011). *2010 - Assessment of Demand Response and Advanced Metering. Staff Report*. Federal Energy Regulatory Commission (FERC).
- Fonseca Z., C. (2010). *Hacia los servicios públicos de "cuarta generación": las Empresas de Capital Social*. Contexto., 58-75.
- Ford, A. (1999). Cycles in competitive electricity markets: a simulation study of the western United States 1 16. *Energy Policy*, 27(11), 637–658.
- Frank, R. H. (2001). *Microeconomía y Conducta* (Vol. Cuarta). 28023 Aravaca (Madrid) - España: McGraw-Hill/Interamericana de España, S.A.U. Retrieved from www.mhhe.com/economics/frank4
- Freeman, R. E. (1984). *Strategic Management: A Stakeholder Approach*. London: Pitman.
- Friedman, D. (1991). Evolutionary games in economics. *Econometrica* 59, 637-666.
- Goldberg, V. (1974). Regulation and administered contracts. *Bell Journal of Economics and Management Science*, 426-447.
- Goldin, K. (1977). Equal Access vs. Selective Access: A Critique of Public Goods Theory. *Public Choice*, 53-71.
- González E., E. (2007). La teoría de los stakeholders. un puente para el desarrollo práctico de la ética empresarial y de la responsabilidad social corporativa. *Veritas*, vol II, Nro. 17. Universitat Jaume I, 205-224.
- Green, R. (1999). The Electricity Contract Market in England and Wales. *Journal of Industrial Economics*, 47(1), 107–124.
- Gutiérrez Moya, E. (2003). *Un modelo explicativo de la continuidad del servicio eléctrico en España*. V Congreso de Ingeniería de Organización. Valladolid-Burgos, España.
- Gutiérrez Moya, E., & Arévalo Quijada, M. T. (2003). *La Continuidad del Servicio Eléctrico en España: una aproximación a la modelización del TIEPI*. 27 Congreso Nacional de Estadística e Investigación Operativa, (págs. 3623-3634). Lleida, España.
- Hansen, S., Langlois, P., & Bertoldi, P. (2009). *ESCOs Around the World: Lessons Learned in 49 Countries*. Lilburn, Georgia: The Fairmont Press.
- Hanson, M., Kidwell, S., Ray, D., & Stevenson, R. (1991). Electric Utility Least-Cost Planning Making It Work within a Multiattribute Decision-Making Framework. *Journal of the American Planning Association*, Vol 57, 34-43.
- Hardin, G. (1968). The tragedy of the commons. *Science*, vol. 162, 123-1248.
- Hasanbeigi, A., & Lynn, P. (2010). *Industrial Energy Audit Guidebook: Guidelines for Conducting an Energy Audit in Industrial Facilities*. Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory.
- Heiner, R. A. (1983). The origin of predictable behavior. *American Economic Review* 73, 560-595.
- Hess, C., & Ostrom, E. (2001). Artifacts, Facilities, And Content: Information as a Common-pool Resource. Conference on the Public Domain. Workshop in Political Theory and Policy Analysis (pp. 1-36). Durham, North Carolina: Indiana University.
- Hirshleifer, J. (1983). From weakest-link to best-shot: The voluntary provision of public goods. *Public Choice*, 371-386.
- Hirst, E. (2003a). *LONG-TERM RESOURCE ADEQUACY: DEMAND-RESPONSE OPTIONS*. Retrieved from <http://www.peaklma.com/i4a/pages/index.cfm?pageid=166>
- Hirst, E. (2003b, January). *Long-Term Resource Adequacy: The Role of Demand Resources*. Retrieved from <http://www.ehirst.com/publications.html>
- Hirst, E., & Hadley, S. (1999). *Maintaining Generation Adequacy in a Restructuring U.S. Electricity Industry*. Washington DC: U.S. DEPARTMENT OF ENERGY under contract No. DE-AC05-96OR22464. Retrieved from <http://www.ehirst.com/publications.html>

- Hirst, E., Kirby, B., & Hadley, S. (1999). *Generation and Transmission Adequacy in a Restructuring U.S. Electricity Industry* (p. 58). Washington, DC: Edison Electric Institute (EEI). Retrieved from [_http://www.ehirst.com/publications.html_](http://www.ehirst.com/publications.html) __
- Hirst, Eric, & Kirby, B. (1999). Technical and Market Issues for Operating Reserves. *The Electricity Journal*, 12(2), 36–48.
- Hirst, Eric, & Kirby, B. (2001). Key Transmission Planning Issues HIRST2001. *The Electricity Journal*, 14(8), 59–70.
- Hirst, Eric, & Kirby, B. (2002). Expanding Transmission Capacity: A Proposed Planning Process HIRST2002. *The Electricity Journal*, 15(8), 54–59.
- Hobbs, B. F., Rouse, H. B., & Hoog, D. T. (1993). Measuring the economic value of demand-side and supply resources in integrated resource planning models. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 8(3), 979–987. doi:10.1109/59.260903
- Hobbs, B. F., Inon, J. G., Ming-Che, H., & Stoff, S. E. (2005). Capacity markets: review and a dynamic assessment of demand-curve approaches. *IEEE Power and Energy Society, PES*, 514–522.
- Hogan, W. W. (1998). *_COMPETITIVE ELECTRICITY MARKETS: A WHOLESALE PRIMER_*. Retrieved from [_http://faculty-gsb.stanford.edu/wilson/archive/E542/classfiles/HoganPrimer.pdf_](http://faculty-gsb.stanford.edu/wilson/archive/E542/classfiles/HoganPrimer.pdf) __
- Hunt, S. (2002). *Making competition work in electricity*. John Wiley & Sons, Inc.
- IEA. (1999). *Electricity Market Reform -- An IEA Handbook*. International Energy Agency Demand-Side Management Programme. Retrieved from [_http://www.iea.org/dbtw-wpd/bookshop/add.aspx?id=99_](http://www.iea.org/dbtw-wpd/bookshop/add.aspx?id=99) __
- IEA. (2001a). *Competition in Electricity Markets*. International Energy Agency. Retrieved from <http://www.iea.org/dbtw-wpd/bookshop/add.aspx?id=17>
- IEA. (2001b). *Competition in Electricity Markets*. International Energy Agency. Retrieved from [_http://www.iea.org/dbtw-wpd/bookshop/add.aspx?id=17_](http://www.iea.org/dbtw-wpd/bookshop/add.aspx?id=17) __
- IEA, I. E. A. (2002). *Energy Security* (p. 15).
- IEA, I. E. A. (2009). *Cities, Towns and Renewable Energy. Yes In My Front Yard*. Paris, France__ : OECD / IEA.
- IEA, I. E. A., & OECD, O. for E. C. and D. (2002). *Security of Supply in Electricity Markets. Evidence and Policy Issues*. Energy market reform. Paris, Francia: Head of Publications Service, OECD/IEA. Retrieved from [_http://www.iea.org/dbtw-wpd/bookshop/add.aspx?id=44_](http://www.iea.org/dbtw-wpd/bookshop/add.aspx?id=44) __
- Isbell, P. (2007). El nuevo escenario energético y sus implicaciones geopolíticas. En *Panorama Estratégico 2006-2007*. Madrid, España: Instituto Español de Estudios Estratégicos (Ministerio de Defensa) y Real Instituto Elcano.
- ISO9000, I. O. for S. Norma Internacional ISO 9000 (2005).
- Jaffe, A., & Felder, F. (1996). Should Electricity Markets Have a Capacity Requirement? If So, How Should It Be Priced? *The Electricity Journal*, 52–60.
- JESS. (2006). *Long-Term Security of Energy Supply: seventh report*. London: Joint energy security of supply working group (JESS).
- Jordan, W. (1972). Producer protection, Prior Market Structure and the effects of Government Regulation. *Journal of Law and Economics* 15, 151-176.
- Joskow, P. (1973). Pricing decisions of regulated firms: a behavioral approach. *Bell Journal of Economics and Management Science*, 119-140.
- Joskow, P. (1998). Electricity sectors in transition. *Energy Journal*, 19(2), 25–52.
- Joskow, P. (2003, October). The Difficult Transition to Competitive Electricity Markets in the U.S. Retrieved from [_http://www.econ.cam.ac.uk/dae/publications/index.htm_](http://www.econ.cam.ac.uk/dae/publications/index.htm) __
- Kahn, A. E. (1998). *The economics of Regulation, Principles and Institutions*". Vols. I y II. London, England: The MIT Press.
- Kosacoff, B., & Ramos, A. (1997). *Consideraciones económicas sobre la política industrial*. Buenos Aires, Argentina: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- Kreps, D. (1994). *Teoría de juegos y modelación económica*. México: Fondo de Cultura Económica.
- Kuhn, T. S. (1971). *La Estructura de las Revoluciones Científicas* (1ra edición en español. Traducido por Agustín Contín.). México: Fondo de Cultura Económica.
- Laffont, J. (1994). The new economics of regulation ten years after. *Econometrica* 62.
- Laffont, J.-J., & Tirole, J. (1991). The politics of government decisionmaking: a theory of regulatory of regulatory capture. *The Quarterly Journal of Economics*, 1089-1127.
- Laffont, J.-J., & Tirole, J. (1993). *A theory of incentives in procurement and regulation*. Cambridge, Massachusetts– London, England: The MIT Press.

- Langlois, P. (2012, April 5). Leonardo ENERGY. Retrieved from Webinar session 9 - Energy Performance Contracting Energy Services Companies (ESCO): <http://www.leonardo-energy.org/course-regulation-and-sustainable-energy-developing-countries>
- Lasheras, M. Á. (1999). *La regulación económica de los servicios públicos*. Madrid, España: Ed. Ariel, S.A.
- Levy, B., & Spiller, P. (1996). *Regulations, Institutions and Commitment*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Lieb-Dóczy, E., Börner, A.-R., & MacKerron, G. (2003). Who Secures the Security of Supply? European Perspectives on Security, Competition, and Liability. *The Electricity Journal*, 10-19.
- Limaye, D., Heffner, G., & Sarkar, A. (2008). *An Analytical Compendium of Institutional Frameworks for Energy Efficiency Implementation*. Washington D.C.: The International Bank for Reconstruction and Development/THE WORLD BANK GROUP.
- López Carrizosa, F. J. (2008). *El sistema de gestión integrado. La planeación del sistema de gestión con base en la gestión del riesgo*. Bogotá D.C., Colombia: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC).
- Majone, G. (1996). *Regulating Europe*. London: Routledge.
- Marín Quemada, J. M., & García-Verdugo, J. (2003). *Bienes Públicos Globales, Política Económica y Globalización*. Ariel, Editorial S.A.
- Martín Quemada, J. M., & García-Verdugo, J. (2004). *Bienes Públicos Globales, Política Económica y Globalización*. Madrid, España: Ariel S.A.
- Meller, P. (2002). Regulación y competencia en los servicios de utilidad pública. Una introducción general. *Revista Perspectivas* (Departamento de Ingeniería Industrial, Universidad de Chile), vol. 6, Nº 1, 3-10.
- Merton, R. (1991). *Game Theory. Analysis of Conflict*. London: Harvard University Press.
- Millán, J. (2000). *The Second Generation of Power Exchanges: Lessons for Latin America* (p. 17). Washington D.C.: Inter-American Development Bank.
- Mitnick, B. (1974). The Sitting Impasse and Rational Choice Model of Regulatory Behavior: An Agency for Power Plant Sitting. *Journal of Environmental and Management*, 150-171.
- Mitnick, B. (1989). *Economía política de la regulación*. México: Fondo de Cultura Económica.
- Mulgan, G. J. (1991). *Communication and Control: Networks and New Economies of Communications*. New York. __: Guilford Press.
- NERC. (2002). *Reliability Assessment 2002-2011*. Princeton, NJ: North American Electric Reliability Council (NERC).
- Newbery, D. . (2000). Privatization, Restructuring and Regulation of Network Utilities. *The Walras-Pareto Lectures, 1995* (p. 466–xvi). MIT Press, 2000. Retrieved from <http://www.econ.cam.ac.uk/dae/people/newbery/output.htm>
- Newbery, D. . (2002). *Issues and Options for Restructuring Electricity Supply Industries* (No. 0210_). Retrieved from http://www.econ.cam.ac.uk/cgi-bin/newpapersearch.pl?conf_file=paper.conf&terms=02&series=camdac&criteria=Number&boolean=AND&case=Insensitive
- Newbery, D. ., & McDaniel, T. (2002). *Auctions and trading in energy markets -- an economic analysis* (No. _0233_). Retrieved from <http://www.econ.cam.ac.uk/>
- Newbery, D. M. (1998). Competition, contracts, and entry in the electricity spot market. *Rand Journal of Economics*, 29(4), 726–749.
- OECD, O. for E. C. and D., & IEA, I. E. A. (2005). *Lessons from Liberalised Electricity Markets*. Paris, France __: IEA, International Energy Agency. Retrieved from <http://www.iea.org>
- OECD, O. for E. C. and D., & IEA, I. E. A. (2007). *Energy Security and Climate Policy. Assessing Interactions*. París, Francia: International Energy Agency (IEA), Head of Publications Service.
- Olson, M. (1965). *The logic of collective action. Public goods and the theory of groups*. Cambridge, Massachusetts: Harvard University Press.
- Olson, M. (1965). *The logic of collective action. Public goods and the theory of groups*. Cambridge, Mass.: Harvard University Press.
- Oren, S., Smith, S., & Wilson, R. (1985). Capacity Pricing. *Econometrica*, 53(3), 545–566.
- Oren, S.S. (1999). Combining financial double call options with real options for early curtailment of electricity service. *Proceedings of the 32nd Annual Hawaii International Conference on System Sciences, 1999. HICSS-32_ (Vol. Track3, p. 7)*. Maui, HI , USA: IEEE. Retrieved from <http://search.ieeexplore.ieee.org/> Oren, S.S. (2001). Design of ancillary service markets. *34th Annual Hawaii International Conference on System Sciences (HICSS-34)_ (Vol. 2_ , pp. 769–777)*. Maui, Hawaii __: Institute of Electrical and Electronics Engineers___. Retrieved from <http://computer.org/proceedings/hicss/0981/volume%202/09812026abs.htm>; <http://www.pserc.wisc.edu/>
- Oren, S.S. (2002). Auction design for ancillary reserve products (Vol. 3, pp. 1238–1239).

- Oren, S.S. (2003). *Capacity Payments and Supply Adequacy in Competitive Electricity Markets*. Retrieved from [_http://www.pserc.wisc.edu/_](http://www.pserc.wisc.edu/)
- Oren, Shmuel. (1999). *Ensuring generation adequacy in a competitive electricity market*. Presented at the Workshop "Long-term Guarantee to Supply". Comisión Nacional de la Energía (CNE), Madrid.
- Oren, Shmuel. (2000, June). *Market-Based Capacity Payments*. Presented at the ANEEL Workshop on ASMAE Rules for the Brazilian Wholesale Electricity Market, Brasilia, Brazil.
- Oren, Shmuel S. (2002). *Market Mechanisms for Competitive Electricity* (No. PSERC Publication 02-42) (pp. 1–22). [_Power Systems Engineering Research Center __A National Science Foundation Industry/University Cooperative Research Center since 1996__](#)
- Oren, Shmuel S. (2003). *Ensuring generation adequacy in competitive electricity markets* (Working Paper No. EPE 007). UCEI.
- Ostrom, E. (1997). Esquemas institucionales para el manejo exitoso de recursos comunes. Conferencia sobre Instituciones Locales y Manejo de los Bosques. Cómo puede la investigación hacer la diferencia. Bogor, Indonesia.
- Ostrom, E. (2000). Private and common property rights. Workshop in Political Theory and Policy Analysis (págs. 332-379). Indiana University.
- Ostrom, E. (2011). El Gobierno de los Bienes Comunes. La Evolución de las instituciones de Acción Colectiva. (2da ed.). México: Fondo de Cultura Económica (FCE), Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).
- Ostrom, E. (2011). El Gobierno de los Bienes Comunes. La Evolución de las instituciones de Acción Colectiva. (2da ed.). México: Fondo de Cultura Económica (FCE), Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).
- Ostrom, E., Gardner, R., & Walker, J. (1994). *Rules, Games, and Common-Pool Resources*. USA: Ann Arbor: University of Michigan Press.
- Ostrom, V., & Ostrom, E. (1977). Public Goods and Public Choices. *Alternatives for Delivering Public Services: Toward Improved Performance*. Boulder, CO: Westview Press.
- Ovejero, F. (1999-2000). La política de la desconfianza (límites de la concepción liberal de las políticas públicas). *Revista de gobierno y políticas públicas*. CIDER. Universidad de los Andes. Bogotá., 94-131.
- Pardo, Á., Meneu, V., & Valor, E. (2002). Temperature and seasonality influences on Spanish electricity load. *Energy Economics*, vol. 24, 55-70.
- Peltzman, S. (1976). Toward a more General Theory of regulation. *Journal of Law and Economics* 19, 111-126.
- Pérez-Arriaga, I. J., Solé, C., Vázquez, C., & Meseguer, C. (1999). *Formación de precios en generación y diseño del mercado mayorista en el Sistema Eléctrico Colombiano*. Bogotá, Colombia: Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (ACOLGEN).
- Popper, K. (1998). La lección de este siglo. Buenos Aires, Argentina: Temas Grupo Editorial.
- Porter, M., & Sagansky, J. (1976). Information Politics and Economic Analysis: The Regulatory Decision Process in the Air Freight Cases. *Public Policy* 24, 263-307.
- Porter, M. E., & Millar, V. E. (1985). The information revolution is transforming the nature of competition. How information gives you competitive advantage. *Harvard Business Review*, (July-August 1985), 149–175.
- Porter, M. E., & Kramer, M. R. (2006). Strategy & Society. The link between competitive advantage and corporate social responsibility. *Harvard Business Review*, 78–93.
- Posner, R. (1974). Theories of economic regulation. *Bell Journal of Economics and Management Science* 5, 335-358.
- Ramírez-Escobar, C., & Álvarez-Bel, C. (2004). Modelos de Curvas de Carga de Demanda de Electricidad en el Mercado de Producción de Energía Eléctrica Español. Resultados preliminares. Instituto de Ingeniería Energética, UPV. Valencia (España).
- REE. (1998). Proyecto INDEL - Atlas de la demanda eléctrica española. Madrid, España: Red Eléctrica de España (REE).
- Rivier, M., Vázquez, C., Enamorado, J. C., & Pérez-Arriaga, I. J. (2000). *Estudio del cargo por capacidad en Colombia*. ACOGEN. Retrieved from [_http://www.acolgen.org.co/docuacolgen.asp__](http://www.acolgen.org.co/docuacolgen.asp)
- Roques, F., Newbery, D. ., & Nuttall, W. (2004, October). Generation Adequacy and Investment Incentives in Britain: from the Pool to NETA. Retrieved from [_http://www.econ.cam.ac.uk/dae/publications/index.htm__](http://www.econ.cam.ac.uk/dae/publications/index.htm)
- Ruff, L. E. (1999). Competitive Electricity Markets: One Size Should Fit All. *The Electricity Journal*, 12(9), 20–35.
- Rufolo, A. M., Bronfman, L. M., & Strathman, J. G. (1995). Least-Cost Transportation Planning in ODOT. Feasibility Report. Portland, Oregon: Center for Urban Studies; Portland State University.
- Samuelson, L. (1997). *Evolutionary games and equilibrium selection*. Cambridge, Massachusetts – London, England: The MIT Press.
- Samuelson, P. A. (1954). The Pure Theory of Public Expenditure. *Review of Economics and Statistics*, 387 –389.

- Sapiña, F. (2006). El reto energético: gestionando el regalo de Prometeo. Valencia, España: Publicacions de la Universitat de València.
- Schlager, E., & Ostrom, E. (1992). Property Rights Regimes and Natural Resources: A Conceptual Analysis. *Land Economics*, 249-262.
- Schwepe, F. C., Merrill, H. M., & Burke, W. J. (1989). Least-cost planning: issues and methods. *Proceedings of the IEEE*, 77(6), 899–907. doi:10.1109/5.29330
- Sen, A. (1997). Maximization and the act of choice. *Econometrica* 65, 745-779.
- Sheble, G. B. (2003). Valuation of services. Competitive industry modeling. *Power and Energy Magazine, IEEE*, 1(2), 14–19.
- Shuttleworth, G. (2002). Hot Topics in European Electricity: What Is Relevant and What Isn't? *The Electricity Journal*, 15(8), 25–39.
- Simon, H. (1982). Economics and psychology. En H. Simon, *Models of bounded rationality*, vol. 2, Behavioral Economics and business organization. Cambridge Massachusetts: The MIT Press.
- Singh, J., Limaye, D., Henderson, B., & Shi, X. (2010). Public Procurement of Energy Efficiency Services. Lessons from International Experience. Washington DC: The International Bank for Reconstruction and Development / The World Bank.
- Sioshansi, F. P. (2008). *Competitive electricity markets. Design, implementation, performance*. Oxford, UK: Elsevier Ltd.
- Stark, C. (2000). Regulación, Agencias Reguladoras e Innovación de la Gestión Pública en América Latina. Proyecto ILPES-CAF Marco Regulatorio, Privatización y Modernización del Estado.
- Stigler, G. (1971). The Theory of Economic Regulation. *Bell Journal of Economics and Management Science* 2, 3-21.
- Stillman, P. (1975). The tragedy of the commons: a re-analysis. *Alternatives*, vol. 4, 12-15.
- Stoft, S. (2003). The demand for operating reserves: Key to price spikes and investment. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(2), 470–477.
- Stoft, Steven. (2000). *PJM's Capacity Market in a Price-Spike World* (No. PWP-077_ _). University of California Energy Institute_ . Retrieved from _<http://www.ucei.berkeley.edu/pubs-pwp.html> _
- Sugden, R. (1984). Reciprocity: the supply of public goods through voluntary contributions. *The Economic Journal*.
- Teske, S., Schäfer, O., & Zervos, A. (2007). Energy [r]evolution. A sustainable world energy outlook. European Renewable Energy Council (EREC) and Greenpeace.
- Torres G., F. (1988). Lecciones de Economía. Tomo I.
- UNE. (2005). UNE 66177. Sistemas de Gestión. Guía para la Integración de los Sistemas de Gestión. Madrid, España: AENOR, Asociación Española de Normalización y Certificación.
- Varian, H. R. (1992). *Análisis Microeconómico*. Antoni Bosh.
- Vazquez, C., Rivier, M., & Perez-Arriaga, I. J. (2002). A market approach to long-term security of supply. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 17(2), 349–357.
- Viscusi, W., Vernon, J., & Harrington, J. (2000). *Economics of Regulation and Antitrust*. Cambridge: MIT Press.
- Vogel, K. S. (1996). *Freer Markets, More Rules*. Cornell: Cornell University.
- WB, W. B. (2010). *Public Procurement of Energy Efficiency Services: Lessons from International Experience*. Washington DC: The World Bank.
- Williamson, O. (1991). *Mercados y jerarquías: su análisis y sus implicaciones antitrust*. México: Fondo de Cultura Económica.
- Wolak, F. A. (1997). *Market Design and Price Behavior in Restructured Electricity Markets: An International Comparison* (p. 65). Stanford, CA: Department of Economics Stanford University. Retrieved from <http://www-leland.stanford.edu/~wolak>
- Wolak, F. A. (2003). Diagnosing the California Electricity Crisis. *The Electricity Journal*, 16(7), 11–37.

LISTA DE ANEXOS

ANEXO 2-1.....	172
MEDIDAS ESPECÍFICAS PREVISTAS EN LA EU PARA ALCANZAR LA SEGURIDAD DEL	
ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO EN EL LARGO PLAZO	172
ANEXO 2-2.....	175
INTERCAMBIOS DE ELECTRICIDAD.....	175
ANEXO 2-3.....	181
REDUCCIÓN DE RIESGOS DE INVERSIÓN: “INCENTIVO” A LA INTEGRACIÓN PRODUCCIÓN Y	
SUMINISTRO.....	181
ANEXO 2-4.....	183
ESTUDIO DE CASO ESPAÑA: MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	183
ANEXO 5-1.....	195
EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	195
EN EL SISTEMA PENINSULAR ESPAÑOL	195
ANEXO 5-2.....	203
ANÁLISIS MULTIVARIANTE DE LA INFORMACIÓN OPERATIVA DEL.....	203
MERCADO DE PRODUCCIÓN ESPAÑOL.....	203
ANEXO 5-3.....	217
MODELO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN EL MERCADO DIARIO ESPAÑOL	217
ANEXO 5-4.....	233
MODELO DE COSTES DE LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD	233
Y FORMACIÓN DE LA OFERTA.....	233
ANEXO 5-5.....	247
MODELO DE LA OFERTA ELÉCTRICA EN EL MERCADO DIARIO ESPAÑOL	247
ANEXO 8-1.....	255
RESULTADOS ESTADÍSTICOS DE LA VALIDACIÓN DEL PROCESO DE LA SAE	255

ANEXO 2-1

Medidas específicas previstas en la EU para alcanzar la seguridad del abastecimiento eléctrico en el largo plazo

La Unión Europea en el 2000, publica “EL LIBRO VERDE. Hacia una estrategia de seguridad del abastecimiento energético” (CE, 2000), donde se dan directivas y se autoriza a los Estados Miembros a organizar dispositivos, en el sentido de las reformas para la liberalización de los mercados eléctricos, en aras de la seguridad del abastecimiento eléctrico en el largo plazo.

Los Decretos 21-22, de las directivas –2003/54/EC y 2003/55/EC–, se constituyen en las más importantes directrices específicas para asegurar el abastecimiento eléctrico; y sobre las cuales, los Estados Miembros y la Unión Europea pueden basarse para tomar cualquier medida necesaria a fin de alcanzar tal objetivo. En dichas provisiones se responsabiliza a los Estados Miembros de alcanzar el nivel deseado de la seguridad del abastecimiento de electricidad, utilizando procedimientos de autorización transparentes que coadyuven a fortalecer la competencia en el mercado de generación, respeten los intereses de la protección ambiental y promuevan nuevas tecnologías –renovables y combinadas de calor y energía–; además, cada Estado Miembro ha de supervisar el balance suministro/demanda (teniendo en cuenta la capacidad de interconexión entre áreas) y reportar la monitorización a nivel de la Comunidad.

La Comunidad Europea también establece que, en el caso de que el mercado falle, los Estados Miembros tienen dos líneas de acción principales. La primera consiste en asegurar la suficiencia de generación ya sea construyendo nuevas plantas, imponiendo mecanismos de capacidad a los jugadores en el mercado o mediante una capacidad de reserva mantenida centralizadamente. La segunda está relacionada con medidas tomadas sobre el lado de la demanda. Así, se prevé:

1. *Suficiencia de generación – construcción de capacidad o medidas de capacidad.*

- a) Licitaciones, para nueva capacidad. La Comisión plantea que el procedimiento de *licitaciones* tiene la ventaja de ser relativamente fácil de organizar y asegura que los inversionistas construirán realmente la capacidad ofrecida (en comparación con los procedimientos de autorización, donde la concesión de una autorización no es ninguna garantía de que la capacidad autorizada será construida).

Las licitaciones pueden limitar el ejercicio de poder de mercado de los operadores en situación de puntas de precios y de crisis recurrentes ligadas a tensiones crecientes sobre las capacidades, lo que va a favor de una mayor eficiencia en el mercado. En cuanto a la perspectiva de integración de los mercados nacionales, se justifica políticamente este enfoque, en cuanto se presuma una escasez de las capacidades de interconexión, en pico, entre los sistemas.

Finalmente, dada la reducción de los riesgos relacionados a las ventas y a los precios que, para los inversionistas, trae el procedimiento, los precios a las respuestas de las licitaciones serán más bajos que los precios de los productores invirtiendo en un mercado volátil, lo que beneficia a los consumidores.

- b) Medidas equivalentes en términos de transparencia y de no-discriminación: mecanismos de capacidad. Los mecanismos siguientes de capacidad están disponible para los Estados miembros. Todos tienen la característica común de hacer explícito el valor que para la sociedad tiene el disponer de bastante capacidad de reserva. Las diferencias más grandes pueden ser encontradas en la suficiencia de la señal del precio, el principio de las medidas y su naturaleza más o menos orientada al mercado. Estas medidas incluyen:

- Mantener capacidad en espera (o standby) para propósitos de reserva. Los Estados miembros pueden decidir obligar a un organismo central, más apropiadamente el Operador del Sistema de

Transporte TSO, a contratar capacidad para propósitos de reserva. Este mecanismo distorsiona la señal de inversiones y conlleva a grandes necesidades de capacidad de reserva centralizada.

- Pagos de la capacidad. Los Estados miembros pueden también decidirse a compensar a los generadores por tener capacidad disponible. Las principales desventajas de esta medida es que, por una parte, no garantiza que más capacidad de la actualmente disponible, sea construida; ni tampoco que los generadores abusen de su poder de mercado en los periodos de escasez.

- Requisitos de la capacidad. Esta opción obliga a los suministradores (comercializadores y distribuidores) a comprar cierto porcentaje de la capacidad de reserva. Esta capacidad de reserva puede ser negociable, y puede también estar compuesta de contratos interrumpibles. Sin embargo, como con los pagos de capacidad, no son ninguna garantía de que suficiente capacidad estará siempre disponible.

- Contratos de la confiabilidad. En este caso, el Operador del Sistema de Transporte TSO está obligado a comprar opciones “call (de venta)” de los generadores. Esta opción, como otras descritas anteriormente, confía en la planificación centralizada.

- Suscripciones de capacidad. Esta opción quita el elemento de la planificación centralizada. En esta opción cada cliente necesita comprar un fusible electrónico que potencialmente limita su consumo de electricidad. Los fusibles son activados por el TSO en épocas de escasez. Los fusibles vendrán en diversos tamaños, señalando el precio al cual el consumidor está dispuesto a pagar por su electricidad. Los generadores venden los fusibles y pueden hacerlo solamente si éstos son cubiertos por capacidad disponible.

c) Contratos a largo plazo. Los Estados miembros podrían también obligar a los suministradores a entrar en contratos a largo plazo con los generadores. Tanto para los clientes como para las compañías de generación será muy difícil proyectar sus requerimientos suficientes al largo plazo para que un ciclo completo del negocio tome su curso, que serán una o dos décadas. Son dos las desventajas principales de los contratos 'a largo plazo': mínimas posibilidades de los clientes elegibles de cambiarse a suministradores con contratos menos costosos; aunado al hecho de que estos contratos no pueden ser lo suficientemente largos para amortiguar el ciclo de negocios.

2. *Eficiencia energética apropiada –medidas de gestión del lado de la demanda.*

La Comisión Europea, interesada en la seguridad del abastecimiento de electricidad, no sólo se orienta a la nueva capacidad de generación; sino también a la eficiencia energética y a la gestión del lado de la demanda. Diversas opciones están abiertas a los Estados miembros:

- Carga interrumpible;
- Medidas de gestión del lado de la demanda y de eficiencia energética tomadas por los suministradores;
- Medidas del lado de la demanda y de eficiencia energética en plantas de generación;
- Información del coste en tiempo real a los consumidores a través de medidores que permitirían a los clientes adaptar su patrón de consumo en el evento de precios muy elevados.

Los argumentos de que las medidas de eficiencia energética y del lado de la demanda pueden crear costes adicionales, como por ejemplo, la inversión en medidores apropiados, y que no son una opción para el corto plazo, pueden tener cierta justificación. Sin embargo, esta discusión se puede utilizar igualmente para las inversiones en capacidad de generación. Se arriesga al cambiar del corto plazo hacia un futuro más distante. En cualquier caso, los mecanismos no deben conducir a la inacción en la gestión y eficiencia energética en el lado de la demanda.

ANEXO 2-2

Intercambios de electricidad

Una de las tendencias en los mercados liberalizados de electricidad alrededor del mundo, es la de ampliar la gama de productos y de perfeccionar las condiciones de los intercambios de electricidad. Esta tendencia se ha interpretado como la forma en que los agentes del mercado revelan sus gustos y preferencias, manifiestan sus necesidades y van sentando las bases de la competición real.

Uno de los cambios más significativos en tal sentido es la identificación y separación de dos tipos principales de productos: los físicos y los financieros. Los productos físicos son ampliamente conocidos y están relacionados fundamentalmente con el corto plazo y los usos finales de electricidad. Los productos financieros, en cambio, se relacionan con el medio y largo plazo y se están usando ampliamente para la gestión de los riesgos de las fluctuaciones del precio y para asegurar la disponibilidad de los productos físicos en el futuro.

Los productos físicos son intercambiados mediante un despacho físico real entre las partes. Por ejemplo, en los mercados físicos del día-anticipado (day-ahead) la cantidad de electricidad negociada es despachada, por el vendedor al comprador, el día siguiente, para cada hora, o para varias horas cuando es posible agrupar en bloques. Los productos financieros incluyen diferentes derivados de la energía, tales como opciones, contratos por diferencias y futuros; además, estos pueden tener como referencia el precio del mercado spot.

La Tabla 1, muestra los intercambios de energía en algunos mercados eléctricos de Europa y el rango de productos a nivel general.

Tabla 1.- Intercambios de energía en Europa (2005).

País	Operadores de los mercados	Físico	Financiero
Austria	Energy Exchange Austria EXAA en Graz	✓	-
Finlandia, Dinamarca, Noruega y Suecia	Nord Pool: en Aarhus (área de precios DK1); en Copenhagen (área de precios DK2)	✓	✓
Francia	Powernext	✓	-
Alemania	European Energy Exchange EEX AG en Leipzig	✓	✓
Italia	GME	✓	-
España	OMEL-Operador del Mercado Eléctrico	✓	-
Reino Unido	UK Power Exchange	✓	✓
	Automated Power Exchange APX	✓	✓
	PowerEx	✓	✓
	Internacional Petroleum Exchange IPE	✓	✓

Fuente: EURELECTRIC

LA Tabla 1, hace referencia a los mercados organizados de electricidad; sin embargo, en muchos países alrededor del mundo también se intercambia electricidad en los llamados “*mercados OTC (Over-The-Counter markets)*”¹¹⁷. Los OTC son mercados no organizados cuyos

¹¹⁷ OTC, literalmente significa Over The Counter, en referencia a los contratos que se realizaban en tiempos pasados -sobre el mostrador-, es decir -a la medida-; esto implica, por tanto, que en los mercados OTC no existe subastador ni precio único de mercado.

productos se pueden negociar generalmente de manera individual (productos no estandarizados, no homogéneos); sin embargo, hay una tendencia creciente hacia el intercambio de productos homogéneos negociados a precio único. Adicionalmente, los mercados para nuevos e innovadores productos relacionados con la electricidad, tales como certificados verdes y derivados del clima, están en pleno desarrollo; esto permitirá que estos mercados en el futuro sean más y más líquidos.

A 2005, la más alta liquidez se daba en el Nord Pool, donde los volúmenes intercambiados eran relativamente grandes comparados con el consumo físico total en la región. La liquidez en el mercado alemán también ha ido desarrollándose rápidamente. Tanto en Alemania como en Inglaterra y Gales, la gran mayoría de los intercambios de la energía son hechos bilateralmente en mercados OTC. Otros mercados como los de España y Francia, que iniciaron más tarde, están también desarrollándose rápidamente. En España, por ejemplo, con la total liberalización de los consumidores, ha tomado cuerpo el proyecto de creación de un mercado organizado de futuros eléctricos, promovido por FC&M, el organismo que gestiona el mercado de Futuros de Cítricos y Mercaderías de la Bolsa de Valencia.

En la actualidad, la mayor parte del intercambio de electricidad es físico, con la notable excepción de la región nórdica, donde los volúmenes intercambiados en los mercados financieros son aproximadamente 9 veces mayores que los volúmenes en los mercados físicos. Por ejemplo, en 2001, los volúmenes intercambiados fueron de 910 TWh y 112 TWh, respectivamente.

Los mercados de productos financieros se han intensificado de manera significativa a partir de las mayores incertidumbres generadas en los mercados liberalizados de electricidad. Su principal objetivo es la cobertura de riesgos relacionados con aspectos económicos tales como: tasa de cambio, tasas de interés, precios de bienes, etc.; además, permiten a los empresarios tener mayor certidumbre sobre sus flujos de caja futuros. Por tal razón, amerita relacionar algunos conceptos básicos a fin de justificar la explosión de diferentes productos que en la actualidad se intercambian en los mercados de electricidad. Ver Tabla 2.

Los derivados financieros son una herramienta útil que permite tener certidumbre sobre el flujo de caja futuro, evitando así sorpresas ante devaluaciones inesperadas, fuertes cambios en las tasas de interés y precios de bienes. Como su nombre lo indica son productos que derivan de otros productos financieros y se liquidan por diferencias entre el precio de mercado del subyacente y el precio pactado.

Los mercados financieros (también llamados de derivados) se componen de cuatro instrumentos que permiten disminuir el riesgo y tener certeza sobre el flujo de caja futuro. Los contratos financieros no necesitan especificar la planta que suministrará la energía a diferencia de los contratos físicos como los Power Purchase Agreements (PPA) que si lo deben especificar. Los principales contratos financieros son (IEA, 2001, p. 99):

1. *Futuros*: Son acuerdos bilaterales que estipulan el cumplimiento o entrega diferida de algún activo subyacente (por ejemplo la electricidad), o el requisito de aportar alguna cantidad de efectivo basado en el valor del activo subyacente al tiempo en el que expira el contrato. Estos acuerdos bilaterales son contratos estandarizados y son intercambiados en mercados organizados.

2. *Forwards*: Un contrato a plazo o *forward* es cualquiera cuya liquidación se difiere hasta una fecha posterior estipulada en el mismo. Son también acuerdos bilaterales pero no son estandarizados. Trabajan en combinación con el mercado mayorista y es la forma más simple de instrumentos derivados usados para transferir o "hedge" (cubrir) el riesgo del precio.

3. *Opciones*: Se definen simplemente como un derecho sin una obligación a comprar o vender electricidad a un cierto precio. En forma más precisa, el tenedor de una opción tiene un derecho sin tener una obligación, pero el que la suscribe o el que vende la opción tiene una obligación absoluta. El precio tiene dos componentes: una tasa de opción equivalente a un cargo de kW a pagar cuando se firma el contrato y un precio de ejercicio a ser pagado por cada kWh efectivamente entregado. Un contrato de opción no necesita la referencia del precio de electricidad spot para ser aplicado. Existen diferentes tipos de opciones, las más comunes son las llamadas *Call* y *Put*.

- Opción *Call*; Opción de Compra. Este tipo de opciones como indica su nombre otorgan un derecho de compra a sus titulares.
- Opción *Put*; Opción de Venta. Se trata de la opción contraria a la anterior, otorgando a su titular un derecho de venta de un determinado activo en el momento del vencimiento.
- Otras opciones son: las *européas*, aquellas que sólo pueden ser ejercitadas en el momento del vencimiento; las *americanas*, que pueden ser ejercitadas en cualquier momento entre el día de la compra y el día de vencimiento, ambos inclusive, al margen del mercado en el que se negocien; y, las opciones *asiáticas*, aquellas que sólo pueden ser ejercitadas en determinados momentos entre la fecha de compra y el vencimiento. Es decir, son opciones a mitad de camino entre las europeas y las americanas.

4. *Swaps*: Es un contrato por el cual las partes se comprometen a intercambiar una serie de flujos de dinero en una fecha futura. Dichos flujos pueden, ser en principio, función ya sea de los tipos de interés a corto plazo, del valor de un índice bursátil o de cualquier otra variable. Existen diferentes tipos de *swaps*, de los cuales los más comúnmente utilizados son los *swaps* sobre tasa de interés y sobre divisas.

- *Swaps* sobre tasa de interés: Contrato financiero entre dos partes que desean un intercambio de intereses derivados de pagos o cobros de obligaciones que se encuentran en activos a diferentes bases (tipo fijo o flotante) sin existir traspaso del capital y operando en la misma moneda.
- *Swaps* de tasa de cambio o sobre divisas: Se intercambian flujos futuros en pesos por flujos futuros en otra moneda o viceversa durante un período determinado y en unas fechas preestablecidas. Por lo tanto, se involucran dos monedas.
- *Swaps* de duración: Se presenta cuando inversionista quiere alargar o acortar la duración de inversión respectivamente. Se requiere simplemente un acuerdo previo con la contraparte de la deuda o inversión.

Como un dato a resaltar el consumo - producción de energía eléctrica en Europa es de 3.000 TWh/año y el mercado de derivados alcanzó en 2003 entre 5.000 y 10.000 TWh/año, lo que significa alrededor de € 200 y 300 Miles de Millones. (datos tomados de www.confinsura.com.co, www.enervia.com, www.gestiopolis.com)

Tabla 2.- Productos ofrecidos en los intercambios de energía en Europa.

País	Productos ofrecidos por los operadores	Productos ofrecidos en los mercados OTC	Aclaración OTC
Austria	Mercado spot de electricidad: físicamente ajustado, productos horarios. Mercado de futuros para electricidad.	Toda clase de productos físicos y también contratos en dinero efectivo para base, pico y productos horarios. Forwards: día anticipado, semana, meses, trimestres, años. Mercado de balances de energía: "divisiones de aclarado y ajuste" en una compra del área de control que balancea la energía por orden del TSO (llamada para ofertar –call for bits-)	Si (desde 2003)
Dinamarca	Mercado spot de electricidad: subasta diaria para 24 horas individuales, despacho físico. Mercado forward: -opciones call y put, estilo europeo -contratos por diferencias.	Forwards físicos Forwards financieros Contratos por diferencias Las compañías comercializadoras también ofrecen contratos de suministro físico a manera de	Si (para los productos del Nord Pool)

		“opciones” para los consumidores finales	
Finlandia	<p>Mercado spot de electricidad: subasta diaria para 24 horas individuales, despacho físico.</p> <p>Mercado de balance: contratos horarios.</p> <p>Mercados financieros: días, semanas, bloques, estaciones, años, 3 años adelantados.</p> <p>Contratos por diferencias.</p>	<p>Todos los mismos productos de los mercados organizados pueden contratarse para largos periodos y en grandes cantidades, mediante contratos físicos y financieros.</p>	<p>Si (para contratos estandar)</p>
Francia	<p>Mercado spot de electricidad: subasta diaria para 24 horas individuales, despacho físico.</p>	<p>Carga base y carga pico, para día, semana y 2 meses adelantados.</p>	<p>Si (Clearnet)</p>
Alemania	<p>Mercado spot de electricidad: -subasta diaria para 24 horas individuales, despacho físico -contratos carga pico -8 bloques “especiales”.</p> <p>Mercado de futuros: -7 meses, 3 años y 7 trimestres adelantados de carga base y contratos de carga pico -futuros con “cumplimiento físico automático”.</p>	<p>Todos los mismos productos de los mercados organizados: -días, semanas, meses, trimestres y años para carga base y carga pico -opciones, forwards, productos estructurados (individualmente negociados).</p> <p>Mercado de balances de energía: “divisiones de aclarado y ajuste” en una compra del área de control que balancea la energía por orden del TSO (llamada para ofertar –call for bits-)</p>	<p>Si</p>
Italia	<p>El mercado de electricidad consta de 5 mercados de corto plazo, ajustados con base horaria: -de energía, día anticipado -de ajustes (intradía) -de gestión de la congestión -de reservas (únicamente contratos de capacidad) -mercado de balances.</p>	<p>Carga base: -F1 (invierno horas super pico) F2 (invierno y verano horas pico) F3 (verano horas pico) F4 (horas fuera de pico).</p>	<p>No</p>
Noruega	<p>Futuros (días, semanas, bloques -4 semanas-).</p> <p>Forwards (estaciones, años).</p> <p>Opciones (estilo europeo).</p> <p>Contratos por diferencias.</p>	<p>Todos los mismos productos de los mercados organizados pueden contratarse para largos periodos y en grandes cantidades, mediante contratos físicos y financieros.</p>	<p>Si</p>
España	<p>El mercado de electricidad consta de 3 mercados de corto plazo, ajustados con base horaria: -spot de energía, día anticipado -intradía (6 sesiones) -de servicios auxiliares.</p>	<p>Mes, trimestre, balance de año y año siguiente para carga base.</p>	<p>No</p>
Suecia	<p>Futuros (días, semanas, bloques -4 semanas-).</p> <p>Forwards (estaciones, años).</p> <p>Opciones (estilo europeo).</p> <p>Contratos por diferencias.</p>	<p>Todos los mismos productos de los mercados organizados pueden contratarse para largos periodos y en grandes cantidades, mediante contratos físicos y financieros.</p> <p>Opciones (estilo asiático).</p>	<p>Si</p>
Reino Unido	<p>Contratos spot de media hora (en día y día anticipado)</p> <p>Contratos bloques de 4 horas (en día y hasta una semana anticipada)</p>	<p>Bloques de 4 horas para día anticipado y hasta una semana anticipada más combinaciones de estos bloques para proveer picos, picos extendidos, fuera de picos y</p>	<p>Para bajos volúmenes</p>

	Contratos forward: semanas, meses, trimestres y estaciones; tanto para carga base como para carga pico. APX también ofrece productos estructurados.	cargas eventuales. Semanas, meses, trimestres y estaciones tanto para carga pico como base. Más productos de los anunciados también pueden negociarse junto con las opciones.	
--	--	---	--

FUENTE: EURELECTRIC

ANEXO 2-3

Reducción de riesgos de inversión: “incentivo” a la integración producción y suministro

En la realidad de los mercados eléctricos, se ve lógico el hecho de mantener la integración¹¹⁸ producción-suministro que se observa en la mayoría de países europeos. En la mayoría de estos países donde la teoría estándar del mercado no rige tanto las doctrinas de la competencia, los reguladores y reformadores buscaron, más o menos conscientemente, la reducción del problema de las inversiones en el futuro¹¹⁹. No buscaron desmembrar ni de la producción ni del suministro, en nombre de la competencia efectiva. No se cambiaron las estructuras industriales, y en particular, la integración vertical entre producción y venta, en países como Alemania, Bélgica, España, Francia y Suecia (ver Tabla 1).

País	Concentración en producción (los primeros)	Concentración en distribución-venta (los 3 primeros)	Integración producción-venta	Propiedad dominante
Inglterra y Gales	<50% (C ₂)	37%	(límite entre 1990-1999) > 80%	Privada (P – T – D)
Noruega	<50% (C ₂)	40%	>50%	Pública (P – T); municipal (D)
Suecia	70% (C ₂)	52%	>60%	Pública (P – T); municipal (D)
España	75% (C ₂)	94%	>85%	Privada (P – T – D)
Alemania	70% (C ₂)	62%	>70%	Privada o mixta (P – T); municipal (D)
Países Bajos	<50% (C ₂)	80%	20%	Privada (P); municipal (D)
Bélgica	>95% (C ₁)	85% (C ₁)		Pública (P – T); municipal o mixta (D)
Italia	75% (C ₁)	93%		Mixta (P – T); pública o privada (D)
Francia	90% (C ₁)	96% (C ₁)		Pública (P – T – D)

Tabla 1.- Integración horizontal y vertical en el mercado eléctrico de algunos países de la Unión Europea (2002)

FUENTE: Comisión Europea. Indicadores: C₁ – participación en el mercado del primero; C₂ – participación en el mercado de los dos primeros; P – producción; T – transporte; D – distribución.

En Francia se trató claramente de conservar la posibilidad de invertir de nuevo en unidades adicionales electro-nucleares, preservando así una fuerte integración vertical y horizontal. Los movimientos de concentración horizontal y vertical que se han observado en países como España, Suecia, Finlandia, y, sobretodo, en Alemania desde el año 2000, corresponden también a una respuesta clásica del mercado a una situación de riesgo.

Gran Bretaña, Noruega e Italia son los únicos países que han tomado medidas significativas de des-integración. Pero la evolución del mercado inglés ilustra también que con el fin de premunirse del riesgo de volatilidad de los precios después de reemplazar en el 2001 el pool

¹¹⁸ Alfred Kahn, inspirador de las políticas de liberalización del transporte aéreo en USA y observador de las políticas de liberalización de las redes, reconocía “cuestionarse a cerca de las especificidades de la electricidad. Siempre tuve dudas acerca de la eliminación de la integración vertical en esta industria. Es tal vez una industria donde funciona bien”. (Business Week, April 27, 2001).

¹¹⁹ En el caso de la des-integración, la construcción e instalación de equipos para carga base que requiere de una fuerte inversión y de largos periodos, tienen que decidirse sin garantía de ventas, sin poder prever precios y flujos de caja (cash-flow).

centralizado por un mercado descentralizado con precios mucho más inciertos, el regulador admitió la acción de un doble movimiento: uno de integración vertical de los productores hacia la venta y otro de los suministradores hacia la producción; mientras que los productores independientes sin base de venta –los merchant plants– quebraron. Así, se estiman en cerca del 75% las transacciones del tipo “*auto-repartido (self-dealing¹²⁰)*”, en el mercado eléctrico británico.

Adoptar tal forma de integración vertical, facilita las posibilidades de inversiones futuras en generación, con base en las ventas que las empresas eléctricas tienen en “aval”; y, se asegura también un dominio relativo de los riesgos.

¹²⁰ Esto es, comprar energía a sus propias unidades de generación.

ANEXO 2-4

Estudio de caso España: Mercado de Producción de Energía Eléctrica

Estructura de la industria.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, introdujo una profunda reforma en el funcionamiento del sistema eléctrico español, declarando la libertad de contratación y estableciendo como base económica el mismo mercado organizado de electricidad, con separación de la gestión económica y técnica, que se encomiendan al operador del mercado y al operador del sistema, respectivamente. En consecuencia, se inicia la explotación unificada del sistema eléctrico nacional, la cual deja de ser un servicio público de titularidad estatal.

El propósito liberalizador de la Ley 54/97 no se limitó a acotar de forma más estricta la actuación del Estado en el sector eléctrico. A través de la oportuna segmentación vertical de las distintas actividades necesarias para el suministro eléctrico, se introdujeron también cambios importantes en la regulación.

En la generación de energía eléctrica se reconoce el derecho a la libre instalación y se organiza su funcionamiento bajo el principio de libre competencia. La retribución económica de esta actividad se asienta en la organización de un mercado mayorista: “mercado de producción de energía eléctrica”. Se requiere a los agentes hacer la separación jurídica entre las actividades liberalizadas (generación y comercialización) y las reguladas. Se hace la introducción gradual de la liberalización de contratos de suministro y de apertura del mercado, proceso culminado el 1º de enero de 2003. Se da acceso regulado de terceros a las redes de transporte y distribución, a clientes cualificados y distribuidores. Se declara la libertad para el establecimiento de compañías de comercialización. Se compatibilizan las medidas de liberalización con la promoción de energías renovables y de las instalaciones de cogeneración o de aquellas que utilizan residuos. Se establecen los períodos transitorios necesarios para la transición a la competencia tanto de productores como de consumidores.

Los entes institucionales encargados del funcionamiento del sistema eléctrico nacional son independientes pero interactivos, estos son: el Operador del Mercado y el Operador del Sistema. Las competencias administrativas y jurídicas de la regulación de la industria eléctrica corresponden en primera instancia a la Administración General del Estado, la cual mediante el Ministerio de Economía y Hacienda cumple sus funciones de administración, regulación y control. La Comisión Nacional de Energía que depende del Ministerio es un órgano consultivo. El Tribunal de defensa de la competencia también tiene funciones de control y vigilancia.

La gestión económica del sistema eléctrico está encomendada de manera completa al Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A. (OMEL), que es responsable de la gestión de los mercados diario e intradiario, de la solución de restricciones técnicas en colaboración con el operador del sistema, de la obtención del precio final de la energía para cada agente y de la liquidación y facturación de todos los mercados y procesos.

La gestión técnica del sistema eléctrico está encomendada al operador del sistema, Red Eléctrica de España, S.A. que es responsable de los procesos de operación técnica del sistema, debiendo utilizar mecanismos competitivos, siempre que sean compatibles con la salvaguarda de la adecuada seguridad y calidad del suministro.

En cuanto a su organización, el mercado de producción de energía eléctrica se configura, en la actualidad, como el conjunto de transacciones económicas derivadas de la participación de los agentes del mercado en las sesiones del mercado diario, incluidos contratos bilaterales, del mercado intradiario y de la aplicación de los procedimientos de operación técnica del sistema.

Los agentes del mercado son las empresas habilitadas para actuar directamente en el mercado eléctrico como vendedores y/o compradores de electricidad. Pueden actuar como agentes del mercado, los productores, distribuidores y comercializadores de electricidad así como los consumidores de energía eléctrica y las compañías eléctricas o consumidores, residentes en otros países.

Los productores, comercializadores, agentes externos y consumidores pueden acudir al mercado como agentes del mercado o celebrar contratos bilaterales, que deberán ser declarados al operador del mercado. Una vez declarados, su ejecución pasa a ser firme con los mismos derechos y obligaciones que las transacciones del mercado organizado. En el quinquenio 2000-2005 alrededor de 153 empresas podían participar en el mercado como vendedores, siendo 14 de ellas agentes externos. El número de agentes que pueden actuar como compradores asciende a 94, siendo reseñable el número de comercializadores en el mercado, en la actualidad 63, la mayoría de ellos comercializadores independientes.

Inversiones y procesos de desarrollo de la industria.

En España, con la entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico, se abandonó la idea de la planificación vinculante de la generación de electricidad, por lo que los planes de la identificación de necesidades de aumento de la capacidad instalada de generación que se puedan establecer sólo son de tipo indicativo, es decir, sus directrices dejan de vincular a los agentes correspondientes. Ello en consideración a que la actividad de generación fue declarada en libre competencia. Se respeta, por tanto, el principio de libre iniciativa empresarial para la instalación de nueva capacidad de generación.

Para ejercer su actividad los productores deben obtener autorización administrativa de las instalaciones de producción de las que sean titulares (Real Decreto 1955/2000, de 1º de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica).

Los productores en régimen especial, además de obtener la autorización como cualquier productor, deben obtener la inclusión en alguna de las modalidades del régimen especial actualmente regulado por el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

La expansión del sistema, a partir de la creación del mercado de electricidad, se ha dado, en especial, con la instalación de nuevas unidades de producción de ciclo combinado de gas y de energía eólica.

El documento "Planificación de los sectores de Electricidad y Gas. Desarrollo de las Redes de Transporte 2002-2011" publicado por el Ministerio de Economía en octubre de 2002, señala que hasta el año 2011 se instalarán al menos 14800 MW de potencia en centrales de ciclo combinado. Además, se prevé un notable incremento en el régimen especial, hasta 26000 MW de potencia instalada.

En el año 2004 entraron en funcionamiento 3865 MW de ciclos combinados correspondientes a los grupos de Tarragona Power (381 MW), Campo de Gibraltar 1 y 2 (800 MW), Santurce (400 MW), Arcos 1 y 2 (770 MW), Arrubal 1 y 2 (760 MW) y Palos de la Frontera 1 y 2 (754 MW), que se suman a los 4400 puestos en marcha en los dos años anteriores.

Por otra parte, la potencia correspondiente al régimen especial (principalmente energía eólica) se ha incrementado, durante el año 2004, en más de 2000 MW. Con ello, el total de potencia instalada en régimen especial se acerca a 16000 MW (31 de diciembre de 2004), de los que algo más de la mitad corresponden a energía eólica.

Principales restricciones a la inversión.

Son dos las visiones sobre las barreras de entrada a la actividad de generación. La perspectiva de la Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA) y la de las empresas de producción que no pertenecen a tal asociación. La producción de las empresas de UNESA representó el 76,2% del total, en un balance a 2004. Las empresas NO UNESA son productores pequeños con muy bajas cuotas de mercado.

La visión de UNESA, presentada en (UNESA, 2005), muestra un panorama positivo en el que el porcentaje de fondos destinados a la inversión ha ido aumentando paulatinamente desde el año 2000, en que se invertía el 36% de los flujos de caja generados, hasta alcanzar el 73,6% en el año 2004. Además, pone de manifiesto que sus asociados llevan a cabo un importante esfuerzo

para dar respuesta a los requerimientos efectuados por los distintos agentes implicados en el mercado. Para el año 2004 el desembolso ha supuesto alrededor de 4300 millones de euros. De esta cifra, 2450 millones de euros se destinaron a incrementar la capacidad de generación y 1850 millones de euros a llevar a cabo la ampliación y mejora de la red de distribución.

La alerta de UNESA está dada en torno a que, tanto en el ejercicio 2004 como en el 2003, el negocio eléctrico nacional no ha generado suficientes flujos netos de caja (cash-flow) para llevar a cabo las inversiones realmente efectuadas. Para cubrir las necesidades financieras puestas de manifiesto, ha sido necesario hacer un uso más intensivo de los recursos ajenos o realizar desinversiones en activos no estratégicos, cuando la situación así lo ha precisado. El perfil descendente observado en los flujos de caja generados incide directamente en la situación financiera de las sociedades. La reducción de la capacidad de autofinanciación ha sido la causa de que para satisfacer las necesidades de inversión haya sido necesario recurrir a otras fuentes de financiación, como son los recursos obtenidos por medio de desinversiones.

En consecuencia, las empresas UNESA tienen como principal preocupación la disminución de la rentabilidad de sus inversiones. En la Figura 1, puede observarse su evolución desde 1997. Otras inquietudes son: la indefinición acerca de ciertos aspectos regulatorios, la inestabilidad de las señales económicas del mercado (medias de precios) y, últimamente, la repercusión en sus negocios de los compromisos asumidos por el Estado en materia de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

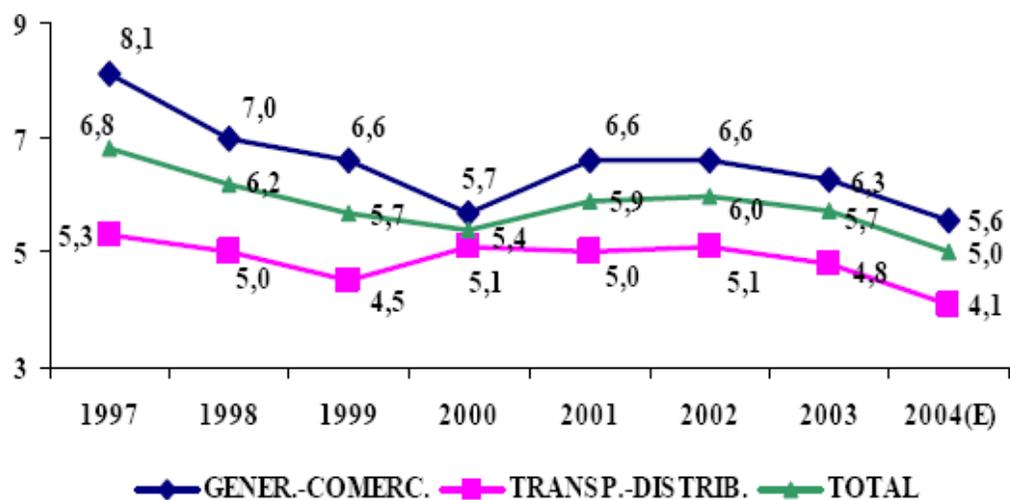


Figura 1. - Rentabilidad de la inversión en las actividades de la industria eléctrica española [%].
Fuente: (UNESA, 2005)

Las empresas que no pertenecen a UNESA, además de estar expuestas a la problemática referida anteriormente, enfrentan barreras de entrada menos evidentes. El ser pequeños productores y no pertenecer a UNESA, les resta toda posibilidad de aprovechar las economías de escala y de alcance. Por otra parte, es conocido que la volatilidad de precios, da lugar a varias situaciones: la incertidumbre sobre la rentabilidad de la inversión, el fenómeno de las sub o sobre reacciones de las inversiones y con esto una potencial depresión de precios asociada a la explosión de solicitud de permisos para proyectos de generación. En el caso de periodos de precios altos los inversores ven oportunidades de negocios. Así por ejemplo, en el Mercado Español, como consecuencia de un periodo donde se observaron precios altos mayoristas, fueron anunciados entre 2001-2002 varios proyectos de centrales de ciclo combinado con numerosos candidatos, alcanzando un total de 20 GW. Todos estos proyectos no se realizaron pero indujeron, de un lado, el riesgo de la depresión de precios; y por otro lado, una barrera a nuevos entrantes en forma de altos costes de entrada.

Diseño del mercado

El mercado de producción de energía eléctrica español es un mercado que se configura como el conjunto de transacciones económicas derivadas de la participación de los agentes del mercado en las sesiones del mercado diario, incluidos contratos bilaterales, del mercado intradiario y de la aplicación de los Procedimientos de Operación del Sistema. A estas transacciones, se agrega el coste por garantía de potencia para la obtención del precio final de la electricidad.

El Mercado de Producción incluye los siguientes procesos:

- El **mercado diario**, es el mercado en el que se realizan la mayoría de las transacciones. En este mercado deben participar como oferentes todas las unidades de producción disponibles, que no estén vinculadas a un contrato bilateral físico, así como los agentes externos registrados como vendedores. La parte demandante en el mercado diario son los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos registrados como compradores.

El precio del mercado diario se obtiene mediante subasta doble, los productores ofertan cantidades y precios y los clientes y consumidores pujan de igual manera con cantidades y precios. Las ofertas y las pujas son ordenadas de manera ascendente y descendente, respectivamente, con relación al precio de cada una de estas. El precio del mercado diario estará determinado por el cruce de las curvas resultantes de oferta y demanda. Al precio del mercado diario se le denomina “precio marginal del sistema”, en consideración a que está marcado por la tecnología marginal necesaria para cubrir la última unidad de energía de la demanda casada.

- La **solución de restricciones técnicas**. Una vez celebrada la sesión del mercado diario y recibidas las ejecuciones de los contratos bilaterales físicos nacionales, el operador del sistema evalúa la viabilidad técnica del programa de funcionamiento de las unidades de producción para garantizar la seguridad y fiabilidad del suministro en la red de transporte. Si el resultado de la casación del mercado diario mas las ejecuciones de los contratos bilaterales físicos no respeta la capacidad máxima de intercambio entre sistemas eléctricos, o los requisitos de seguridad, el procedimiento de solución de restricciones técnicas modifica en el primer caso las compras o ventas desde sistemas eléctricos externos que provoquen el exceso de intercambio en la interconexión, y en el segundo caso la asignación de energía de las unidades de producción.
- El **mercado intradiario** es un mercado de ajustes al que pueden acudir como demandantes y oferentes las unidades de producción, los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos, que tengan la condición de agentes del mercado. En el caso de los compradores en el mercado diario, para poder acudir al mercado intradiario han de haber participado en la correspondiente sesión del mercado diario o en la ejecución de un contrato bilateral físico.
- Los **servicios complementarios** y el procedimiento de **gestión de desvíos** tienen por objeto que el suministro de energía eléctrica se produzca en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad que están establecidas y que se verifique de forma permanente el equilibrio generación-demanda.

El régimen económico de los vendedores determina que quienes opten por vender su producción a los distribuidores, percibirán una retribución en forma de tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, que se define como un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de la referencia regulada en el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre.

Los titulares de instalaciones que opten por vender su producción libremente en el mercado, a través del sistema de ofertas, del sistema de contratación bilateral o a plazo o de una combinación de todos ellos, percibirán por la energía vendida el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado, complementado por el monto de la garantía de potencia y una prima, si la instalación concreta tiene derecho a percibirlas.

La garantía de potencia es un mecanismo regulado –carga– establecido, con el objeto de proporcionar una señal económica, para la permanencia e instalación de capacidad de generación

en el sistema eléctrico; a fin de conseguir un nivel de garantía de suministro de electricidad adecuado.

El cobro por concepto de garantía de potencia es mensual y se obtiene como el producto de 0,4808 c€/KWh por la demanda mensual en barras de la central. Su asignación se hace a las diferentes unidades de producción de energía eléctrica que presenten ofertas en el mercado de producción y que acrediten un funcionamiento mínimo de 480 horas anuales a plena carga o equivalentes si no funciona a plena carga. No tienen derecho al cobro por garantía de potencia las importaciones de energía eléctrica realizada por agentes externos que se integran en el mercado de producción ni la energía procedente de instalaciones de producción en régimen especial que se integren en el mercado de producción sin presentación de ofertas, ni la parte de la energía generada vinculada al cumplimiento de un contrato bilateral físico.

Están obligados al pago por garantía de potencia todos los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos por la energía que adquieran en el mercado de producción. No están obligados a este pago aquellos que adquieran energía vinculada a un contrato bilateral físico, ni los productores por la energía correspondiente al autoconsumo de producción y al consumo de bombeo.

El pago por garantía de potencia es proporcional a la demanda en barras de central de los distintos agentes que adquieren energía en el mercado de producción. Para el cálculo de los pagos dichos agentes se dividen en dos grupos:

- Consumidores cualificados, comercializadores para su venta a consumidores cualificados o para la exportación y agentes externos, que adquieran su energía en el mercado de producción. Su pago por garantía de potencia es calculado como la suma del producto de su demanda en cada hora por el precio de la garantía de potencia correspondiente a la misma. Dicho precio es función del periodo tarifario definido en las tarifas de acceso que apliquen; las tarifas pueden ser de 6 (Tabla 2), 3, 2, ó 1 (Tabla 3) periodos, así:
 - Energía adquirida por clientes acogidos a tarifas de acceso de seis periodos:
 - ✓ Periodo 1 -. $X1 = 0,7813 \text{ c€ / kWh}$
 - ✓ Periodo 2 -. $X2 = 0,3606 \text{ c€ / kWh}$
 - ✓ Periodo 3 -. $X3 = 0,2404 \text{ c€ / kWh}$
 - ✓ Periodo 4 -. $X4 = 0,1803 \text{ c€ / kWh}$
 - ✓ Periodo 5 -. $X5 = 0,1803 \text{ c€ / kWh}$
 - ✓ Periodo 6 -. $X6 = 0,0000 \text{ c€ / kWh}$
 - Energía adquirida por clientes acogidos a tarifas de acceso de tres periodos:
 - ✓ Periodo 1(punta) -. $X1 = 0,7813 \text{ c€ / kWh}$
 - ✓ Periodo 2 (llano) -. $X2 = 0,4227 \text{ c€ / kWh}$
 - ✓ Periodo 3 (valle) -. $X3 = 0,0000 \text{ c€ / kWh}$
 - Energía adquirida por clientes acogidos a tarifas de acceso de dos periodos:
 - ✓ Periodo 1 (punta y llano) -. $X1 = 1,3222 \text{ c€ / kWh}$
 - ✓ Periodo 2 (valle) -. $X2 = 0,0000 \text{ c€ / kWh}$
 - Energía adquirida por clientes acogidos a tarifa de acceso de un solo periodo:
 - ✓ Periodo 1(punta, llano y valle) -. $X1 = 1,3222 \text{ c€ / kWh}$
- Distribuidores. Su pago por garantía de potencia es al mismo precio unitario para todas las horas del mes. Este precio se calcula dividiendo el total del monto mensual por garantía de potencia, menos los pagos realizados por los consumidores cualificados, comercializadores para su venta a consumidores cualificados o para la exportación y agentes externos; entre la demanda de los distribuidores elevada a barras de central.

MES	DIA	tipo día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ENERO	L - V	A	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2
	S, D, F	D	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
FEBRERO	L - V	A	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2
	S, D, F	D	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
MARZO	L - V	B	6	6	6	6	6	6	6	6	4	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	S, D, F	D	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
ABRIL	L - V	B	6	6	6	6	6	6	6	6	4	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	S, D, F	D	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
MAYO	L - V	C	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	S, D, F	D	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
JUNIO	L - V	C	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	S, D, F	D	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
JULIO	L - V	B	6	6	6	6	6	6	6	6	4	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	S, D, F	D	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
AGOSTO	L - V	D	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	S, D, F	D	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
SEPTIEMBRE	L - V	C	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	S, D, F	D	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
OCTUBRE	L - V	B	6	6	6	6	6	6	6	6	4	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	S, D, F	D	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
NOVIEMBRE	L - V	A	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2
	S, D, F	D	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
DICIEMBRE	L - V	A	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2
	S, D, F	D	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6

Tabla 2.- Tarifa de 6 periodos horarios para el cálculo de la garantía de potencia.

HORARIO	TARIFA (c€/kWh)	HORAS DEL DIA							
		1-7	8	9	10-13	14-18	19-22	23	24
INVIERNO	2.0 A	1,3222	1,3222	1,3222	1,3222	1,3222	1,3222	1,3222	1,3222
	2.0 NA	0	1,3222	1,3222	1,3222	1,3222	1,3222	1,3222	0
	3.0 A y 3.1 A	0	0	0,4227	0,4227	0,4227	0,7813	0,4227	0,4227
VERANO	2.0 A	1,3222	1,3222	1,3222	1,3222	1,3222	1,3222	1,3222	1,3222
	2.0 NA	0	0	1,3222	1,3222	1,3222	1,3222	1,3222	1,3222
	3.0 A y 3.1 A	0	0	0,4227	0,7813	0,4227	0,4227	0,4227	0,4227

Tabla 3.- Tarifa de 1, 2,3 periodos horarios para el cálculo de la garantía de potencia.

En la evolución del cobro por concepto de garantía de potencia este ha sufrido dos reducciones. El Real Decreto 2066/1999 por el que se establece la tarifa para el año 2000 dispone en su artículo 1º que el valor de 1,3 pta/kWh que se aplicaba para el cálculo del importe mensual a cobrar por garantía de potencia tomaría el valor de 1,15 desde el 1º de enero de 2000. El Real Decreto Ley 6/2000 de 23 de junio sustituye este valor por el de 0,8 pta/kWh aplicable desde el 1º de julio de 2000. En ningún caso se han hecho públicas las consideraciones que determinan las cantidades del cobro por garantía de potencia en España.

Funcionamiento

De acuerdo a (OMEL, 2005), “El mercado de producción de energía eléctrica, con más de siete años de experiencia, ha funcionado con normalidad y eficacia, ...”.

El aspecto más destacado en la evolución de la demanda de energía eléctrica en el sistema peninsular español es su crecimiento constante y por encima de la media registrada en los 23 países de la Europa occidental pertenecientes a la Unión para la Coordinación del Transporte de

Electricidad, UCTE (www.ucte.org). Las adiciones de capacidad tienen una tendencia creciente sin fluctuaciones (Figura 1). Es de destacar el ritmo de crecimiento de la capacidad de generación en Régimen Especial; donde las energías alternativas, especialmente la eólica, lidera tal crecimiento.

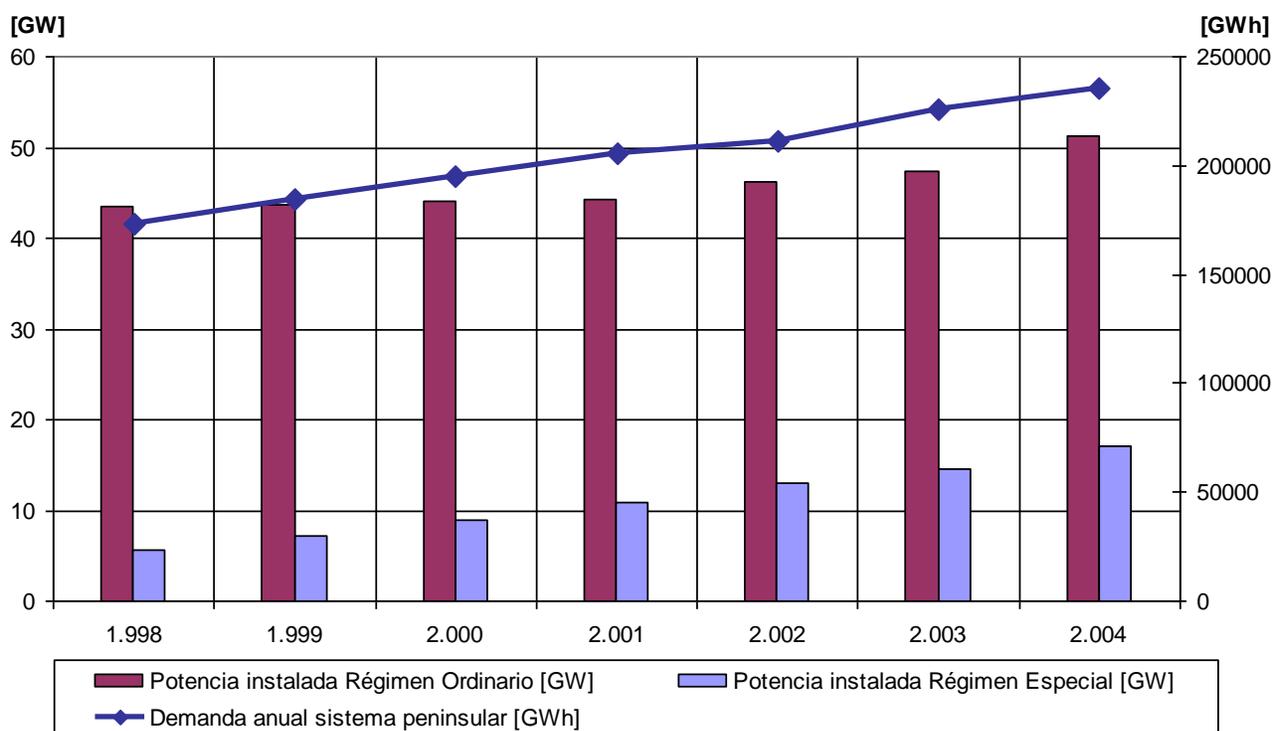


Figura 1. - Demanda y capacidad de generación en España, 1998-2004
Fuente: Elaboración propia; datos de REE-MINECO

La utilización de la capacidad, y, como se mencionó anteriormente, es un indicador de la eficiencia productiva. Este indicador mide la relación existente entre la energía eléctrica realmente producida por una central o conjunto de estas, en un periodo determinado, y la que se hubiera producido en el mismo periodo, funcionando a la potencia nominal de la capacidad instalada de generación correspondiente.

En España, la utilización de la capacidad ha estado fluctuando en los últimos años con una tendencia decreciente (Fig. 2). En esta figura se detalla este indicador para:

- La capacidad de producción de las tecnologías en Régimen Ordinario: nuclear, hidráulica, carbón, fuel/gas (que incluye la GICC de Elcogás) y ciclo combinado;
- la capacidad de producción de las tecnologías en Régimen Especial: hidráulica, eólica, otras renovables –entre las que se incluyen la solar, residuos sólidos industriales y urbanos y la biomasa– y no renovables;
- la capacidad total de producción en el sistema peninsular español.

De la Fig. 2 ha de resaltarse que no obstante, el alto crecimiento de la capacidad de generación en Régimen Especial (Fig. 1), su factor de utilización tiene una marcada tendencia decreciente marcada fundamentalmente por el bajo factor de disponibilidad de fuentes primarias que es determinante para la producción real. Como se mencionó anteriormente, la capacidad instalada en eólica es la que más ha crecido, llegando a los 8351 MW a 31 de diciembre de 2004 y solo a 15584 GWh (de los 73154760 GWh posibles) en el sistema peninsular para el 2004.

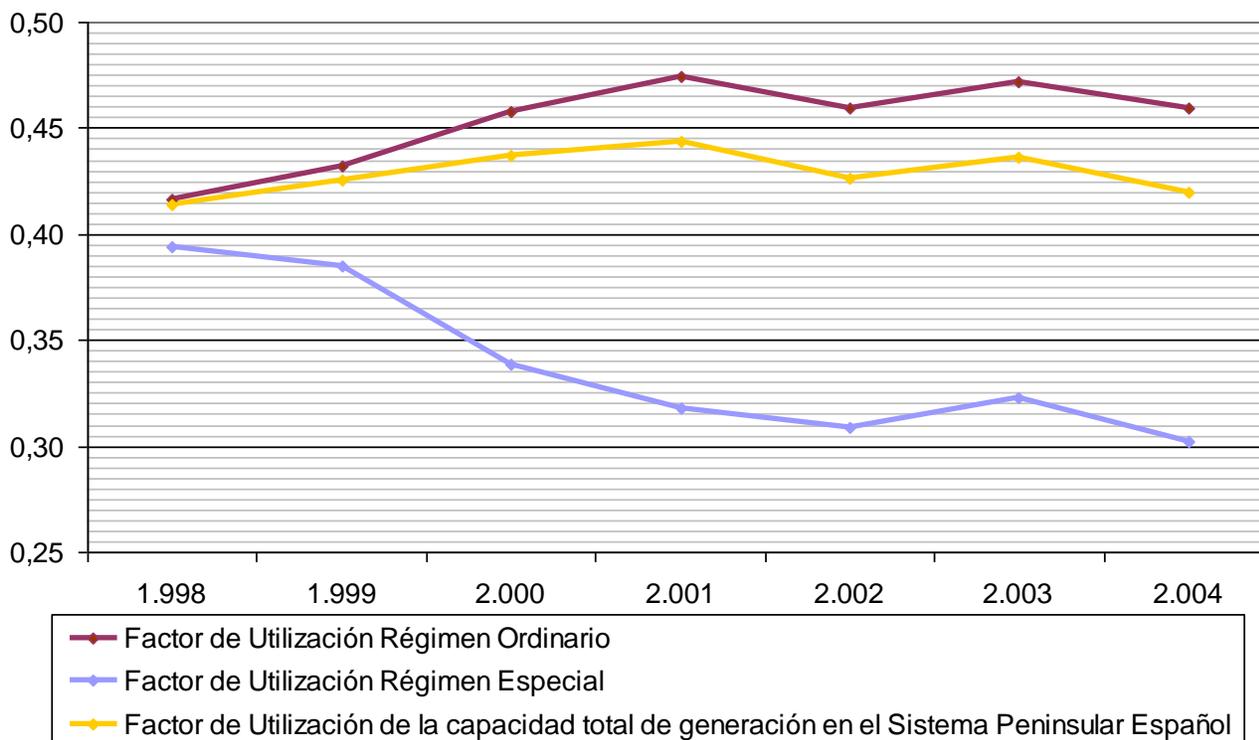


Figura 2. - Utilización de la capacidad en España, 1998 – 2004

Fuente: Elaboración propia; datos de REE-MINECO

De acuerdo a OMEL, “La consideración del margen de reserva de un mercado es un factor esencial para la correcta formación de precios.” (OMEL, 2005). Para analizar el margen de reserva de producción de energía eléctrica en el Mercado Diario español, OMEL evalúa el conjunto de ofertas de venta de los productores que no han resultado casadas, ya que considera que estas constituyen la energía disponible en exceso sobre la demanda de electricidad casada. Sin embargo, la consideración como margen de reserva de las energías ofertadas y no casadas depende del tipo de tecnología así como de la posibilidad de uso permanente de dicha energía (su disponibilidad). Por lo que, para tener una visión global de la evolución de las reservas, se ha adoptado el concepto de Índice de Cobertura calculado por REE.

En la Fig. 3 se muestra la evolución del índice de cobertura en España y del valor del cargo por *garantía de potencia*. Dicho índice es calculado como la relación entre la potencia disponible en el sistema y la punta de potencia demandada al mismo tiempo; por ello, el índice mínimo deseable es 1.

En España, el margen de reserva ha evolucionado de manera decreciente. En el año 1996, antes de la liberalización de la actividad de generación, este margen se estimaba en 37%; a finales de 2002, UNESA declaró su mínimo nivel en 3%. Sin embargo, como puede verse en la Fig. 3, el mínimo está en 2001 con un valor aproximado de 0,93. En los tres años siguientes se ha adicionado nueva capacidad de generación al sistema, lo que ha incidido favorablemente en este margen.

El repunte del índice de cobertura en España, después de 2001, se debe fundamentalmente al alto grado de incorporación de centrales de ciclo combinado, que han alcanzado los 8285 MW para finales del 2004, contribuyendo en un 9% a la cobertura de la demanda eléctrica.

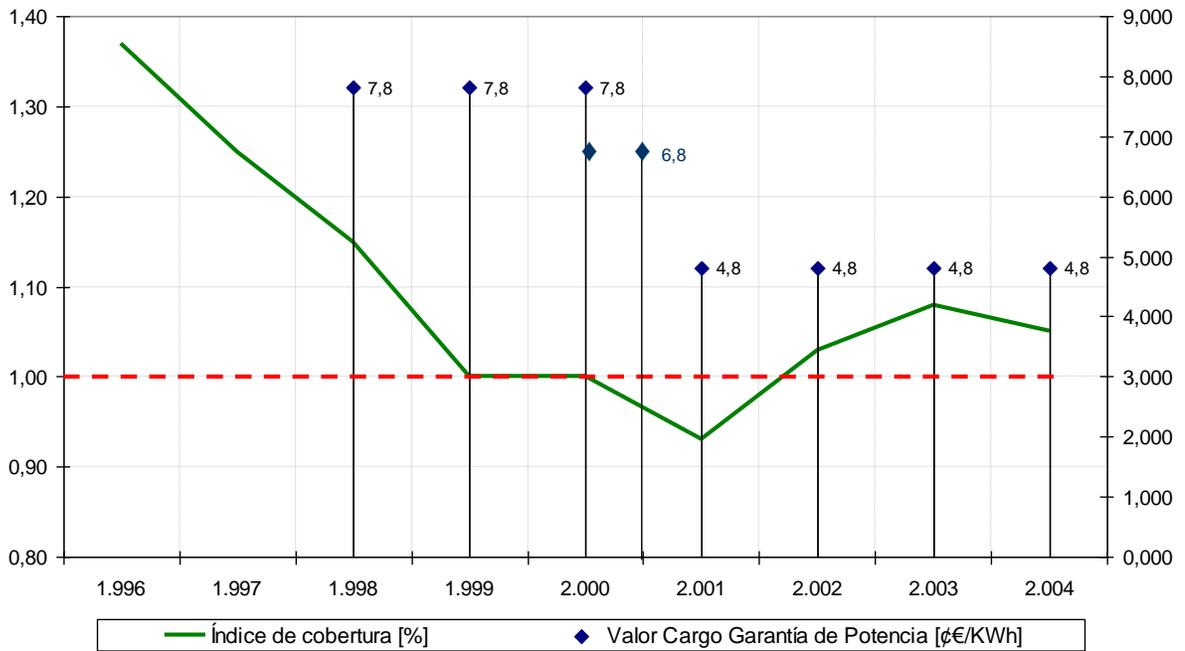


Figura 3. - Evolución del margen de reserva en España, 1996-2004.
Fuente: Elaboración propia, datos de UNESA, REE-MINECO..

En la Fig. 4 se muestra el cambio en la mezcla tecnológica del parque de generación en España. Tal cambio se caracteriza principalmente por la entrada de dichos ciclos combinados, el incremento de las fuentes de energía renovables principalmente la eólica y los efectos de la moratoria nuclear.

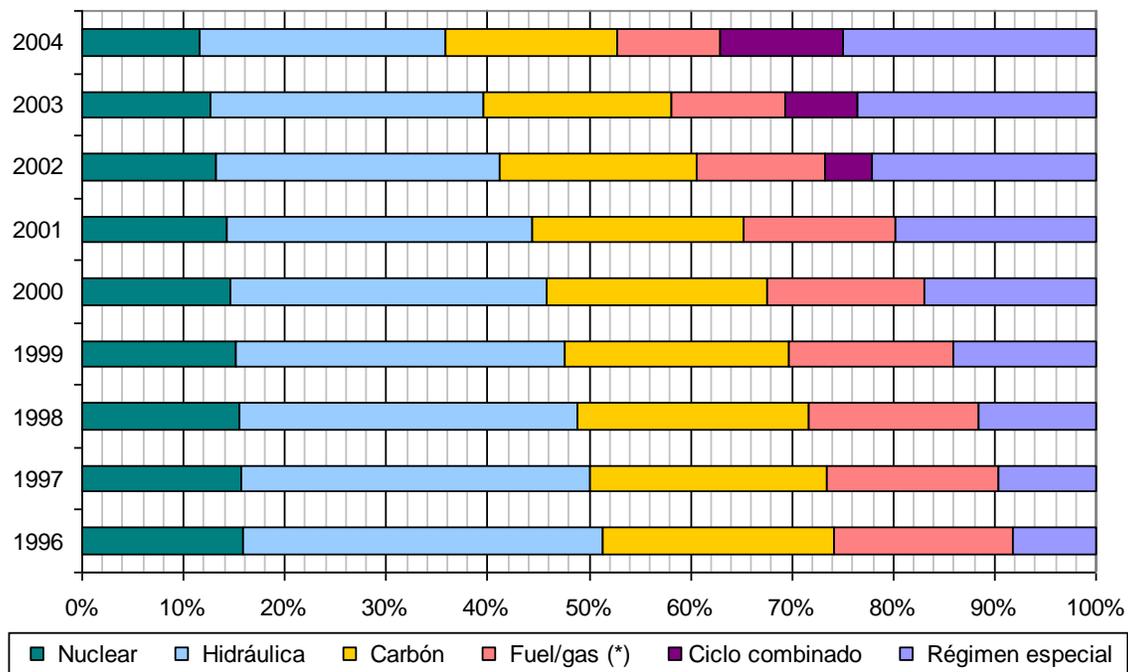


Figura 4. - Mezcla tecnológica en el parque de generación de España, 1998-2004.
Fuente: Elaboración propia; datos de REE-MINECO.

La diversidad tecnológica del parque de generación en España juega un rol significativo en la seguridad de abastecimiento, dado que fortalece la operación eficiente del mercado de

producción en conjunto, garantizando tanto la energía firme como la demanda pico. Sin embargo, este es solo un aspecto, en la seguridad del abastecimiento eléctrico al largo plazo, el subsidiado Régimen Especial no aporta prácticamente a la firmeza energética (pero si encarece el precio), por lo que es necesario garantizar al largo plazo la inversión en tecnologías de generación base que le aseguren firmeza al sistema a menores costes.

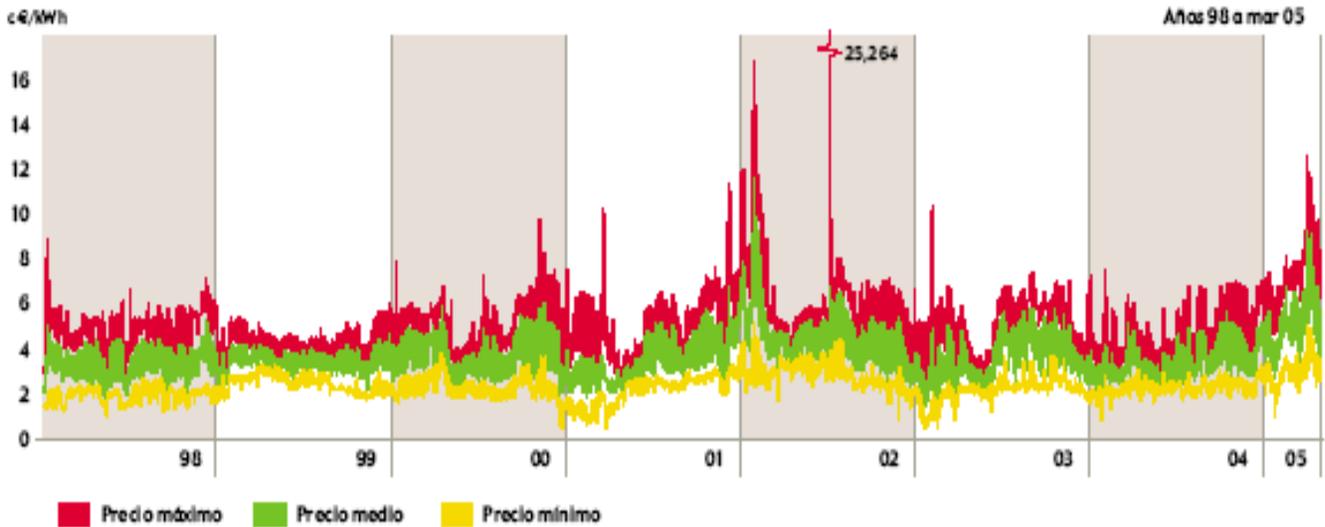


Figura 5.- Evolución del precio horario final de la electricidad, 1998-2004
Fuente: Tomado de REE-MINECO.

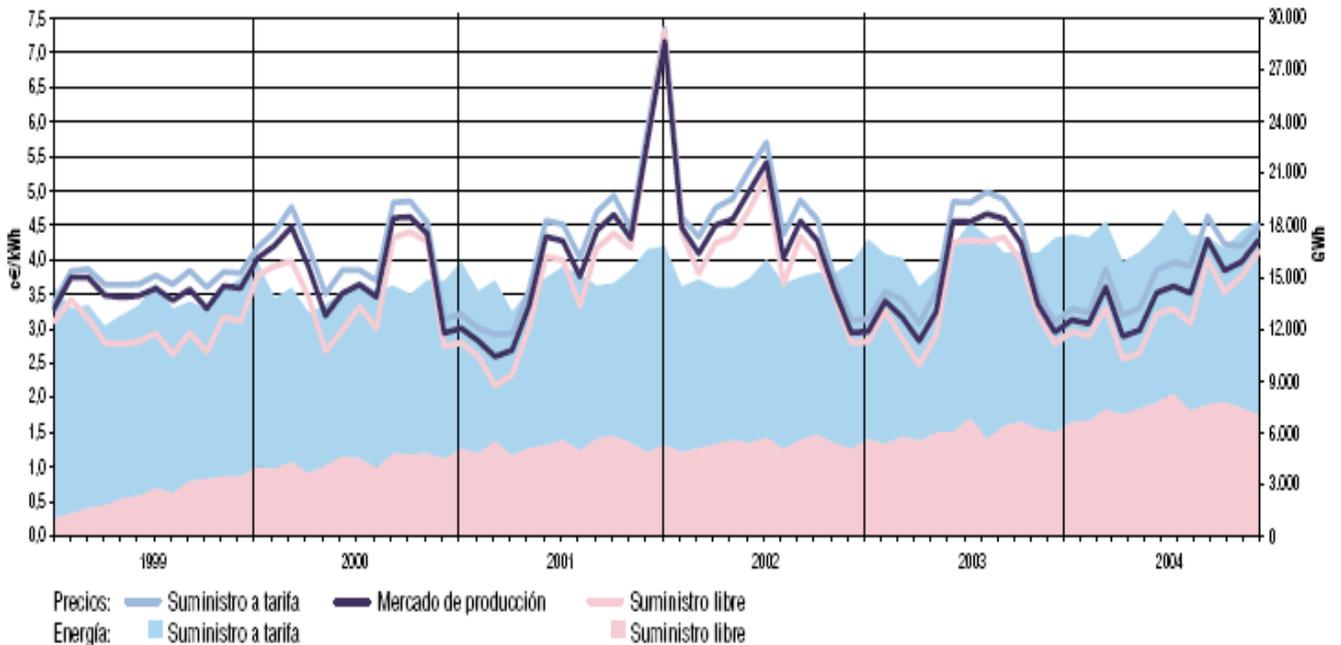


Figura 6. - Evolución de la energía y precios del mercado español, 1999-2004.
Fuente: Tomado de REE-MINECO.

El precio horario final medio ponderado de la electricidad en España, se ha situado en el año 2004 en 3,565 c€/kWh, el más bajo de los últimos 5 años, a pesar de las condiciones de un entorno caracterizado por unos precios elevados de determinadas materias primas para la producción de electricidad (OMEL, 2005). Estos precios de la energía eléctrica se han comportado

en línea con los precios de los principales mercados organizados europeos y han tenido un descenso en torno al 5%, con respecto a los de 2003, tanto los precios del mercado diario, como los precios finales (Fig. 5 y Fig. 6).

Evaluación

Con más de 7 años de funcionamiento el mercado de producción español evoluciona con relativa normalidad. En términos generales, existe una tendencia positiva hacia las inversiones en nueva capacidad de generación, sin embargo, este hecho no se compadece con la situación real del margen de reservas en España, el cual es un indicador clave de si el sistema tiene las suficientes reservas de capacidad de generación para cubrir las necesidades crecientes de la demanda. Un margen de reserva bajo aumenta considerablemente los riesgos de desabastecimiento, máxime en periodos caracterizados por eventualidades climáticas.

De otra parte, las incertidumbres y riesgos de desabastecimiento también pueden verse incrementadas por depositar la confianza en la capacidad instalada de generación “a per se”, sin consideraciones de restricciones tecnológicas y/o de índices de disponibilidad, tal es el caso de la energía eólica.

España tiene dependencia externa de aprovisionamientos de gas natural, esto también hace vulnerable al sector eléctrico, en cuanto no es posible garantizar la seguridad y continuidad de su suministro sin una política energética al respecto y un marco regulatorio claro que obligue a los agentes involucrados a mantener, por ejemplo, existencias mínimas de seguridad.

No hay evidencias tangibles de barreras de entrada para potenciales inversores en capacidad de generación; sin embargo, pueden mencionarse varias situaciones a las que pueden verse enfrentados y por las cuales desistan de su entrada: (i) colusión de las empresas de UNESA, que con cerca del 76% de la capacidad de generación total del sistema pueden incidir en la evolución del mercado; (ii) las tarifas integrales a consumidores, cuyo mantenimiento puede interferir en el funcionamiento del mercado y con ello en las decisiones de inversión y explotación con consecuencias imprevisibles (caso de California); (iii) dificultades para la financiación, dadas las incertidumbres en los precios y por ende en la recuperación de los costes de inversión.

En cuanto al cargo por garantía de potencia, no existe evidencia clara de su incidencia sobre las inversiones en nueva capacidad de generación en el mercado español; prueba de ello puede derivarse del hecho de que ha sufrido dos reducciones en su cuantía (reducción total del 39%, quedando en 0,4808 €/kWh) y los informes indican que el ritmo de crecimiento positivo de las inversiones se ha mantenido sin ningún patrón de cambio que los relacione. Por otro lado, los consumidores y clientes tienen las obligaciones de pago del cargo por garantía de potencia asociadas a los periodos tarifarios, que no reconocen la realidad de sus ritmos de consumo y por ende no tiene la valoración acertada de estos para asegurarse de los riesgos del no suministro eléctrico.

Por último, si el fin primordial de la garantía de potencia es la seguridad de abastecimiento mediante la estabilidad de ingresos a los generadores; también convendría involucrar a los clientes y consumidores como contraparte interesada buscando la autorregulación del sistema. Por esta vía se podría eliminar la necesidad de establecer normas regulatorias que penalicen a los productores por el no cumplimiento en el mantenimiento y aportes a la capacidad instalada y que favorezcan conductas de eficiencia energética. A este respecto, existe un vacío regulatorio ya que no existen tales penalizaciones y la demanda no tiene conocimiento del producto asociado a su pago por garantía de potencia.

ANEXO 5-1

Evolución histórica y proyección de la demanda de energía eléctrica en el sistema peninsular español

El mercado de electricidad español inició sus operaciones el día 1º de Enero de 1998 con la entrada en operación del mercado diario. La producción y consumo de electricidad se realizan desde esta fecha, sobre la base de las transacciones en el mercado, resultado de la casación de ofertas de venta y de adquisición. El mercado de producción se estructura en el mercado diario, el mercado intradiario y de servicios complementarios, y, contratos bilaterales físicos y financieros. En la operación técnico-económica del mercado se genera copiosa información, muy útil para el mejor entendimiento y conocimiento de tal mercado.

1) Evolución histórica de la demanda de energía eléctrica.

Dos aspectos son los más destacados en la evolución de la demanda de energía eléctrica en el sistema peninsular español. El primero es su crecimiento constante y por encima de la media registrada en los países de la Europa occidental pertenecientes a la Unión para la Coordinación del Transporte de Electricidad, UCTE (www.ucte.org). El segundo aspecto, es su contribución al crecimiento del Producto Interior Bruto (PIB) español, superior al registrado en el conjunto de países de la Unión Europea, tal como se muestra en la Tabla 1; ello fundamentalmente marcado por el efecto positivo de la *actividad económica* española sobre el crecimiento de la demanda eléctrica.

Tabla 1 - Relación entre el crecimiento económico y el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en España.

Año	% crecimiento real PIB		% incremento demanda eléctrica	
	Conjunto países Unión Europea	España	(por actividad económica)	Incremento de la demanda
1998	2.9	4.3	6.1	6.6
1999	2.6	3.6	6.1	6.5
2000	3.4	4.0	6.5	5.8
2001	1.6	2.8	4.9	5.4
2002	0.9	2.7	4.0	2.9
2003	1.9	2.4	5.5	6.8
2004	2.4	2.6	4.2	4.5
2005	1.7	3.5	3.5	4.8
2006	3.1	3.9	4.1	3.1
2007	3.0	3.8	4.2	2.9
2008	0.8	1.2	0.7	1.1
2009	-4.0	-3.7	-4.9	-4.9
2010	1.8	-0.1	2.9	3.3

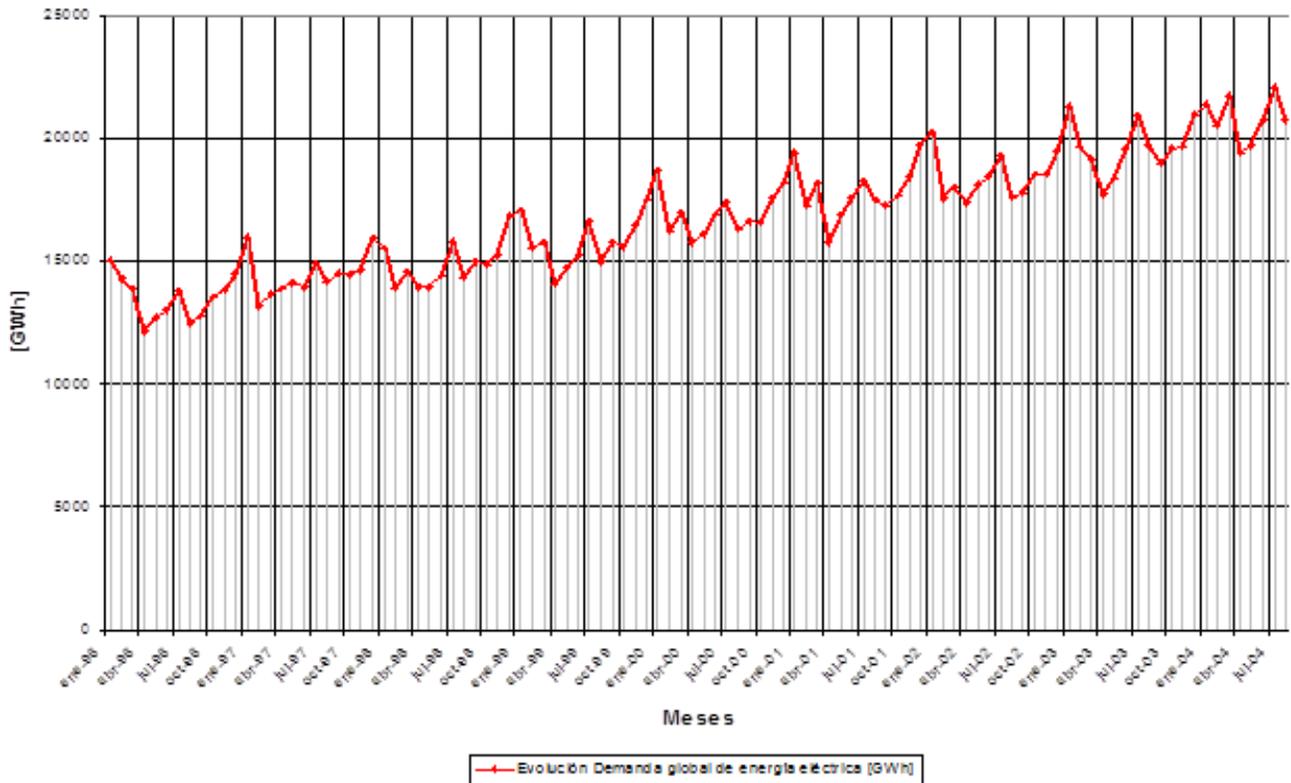
FUENTE: Tomado de (REE, 2004) y del portal de la Unión Europea http://europa.eu/index_en.htm.

Para mostrar la evolución mensual de la demanda global de energía eléctrica en el sistema peninsular español, se ha escogido y graficado la serie cronológica de los valores mensuales de tal demanda, publicados por (MINECO-REE, 2004). En la Fig. 1, puede observarse claramente su tendencia creciente en el tiempo y la presencia de ciclos anuales repetitivos. Cada serie anual

presenta 4 singularidades locales¹²¹: dos máximos y dos mínimos. Los picos de demanda máxima generalmente ocurren en invierno (enero) –el mayor- y en verano (julio); el menor valor de demanda anual generalmente se presenta en el mes de abril y el otro mínimo en los meses de agosto o septiembre. Un detalle a resaltar es la tendencia continuada en la disminución de la diferencia entre el pico de invierno y el de verano. Por primera vez, en este año 2004, el pico de demanda máxima en el verano ha superado al de invierno.

La demanda global mensual representa la cantidad total de energía puesta a disposición por el sistema eléctrico en el mercado de producción, sin incluir las pérdidas de transporte. Conviene precisar que los valores que toma la demanda se determinan de manera indirecta a través del cálculo de los balances eléctricos, para un tiempo determinado y en una zona específica.

Figura 1.- Evolución mensual de la demanda global de energía eléctrica en el sistema peninsular español.



FUENTE: Cálculos propios de datos tomados de (REE-MINECO, 2004)

Los valores utilizados para caracterizar la demanda total del sistema, se deducen de los balances eléctricos mensuales del sistema peninsular español y pueden ser representados mediante la siguiente ecuación:

$$D_{global\ i} = \sum_{d=1}^{nd} \sum_{h=1}^{24} [P_{RO} + P_{RE} + S_{II}] \quad (1)$$

donde:

$D_{global\ i}$: Demanda total del sistema peninsular en el mes i [GWh].

¹²¹ Son locales porque no necesariamente son los puntos mayores o menores de toda la curva. Simplemente son puntos mayores o menores en una sección.

d	: Días del mes [1, ..., nd]
nd	: Número de días del mes, según corresponda 30, 31, 28, 29.
h	: Horas del día [1, ..., 24]
P_{RO}	:Producción bruta del Régimen Ordinario [GWh]. Incluye toda la producción de las unidades de generación del Régimen Ordinario (se mide en barras de alternador y, por tanto, incluye la energía para consumos propios de generación y de bombeo); y, la producción de aquellas unidades de generación del Régimen Especial que van al mercado (caso de la cogeneración). El parque tecnológico del Régimen Ordinario está constituido principalmente por las tecnologías hidráulica (embalsada, fluyente y de bombeo), nuclear, carbón (hulla+antracita, lignito pardo, lignito negro y carbón de exportación), fuel oil, ciclos combinados, fuel gas (turbinas de vapor y de combustión de gas).
P_{RE}	:Producción del Régimen Especial [GWh]. Incluye las tecnologías térmica, hidráulica y otras renovables.
S_{II}	:Saldo de los intercambios internacionales. Positivo cuando es importador y negativo en caso contrario.

Mediante (1) es posible estudiar las características de la demanda diferenciando cada uno de los términos de la ecuación de balance eléctrico, en un enfoque orientado a explicar la demanda eléctrica desde la perspectiva de la oferta.

En una primera distribución de la demanda global, la Fig. 2 muestra tres de los términos del balance eléctrico: el mayor de ellos es el de la energía producida por todas las tecnologías en Régimen Ordinario; el segundo, es la energía aportada por las tecnologías en Régimen Especial; y, por último, una pequeña fracción de energía resultado de los saldos de intercambios internacionales. De acuerdo a (1), estos tres términos conforman la energía suficiente, periodo a periodo, para satisfacer las necesidades de la demanda, dando lugar al balance eléctrico.

En los últimos años la producción del régimen especial ha crecido llegando a cubrir entre el 15 y 20% de la demanda global peninsular; sin embargo, la producción en régimen ordinario abastece algo más del 80% de tal demanda y sigue muy de cerca el patrón de comportamiento de la demanda global, a lo largo del tiempo. Ello hace de gran interés estudiar en detalle la producción en régimen ordinario, a la luz de las transacciones mayoristas en el mercado diario, como puerta de entrada para poder estimar y prever mediante proyecciones los requerimientos de la demanda eléctrica como el principal motor de cambio y evolución del parque instalado de generación de electricidad y posible fuente de señales económicas de inversión.

2) Pronósticos y proyecciones a largo plazo de la demanda de energía eléctrica.

El término *pronóstico*, en el presente trabajo, se entiende como la estimación anticipada del valor de una variable, en este caso, la demanda eléctrica en el sistema peninsular español. El pronóstico, por tanto, es el resultado de la revisión de los datos históricos para descubrir cómo lo que sucedió en el pasado puede definir en gran medida lo que sucederá en el futuro, pero no determinarlo completamente. Tal proceso de revisión ha conducido a un modelo matemático que describe de manera más detallada cómo se comporta la serie de datos temporales de la demanda y, a su vez, permite incorporar otras condiciones factuales o intuitas para pronosticar lo que probablemente sucederá, con mayor precisión. Sin embargo, es de anotar, que los sistemas reales siempre tienen elementos aleatorios y, ninguna técnica de pronóstico puede predecirlos con exactitud (Carlberg, 2003).

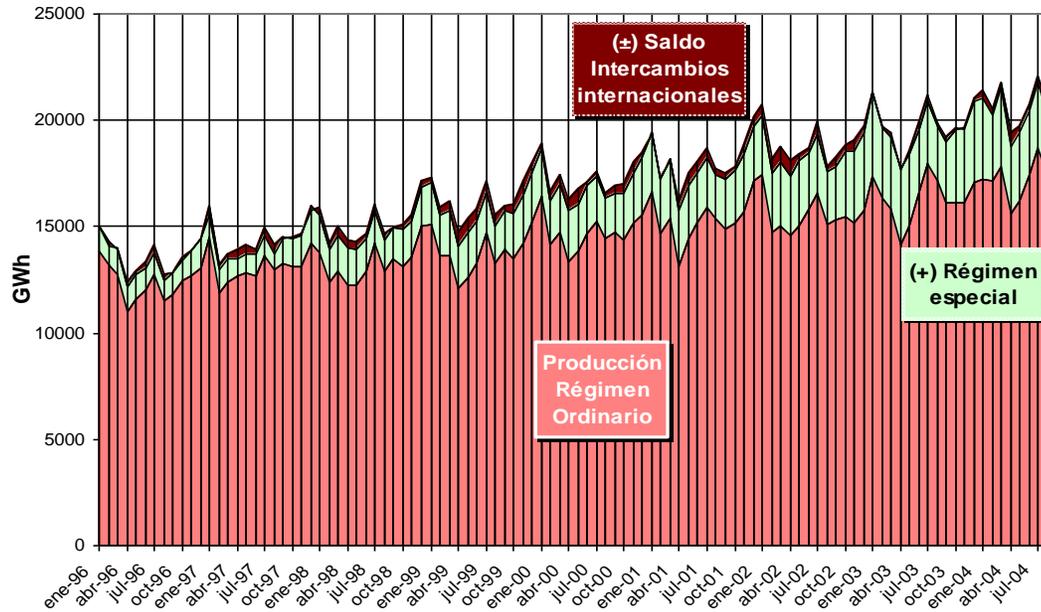


Figura 2 - Demanda global de energía eléctrica en el sistema peninsular español como resultante del balance eléctrico.

FUENTE: Cálculos propios de datos tomados de (MINECO-REE, 2004)

Es permanente la utilización de pronósticos para proyectar la demanda en el sistema eléctrico español. En su portal Red Eléctrica de España (REE), tiene disponible el “Seguimiento de la demanda de energía eléctrica en tiempo real”, donde presenta (ver Fig. 3) la información correspondiente a:

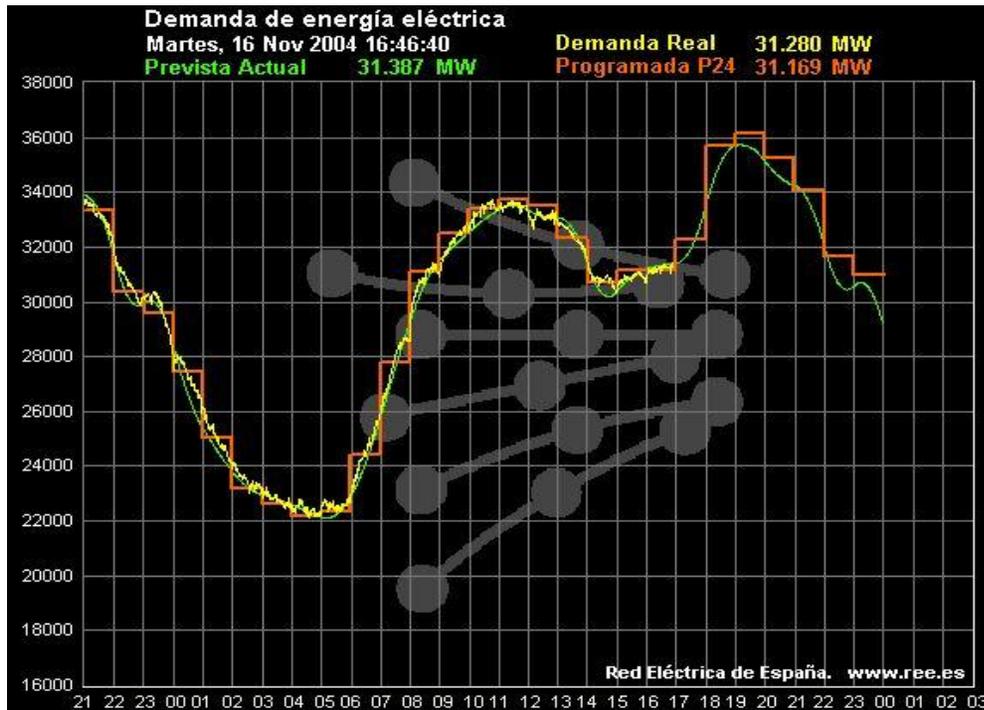


Figura 3 - Seguimiento de la demanda de energía eléctrica en tiempo real

FUENTE: REE

- ✚ La demanda real (curva amarilla), que refleja el valor instantáneo de la demanda de energía eléctrica. Su evolución recoge las peculiaridades estacionales y horarias, así como la actividad y el ritmo vital del país.
- ✚ *La previsión de la demanda (curva verde), elaborada con los valores de consumo en períodos precedentes equivalentes, y corregida con una serie de factores que influyen en el consumo, como la laboralidad, climatología y actividad económica.*
- ✚ La programación horaria operativa (línea escalonada roja), es la producción programada para los grupos de generación a los que se haya adjudicado el suministro de energía en la casación de los mercados diario e intradiarios, que se calcula teniendo en cuenta la evolución de la demanda.

Con los valores anteriores, REE, gestiona toda la energía que se produce y se consume, las restricciones de red y los intercambios internacionales, a fin de prever la demanda y transportar la producción necesaria para satisfacerla en tiempo real.

De acuerdo a REE, *la previsión de la demanda calculada y la estimación de las necesidades operativas de producción de energía* son esenciales para realizar una operación segura del sistema; es por ello que, utilizando una avanzada tecnología, cada segundo RED ELÉCTRICA capta en todo el país, los datos precisos para la operación del sistema eléctrico, los reúne y los analiza.

Otra previsión de la demanda, también realizada por REE, es la disponible en el Sistema de Información del Operador del Sistema, SIOS. Según el artículo 28 del Real Decreto-Ley 6/2000 de 23 de junio, "Las previsiones de demanda realizadas por el Operador del Sistema, se referirán a meses completos y se publicarán en los primeros quince días del mes anterior al que se refiere la previsión".

No obstante, disponer de las dos previsiones de demanda relacionadas anteriormente, para los fines de este trabajo es menester realizar una proyección de la demanda eléctrica adecuada específicamente a los objetivos de su utilización. La demanda eléctrica es una variable endógena del sistema eléctrico peninsular, que se considera conocida para un escenario base, y, es el punto de partida de los análisis para determinar, fundamentalmente, las necesidades y requerimientos de la producción de electricidad a fin de asegurar el suministro eléctrico para cubrir toda la demanda en el espacio-tiempo y alcanzar el equilibrio técnico-económico del mercado mayorista.

La Seguridad del Suministro Eléctrico se concibe como una necesidad en un horizonte de tiempo entre el medio y el largo plazo. Es por ello que se necesita una proyección de la demanda eléctrica al largo plazo.

Como se mencionó anteriormente, hay algunos componentes en los datos históricos de la evolución de la demanda eléctrica peninsular, que varían con cierta regularidad, definiendo patrones en las series de tiempo. Según (Carlberg, 2003) esta condición es necesaria para poder utilizar técnicas de pronóstico a fin de realizar proyecciones razonablemente precisas.

El proceso básico seguido para efectuar la proyección de la demanda eléctrica del sistema peninsular español se ha desarrollado integrando recomendaciones de (Carlberg, 2003) y (Bisquerra, 1989), y se resume en los siguientes pasos:

1. Asegurar la confiabilidad de la información base –serie de datos temporal de la demanda eléctrica histórica-.
2. Analizar las regularidades y patrones de la serie histórica a fin de determinar los componentes presentes de una serie temporal en la información base.
3. Identificación del método de proyección.
4. Estimación de los parámetros del método.
5. Aplicación del método para predecir valores futuros de la demanda de electricidad.
6. Diagnóstico del ajuste de los resultados y correcciones.

Para el primer paso, la información base debe cumplir al menos cuatro características técnicas importantes, a fin de mejorar las posibilidades de obtener un pronóstico útil:

- Un orden cronológico de los valores de la serie histórica, que constituye la información base, desde el primer valor hasta el más reciente. Los valores de la demanda mensual se han ordenado consecutivamente desde el correspondiente a enero de 1996 hasta el más reciente incluido, agosto de 2004.
- Todos los periodos de la información base han de ser igualmente largos. Los valores de la demanda histórica tomados son mensuales y reflejan la sumatoria de la energía demandada en cada una de las horas del mes. En la práctica, se toman como desviaciones menores y, por tanto se ignoran, las diferencias entre el número de días de los meses y el cambio horario.
- Cada uno de los valores de la información base proviene de la misma fuente (MINECO-REE) y es modificado mediante los mismos cálculos.
- No debe faltar ningún dato de la serie. (Carlberg, 2003) precisa además que, se necesitan por lo menos 50 valores en la serie histórica, para modelar los datos con cierta precisión. Pero en general recomiendan tener 100 o más datos para iniciar el proceso de pronóstico. La información base utilizada, de la demanda eléctrica, es una serie temporal completa de 104 datos.

En el segundo paso se analizó qué tipos de variaciones presentaba la serie histórica. (Bisquerra, 1989) plantea que estas variaciones suelen obedecer a tres componentes fundamentales:

- a) *Un componente de tendencia.* Es un cambio de la media aritmética a largo plazo. Es decir, es una variación de larga duración. El nivel de la serie permanece constante o se desplaza de manera regular hacia arriba o hacia abajo a lo largo del tiempo.
- b) *Un componente estacional o cíclico.* Son oscilaciones en la tendencia debidas a causas periódicas. La estacionalidad se define como una fluctuación cíclica o periódica de una serie temporal, que se repite a la misma fase del ciclo o periodo. Las variaciones estacionales suelen darse dentro de unos periodos fijos. (Carlberg, 2003) denota estas variaciones con el nombre de “componente autorregresivo” y lo define como la dependencia de cada valor de la serie de una anterior (no necesariamente de la inmediata anterior).
Las dos primeras componentes (tendencia y estacionalidad) son sistemáticas, es decir, se deben a una causa constante. Constituyen, por ello, la componente “determinista” de la serie.
- c) *Un componente estocástico.* Son variaciones accidentales, aleatorias o residuales, debidas al azar. (Carlberg, 2003) denota estas variaciones con el nombre de “componente de media móvil” y lo define como los cambios aleatorios que experimenta una serie a través del tiempo. También plantea que “el efecto de estos cambios puede prolongarse sobre las series mucho después de que el cambio mismo haya ocurrido”.

Del segundo paso se concluye que la serie de tiempo que constituye la información base de la demanda eléctrica peninsular, tiene los 3 componentes relacionados anteriormente, a saber: *tendencia* con una media de crecimiento anual del 5,5% en los últimos 8 años; *estacionalidad*, oscilaciones periódicas que se completan en ciclos anuales; y, *aleatoriedad* en algunos cambios que se presentan simultáneos a los dos componentes anteriores. En otros términos, el componente determinístico de la serie temporal de la demanda histórica es mucho más evidente y sensiblemente mayor que el componente estocástico (ver Fig. 4).

En el tercer paso para la elaboración del pronóstico de la demanda se escoge un método de proyección que, en esencia, refleje los cambios de la información base, identificados en el paso anterior, de la mejor manera, al largo plazo. La precisión meticulosa de cada uno de los valores futuros calculados de la demanda, no es necesaria considerando la utilización que se va a hacer de tal información, la creación de un escenario futuro. En tal sentido, los pronósticos con funciones de suavización que manejen información de temporada, son los más útiles; especialmente “cuando existen grandes diferencias entre los niveles de datos de la serie de tiempo” y cuando la serie presenta un patrón de temporada, como se puede observar en la Fig. 4.

El proceso de suavización de temporada se lleva a cabo en dos fases: una fase de inicialización, la cual cuantifica la magnitud de los componentes de *tendencia* y de *temporada*, y una fase de pronóstico, la cual realiza las proyecciones, basándose en dichas componentes.

La suavización de temporada toma en cuenta la regularidad de los datos, revisando el patrón de años anteriores. Entonces, los pronósticos actuales reflejan el patrón anterior. Esta relación, en primer lugar, genera en los pronósticos un cierto retraso con respecto a la información base; sin embargo, este puede ser cuantificado y eliminado en la serie del pronóstico generado. Y, en segundo lugar, hace posible ampliar el pronóstico más a futuro.

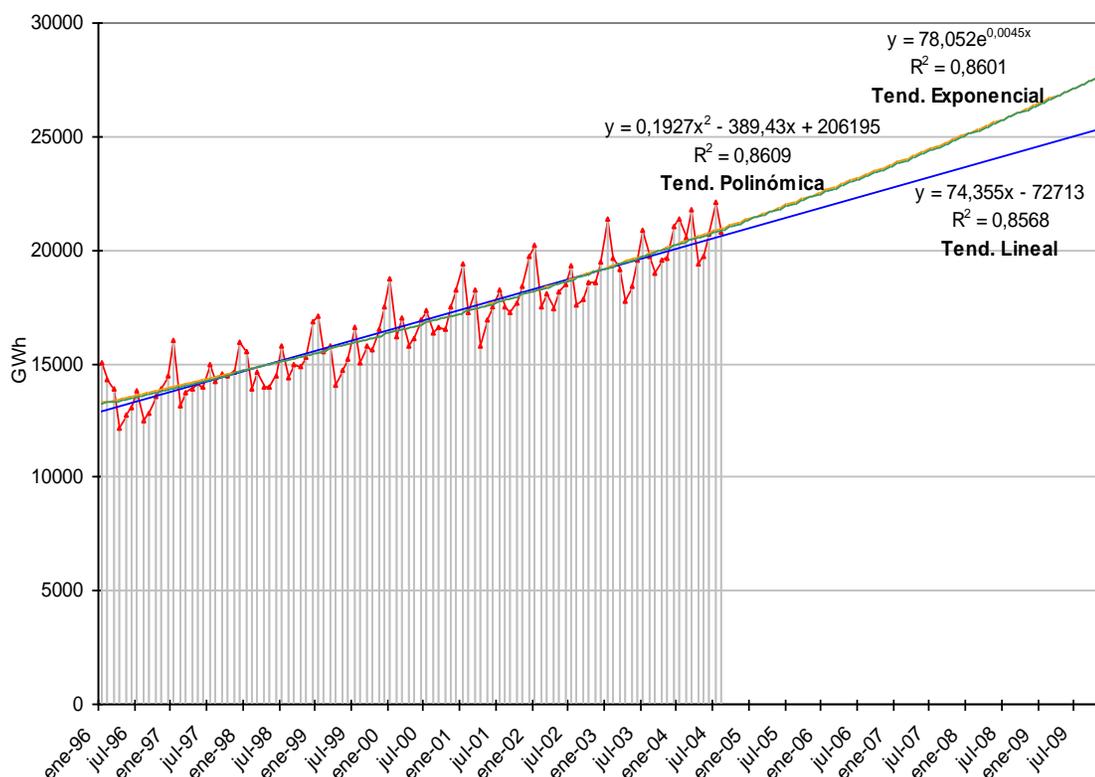


Figura 4 - Componentes de la serie de tiempo de la evolución histórica de la demanda eléctrica en la península española

En el cuarto paso se han de estimar los parámetros del método de proyección escogido. Para una suavización de temporada se necesitan:

- El número de periodos de cada temporada, como la información base de la demanda está dada para cada mes, entonces el número de periodos de cada temporada sería 12.
- El número de temporadas por bloque de calendario. Un bloque de calendario es el periodo durante el que un ciclo de temporada se completa. Este valor será 6.
- Dos constantes de suavización: una para la tendencia que exista en la serie, y una para el componente de temporada. Para encontrar las constantes, primero se han tomado al tanteo los valores de 0,6 y 0,8, respectivamente; y, luego se han recalculado minimizando el margen de error en el pronóstico. Los valores a utilizar son: constante de suavización para tendencia 0,9 y constante de suavización por temporada 1.

Una vez se ha identificado el método de proyección y estimado sus parámetros, este debe ser aplicado a la información base para predecir los valores futuros de la demanda de electricidad. Pasamos, por tanto, al quinto paso del proceso de elaboración de la proyección de la demanda. Los cálculos y gráficos se desarrollaron en una hoja de cálculo de EXCEL, aprovechando las facilidades que ofrece su opción de Macros (subrutinas codificadas en VisualBasic, que ejecutan

tareas específicas). Se aplicó iterativamente el método de proyección de suavización por temporadas, validando y ajustando los parámetros estimados previamente. La serie de tiempo resultante de la proyección se muestra en la Fig. 5.

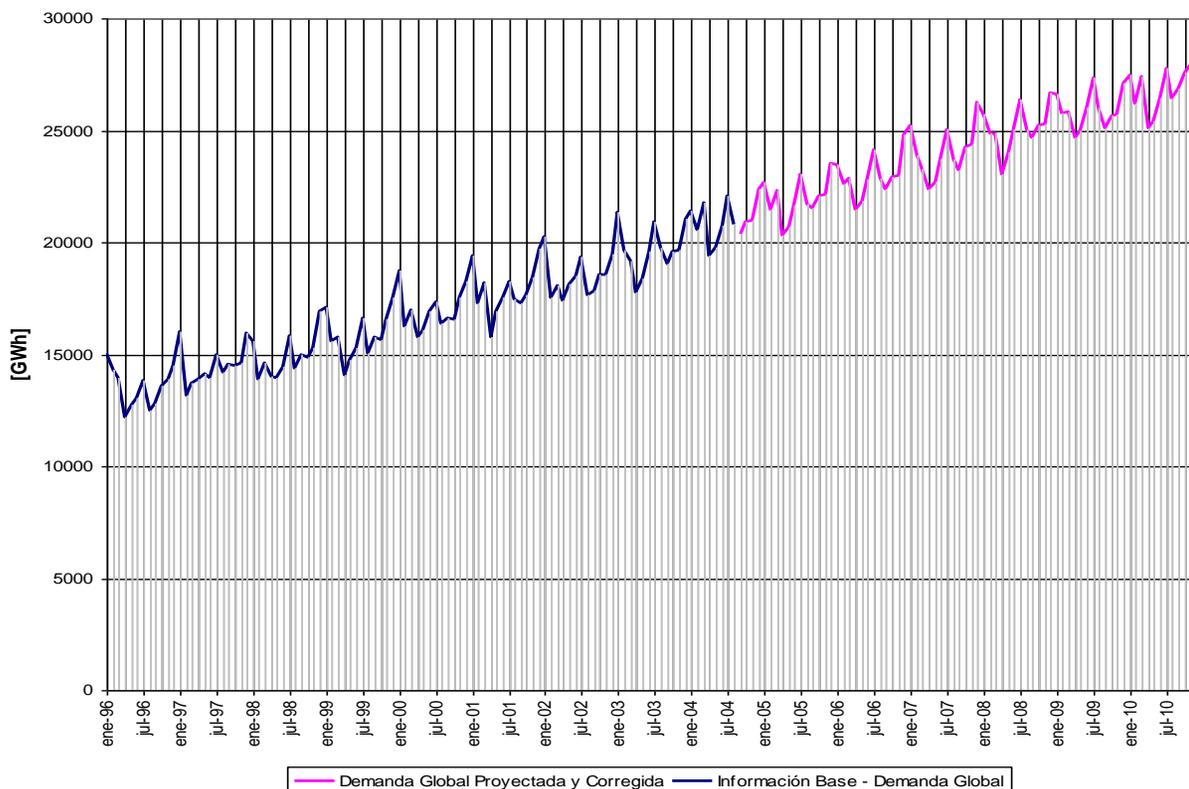


Figura 5 - Series temporales de la demanda eléctrica en la península española, histórica y proyectada

Por último, en el sexto paso hay que verificar el ajuste de los resultados y efectuar las correcciones a que haya lugar. En otras palabras, primero hay que comprobar si los resultados explican satisfactoriamente el componente sistemático de la serie histórica. En la Fig.5, puede observarse que la proyección presenta una continuidad tanto de la tendencia como de la estacionalidad de la información base. En este punto es pertinente establecer que gran parte de la precisión de la serie proyectada está determinada al momento de definir los parámetros del método de pronóstico, en especial, las dos constantes de suavización. “Solver” es una herramienta de EXCEL que permite obtener las constantes de suavización óptimas. Para ello se le da un valor inicial de las constantes que le permite calcular un margen de error¹²² en el pronóstico. Después se le indica que minimice el valor de dicho error, cambiando las constantes de suavización. Solver calcula de manera iterativa aquellas constantes que proporcionan los pronósticos más precisos.

¹²²Una forma estándar de medir el error en los pronósticos es hallando la raíz del promedio del cuadrado del error. Para ello, primero se obtienen los errores al cuadrado como la suma de las diferencias al cuadrado entre los valores reales y los valores del pronóstico. Después, los errores al cuadrado se dividen entre el número de pronósticos, y se obtiene la raíz cuadrada del resultado. Para más detalles ver (Carlberg, 2003).

ANEXO 5-2

Análisis multivariante de la información operativa del Mercado de Producción Español

El análisis de datos es la tercera fase del tratamiento de la información de un sistema real; primero ha de hacerse el acopio de todos los datos correspondientes para el tiempo en que se requieran analizar; después, se hace una adecuación y exploración en conjunto de la información disponible para facilitar el consiguiente proceso que es el del análisis de datos. Una vez analizada la información factual del Mercado de Producción Español, se puede proceder al desarrollo de modelos abstractos que representen al sistema, de la manera más fiel posible.

Fuentes de información

Las principales fuentes de información sobre la evolución y operación del Mercado de Producción Español, son:

- OMEL, como la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad que efectúa la gestión económica del sistema eléctrico peninsular, publica en su portal los “Resultados del Mercado” con resolución horaria, diaria, mensual y anual.
- La Compañía Red Eléctrica de España REE, que se encarga de la gestión técnica del sistema, publica en su portal y en el del SIOS -Sistema de Información del Operador del Sistema- información diaria, mensual y anual del sistema.
- El Ministerio de Economía, MINECO, también publica datos del Mercado de Producción con especificación mensual y anual.
- Otra información de carácter más específico se encuentra disponible fundamentalmente en Comisión Nacional de Energía CNE, www.cne.es, Red Eléctrica de España REE, www.ree.es, Sistema de información del Operador del Sistema SIOS, www.sios.ree.es, Instituto Nacional de Estadística INE, www.ine.es, Club Español de la Energía ENERCLUB, www.enerclub.es, y, Asociación Española de la Industria Eléctrica UNESA, www.unesa.es.

Información disponible

La información disponible es abundante, por tanto, se ha organizado inicialmente en arreglos matriciales para facilitar su almacenamiento, manejo, análisis y transferencia. A tal fin, se han empleado dos paquetes informáticos: EXCEL (hojas de cálculo del paquete MS-Office) y SPSS (específicamente para tratamiento estadístico).

De OMEL se ha recopilado información sobre la operación del mercado diario español, para dos resoluciones de tiempo diferentes, a saber:

- 1) Para cada hora del día en ciclos anuales desde enero de 1998, información sobre:
 - a. La *energía* contratada en el mercado diario [MWh].
 - b. El *precio* del mercado diario [cEur/kWh].
 - c. El *volumen económico* transado en el mercado diario [kEur].
 - d. Las *tecnologías* que marcan el precio marginal del mercado diario:
 - i. HI – Generación Hidráulica
 - ii. TE – Generación Térmica
 - iii. BG – Generación Hidráulica de bombeo
 - iv. REE – Contrato de suministro REE-EDF

- v. AE – Agente Externo (vendedor)
- vi. CO – Comercializador (venta)
- vii. RE – Régimen Especial

- 2) Para cada mes en ciclos anuales desde enero de 1998, información sobre:
- a. Los precios máximos y mínimos de los mercados diario e intradiario [cEur/kWh].
 - b. La energía total producida en el sistema [GWh].
 - c. La energía producida por tecnología [GWh].
 - d. La cuota de mercado de los agentes productores [GWh, %]

De los “Boletines Estadísticos” y de las bases de datos, publicados por MINECO y de este con REE, se ha recopilado información sobre la estructura y operación del mercado mayorista de electricidad español, para dos resoluciones de tiempo diferentes, a saber:

- a) Para cada mes en ciclos anuales desde enero de 1996, información sobre:
 - a. La producción bruta del sistema, por tecnología y total [GWh].
 - b. La producción neta del sistema [GWh].
 - c. La demanda bruta del sistema [GWh].
- b) Para julio de 2003, la descripción y detalle de la propiedad de activos físicos para la producción de electricidad.

Técnica utilizada: análisis de correspondencias (análisis multivariante)

Dadas las características de la información disponible y los objetivos del análisis se optó por el análisis multivariante. Las razones principales para ello fueron:

- ✚ Es una técnica exploratoria que permite aproximarse inicialmente a los datos sin ninguna hipótesis previa. Por ello, ha sido llamado *método descriptivo o exploratorio*.
- ✚ Permite resumir y sintetizar grandes conjuntos de datos y variables, en función de ciertos objetivos, de cara a obtener informaciones válidas que permitan entender mejor el comportamiento del sistema objeto de estudio: el mercado de producción español. Por ello ha sido llamado *método reductivo*.
- ✚ Porque se aplica al análisis de muchas variables; por tanto, el tratamiento de los datos es *multidimensional* (Bisquerra, 1989).

Una vez orientado el análisis multivariante se escogió una de sus técnicas, el método factorial de correspondencias o simplemente análisis de correspondencias, AC. Las ventajas del Análisis de Correspondencias AC, enunciadas por (MIRÓ, 2003) y comprobadas en su aplicación práctica, son las siguientes:

- ✚ De la definición que hace (Figueras, 2003): “El AC es una técnica estadística que se utiliza para analizar, desde un punto de *vista gráfico*, las relaciones de dependencia e independencia de un conjunto de variables categóricas a partir de los datos de una tabla de contingencia.”, se deduce una de sus ventajas más importantes: la posibilidad de *visualizar* las relaciones entre variables; lo que a su vez, permite sumar fortalezas intuitivas y creativas al análisis de datos.
- ✚ Permite considerar variables cualitativas, esto es una gran ventaja puesto que cualquier variable puede transformarse a una escala cuantitativa.
- ✚ Detecta cualquier tipo de relación entre variables y entre estas y sus categorías, y no sólo relaciones lineales.
- ✚ Puede describir las relaciones entre las categorías de una variable, así como la relación entre las variables que forman una tabla de contingencia.

✚ Permite considerar la no respuesta parcial como una categoría más, hecho que posibilita detectar si esta es aleatoria o si más bien está asociada a determinadas características del sistema o de la conducta de los agentes.

Objetivos:

El objetivo general de la aplicación del Análisis de Correspondencias AC es reducir y resumir, mediante una o varias gráficas, una serie de variables observadas en el mercado español de producción de electricidad a un conjunto menor de variables latentes llamadas factores y sus respectivas categorías (características-propiedades) a fin de desentrañar y cuantificar sus relaciones de correspondencia. Los objetivos particulares son:

- Identificar y validar las relaciones de dependencia e interdependencia entre las variables de operación del sistema tales como precio, tecnologías de generación, reservas, demanda, energía total producida, energía producida por tecnologías, entre otras.
- Identificar y validar la relación entre las variables de operación del sistema y ciclos de tiempo estacionales, mensuales, diarios y horarios.
- Identificar y validar regularidades y/o patrones de cambio de las variables de operación del sistema entre los periodos horarios, mensuales y estacionales y entre estos a lo largo del periodo de evolución del mercado español.
- Identificar y validar relaciones de causalidad entre las variables de operación del sistema y entre estas y los parámetros más destacados del mismo.

Metodología:

Un paso previo a la aplicación del análisis de correspondencias, y, a fin de estructurar las tablas de contingencias, es el de listar las posibles relaciones o correspondencias que se esperan encontrar en la información base. Para el efecto se elaboró la siguiente tabla:

Tabla 1 -Conjeturas de las posibles relaciones de correspondencia entre los datos de evolución del Mercado de Producción Español, periodo 1998-2004.

Variable	Parámetro o variable	Observaciones
Energía contratada por hora en el Mercado Diario	Precio de casación	Relación directa, a mayor energía contratada mayor es el precio
	Tecnología que pone precio hora	Clasificación de tecnologías por las frecuencias con que ponen precio del mercado
	Energía producida por tecnología	Relación directa de mayor participación de aquellas tecnologías de producción centralizada
	Producibles hidráulico	Relación directa con la probabilidad de generación hidráulica
	Energía ofertada	Oferta residual: reserva de energía del sistema (diferencia entre la energía ofertada y la energía contratada)
	Horas del día	Agrupación de las horas del día por el nivel de energía contratada: nivel bajo de las 12pm a las 9am, nivel medio de las 9am a las 10am y de las 14 a las 18 horas; nivel alto entre las 11am y 13 y las 19 y la 1am.
	Días de la semana	Agrupación de los días de la semana por el nivel de energía contratada: laborables, no laborables y festivos
	Meses del año	Agrupación de los meses del año por el nivel de energía contratada: enero y julio nivel alto; abril y octubre nivel bajo.
	Estaciones del año	Tipificación de las estaciones del año por el nivel de energía contratada, del más alto al más bajo.
	Energía contratada	Relación directa

Precio de casación del Mercado Diario	Tecnología que pone precio hora	Clasificación de las tecnologías por nivel de precios.
	Energía producida por tecnología	-
	Producible hidráulico	Relación inversa
	Energía ofertada	-
	Horas del día	Agrupación de las horas del día por el nivel de precios.
	Días de la semana	Agrupación de los días de la semana por el nivel de precios.
	Meses del año	Agrupación de los meses del año por el nivel de precios.
	Estaciones del año	Tipificación de las estaciones del año por el nivel de precios.
Tecnologías que ponen precio hora en el Mercado Diario	Energía contratada	-
	Precio de casación	Agrupación de tecnologías por el nivel de precios.
	Energía producida por tecnología	-
	Producible hidráulico	-
	Energía ofertada	-
	Horas del día	Agrupación de tecnologías por rangos de frecuencia de poner los precios horarios del mercado.
	Días de la semana	Agrupación de tecnologías por rangos de frecuencia de poner los precios horarios del mercado por días de la semana.
	Meses del año	Agrupación de tecnologías por rangos de frecuencia de poner los precios horarios del mercado en periodos mensuales.
	Estaciones del año	Tipificación de las estaciones del año por los rangos de frecuencia de poner precio en el mercado diario.
	Eficiencia técnica	Agrupación de tecnologías por nivel de eficiencia técnica.
	Costos de capital	Agrupación de tecnologías por el nivel de costos de capital de inversión.
	Costos de producción	Agrupación de tecnologías por nivel de costos de producción.
	Tiempo de servicio	Agrupación de tecnologías por el tiempo medio de servicio
Flexibilidad operativa	Agrupación de tecnologías por nivel de flexibilidad operativa.	

En la Tabla 1 puede observarse que, en primera instancia, son tres las variables dependientes que más interesan: la energía contratada, el precio de casación y la tecnología que pone precio; todos son datos horarios del Mercado Diario.

La Fig. 1, muestra el esquema básico de funcionamiento del AC, sin adentrarse en los fundamentos matemáticos, sino más bien acogiendo la utilidad práctica e interpretativa de su técnica.

De acuerdo a los pasos mostrados en la Fig. 1, el primero es el de construir las tablas de contingencias o de valores positivos. Para ello, se utilizan las matrices de información ya elaboradas, reordenando en la primera fila la serie de tiempo por horas en años secuenciales, y, en las columnas, los valores correspondientes a las categorías¹²³ de las tres variables dependientes que interesan. A partir de estas tablas de contingencias la herramienta de “Análisis de Correspondencias” del paquete SPSS, inicia su trabajo.

SPSS no trabaja directamente con los datos de las tablas iniciales, puesto que su objetivo no es detectar las diferencias absolutas que existen entre filas y columnas; por tanto, realiza una

¹²³Para el caso de las variables (factores) cuantitativas, energía contratada y precios horarios, sus categorías se definen como niveles de cambio en función de su valor (nivel). A tal efecto, el intervalo entre el valor máximo y el mínimo de cada serie de datos respectivamente, se subdivide en cinco rangos (niveles) consecutivos de 1 a 5, correspondientes a las categorías del factor; siendo la categoría 1 la de los menores valores (o más bajos) y la categoría 5 la de los valores mayores (o más altos) que toman tales factores en el tiempo. Para el caso de la variable cualitativa, tecnologías que ponen precio, cada una de sus categorías se define mediante cada uno de los “tipos de tecnologías” que pueden marcar el precio horario en el mercado de producción.

transformación de dichos datos y los convierte en perfiles de filas y de columnas. Un perfil-fila es un conjunto de números, tantos como columnas se tengan, que es representado por un punto. El conjunto de perfiles-fila será representado por una nube de puntos. El mismo razonamiento se utiliza para los perfiles-columna.

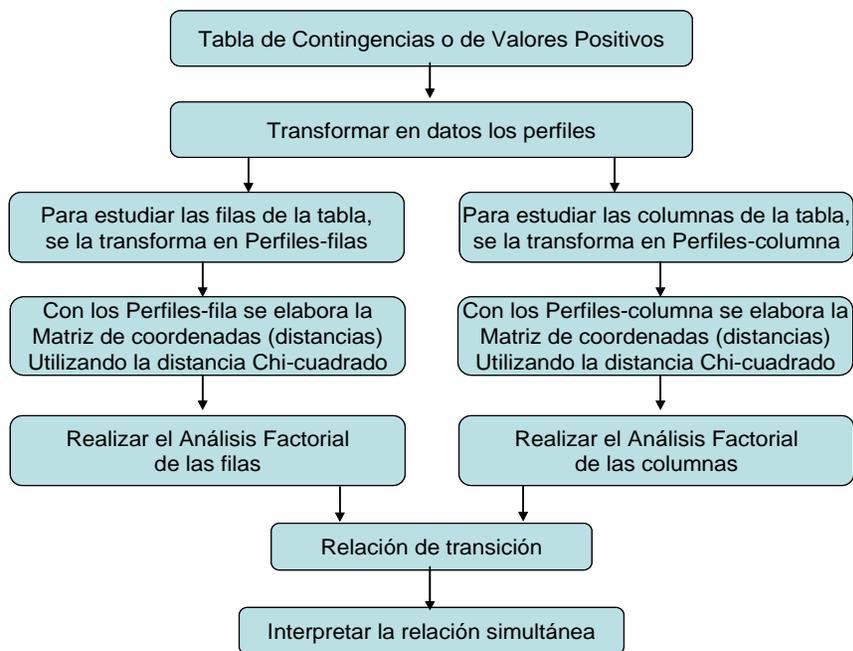


Figura 1- Esquema de funcionamiento del AC

FUENTE: Adaptado de (MIRÓ, 2003).

En el paso siguiente SPSS utiliza los perfiles para elaborar la matriz de coordenadas midiendo las distancias entre las filas o las columnas y sus perfiles medios respectivos que hay en cada una de las nubes de puntos. Este perfil medio aparecerá situado en el eje de coordenadas y es conocido como centro de gravedad. La media de las distancias de cada punto de una fila, columna o todos los elementos de la tabla al centro de gravedad recibe el nombre de inercia de filas, columnas o total, respectivamente. Una inercia baja significa que las categorías están situadas muy cerca del centro de gravedad y que por lo tanto son muy similares; mientras que altos valores de inercia en determinadas categorías implican grandes diferencias del perfil medio de las filas o columnas.

SPSS continua con el análisis factorial y para ello maximiza el porcentaje de varianza o de inercia explicado anteriormente. Procede entonces a diagonalizar la matriz de distancias (varianzas-covarianzas) con el fin de calcular los valores propios y vectores propios asociados que definirán los nuevos ejes sobre los que se proyectará la nube de puntos de las filas o columnas. Esta nube es proyectada en gráficos de dos o tres dimensiones que proporcionan una visión simplificada de las relaciones entre factores (variables) y categorías (características de las variables).

El último paso de SPSS es obtener las coordenadas factoriales del conjunto de perfiles de filas y columnas, llamadas relaciones de transición, que permiten representar sobre un mismo plano los puntos de fila y columna, posibilitando la interpretación de la distancia de un punto a otro. Las relaciones de transición son las que facilitan sacar conclusiones en base a la representación gráfica del análisis de correspondencias.

Resta entonces interpretar la representación gráfica simultánea; para ello se requiere visualizar los resultados gráficos y luego se definen las categorías o modalidades que tienen más relación con cada factor.

A continuación se presentan los resultados gráficos y su respectiva interpretación, más relevantes, encontrados en el análisis de correspondencias. La información base utilizada corresponde a las series de tiempo de datos horarios comprendidos entre el 1º de Enero de 2001 y el 31 de Diciembre de 2004.

- a) **Fig. 2-**Corroboración de una marcada *correspondencia por similitud* entre los niveles de la demanda horaria (energía contratada en el mercado diario) y los niveles de los precios horarios respectivos. Las distancias Chi-cuadrado (distancia euclidiana) entre categorías de los factores energía y precio son similares. Así:

Nivel de demanda	Nivel de precios
E1	P1
E2	P2
E3	P3
E4	P4
E5	P5

Tabla 2

En otras palabras, la información factual de la evolución del mercado diario español, donde se transa el mayor porcentaje de electricidad del sistema peninsular español, muestra que para niveles bajos de consumo de electricidad, el precio correspondiente al que se transa también es bajo. Para cuando los niveles de demanda de electricidad son los mayores, el nivel de precios respectivo también es el de los valores más altos.

En consecuencia, se puede inferir que:

«El precio horario de la energía eléctrica es portador de una **señal** de mayor o menor cantidad de demanda de electricidad en el mercado diario. Tal señal puede informar sobre la escasez o abundancia de este bien».

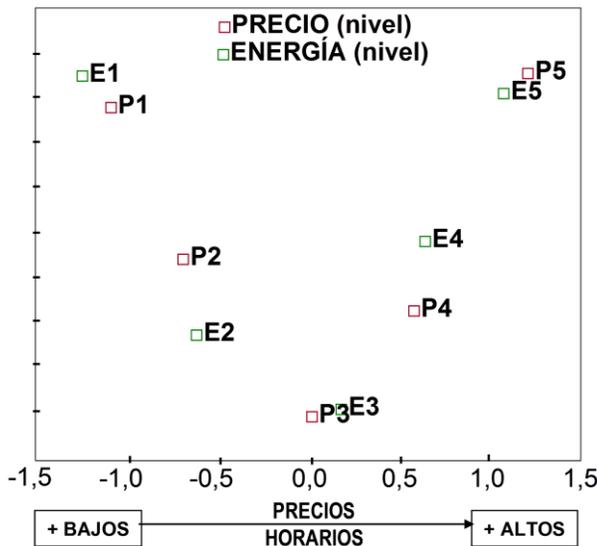


Figura 2

Donde:

E1, ..., E5 representan los puntos correspondientes a cada una de las categorías del factor energía horaria contratada en el Mercado Diario.

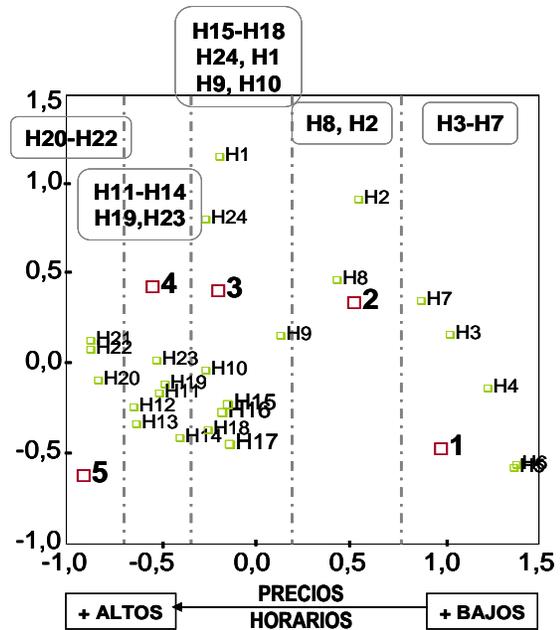
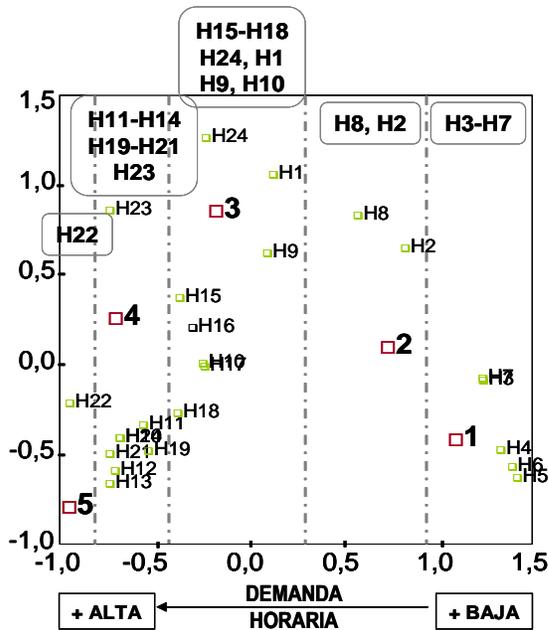
P1, ..., P5 representan los puntos correspondientes a cada una de las categorías del factor precio marginal horario del Mercado Diario.

- b) **Fig. 3.- a)** Corroboración de una correspondencia por asociación entre los niveles de demanda horaria y las horas del día del factor tiempo, en ciclos diarios. La asociación permite discriminar las horas del día en cinco grupos correspondientes a su vez con cinco niveles diferentes de la demanda eléctrica en el mercado diario. Ello implica también la identificación de una regularidad horaria-diaria del factor demanda, para diferentes meses y años. La asociación de las horas del día en 5 grupos correspondientes a 5 niveles diferentes de la demanda eléctrica se presenta de la siguiente manera:

- Nivel 1 de demanda (valores más bajos de la demanda horaria de energía): H3, H4, H5, H6, H7.
- Nivel 2 de demanda (valores medio-bajos): H2, H8.
- Nivel 3 de demanda (valores medios de la demanda horaria de energía): H24, H1, H9, H10, H15, H16, H17, H18.
- Nivel 4 de demanda (valores medio-altos): H11, H12, H13, H14, H19, H20, H21, H23.
- Nivel 5 de demanda (valores más altos de la demanda horaria de energía): H22.

Fig. 3.- b) Corroboración de la *correspondencia por asociación* entre los niveles de precio marginal horario y las horas del día del factor tiempo. Identificación de una regularidad horaria-diaria del factor precio, para diferentes meses y años. Tal regularidad posibilita la asociación de las horas del día en 5 grupos correspondientes a 5 niveles de precios, así:

- Nivel 1 de precios (valores más bajos del precio horario de energía): H3, H4, H5, H6, H7.
- Nivel 2 de precios (valores medio-bajos): H2, H8.
- Nivel 3 de precios (valores medios del precio horario de energía): H24, H1, H9, H10, H15, H16, H17, H18.
- Nivel 4 de precios (valores medio-altos): H11, H12, H13, H14, H19, H23.
- Nivel 5 de precios (valores más altos del precio horario de energía): H20, H21, H22.



Donde:

Figura 3.- a)

Figura 3.- b)

H1, ..., H24 representan los puntos correspondientes a una categoría del factor tiempo, las 24 horas del día.

1, ..., 5 representan los puntos correspondientes a cada una de las categorías de los factores demanda horaria de energía (Figura 3.- a) y precio marginal horario (Figura 3.- b) del Mercado Diario, respectivamente.

Se observa que para los dos factores, demanda y precio, coinciden exactamente las asociaciones de horas del día, correspondientes a los tres primeros niveles: 1, 2 y 3; y las asociaciones para los otros dos niveles son muy similares.

De manera semejante al proceso anterior, se buscaron otras correspondencias de los dos factores, demanda y precio, con días de la semana, días del mes y días laborables y festivos; para la demanda eléctrica (ver Fig. 4), en los cuatro casos las correspondencias halladas fueron aleatorias o de “confusión” (MIRÓ, 2003).

Por tanto, se puede inferir que:

«Existe una regularidad horaria-diaria del factor demanda respecto a ciclos diarios, para diferentes meses y años. Tal regularidad se manifiesta en la correspondencia de la discriminación de cinco grupos de las horas del día con cinco grupos de niveles diferentes de la demanda eléctrica».

«La **señal** que porta el precio horario de la energía eléctrica en el mercado diario en cuanto a la cantidad demandada, es integral y referenciada a **ciclos diarios**».

«No existen regularidades en cuanto a la cantidad demandada de electricidad y ciclos día-semana, día-mes, día laborable y día festivo».

c) **Fig.4.- a)** Identificación de *correspondencia aleatoria* entre los niveles de la demanda horaria y los meses del año del factor tiempo. En otras palabras, en los años estudiados no se encontró ninguna relación entre cantidades de energía horaria demandada y sus respectivos meses.

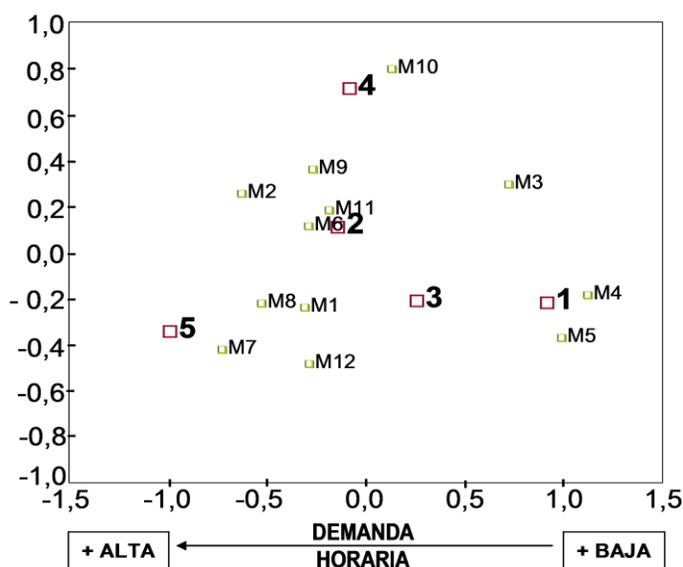


Figura 4.- a)

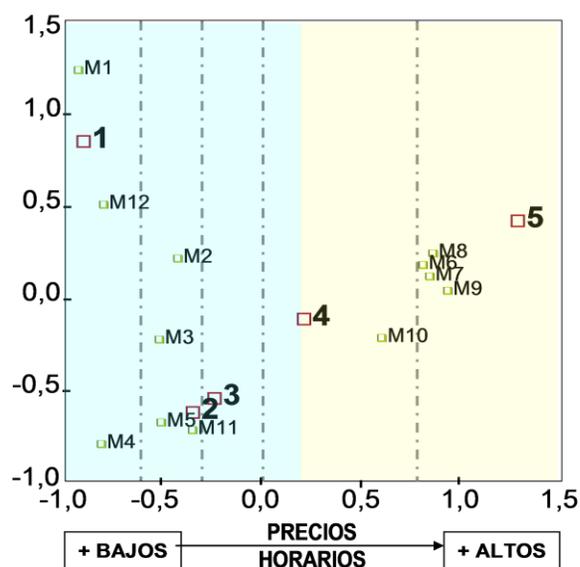


Figura 4.- b)

Donde:

M1, ..., M12 representan los puntos correspondientes a otra categoría del factor tiempo, los 12 meses del año.

1, ..., 5 representan los puntos correspondientes a cada una de las categorías de los factores demanda horaria de energía (Figura 4.- a) y precio marginal horario (Figura 4.- b)) del Mercado Diario, respectivamente.

Fig.4.- b) Corroboración de una *correspondencia por asociación* entre los niveles de precio marginal horario y los meses del año del factor tiempo. Identificación de una regularidad horaria-mensual del factor precio, para diferentes meses y años. Tal regularidad posibilita la asociación de los meses del año en grupos correspondientes a los 5 niveles de precios, así:

- Nivel 1 de precios (valores más bajos del precio horario de energía): M1, M4, M12.
- Nivel 2 de precios (valores medio-bajos): M2, M3, M5, M11.
- Nivel 3 de precios (valores medios del precio horario de energía): sin dato.
- Nivel 4 de precios (valores medio-altos): M10.
- Nivel 5 de precios (valores más altos del precio horario de energía): M6, M7, M8, M9.

De otra manera, considerando relaciones de *correspondencia por distancia*, se pueden observar claramente dos grupos:

- Los *meses de bajos precios* tales como enero, febrero, marzo, abril, mayo, noviembre, diciembre.
- Los *meses de altos precios* tales como junio, julio, agosto, septiembre, octubre.

Si vinculamos lo anterior con el conocimiento previo de la existencia de dos marcados periodos anuales de hidraulicidad, el de humedad y el de sequía, se puede inferir que:

«Existe una regularidad en los valores hora-mes que toma la variable precio en el mercado diario; y dichos valores considerados por mes pueden ser asociados y discriminados en **dos grupos diferentes**, el de los meses de bajos precios (periodo de humedad) y el de los meses de altos precios (periodo de sequía)».

«El precio horario de la energía eléctrica también es portador de una **señal** de escasez o abundancia de recursos hídricos. En los periodos de sequía el factor precio está determinado por valores relativos más altos; en el de humedad por valores relativos más bajos. Ello es consistente con la información que publica REE sobre producible hidráulico». Ver Fig.5.

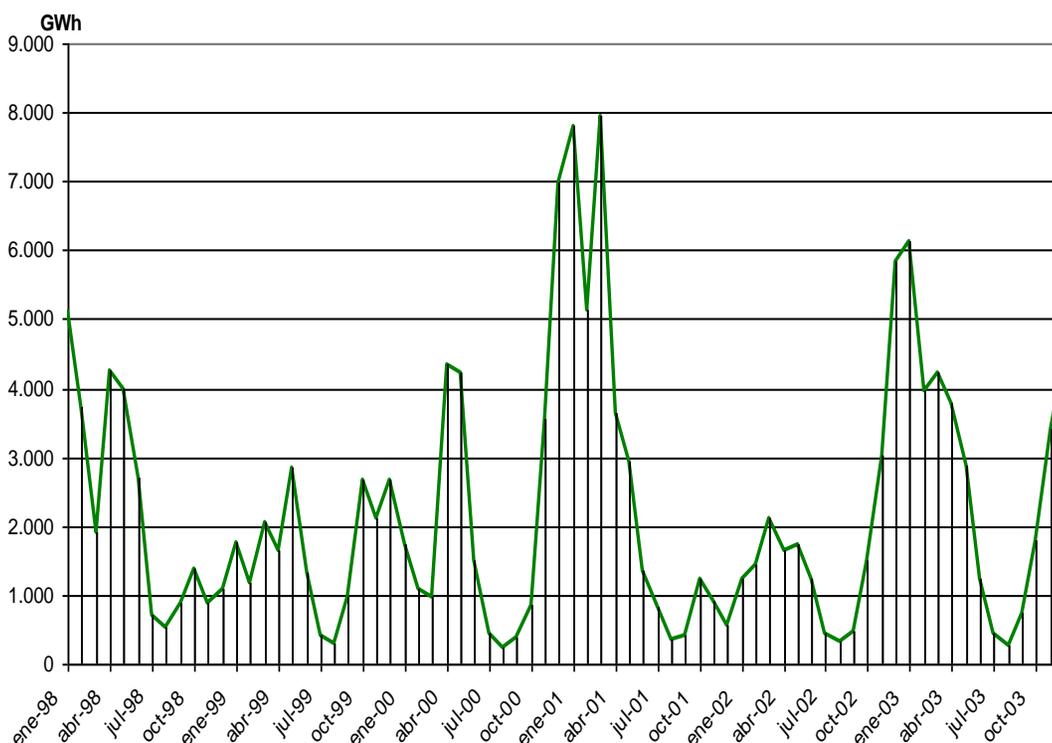
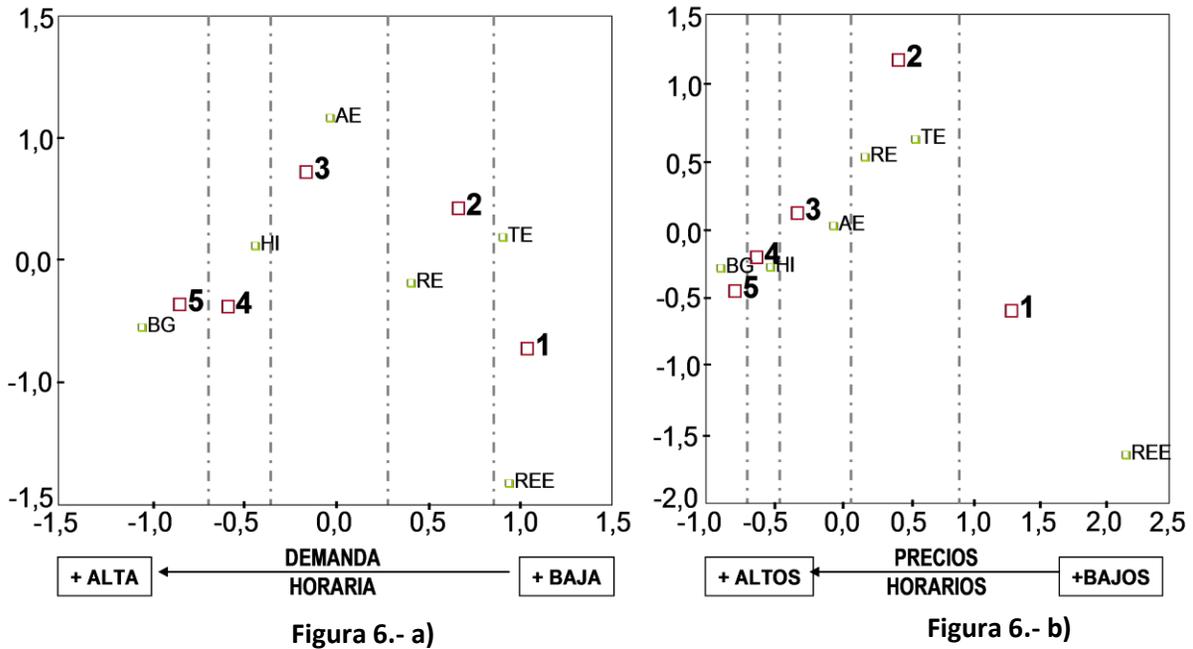


Figura 5.- Evolución del producible de energía hidroeléctrica

Fuente: Datos tomados de REE – Datos Hidráulicos.

d) **Fig.6.- a)** Corroboración de la *correspondencia por afinidad* entre los niveles de la demanda horaria y los diferentes tipos ¹²⁴ de tecnologías que ponen el precio horario marginal correspondiente, en el mercado diario.

¹²⁴En sentido amplio, cualquier agente que participe en el Mercado Diario de electricidad podría marcar el precio marginal del sistema. Sin embargo, esta nomenclatura es la utilizada por OMEL y cada convención agrupa a un tipo específico de agentes del mercado o a un tipo específico de tecnologías de producción centralizada de electricidad.



Donde:

1, ..., 5 representan los puntos correspondientes a cada una de las categorías de los factores demanda horaria de energía (Figura 6.- a) y precio marginal horario (Figura 6.- b)) del Mercado Diario, respectivamente.

HI - Generación Hidráulica; TE - Generación Térmica; BG - Generación Hidráulica de Bombeo; REE - Contrato de suministro Red Eléctrica de España REE-EDF Electricité de France; AE - Agente Externo (vendedor); CO - Comercializador (venta); RE - Régimen Especial.

Fig.6.- b) Corroboración de la *correspondencia por afinidad* entre los niveles de precio marginal horario y los diferentes tipos de tecnologías marginales que lo determinan, para cada hora.

La Figura 6. a) y b), se puede resumir de la siguiente manera:

Correspondencia entre el nivel de DEMANDA y la tecnología marginal	Correspondencia entre el nivel de PRECIOS y la tecnología marginal
1 (+ baja)– REE, TE	1 (+ bajos) – REE
2–RE	2 – RE, TE
3 –AE	3 –AE
4– HI	4 – HI
5 (+ alta)– BG	5 (+ altos) – BG

Tabla 3

Se observa que para los dos factores, demanda y precio, coinciden exactamente las correspondencias con los tres últimos niveles: 3, 4 y 5; y para los otros dos niveles son muy similares. Es de aclarar que la convención **CO** no aparece ni en la tabla ni en las figuras, ello en consideración a que estos no presentan ningún evento de ocurrencia, en las series consideradas.

En este análisis es preciso puntualizar en varios aspectos, a saber:

- Se entiende como tecnología marginal que pone precio, la tecnología de la unidad de producción necesaria para cubrir el último MWh de la demanda de energía eléctrica en una hora determinada del Mercado Diario.
- La frecuencia de los eventos, en términos generales, no tienen peso en el análisis de correspondencias. Por ello, la frecuencia con la que las tecnologías marginales ponen precio, no está incluida en los resultados gráficos; por ejemplo, aunque los Agentes Externos AE, pocas veces ponen precio, cuando ello ocurre lo hacen a un nivel medio de

precios. De igual forma, cuando la Generación por Bombeo BG pone precio, estos alcanzan los valores relativos más altos. De todas formas, y por considerarla relevante, esta información ha sido incluida para la interpretación de las gráficas simultáneas y para las consecuentes inferencias y conclusiones. Ver Fig.7.

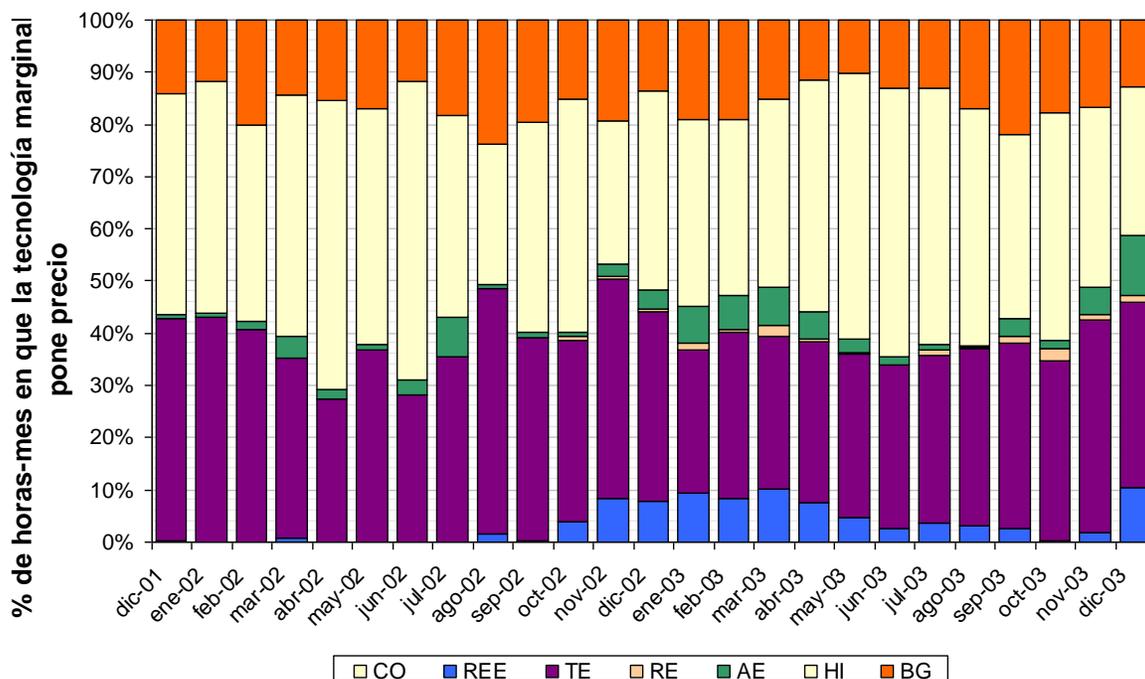


Figura 7.- Relación porcentual de horas-mes en que las tecnologías marginales ponen precio horario en el Mercado Diario.

Fuente: Datos tomados de OMEL – Resultados del Mercado.

En consecuencia, se puede inferir que:

«Existe una regularidad en las correspondencias entre los valores horarios que toman las variables demanda y precio, en el mercado diario y las tecnologías marginales que ponen precio. Tal regularidad posteriormente será asociada con los diferentes costes marginales de cada una de las tecnologías del parque de generación español».

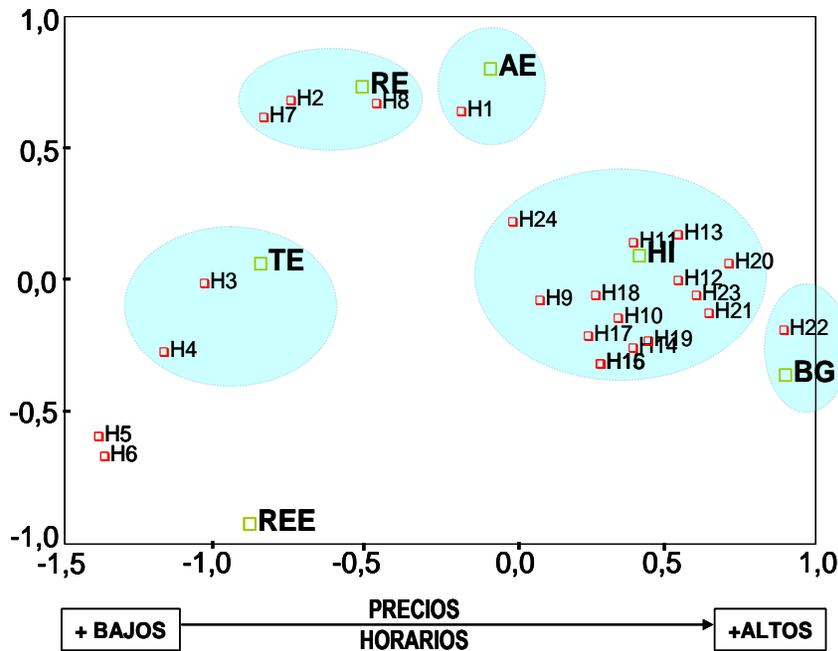
«Puede afirmarse que el precio horario de la energía eléctrica en el mercado diario, porta también una **señal** que da indicios de la tecnología marginal del sistema; y, por ende, del coste marginal horario asociado al sistema».

e) **Fig.8.-** Corroboración de *correspondencia por asociación* entre los niveles de precio marginal horario del Mercado Diario, los diferentes tipos de tecnologías marginales que lo determinan, para cada hora; y, las horas del día del factor tiempo. Los niveles del factor precio, indirectamente, se visualizan organizados de izquierda a derecha (Fig. 8), desde los precios más bajos hasta los más altos, a través de las convenciones para los diferentes tipos de tecnologías marginales del sistema (resultado ya interpretado en el ítem d), Fig. 6.- b)). Aunando a tal correspondencia su relación con las horas del día, considerando los perfiles relativos de cada categoría y sus relaciones de distancia, la interpretación de la Fig. 8, se resume de la siguiente manera:

- La tecnología de Generación Hidráulica de Bombeo **BG**, que pone los precios horarios marginales más altos del Mercado Diario, tiene marcada significancia en la hora H22.

- La tecnología de Generación Hidráulica **HI**, tiene marcada significancia en las horas H9, H10, H11, H12, H13, H14, H15, H16, H17, H18, H19, H20, H21, H23, H24.
- Los Agentes Externos (vendedores) **AE**, tienen marcada significancia en la hora H1.
- Las unidades en Régimen Especial **RE**, que ponen precio marginal, tienen marcada significancia en las horas H2, H7, H8.
- La tecnología de Generación Térmica **TE**, tiene marcada significancia en las horas H3, H4.
- Los eventos para cuando el Contrato de Suministro REE-EDF **REE**, no tienen significancia en ninguna de las horas del día.
- Las horas H5 y H6, que presentan marcada correspondencia con la ocurrencia de los eventos de más bajos precios horarios marginales del Mercado Diario, no presentan relaciones de significancia con las tecnologías que ponen precio.

Si vinculamos lo anterior con algún conocimiento previo de las características y particularidades tecnológicas y operativas de los diferentes tipos de tecnologías y demás vendedores que ponen precio horario en el mercado Diario, se puede inferir que:



Donde:

H1, ..., H24 representan los puntos correspondientes a una categoría del factor tiempo, las 24 horas del día.

HI - Generación Hidráulica;
TE - Generación Térmica;
BG - Generación Hidráulica de Bombeo; **REE** - Contrato de suministro Red Eléctrica de España REE-EDF Electricité de France; **AE** - Aente Externo (vendedor):

Figura 8.- Relaciones de correspondencia entre los niveles de precio marginal horario del Mercado Diario, los diferentes tipos de tecnologías marginales que lo determinan, para cada hora; y, las horas del día del factor tiempo.

«En términos generales, la correspondencia entre los niveles de precio marginal horario del Mercado Diario, los diferentes tipos de tecnologías marginales que lo determinan, para cada hora, y, las horas del día del factor tiempo, está asociada directamente con las propiedades de flexibilidad operativa de las diferentes tecnologías. De manera particular, las tecnologías de Generación Hidráulica **HI** y de Generación Hidráulica de Bombeo **BG**, ponen los precios horarios marginales del Mercado diario en las horas del día identificadas como de precios más altos y demanda mayor. Ello corrobora el concepto de que **la tecnología hidráulica modula la carga**; es decir, su cantidad de energía producida está determinada fundamentalmente por el componente aleatorio de la demanda. Esto es posible gracias a la flexibilidad operativa de la tecnología hidráulica. En un caso contrario, la Generación Térmica, específicamente la nuclear, pone precio en horas del día típicas por sus bajos precios y el nivel de demanda más bajo».

«El costo marginal de la producción hidroeléctrica (sin incluir las de bombeo), es el único que no se ajusta a los costes marginales presupuestados; en consecuencia, ha de hacerse una revisión minuciosa de su cálculo ».

- f) Por último, se hicieron pruebas de los efectos inter-sujetos (combinatoria de diferentes tipos de tecnologías que ponen precio) relacionados con la variable dependiente precio horario. En otras palabras, se verificó el efecto de la existencia o no de un tipo de tecnología que pone precio o de una combinatoria de ellas, sobre la media del precio horario marginal del Mercado Diario. A este fin, se seleccionaron las combinatorias cuyos efectos eran de mayor significancia¹²⁵ del efecto de cada una de las de tipos de tecnologías que ponen precio horario marginal del Mercado Diario sobre la media del precio.

En la Tabla 4, generada originalmente por el SPSS, se resumen las combinatorias cuyos efectos se encontraron significantes.

Fuente	Suma de cuadrados tipo III	gl	Media cuadrática	F	Significación (<0,05)
BG	8,656	1	8,656	7,510	0,006
REE	5,581	1	5,581	4,842	0,028
HI	6,020	1	6,020	5,223	0,022
TE*AE	5,080	1	5,080	4,407	0,036
TE*HI	4,570	1	4,570	3,965	0,046

Tabla 4

En la Fig. 9.- a) y b) se muestran los resultados gráficos de dos de los efectos hallados como significantes: el de BG y el de TE*AE.

En la Fig. 9.- a), se aprecia el efecto de la tecnología de Generación Hidráulica de Bombeo **BG** sobre la media del precio. Cuando se eliminan los eventos de los precios horarios puestos por esta tecnología, **BG** en 0,00 -parte izquierda de la figura-; la media del precio horario del Mercado Diario es de aproximadamente 2,75 c€/kWh. Con los eventos de **BG** en el sistema, la media del precio es significativamente superior y aproximadamente de 3,6 c€/kWh. Interpretado de otra manera, la presencia de unidades **BG** encarece el precio horario marginal del Mercado Diario.

En la Fig. 9.- b), se muestra el efecto de la combinatoria de la tecnología de Generación Térmica **TE** y los Agentes Externos (vendedores) **AE**, sobre la media del precio. La línea verde indica que no se considera la presencia de estos agentes y, aunado a no considerar tampoco la presencia de **TE** (parte izquierda de la figura), se tiene un precio medio de aproximadamente 2,78 c€/kWh. Sin AE pero en presencia de TE, la media del precio desciende levemente quedando en 2,75 c€/kWh. En presencia, tanto de TE como de AE, la media del precio marginal se eleva a 3,2 c€/kWh.

¹²⁵Desde el punto de vista estadístico, la "significación" es aceptable si su valor se halla por debajo de 0,05.

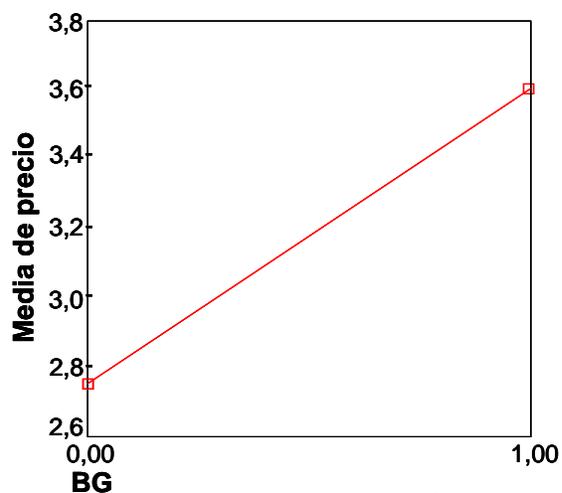


Figura A6-9.- a)

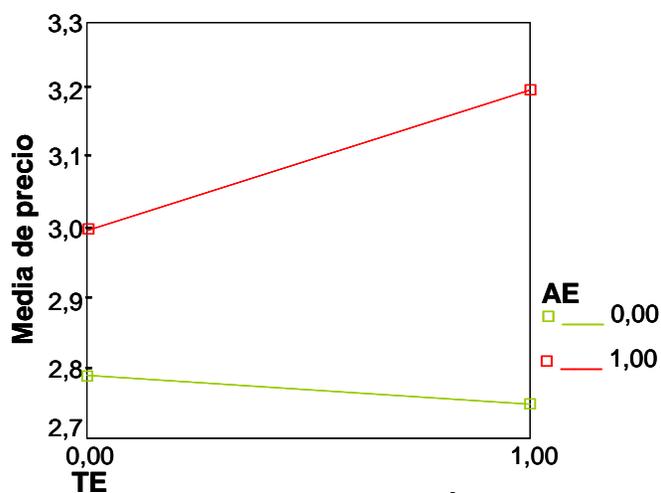


Figura A6-9.- b)

De la información anterior se puede inferir que:

«La presencia de las diversas tecnologías en los parques de generación de un sistema eléctrico específico, no haya explicación únicamente desde el punto de vista económico; es necesario considerar además propiedades técnicas y tecnológicas, -de producción, operación y seguridad-, para cada una de ellas. Todas las tecnologías influyen –en mayor o en menor grado– en los resultados del mercado, tanto operativos como económicos».

ANEXO 5-3

Modelo de la demanda eléctrica en el Mercado Diario Español

En los anexos anteriores se han identificado y mostrado regularidades y patrones en las series de tiempo de los datos históricos de la demanda eléctrica en la península española. Además, se ha verificado la presencia de tales patrones y regularidades en las series de valores pronosticados para la demanda a futuro. Esta información es la base para analizar con más detalle los atributos de tal demanda a fin de desarrollar un modelo que la represente de mejor manera en la etapa posterior de simulación.

Siguiendo la misma premisa de la Ec.(1), y asumiendo que la producción en Régimen Ordinario (RO) -representativa de la demanda eléctrica global del sistema peninsular, tanto por su peso ponderado como por seguir muy de cerca sus variaciones en el tiempo- se transa fundamentalmente en el llamado “Mercado Diario”; es posible plantear, por balance eléctrico, que la producción en RO es igual a la *demanda eléctrica del Mercado Diario*. Según la denominación de [OMEL 2004], esta demanda corresponde a la *energía contratada* y sus datos horarios son publicados en la página “Resultados del Mercado” de su portal.

De manera simultánea al análisis de correspondencias presentado en el ANEXO 5-2, y con la información disponible en OMEL – Resultados del Mercado, se adelantó un análisis detallado de las matrices de datos horarios agregados al mes de la energía contratada en el Mercado Diario.

El resultado de tales análisis de datos es una clasificación de las horas del día en cinco grupos de acuerdo al valor de la energía contratada registrado en cada una de ellas. Así, asignando a cada grupo un color y un nombre, se mantendrán las convenciones mostradas en la Tabla1, como un patrón hipótesis.

Nombre ¹²⁶ dado al rango de variación de la energía	Rango de la energía horaria contratada en el MD [MWh]	Color asignado
Periodo de Demanda Valle	Bajo	Amarillo
Periodo de Demanda Semi-Valle	Semi-Bajo	Azul
Periodo de Demanda Semi-Pico	Semi-Alto	Verde
Periodo de Demanda Pico	Alto	Naranja
Periodo de Demanda Pico-Extremo	Muy-Alto	Rojo

Tabla 1 – Patrón hipótesis de la demanda eléctrica del MD

Además, recordando el componente de estacionalidad de la serie de tiempo de la demanda, es más claro presuponer que la energía contratada en el Mercado Diario MD, para cada una de las horas del día, depende también del mes en que se ocasione. En consecuencia, el patrón hipótesis se amplía y detalla en la Tabla 2, que de manera similar a un mapa “topográfico”, muestra los corredores de cinco diferentes niveles de la demanda eléctrica en el Mercado Diario MD.

¹²⁶El nombre dado a los cuatro primeros periodos: valle, semi-valle, semi-pico y pico, son términos que obedecen a las convenciones utilizadas por los operadores encargados de la gestión técnica y económica del sistema eléctrico peninsular español, REE y OMEL. El término “pico-extremo” se ha concebido a partir del concepto acuñado por (Brennan, 2003) de un periodo de demanda de “punta extrema con una duración de 100 horas por año”.

Mes / Hora	h1	h2	h3	h4	h5	h6	h7	h8	h9	h10	h11	h12	h13	h14	h15	h16	h17	h18	h19	h20	h21	h22	h23	h24
Enero	Blue	Blue	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Blue	Blue	Blue	Green	Green	Green	Green	Blue	Blue	Blue	Blue	Green	Red	Orange	Orange	Green	Blue
Febrero	Blue	Blue	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Blue	Blue	Blue	Green	Green	Green	Green	Blue	Blue	Blue	Blue	Green	Orange	Red	Orange	Green	Blue
Marzo	Blue	Blue	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Blue	Blue	Blue	Green	Green	Green	Green	Blue	Blue	Blue	Blue	Green	Orange	Red	Orange	Green	Blue
Abril	Blue	Blue	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Blue	Blue	Blue	Green	Green	Green	Green	Blue	Blue	Blue	Blue	Green	Orange	Red	Orange	Green	Blue
Mayo	Blue	Blue	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Blue	Blue	Blue	Green	Green	Green	Green	Blue	Blue	Blue	Blue	Green	Orange	Red	Orange	Green	Blue
Junio	Blue	Blue	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Blue	Blue	Blue	Green	Green	Green	Green	Blue	Blue	Blue	Blue	Green	Orange	Red	Orange	Green	Blue
Julio	Blue	Blue	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Blue	Blue	Blue	Green	Green	Green	Green	Blue	Blue	Blue	Blue	Green	Orange	Red	Orange	Green	Blue
Agosto	Blue	Blue	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Blue	Blue	Blue	Green	Green	Green	Green	Blue	Blue	Blue	Blue	Green	Orange	Red	Orange	Green	Blue
Septiembre	Blue	Blue	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Blue	Blue	Blue	Green	Green	Green	Green	Blue	Blue	Blue	Blue	Green	Orange	Red	Orange	Green	Blue
Octubre	Blue	Blue	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Blue	Blue	Blue	Green	Green	Green	Green	Blue	Blue	Blue	Blue	Green	Orange	Red	Orange	Green	Blue
Noviembre	Blue	Blue	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Blue	Blue	Blue	Green	Green	Green	Green	Blue	Blue	Blue	Blue	Green	Orange	Red	Orange	Green	Blue
Diciembre	Blue	Blue	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Blue	Blue	Blue	Green	Green	Green	Green	Blue	Blue	Blue	Blue	Green	Orange	Red	Orange	Green	Blue

Tabla 2 - Mapa fractal de los niveles de demanda de energía eléctrica contratada en el Mercado Diario Español.

La Tabla 2 permite visualizar y verificar, en primera instancia, de manera empírica, la validez del patrón escogido. De acuerdo a varios proyectos y estudios realizados en torno a la demanda eléctrica española: (Pardo, Meneu, & Valor, 2002), (REE, 1998), (CNE, 2003), (CNE, 2004), uno de los factores de mayor incidencia en las variaciones en el consumo de electricidad, es la temperatura ambiente; otro factor, aunque alejado del anterior que también afecta la demanda es la luz natural. La razón principal es el alto consumo energético de los equipos de acondicionamiento del aire.

En los meses de otoño, invierno y parte de la primavera, la mayor intensidad en la demanda eléctrica se presenta entre las 19 y 23 horas. Mientras que en el resto de la primavera y en verano se da entre el medio día y comienzos de la tarde. También es de interés observar como las horas de máxima demanda, que caracterizan los periodos de demanda pico y de demanda de pico-extremo, experimentan un leve desplazamiento entre los meses más fríos, pero un cambio radical con los meses de verano.

Las horas de baja demanda mantienen un patrón estricto. En este caso, el periodo de demanda valle es constante para todos los meses del año, y, año tras año.

Utilizando el patrón presupuesto en la Tabla 2, como una especie de plantilla “fractal” del comportamiento anual de la demanda eléctrica peninsular, elaboramos dos mapas históricos de su evolución en el tiempo. Las Tablas 3 y 4, presentan estos mapas, ambos ordenados cronológicamente, pero el primero en secuencia horaria y el segundo en orden ascendente del valor de la demanda eléctrica. Las convenciones utilizadas para las Tablas 3 y 4, son las mostradas en la Tabla 1.

Cada valor de demanda eléctrica utilizado, está dado para cada una de las horas del día, sumadas para todos los días del mes (Ec. 1).

$$D_{h_i}^m = \sum_n EcMD_{h_i}^m \quad (1)$$

donde:

$D_{h_i}^m$: Demanda eléctrica total al Mercado Diario en la hora $i (h_i)$ del mes m , en [GWh].

$EcMD_{h_i}^m$: Energía eléctrica contratada en el mercado diario en la hora $i (h_i)$, del día n , del mes m , en [GWh].

Tabla 3 - Mapa de la secuencia mensual de los niveles históricos de la demanda eléctrica en el Mercado Diario español.

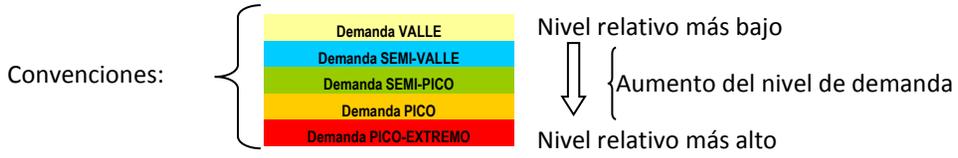
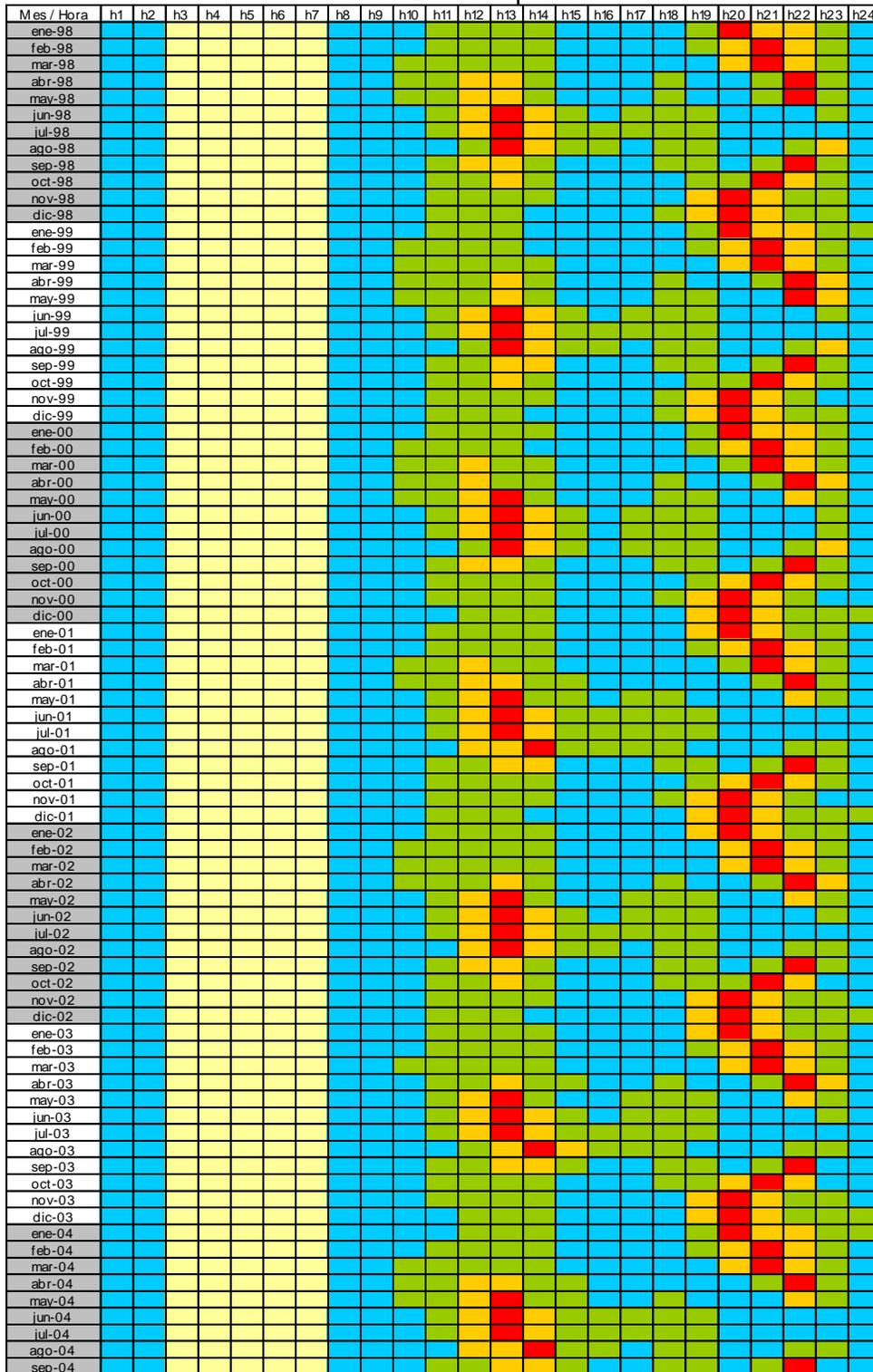
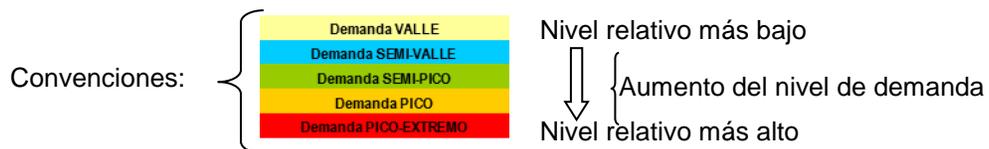


Tabla 4 - Mapa de la secuencia mensual de los niveles históricos de la demanda eléctrica en el Mercado Diario español.

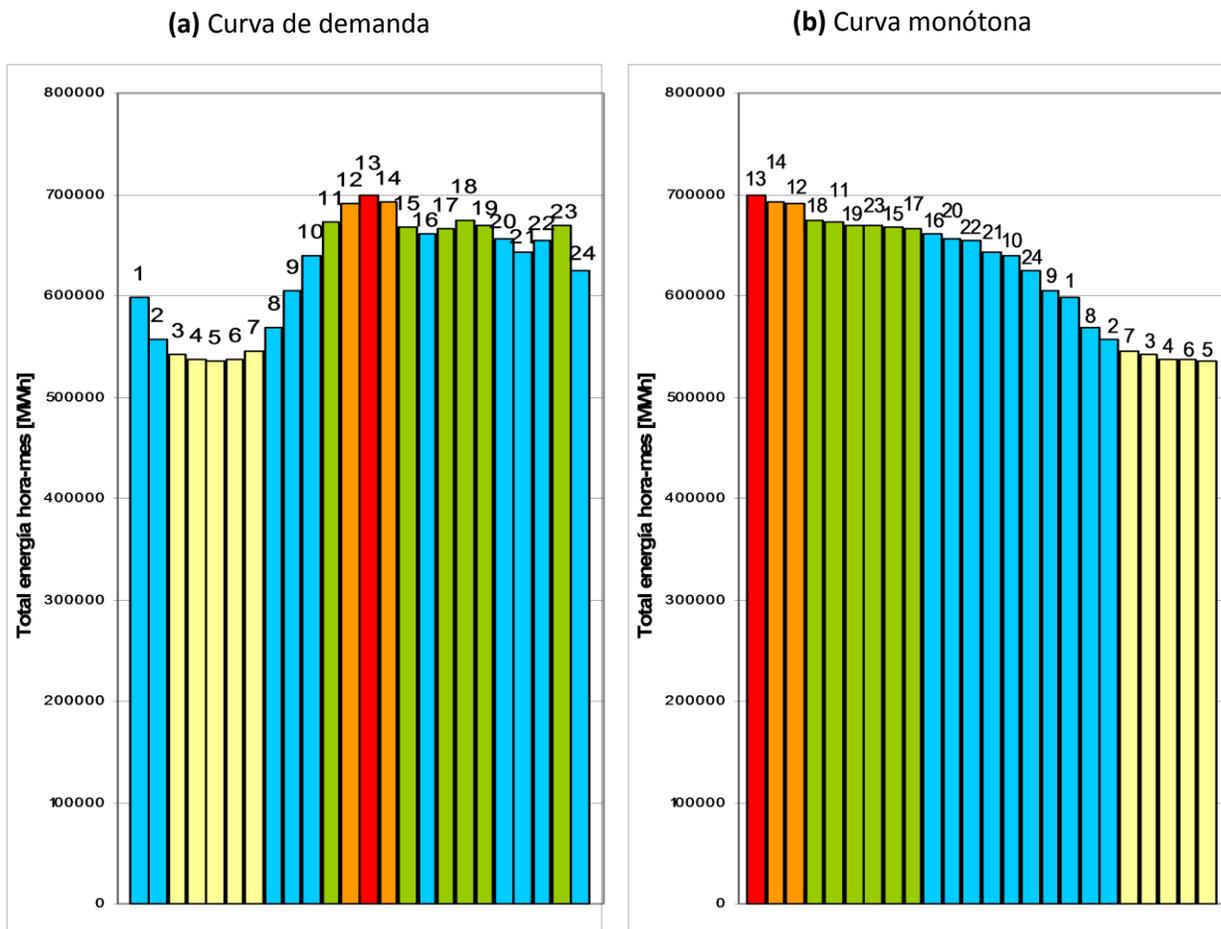
Mes / Año	DEMANDA VALLE				DEMANDA SEMI-VALLE				DEMANDA SEMI-PICO				PICO	PE
ene-98														
feb-98														
mar-98														
abr-98														
may-98														
jun-98														
jul-98														
ago-98														
sep-98														
oct-98														
nov-98														
dic-98														
ene-99														
feb-99														
mar-99														
abr-99														
may-99														
jun-99														
jul-99														
ago-99														
sep-99														
oct-99														
nov-99														
dic-99														
ene-00														
feb-00														
mar-00														
abr-00														
may-00														
jun-00														
jul-00														
ago-00														
sep-00														
oct-00														
nov-00														
dic-00														
ene-01														
feb-01														
mar-01														
abr-01														
may-01														
jun-01														
jul-01														
ago-01														
sep-01														
oct-01														
nov-01														
dic-01														
ene-02														
feb-02														
mar-02														
abr-02														
may-02														
jun-02														
jul-02														
ago-02														
sep-02														
oct-02														
nov-02														
dic-02														
ene-03														
feb-03														
mar-03														
abr-03														
may-03														
jun-03														
jul-03														
ago-03														
sep-03														
oct-03														
nov-03														
dic-03														
ene-04														
feb-04														
mar-04														
abr-04														
may-04														
jun-04														
jul-04														
ago-04														
sep-04														
oct-04														



La Tabla 4 permite visualizar rápidamente una baja desviación de los valores de la demanda con relación al fractal anual establecido. Estadísticamente, la desviación media es del 3%; los datos que más aportan a tal desviación son, en primer lugar, los del mes de agosto; y, en segundo lugar, los del mes de mayo. Desde el punto de vista de los periodos marcados, las desviaciones mayores están entre los valores de la demanda semi-valor y la demanda semi-pico y, entre esta y los valores de la demanda pico.

Una vez verificado y validado el patrón hipótesis anual para los niveles de demanda eléctrica, se procede a hacer verificaciones similares en diferentes resoluciones de tiempo como la mensual y diaria. A tal efecto, se elaboraron y analizaron curvas de demanda y sus correspondientes curvas monótonas (curvas de duración de la demanda), para cada uno de los meses de todos los años de la información base; y, para días laborables y festivos, escogidos aleatoriamente, en cada uno de los meses. Así, por ejemplo, en la Fig.1 se muestra la curva de demanda (a) y la curva monótona (b), correspondientes al mes de Junio de 2002.

Figura 1 - Curvas de demanda eléctrica en el Mercado Diario, Junio de 2002



En la Fig.1, y considerando la respectiva convención para los periodos de demanda del patrón hipótesis mostrado en la Tabla 2, pueden observarse claramente los periodos de demanda. En la curva de demanda –parte (a)- se ha evidenciado el periodo de demanda valle concentrado en un rango de horas consecutivas, de 3 a 7 de la mañana (horas de la madrugada). Estas mismas horas en la curva monótona -parte (b)-, y, como se supone, están agrupadas al final marcando los más bajos niveles de demanda.

El análisis empírico de todas las curvas construidas mostró que el número de horas por periodo era muy similar; y que, aunque en una hora específica variara el comportamiento de la demanda aumentando o disminuyendo su nivel, en otra hora ocurre un cambio análogo, cambiando ambas horas de periodo de demanda pero permaneciendo constante el número de ellas por periodo. La explicación e interpretación a ello son las costumbres, hábitos, cultura en general, y, circunstancias, de los demandantes de electricidad en una zona específica, en este caso la península española, que determinan por ejemplo, el número de horas de sueño, el número de horas laborables, los horarios de comida, etc.

Con la premisa de un número de horas fijo por nivel de demanda, se aplica a la información base el análisis factorial de correspondencias (ANEXO 5-2), a fin de determinar con mayor precisión el número de horas de cada periodo de demanda y su peso en energía con relación al total de la energía demandada al día y al mes. El resultado se muestra en la Tabla 5.

Tabla 5 - Relaciones entre los niveles de demanda eléctrica para diferentes resoluciones de tiempo.

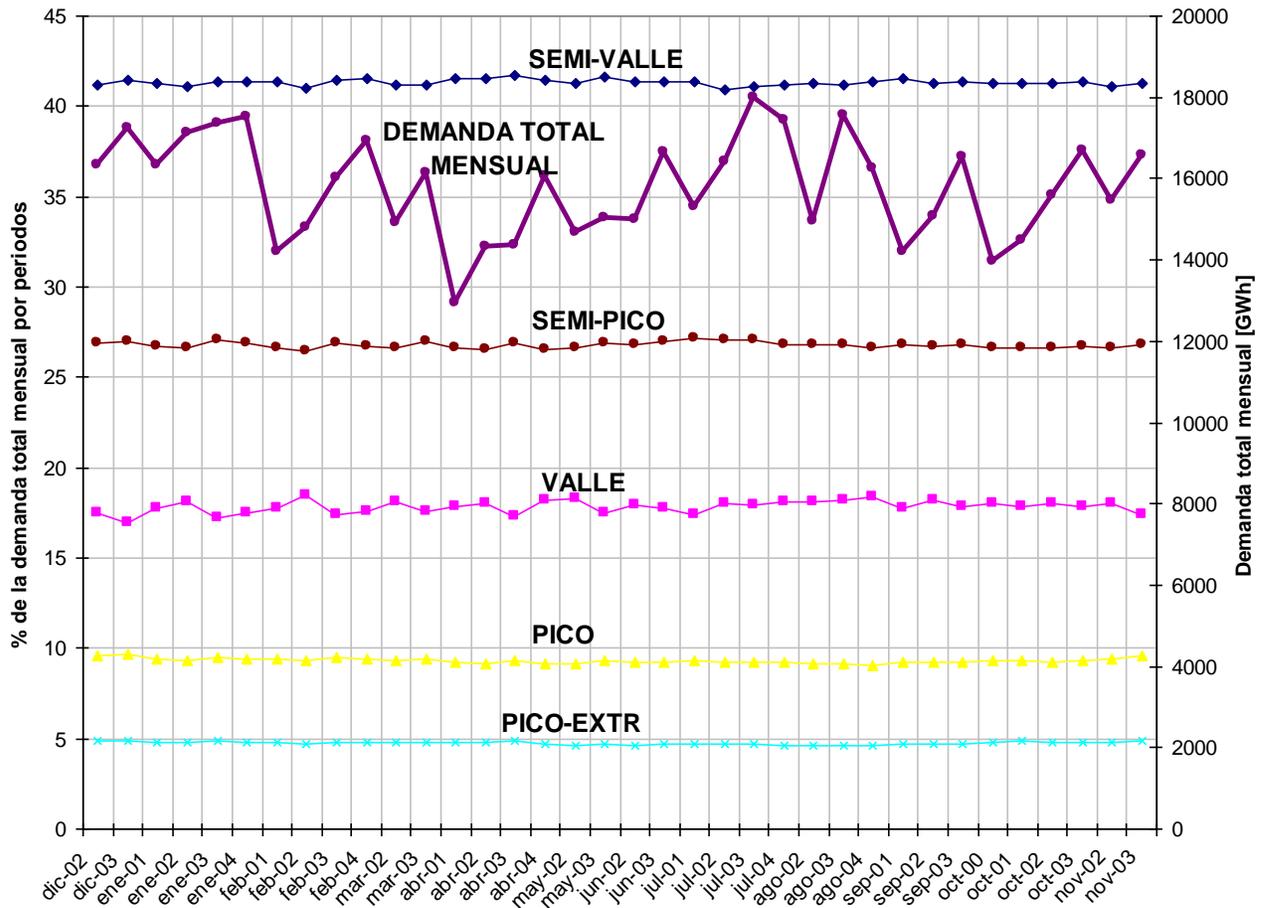
Nivel de Demanda	No. horas-día	No. horas-mes	No. horas-año	% horas	% Energía hora	% Energía periodo	% desv. a la media
Valle	5	150	1800	20,83	3,6	18	0,74
Semi-Valle	10	300	3600	41,67	4,1	41	0,37
Semi-Pico	6	180	2160	25,00	4,5	27	0,35
Pico	2	60	720	8,33	4,5	9	0,30
Pico-Extremo	1	30	360	4,17	5,0	5	0,15
TOTAL	24	720	8640	100	-	100	1,91

Otra interpretación de la Tabla 5 es que con relación a la cantidad de energía eléctrica demandada en cada una de las horas del día, sólo una hora presenta un valor muy alto de la demanda; y este valor representa el 5% del total de la energía demandado en el día, con una probable desviación, de más o menos, el 0,15%. El total de la energía en las cinco horas del periodo valle se ha calculado que representa el 18% de la energía total del día, con una intensidad horaria del 3,6%; 1,4% por debajo de la intensidad de la hora del periodo de pico-extremo.

En la misma tabla, llama la atención que no son diferenciables las horas del periodo semi-pico y las del periodo pico, si consideramos el peso del porcentaje de energía que cada una representa en su periodo, ambas el 4,5%; sin embargo, se conservarán las convenciones de los 5 periodos de demanda ya que favorece posteriores análisis de la oferta y producción de electricidad.

La última columna de la Tabla 5, muestra un porcentaje bajo de desviación media del peso de la energía de cada periodo de demanda sobre el total de la energía demandada en el día, en el mes, o en el año. Para ilustrarlo se ha graficado en la Fig.2, a y b, la segmentación porcentual del valor total de energía demandada en diferentes meses. Puede observarse que independientemente de los fuertes cambios del valor mensual de la demanda (escala en eje vertical derecho) –con una desviación a la media del 16% aproximadamente-, los porcentajes de la demanda eléctrica por periodos permanecen muy constante. La desviación mayor a la media se presenta en el periodo de demanda valle, con un 0,74%, y, el porcentaje de desviación acumulado para todos los periodos de demanda es inferior al 2%.

Figura 2 (a).- Distribución del total de la energía eléctrica mensual en periodos de demanda para diferentes meses.



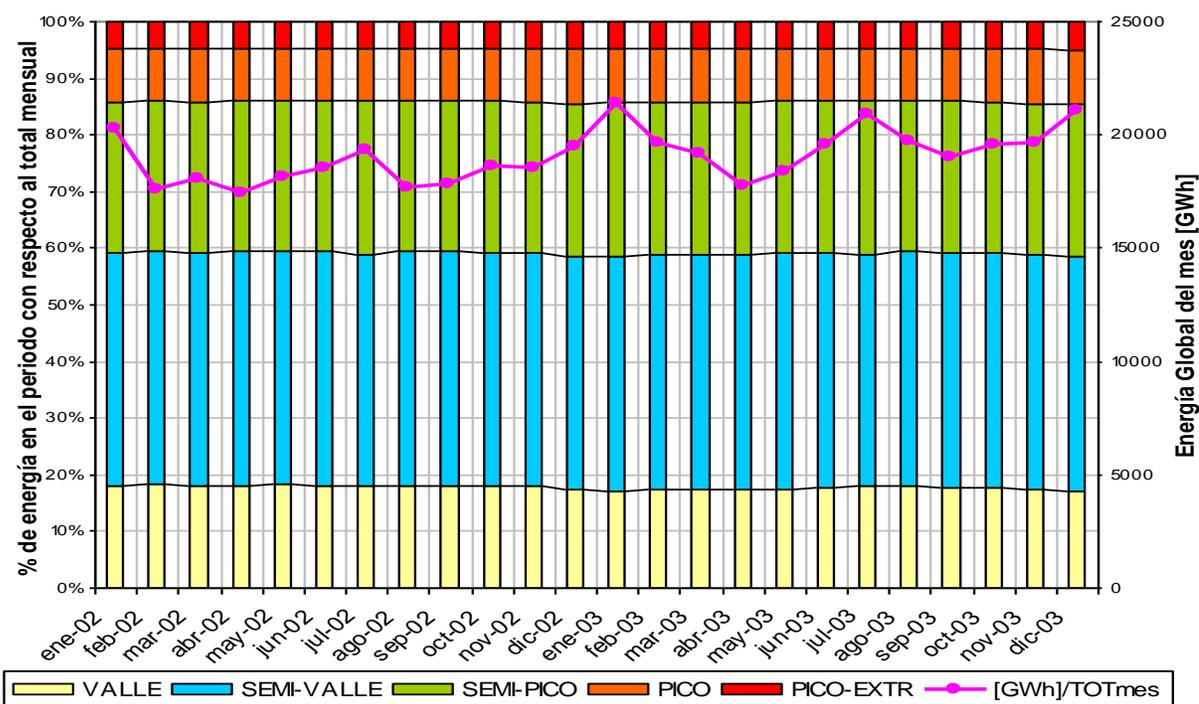
Otro aspecto a resaltar, es que los porcentajes de horas día, mes y año, para cada uno de los periodos de demanda son fijos.

Todo lo anterior determina un importante resultado para este trabajo:

«La curva de demanda diaria, y por ende, la curva monótona diaria de energía horaria, de todos los días del año, para diferentes años, manifiesta un patrón de comportamiento muy similar atendiendo a la presencia de cinco periodos de demanda. El día, por tanto, se convierte en un ciclo básico del consumo de electricidad.»

Esto puede interpretarse también como si existiera una “plantilla diaria” de comportamiento de la demanda y las variaciones entre días, como la aplicación de tal plantilla en una escala diferente. El razonamiento se comprobó válido estadísticamente para los agregados diarios en la demanda mensual; cada mes presenta una curva de demanda diferente, pero con la presencia de los cinco periodos de demanda que conservan su peso de la energía sobre el total del mes. Las diferencias de las curvas de demanda mensuales tienen correspondencia con hábitos de los consumidores propios de cada una de las cuatro estaciones climáticas del año y con una periodicidad semestral marcada por la disponibilidad de recursos hidráulicos en la península, en condiciones de humedad o de sequía (ver ANEXO 5-2).

Figura 2 (b) - Porcentaje de energía por periodo de demanda, para los años 2002 y 2003; y, línea de desviación mensual para cada periodo.



Los cinco periodos de la demanda tipificados para el mercado eléctrico peninsular, también pueden ser explicados e interpretados desde el punto de vista del comportamiento factual de los diferentes consumidores y clientes del sistema eléctrico peninsular español. A tal efecto, para hacer una primera validación de los cinco periodos de demanda tipificados, se han escogido los resultados de la aplicación de modelos de curvas de demanda presentados en [RAMÍREZ, 2004A]; su selección se ha hecho en consideración a que se basan en la información de la demanda global del sistema y son mostrados para diferentes resoluciones de tiempo: mensual, semanal, diaria y horaria; pero fundamentalmente, porque, según su autor, estos son “la expresión dinámica de los hábitos, flexibilidad de consumo, segmentación y peso de los diferentes tipos de consumidores¹²⁷ y clientes” del sistema peninsular español.

Como para este trabajo el ciclo básico es el diario, de donde se obtiene el patrón principal y típico de comportamiento de la demanda global del sistema eléctrico español, los resultados que más interesan de [RAMÍREZ, 2004A] son los de las curvas de demanda diaria.

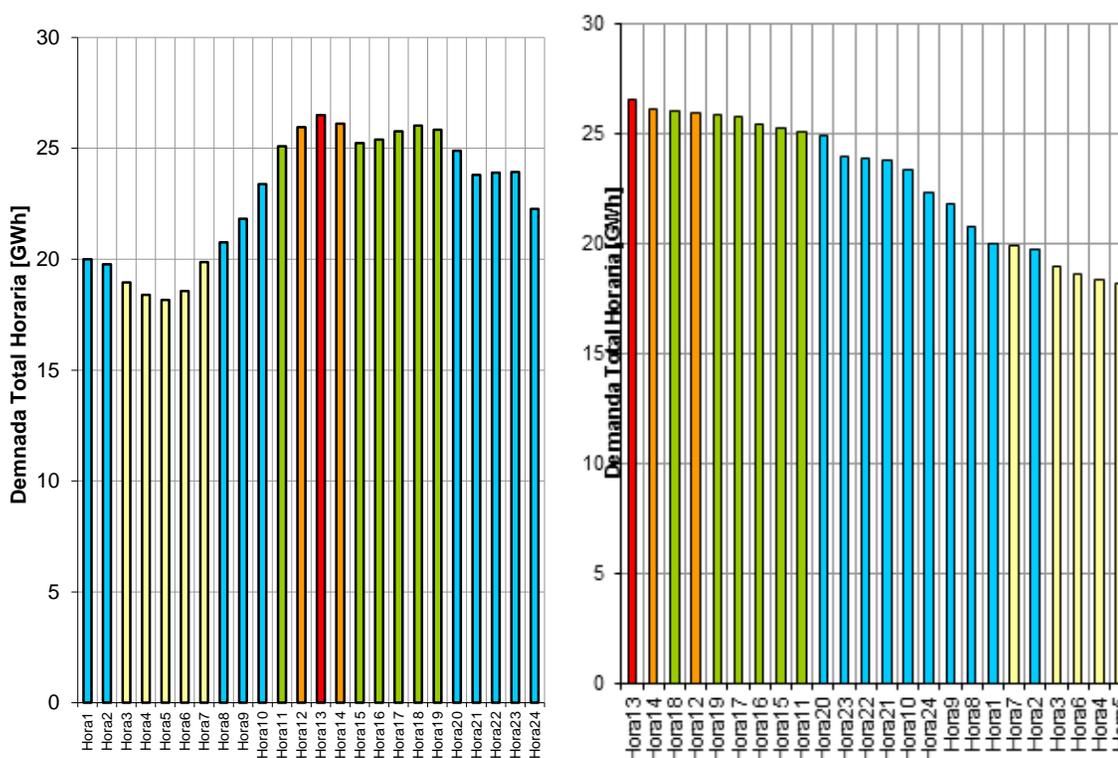
Por ejemplo, y a manera de ilustración, a los datos de la demanda horaria total peninsular para el ciclo diario del 29 de julio de 2002¹²⁸, publicados por REE, se le aplican los criterios de distribución horaria correspondientes a los cinco periodos de demanda tipificados. Se conserva la codificación de colores para cada uno de tales periodos. La Fig. 3, muestra en la parte (a) la curva de demanda del día 29 de julio de 2002 y en la parte (b) su monótona correspondiente.

¹²⁷Para los efectos de identificación en este estudio los usuarios son clasificados en consumidores ó clientes según la forma en que adquieren su energía eléctrica; es decir, si la adquieren a través del mercado regulado (por la modalidad de tarifa integral), son llamados “consumidores” ó por el uso final de la energía. Por lo contrario, si los usuarios adquieren su energía a través de los mecanismos del mercado liberalizado (deben pagar tarifas de acceso a las redes), son llamados “clientes” y se sobreentiende que han ejercido su derecho de elección al movilizarse del mercado regulado al liberalizado.

¹²⁸De acuerdo a los informes de REE, en esta fecha se presentó el pico de potencia máxima de verano, en el sistema eléctrico español.

En la Fig. 4, se puede observar la misma curva de demanda horaria pero con los resultados –de la aplicación de los modelos en [RAMÍREZ, 2004A]- de la distribución de la demanda total horaria entre los diferentes clientes y consumidores del sistema eléctrico español.

Figura 3 - Demanda Total Horaria del sistema eléctrico peninsular español para el día 29 de julio de 2002. (a) Curva de demanda. (b) Monótona.



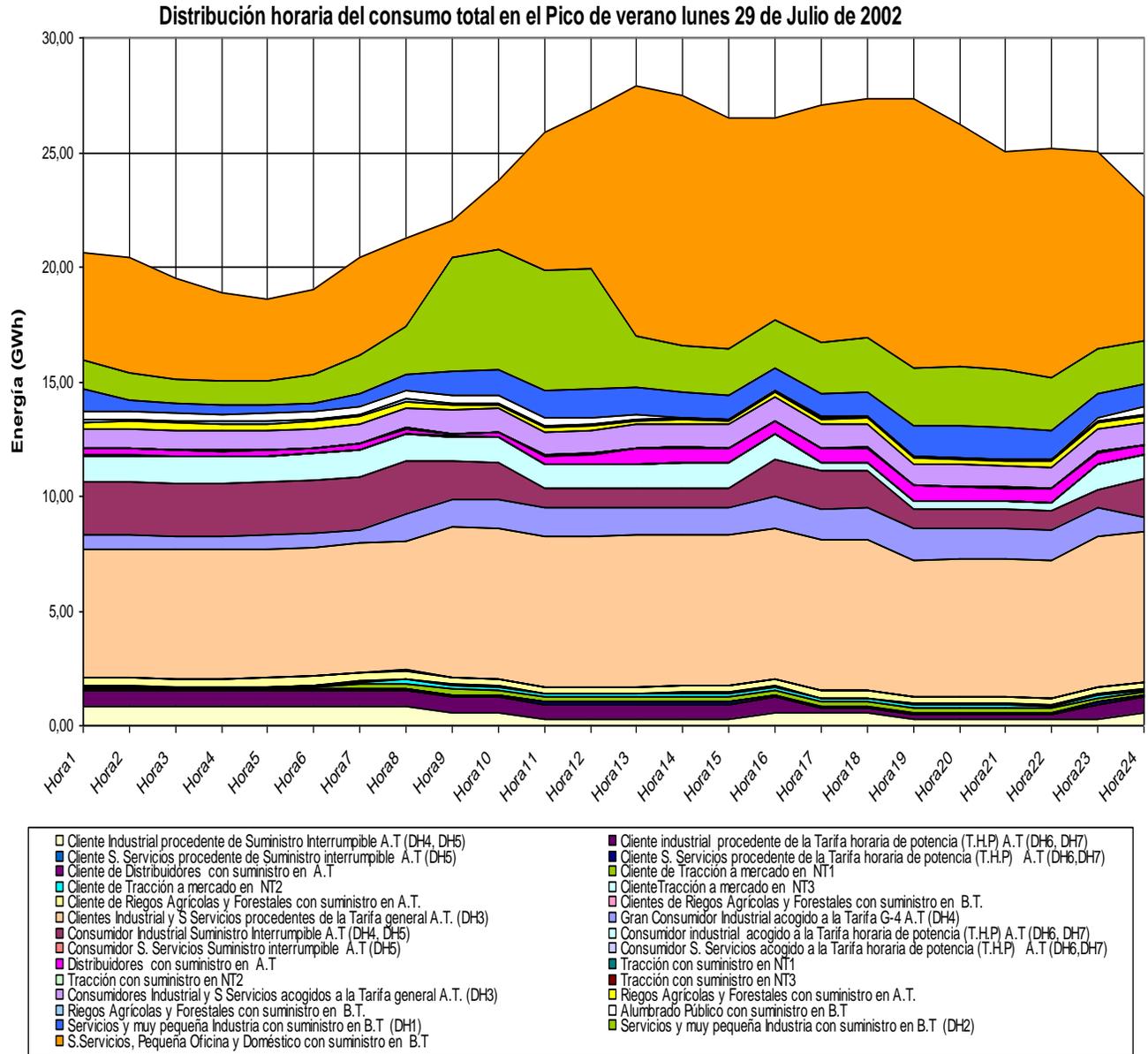
Los diferentes clientes y consumidores del sistema aportan de manera diferente a la distribución horaria del consumo (Fig. 4), en dependencia de la *cantidad demandada* (energía total diaria), la *intensidad horaria* (relación entre la energía hora y la total diaria) y la *duración* (número de horas en el día en que consumen). Estos tres factores diferencian entre sí a clientes y consumidores y determinan las llamadas curvas de consumo. Las series temporales de las curvas de consumo están organizadas en dos grupos: en la parte superior los consumidores en secuencia ascendente de nivel de tensión; es decir, consumidores con suministro de tensión desde el nivel de distribución B.T. hasta el nivel de alta tensión A.T.; y, en la parte de abajo el grupo de clientes ordenados también por el nivel de tensión de suministro.

En términos generales, de la Fig. 4, pueden resaltarse varios aspectos:

- La intensidad horaria de los consumidores varía más que la de los clientes, quienes en su mayoría son grandes industrias cuya producción es muy estable en el tiempo; por tanto, se puede establecer que corresponden a un tipo de consumo en “*periodo de demanda VALLE*”. Se corresponde también con un número de horas de consumo igual al número de horas del día, 24.
- Los consumidores domésticos, agrupados fundamentalmente en dos series, la de “Servicios, Pequeña Oficina y Doméstico con suministro en B.T.” y la de “Distribuidores con suministro en A.T.”, son las series que mayores variaciones tienen, hora a hora; sin embargo, pueden diferenciarse dos componentes de consumo, una continua similar al caso anterior y otra fluctuante hora a hora. Se puede interpretar como un tipo de consumidor que demanda energía posiblemente en varios periodos de demanda: valle, semi-pico, pico y pico-extremo.

- Aparecen consumidores que, aunque su demanda total es baja, su aporte a determinadas horas del día, es apreciable; es el caso del alumbrado público.

Figura 4 - Distribución horaria del consumo total en el pico de verano del lunes 29 de julio de 2002.



FUENTE: Tomado [RAMÍREZ, 2004]

En consecuencia, los periodos de demanda tipificados pueden hallar explicación en el comportamiento de los diversos clientes y consumidores del sistema eléctrico, caracterizados y diferenciados mediante sus curvas de consumo (curvas de demanda) diarias con detalle horario.

De otra parte, estos periodos tipificados y establecidos como relación funcional de la demanda eléctrica española, contravienen un precepto actual de la normativa española vigente para el Sector Eléctrico, a saber: la definición de “Los periodos tarifarios para cada una de las modalidades establecidas de tarifa de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.”, según el artículo 8, del Real Decreto 1164/2001, de 26 de Octubre. Tabla 6. Estos

periodos tarifarios también son utilizados para la fijación de las tarifas eléctricas de los consumidores no cualificados y para el cálculo del cargo por garantía de potencia. Cada uno de los seis periodos definidos considera una discriminación horaria diferente, que aunque tiene en cuenta los aspectos relacionados a continuación, no recoge de la mejor manera las características reales de la demanda eléctrica española:

- Horas nocturnas
- Horas punta, llano y valle
- Horario de invierno y horario de verano
- Tipos de días: A, B, C y D
- Temporadas alta, media y baja

Tabla 6 - Periodos horarios del año eléctrico para aplicación de tarifas integrales según Real Decreto 1164/2001.

MES	DIA	tipo día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ENERO	L-V	A	6	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	2	2
	S,D,F	D	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
FEBRERO	L-V	A	6	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	2	2
	S,D,F	D	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
MARZO	L-V	B	6	6	6	6	6	6	6	6	4	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	S,D,F	D	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
ABRIL	L-V	B	6	6	6	6	6	6	6	6	4	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	S,D,F	D	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
MAYO	L-V	C	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	S,D,F	D	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
JUNIO	L-V	C	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	S,D,F	D	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
JULIO	L-V	B	6	6	6	6	6	6	6	6	4	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	S,D,F	D	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
AGOSTO	L-V	D	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	S,D,F	D	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
SEPTIEMBRE	L-V	C	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	S,D,F	D	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
OCTUBRE	L-V	B	6	6	6	6	6	6	6	6	4	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	S,D,F	D	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
NOVIEMBRE	L-V	A	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	2	2
	S,D,F	D	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
DICIEMBRE	L-V	A	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	2	2
	S,D,F	D	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6

De acuerdo al RD 1164/2001, en la Tabla 6, las franjas horarias marcadas con el dígito 1 corresponden a los periodos de más alto consumo eléctrico; por tanto, su valor tarifario es el mayor. El dígito 6 marca las horas de más bajo consumo: las nocturnas, la de periodos valle, de sábados, domingos o festivos y de temporada baja. Su tarifa es la menor del sistema y no se cobra cargo por garantía de potencia. Todo el mes de agosto está identificado con el dígito 6; sin embargo, en los datos históricos (desde 1998 a 2004), ninguna demanda correspondiente al mes de agosto ha marcado el nivel más bajo de consumo. Esta característica ha sido indiscutiblemente del mes de abril para todos los años. Adicionalmente, en informes sobre el Mercado Eléctrico Español de OMEL, REE y CNE, se expone una tendencia hacia el crecimiento de la demanda pico en verano por encima del pico de invierno. Circunstancia experimentada en el presente año (2004).

Con relación a los periodos horarios de la Tabla 6, la Comisión Nacional de Energía CNE, ha manifestado desacuerdos con su definición. Sin embargo, en [C.N.E., 2001] se plantea que "...A pesar de los problemas detectados en la definición de los tipos de horas dentro de cada periodo horario y que modificaciones mínimas en la caracterización de las horas de cada periodo incrementarían la eficacia de los calendarios (véase "Informe sobre las modalidades de seis, tres y dos periodos tarifarios" de la CNE (2001)), la metodología presentada se adapta a los periodos del RD 1164/2001." En consecuencia, los periodos horarios definidos en tal Decreto son los aún vigentes.

Otra información. Otra información relacionada ha sido estudiada y procesada con el fin de completar el panorama de conocimientos previos del sistema real, para abordar la etapa de modelado y posteriormente el proceso de simulación. Tal información y sus resultados son mostrados a continuación:

✚ **Aporte de la generación en Régimen Especial.** La producción de electricidad por unidades del Régimen Especial, también es utilizada para ayudar a cubrir la demanda global del sistema peninsular. La evolución del aporte del Régimen Especial, su tendencia y su proyección en el tiempo, pueden verse en las Fig.5, 6 y 7, respectivamente.

Considerando que toda la producción del Régimen Especial ha de ser comprada por el Operador del Mercado OMEL, de acuerdo a la normativa vigente a tal fin; y, a la promoción adelantada para el fomento de las energías renovables; el aporte mensual del Régimen Especial al cubrimiento de la demanda eléctrica peninsular tiene una marcada tendencia creciente en el tiempo, variando para el año 2003 entre un 12,9% y un 20,2%. Sin embargo, por las mismas razones planteadas no se evidencia en su serie de tiempo, desde abril de 1998 hasta agosto de 2004, regularidad de eventos; aunque podría afirmarse que en los 2 últimos años su aporte sigue las variaciones regulares de máximos y mínimos relativos de la demanda global peninsular.

Figura 5 – Aporte del Régimen Especial al cubrimiento de la demanda global del sistema.

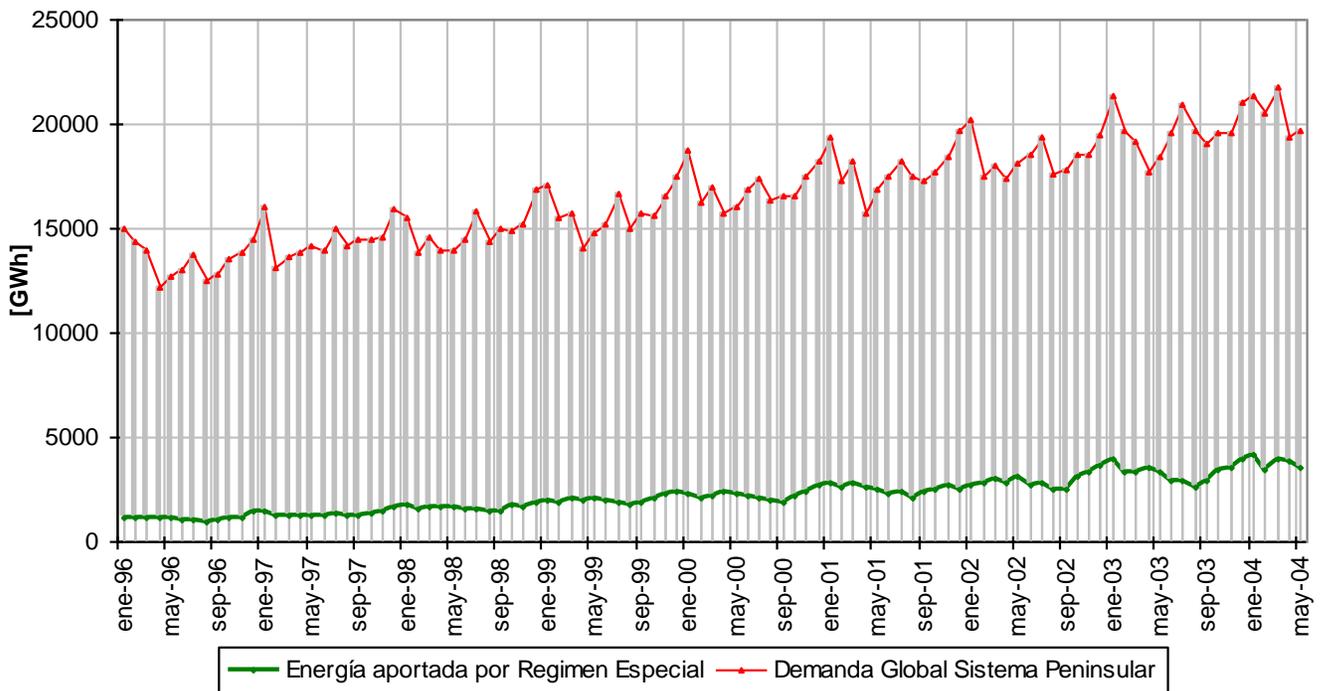


Figura 6 – Tendencias de los aportes del Régimen Especial.

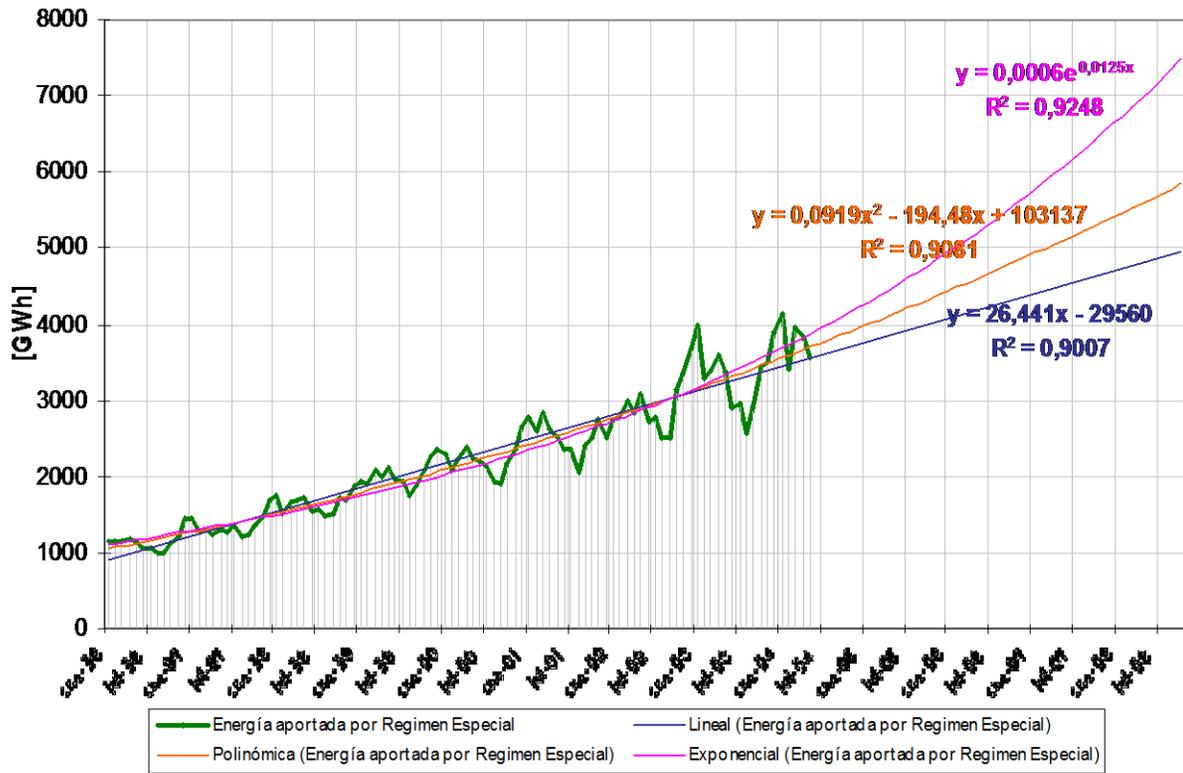
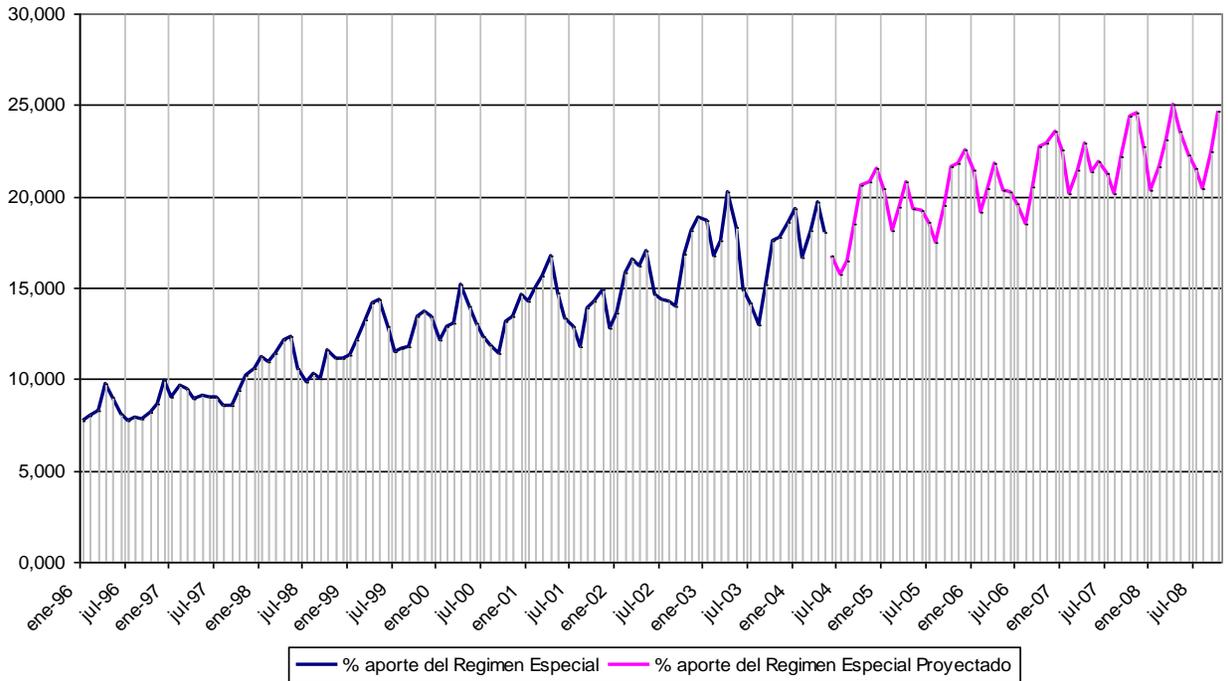


Figura 7 – Proyección del aporte del Régimen Especial.



Consumos propios para la generación. Dado que todos los cálculos utilizados para hallar tanto la demanda global como la demanda bruta del sistema peninsular español son indirectos a través de balances eléctricos, se hace necesario estudiar estos datos, que aunque son de poca magnitud,

pueden afectar considerablemente la precisión del modelo de la demanda y, por ende, los resultados del mismo.

A continuación se muestra la relación entre la cantidad de energía consumida para los servicios propios de la generación: y la demanda bruta del sistema peninsular (ver Fig.8); y, los aportes porcentuales relativos a la demanda bruta de la producción mensual de diferentes tecnologías, como puede verse en la Fig. 9.

Figura 8 – Relación consumos propios en generación y demanda bruta peninsular.

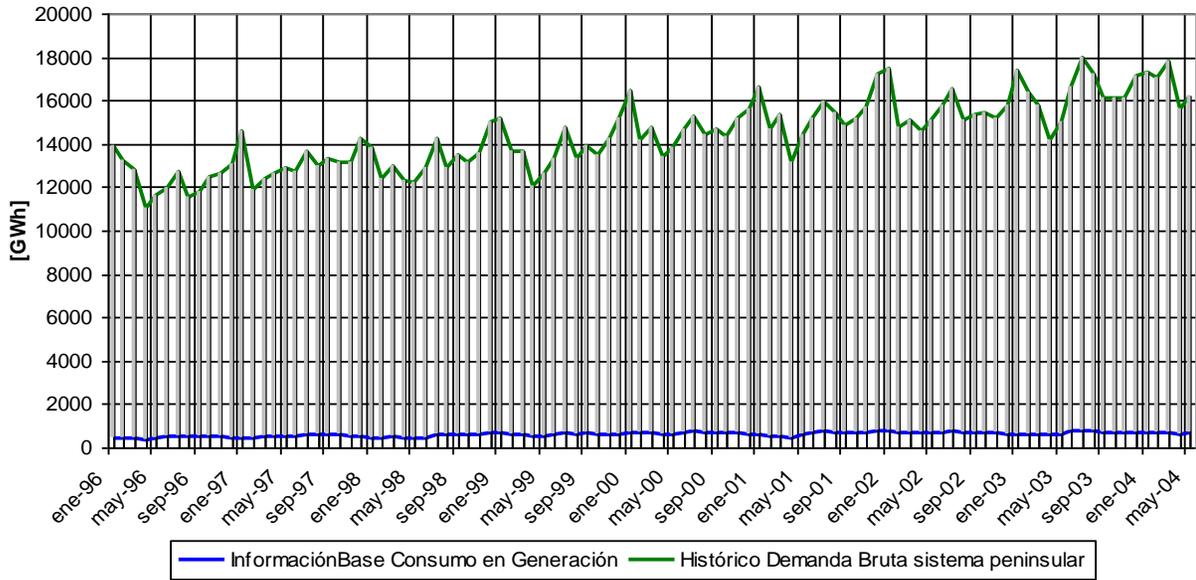
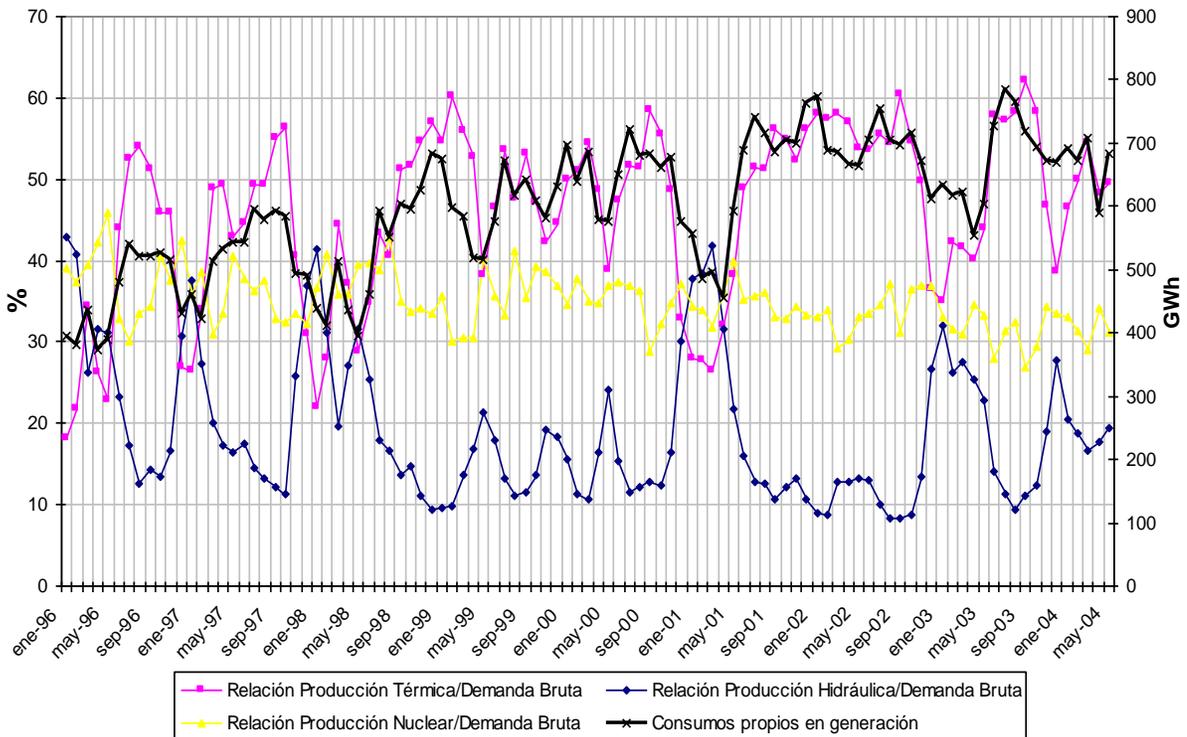


Figura 9 – Relación porcentual producción por grupos tecnológicos / demanda bruta.



De la Fig.9, se deduce que la demanda de consumos en generación sigue estrechamente las variaciones en la producción térmica mensual; y ello, en razón a que sus consumos propios aumentan proporcionalmente con la producción; sin embargo, con una resolución de tiempo mensual los valores de consumos en generación son pequeños con respecto a la demanda bruta peninsular y de poca variación. Por tanto, para el modelo este parámetro se regirá por un aleatorio entre sus valores, relativos a la demanda bruta peninsular, mínimo (3,17%) y máximo (4.74%).

En síntesis, el modelo¹²⁹ de la demanda eléctrica, puede ser representado mediante un diagrama de Leontief de entrada-salida, como se muestra en la Fig. 10.

Desde el punto de vista matemático, este es un modelo *diferenciador*: Recoge como dato de *entrada* la serie de tiempo de la demanda global del sistema y arroja como resultados (*salida*) los valores de la energía correspondientes a cada uno de los cinco niveles de demanda, definidos anteriormente, y válidos para periodos de tiempo anuales, mensuales o diarios. Un parámetro a utilizar es el de los valores mensuales de la energía producida por unidades en Régimen Ordinario.

Las relaciones principales entre la entrada y las salidas, modelo de la demanda eléctrica, están basadas en balances eléctricos. Una de las relaciones básicas se muestra en (2).

$$D_{global} = D_{RO} + D_{RE} \quad [GWh] \quad (2)$$

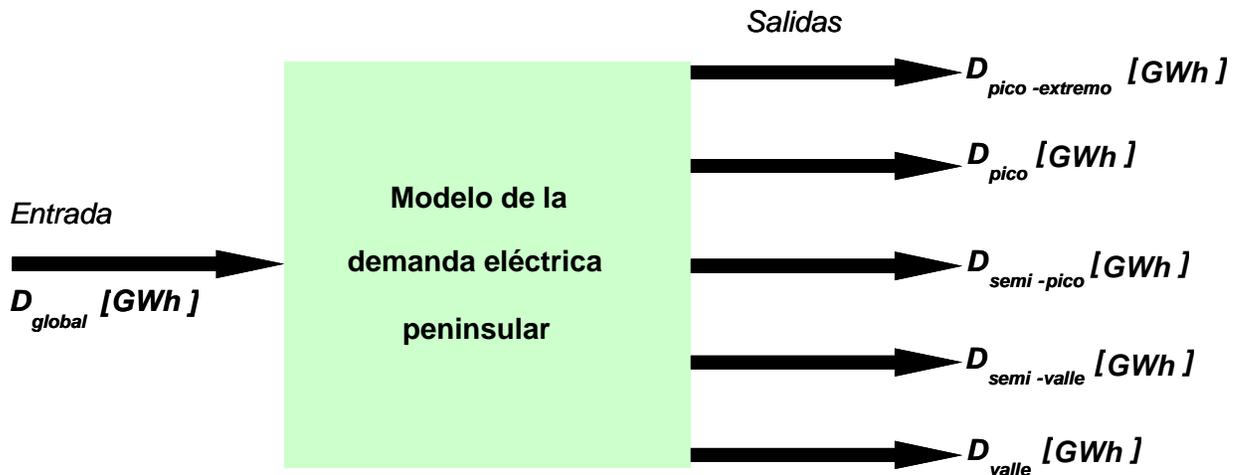
Donde:

D_{global} : Demanda eléctrica total peninsular para un determinado año, mes o día.

D_{RO} : Demanda bruta al Régimen Ordinario del mercado para el periodo de tiempo correspondiente; no se incluyen pérdidas ni por transporte ni por distribución.

D_{RE} : Demanda bruta al Régimen Especial del mercado para el periodo de tiempo correspondiente; no se incluyen pérdidas ni por transporte ni por distribución.
Fuente de información [REE-MINECO 2004]

Figura 10.- Diagrama del modelo de la demanda eléctrica



De otra forma, la D_{RO} se rige por las relaciones presentadas en la Tabla 5. Por lo tanto, se ha de cumplir para resoluciones de tiempo anual, mensual o diaria, la relación mostrada en (3), así:

¹²⁹De acuerdo al diccionario de la Real Academia Española de la Lengua es un "Esquema teórico, generalmente en forma matemática, de un sistema o de una realidad compleja, como la evolución económica de un país, que se elabora para facilitar su comprensión y el estudio de su comportamiento."

$$D_{RO} = D_{pe} + D_p + D_{sp} + D_{sv} + D_v \quad [GWh] \quad (3)$$

Donde:

- D_{pe} : Demanda del nivel pico extremo de un mes. Corresponde al 5% de la demanda bruta mensual al Régimen Ordinario.
- D_p : Demanda del periodo pico para el mes. Corresponde al 9% de la demanda bruta mensual al Régimen Ordinario.
- D_{sp} : Demanda del periodo semi-pico para el mes. Corresponde al 27% de la demanda bruta mensual al Régimen Ordinario.
- D_{sv} : Demanda del periodo semi-valle para el mes. Corresponde al 41% de la demanda bruta mensual al Régimen Ordinario.
- D_v : Demanda del periodo valle para el mes. Corresponde al 18% de la demanda bruta mensual al Régimen Ordinario.

ANEXO 5-4

Modelo de costes de la producción de electricidad y formación de la oferta

El conocimiento de la relación entre la teoría de la producción y una teoría coherente de los costes asociados a esta, es esencial para determinar y calcular los ingresos y las ganancias de una empresa; y, sobre esta base, argumentar la toma de decisiones sobre la productividad, la distribución de dividendos, los ahorros e inversiones, el pago de impuestos, entre otros, como formas de expresión de las *preferencias de la empresa*.

El objetivo de este anexo es establecer la relación entre la cantidad de electricidad producida por una empresa, en la industria eléctrica, y los costes de producirla; y, a partir de la curva de costes de una empresa identificar el par cantidad producida y precio que estaría dispuesto a ofertar en el mercado competitivo.

El concepto de coste a utilizar es el de *coste económico*, entendido como un *coste de oportunidad* y diferente, en todo sentido, del coste contable. Se asume que el coste económico calculado para un determinado bien o servicio *involucra las oportunidades dejadas de lado al ser usado en la producción de dicho bien, o, en la prestación de tal servicio*.

El coste de oportunidad señala la valoración que el mercado y la comunidad le dan a los recursos, bienes y servicios, que se transan.

El término *producción* se entiende, en sentido amplio, como *toda actividad que crea utilidad actual o futura*. De manera convencional, la producción se define como el proceso que transforma materias primas o factores de producción en productos. Entre los factores de producción los economistas han incluido tradicionalmente la tierra, el trabajo, el capital y la denominada “iniciativa empresarial” –definida como el proceso de organizar, gestionar y asumir la responsabilidad de una empresa–. Sin embargo, cada vez es más frecuente añadir a dicha lista factores como los conocimientos o la tecnología, la organización y la energía (Frank, 2001).

*La relación en la cual se combinan factores de producción para obtener un producto se denomina **función de producción***. De otra manera, la función de producción indica cómo varía la producción cuando se alteran algunos de los factores de producción o todos. En la práctica, no todos los factores de producción se pueden alterar en los mismos periodos de tiempo; por ello, se discrimina entre factores fijos y factores variables. *Un **factor variable** es aquel cuya cantidad puede alterarse libremente; un factor cuya cantidad no puede alterarse (o de ser posible sería a un coste prohibitivo) en un determinado periodo de tiempo se denomina **factor fijo** con respecto a ese periodo de tiempo.*

Al tiempo necesario para alterar las cantidades de los factores utilizados en un proceso de producción, se le denomina corto plazo o largo plazo. El **largo plazo** de un determinado proceso de producción es el periodo más corto de tiempo necesario para alterar las cantidades de todos y cada uno de los factores utilizados. El **corto plazo** de un proceso de producción, es el periodo más largo de tiempo durante el cual no es posible alterar al menos uno de los factores utilizados en el proceso.

Aplicando los anteriores conceptos a los principios básicos del proceso de producción de electricidad y luego asociando con la teoría general de costes, obtenemos el modelo de costes de la Tabla 1; de esta tabla se destacan los siguientes aspectos:

- En la producción de electricidad, los costes fijos están determinados fundamentalmente por el capital de inversión en activos de generación. Se dice que estas inversiones son de capital intensivo en consideración a su elevado valor. Usualmente la inversión en activos de generación se da en US\$/kWe; es decir, el coste en dólares por cada kW de potencia eléctrica instalada. La inversión total se hallará multiplicando este valor por la capacidad total instalada.

A fin de unificar las unidades del modelo de costes de producción de electricidad, se utiliza la Ec. (1)¹³⁰ de la Tabla 1 para amortizar el capital de inversión (OC) durante el tiempo de vida útil estimada de la instalación, las unidades resultantes son \$/kW_y. El factor de conversión de \$/kW_y a \$/MWh es 1/8,76. Si se quiere calcular amortización mensual, se reemplaza *r* por *r*/12 y *T* por *12T*, en la Ec. (1). (Stoft, 2002)

En el caso de unidades de generación de energía eléctrica ya instaladas y con más de 20 años de operación comercial, el componente de coste fijo por amortización de la inversión en los activos se considera nulo.

Otros costes fijos a tener en cuenta para cálculos más precisos son: alquileres, primas de seguros, intereses, impuestos, mano de obra para actividades de Administración, Operación y Mantenimiento (AO&M) y otros pagos que la empresa se ha comprometido contractualmente a efectuar a corto plazo y que no varían cuando varía el nivel de producción. Estos pagos adicionales suelen ser llamados *costes generales* por los directivos de empresas. Ver Ec. (2).

Tabla 1 - Estructura general del modelo de costes de la producción de electricidad.

Nomenclatura	Costes	Unidades	Descripción	Relaciones
OC	De inversión (overnight cost)	\$/kW _y = (1/8,76)* (\$/MWh)	Capital que se invierte en activos para la producción de electricidad	$\frac{r \cdot OC}{1 - e^{-rT}} \approx \frac{r \cdot OC}{1 - \left(\frac{1}{(1+r)^T}\right)} \quad (1)$ <p>r: tasa de descuento T: vida útil de los activos</p>
CF	Fijos	\$/MWh	No varían con la producción: infraestructura física y máquinas, alquiler, intereses, impuestos, AO&M y otros costes generales	$CF = CF_{invers} + CF_{AO\&M} + CF_{otros} \quad (2)$
CV	Variables	\$/MWh	Varían con la producción: combustible, AO&M, cargos, aranceles, costes de arranque/parada y rampas de subida/bajada de carga	$CV(Q) = CV * f_c * f_u$ $CV = CV_{combust} + CV_{AO\&M} + CV_{otros} \quad (3)$
CT	Totales	\$/MWh	Suma total de los costes de producción: fijos + variables	$CT(Q) = CF + CV * f_c * f_u \quad (4)$
CTMe	Totales Medios	\$/MWh	Son los costes totales por unidad producida	$\frac{CT(Q)}{Q} = \frac{CF}{Q} + \frac{CV(Q)}{Q}$ $CTMe = CFMe + CVMe \quad (5)$
CMg	Marginales	\$/MWh	Coste de oportunidad de producir una unidad más o dejar de producirla	$\frac{\Delta CT}{\Delta Q}$

- El *coste variable* es el coste total de todos los factores de producción variables en cada uno de los niveles de producción. Para simplificar el modelo, se utilizaron solo los principales componentes de los CV: coste de combustible ($CV_{combust}$), costes variables de Administración,

¹³⁰Esta fórmula es una relación simple contable de repartir en cuotas fijas mensuales o anuales, una inversión fija, durante el tiempo de vida útil (generalmente dado en años) de los activos adquiridos.

Operación y Mantenimiento ($CV_{AO\&M}$) y coste de arranque-paradas de máquina (CV_{a-p}). Otros costes como los de emisiones, rampas de subida y bajada de carga, consumo específico de combustible, factores de disponibilidad de recursos energéticos primarios, factores de condiciones ambientales y geográficas como ubicación de las unidades: costa, sierra, selva; altura, diseño, edad, entre otros; deben ser considerados para estudios más específicos. Ver Ec. (3).

Cuando no se conoce la eficiencia promedio del proceso, el precio del combustible puede ser calculado multiplicando tres factores: el coste propiamente dicho de dicho combustible en \$/MBTu, su rata de calor en kBTu/kWh y un factor estimado de penalización por operar de forma intermitente y a carga parcial, si es el caso. Para incorporar los costes de arranque y parada, se debe aumentar el coste variable para cubrir los costes directos de estas y daños previstos.

El cálculo de los costes variables de la producción eléctrica es una tarea compleja dada la diversidad y particularidades técnico-económicas de las tecnologías de producción (dificultad para tipificar costes), de una parte; y, por la alta variabilidad de los factores de producción. Así, la cantidad de electricidad producida depende de dos factores del régimen operativo de cada unidad de producción: el *factor de capacidad o factor de carga* (f_c) que indica el porcentaje de carga de la unidad respecto a su capacidad nominal de producción; y, el *factor de utilización* (f_u) que indica el porcentaje de tiempo (generalmente anual) en que la unidad está produciendo.

- Los costes totales se calculan sumando los costes fijos totales más los costes variables totales. La Ec. (4), muestra la relación para el cálculo de los costes totales; puede observarse que tiene la forma de la ecuación de una recta. Por tanto, la gráfica de costes totales para cada una de las unidades de producción de electricidad, de acuerdo a la tecnología, es una línea recta; esta recta es característica de cada unidad.
- Los costes medios o unitarios son de interés para evaluar la evolución de los costes en el tiempo. Se interpretan como las unidades monetarias, que como media cuesta producir, en cada momento, una unidad de producto. Ver Ec. (5).
- Dado el sinnúmero de variables y factores críticos que afectan la producción eléctrica en cada periodo de tiempo, los costes marginales son los que mejor pueden representar las condiciones reales de tal producción y de la oferta de esta en general. El coste marginal hace referencia a la situación de la última unidad producida o dejada de producir, no como media, sino de manera exacta.

Usualmente los costes marginales se asocian con el concepto de *coste de oportunidad* (o, *coste de uso alternativo*) al considerar, por ejemplo, el coste de producir una unidad más como el sacrificio de abandonar otras alternativas de producir otro bien o servicio. Si los factores se destinan a la obtención de un bien no es factible dedicarlos a la producción de otro, por lo que el coste del bien obtenido se identifica con el valor de la alternativa perdida o abandonada.

La idea de coste de oportunidad, por tanto, facilita la posibilidad de una elección más racional entre las diversas alternativas posibles que el concepto normal de coste, y si una comunidad económica fuese completamente competitiva, los precios de todos los bienes y servicios serían exactamente idénticos a los costes de oportunidad porque los propietarios de los factores no aceptarían una retribución más baja de la que podrían obtener en otras aplicaciones, ni la demanda estaría dispuesta a pagar por los bienes más allá del mínimo necesario para poderlos utilizar. Es decir, en esta situación ideal, los precios y los costes monetarios serían fiel reflejo del coste de oportunidad.

En consideración a la diversidad tecnológica en la industria eléctrica se propone el modelo de la estructura de costes de producción de electricidad de la Tabla 1 por su sencillez y con el fin de establecer una referencia (coste índice, o por unidad de energía eléctrica) para comparar diferentes tecnologías y sus posibilidades de participación en los mercados competitivos como parte de un parque de generación específico.

Los costes de producción de electricidad a partir de algunas de las tecnologías más utilizadas en la industria eléctrica se muestran en la Tabla 2. Los cálculos, a partir del modelo de costes expuesto, están basados en una tasa de descuento del 15% y precios del 2005 en dólares americanos (\$); se asume que el factor de carga (f_c) y el factor de utilización (f_u) toman el valor de 1 (la unidad), su máximo valor. Esto último significa que se considera que todas las unidades producen a su capacidad nominal durante todo el año.

Tabla 2–Costes de algunas de las principales tecnologías de producción.

TECNOLOGÍA	Tiempo de construcción (meses)	Vida útil (años)	OC (\$/kWe)	Coste de combustible (\$/MBtu)	Rata de calor (Btu/kWh)	CF medio anual AO&M (\$/MWh)	CV medio anual AO&M (\$/MWh)	CF total medio anual (\$/MWh)	CV total medio anual (\$/MWh)	CT medio anual (\$/MWh)
Nuclear moderna	60	60	1500	0.40	10400	6.50	0.41	32.19	4.57	36.76
CTV carbón	48	35	1100	1.25	9087	2.65	3.32	21.63	14.68	36.31
CTV fuel gas	24	20	950	3.00	9500	3.54	0.51	20.87	29.01	49.88
Ciclo combinado moderno	36	30	400	3.50	7000	1.77	2.04	8.72	26.54	35.26
Co-generación	36	20	650	3.55	6350	1.77	2.04	13.62	24.58	38.21
Hidroeléctrica reg. Anual	96	50	2300	0.00	0	3.06	0.30	42.48	0.30	42.78
Hidroeléctrica reg. hiperanual	96	50	3500	0.00	0	3.06	0.30	63.05	0.30	63.35
Hidroeléctrica de bombeo	84	50	1700	0.00	0	3.06	0.30	32.20	0.30	32.50
Hidroeléctrica fluyente	72	50	1500	0.00	0	0.20	0.20	25.91	0.20	26.11
Turbina de combustión (gas)	12	25	300	3.00	11467	0.47	5.10	5.77	39.50	45.27
Eólica	36	20	919	0.00	0	2.96	0.20	19.72	0.20	19.92
Ciclo Stig	12	20	350	5.50	6500	0.66	3.50	7.04	39.25	46.29
Pequeña Central Hidroeléct.	24	50	1500	0.00	0	3.06	0.70	28.77	0.70	29.47
Micro-turbina con biogas	24	20	1300	7.00	4000	0.50	1.00	24.21	29.00	53.21
Celda de combustible con H	24	20	3000	10.00	13000	0.50	5.00	55.21	135.00	190.21
Solar fotovoltaica	36	20	4500	0.00	0	0.47	0.83	82.54	0.83	83.36

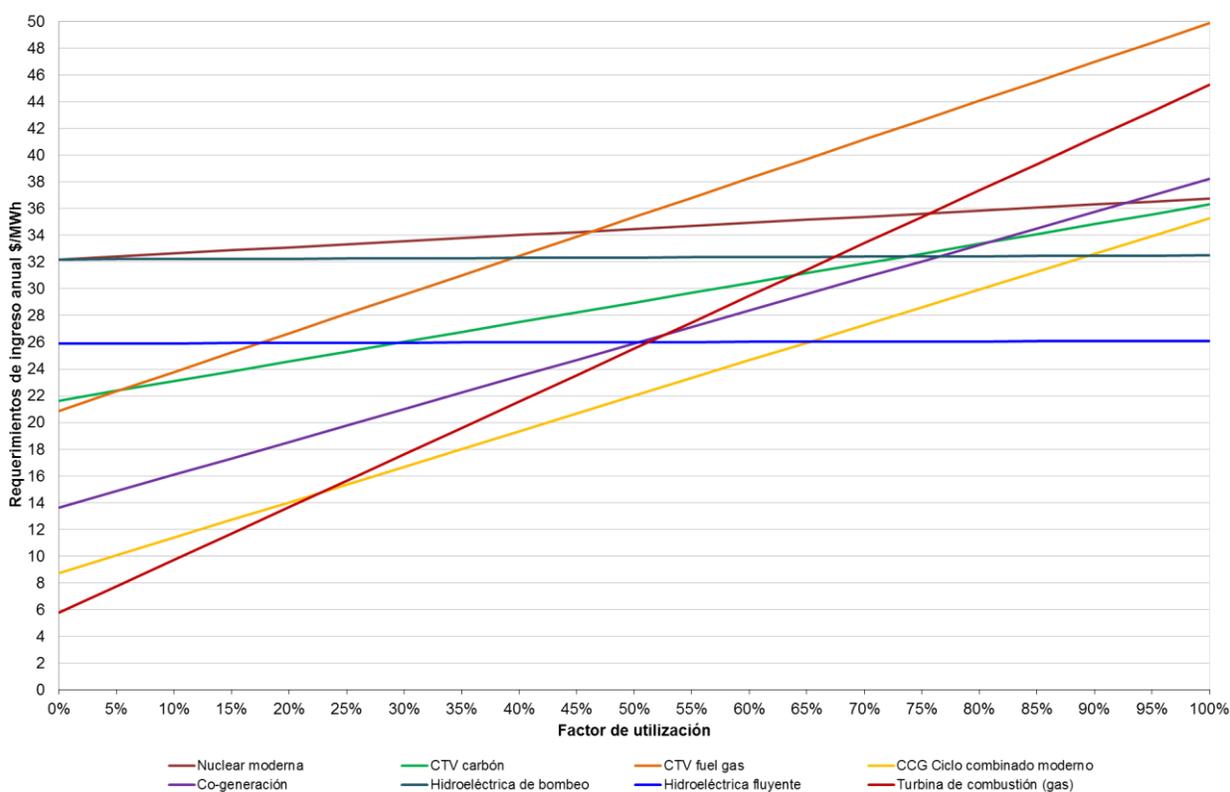
De los valores de la Tabla 2, también es importante resaltar:

- Exceptuando las últimas dos, el resto de tecnologías presenta un coste total medio anual en un rango no muy amplio. Esto se ha verificado en los mercados pues todas ellas compiten en algunos de los mercados competitivos actuales siguiendo de cerca esta referencia de costes de producción de electricidad (resultado de análisis empíricos, teóricos y la información de fabricantes y proveedores).
- No obstante, tan alta diversidad tecnológica para la producción de electricidad que hace más complejos los mercados eléctricos competitivos; también los favorece en el sentido amplio de disponer de parque de generación con diferentes alternativas para obtener los recursos de generación y poder satisfacer de mejor manera los requisitos de los apropiadores. Dando algunos calificativos, existen tecnologías de producción de electricidad más económicas, de rápida instalación, de bajos costos de inversión, contaminantes, seguras, más eficientes, entre otros.
- La diversidad tecnológica reflejada en los diferentes valores de la estructura de costes de producción determina a su vez, características técnico-operativas de cada unidad de

producción. Estas características técnico-operativas y sus costes asociados determinan también rangos de operación óptimos (más eficientes) para cada tipo de tecnología.

Ahora, el modelo de costes de producción de electricidad propuesto no solo permite calcular el valor de cada unidad de energía eléctrica producida por cada tipo de tecnología, también refleja los costes de producción de acuerdo a las variaciones de los factores de carga (f_c) y de utilización (f_u). Aplicando la función de costes para cada tipo de tecnología y suponiendo que cada unidad se carga a su capacidad nominal ($f_c = 1$, cantidad óptima de explotación comercial) y se varía el f_u de una unidad de cada tecnología, de 0 a 1: siendo 0 la situación en que la unidad no produce (o, utilización del 0%) y, 1 cuando la unidad produce todo el tiempo (utilización del 100% al año); se puede visualizar en un solo gráfico los costos totales de producción anual de electricidad mediante diferentes tecnologías en función del f_u . Fig. 1.

Figura 1.-Curvas de requerimientos de ingreso anual para diferentes tecnologías de producción de electricidad.



En la Fig. 1, puede visualizarse cuál será la tecnología más eficiente para cada uno de los factores de utilización especificados en el eje horizontal. Teóricamente esta tecnología es la de menor coste total o de acuerdo al gráfico la de menor requerimiento de ingreso anual en \$/MWh. Hasta ahora hemos supuesto el f_c y el f_u . Sin embargo, desde el punto de vista técnico –y de acuerdo a fabricantes, proveedores y propietarios– cada tecnología tiene un rango óptimo tanto del f_c como del f_u , en los cuales es más eficiente. Estos rangos determinan una importante clasificación de las tecnologías de producción de electricidad: tecnologías de carga base, tecnologías de carga hombro y tecnologías de carga pico. Cada uno de estos grupos son rangos de la cantidad de electricidad producida y concuerdan con los niveles del modelo de la demanda eléctrica: demanda valle, demanda hombro y demanda pico. Ver ANEXO 5-5.

En la industria eléctrica, la diversidad tecnológica para la producción de electricidad dificulta la unificación de criterios relacionados con la clasificación y tipificación de los factores fijos y variables; además, de la determinación de los lapsos de tiempo considerados como corto y largo plazo. Sin embargo, tomando como referencia los conceptos anteriores y la evolución de los

avances tecnológicos, se asume para el presente trabajo el corto plazo como un periodo de tiempo inferior a un año; el medio plazo, el periodo comprendido entre 1 a 3 años; y, el largo plazo, entre 3 a 7 años. Periodos de tiempo superiores a los 7 años implican tan alta incertidumbre en los contextos sociales que difícilmente se pueden hacer previsiones de lo que pueda pasar; en estas, la precisión es imposible y las probabilidades muy bajas.

La realidad se ha tornado bastante más compleja con la competencia en los mercados donde participan las empresas: pasamos de la anterior relación de equilibrio general para un periodo, prácticamente sin incertidumbre, al mundo con alta incertidumbre y con muchos periodos de actividad económica. Por ejemplo, una empresa mantendría algunos activos a través del tiempo, pero podría aumentar sus beneficios a corto plazo a partir de la venta de esos activos. No obstante, en interés de la maximización de beneficios a largo plazo no se espera por supuesto, que esto ocurra; lo más lógico sería pensar que la empresa debería maximizar el valor actual de las acciones de los accionistas.

El hecho es que definitivamente, *el corto plazo y el largo plazo enlazan el presente con el futuro, el ahorro con la inversión, lo real con lo estimado; de allí la necesidad de su análisis.*

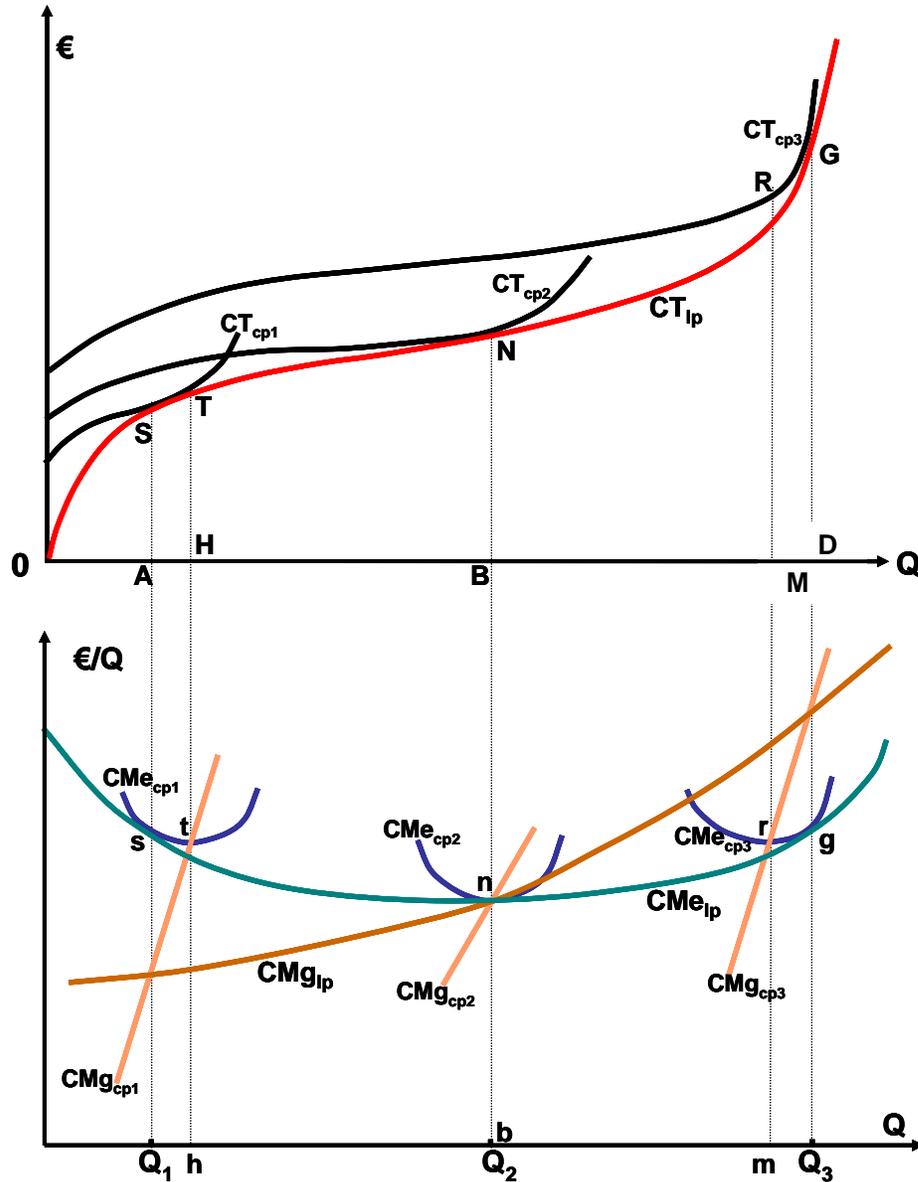
Algunas características de las relaciones entre los costes de corto y largo plazo de tres empresas diferentes pertenecientes a la misma industria se muestran en la Fig. 2.

En la Fig. 2, puede observarse que la curva de coste marginal a largo plazo corta a la curva de coste medio a largo plazo en su punto mínimo. Al igual que para el corto plazo, se cumple la relación tradicional entre los conceptos “medio” y “marginal”: el CME_{lp} es decreciente siempre que el CMg_{lp} se encuentra por debajo de ella y creciente siempre que se encuentra por encima. Además, se puede deducir que:

- Para la empresa 1, el volumen de producción típico es Q_1 , mientras que su óptimo se encuentra en h (mínimo CME_{cp1}).
- Para la empresa 3, el volumen de producción típico es Q_3 , y su óptimo se encuentra en m (mínimo CME_{cp3}).
- Únicamente en la empresa 2, coinciden ambos volúmenes de producción $Q_2=b$. En consecuencia, esta empresa 2 se encuentra, desde el punto de vista general de la producción, en una situación mejor que cualquiera de 1 o 3; ya que sus costes totales están a un nivel más bajo.
- El punto n es también el óptimo de explotación al largo plazo (mínimo de CME_{lp}), por lo que aquella empresa cuyo óptimo es coincidente con el típico de explotación al largo plazo, se le denomina dimensión óptima de la empresa, y hacia esa dimensión ($CF+CV$) tenderán las otras empresas.
- Como las tres empresas distintas, conforman una industria¹³¹, la relación entre sus curvas de costes de corto plazo correspondientes a las de largo plazo, también se puede establecer de la siguiente manera: a la izquierda de la tangencia entre las curvas de costes medios de corto plazo y de largo plazo (puntos s , n y g de la Fig.2), las empresas tienen “demasiado” capital, por lo que sus costes fijos son mayores de lo necesario (o de otra manera, tienen capacidad instalada subutilizada); y, a la derecha de la tangencia, las empresas tienen “demasiado poco” capital, por lo que los rendimientos decrecientes del trabajo elevan sus costes. El punto de *tangencia* es el único en el que la *empresa* tienen las *cantidades óptimas tanto de trabajo como de capital para obtener el nivel correspondiente de producción*; para la dicha *industria*, también se cumple y es el punto n .

¹³¹En términos generales, se llama industria al conjunto de empresas que obtienen un mismo producto o grupo de productos que, tienden a satisfacer el mismo tipo de necesidades.

Figura 2.- Relación entre las curvas de costes de corto y largo plazo.



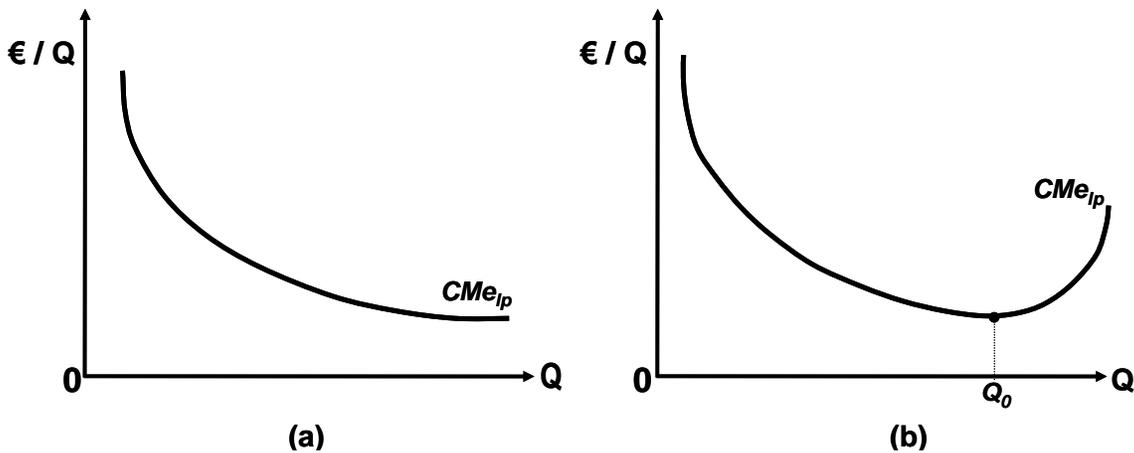
FUENTE: Adaptado de (Frank, 2001).

Algunas características de la estructura de la industria eléctrica se logra comprender mejor analizando la evolución en el tiempo –del corto al largo plazo– de los costes y su correspondencia con los volúmenes de producción, de un conjunto de empresas del sector eléctrico que producen el mismo bien o servicio. Así:

- Cuando los costes medios a largo plazo (CMe_{ip}) son decrecientes en todos los puntos, como se observa en la Fig. 3(a), el mercado tiende a ser abastecido por una única empresa. Si intentaran abastecerlo dos, produciendo cada una solamente una parte de la producción total, las dos tendrían mayores costes medios que si lo abasteciera una sola. En un mercado de ese tipo, la empresa que crece más tiende a tener una ventaja de costes que le permite eliminar a su rival. Por este motivo, los mercados que se caracterizan por tener curvas de coste medio a largo plazo decrecientes suelen denominarse *monopolios naturales*. En la industria eléctrica este es el caso del servicio de transporte de electricidad por redes.

- El nivel de producción Q_0 se halla en el punto mínimo de la curva de CMe_{ip} representada en la Fig. 3 (b). En ese nivel, la industria logra su coste unitario de producción más bajo posible. El nivel de producción Q_0 puede denominarse **escala mínima eficiente**, esto es, la producción necesaria para que el CMe_{ip} alcance su nivel mínimo. Si Q_0 constituye una parte significativa de la producción de la industria –por ejemplo, más de un 20%– esta tenderá a estar dominada por un pequeño puñado de empresas. Al igual que sucede en el caso del monopolio natural, sería improbable que en un mercado de ese tipo sobreviviera un gran número de pequeñas empresas, ya que cada una tendría unos costes medios muy superiores a los de las grandes empresas. Sin embargo, a diferencia de lo que ocurre en el caso del monopolio natural, el giro ascendente que experimenta la curva del CMe_{ip} a partir de Q_0 hace que a una sola empresa le resulte difícil abastecer a todo el mercado. En consecuencia, los mercados abastecidos por empresas que tienen un CMe_{ip} como el de la Fig. 3(b) tienden a estar “muy concentradas”, lo cual significa que un pequeño número de empresas se llevan el grueso de la producción total vendida. Este es el caso de los *oligopolios*, estructura industrial más común de la organización de la generación eléctrica.

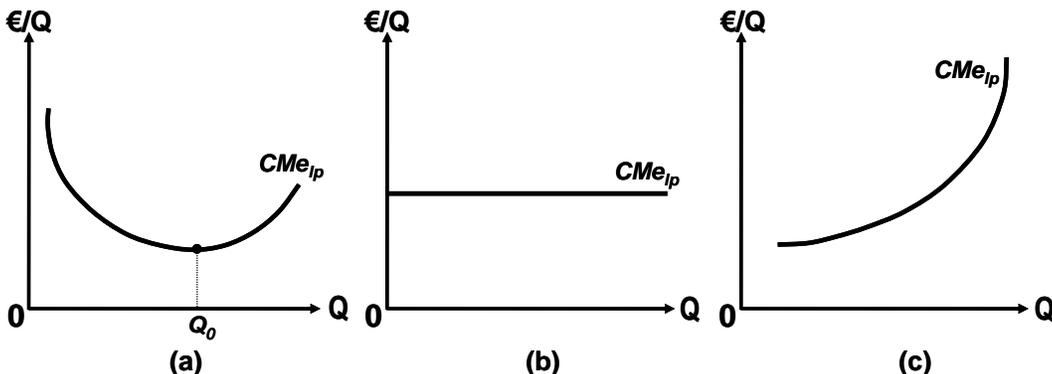
Figura 3 (a) y (b).- Curvas de CMe_{ip} características de las estructuras industriales extraordinariamente concentradas.



FUENTE: Adaptado de (Kreps, 1994)

Los casos más ideales, menos comunes, sin embargo, los anhelados para la estructura industrial competitiva, son los mostrados en la Figura 4 (a), (b) y (c). De estos, y dados los actuales desarrollos tecnológicos, el de mayor probabilidad para una industria competitiva de la generación eléctrica sería el (c).

Figura 4 (a), (b) y (c).- Curvas de CMe_{ip} características de las industrias no concentradas.



FUENTE: Adaptado de (Kreps, 1994)

La oferta a corto plazo. Partiendo del supuesto de que el objetivo prioritario de la empresa es maximizar su beneficio económico, la empresa elegirá y ofertará un nivel de producción con el que la diferencia entre el ingreso total y el coste total sea la mayor posible.

Esto es, si el problema de la empresa es maximizar $\Pi = PQ - CT_{cp}$, donde CT_{cp} es el coste total a corto plazo de producir Q unidades, la condición de primer orden para la maximización del beneficio viene dada por la siguiente expresión:

$$\frac{d\Pi}{dQ} = P - \frac{dCT_{cp}}{dQ} = P - CMg = 0$$

Lo que da la condición de que el precio recibido por la producción debe igualar al coste marginal de producirla, así: $P = CMg$.

La condición de segundo orden para la maximización del beneficio viene dada por:

$$\frac{d^2\Pi}{dQ^2} = -\frac{dCMg}{dQ} < 0$$

o sea,

$$\frac{dCMg}{dQ} > 0$$

lo que indica que la relación cantidad-precio para la maximización de su beneficio está sobre un segmento ascendente de la curva de su coste marginal de producción.

La curva de oferta de una empresa competitiva en el corto plazo indica cuánto “querrá” estar produciendo la empresa a los distintos precios. Para tomar esta decisión de una manera inteligente, la empresa debe comparar los costes y los beneficios relevantes. El coste de aumentar la producción (o, el ahorro derivado de la reducción) es, por definición, igual al coste marginal.

Una empresa internamente y según su estructuración técnica y de costes, tiene la opción de producir cantidades de producto, con el menor coste unitario, en un rango que va desde el mínimo hasta el óptimo de explotación; y de ello dependerá su curva de oferta (línea punteada en la Fig. 5).

En general, la curva de oferta a corto plazo de una empresa competitiva está definida conjuntamente por dos reglas:

- 1) El precio debe ser igual al coste marginal en el tramo ascendente de la curva de coste marginal, y,
- 2) El precio debe ser superior al valor mínimo de la curva de coste variable medio.

A continuación se describirán algunas de características de la curva de oferta a corto plazo mostrada en la Fig.5: al punto **E** de la curva de *CVMe* se le denomina *mínimo de explotación* porque en él se obtienen los costes medios variables de menor importe; es decir, que produciendo Q_2 unidades se consigue que cada unidad se obtenga con unos costes variables por unidad menores que en cualquier otro volumen de producción.

Es importante destacar que independientemente de lo bajo que sea el coste fijo medio ($CFMe$), siempre habrá un intervalo de precios que se encontrará entre las curvas de coste variable medio ($CVMe$) y coste total medio ($CTMe$) (tramo EF sobre la curva de CMg de la Fig. 5). A cualquiera de los precios de este intervalo, la empresa ofrecerá el nivel de producción en el que $P = CMg$, lo que significa que perderá dinero, puesto que P es menor que $CTMe$. Esto se puede entender considerando que aun cuando la empresa no alcanza a cubrir todos sus costes, esta es su mejor opción de producción, ya que perdería incluso más dinero si cerrara. Poder cubrir los costes no significa que la empresa vaya a percibir un beneficio económico positivo, pero es suficiente para inducirle a ofrecer una cantidad positiva de producción a corto plazo.

El punto **D** de la Fig. 5 es el punto en el que entran en juego los rendimientos decrecientes de la función de producción cuyas curvas de costes están representadas; son los rendimientos decrecientes los que explican la pendiente positiva de la curva de coste marginal a corto plazo.

De otra parte, la **oferta de la industria** se forma por agregación de las cantidades ofertadas por cada empresa, a los precios y circunstancias globales del mercado. La suma resultante es la oferta de la industria a ese precio.

En sentido estricto la curva de oferta de la industria puede tener discontinuidades motivadas por el ofrecimiento o no de cantidades de producto por las empresas a determinados precios; estas discontinuidades se hacen menores a medida que el número de empresas es mayor; es por esto que la curva de oferta se dibuja como una línea continua.

La oferta a largo plazo. Siendo el objetivo prioritario de la empresa, tanto a corto plazo como a largo plazo, el percibir el máximo beneficio posible; al corto plazo, tal como se refirió anteriormente, a la empresa a veces le interesa ofrecer una cantidad positiva, aun incurriendo en pérdidas económicas. Sin embargo, a largo plazo, la empresa preferiría declararse en quiebra si no pudiera obtener al menos un beneficio normal en su industria.

La oferta a corto plazo de la industria competitiva, es válida para el largo plazo, en la medida en que la producción de la industria se vaya expandiendo debido a aumentos en la demanda del producto, pues ello refleja la entrada de nuevas empresas y la forma que tendrán las curvas de costes marginales de las empresas que componen la industria. Dado el caso en que la demanda no crezca o disminuya, la curva de oferta de largo plazo reflejará los costes marginales para la decisión de abandonar la industria, por parte de aquellas empresas que no puedan cubrir sus costes medios, para la decisión de producir o de no producir.

En el más largo plazo, como ya se ha mencionado, todos los factores se hacen variables y, presumiblemente, todos los costes pertinentes se hacen evitables (tanto desde el punto de vista de ingresar a la industria como desde el punto de vista de abandonarla), de modo que la forma de la *curva de oferta para el largo plazo es única y*, considerando precios de los factores constantes, *será una línea recta horizontal*. Para el caso de la industria competitiva constituida por empresas que tienen curvas de costes medios de largo plazo en forma de U, la curva de oferta de largo plazo es una línea recta horizontal en el valor mínimo de la curva del CMe_{lp} . En este caso el precio presenta una fuerte tendencia a girar en torno al valor mínimo del coste medio de largo plazo, aun mostrando posiblemente grandes desviaciones a corto plazo.

A largo plazo, todo el ajuste de las variaciones de la demanda no se realiza a través de una variación de los precios sino a través de una variación del número de empresas que abastecen al mercado.

En el caso de la industria competitiva cuyas empresas tienen curvas de CMg_{lp} horizontales, la curva de oferta a largo plazo de la industria también será una recta horizontal, pero se genera una indeterminación en cuanto a la distribución de empresas ya que el CMe_{lp} es el mismo en todos los niveles de producción. Por tanto, puede haber un puñado de grandes empresas, muchas empresas pequeñas o una mezcla de empresas de diferentes tamaños. Lo único cierto es que el precio a largo plazo girará en torno al CMe_{lp} .

La forma única, recta horizontal, de la curva de oferta a largo plazo de la industria competitiva, se ve afectada cuando los precios de los factores suben al aumentar la producción de la industria. Existen al menos algunas industrias en las que el volumen de factores comprado constituye una proporción significativa de todo el mercado de factores. Por ejemplo, en el mercado de la electricidad español se consume una proporción significativa de la cantidad total de gas que se importa cada año. En este caso, un gran incremento de la producción de electricidad mediante procesos con turbinas de gas va acompañado de una subida significativa del precio de este factor, debido a las rentas de escasez.

A tal hecho se le denomina *deseconomía pecuniaria*, esto es, el aumento que experimenta el coste de producción cuando un incremento de la producción de la industria eleva el precio de los factores. Incluso aunque la industria pueda aumentar la producción indefinidamente sin utilizar más factores por unidad de producción, el punto mínimo de la curva CMe_p de cada empresa es una función creciente de la producción de la industria. Cuando hay deseconomías pecuniarias, la curva de oferta a largo plazo de la industria tiene pendiente positiva tanto cuando la curva CMe_p de cada empresa tenga forma de U o cuando sea horizontal. Las empresas competitivas en las que la subida de los precios de los factores da lugar a curvas de oferta de pendiente positiva se denominan *industrias de coste creciente*.

También hay casos en los que los precios de los factores pueden disminuir significativamente cuando aumenta el nivel de producción de la industria. Eso puede ocurrir, por ejemplo, cuando los factores se fabrican utilizando tecnologías en las que hay significativas economías de escala. Estos casos se denominan *economías pecuniarias* y dan lugar a una curva de oferta de la industria a largo plazo de pendiente negativa, tanto si la curva CMe_p de cada empresa es horizontal como si tiene forma de U. Las industrias competitivas en las que la reducción de los precios de los factores da lugar a curvas de oferta de pendiente negativa se denominan *industrias de costes constantes*.

De otra parte, un monopolista no tiene curva de oferta similar a las referenciadas anteriormente para las industrias competitivas; ello en razón a que no es un precio-aceptante, lo cual significa que no existe una correspondencia única entre el precio que cobra el monopolista y la cantidad que decide producir (o, entre el precio y su ingreso marginal cuando se desplaza la curva de demanda del mercado. El empresario monopolista tiene poder en el mercado para fijar el precio al cual puede vender su producto o servicio. *El monopolista produce menos de lo que a la comunidad le conviene y cobra un precio superior al coste de oportunidad, el coste marginal, de producir los bienes y servicios que ofrece en el mercado.*

En el caso de un mercado *oligopólico*, que es la organización industrial que más se asemeja a la industria de la electricidad y cuyo rasgo característico es la interdependencia de las empresas, la oferta de una empresa se basa en la posibilidad de alterar su nivel de producción o su precio de venta, partiendo de su estructuración técnica y de costes y, de toda una variedad de supuestos sobre las reacciones de sus rivales (la competencia). Tales supuestos han sido representados mediante diferentes modelos que se pueden resumir de la siguiente manera: en el modelo de *Cournot*, cada una de las empresas considera dadas las cantidades que producen sus rivales; en el modelo de *Bertrand* cada una de ellas considera dados los precios de sus rivales. Aunque la conducta de las empresas se parece mucho en estos dos casos, los resultados son extraordinariamente diferentes. En el modelo de Cournot, el precio es algo más bajo y la cantidad algo mayor que si las empresas coludieran para lograr un resultado monopolístico. En cambio, en el modelo de Bertrand el resultado es casi el mismo que en condiciones de competencia perfecta.

Un tipo algo más complejo de interdependencia de las empresas es el que postula el modelo de *Stackelberg*, en el cual una de ellas desempeña el papel de líder y sus rivales se limitan a seguirla. Este modelo es similar en su estructura a Cournot, salvo en que mientras que las empresas de Cournot consideran dadas las cantidades de las demás, el líder de Stackelberg manipula estratégicamente las decisiones de sus rivales sobre la cantidad.

En la actualidad, las interdependencias de las empresas oligopolísticas suelen analizarse con éxito mediante la teoría matemática de los juegos. Considerando que los tres elementos

básicos de los juegos estratégicos son los jugadores, el conjunto de estrategias posibles y la matriz de resultados; la oferta de empresas oligopolísticas se puede representar mediante funciones de oferta que obedecen a los precios de los factores de producción; al nivel existente de la tecnología; a la evolución de los precios de los demás bienes con consideraciones distintas para cuando sean complementarios o sustitutivos; a los precios del propio bien y a los propios fines de la empresa; y, en especial, al comportamiento estratégico de las otras empresas de la industria.

ANEXO 5-5

Modelo de la oferta eléctrica en el Mercado Diario Español

La oferta eléctrica toma características muy particulares dadas la disponibilidad y mezcla de tecnologías en el parque de generación de los mercados. En última instancia esto determina el *precio marginal del mercado* para satisfacer la demanda eléctrica. Se denomina precio marginal del mercado (o coste marginal del sistema) porque está determinado por el precio del último MWh necesario para satisfacer la demanda total de un sistema –este concepto en esencia es el de coste marginal-; y, a la tecnología que produce este último MWh se le denomina –en el mismo sentido– *tecnología marginal*.

De acuerdo a lo tratado en el ANEXO 5-4, la oferta del mercado eléctrico se forma por agregación de las cantidades de electricidad ofrecidas por cada empresa proveedora que es casada en cada subasta horaria del mercado diario; el precio único de mercado es impuesto por la tecnología marginal correspondiente de acuerdo al nivel de demanda total.

Para la caracterización de la curva de oferta en el Mercado Diario Español (MDE) se analizan las series de tiempo correspondientes a la cantidad de energía casada en el mercado. Ofertan su producción en el MDE aquellas tecnologías que están acogidas al Régimen Ordinario de producción de electricidad en la península española. Se incluyen además, aquellas tecnologías que, aunque pertenecen a otro régimen, el Régimen Especial, también pueden ofertar al Mercado Diario; caso de la cogeneración, por ejemplo.

En la Fig.1 (a) y (b) se presenta la relación de tecnologías de producción en Régimen Ordinario del parque de generación del Mercado de Producción Español, se detalla la capacidad instalada de cada una de ellas y su aporte relativo al total de la producción bruta.

De la Fig. 1 conviene destacar significativas diferencias entre el porcentaje de capacidad instalada por tecnología y el porcentaje real de su aporte a la producción bruta del Régimen Ordinario. Por ejemplo, el grupo de las hidroeléctricas constituye el 30.4% de la capacidad instalada en tecnologías del Régimen Ordinario (Fig.1 (a)); sin embargo, este grupo solo aporta el 13% del total de la producción bruta de dicho Régimen (Fig.1 (b)).

El estudio de la evolución histórica de la oferta de energía eléctrica se enfocó hacia considerar dos dimensiones: la de la capacidad instalada de generación en Régimen Ordinario y la de su producción real de energía eléctrica a lo largo del tiempo. Tal producción está relacionada fundamentalmente con las particularidades tecnológicas y con la disponibilidad de las correspondientes fuentes primarias de energía. Ver Fig. 2. La franja sombreada corresponde al periodo comprendido entre enero de 1996 y diciembre de 1997, cuando aún el mercado de electricidad estaba regulado. A partir de enero de 1998, el mercado fue liberalizado.

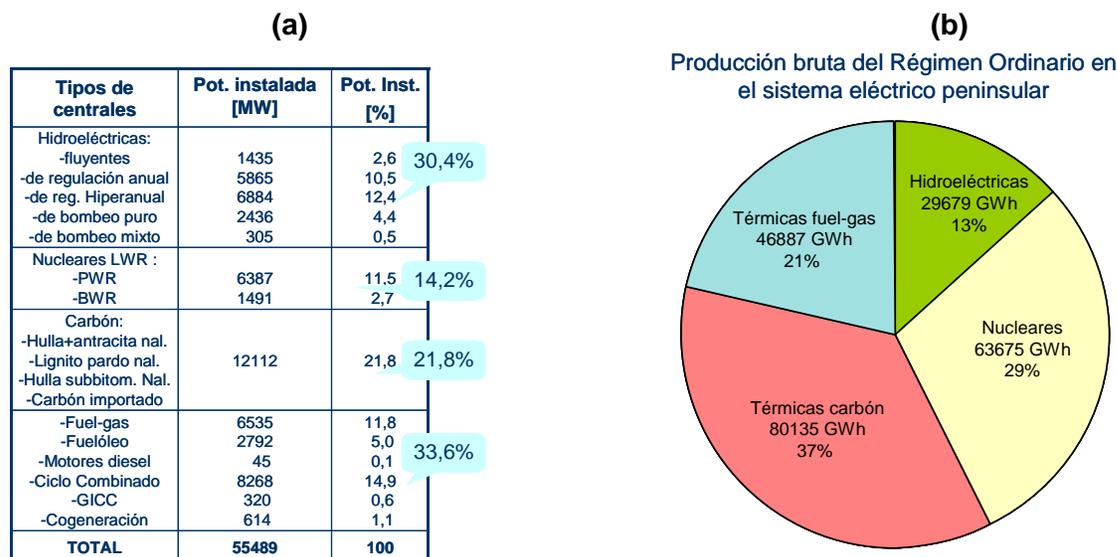
En la Fig. 2, la diferencia entre la producción total y la neta¹³² es la energía utilizada por los equipos auxiliares de las centrales, necesaria para el funcionamiento de las instalaciones de producción; a tal diferencia se le denomina “consumos en generación”. En términos generales, las centrales térmicas son las que tienen mayor consumo en servicios auxiliares. Las dos series de tiempo de la producción en Régimen Ordinario presentan una clara tendencia creciente; además de ciclos anuales de gran similitud. Puede observarse que en cada ciclo anual (excepto en el del año 2003) existen cinco singularidades locales¹³³: dos máximos y tres mínimos. Las puntas de mayor producción generalmente ocurren en los meses de enero (invierno) y en julio (verano). Esto

¹³²En www.ree.es, informes anuales sobre el Sistema Eléctrico Español, REE define la producción neta como la producción de energía en bornes de alternador, menos la energía consumida por los servicios auxiliares y las pérdidas en los transformadores. Sin embargo, en los valores suministrados en los mismos informes, no se consideran las pérdidas en los transformadores. Para este estudio, tales pérdidas se asumen tan bajas (por ser los transformadores máquinas estáticas y por ello de alta eficiencia) que se desprecian.

¹³³Como se mencionó en el capítulo anterior, son locales porque no necesariamente son los puntos mayores o menores de toda la curva; simplemente son puntos mayores o menores en una sección de la curva.

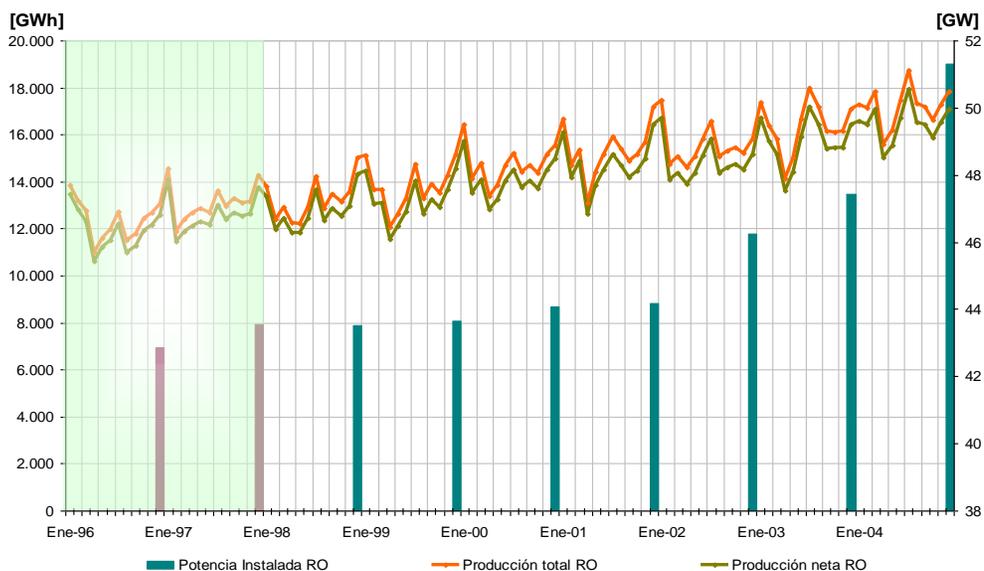
se corresponde con los hallazgos del estudio de la demanda de energía eléctrica en el sistema peninsular español, ver Anexo 5-1. Los menores valores de la producción se hallan por lo general en los meses de febrero, abril y agosto de cada año.

Figura 1- Tecnologías de producción de energía eléctrica en Régimen Ordinario en la Península Española a 31/12/2004.



FUENTE: Elaboración propia con datos de REE-MINECO.

Figura 2 - Evolución de las magnitudes de producción y capacidad instalada.

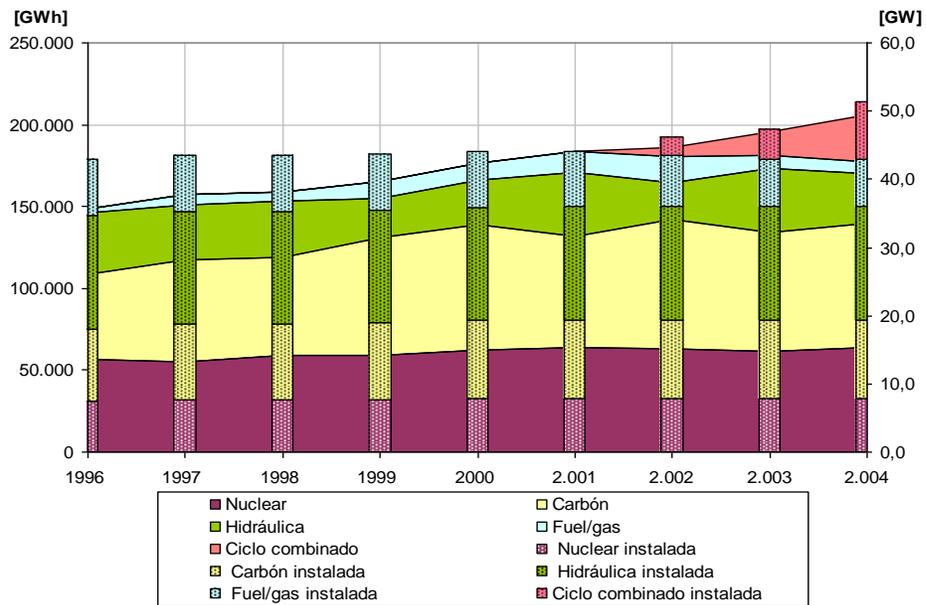


Fuente: Elaboración propia con datos de REE-MINECO

La potencia instalada en Régimen Ordinario es la sumatoria de las potencias nominales (datos de placa) de todas las unidades de generación que se ofertan en este régimen. En la Fig. 2 puede observarse que los valores discretos de esta serie, contabilizados al 31 de diciembre de cada año, presentan también una tendencia creciente en el tiempo; sin embargo, ha de resaltarse que entre 1998 y 2001 la potencia instalada en Régimen Ordinario creció muy poco.

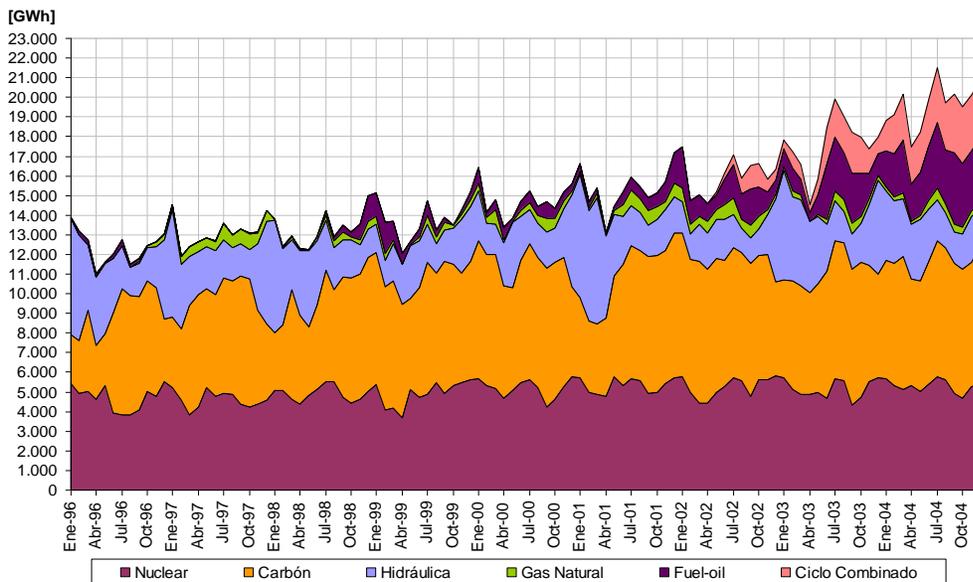
A partir de 2002, y hasta 2004, el aumento es evidente y está determinado por la instalación y entrada en servicio comercial de nuevas unidades de ciclos combinados, tal como puede observarse en la Fig. 3. En esta figura se presenta la tendencia del peso ponderado anual de cada valor, tanto de potencia instalada como de energía producida por cada tipo de tecnología, a lo largo del tiempo y entre categorías. Como se ha mencionado, a partir de 2002, el aporte de los ciclos combinados, tanto en capacidad instalada como en producción, marcan la pauta del cambio en el parque de generación español.

Figura 3-Producción de electricidad y capacidad instalada de Régimen Ordinario

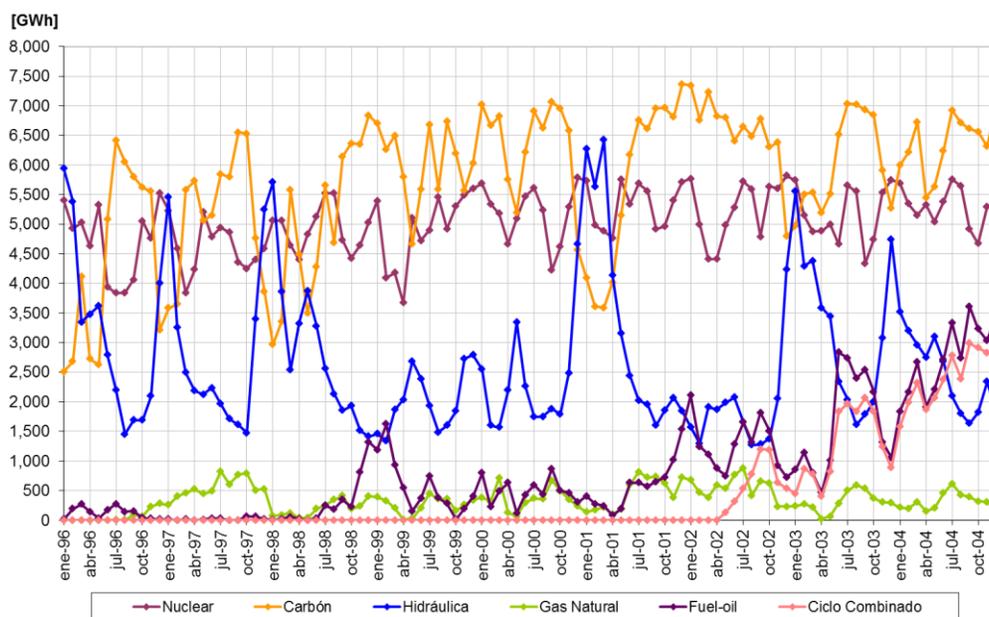


Fuente: Elaboración propia con datos de REE-MINECO

Figura 4 (a)-Aporte de las diferentes tecnologías a la producción en Régimen Ordinario.



Fuente: Elaboración propia con datos de REE-MINECO

Figura 4 (b) -Variación de la producción por tecnología en Régimen Ordinario.

Fuente: Elaboración propia con datos de REE-MINECO

A efectos de analizar mejor, en más detalle, los componentes fundamentales de las variaciones en la producción total de las unidades del Régimen Ordinario y sus posibles relaciones con las series de tiempo de la demanda eléctrica que se abastece, se utilizan las series de tiempo de la producción mensual de energía eléctrica de cada una de las tecnologías que conforman el parque de generación. En la Fig. 4, se grafican tales series en dos formas para mejor visualización, así: en (a) los aportes de la producción de las diferentes tecnologías a la producción total en Régimen Ordinario; en (b), la variación mensual de la producción de las diferentes tecnologías en Régimen Ordinario.

Las mismas series de datos mostradas en la Fig. 4 se someten a análisis de correlación entre ellas, con el fin de inferir comportamientos regulares en su producción y aportes al Régimen Ordinario del Mercado Diario Español. El coeficiente de correlación estadístico utilizado para el análisis, es el de Pearson, porque se utiliza para variables cuantitativas y es independiente de la escala de medida de dichas variables. El coeficiente de correlación de Pearson se define como un índice que mide la relación lineal entre dos variables aleatorias cuantitativas x e y de una población estadística.

Los resultados del análisis de correlación se muestran en la Tabla 1. Para su interpretación se siguen las siguientes pautas:

- El valor del índice de correlación varía en el intervalo $[-1,1]$
- Si $r = 1$, existe una *correlación positiva perfecta*. El índice indica una dependencia total entre las dos variables denominada *relación directa*: cuando una de ellas aumenta, la otra también lo hace en proporción constante.
- Si $0 < r < 1$, existe una *correlación positiva*.
- Si $r = 0$, no existe relación lineal. Pero esto no necesariamente implica que las variables son independientes; pueden existir relaciones no lineales entre las dos variables.
- Si $-1 < r < 0$, existe una *correlación negativa*.
- Si $r = -1$, existe una *correlación negativa perfecta*. El índice indica una dependencia total entre las dos variables llamada *relación inversa*: cuando una de ellas aumenta, la otra disminuye en proporción constante.

Tabla 1- Matriz de coeficientes de correlación (r) entre series temporales de la producción de energía eléctrica mediante diferentes tecnologías del Régimen Ordinario.

Series de tiempo por tecnología	Nuclear	Carbón	Hidráulica	Gas Natural	Fuel-oil	Ciclo Combinado
Nuclear	1,00	0,02	0,17	0,15	0,24	-0,17
Carbón	0,02	1,00	-0,79	0,58	0,52	0,49
Hidráulica	0,17	-0,79	1,00	-0,47	-0,28	-0,37
Gas Natural	0,15	0,58	-0,47	1,00	0,23	-0,05
Fuel-oil	0,24	0,52	-0,28	0,23	1,00	0,95
Ciclo Combinado	-0,17	0,49	-0,37	-0,05	0,95	1,00

En la Tabla 1 se resaltan con celdas sombreadas las correlaciones más fuertes, sean positivas o negativas: (1) existe una correlación negativa ($r = -0,79$) entre las series temporales de producción hidráulica y la de carbón; esto es, cuando el producible hidroeléctrico es bajo el mercado recurre a la mayor utilización de las centrales térmicas convencionales a carbón; (2) existe una correlación positiva ($r = 0,95$) entre la producción con fuel-oil y la de ciclos combinados, ello es entendible por su afinidad técnico-económica. También amerita destacar la baja correlación lineal entre la producción de electricidad en centrales nucleares y la producción con el resto de tecnologías (r no supera el valor de 0,24), lo cual obedece principalmente a las particularidades técnico-económicas de la tecnología nuclear de alta eficiencia para la producción continua (carga base).

Otros análisis de correlaciones fueron elaborados con fines de modelación de la oferta en el Mercado Diario Español; los resultados pueden verse en la Tabla 2. Se analizaron las correlaciones entre las series de tiempo de la demanda mensual global peninsular y la producción de electricidad mediante diferentes tecnologías del Régimen Ordinario, para el periodo comprendido entre enero de 1996 y diciembre de 2004, adecuadas de la siguiente manera:

- Utilizando el modelo de demanda eléctrica propuesto como parte de los requisitos de los apropiadores (parte interesada) al mercado eléctrico, se transforma la serie de tiempo de la demanda mensual global peninsular en una matriz cuyas filas indican el mes considerado y las columnas los valores de la demanda eléctrica (en GWh) para cada uno de los niveles considerados, de acuerdo al modelo de demanda. Para verificar varias alternativas de correlación estos niveles de demanda se reagrupan en diferentes combinaciones.
- A su vez, las series de tiempo de la producción mensual de electricidad mediante diferentes tecnologías del Régimen Ordinario se integran en una matriz cuyas filas son los meses considerados y las columnas la producción (en GWh) correspondiente a cada tecnología. De manera análoga que con la matriz de la demanda, se reagrupan las columnas en diferentes combinaciones para verificar varias alternativas de correlación.

En la Tabla 2 se resumen los resultados de este análisis de correlaciones entre la oferta y la demanda mensual en el Mercado Diario Español, se han eliminado aquellos cuyos coeficientes de correlación eran bajos. Se resalta en color la correlación positiva ($r = 0,94$) más fuerte; esta corresponde a la agrupación de la demanda en solo tres niveles que pueden llamarse de demanda valle, hombro y pico (o, también bajo nivel, nivel intermedio y alto nivel de la demanda eléctrica) en correlación positiva con tres grupos de tecnologías de producción de electricidad.

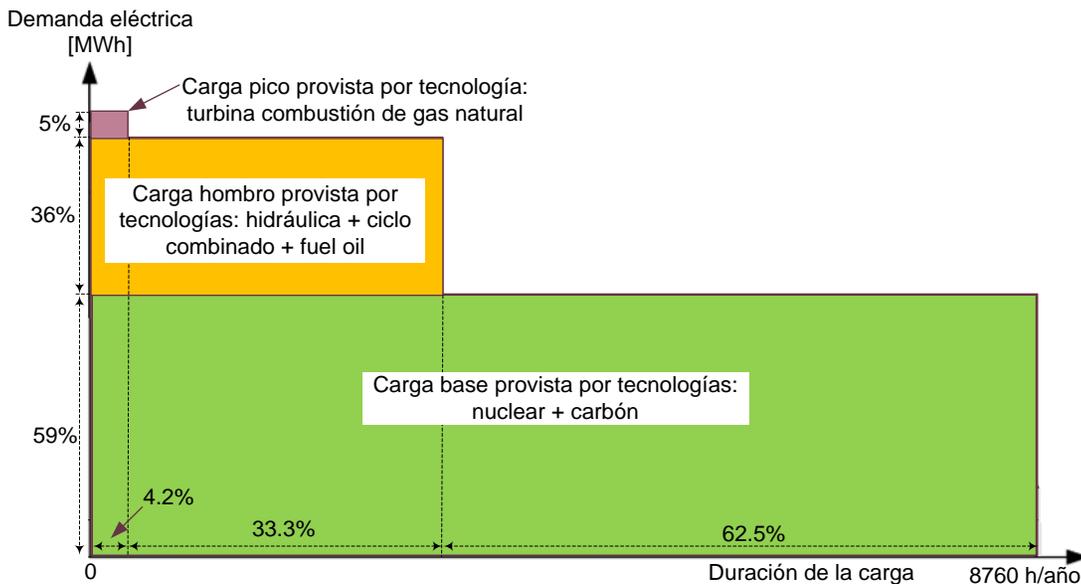
Tabla 2 –Análisis de correlación (r) entre las matrices de oferta y demanda.

Coefficiente de correlación (r) entre matrices de O-D	Niveles de demanda global peninsular	Coefficientes de discriminación niveles de demanda*	Agrupación de producción por tecnologías de Régimen Ordinario
0.728567444	Demanda Valle	0.18	Nuclear
	Demanda Semi-Valle	0.41	Carbón
	Demanda Semi-Pico	0.27	Hidráulica
	Demanda Pico	0.09	Fuel-oil+Ciclo Combinado
	Demanda Pico-Extremo	0.05	Gas Natural
0.590173207	Demanda Valle	0.18	Nuclear
	Demanda Semi-Valle	0.41	Carbón
	Demanda Semi-Pico	0.27	Fuel-oil+Ciclo Combinado
	Demanda Pico	0.09	Hidráulica
	Demanda Pico-Extremo	0.05	Gas Natural
0.637927901	Demanda Valle	0.18	Nuclear
	Demanda Semi-Valle	0.41	Carbón + Ciclo Combinado
	Demanda Semi-Pico	0.27	Hidráulica
	Demanda Pico + Pico-Extremo	0.14	Gas Natural + Fuel-oil
0.654794913	Demanda Valle + Semi-Valle	0.59	Nuclear + Ciclo Combinado
	Demanda Semi-Pico + Pico	0.36	Hidráulica + Carbón
	Demanda Pico-Extremo	0.05	Gas Natural + Fuel-oil
0.885759828	Demanda Valle + Semi-Valle	0.59	Nuclear + Carbón
	Demanda Semi-Pico + Pico	0.36	Hidráulica + Ciclo Combinado
	Demanda Pico-Extremo	0.05	Gas Natural + Fuel-oil
0.940356079	Demanda Valle + Semi-Valle	0.59	Nuclear + Carbón
	Demanda Semi-Pico + Pico	0.36	Hidráulica + Ciclo Combinado + Fuel-oil
	Demanda Pico-Extremo	0.05	Gas Natural

* de acuerdo al modelo de demanda propuesto, ver Anexo 7.

Los grupos de tecnologías son coherentes con las particularidades técnico económicas de cada una de ellas, su participación y la utilización operativa que generalmente tienen en los mercados competitivos. Esto reafirma que existe una fuerte correlación positiva ($r = 0.94$) entre cada uno de los grupos de tecnologías de acuerdo a los rangos de la cantidad de electricidad producida en base a sus regímenes técnico-operativos con los niveles del modelo de la demanda eléctrica agrupados en: demanda valle, demanda hombro y demanda pico, ver Fig. 5.

Figura 5–Esquema de la correlación entre grupos tecnológicos y niveles de la demanda eléctrica



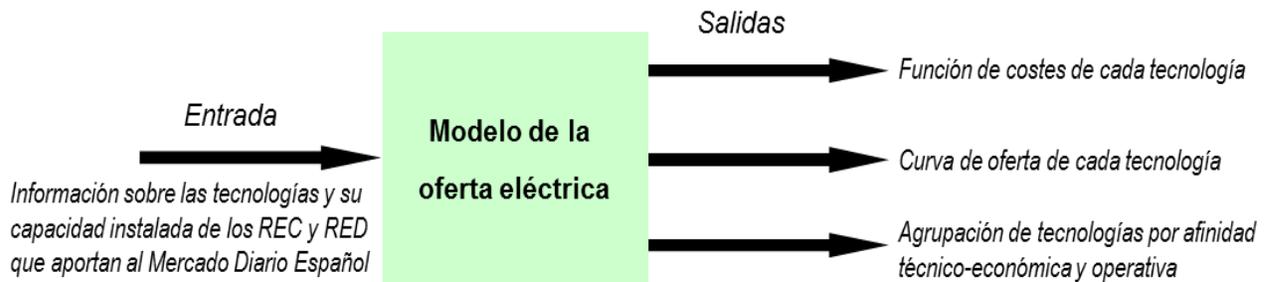
Adicionalmente, como las ofertas de los proveedores en el mercado están dadas por el par cantidad de electricidad producida – precio, se tomaron los resultados del análisis multivariante

respecto a la variable precio. Lo único por agregar es que no todas las ofertas al mercado son casadas; en general, el precio de las ofertas de energía eléctrica presenta un amplio espectro de valores, tanto por las diversas tecnologías que ofertan como por los costes de oportunidad que cada oferente estima de acuerdo al tiempo, espacio y circunstancias en que se han de dar los ofrecimientos para la venta de energía eléctrica al mercado. La variabilidad de los precios de oferta también obedece a que en mercados competitivos los precios de mercado se forman por las pujas entre oferta y demanda, de lo cual se desprenden dos hechos: (1) la oferta en el mercado es precio-aceptante y, (2) cada oferente “juega” con la cantidad a producir de acuerdo a la expectativa que tenga del posible precio del mercado.

En consecuencia, en cada oferta, la variable a la cual se le puede hacer una especie de “trazabilidad” es la de cantidad de electricidad producida que tiene en cuenta el proveedor para formar su oferta al mercado; el precio de oferta lo basa fundamentalmente en su coste marginal de producción, sus expectativas sobre el precio de mercado y, por supuesto, sobre los niveles de la demanda eléctrica a satisfacer.

En síntesis, el modelo de la oferta eléctrica en el Mercado Diario Español, puede también ser representado mediante un diagrama de Leontief de entrada-salida, como se muestra en la Fig. 6. Este modelo recoge como datos de *entrada* las características de las tecnologías de producción disponibles en el parque de generación y la capacidad instalada de cada una de ellas, que aportan al mercado para el abastecimiento de electricidad en Régimen Ordinario y se obtiene como *salida* la información de los grupos de tecnologías que pueden abastecer de manera más eficiente la demanda eléctrica de acuerdo al nivel de demanda, los factores de utilización y las particularidades técnico-económicas y operativas de los grupos de tecnologías de generación.

Figura 6. - Diagrama del modelo de la oferta eléctrica



ANEXO 8-1

Resultados estadísticos de la validación del proceso de la SAE

1. Estadística descriptiva de precios y cantidades casadas de los escenarios de validación del proceso de la SAE

ESCENARIO NUCLEAR +2,5- Precios

<i>PRECIO BASE-VALLE</i>		<i>PRECIO MED-HOMBRO</i>		<i>PRECIO PUNTA-PICO</i>	
Media	1,86609569	Media	2,10626954	Media	2,575717
Error típico	0,09863724	Error típico	0,04572639	Error típico	0,05892367
Mediana	1,18154	Mediana	2,188575	Mediana	2,90648
Moda	1,18154	Moda	1,807575	Moda	2,90648
Desviación estándar	0,79523888	Desviación estándar	0,36865798	Desviación estándar	0,47505779
Varianza de la muestra	0,63240488	Varianza de la muestra	0,1359087	Varianza de la muestra	0,22567991
Curtosis	-1,70383462	Curtosis	0,51293863	Curtosis	-1,2709279
Coeficiente de asimetría	0,46172328	Coeficiente de asimetría	1,2224844	Coeficiente de asimetría	-0,38678354
Rango	1,72494	Rango	1,098905	Rango	1,522365
Mínimo	1,18154	Mínimo	1,807575	Mínimo	1,807575
Máximo	2,90648	Máximo	2,90648	Máximo	3,32994
Suma	121,29622	Suma	136,90752	Suma	167,421605
Cuenta	65	Cuenta	65	Cuenta	65
Mayor (1)	2,90648	Mayor (1)	2,90648	Mayor (1)	3,32994
Menor(1)	1,18154	Menor(1)	1,807575	Menor(1)	1,807575
Nivel de confianza (95,0%)	0,19705054	Nivel de confianza(95,0%)	0,09134897	Nivel de confianza (95,0%)	0,11771356

Escenario DEM - 10% - Precios

<i>PRECIO BASE-VALLE</i>		<i>PRECIO MED-HOMBRO</i>		<i>PRECIO PUNTA-PICO</i>	
Media	1,93761677	Media	2,13039408	Media	2,58223177
Error típico	0,09846119	Error típico	0,04255116	Error típico	0,05984797
Mediana	1,807575	Mediana	2,188575	Mediana	2,90648
Moda	1,18154	Moda	2,188575	Moda	2,90648
Desviación estándar	0,79381952	Desviación estándar	0,34305838	Desviación estándar	0,48250977
Varianza de la muestra	0,63014944	Varianza de la muestra	0,11768905	Varianza de la muestra	0,23281568
Curtosis	-1,80613537	Curtosis	0,78677493	Curtosis	-1,26625878
Coefficiente de asimetría	0,29307523	Coefficiente de asimetría	1,15986274	Coefficiente de asimetría	-0,35455461
Rango	1,72494	Rango	1,098905	Rango	1,522365
Mínimo	1,18154	Mínimo	1,807575	Mínimo	1,807575
Máximo	2,90648	Máximo	2,90648	Máximo	3,32994
Suma	125,94509	Suma	138,475615	Suma	167,845065
Cuenta	65	Cuenta	65	Cuenta	65
Mayor (1)	2,90648	Mayor (1)	2,90648	Mayor (1)	3,32994
Menor(1)	1,18154	Menor(1)	1,807575	Menor(1)	1,807575
Nivel de confianza (95,0%)	0,19669885	Nivel de confianza (95,0%)	0,0850057	Nivel de confianza (95,0%)	0,11956007

Escenario de Referencia- Precios

<i>PRECIO BASE-VALLE</i>		<i>PRECIO MED-HOMBRO</i>		<i>PRECIO PUNTA-PICO</i>	
Media	2,37226062	Media	2,60489308	Media	2,96408546
Error típico	0,10169091	Error típico	0,05934223	Error típico	0,04803333
Mediana	2,90648	Mediana	2,90648	Mediana	2,90648
Moda	2,90648	Moda	2,90648	Moda	2,90648
Desviación estándar	0,81985835	Desviación estándar	0,47843235	Desviación estándar	0,38725712
Varianza de la muestra	0,67216772	Varianza de la muestra	0,22889751	Varianza de la muestra	0,14996808
Curtosis	-1,41050922	Curtosis	-1,22153159	Curtosis	0,76907621
Coeficiente de asimetría	-0,66209492	Coeficiente de asimetría	-0,4141063	Coeficiente de asimetría	-1,1269302
Rango	2,1484	Rango	1,522365	Rango	1,522365
Mínimo	1,18154	Mínimo	1,807575	Mínimo	1,807575
Máximo	3,32994	Máximo	3,32994	Máximo	3,32994
Suma	154,19694	Suma	169,31805	Suma	192,665555
Cuenta	65	Cuenta	65	Cuenta	65
Mayor (1)	3,32994	Mayor (1)	3,32994	Mayor (1)	3,32994
Menor(1)	1,18154	Menor(1)	1,807575	Menor(1)	1,807575
Nivel de confianza (95,0%)	0,20315095	Nivel de confianza (95,0%)	0,11854973	Nivel de confianza (95,0%)	0,09595761

Escenario NUCLEAR+2.5- Cantidades casadas

<i>CANTIDAD BASE-VALLE</i>		<i>CANTIDAD MED- HOMBRO</i>		<i>CANTIDAD PUNTA-PICO</i>	
Media	20,8819928	Media	22,5756631	Media	25,1494187
Error típico	0,21016191	Error típico	0,23963757	Error típico	0,24166065
Mediana	20,2268929	Mediana	21,9478524	Mediana	24,9401613
Moda	22,2045979	Moda	20,9503006	Moda	23,943246
Desviación estándar	1,69437949	Desviación estándar	1,93201985	Desviación estándar	1,94833041
Varianza de la muestra	2,87092184	Varianza de la muestra	3,73270069	Varianza de la muestra	3,79599138
Curtosis	-0,80767577	Curtosis	-0,55160033	Curtosis	-0,48578903
Coeficiente de asimetría	0,14187931	Coeficiente de asimetría	0,20697354	Coeficiente de asimetría	0,41235616
Rango	6,04275206	Rango	7,97928081	Rango	7,95491005
Mínimo	18,1725633	Mínimo	18,9549523	Mínimo	21,9476493
Máximo	24,2153153	Máximo	26,9342331	Máximo	29,9025594
Suma	1357,32953	Suma	1467,4181	Suma	1634,71222
Cuenta	65	Cuenta	65	Cuenta	65
Mayor (1)	24,2153153	Mayor (1)	26,9342331	Mayor (1)	29,9025594
Menor(1)	18,1725633	Menor(1)	18,9549523	Menor(1)	21,9476493
Nivel de confianza (95,0%)	0,41984668	Nivel de confianza (95,0%)	0,47873107	Nivel de confianza (95,0%)	0,48277263

Escenario DEM -10%- CANTIDADES CASADAS

<i>CANTIDAD BASE-VALLE</i>		<i>CANTIDAD MED- HOMBRO</i>		<i>CANTIDAD PUNTA-PICO</i>	
Media	18,8261753	Media	20,2444949	Media	22,5868482
Error típico	0,18154262	Error típico	0,21191131	Error típico	0,24054925
Mediana	18,2281978	Mediana	19,9507662	Mediana	21,9488703
Moda	20,2110876	Moda	18,9549523	Moda	20,9503403
Desviación estándar	1,46364342	Desviación estándar	1,7084836	Desviación estándar	1,93937009
Varianza de la muestra	2,14225206	Varianza de la muestra	2,91891621	Varianza de la muestra	3,76115633
Curtosis	-0,45319421	Curtosis	-0,40309123	Curtosis	-0,5579571
Coeficiente de asimetría	0,26402467	Coeficiente de asimetría	0,24838332	Coeficiente de asimetría	0,20528155
Rango	6,02641415	Rango	6,98196468	Rango	7,98200842
Mínimo	16,1719859	Mínimo	16,959604	Mínimo	18,9549882
Máximo	22,1984	Máximo	23,9415686	Máximo	26,9369966
Suma	1223,70139	Suma	1315,89217	Suma	1468,14513
Cuenta	65	Cuenta	65	Cuenta	65
Mayor (1)	22,1984	Mayor (1)	23,9415686	Mayor (1)	26,9369966
Menor(1)	16,1719859	Menor(1)	16,959604	Menor(1)	18,9549882
Nivel de confianza (95,0%)	0,36267308	Nivel de confianza (95,0%)	0,4233415	Nivel de confianza (95,0%)	0,48055237

Escenario de Referencia- CANTIDADES CASADAS					
CANTIDAD BASE-VALLE		CANTIDAD MED- HOMBRO		CANTIDAD PUNTA-PICO	
Media	20,8790368	Media	22,5756631	Media	25,1494187
Error típico	0,20979501	Error típico	0,23963757	Error típico	0,24166065
Mediana	20,2241146	Mediana	21,9478524	Mediana	24,9401613
Moda	22,2045979	Moda	20,9503006	Moda	23,943246
Desviación estándar	1,69142146	Desviación estándar	1,93201985	Desviación estándar	1,94833041
Varianza de la muestra	2,86090654	Varianza de la muestra	3,73270069	Varianza de la muestra	3,79599138
Curtosis	-0,81269643	Curtosis	-0,55160033	Curtosis	-0,48578903
Coeficiente de asimetría	0,14818883	Coeficiente de asimetría	0,20697354	Coeficiente de asimetría	0,41235616
Rango	5,98975757	Rango	7,97928081	Rango	7,95491005
Mínimo	18,1843182	Mínimo	18,9549523	Mínimo	21,9476493
Máximo	24,1740758	Máximo	26,9342331	Máximo	29,9025594
Suma	1357,13739	Suma	1467,4181	Suma	1634,71222
Cuenta	65	Cuenta	65	Cuenta	65
Mayor (1)	24,1740758	Mayor (1)	26,9342331	Mayor (1)	29,9025594
Menor(1)	18,1843182	Menor(1)	18,9549523	Menor(1)	21,9476493
Nivel de confianza (95,0%)	0,41911371	Nivel de confianza (95,0%)	0,47873107	Nivel de confianza (95,0%)	0,48277263

2. Histogramas de Resultados de Evaluación de la SAE bajo el escenario de referencia y con la expectativa exigente

