

Informe sobre el estado mundial de la industria nuclear 2009

Con particular énfasis en los temas económicos

The World Nuclear Industry Status Report 2009

With Particular Emphasis on Economic Issues

Por:

Mycle Schneider

Consultor Independiente, *Mycle Schneider Consulting*, París (Francia)
Coordinador del Projector

Steve Thomas

Profesor de Política Energética, Universidad de Greenwich
(Reino Unido)

Antony Froggatt

Consultor Independiente, Londres (Reino Unido)

Doug Koplow

Director de Earth Track, Cambridge (EE.UU.)

Modelaje y Diseño Gráfico Adicional

Julie Hazemann

Director de EnerWebWatch, París (Francia)

París, Agosto de 2009

Encargado por el
Ministerio Federal Alemán de Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad
de los Reactores (Contrato N° UM0901290)

Acerca de los autores:

Mycle Schneider, es consultor internacional independiente sobre política nuclear y energía. Residente en París, fundó la Agencia de Información de Energía WISE-París en 1983 y la dirigió hasta 2003. Desde 1997 ha proporcionado información y servicios de consultoría para el Ministro belga de Energía, los ministerios francés y alemán de Ambiente, la Agencia Internacional de Energía Atómica, *Greenpeace*, la Asociación Internacional de Médicos para la Prevención de la Guerra Nuclear, el Fondo Mundial para la Naturaleza, la Comisión Europea, el Panel de Evaluación Científico y de Opciones Tecnológicas del Parlamento Europeo y su Dirección General de Investigación, el Grupo de Investigación de Oxford, y el Instituto Francés para la Seguridad Nuclear y la Protección contra la Radiación. Desde 2004 está a cargo de la serie de conferencias "Estrategias para el Ambiente y la Energía", del Proyecto de Gestión Ambiental y el Programa de Ingeniería de la Energía de la Escuela de Minas de Nantes (Francia). En 1997, junto con Takagi Jinzaburo de Japón, recibió el *Right Livelihood Award*, también conocido como el "Premio Nóbel Alternativo".

Antony Froggatt trabaja como consultor europeo independiente sobre energía. Reside en Londres. Desde 1997 ha trabajado como investigador y escritor independiente sobre la política energética y nuclear de la UE [Unión Europea] y los estados vecinos. Ha tratado extensamente cuestiones energéticas de la UE para los gobiernos, la Comisión y el Parlamento europeos, organizaciones no gubernamentales ambientales, organismos comerciales y medios de comunicación. Ha presentado pruebas de sus investigaciones en audiencias en los parlamentos de Austria, Alemania y la UE. Es investigador *Senior* a tiempo parcial en el Instituto Real de Asuntos Internacionales - *Chatham House*, en Londres.

Antony Froggatt trabaja intensamente con grupos ecologistas de toda Europa, especialmente en temas de política energética y mercados, y ha ayudado a crear una red informativa sobre eficiencia energética. Es un ponente habitual en conferencias, debates universitarios y programas de formación en toda la región europea.

Antes de trabajar como *freelance* Antony Froggatt fue, durante nueve años, activista nuclear y trabajó como coordinador para *Greenpeace International*.

Steve Thomas es profesor de política energética en la Unidad de Investigación Internacional de Servicios Públicos (PSIRU), Universidad de Greenwich, donde ha sido investigador *Senior* desde 2001. Licenciado (con honores) en Ciencias Químicas por la Universidad de Bristol, ha trabajado en el análisis de la política energética desde 1976. Sus principales intereses de investigación son la reforma de las industrias energéticas, la economía y la política en relación a la energía nuclear, y las políticas corporativas de las empresas de la industria energética. Sus clientes más recientes incluyen Servicios Públicos Internacionales, la Federación Europea de Sindicatos de Servicios Públicos, el Centro de Educación para Políticas de No Proliferación (EE.UU.), *Energywatch* (Reino Unido) y *Greenpeace International*.

Doug Koplow fundó *Earth Track* en 1999 para integrar más eficazmente la información sobre subsidios a la energía. Durante los últimos 20 años, Koplow ha escrito extensamente sobre subvenciones a recursos naturales para organizaciones como la Iniciativa de Subsidios Globales, la Comisión Nacional de Política Energética, la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos, el Programa para el Medio Ambiente de las Naciones Unidas (PNUMA), *Greenpeace*, la Alianza para el Ahorro de Energía, y la Agencia de Protección Ambiental de los EE.UU. Ha analizado numerosos programas de gobierno y aportado importantes desarrollos en técnicas de valoración de subvenciones.

Doug Koplow posee un MBA de la Escuela de Graduados en Administración de Empresas de Harvard, y una Licenciatura en Economía por la Universidad de Wesleyan.

Contactos:

Mycle Schneider	Teléfono: +33-1-69 83 23 79	Email: mycle@orange.fr
Antony Froggatt	Teléfono: +44-20-79 23 04 12	Email: a.froggatt@btinternet.com
Steve Thomas	Teléfono: +44-208 331 9056	Email: stephen.thomas@greenwich.ac.uk
Doug Koplow	Teléfono: +1-617-661 4700	Email: dkoplow@earthtrack.net

Contenido

Resumen y Conclusiones	5
I. Introducción	8
II.1. Descripción de la Operación, Generación de Energía, Distribución por edad.....	9
II.2. Escenarios de Expansión Internacional Nuclear.....	13
II.3. Revisión actual de las nuevas construcciones	16
II.4. Revisión del potencial de países recién llegados	25
II.5. Situación y Tendencias de las capacidades de fabricación nuclear.....	33
II.6. Situación y Tendencias en temas de Competencia Nuclear.....	36
III. Análisis Económico.....	47
III.1. Introducción.....	47
III.1.1. Los problemas de calcular y comparar los costes nucleares.....	49
III.1.2. Generación III + plantas.....	51
III.2. Los determinantes de la Economía de las Nucleares.....	52
III.3. Costes fijos.....	53
III.3.1. Costes de Construcción.....	53
III.3.2. Los costes de funcionamiento.....	73
III.3.3. Los costes de clausura.....	76
III.3.4. Tiempo de vida.....	76
III.4. Implicaciones para reactores actuales y futuros.....	77
III.4.1. Reactores existentes.....	78
III.4.2. Reactores en construcción.....	79
III.4.3. Reactores en los que la construcción se ha detenido.....	79
III.4.4. Encargos futuros.....	80
III.5. Cuestiones de responsabilidad nuclear.....	81
III.6. El tema de los subsidios.....	85
III.6.1. Información general de las subvenciones a la energía nuclear.....	85
III.6.2. Las formas comunes de apoyo en todo el mundo.....	86
III.6.3. Las subvenciones a los reactores existentes en los EE.UU.....	92
III.6.4. Las subvenciones a las centrales nucleares del Reino Unido.....	97
III.6.5. El futuro.....	106
IV. Desglose por Región y País.....	107
IV.1. África.....	107
IV.2. Las Américas.....	108
IV.3. Asia.....	113
IV.4. Europa.....	118
IV.4.1. Energía nuclear en Europa Occidental.....	119
IV.4.2. Energía nuclear en Europa Central y Oriental.....	108
IV.5. Rusia y la antigua Unión Soviética.....	130
Anexo 1: Situación de la energía nuclear en el mundo (1 de agosto 2009).....	137
Anexo 2: Reactores nucleares en el mundo "en construcción" (1 de agosto 2009)	138
Anexo 3: Potencial de países nucleares recién llegados, reactores de investigación y tamaño de red	140
Anexo 4: Calendario de Eventos en Olkiluoto3.....	141

Nota de los autores sobre la versión en Inglés:

Los autores desean dar las gracias a Amory B. Lovins, presidente del Instituto Rocky Mountain, EE.UU., por sus muy útiles comentarios sobre una versión preliminar del informe. Gracias también a María B. Davis por su cuidadosa revisión. Sin embargo, la responsabilidad de cualquier error queda para los autores.

El coordinador del proyecto desea expresar su sincero agradecimiento a sus colaboradores por sus valiosas contribuciones y su pensamiento creativo. El informe representa el punto de vista y la opinión del contratista, y no necesariamente reflejan la opinión del ordenante (Ministerio Federal Alemán del Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad de los Reactores)

Paris (Francia), 2009.

Sobre la versión en Castellano:

La traducción al Castellano del original "The World Nuclear Industry Status Report 2009 With Particular Emphasis on Economic Issues" estuvo a cargo de **Miguel Muñiz** y fue realizada en octubre de 2010. Miguel Muñiz es activista voluntario en temas de ecología social. Mantiene y renueva periódicamente la página Web "Tanquem les Nuclears-100% Renovables" (<http://www.tanquemlesnuclears.org/>)- Email: tlm-nce@pangea.org

El Informe sobre el estado mundial de la industria nuclear 2009 desarrolla las posibilidades que aparecían en el Informe del año 2007 sobre el estado de la industria nuclear en el mundo por lo que incrementa su extensión (119 páginas frente a 37). De ahí también la aparición de redundancias, tanto respecto al informe anterior como internas, que las lectoras y lectores irán descubriendo a medida que avancen, por ejemplo, en el apartado IV.

La revisión técnica de la traducción al Castellano estuvo a cargo de **Raúl A. Montenegro**, Profesor Titular de Biología Evolutiva en la Universidad Nacional de Córdoba (Argentina) y presidente de la Fundación para la defensa del ambiente.

La evolución de algunos de los casos expuestos en este Informe, a solo un año de su publicación, puede resultar de interés. Por ello se realizan apuntes complementarios en notas a pie de página que aparecen sin numeración y bajo la denominación genérica NdT (Nota del Traductor: Miguel Muñiz) o bien NdR (Nota del Revisor: Raúl A. Montenegro).

Cualquier error que se descubra es responsabilidad del traductor y del revisor. Se agradecerá que se señale con un correo electrónico para su corrección en el plazo más breve posible. Enviarlos simultáneamente a las siguientes direcciones:

Email: tlm-nce@pangea.org (Miguel Muñiz)

Email: raulmontenegro@funam.org.ar (Raúl A. Montenegro)

Email: mycle@orange.fr (Mykle Schneider)

Barcelona (España), octubre de 2010
Córdoba (Argentina), diciembre de 2010
Paris (Francia), diciembre de 2010

Resumen Ejecutivo y Conclusiones

El futuro de la industria nuclear está sujeto a gran número de informaciones de prensa, proyectos de estudios, reuniones de expertos y debates políticos. Una gran parte de los datos publicados se basan más en la especulación que en un análisis en profundidad de la historia industrial, su estado de funcionamiento y las tendencias actuales de la energía nuclear.

El **Informe sobre el estado mundial de la industria nuclear 2009** provee al lector con los hechos básicos, cuantitativos y cualitativos, sobre las centrales nucleares en servicio, en construcción, y en fase de planificación en todo el mundo. Una descripción detallada evalúa los resultados económicos del pasado, y de los actuales proyectos nucleares.

El 1 de agosto del 2009 existían 435 reactores nucleares funcionando en el mundo, nueve menos que en el año 2002. Existen 52 unidades clasificadas por el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA)^{NdR} como "en construcción". En el punto máximo de la fase de crecimiento de la industria nuclear, en 1979, eran 233 los reactores que se estaban construyendo al mismo tiempo. Incluso a finales de 1987, aún existían 120 reactores en proceso de construcción. Han cambiado muchas cosas. Por primera vez, desde que se inició el uso comercial de la energía nuclear a mediados de la década de 1950, ninguna nueva central nuclear fue conectada a la red en 2008. De hecho, no se ha informado de ninguna puesta en marcha en los últimos dos años, desde que Cernavoda-2 fue conectada a la red el 7 de agosto de 2007, después de 24 años de construcción.

En 1989 funcionaban un total de 177 reactores nucleares en lo que ahora son los estados miembros de la UE-27 pero, el 1 de agosto del 2009, sólo estaban en funcionamiento 144 unidades. Hoy en día el total de reactores operativos en todo el mundo representan 370.000 megavatios (370 GW), unas 1.600 MW¹ menos que hace un año.

En el 2007 las centrales nucleares generaron aproximadamente 2.600 TWh² y proporcionaron el 14% de la electricidad mundial. Después de una caída sin precedentes del 2% en la generación de electricidad en el año 2007, la generación de las centrales nucleares perdió otro medio punto porcentual en 2008. Actualmente la energía nuclear proporciona en el mundo el 5,5% de la producción de energía comercial primaria, y alrededor del 2% de la energía final, y ha mostrado una tendencia a la baja desde hace varios años.

Veintisiete de los 31 países en que operan plantas de energía nuclear han mantenido (23 casos) o reducido (4 casos) su proporción de energía nuclear en el mix energético de 2008 con respecto al de 2007. Cuatro países (República Checa, Lituania, Rumania, Eslovaquia) aumentaron su proporción.

El período medio de explotación de las centrales de energía nuclear en el mundo es de 25 años. Algunas instalaciones nucleares prevén incrementar el funcionamiento del reactor a 40 años, o más. Teniendo en cuenta el hecho de que el período medio de las 123 unidades que ya se han cerrado era de unos 22 años, la duplicación del tiempo de funcionamiento útil parece un tanto optimista. Sin embargo, hemos asumido un tiempo medio útil de 40 años para todos los reactores que están funcionando, o en construcción, al realizar nuestros cálculos sobre cuántas plantas se cerrarán año tras año. Este ejercicio permite evaluar el número mínimo de plantas que tendrían que entrar en funcionamiento en las próximas décadas para mantener el total actual de plantas en operación.

^{NdR} El acrónimo en Castellano de la International Atomic Energy Agency, IAEA, es OIEA, donde se reemplaza "Agency" por "Organismo".

¹ El equivalente de un reactor EPR (European Pressurized water Reactor), como en construcción en Finlandia y Francia.

² Teravatios hora, o mil millones de kWh.

Además de las 52 unidades actualmente en construcción³, 42 reactores (es decir, unos 16.000 MW de potencia)⁴ deberían ser planificados, construidos y puestos en marcha en 2015 –a un ritmo de uno cada mes y medio– y otras 192 unidades adicionales (unos 170.000 MW de potencia más) lo deberían hacer en el siguiente periodo de 10 años, a un ritmo de uno cada 19 días.

En un nuevo "Escenario PLEX⁵" hemos analizado la situación teniendo en cuenta no sólo la puesta en marcha de todas las unidades actualmente en construcción, sino también la renovación de la licencia, a partir de agosto del 2009, de 54 reactores en EE.UU. y de algunos otros reactores⁶ en el mundo. Incluso con las renovaciones de licencia, el número de unidades en funcionamiento nunca volvería a alcanzar el máximo histórico de 444 en 2002. Para el 2015 el número de unidades que funcionarán en el mundo se reduciría en 10 respecto a la cantidad actual, aunque la capacidad instalada se incrementaría en 9.600 MW. En la década siguiente, aún se deberán sustituir un total de 174 reactores más, o una potencia aproximada de 152.000 MW, para mantener el equilibrio del actual parque nuclear mundial.

Incluso si Finlandia y Francia construyen, cada una, un reactor o dos; China alarga sus 20 plantas un período adicional, y Japón, Corea, o Europa del Este, agregan unas pocas unidades, la tendencia general mundial es a la baja durante las próximas dos décadas. Con periodos de entrega muy largos, de 10 años y más, será prácticamente imposible mantener, y mucho menos aumentar, el número de centrales nucleares en funcionamiento en los próximos 20 años. La única excepción a este resultado sería que el tiempo de funcionamiento de los actuales reactores se incrementase más allá de los 40 años **de promedio**, pero actualmente no hay base para tal suposición.

Para la práctica totalidad de los países recién llegados al potencial nuclear, sigue siendo poco probable que los programas de energía de fisión se puedan implementar a corto plazo, dentro de los condicionantes técnicos, políticos y económicos del actual marco. Ninguno de los nuevos países que podrían tener centrales tiene reglamentación adecuada, un regulador independiente, capacidad de mantenimiento interno, y mano de obra experta a nivel local para hacer funcionar una planta nuclear. El proceso para construir el marco regulador necesario en los países que están empezando desde cero puede durar, al menos, 15 años.

Por otra parte, solo unos pocos de esos países tienen capacidad de red suficiente para absorber la producción de una gran planta nuclear, una limitación que a menudo se pasa por alto. Esto significaría que el desafío económico que supone la financiación de una planta nuclear estaría incrementado por las grandes inversiones auxiliares necesarias en la red de distribución.

Los países con una red de calidad adecuada, que podría soportar una planta nuclear, se encontrarán a corto y medio plazo con otra serie de obstáculos importantes. Algunos de estos obstáculos incluyen un gobierno hostil o pasivo (Australia, Noruega, Malasia, Tailandia); una opinión pública generalmente hostil (Italia, Turquía); las preocupaciones internacionales de no proliferación (Egipto, Israel); mayores problemas económicos (Polonia); un medio ambiente hostil, debido a los riesgos de terremotos y actividad volcánica (Indonesia), y la falta de toda la infraestructura necesaria (Venezuela). Muchos países se enfrentan simultáneamente a varios de estos obstáculos.

³ En contraste con los escenarios anteriores, hemos considerado que todas las unidades que figuran actualmente por el OIEA como "en construcción" se conectarán a la red para el año 2016.

⁴ Unidades actualmente en construcción en un rango de 32 MW a 1600 MW, con una media de 880 MW, aproximadamente, la misma que la capacidad promedio de las unidades en funcionamiento de 855 MW. Si bien parece imposible mantener el número de reactores nucleares en operación bajo estas condiciones hasta el año 2015, dieciséis unidades adicionales de 1000 MW serían suficientes para mantener la capacidad nominal instalada. Todas estas unidades tendrían que empezar su construcción durante el próximo año, y estar acabadas en tiempos de construcción óptimos. Esto parece poco probable teniendo en cuenta la experiencia pasada, pero no es imposible.

⁵ *Plant Life Extension*, Extensión de Vida de las Plantas en Castellano.

⁶ Incremento de las autorizaciones de extensión de funcionamiento en los Países Bajos, España y Reino Unido.

La falta de mano de obra calificada y la pérdida masiva de competencia son, probablemente, los desafíos más difíciles de superar para los defensores de la expansión nuclear. Incluso Francia, el país que, acaso, posee la mayor fortaleza de base en competencia nuclear civil, está amenazado por una grave escasez de trabajadores cualificados. La demografía es una causa importante: un gran número de "*Baby-boomers*" se aproximan a la jubilación en 2015, alrededor del 40% del personal de la compañía nuclear más grande del mundo: EDF. En la actualidad, existen un máximo de 300 personas graduadas universitariamente en temas nucleares disponibles para cubrir entre 1.200 y 1.500 posibles puestos de trabajo. Una dificultad adicional se deriva del hecho de que el número de graduados nucleares no se corresponde en absoluto con la disponibilidad de nuevos reclutas para la industria nuclear. En los EE.UU., por ejemplo, sólo se prevé que una cuarta parte de los graduados nucleares previstos en 2008, aproximadamente, trabajen efectivamente en la industria o en una empresa nuclear. Muchos prefieren continuar sus estudios, o unirse a las fuerzas armadas, o a otro tipo de sectores empresariales y del gobierno.

La situación es similar, o peor, en la mayoría de los restantes países nucleares.

Aparecen, al menos a corto plazo, graves problemas de fabricación en forma de "cuellos de botella" que obstaculizan a nivel práctico la reactivación nuclear (sólo una instalación en el mundo, Japan Steel Works, puede producir las grandes piezas forjadas para la vasija de presión del reactor).

Este informe abarca, además de los temas de las ediciones anteriores, un análisis económico del pasado, presente, y probable futuro de los proyectos nucleares. Mientras que muchas industrias con experiencia disminuyen costes, al moverse fuera de su curva de aprendizaje tecnológico, la industria nuclear sigue haciendo frente a costes cada vez mayores, en la construcción actual y en las futuras estimaciones de gastos. En mayo de 2009, los costes de las inversiones nucleares, según estimación actualizada del Massachusetts Institute of Technology (MIT), simplemente duplicaron la estimación anterior, pasando de 2.000 a 4.000 dólares de coste realizado (excluida la financiación) por kilovatio instalado.

De hecho la realidad ya supera las proyecciones. El proyecto del EPR en Olkiluoto, el buque insignia de Finlandia, gestionado por la mayor constructora nuclear en el mundo, AREVA NP, se ha convertido en un fracaso financiero. El proyecto lleva más de tres años de retraso, y ha rebasado por lo menos en un 55% el presupuesto original, alcanzando una estimación del costo total de 5.000 millones de euros (7.000 millones de dólares) o aproximadamente entre 3.100 euros (4.400 dólares) por kilovatio instalado.

Hay muchas vías por las que los estados han organizado, o tolerado, las subvenciones a la energía nuclear. Se trata de recursos comunes en muchos países. Van desde préstamos directos del gobierno, a garantías de financiación pública para investigación y desarrollo (I + D). También la propiedad directa, la subvención de la cadena de instalaciones del combustible nuclear, la financiación desde el gobierno de la clausura de instalaciones nucleares y la gestión de sus residuos, la generosa responsabilidad limitada para los casos de accidente, y la transferencia de los costes de capital a los contribuyentes a través de normas especiales de transición a la competencia.

La actual crisis económica internacional está agravando muchos de los problemas a los que se enfrentan los defensores de la opción nuclear. En este momento no existe aún ninguna señal obvia de que la industria nuclear internacional pueda cambiar lo que es un declive, empíricamente evidente, por un futuro prometedor.

I. Introducción

El futuro de la industria nuclear mundial está sujeto a la especulación en los medios, los anuncios de la propia industria y el debate político. Sin embargo parece existir una brecha creciente entre las tendencias actuales de la realidad industrial, y la percepción generalizada de una especie de "renacimiento nuclear". En septiembre de 2008, la Organización Internacional de Energía Atómica (OIEA) emitió un comunicado que ilustra perfectamente este punto: "La OIEA revisó al alza sus proyecciones de potencia de generación nuclear en 2030, mientras que, al mismo tiempo, informó que la cuota nuclear de generación de electricidad en el total mundial cayó otro punto porcentual en 2007, quedando en el 14%." Mientras la presentación de la OIEA para el 2008 aún no está disponible, es evidente que la importancia relativa de la energía nuclear en el balance energético mundial ha seguido disminuyendo^{NdT}.

¿Esto son solo tendencias a corto plazo en lugar de cambios estructurales? ¿Cuáles son las proyecciones para el papel de la energía nuclear en el conjunto de la energía mundial y como son de realistas? Nuevas unidades se están construyendo ya, pero ¿serán entregadas a tiempo y ajustadas a su presupuesto? ¿Habrá suficientes para sustituir al antiguo parque de reactores? Estas son las preguntas que **Informe sobre el estado mundial de la industria nuclear 2009** ha analizado en años anteriores⁷, y que analiza en su versión actual.

Además, el Ministerio Federal Alemán de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear (BMU) ha pedido que el análisis del 2009 incluya también un enfoque especial sobre las cuestiones económicas. Como las raíces de la actual crisis económica internacional están vinculadas a la falta de transparencia, y a estructuras de incentivos deficientes en los mercados de crédito, es imprescindible, para comprender adecuadamente la competitividad de una tecnología como la nuclear, que requiere elevadas inversiones de capital y finanzas y que genera igualmente elevados riesgos, una descripción general a nivel mundial.

II. Panorama general a nivel mundial

Un renacimiento de la energía nuclear? Tal vez no.

Fortune Magazine, 22 de abril 2009⁸

En junio de 2008 la OIEA anunció que la producción mundial de electricidad nuclear se había reducido en un 2% en 2007, más que en cualquier otro año desde que el primer reactor de fisión fue conectado a la red soviética en 1954. La región de la UE sufrió un descenso aún mayor, del 6%. La caída, de casi 60 TWh, corresponde aproximadamente a la generación media anual de diez reactores, o a más de las dos terceras partes de lo que generan individualmente los países en que operan las plantas atómicas. Entre los factores que han tenido mayor influencia cabe mencionar desde las siete unidades de Kashiwasaki, en Japón, que han permanecido cerradas desde que un fuerte terremoto sacudió la región en julio de 2007 hasta los seis reactores alemanes que estuvieron desconectados de la red de forma simultánea para realizar reparaciones importantes; pasando por

^{NdT}. El informe "Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2030" Edición de agosto del 2009, de la OIEA, indica (página 13) que la cuota permaneció en el 14% durante el año 2008. Ver :

http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/RDS1-29_web.pdf

⁷ Mycle Schneider, "El Mundo de la Industria Nuclear Informe de situación 2008", Boletín de Científicos Atómicos, Noviembre-diciembre de 2008, <http://www.thebulletin.org/web-edition/reports/2008-world-nuclear-industrystatus>.

Mycle Schneider con Antony Froggatt, "El Mundo de la Industria Nuclear. Informe de situación 2007", encargado por Los Verdes/ALE en el Parlamento Europeo, Bruselas-París-Londres, enero de 2008, Versión en francés, febrero de 2008: italiano y español Versiones de abril de 2008, <http://www.greensefa.org/cms/topics/rubrik/6/6659.energy@en.htm> . Las versiones anteriores fueron lanzadas en 2004 por el Grupo Verdes/ALE en el Parlamento Europeo y en 1992 conjuntamente por el World Watch Institute, Washington, Greenpeace International y WISE París.

⁸ Véase <http://money.cnn.com/2009/04/22/technology/nuclear.fortune/index.htm> .

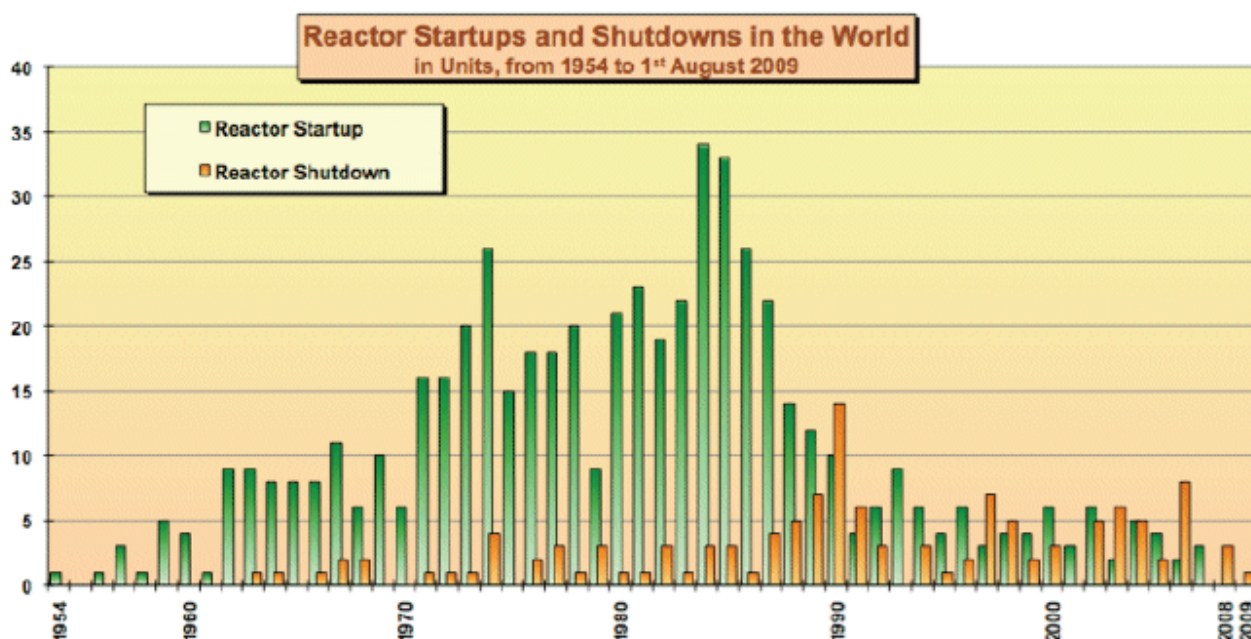
los numerosos reactores franceses que tuvieron que someterse a inspecciones y mantenimiento después de que un problema genérico fuese identificado en los generadores de vapor. Se espera que este último asunto signifique entre el 2-3% del promedio de factor de carga del parque nuclear francés en 2008 y 2009. La generación nuclear mundial no se recuperó en 2008, y perdió otro medio punto porcentual en relación al nivel de 2007.

A pesar de los "seis grandes" generadores nucleares: los EE.UU., Francia, Japón, Alemania, Rusia y Corea del Sur, que generaron alrededor de dos tercios de la electricidad nuclear del mundo en 2007 y 2008, la cantidad total generada se redujo a tres cuartas partes respecto a años anteriores.

II.1. Descripción de Estados Operativos, Generación de Energía, Distribución por edad

Han existido dos grandes oleadas de conexiones de centrales a la red desde el inicio de la era nuclear comercial a mediados de la década de 1950 (véase gráfico 1). La primera oleada alcanzó su punto máximo en 1974, con 26 reactores puestos en funcionamiento. La segunda alcanzó el récord histórico en 1984 y 1985, los años anteriores al accidente de Chernobyl de 1986, con 33 conexiones anuales a la red. A finales de la década de 1980 el incremento neto ininterrumpido de unidades operativas había cesado, y en 1990, por primera vez, el número de paradas de reactores superó el número de arranques.

Gráfico 1: Conexiones y cierres de Reactores Nucleares a la Red Eléctrica (en unidades, desde 1954 hasta el 1 de agosto de 2009)

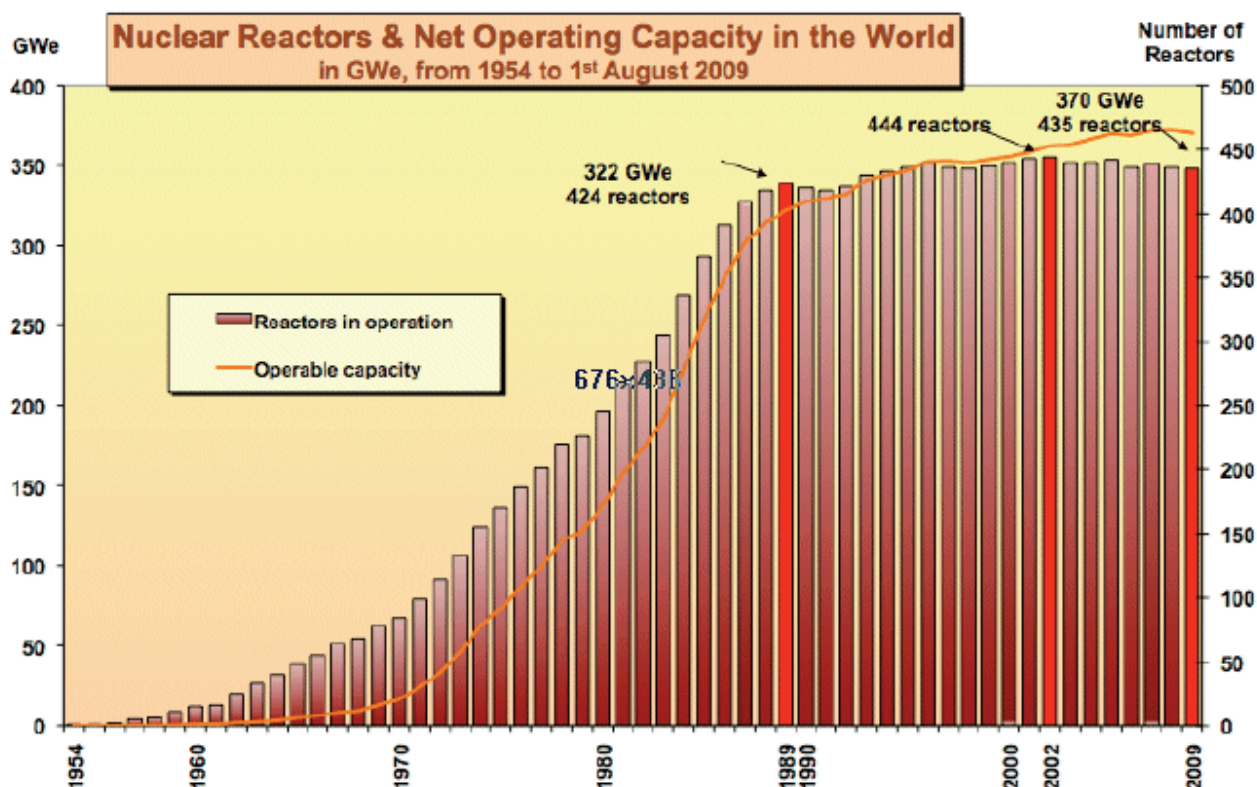


© Mycle Schneider Consulting

Fuente: IAEA –PRIS, MSC⁹, 2009.

⁹ The IAEA Database PRIS (Power Reactor Information System): <http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html>

Gráfico 2: El parque mundial de reactores nucleares (reactores nucleares y capacidad neta funcionando en el mundo)



© Mycle Schneider Consulting

Fuente: IAEA –PRIS, MSC, 2009.

El 1 de agosto de 2009 había un total de 435 reactores nucleares funcionando en 31 países (nueve menos que en 2002), con una capacidad total de 370 Gigavatios (1 Gigavatio = mil megavatios) (véase el Gráfico 3 y Anexo 1 para más detalles). El año 2008 fue el primero en la historia de la energía nuclear comercial en que no se conectó ninguna nueva central a la red.¹⁰ El máximo histórico de 294 reactores en funcionamiento en Europa Occidental y América del Norte se alcanzó en 1989. De hecho, el declive de la industria nuclear “estabilizada”, que ha pasado desapercibido para el público, se inició hace muchos años.

La OIEA está obligada a publicar los datos que le facilitan los Estados miembros, y esto a veces puede generar anomalías de los propios datos. Hace algunos años, la Agencia creó una nueva categoría de reactor denominada “apagado a largo plazo”, que añadió a la caracterización ya existente de “en explotación” y “en construcción”. Sin embargo, un reactor puede aparecer en la categoría de “en funcionamiento”, sin necesariamente generar electricidad, y su cierre a largo plazo puede ser muy remoto. Esto da lugar a una serie de graves problemas estadísticos que se pueden ilustrar con algunos casos del año 2008:

- Cinco unidades estaban oficialmente clasificadas como en “parada de larga duración”, cuatro de

¹⁰ Con la excepción del año 1955, en que no hay ninguna unidad en marcha después de que en 1954 el primer reactor a pequeña escala (5 MW) fuese conectado en la URSS. Hasta el 2005 la OIEA comenzaba la serie de datos en 1956.

ellas en Canadá, y una en Japón. Las canadienses no han generado electricidad desde 1995 (Bruce-1) y 1997 (Bruce-2, y Pickering-2 y 3), respectivamente. Asimismo el reactor reproductor rápido japonés, Monju, permanece cerrado desde 1995 a causa de un incendio y fugas de sodio^{NdT}.

- Al menos 17 unidades, que fueron clasificadas por la OIEA como "en funcionamiento", no generaron electricidad en 2008. De estas, diez se encuentran en Japón, cuatro en la India, dos en Alemania y una en el Reino Unido. Trece reactores han estado fuera de servicio durante más de un año; uno, durante más de dos años; dos, durante más de cuatro años, y uno no ha generado electricidad desde 2001 (ver Tabla 1). De hecho, Chubu Electric, operadora de dos reactores en Hamaoka, Japón, anunció oficialmente, el 22 de diciembre de 2008, su decisión de finalizar su funcionamiento, "ya que no sería económicamente rentable reiniciarlos."¹¹

La capacidad instalada se incrementó ligeramente en años anteriores. Ello ocurrió principalmente a través de modificaciones técnicas de las plantas existentes, un proceso conocido como "incremento de potencia". Según la Asociación Nuclear Mundial (WNA), en los EE.UU. la Comisión Reguladora Nuclear (NRC) ha aprobado 124 "incrementos de potencia" desde 1977, de los cuales unos cuantos eran "incrementos de potencia extensos", de hasta un 20%. Como resultado, 5,6 Gigavatios adicionales se añadieron, solo por eso, a la capacidad nuclear de los EE.UU.¹²

Tabla 1: Reactores "en funcionamiento" que *no* generaron energía en 2008

Country	Station Name	Production
Germany	Brunsbüttel (KKB)	no production in 2008
	Krömmel (KKK)	no production in 2008
	2	
India	Narora-2	no production in 2008
	Rajasthan-1	no production after 2004
	Rajasthan-2	no production in 2008
	Rajasthan-3	no production in 2008
	4	
Japan	Hamaoka-1	no production after 2001
	Hamaoka-2	no production after 2004
	Kashiwazaki Kariwa-1	no production after earthquake in July 2007
	Kashiwazaki Kariwa -2	no production after earthquake in July 2007
	Kashiwazaki Kariwa -3	no production after earthquake in July 2007
	Kashiwazaki Kariwa -4	no production after earthquake in July 2007
	Kashiwazaki Kariwa -5	no production after earthquake in July 2007
	Kashiwazaki Kariwa -6	no production after earthquake in July 2007
	Kashiwazaki Kariwa -7	no production after earthquake in July 2007
	Shika-1	no production in 2008
	10	
UK	Oldbury-A	no production after 2006
	1	
Total	17	

© Mycle Schneider Consulting Source: Nucleonics Week, 12 Feb 2009, IAEA-PRIS 2009

Una tendencia similar, de "incrementos de potencia" y alargamientos del tiempo de funcionamiento de los actuales reactores, se puede observar en Europa. Un cierto número de países como Bélgica, Alemania y Suiza han aplicado extensos "incrementos de potencia". Francia tiene previsto un

^{NdT}. Japón inició las operaciones para poner el Monju nuevamente en funcionamiento en mayo del 2010, con la esperanza de que funcione en la primavera de 2013. Ver: <http://news.bbc.co.uk/2/hi/8664005.stm>

¹¹ Chubu Electric, Comunicado de Prensa, 22 de diciembre de 2008. Sin embargo, las estadísticas de la OIEA tienen en cuenta la decisión únicamente a finales de enero de 2009.

¹² WNA, "Plans for new reactors worldwide", marzo de 2009, <http://www.world-nuclear.org/info/inf17.html>

importante programa de aumento de capacidad entre 2008 y 2015, que debería incrementarla entre un 3% (en cinco unidades de 900 MW) y un 7% (en veinte unidades de 1.300 MW). Programas similares se están llevando a cabo en Finlandia, España y Suecia. La capacidad nominal de Oskarshamn-3 en Suecia, por ejemplo, se reforzará en un 21%, llegando a los 1.450 MW eléctricos.

La capacidad total del parque mundial ha aumentado anualmente en unos tres gigavatios entre los años 2000 y 2004, en gran parte a través de incrementos de potencia. Los incrementos de potencia se redujeron a dos Gigavatios por año de adiciones netas entre 2004 y 2007, y se vieron contrarrestadas por el aumento de cierre de plantas en 2008, dando como resultado una disminución neta de la capacidad nuclear mundial de alrededor de 1,6 gigawatts¹³ en 2008.

Estas cifras deben compararse con la situación del mercado global de generación. El total de capacidad de generación de electricidad en construcción en el año 2007 se ha estimado en más de 600 gigawatts¹⁴. De esta cantidad, la inmensa mayoría provenía del carbón, la energía hidroeléctrica y las plantas de gas natural, la cuota nuclear era de, aproximadamente, el 4,4%.

El uso de la energía nuclear se ha limitado mundialmente a un pequeño número de países. Sólo 31 países, el 16% de los 192 Estados Miembros de las Naciones Unidas, tienen centrales nucleares en funcionamiento (véase Gráfico 3). La mitad de los países nucleares del mundo se encuentran en la UE, y representan casi la mitad de producción nuclear mundial.

No hubo incremento en la generación de electricidad de origen nuclear en 2008, respecto a los 2.600 TWh¹⁵, que representaban en 2007 alrededor del 14% de la electricidad comercial mundial. Esto representa un declive, en relación al 15% del 2006, y el 16% del 2005. La generación de 2008 significaba el 5,5% del total de energía comercial primaria, y sólo alrededor del 2% de energía final¹⁶. Sólo cuatro países (República Checa, Lituania, Rumania y Eslovaquia), en los que funcionan conjuntamente 13 unidades, aumentaron en 2008 la participación nuclear en el "mix" energético respecto al año anterior. En veintitrés países se mantuvo estable (menos de una variación porcentual) y en cuatro países el papel de la energía nuclear se redujo (Armenia, Japón, Suecia, Reino Unido). Para obtener información por país, véase el Anexo 1.

Los crecientes problemas de funcionamiento, que los operadores nucleares se han ido encontrando en los últimos dos años, especialmente en Francia, Alemania y Japón, no parecen haber reducido el entusiasmo, ampliamente difundido, a favor de la energía nuclear. Como señala el comunicado de la última reunión del G8 en Hokkaido, en julio de 2008: "En los últimos años hemos sido testigos de como un número creciente de países en todo el mundo han expresado su interés en la energía nuclear como medio para afrontar el cambio climático y las preocupaciones de seguridad energética. Se reconoce que, aunque la combinación de energía apropiada depende de la situación de cada país y de su política, hay claramente un creciente interés en la energía nuclear". La OIEA ha informado de que más de 50 países han demostrado interés por la energía nuclear.

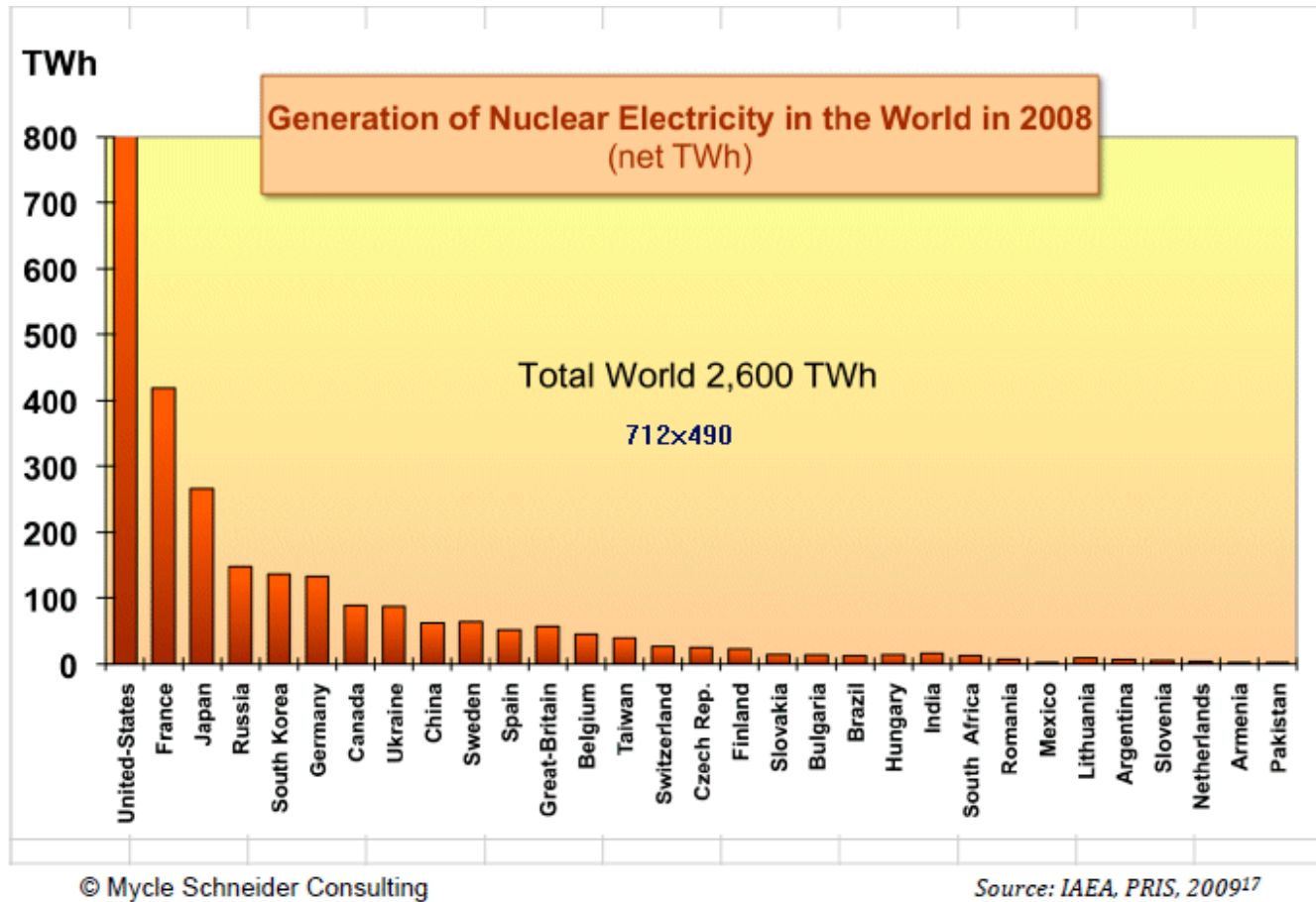
¹³ El equivalente de un reactor EPR (véase a continuación).

¹⁴ Platts, "World Electric Power Plants Database", enero de 2008, citado en OCDE-AIE, "World Energy Outlook 2008", agosto de 2008, p. 144.

¹⁵ Teravatios hora = mil millones de kilovatios / hora. La producción cayó un 0,4% neto (0,7% en cifras brutas) en 2008. Fuentes: OIEA, "Nuclear Power Reactors in the World", julio de 2009, BP, "Statistical Review of World Energy", Junio 2009

¹⁶ La energía final es la cantidad de energía restante que llega al consumidor después de las pérdidas de transformación y distribución.

Gráfico 3: Generación de electricidad Nuclear en el Mundo por país, en 2008



Fuente: IAEA, PRIS, 2009¹⁷

II.2. Escenarios de Expansión Internacional Nuclear

"Estamos aquí para discutir el prometido "Renacimiento nuclear", en los EE.UU. este renacimiento todavía no ha sucedido..."

Robert Rosner.
Director del Laboratorio Nacional de Argonne.
Abril 2009.

La comunidad nuclear internacional parece, en general, confiada en un futuro positivo. "El aumento de la demanda de energía, las preocupaciones sobre el cambio climático, y la dependencia de fuentes extranjeras de los combustibles fósiles, son factores que coinciden para incrementar fuertemente la construcción de instalaciones nucleares. El aumento en los precios del gas y las limitaciones del carbón por causa de los gases de efecto invernadero, se combinan para situar

¹⁷ Fuente para Taiwán:

http://www.etaiwannews.com/etn/news_content.php?id=908024&lang=eng_news&cate_img=35.jpg&cate_rss=news_Busines

nuevamente a la energía nuclear en la agenda de nuevas proyecciones de capacidad en Europa y América del Norte ", dice el WNA¹⁸.

La industria nuclear no es la única que proclama su "renacimiento". En los últimos años, diversas evaluaciones internacionales sobre el futuro posible de la energía nuclear mundial se han ajustado a las perspectivas más optimistas para el 2030.

El World Energy Outlook (WEO), de la **Agencia Internacional de la Energía** de la OCDE, realiza un informe anual donde analiza los mercados energéticos mundiales y sus tendencias. Los informes WEO recientes han presentado suposiciones muy optimistas para la energía nuclear en todos los escenarios presentados. La versión 2007 del WEO¹⁹ presentó un "Escenario de referencia", una "hipótesis política alternativa" y unos "450 casos de estabilización" que implicaban, respectivamente, 415 GW²⁰, 525 GW y 833 GW de energía nuclear. La generación de electricidad a partir de centrales nucleares en el escenario más elevado, duplicaba los niveles actuales para alcanzar los 6.560 TWh en 2030.

En la versión 2008 del WEO²¹, el escenario de referencia proyecta 433 GW de energía nuclear que estarán instalados en el 2030, y un incremento de generación de un tercio, para alcanzar los 3.460 TWh. Pero el porcentaje de energía nuclear en la generación mundial de electricidad se reduciría, de un 14% en 2007, al 13% en 2015, y al 10% en 2030, mientras que la cuota nuclear en el abastecimiento de energía primaria comercial se reduciría del 6% al 5%, durante el mismo período. El WEO consideró que el crecimiento de la capacidad nuclear tiene lugar fuera de la UE. Dentro de la UE, prevé una disminución de la capacidad nuclear de 131 GW, hoy, a 89 GW, en 2030; y una disminución de la generación de 795 TWh a 667 TWh. Este escenario reduce efectivamente en la UE la cuota nuclear a la mitad, del 30% en 2006, al 16% en 2030.

El World Energy Outlook 2008 introdujo un escenario intermedio llamado "Escenario Político 550". La energía nuclear representaría aquí 540 GW instalados, que generan 4.166 TWh²² en 2030, un 20% más que en el escenario de referencia. El nuevo "Escenario Político 450" prevé 680 GW de capacidad nuclear instalada, más del doble de la tasa de acumulación del "Escenario Político 550", generando más de 5.200 TWh en 2030, el doble que en 2008, pero cubriendo aún solamente el 18% del total del consumo. Ambos escenarios son mucho más optimistas para la energía nuclear que los de sólo unos pocos años antes.

Hay que tener en cuenta que la versión 2006 del World Energy Outlook había señalado que "la energía nuclear sólo se hará más importante si los gobiernos de los países donde la energía nuclear es aceptada desempeñan un mayor papel para facilitar la inversión privada, especialmente en los mercados liberalizados", y "si las preocupaciones sobre seguridad de la planta, la eliminación de los residuos nucleares y el riesgo de proliferación pueden ser resueltos a satisfacción del público"²³.

De manera similar, un informe de 2007 encargado por el **Consejo Interacadémico**, un grupo de investigación y coordinación entre las academias nacionales de ciencia, declaró: "Como recurso bajo en carbono, la energía nuclear puede continuar haciendo una contribución significativa a la futura cartera de energía del mundo, pero sólo si las preocupaciones principales, relacionadas con el coste de capital, la seguridad y la proliferación de armamento son controladas". El Consejo concluyó que (...) "no hay ninguna conclusión cierta sobre el futuro papel emergente de la energía nuclear, pero

¹⁸ <http://www.world-nuclear.org/info/inf104.html>

¹⁹ OECD-IEA, "World Energy Outlook 2007", 7 de noviembre de 2007.

²⁰ GW = gigavatios = mil megawatts.

²¹ OECD-IEA, "World Energy Outlook 2008", 22 de octubre de 2008.

²² TWh = teravatios hora o mil millones de kWh.

²³ OECD-IEA, "World Energy Outlook 2006", 7 de noviembre de 2006.

es improbable que se materialice un renacimiento global de la energía nuclear comercial durante las próximas décadas sin un apoyo sustancial de los gobiernos"²⁴.

En la edición 2007 del informe *Perspectiva Internacional de la Energía* (IEO), el **Departamento de Energía de EE.UU. (DOE)**, presentó una previsión de 438 GW de capacidad nuclear para el año 2030, "en contraste con las proyecciones de disminución de la capacidad de energía nuclear en anteriores IEOs".²⁵ El informe IEO del 2008 aumentó la previsión a 498 GW de capacidad nuclear, para generar 3.800 TWh en 2030, aproximadamente un 10% más que en el caso de referencia de la proyección de la OCDE-AIE ²⁶.

No obstante, el IEO (International Energy Outlook) del 2008 también señalaba:

"Sin embargo, existe una incertidumbre considerable asociada con la energía nuclear. Los problemas que podrían frenar la expansión de la energía nuclear en el futuro incluyen la seguridad de la planta, la eliminación de los residuos radiactivos y la proliferación de las armas nucleares, lo que continúa incrementando la preocupación pública en muchos países, y puede obstaculizar el desarrollo de nuevos reactores nucleares. Por otra parte, los elevados costes de capital y mantenimiento pueden contener la expansión de programas de energía nuclear en algunas naciones."²⁷

El Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) ha revisado sus previsiones en varias ocasiones durante los últimos años. En sus proyecciones más recientes anticipa 473 GW de capacidad nuclear en su escenario "bajo" y, admirable precisión, 747,5 GW en su escenario "alto" para el 2030²⁸. La tasa de incremento previsto por la OIEA para el período comprendido entre 2020 y 2030 se ha duplicado, en comparación con las proyecciones del 2001, "reflejando un incremento del optimismo sobre la energía nuclear en algunas regiones"²⁹.

La secretaría de la **Convención Marco sobre el Cambio Climático (UNFCCC)** publicó un "documento base" sobre las inversiones relacionadas con el "desarrollo de programas eficaces y la adecuada respuesta internacional al cambio climático", en el que presenta un "escenario de referencia" y un "escenario de mitigación" con, respectivamente, 546 GW³⁰ y 729 GW³¹ de potencia nuclear para el 2030³².

Los escenarios mencionados anteriormente "prevén" una capacidad nuclear instalada para el año 2030 de un valor cualquiera entre los 415 GW y los 833 GW, un incremento mínimo que va del 13% al 125%, respectivamente, respecto a los 370 GW actualmente instalados. De hecho, incluso la cifra más baja corresponde a un desafío significativo si se considera la estructura de edad de las actuales unidades en funcionamiento, véase el Gráfico 5. Ninguno de los escenarios presentados proporciona un análisis adecuado de los incrementos necesarios y sustanciales en educación, desarrollo de la fuerza laboral, capacidad de fabricación y cambios en la opinión pública relacionados con lo nuclear.

²⁴ Consejo Interacadémico "Lighting the Way", octubre de 2007

²⁵ Departamento de Energía de EE.UU., Administración de Información de Energía, "International Energy Outlook 2006", Junio de 2006.

²⁶ El informe también señala que la proyección para la generación de electricidad de origen nuclear para 2025 en el informe de la OEI del 2008 es un 31% mayor que en el informe de la OEI del 2003. Representaría un incremento impresionante en tan sólo cinco años.

²⁷ Departamento de Energía de EE.UU., Administración de Información de Energía, "International Energy Outlook 2008 - Highlights", junio de 2008. Ver www.eia.doe.gov/oiaf/OEI/index.html

²⁸ IAEA, "Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2030", datos de referencia de la serie N ° 1, Viena, 2008

²⁹ IAEA, "International Status and Prospects of Nuclear Power", 2008.

³⁰ Adición de 180 GW sobre la capacidad nuclear instalada de 366 GW en el 2004.

³¹ Esto corresponde prácticamente al doble de la capacidad nuclear actualmente instalada. La cifra de 729 GW inferior a los aproximadamente, 730 GW sugiere un nivel de precisión que está más lejos de la realidad de lo que indica la propia cifra.

³² UNFCCC, "Analysis of existing and planned investment and financial flows relevant to the development of effective and appropriate international response to climate change", 2007.

http://unfccc.int/files/cooperation_and_support/financial_mechanism/application/pdf/background_paper.pdf

II.3. Revisión actual de las nuevas construcciones

"La energía nuclear es poco probable que juegue un papel fundamental en la limitación de las concentraciones atmosféricas de CO² equivalente hasta mediados de siglo, como muy pronto... No existe un plan realista que prevea una tasa de construcción de reactores nucleares que permita a la energía nuclear ayudar a mantener las concentraciones de CO² inferiores a 550 Partes por Millón dentro de los próximos 30-40 años³³."

Robert Rosner
Director del Laboratorio Nacional de Argonne
Abril 2009³⁴

Las obras de construcción en los 15 países que actualmente construyen plantas de energía nuclear, van acumulando importantes y costosos retrasos. Desde el 1 de agosto de 2009, la AIEA clasifica 52 reactores como "en construcción", 18 más que a finales de 2007. Como comparación, la AIEA clasificaba 120 unidades en construcción a finales de 1987, y un máximo de 233 unidades, lo que superaba los 200 GW en construcción, en 1979 (véase el Gráfico 4). El año 2004, con 26 unidades en construcción, representaba la menor cantidad de unidades en construcción desde el comienzo de la era nuclear en la década de 1950.

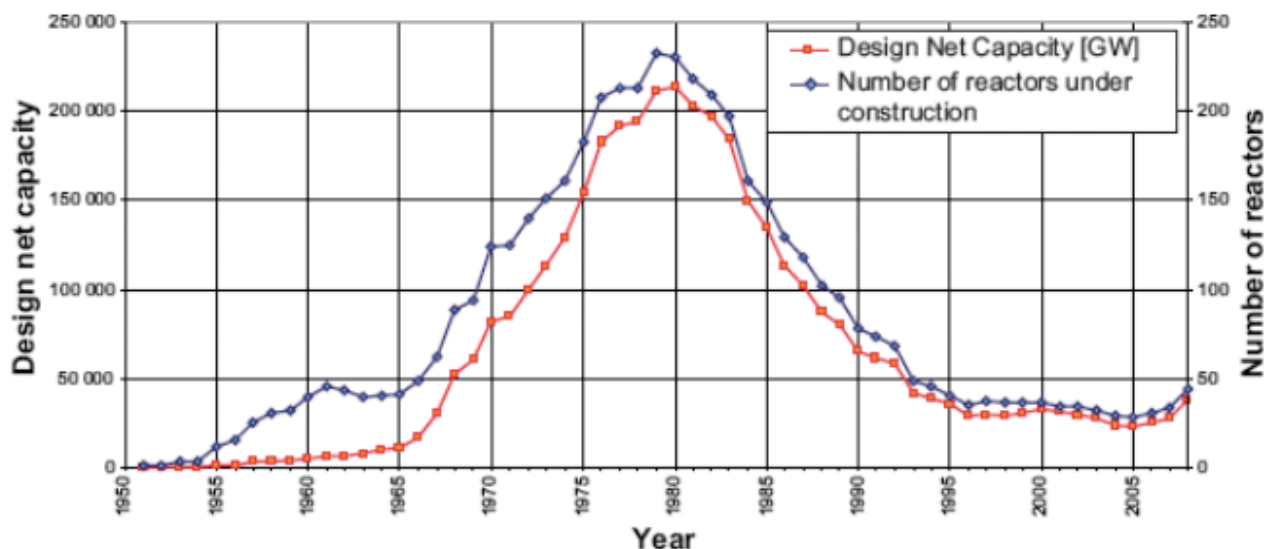
La capacidad total de las unidades en construcción es de, aproximadamente, unos 46 GW, con un tamaño medio de 880 MW por unidad (véase el Anexo 2 para más detalles). Un análisis más detallado de la relación de proyectos que figuran, ilustra sobre el nivel de incertidumbre asociada con la construcción del reactor:

- 13 reactores, un cuarto del total, han sido catalogados como "en construcción" durante más de 20 años. El proyecto de central Watts Bar-2, en los EE.UU., ostenta el récord con una construcción que comenzó, inicialmente, en diciembre de 1972 (y fue posteriormente congelada) seguida por la planta iraní Bushehr, que fue comenzada originalmente en mayo de 1975 por la empresa alemana Siemens, y que será acabada ahora por la industria nuclear rusa. La lista de proyectos de construcción a largo plazo incluye, además, cuatro unidades en Rusia; las dos unidades de Belene, en Bulgaria; dos unidades de Mochovce, en Eslovaquia; y las dos unidades de Khmel'nitski, en Ucrania. Además, dos unidades de Taiwán, en Lungmen, han sido colocadas en lista por 10 años.
- 24 proyectos no tienen prevista una fecha oficial (AIEA) de inicio, incluyendo cinco de los nueve proyectos de Rusia, los dos reactores búlgaros, y 13 de las 16 unidades en construcción en China. Una planta rusa (Balakovo-5), que se hallaba en la lista desde 1987, y que iba a estar disponible a finales del 2010, fue abandonada y, simplemente, se quitó de la lista a principios de 2008. Fue reemplazada por un nuevo proyecto (Novovoronezh-2-1), previsto para funcionar a finales de 2012.
- La mitad (26) de las unidades clasificadas por la AIEA como "en construcción" han sufrido retrasos, muchos de ellos importantes. Las unidades restantes fueron comenzadas en los últimos cinco años, y no se prevé aún la fecha de puesta en marcha. Esto hace que sea difícil, o imposible, determinar si se están ejecutando según lo previsto.
- Más de dos tercios (36) de las unidades en construcción aparecen relacionadas en tan solo cuatro países (China, India, Rusia y Corea del Sur). Todas estas naciones no han sido históricamente muy transparentes sobre la situación existente en sus lugares de construcción.

³³ El término CO² PPME se refiere a partes por millón en la concentración de CO² equivalente de gases de efecto invernadero en la atmósfera.

³⁴ Presentación de la Fundación Carnegie para la Paz 2009. Conferencia Internacional Internacional de No Proliferación, Washington, DC, 6 de abril de 2009.

Gráfico 4: Número de unidades y capacidad nominal total de MW³⁵ en construcción entre 1951-2008



Source: IAEA, International Status and Prospects of Nuclear Power, 2008

La distribución geográfica de los proyectos de plantas de energía nuclear se concentra en Asia y Europa del Este, manteniendo la tendencia de años anteriores. Entre el 2004 y el 2007, un total de 14 unidades se pusieron en funcionamiento, todas en estas dos regiones. Cuarenta y siete de los 52 reactores actualmente "bajo construcción" también se encuentran allí.

La estimación de los períodos de construcción no es sencilla. Tomar un promedio global --que sería superior a nueve años para las 14 conexiones a la red más recientes--, no tiene mucho sentido debido a las diferencias entre países. El período de construcción de cuatro reactores que se pusieron en funcionamiento en Rumania, Rusia y Ucrania, duró entre 18 y 24 años. En cambio, solo cinco años de promedio fue lo que ocupó completar las diez unidades que se conectaron a la red en China, India, Japón y Corea del Sur.

Los plazos de entrega para plantas nucleares incluyen no sólo los períodos de construcción, sino también el tiempo de planificación a largo plazo, los lentos procedimientos de concesión de licencias en la mayoría de los países, las complejas negociaciones financieras y de preparación del emplazamiento. Además, en la mayoría de los casos, la red eléctrica debe ser mejorada; a menudo las nuevas líneas de alta tensión que deben construirse tienen su propia planificación y sus dificultades con las alcancías. En algunos casos, la oposición pública es significativamente más elevada para las líneas de transporte de energía eléctrica a larga distancia que para la propia planta de generación.

La fecha de finalización del proyecto debe ser contemplada con escepticismo, y el pasado muestra que las estimaciones de planificación nuclear rara vez han resultado ser exactas. Los EE.UU. ofrecen un ejemplo reciente. En 2001 George W. Bush puso en marcha el programa Energía Nuclear 2010. Según la hoja de ruta del Departamento de Energía (DOE), de octubre de 2001, el objetivo era "la completa construcción y el despliegue de múltiples nuevas plantas nucleares comercialmente viables para el año 2010", y, como escenario mínimo, implementar "por lo menos un reactor de agua ligera,

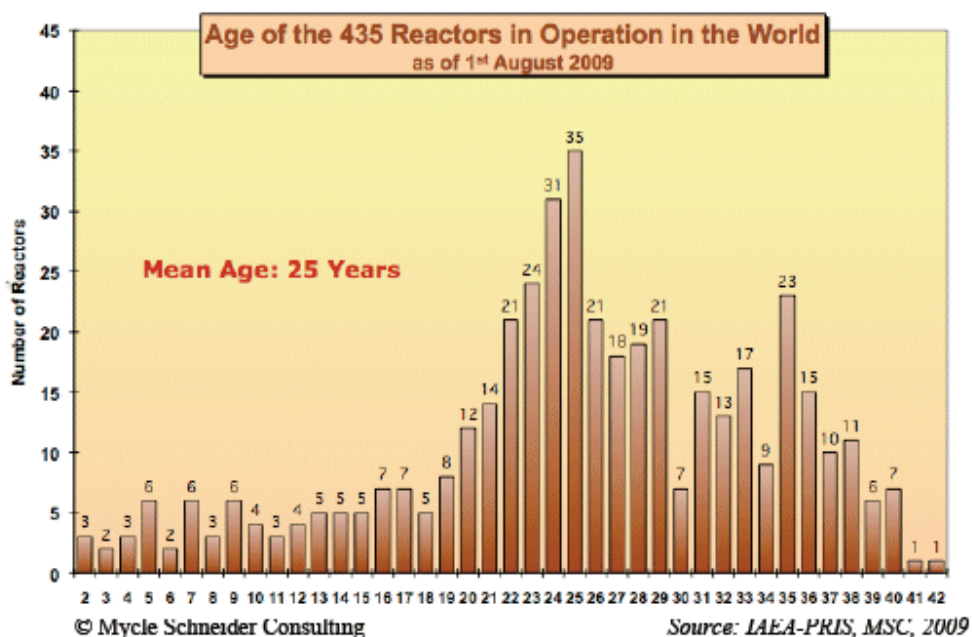
³⁵ La OIEA indica erróneamente GW como unidad de capacidad instalada en el gráfico reproducido.

y un reactor refrigerado por gas". La realidad es bastante diferente, y ahora resulta obvio que, en 2010, ninguna nueva planta entrará en funcionamiento en los EE.UU.

Hasta agosto de 2009, la Comisión de Regulación Nuclear (NRC) de los EE.UU. había recibido 17 solicitudes de Licencias Combinadas de Construcción y Funcionamiento (COL) para un total de 26 unidades³⁶. Sin embargo, como el propio DOE señala: "Presentar una solicitud no garantiza que un reactor sea construido (o incluso iniciado)"³⁷.

Solo una unidad se halla actualmente planificada para funcionar con una nueva licencia antes de 2015. NRG planea comenzar la construcción de la central South Texas a partir de 2009, y planifica conectarla a la red para el 2014. La COL de NRG está actualmente bajo revisión de la NRC. "la presentación de una COL implica a menudo el objetivo de "mantener la opción nuclear abierta" más que tratarse de un compromiso completo"³⁸. La compañía de servicios en el mercado de capitales Moody's espera extensos procesos legales: "Creemos que la primera presentación COL será litigada, lo que podría crear en el sector largas demoras para el resto." A finales de 2007, el London Financial Times obtuvo documentos confidenciales del gobierno que confirman una situación similar en el Reino Unido: "Se espera que los recientes cambios jurídicos introduzcan desafíos que obstaculicen los planes de construcción de nuevas centrales nucleares en el Reino Unido."³⁹

Gráfico 5: Distribución por edad de los reactores en funcionamiento



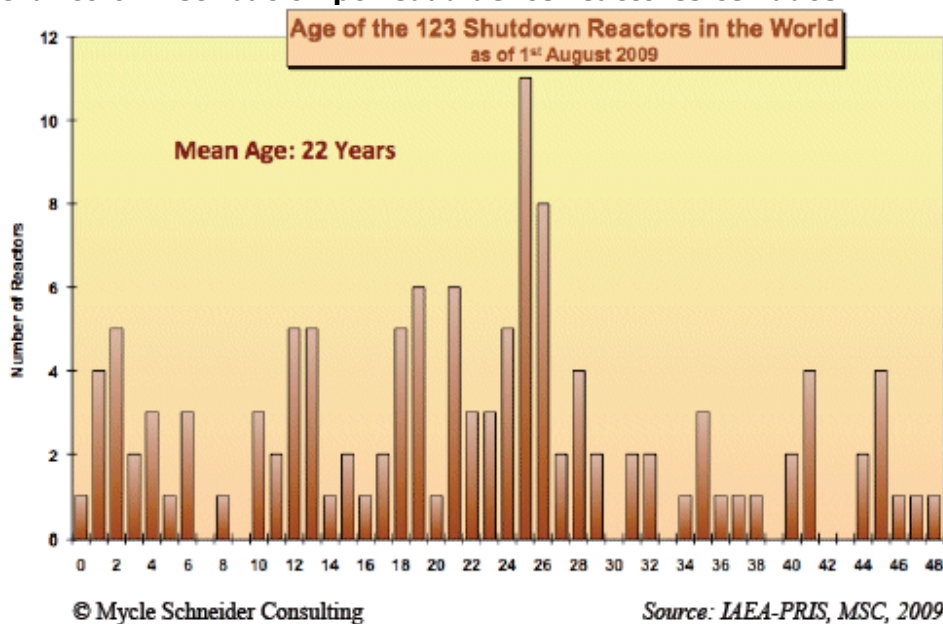
³⁶ Véase <http://www.nrc.gov/reactors/new-reactors/col.html> , consultada el 8 de septiembre de 2009.

³⁷ DOE, "Status of Potential New Commercial Nuclear Reactors in the United States", 19 de febrero de 2009.

³⁸ Ibidem.

³⁹ Financial Times, 24 de octubre de 2007.

Gráfico 6: Distribución por edad de los reactores cerrados



La experiencia ha demostrado que un pedido de construcción de un reactor, o incluso un estado de construcción avanzado, no es una garantía de conexión a la red y suministro de electricidad. La Comisión Francesa de Energía Atómica (CEA) publicó estadísticas sobre los "pedidos cancelados" hasta el año 2002. Cuando terminaron la serie de datos, la relación de la CEA incluía 253 pedidos cancelados en 31 países, muchos de ellos en fase avanzada de construcción. Los EE.UU., por si solos, representaban 138 cancelaciones⁴⁰. Muchas empresas de servicios en los EE.UU. sufrieron graves daños financieros por los proyectos de construcción de reactores.

En ausencia de cualquier construcción y conexión a la red, nueva y significativa, durante muchos años, la edad media (desde la fecha de conexión a la red) de las centrales de energía nuclear en el mundo ha ido en continuo aumento, y ahora está en alrededor de los 25 años⁴¹.

Algunas previsiones de vida de reactores nucleares anticipan 40 años, o incluso 60 años. El informe World Energy Outlook 2008, de la OCDE, ha presentado un margen de funcionamiento de 40 a 50 años, con un promedio de 45 años. Los reactores de EE.UU. están generalmente autorizados a funcionar durante un período de 40 años. Los operadores nucleares en los EE.UU. pueden solicitar una renovación de la licencia de otros 20 años, que puede ser concedida por la Comisión Reguladora Nuclear. A principios de agosto de 2009, un total de 54 unidades de los EE.UU. habían recibido una renovación de la licencia para ampliar el funcionamiento durante 20 años más. En muchos países no hay limitaciones de tiempo de las licencias de explotación. En Francia, por ejemplo, los reactores deben someterse a una prueba y una inspección a fondo cada década. El primer reactor PWR francés se puso en marcha en 1977, por lo tanto las inspecciones de 30 años apenas acaban de empezar. Las autoridades de seguridad francesas consideran prematuro discutir períodos de funcionamiento superiores a 40 años. "Nos hizo mucha gracia que la primera vez que EDF (Electricité de France) comenzó a hablar de aumentar el funcionamiento de los reactores hasta pasar los 40 años fue por los análisis financieros de Londres", declaró André-Claude Lacoste, presidente de la Autoridad de Seguridad Nuclear francesa, en abril de 2009. "No sería una mala cosa (para las empresas) que nos

⁴⁰ CEA, "ElecNuc – Nuclear Power Plants in the World", edición de 2002, 2002.

⁴¹ Calculamos la edad de un reactor desde la conexión a la red a la desconexión final de la red. A lo largo de este informe, conexión es sinónimo de conexión a la red, y parada de retirada de la red.

presenten un expediente técnico sobre este tema", añadió⁴². La ASN se propone realizar una evaluación, reactor por reactor, para ver si pueden funcionar durante más de 30 años. En esta etapa, la cuestión de un funcionamiento superior a los 40 años es considerada irrelevante por ASN, aunque EDF ha dejado claro que dará prioridad a la extensión de la duración del funcionamiento por encima de la construcción de nuevas centrales nucleares.

Al evaluar la probabilidad de la capacidad de los reactores para funcionar hasta sesenta años, es útil comparar la distribución por edades de los reactores que operan actualmente y los que ya han cerrado (Véanse los gráficos 5 y 6). En la actualidad, sólo dos reactores han superado la marca de los 40 años de funcionamiento^{NdT} en todo el mundo⁴³. Estos dos reactores, Oldbury-1 y -2, está previsto que cierren en el plazo de dos años. Siete unidades adicionales han llegado a los 40 años. Así que, mientras una ola de reactores llegará a las cuatro décadas de funcionamiento en los próximos 10 años --135 unidades han alcanzado ya la edad de 30 años, o más-- casi no hay experiencia con períodos de funcionamiento más largos.

La estructura de edad de las 123 unidades que ya se han cerrado confirma el esquema. En total, 26 de esas unidades funcionaron durante 30 años o más y, dentro de ese subgrupo, 15 reactores funcionaron durante 40 años o más (Véase el Gráfico 6). De estos, 14 eran reactores Magnox del Reino Unido, la mayoría de los cuales habían sido utilizados para la obtención de plutonio de grado militar, y el restante era una unidad de 5 MW de Rusia. Todos eran reactores pequeños, entre 50 MW y 225 MW, que había operado con un nivel de quemado de combustible muy bajo y, por lo tanto, no pueden compararse con los grandes reactores comerciales de 900 MW o 1300 MW que utilizan el combustible hasta un alto nivel de "quemado", lo que genera mucho más estrés en los materiales.

Mientras, muchas unidades de la primera generación han funcionado solo durante unos pocos años, o menos, incluso la experiencia de funcionamiento que supere los 30 años es muy limitada.

Considerando el hecho de que la edad media de las 123 unidades que ya se han cerrado ha sido de, aproximadamente, 22 años, planear casi una duplicación del tiempo de funcionamiento de tantas unidades parece un tanto optimista. Sin embargo, a efectos de las proyecciones de capacidad, se puede asumir un tiempo de funcionamiento medio de 40 años para los reactores en funcionamiento, con algunos ajustes. Las restantes 17 unidades alemanas, por ejemplo, se cerrarán de acuerdo a la legislación alemana después de un tiempo de funcionamiento medio de unos 32 años equivalentes a plena carga⁴⁴. Del mismo modo, hay una serie de casos en los que el cierre anticipado se ha decidido oficialmente (véase el Gráfico 7).

Las proyecciones de tiempo de funcionamiento hacen posible una evaluación del número de plantas que tendrían que conectarse durante las próximas décadas para compensar el cierre de otras, a fin de mantener el mismo número de plantas en funcionamiento. Además de las 52 unidades en construcción⁴⁵ a partir del 1 de agosto de 2009, tendrían que ser planificados, construidos y puestos en marcha 42 reactores más (15.900 MW) antes de 2015. Esto correspondería a una nueva planta cada mes y medio con un incremento adicional de 192 unidades (170.000 MW) en el siguiente período de 10 años, es decir un nuevo reactor cada 19 días.

^{NdT}. Desde la redacción del informe se ha producido el caso de Garoña, que ya supera los 40 años.

⁴² Bloomberg, "EDF Shouldn't Count on Prolonging Old Reactors", 8 de abril de 2009.

⁴³ Contamos la edad a partir de conexión a la red, y las cifras se redondean por medios años.

⁴⁴ Hemos utilizado la proyección oficial disponible de cada uno de las fechas de apagado del reactor.

⁴⁵ En las versiones anteriores de este informe, no hemos incluido las unidades que fueron clasificadas como en construcción, pero permanecieron sin fechas oficiales de puesta en marcha en la OIEA. En el actual escenario incluimos todas las unidades que figuran actualmente como que entrarán en funcionamiento en el año 2016. Las fechas respectivas han sido recopiladas por Mycle Schneider Consulting (MSC).

Gráfico 7: Proyección de 40 años de funcionamiento.

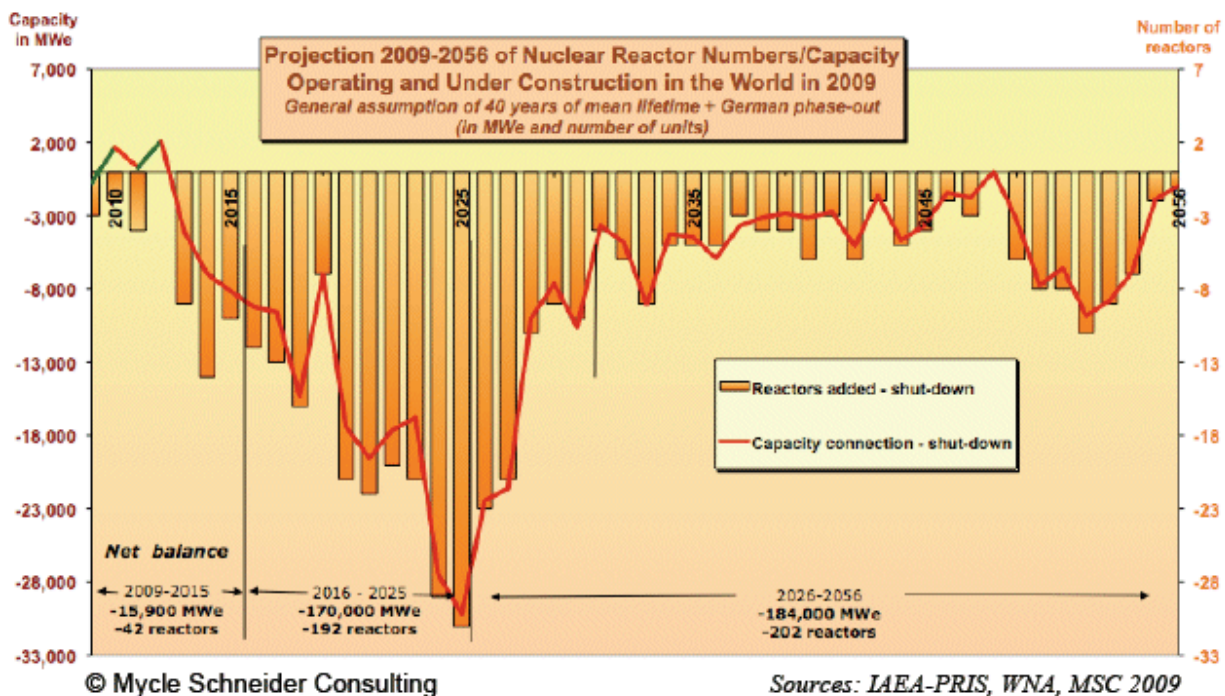
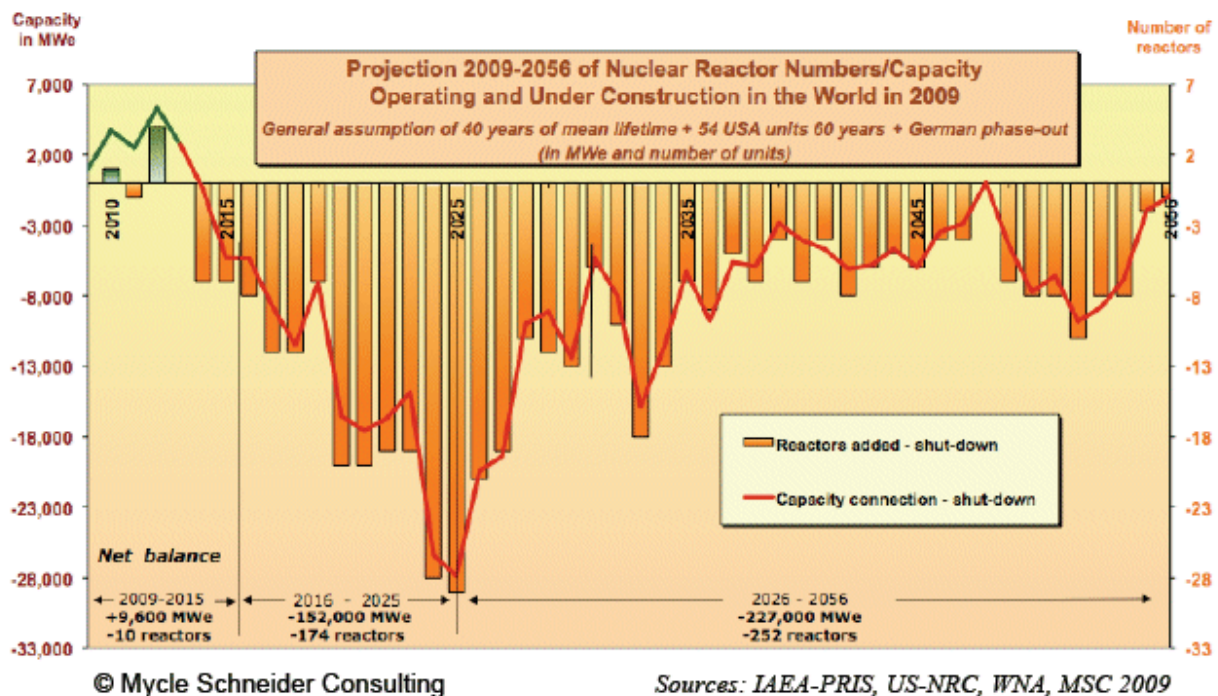


Gráfico 8: La proyección PLEX



El logro del objetivo de 2015 es sencillamente imposible, dadas las limitaciones existentes en la fabricación de componentes clave de reactores. Como resultado, el número de reactores en funcionamiento se reducirá durante los próximos años --incluso si el nivel de capacidad instalada se pudiese mantener-- a menos que se convierta en estándar la extensión de funcionamiento más allá de los 40 años. Pero si las ampliaciones de funcionamiento pasan a convertirse en norma, muchas otras cuestiones relativas a la seguridad, a los costes de mantenimiento, y a otros temas, necesitarán ser cuidadosamente analizados.

Gráfico 9: Proyección de 40 años de funcionamiento *versus* proyección PLEX (en número de reactores)

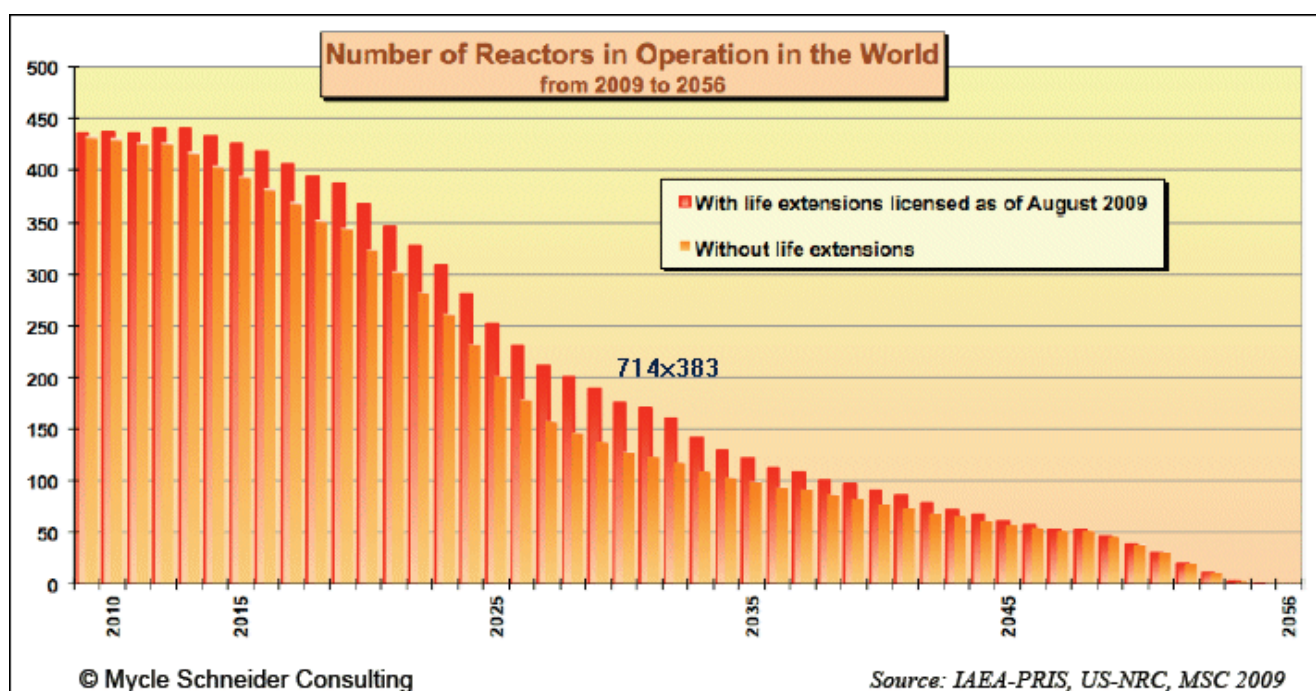
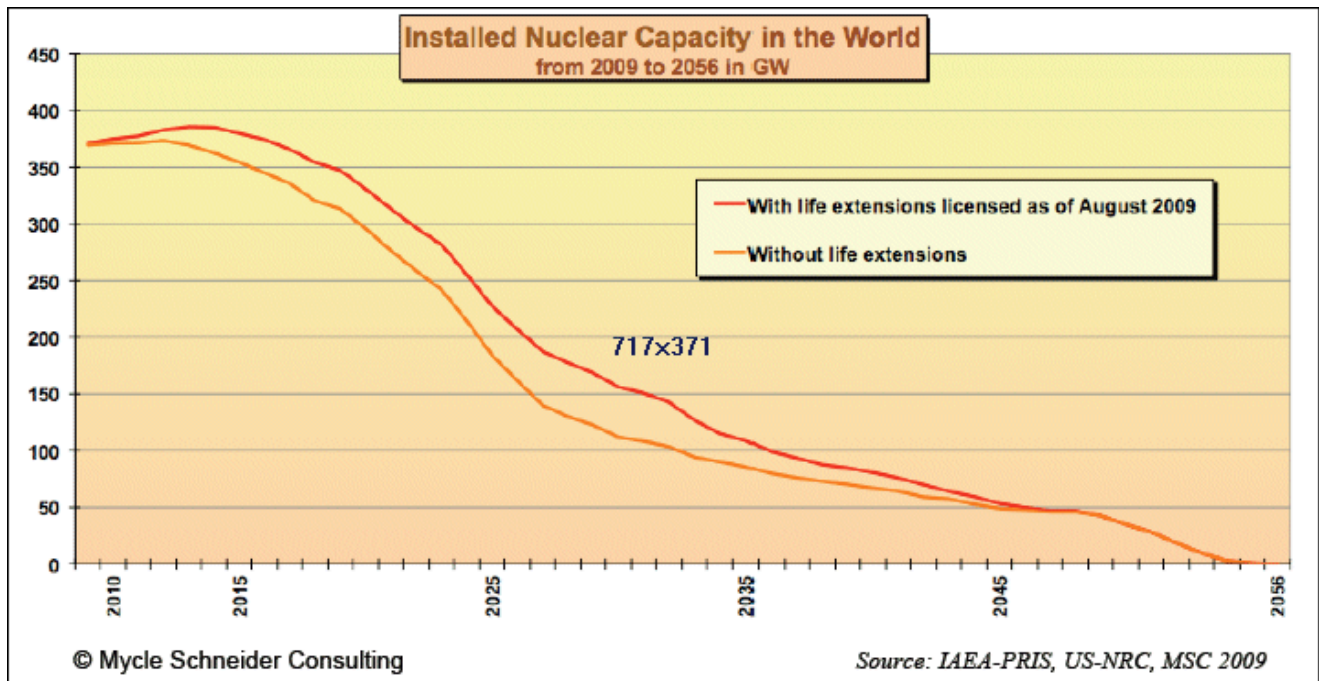


Gráfico 10: Proyección de 40 años de funcionamiento versus proyección PLEX (en capacidad instalada)



Los desarrollos en Asia, y particularmente en China, no provocarán un cambio profundo en el panorama global. La agencia de noticias China Daily informó en octubre de 2007 que: "China ha acelerado el desarrollo de energía nuclear en los últimos años, con el objetivo de pasar de una capacidad de energía nuclear de unos 9.000 MW [9 GW] en 2007, a 40.000 MW [40 GW] en 2020, de acuerdo con el plan de desarrollo a largo plazo para la industria energética nuclear China."⁴⁶ En el ínterin se planteó un objetivo oficial de 60 GW en 2008, antes de ser reducido de nuevo a 40 GW. Sin embargo, el promedio temporal de construcción de las primeras 10 unidades en funcionamiento fue de 6,3 años. Incluso en el caso de avances más importantes en los plazos de construcción con el fin de alcanzar el funcionamiento para el 2020, la construcción de todas las unidades debería haber comenzado antes del 2015. En la actualidad, aproximadamente la mitad de los otros 31 GW previstos se encuentra en construcción. La construcción de 16 unidades, que significan un total de 15,2 GW, comenzó sólo en los últimos cuatro años. El volumen de edificación tendría que ser el doble con el fin de cumplir con el ambicioso objetivo de China, una perspectiva que parece improbable⁴⁷, aunque no totalmente imposible considerando la reciente aceleración en la construcción. Pero incluso esa extraordinaria empresa en términos de inversión de capital, desafío técnico y de organización, reemplazaría sólo el 10% del número de unidades que llegan a los cuarenta años de todo el mundo, dentro de los plazos considerados.

Un análisis de las capacidades de patrocinio nucleares, llevado a cabo por el Centro Keystone, señaló que para construir 700 GW de capacidad nuclear "se obligaría a la industria a regresar de inmediato al período de más rápido crecimiento experimentado en el pasado (1981-90) y a mantener este

⁴⁶ Véase http://www.chinadaily.com.cn/china/2007-10/16/content_6177053.htm.

⁴⁷ Un cierto número de unidades actualmente en fase de proyecto o en fase de construcción a principios de los diseños que se nunca han llevado a cabo en otro lugar (EPR, por ejemplo, AP1000).

ritmo de crecimiento durante 50 años".⁴⁸ La industria internacional organizada en el "lobby" WNA cree que puede hacerlo, y aún más: "Cabe señalar que en la década de 1980, 218 reactores fueron puestos en funcionamiento, un promedio de uno cada 17 días. (...) Así que no es difícil imaginar que un número similar puedan ser dados de alta una década después de 2015. Pero con China y la India poniéndose al día en energía nuclear, y una demanda mundial de energía que doblará el nivel de 1980 en el año 2015, una estimación realista de lo que es posible podría ser el equivalente de dar de alta una unidad de 1000 MW en todo el mundo cada 5 días."⁴⁹

Cabe preguntarse si esto puede llamarse una "estimación realista". La situación en la segunda década del siglo 21 será radicalmente diferente de la década de 1980. En los primeros días de la la industria nuclear se sabía menos sobre los desafíos financieros y técnicos de la cadena del combustible nuclear, y este vacío proporcionó a la industria un margen sustancial. Las instalaciones nucleares se beneficiaron de la capacidad de pasar gran parte del riesgo de la inversión a los contribuyentes, aplazar las preocupaciones sobre residuos nucleares y desmantelamiento de las plantas, y no hacer frente a la competencia de los diferentes generadores y de los mercados competitivos de electricidad. Teniendo en cuenta la pérdida de cientos de miles de millones de dólares de capital en las anteriores oleadas de construcciones nucleares, y obviando los problemas existentes en gestión de residuos, proliferación, y financiación, el desafío a los grandes planes nucleares es inevitable.

Muchos analistas consideran que los problemas históricos claves de la energía nuclear no se han superado y seguirán constituyendo una seria desventaja en la competencia del mercado mundial. Y que han surgido nuevas dificultades adicionales, en particular desde la liberalización del mercado y la reciente crisis económica.

Ken Silverstein, Director de la consultora Energy Industry Analysis, con sede en Estados Unidos, escribió:

"Como resultado de la desregulación de la energía, y de otras incertidumbres del mercado y de la base política, ninguna compañía de energía nuclear puede permitirse el lujo de correr el riesgo financiero de construcción de nuevas centrales nucleares. Un informe publicado por Standard & Poor's identifica las barreras. Los costes financieros por retrasos de la construcción, por ejemplo, podrían agregar costos incalculables para cualquier proyecto futuro. Ello, dice, aumentaría también las amenazas a cualquier prestamista. Para atraer nuevos capitales, los futuros desarrolladores tendrán que demostrar que los peligros ya no existen, o que la legislación energética podría mitigarlos con éxito. Peter Rigby, un analista de Standard & Poor's y autor del informe, dice: "El legado de la industria, de crecimiento de costes, problemas tecnológicos, engorrosa supervisión política y reguladora, y riesgos más recientes provocados por la competencia y las preocupaciones sobre el terrorismo, pueden suponer un riesgo demasiado alto de superar para el crédito (la legislación federal proporciona prestamos garantizados)"⁵⁰.

En 2005 los EE.UU. aprobaron una legislación con el fin de estimular la inversión en nuevas plantas de energía nuclear. Las medidas incluían un crédito fiscal para los primeros 6 GW de nueva generación de electricidad, un préstamo federal del 100%, garantía de una financiación hasta un 80% de la deuda para un máximo de 20.500 millones de dólares en activos relacionados con actividades nucleares,⁵¹ apoyos adicionales en caso de retrasos significativos en la construcción de hasta seis reactores, y la extensión de la responsabilidad limitada (Ley Price Anderson) hasta el año 2025 (véase la sección III. para más detalles).

⁴⁸ Bradford, et al. "Nuclear Power Joint Fact-Finding", el Centro Keystone, junio de 2007.

⁴⁹ Véase <http://www.world-nuclear.org/info/inf17.html>.

⁵⁰ UtiliPoint International, el 21 de junio de 2004.

⁵¹ Las autorizaciones actuales incluyen 18.500 millones de dólares para los activos relacionados con el reactor, y 2000 millones para las instalaciones de final de la cadena de combustible. Sin embargo, ha habido frecuentes intentos de introducir una legislación que incremente en gran medida la capacidad de esta garantía.

El procedimiento de concesión de licencias se ha simplificado para evitar los largos procesos del pasado. Public Citizen, un grupo que controla los temas de interés público, considera las nuevas condiciones de concesión de licencias, no sólo como una potente subvención a la industria (véase el capítulo III.), sino como un grave obstáculo para el proceso de toma de decisión democrática. "La Licencia Combinada de Construcción y Autorización de Funcionamiento, o COL, es parte de un nuevo proceso 'racionalizado', destinado a fomentar la construcción de nuevas centrales nucleares mediante altos subsidios a los propietarios, y a eliminar oportunidades para que el público plantee importantes preocupaciones de seguridad. Mediante la combinación de lo que anteriormente eran dos pasos - la construcción y la operación - no hay posibilidad para que el público manifieste sus preocupaciones sobre los problemas del proceso de construcción después de que este se haya iniciado. En el momento en que comienzan las obras, el reactor ya está aprobado para ponerse en marcha"⁵².

La renovación del envejecido parque mundial nuclear, e incluso la ampliación del funcionamiento de las plantas, encuentra tres problemas principales: un cuello de botella de producción a corto plazo, una dramática escasez de trabajadores/administradores calificados, y un sector financiero escéptico. Otros temas son los costes de las materias primas, ampliamente fluctuantes, las secuelas del desastre de Chernobyl, y la nueva dimensión de la amenaza del terrorismo nuclear. La crisis económica mundial exacerba estos problemas, en particular en los llamados países potencialmente "recién llegados".

II.4. Revisión del potencial de países recién llegados

*Tenemos un magnífico presidente en Francia, el señor Sarkozy.
Es nuestro mejor representante comercial para la energía nuclear.
Está yendo a todos los países y vendiendo las centrales nucleares.*

Colette Lewiner
Global Energy, Utilities and Chemicals Leader, Capgemini. Londres, junio de 2008⁵³

*Muy pronto se contará con nueve estados con armas nucleares,
y probablemente con otros 10 o 20 estados virtualmente con armas nucleares.*

Mohamed ElBaradei
Director General de la OIEA. Viena, mayo de 2009⁵⁴

Numerosos países han manifestado interés en la energía nuclear en los últimos años. Según la OIEA, 12 países se están "preparando activamente para la energía nuclear", y otros 38 países han "manifestado interés en la posible introducción de una planta de energía nuclear"⁵⁵. De estos 50 países, 17 se extienden desde el Medio Oriente hasta el Pacífico, 13 son africanos, 11 son europeos, y nueve se hallan en América Latina. Entre 2006 y 2008, la OIEA ha recibido unas 43 solicitudes de cooperación técnica de sus Estados miembros.

La OIEA calcula, en su proyección más alta, que la energía nuclear se introducirá en 20 nuevos países en 2030 y, en su proyección más baja, en cinco países. Como se detalla en el cuadro siguiente, no todos los países que solicitan asistencia están realmente planeando introducir plantas de energía nuclear. Por el contrario, la OIEA señala que algunos tan solo están "interesados en considerar los temas relacionados con un programa de energía nuclear"⁵⁶

⁵² Véase http://www.citizen.org/cmep/energy_enviro_nuclear/newnukes/articles.cfm?ID=14159.

⁵³ "The Nuclear Renaissance Prerequisites", Platts, Tercera Conferencia Anual Europea de Energía Nuclear, Londres, Reino Unido, 30 de junio de 2008.

⁵⁴ The Guardian, "Mohamed ElBaradei warns of new nuclear age", 15 de mayo de 2009.

⁵⁵ IAEA, "International Status and Prospects of Nuclear Power", 2008.

⁵⁶ La OIEA no es más específica y no está claro lo que está cubierto por los programas de asistencia técnica en estos casos.

Cuadro 2: Posiciones sobre potencial nuclear de los países recién llegados

Definición del grupo	Número de países
No planean introducir plantas de energía nuclear, pero se interesan por las cuestiones asociadas con un programa de energía nuclear.	16
Consideran un programa nuclear para encontrar e identificar las necesidades energéticas, con una fuerte indicación de intención de proceder a ello.	14
Se preparan activamente para un posible programa de energía nuclear sin tomar la decisión final.	7
Están decididos a introducir la energía nuclear y comienzan la preparación de las infraestructuras apropiadas	4
Han preparado una invitación para que les suministren una planta de energía nuclear	1
Han encargado una nueva planta nuclear	-
Tienen una nueva planta nuclear en construcción	1

Fuente: IAEA: "International Status and Prospects of Nuclear Power", 2008

Sólo uno de los países recién llegados, **Irán**, tiene una planta de energía nuclear en proceso de construcción. Francia ha sido particularmente activa en la negociación de nuevos acuerdos comerciales o de cooperación nuclear con países potencialmente recién llegados. Según Philippe Pallier, director de la recién creada Agence France Nuclear Internacional (AFNI), Francia recibió peticiones de asistencia de "varias decenas de países" para aplicar un programa de energía nuclear civil.⁵⁷ Se han firmado acuerdos, o se está en fase de negociación, en particular en el norte de África y en Oriente Medio, incluyendo entre otros países a **Argelia, Jordania, Libia**⁵⁸, **Marruecos, Túnez** y los **Emiratos Árabes Unidos**. Además, han mostrado interés por la energía nuclear **Egipto, Israel, Jordania, Kuwait, Qatar, Siria y Yemen**⁵⁹. El gobierno de EE.UU. ha firmado un acuerdo nuclear con los Emiratos Árabes Unidos y memorandos de entendimiento sobre cooperación nuclear con **Arabia Saudita y Bahrein**.

Jordania ha establecido un Comité de Estrategia Nuclear y ha recibido propuestas iniciales de KEPCO (Corea del Sur), AREVA, Atomstroyexport y AECL (Canadá). Se ha proyectado una nueva construcción que podría iniciarse a partir de 2012.

En Asia, los posibles candidatos para la ayuda atómica francesa son **Tailandia y Vietnam**. **China, Rusia y Corea del Sur**, se dice que se ha ofrecido asistencia a Bangladesh para construir una planta de energía nuclear, mediante un "plan a 46 años", según el *Financial Express notes*.⁶⁰

En Europa, **Albania y Croacia** están discutiendo la posibilidad de construir una planta nuclear conjunta⁶¹. Montenegro y Bosnia han sido invitados a unirse al proyecto. Se dice que la eléctrica italiana ENEL ha evaluado la viabilidad del proyecto.

También se dice que **Portugal** está revisando un proyecto nuclear que podría servir también a

⁵⁷ Audio declaración en http://www.cea.fr/presse/liste_des_communiquees/philippe_pallier_est_nomme_directeur_de_l_afni

⁵⁸ Para mayores antecedentes sobre la cooperación nuclear francesa ver Mycle Schneider, "Nuclear France Abroad - History, Status and Prospects of French Nuclear Activities in Foreign Countries", encargado por el CIGI, Canadá, París, mayo de 2009.

⁵⁹ WNA, "Emerging Nuclear Energy Countries", mayo de 2009, <http://www.world-nuclear.org/info/inf102.html>

⁶⁰ Financial Express, "Government takes fresh move to set up N-power plant", el 26 de marzo de 2009.

⁶¹ UPI, "Albania, Croatia plan nuclear power plant", 16 de abril de 2009.

España. Sin embargo, el Gobierno ha rechazado propuestas nucleares en el pasado, y **España** tiene en la actualidad una firme política de abandono de la energía nuclear.

Lituania invitó a **Polonia**, **Estonia** y **Letonia** a construir una planta nuclear conjunta "Báltica", para reemplazar el segundo reactor restante de la central de Ignalina, que se cerrará a finales de 2009, según el acuerdo de adhesión del país a la UE. Sin embargo, incluso tras el cierre de Ignalina, el consumo energético de los otros países no justifica la construcción de una central nuclear de gran tamaño. La financiación es también un problema importante.

Bielorrusia, el país que fue más afectado por el desastre de Chernobyl en 1986, ha recibido ofertas de una central nuclear de Atomstroyexport, Areva y Westinghouse.

En veintitrés de los países potencialmente recién llegados funciona, al menos, un reactor de investigación⁶², lo que puede ser considerado como uno de los requisitos previos para el funcionamiento de una planta comercial. Si nos fijamos en los 11 países en los que operan pequeños programas nucleares de uno o dos reactores (ver Tabla 3), sólo en dos países, **Armenia** y **Lituania**, operan reactores de tamaño comercial, pero no hay reactores de investigación. Ambas eran antiguas repúblicas de la Unión Soviética y se beneficiaron ampliamente de los conocimientos técnicos, el marco jurídico y la red de energía integrada de la federación más grande. Estos mismos países, más Eslovenia, son los únicos en los que funcionan redes de energía eléctrica menores de 10.000 MW, y donde la respectiva unidad nuclear corresponde a más del 10% de la capacidad eléctrica instalada en el país. Eslovenia, antiguamente parte de Yugoslavia, estaba integrada, igualmente, dentro de un marco mucho más grande. Bulgaria cuenta con dos unidades, que representan aproximadamente el 8,5% de la capacidad instalada total. Pero el país también está bastante bien interconectado.

La OIEA considera que "el valor del 10% de capacidad de la red es ampliamente considerado como la máxima capacidad que debe tener una unidad adicional de cualquier tipo, con el fin de prevenir problemas de interfaz de la red"⁶³. En siete de los 11 programas nucleares más pequeños que están activos, la mayor unidad nuclear representaba menos del 4% de la capacidad instalada, y los otros cuatro fueron desarrollados bajo circunstancias completamente diferentes. En pocas palabras, el 10% parece ya un valor bastante extremo para la mayor unidad en un país determinado.

De los 38 países recién llegados, y potencialmente nucleares, según la relación de la WNA, 15 no tienen experiencia nuclear a nivel de investigación de reactores, y 20 tienen una red eléctrica menor de 10.000 MW.⁶⁴ Los siguientes 17 países tienen experiencia en investigación de reactores y redes mayores de 10.000 MW (véase Anexo 3): Australia, Chile, Egipto, Indonesia, Israel, Italia, Kuwait, Malasia, Noruega, Filipinas, Polonia, Portugal, Tailandia, Turquía, Emiratos Árabes Unidos, Venezuela, Vietnam.

⁶² IAEA, "Research Reactor Data Base", visitado el 9 de mayo de 2009.

⁶³ IAEA, "International Status and Prospects of Nuclear Power", 2008.

⁶⁴ La OIEA ha contado 28 países candidatos potenciales con sistemas de red con menos de 10.000 MW.

Cuadro 3: Pequeños programas nucleares y cuota de potencia de la mayor unidad nuclear.

País	Unidades	Capacidad nuclear total	Mayor unidad nuclear (MW eléctricos)	Capacidad eléctrica total (en MW 2007)	Porcentaje entre Mayor Unidad Nuclear / Capacidad Eléctrica Total
México	2	1300	650	53.800	1,2 %
Brasil	2	1766	1275	96.600	1,3 %
Pakistán	2	425	300	19.500	1,5 %
Argentina	2	935	600	28.300	2,1 %
Países Bajos	1	482	482	22.600	2,1 %
Sudáfrica	2	1800	900	41.100	2,2 %
Rumania	2	1300	650	19.200	3,4 %
Bulgaria	2	1906	953	11.200	8,5 %
Armenia	1	376	376	3.200	11,8 %
Eslovenia	1	666	666	3.100	21,5 %
Lituania	1	1185	1185	3.800	31,2 %

© Mycle Schneider Consulting Sources: derived from IAEA-PRIS 2009, EIA, 2009

¿Cuáles son las perspectivas de un programa de energía nuclear en estos países?^{NdR}

Australia es un gran productor de uranio, pero la introducción de la energía nuclear siempre ha enfrentado a discrepancias significativas. En diciembre de 2006, un informe al Primer Ministro, el Informe Switkowski⁶⁵, sugirió la rápida introducción de un programa de energía nuclear en el país. Un panel internacional de expertos, entre los que se hallaban tres de los autores de este informe⁶⁶, llegaron a la conclusión de que el Informe Switkowski era muy sesgado, y que los objetivos eran irreales⁶⁷. Nada ha sucedido desde entonces. Es muy poco probable cualquier seguimiento significativo en términos industriales durante los próximos 20 años. Switkowski reconoció en marzo de 2009 que, una vez que la gente haya aceptado la energía nuclear, "sería necesarios por lo menos otros 15 años antes de que se pueda construir el reactor"⁶⁸. De hecho, el recién elegido Gobierno de

^{NdR} Argentina domina la totalidad del ciclo del combustible y posee un programa nuclear altamente complejo que incluye 2 reactores nucleares de potencia en operación (Atucha I, Embalse), otro en construcción (Atucha II), 6 reactores de investigación (RA-0, RA-1, RA-3, RA-4, RA-6, RA-8), 1 planta de agua pesada (Arroyito), 1 planta para enriquecimiento de uranio (Pilcaniyeu), 1 acelerador de iones pesados (Tandar), 1 acelerador lineal (Linac), Planta para la producción de dióxido de uranio (uranio natural y ULE con ²³⁵U al 0.85%, Dioxitek S.A.), Fábricas de combustible nuclear y otras instalaciones. Existe capacidad a escala para reprocesamiento. Argentina construyó los reactores de investigación RA-0 y RP-10 (Peru), NUR (500 kW Argelia), ETRR-2 (22 MW, Egipto) y Opal (20 MW, Australia). INVAP-Isolux fueron adjudicatarias de la construcción de un reactor de experimentación en Holanda (80 MWt) pero la firma del contrato con NRG ha sido demorada por la crisis económica. INVAP negocia con Jornadia la construcción de un reactor de investigación en la ciudad de Irbid. Ver: Montenegro, R.A. 2009. "Argentina's irrational Nuclear Programme and Citizens' Opposition". En: "International Perspectives of Energy Policy and the Role of Nuclear Power", Ed. Lutz Mez, Mycle Schneider & Steve Thomas, Multi-Science Publishers, Reino Unido, pp. 407-420.

⁶⁵ Ziggy Switkowski, "Uranium mining, processing and nuclear energy review - opportunities for Australia?", Proyecto de informe del Departamento del Primer Ministro y del Gabinete, noviembre de 2006; desde entonces Z. Switkowski ha sido nombrado presidente de la Organización Australiana de Ciencia y Tecnología Nuclear (ANSTO).

⁶⁶ Véase "More nuclear? What international experts say about our energy future", Greenpeace Australia, 19 de noviembre de 2006 e "International experts additional comments on draft Nuclear Taskforce Report", Greenpeace Australia, 6 de diciembre de 2006.

⁶⁷ El establecimiento de hasta 25.000 MW de la energía nuclear para el año 2050 significaría una conexión a la red de 1.200 MW cada 18 meses a partir de 2020, la primera estimación de conexión a la red.

⁶⁸ ABC, "Aussies will accept nuclear power, conference told", 17 de marzo de 2009.

Australia alejará cada vez más ese plazo. Como Martin Ferguson, ministro de Recursos y Energía, ha reiterado recientemente "el Gobierno tiene una clara política de prohibir el desarrollo de una industria de energía nuclear de Australia"⁶⁹.

Se ha informado de que, en noviembre de 2007, el presidente de **Chile**, pidió al Ministro de Energía que estudiase la opción de la energía nuclear. Se trata de un esfuerzo modesto, al igual que los 430 millones de pesos (665.000 dólares EE.UU.) asignados por el gobierno para hacer el estudio nuclear. Incluso este gasto menor levantó fuertes críticas de la comunidad ambiental del país⁷⁰. No hay perspectivas a corto o medio plazo para un programa de energía nuclear.

En **Egipto** hace ya 35 años que fue propuesta la primera planta de energía nuclear. El plan nunca se materializó. Recientemente Egipto ha firmado acuerdos de cooperación nuclear con Rusia y China. En diciembre de 2008, el gobierno anunció que había seleccionado a la empresa norteamericana Bechtel (posteriormente transferida a Worley Parsons) para prestar asistencia en la selección de un proveedor del reactor y para capacitación del personal. Está previsto poner en marcha una planta de 1000 MW en 2017^{NdT}.

Los proyectos de energía nuclear en **Indonesia** tienen 20 años de historia. En 1989, la Agencia Nacional de Energía Atómica (BATAN) llevó a cabo los primeros estudios. En 2007, la Corporación de Energía Eléctrica de Corea (KEPCO) acordó elaborar un nuevo estudio de viabilidad para dos reactores de 1.000 MW. También se firmaron acuerdos de cooperación con Japón y Rusia. El ministro de Investigación y Tecnología de Indonesia declaró en marzo de 2008 que el país necesitaría cuatro unidades de 1.200 MW en 2025, y que la primera debería estar a punto para el año 2016. La construcción debía comenzar en 2008. "De lo contrario, nos quedaremos retrasados", declaró⁷¹. Pues Indonesia quedará retrasada. Todavía no se ha anunciado ninguna licitación. Los planes nucleares han generado preocupaciones y protestas por la intensa actividad volcánica y sísmica en las zonas previstas para albergar una planta, en particular en el centro de Java. Hay pocas posibilidades para ver, a corto o medio plazo, una planta nuclear de energía en funcionamiento, y no se ha anunciado ningún objetivo de fechas.

Israel ha desarrollado un programa nuclear militar a gran escala y, por tanto, tiene grandes capacidades nucleares. Diversos argumentos se exponen en contra de que el país desarrolle un programa de energía nuclear a corto o medio plazo. Con una dimensión de red de sólo 10.000 MW, una central nuclear estaría claramente sobredimensionada. El país no ha firmado el Tratado de No Proliferación Nuclear, por lo que está técnicamente aislado. Las plantas de energía nuclear son a veces consideradas el paso previo al despliegue de armas nucleares^{NdR}. Hay pocos lugares donde esta perspectiva parezca más pertinente que en el caso de Israel. Y, por último, Israel tiene activos importantes en el sector de las energías renovables. Una compañía israelí desarrolla actualmente planes para construir en California el proyecto solar más grande del mundo, una planta de 1.300 MW⁷². Un proyecto similar, de 500 MW, se pondrá en marcha en Israel en 2012.

El Gobierno de Berlusconi ha propuesto una ley que allanaría el camino para la reintroducción de la energía nuclear en **Italia**. Cuatro EPR se podrían construir, comenzando ya en 2013, según un acuerdo firmado en febrero de 2009 por la francesa EDF y la mayor empresa eléctrica italiana, ENEL. Sin embargo, Italia es el único país que cerró su programa nuclear después del accidente de

⁶⁹ Véase <http://www.alp.org.au/media/0109/msrese160.php> consultada 10 de mayo de 2009.

⁷⁰ Santiago Times, "Chile Govt doubles 2009 Budget for Nuclear Energy Studies", Energía, 6 de enero de 2009.

^{NdT} Egipto tiene un reactor de investigación que tuvo una fuga en abril de 2010, aunque la información no se hizo pública recién en el mes de septiembre. <http://www.news24.com/Africa/News/Egypt-nuclear-reactor-failed-20100907>

⁷¹ Thaindian News, "Indonesia to build four nuclear power plants by 2025", 12 de marzo de 2008.

^{NdR} Israel suele ser considerado "país con armas nucleares sin declarar". Ver: A. Cohen & W. Burr, "Israel Crosses the Threshold", Bulletin of the Atomic Scientists, May/June 2006.

⁷² ISRAEL21c, "Israel and California cut world's largest solar energy deal", el 12 de febrero de 2009, <http://www.israel21c.org/bin/en.jsp?enDispWho=Articles%5EI2460&enPage=BlankPage&enDisplay=view&enDispWhat=object&enVersion=0&enZone=Technology>, consultado el 10 de mayo de 2009.

Chernobyl en 1986, y reforzó la decisión en un referéndum en 1987. Cuatro reactores operativos y cuatro unidades en construcción fueron abandonados y no se ha generado electricidad de origen nuclear a partir de 1987. Veinte años después, Italia sigue enfrentándose a importantes costes de desmantelamiento y gestión de residuos. No existe un depósito final para los residuos de alta actividad y el público sigue mostrándose hostil. Italia había construido una industria nuclear importante y tiene un grupo de presión nuclear fuerte. Recientemente, ENEL anunció inversiones en centrales nucleares fuera del país, en particular en la central eslovaca de Slovak Mochovce, y en la francesa Flamanville-3. Esta estrategia parece mucho más realista que cualquier recuperación a corto o medio plazo de la energía nuclear en la propia Italia⁷³.

Kuwait anunció en marzo de 2009 sus planes para establecer una comisión nacional de energía nuclear, y presentó un proyecto de legislación para conseguirlo. El país se halla en las etapas iniciales de diseño de una posible política de energía nuclear. Con sólo 11.000 MW, su red es muy pequeña. Las aplicaciones a corto y medio plazo son poco probables.

La industria nuclear de la **India** ha declarado que estaría dispuesta a ayudar a **Malasia** en el desarrollo de un programa de energía nuclear "si hay un verdadero interés, ya que la producción de energía nuclear es un compromiso a largo plazo"⁷⁴. No hay perspectivas o ambiciones a corto o medio plazo.

En **Noruega**, un comité gubernamental, nombrado en febrero de 2008, recomendó que "debe ser reconocida la contribución potencial de la energía nuclear para un futuro energético sostenible."⁷⁵ Sin embargo, como indica el perfil de Noruega de la Agencia de Energía Nuclear de la OCDE: "Noruega no tiene un programa de generación de energía nuclear."⁷⁶

Filipinas ya abandonó en el pasado un proyecto de energía nuclear. El reactor de 600 MW de Westinghouse, Bataan-1, fue encargado en 1974, y se comenzó a construir en 1976. El proyecto, casi acabado, fue abandonado por el gobierno entrante de Corazón Aquino días después del accidente de Chernobyl en 1986. Sin embargo, al parecer el pago de las obras continuó hasta el año 2007⁷⁷. En febrero de 2008 la OIEA visitó el emplazamiento a petición del gobierno filipino. Ha habido sucesivos intentos de los miembros del Congreso para presentar proyectos de ley que obliguen a la rehabilitación del plan, el último en diciembre de 2008. "El gobierno tiene que evaluar que requisitos se deben dar en la concesión de nuevas licencias, cómo modernizar vieja tecnología de las pasadas dos décadas a los estándares actuales, y cómo confirmar que todos los aspectos del planta funcionará correctamente y con seguridad. No es función de la OIEA indicar si la planta se puede utilizar o no, o cuánto le costará la rehabilitación", estableció la OIEA.⁷⁸ La ubicación de la central está cercana a una zona donde ocurren terremotos y también al durmiente volcán Pinatubo. Teniendo en cuenta la desastrosa experiencia de la inversión inicial, la ausencia de un marco adecuado sobre energía nuclear (sobre legislación, seguridad, autoridades, etc.) y una significativa oposición al proyecto en todo el país, parece poco probable que siga adelante^{NdT}.

Polonia encargó cinco reactores de diseño ruso entre 1974 y 1982. Las obras se iniciaron en dos unidades, en Żarnowiec, pero todos los pedidos fueron cancelados oficialmente en 1990. El actual gobierno polaco ha retomado los planes nucleares, y ha manifestado que el primer reactor debería comenzar a funcionar en 2020. La compañía eléctrica PGE, propiedad del Estado, anunció, en enero

⁷³ Ver Maria Rosaria Di Nucci, "Between Myth and Reality: Development, Problems and Perspectives of Nuclear Power in Italy", en Lutz Mez, Schneider y Thomas Mycle Steve (eds), "International Perspectives on Energy Policy and the Role of Nuclear Power", Multi-Science Publishing, Brentwood, mayo de 2009.

^{NdT} El proyecto Bataan-1 fue abandonado definitivamente en julio de 2010. Ver <http://www.mb.com.ph/articles/268525/bataan-nuclear-plant-stays-closed>

⁷⁴ Malasia Yahoo News, "India keen to sell nuclear reactors to Malaysia", 27 de abril de 2008.

⁷⁵ WNA, "Emerging Nuclear Countries", mayo de 2009.

⁷⁶ Véase <http://www.nea.fr/html/general/profiles/norway.html>

⁷⁷ "RP revisits nuclear energy option at 'white elephant' plant", AFP, 8 de enero de 2009.

⁷⁸ IAEA "IAEA Advises Philippines on Next Steps for 'Mothballed'NPP", el 12 de julio de 2008.

de 2009, planes para construir dos plantas de 3.000 MW en el país⁷⁹. Además, Polonia se ha unido a la Organización de la Energía de Lituania (LEO), junto con Letonia, Estonia y Lituania en el proyecto de central "Báltica", llamado Visaginas. Originalmente se trataría de una planta nueva, que sustituyese a la central de Ignalina que cerrará a finales de 2009, y que prevé comenzar a funcionar en 2015. No existe ni un calendario, ni propuestas de sistemas de financiación realistas. Ni ha sido expedida ninguna licitación.

En **Portugal** "en 2004, el gobierno rechazó una propuesta para introducir la energía nuclear, pero esto ahora se está revisando", informa la WNA⁸⁰. Sin embargo, la opinión pública portuguesa se muestra abrumadoramente opuesta a la energía nuclear, y tampoco existen planes. Como afirma el perfil de país de Portugal de la Agencia de Energía Nuclear de la OCDE: "Portugal no tiene un programa de generación de energía nuclear"⁸¹.

En **Tailandia** han existido planes sobre energía nuclear desde 1970, ninguno de ellos se ha materializado nunca. En el anterior gobierno, el ministro de Energía revivió los planes para la construcción de cuatro reactores nucleares, con un total de 4.000 MW, disponibles para 2020-2021⁸². Sin embargo, el gobierno entrante no ha confirmado ninguno de dichos planes.

Aunque la OIEA no clasifica los países en las diversas categorías del Cuadro 2, es evidente que **Turquía** es el único país de los considerados debutantes potenciales que ha lanzado ya una convocatoria de licitación. Sin embargo, en Septiembre de 2008 sólo había recibido una oferta, la de la empresa rusa Atomstroyexport (ASE), entre seis posibles licitadores. En principio, el procedimiento tuvo que volver al punto de partida, ya que la ley turca no permite la atribución de un contrato si no hay más que un postor. Sin embargo, las negociaciones han continuado en torno a la oferta del consorcio ruso, que incluye ASE, Inter RAO UES y la empresa turca Park Teknik. La oferta, basada en el modelo BOO (Build-Own-Operate), incluye la construcción de cuatro reactores AES VVER-2006 de 1200 MWe, que se construirán cerca de Mersin, en el distrito Akkuyu. En febrero de 2009 el proyecto fue objeto de debates entre los presidentes ruso y turco. La financiación del proyecto sigue siendo el problema clave. Se ha informado⁸³ que la oferta inicial rusa consistía en vender la energía de la planta, aún a construir, a un precio que era tres veces superior al precio actual de venta al por mayor de la electricidad en Turquía. Una posterior revisión de la oferta todavía mantenía la oferta a más del doble de los niveles de venta al por mayor actuales. Sin embargo, Akkuyu fue la localización de un proyecto nuclear anterior que falló a pesar de que se basaba en un régimen de 100% de prefinanciación, y que se abandonó. Turquía carecía, y aún continúa careciendo, de una infraestructura nuclear consistente, y el proyecto nuclear recibió una fuerte oposición de la población local. La última propuesta sólo ha conseguido reavivar las protestas locales.

Los **Emiratos Árabes Unidos** (EAU), siguiendo las recomendaciones de la OIEA, establecieron una Organización para la Implementación de un Programa de Energía Nuclear (NEPIO), creando la Corporación de Energía Nuclear de los Emiratos (ENEC) como entidad pública con una financiación inicial de 100 millones de dólares norteamericanos, y han dado pasos para desarrollar la legislación nuclear. La etapa siguiente consiste en un documento de posición del gobierno sobre la "Evaluación y Desarrollo del Potencial de la Energía Nuclear con Fines Pacíficos"⁸⁴. Para el año 2020 los Emiratos

⁷⁹ PGE contaba entonces con un costo kW instalado de € 2.500 - € 3.000, una cifra que ha aumentado de manera significativa (véase la sección III.).

⁸⁰ WNA, "Emerging Nuclear Countries", mayo de 2009.

⁸¹ Véase <http://www.nea.fr/html/general/profiles/portugal.html>

⁸² Piyasvasti Amranand, "Thailand's Energy Policies", presentación en Power-Gen de Asia, 6 de septiembre de 2007.

⁸³ WNN, "Russia and Turkey talking cooperation", 17 de febrero de 2009.

⁸⁴ Gobierno de los Emiratos Árabes Unidos Policy of the United Arab Emirates on the Evaluation and Potencial Development of Peaceful Nuclear Energy", sin fecha.

<https://pcs.enec.gov.ae/ENECDocuments/ContentMgmtDocuments/UAE%20Policy%20on%20the%20Evaluation%20and%20Potential%20Development%20of%20Peaceful%20Nuclear%20Energy.pdf> , consultado el 15 de mayo 2009

prevén el funcionamiento de tres unidades de 1.500 MW, pero no se ha tomado ninguna decisión a partir de mediados de mayo de 2009.

A pesar de que los Emiratos Árabes Unidos han firmado un acuerdo de cooperación nuclear de largo alcance con Francia, existe una fuerte resistencia en el Congreso de los EE.UU. a la aplicación de un acuerdo similar firmado por la anterior administración norteamericana, el 15 de enero de 2009, justo al final de su mandato. "Teniendo en cuenta la historia pasada de los Emiratos Árabes Unidos como la más importante vía de tránsito para las mercancías destinadas a los programas nucleares y de misiles de Irán, persisten serias preocupaciones acerca de su elegibilidad para un acuerdo de cooperación nuclear con los EE.UU.", dijo la Congresista republicana Ileana Ros-Lehtinen, miembro de alto rango del Comité de Asuntos Exteriores⁸⁵. La fuerte oposición de ambos partidos en EE.UU. podría perjudicar seriamente cualquier intento de los Emiratos Árabes Unidos para seguir adelante con un programa de energía nuclear, incluso si el presidente Obama autoriza oficialmente su implementación⁸⁶.

Además, los Emiratos Árabes Unidos tendrían que aumentar sustancialmente la capacidad total instalada y la red eléctrica, ya que una sola planta de 1.500 MW corresponde a casi el 10% de la capacidad instalada actualmente.

Venezuela aprobó, ya en 1975, un decreto "sobre el Desarrollo de la Industria Nuclear", pero nunca ha desarrollado un programa. En septiembre de 2008 el presidente Chávez, dijo: "Desde luego, estamos interesados en desarrollar la energía nuclear, por supuesto con fines pacíficos, para fines de uso médico y para generar electricidad"⁸⁷. Rusia y Francia han ofrecido asistencia para la construcción de un programa nuclear en Venezuela. Sin embargo, al parecer no hay todavía decisiones o planes concretos.

En 1996, **Vietnam** firmó un acuerdo con Corea del Sur para "La cooperación en investigación sobre los Usos Pacíficos de la Energía Nuclear". Más tarde se firmaron acuerdos de cooperación también con otros países como Canadá, China, Francia, Japón y Rusia. A mediados de 2008 se aprobó una ley nuclear con la perspectiva de construir dos unidades de 1.000 MW a partir de 2014, y con el objetivo de conectarlas a la red en 2018. Vietnam carece de infraestructura nuclear en general, y tendría que realizar considerables inversiones en la expansión de la red eléctrica, para absorber la producción de ambas instalaciones, que representarían casi el 20% de la capacidad instalada actualmente.

Sigue siendo poco probable que alguno de los posibles nuevos países nucleares pueda poner en práctica, a corto plazo, programas de fisión nuclear dentro de un marco adecuado a nivel técnico, político, jurídico y económico. Ninguno de los países considerados potencialmente recién llegados tiene una regulación sobre temas nucleares, ni un organismo regulador independiente, ni la capacidad interna de mantenimiento, ni mano de obra calificada a nivel local para construir una planta nuclear. El jefe de la Autoridad francesa de Seguridad Nuclear ha estimado que se necesitarían al menos 15 años para crear el marco regulador necesario en los países que están empezando desde cero.

Por otra parte, pocos países tienen suficiente capacidad en la red eléctrica para absorber la producción de una gran planta nuclear. Esto significa que el desafío económico de la financiación de

⁸⁵ Brad Sherman, "Key Members of Congress call on President Obama to Conduct Nuclear Trade Policy Review", 7 de abril de 2009, http://www.house.gov/list/press/ca27_sherman/morenews/40709UAEletter.html

⁸⁶ Platts, "Obama approves US-UAE agreement on civilian nuclear cooperation" "Obama approves US-UAE agreement on civilian nuclear cooperation", 20 de mayo de 2009.

⁸⁷ CNN, "Chavez interested in nuclear help from Russia", 28 September 2008.

una central nuclear se agudizaría por las grandes inversiones complementarias que se requerirían en la red de distribución.

Los países que tienen el tamaño de red y la calidad que, al parecer, podría hacer frente a una gran planta nuclear, encuentran, a corto y medio plazo, otras barreras⁸⁸ importantes: un gobierno hostil o pasivo ante el tema (Australia, Noruega, Malasia, Tailandia), una opinión pública esencialmente hostil (Italia, Turquía), preocupaciones internacionales de no proliferación (Egipto, Israel), grandes preocupaciones económicas (Polonia), un medio ambiente hostil debido a terremotos y riesgo volcánico (Indonesia), y falta de toda la infraestructura necesaria (Venezuela). Muchos países enfrentan varios de estos obstáculos al mismo tiempo.

II.5. Situación y Tendencias de las capacidades de fabricación nuclear

Independientemente de que el renacimiento nuclear se lleve o no a término también dependerá en gran medida el éxito o el fracaso de la infraestructura industrial que proporciona las piezas y equipos necesarios para la construcción de una planta de energía nuclear.

Kristine L. Svinicki
Comisario, NRC
Mayo de 2009 ⁸⁹

Los aspectos industriales han cambiado radicalmente desde que la construcción nuclear alcanzó su punto máximo alrededor de 1980. Muchas empresas que eran las principales organizadoras de la industria nuclear en el año 1980, se han alejado completamente del negocio nuclear, se han unido a otras en el propio campo nuclear, o han redirigido su enfoque de negocios a las actividades de desmantelamiento y gestión de residuos, que es donde se ha dado un incremento en los últimos años. Esto ha dado como resultado que un grupo más pequeño de empresas, y en menos países, tengan la capacidad de gestionar la construcción completa de una planta de energía nuclear⁹⁰.

Según la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME), el número de Certificados Nucleares ASME en manos de empresas de todo el mundo cayó de cerca de 600, en 1980, a menos de 200 en 2007. El descenso se debe fundamentalmente a pérdidas de los certificados detentados por Estados Unidos, ya que el número de los títulos detentados por otros países se mantuvo estable en una cantidad aproximada de 100. Desde 2007 el número de certificados ASME ha subido ligeramente llegando a 225, apenas un ligero salto⁹¹.

Una evaluación del Departamento de Energía de Estados Unidos sobre la construcción de infraestructuras llegó a la conclusión de que los grandes equipamientos (vasijas de presión del reactor, generadores de vapor, calentadores y separadores de humedad) necesarios para la implementación a corto plazo de las unidades de Tercera Generación (Generación III)⁹² no serían fabricados en las empresas de EE.UU. "La fabricación de Vasijas de Presión del Reactor (RPV) podría retrasarse debido a la limitada disponibilidad de grandes piezas forjadas en forma de anillo, y de grado nuclear, que actualmente sólo puede suministrar un proveedor japonés (la Japan Steel Works, Limited - JSW). Por ello, puede ser necesario alargar el período de colocación de la vasija de presión

⁸⁸ Ver Sharon Squassoni, "Nuclear Energy –Rebirth or Resuscitation", Fundación Internacional Carnegie para la Paz, 2009. El informe ofrece un resumen útil de las posibles consecuencias de los diversos escenarios de expansión.

⁸⁹ Kristine L. Svinicki, "The Nuclear Renaissance in America", NRC News, Paris, 4 de mayo de 2009.

⁹⁰ IAEA, "International Status and Prospects of Nuclear Power", 2008.

⁹¹ Kristine L. Svinicki, "The Nuclear Renaissance in America", NRC NEWS, Paris, 4 de Mayo de 2009.

⁹² La actual generación de centrales nucleares en funcionamiento se considera de Segunda Generación (Generación II). El EPR en construcción en Finlandia se considera un reactor de Generación III. Otros diseños que se consideran en esta definición en los EE.UU. incluyen el AP1000 de Westinghouse, el Advanced Boiling Water Reactor (ABWR) y el Reactor de Agua en Ebullición Económico y Simplificado (ESBWR) de General Electric (véase también el capítulo III.).

en el reactor, dependiendo de la capacidad de este suministrador para proveer en forma oportuna las piezas de forja de gran anillo que requiere la citada vasija. Este déficit potencial significa un incremento significativo del riesgo previsto, y podría significar también un riesgo para la financiación del proyecto."⁹³ El Presidente de la Comisión Reguladora Nuclear de EE.UU., Dale Klein, ha advertido de que se dedicará más tiempo a inspeccionar los componentes hechos en el extranjero a fin de ejercer el control de calidad doméstico⁹⁴.

JSW ha suministrado alrededor de 130, es decir el 30%, de las vasijas de los reactores nucleares que funcionan actualmente en el mundo⁹⁵. Mientras que alrededor del 90% de las vasijas en funcionamiento en los EE.UU. fueron fabricadas en el país, ninguna de las tapas de vasijas de repuesto que se encargaron después de la detección, en 2002, de un agujero importante en la tapa de la vasija del reactor Davis Besse, había sido fabricada en los EE.UU.

De hecho, JSW sólo puede forjar componentes a partir de lingotes de hasta 450 Toneladas⁹⁶, según sea necesario para el EPR y otras vasijas de los reactores de presión de la Generación III, y ha anunciado futuras inversiones en su capacidad de manufacturado. Sin embargo, la tasa de producción anual de JSW aún no está clara. Se ha informado de que "inversiones más modestas en 2006, 2007, y 2008", aportarán una capacidad para el suministro del *equivalente* a cuatro conjuntos nucleares de sistemas de alimentación de vapor por año en 2007 (vasijas de presión más generadores de vapor), y 5,5 conjuntos fijos en 2008. JSW tiene el objetivo de producir piezas forjadas suficientes para cubrir el *equivalente* de, aproximadamente, 8,5 piezas al año para el 2010, e incrementará el tamaño máximo de lingotes a 650 toneladas. Ya a finales de 2007, la totalidad de la producción de JSW para componentes nucleares estaba completamente reservada hasta finales de 2010⁹⁷. AREVA ha firmado un acuerdo con JSW "hasta más allá del 2016" que ha proporcionado a JSW "cierta confianza en nuestra capacidad de pasar a la siguiente etapa de nuestro importante programa de expansión"⁹⁸.

El problema se halla en el término "equivalente", porque no está clara cuánta de la capacidad de forja de JSW está dedicada, en la práctica, a los nuevos proyectos nucleares. JSW también suministra, por ejemplo, alrededor de 100 piezas de forja al año para las turbinas de combustibles fósiles y los rotores de generadores, únicamente a China.

El máximo tamaño de lingote que AREVA puede manejar en su planta de forjado de Chalon es de 250 toneladas. AREVA ha declarado que la capacidad anual en la planta de Chalon se limita a 12 generadores de vapor⁹⁹, más "un cierto número de tapas de vasija" y pequeños equipos, o el *equivalente* de entre 2 y 2,5 unidades por año, si lo hace realizará la fabricación de equipos para las nuevas instalaciones. En realidad, la capacidad de Chalon está reservada con antelación para el alargamiento del funcionamiento de las plantas --substituciones de generadores de vapor y tapas de la vasija del reactor-- incluyendo el mercado de los EE.UU.¹⁰⁰. En julio de 2007 AREVA anunció que la forja pesada que había encargado en 2006 a JSW para un reactor EPR en los Estados Unidos había empezado a llegar a su planta de Chalon. AREVA declaró que los encargos de forjado de piezas convierten a la empresa en el único proveedor que tiene "el material inmediato para apoyar con seguridad la generación a desplegar en 2015."¹⁰¹ Desde 1973, la planta de Chalon ha fabricado,

⁹³ MPR-DOE NP2010 Nuclear Power Plant Construction Infrastructure Assessment, 21 de octubre de 2005.

⁹⁴ Financial Times, 24 de octubre de 2007.

⁹⁵ WNN "Japan Steel Works prepares for orders", 16 de mayo de 2007.

⁹⁶ De acuerdo con la prensa especializada, un proveedor en China, Erzong (ex Segunda Empresa de Maquinaria de Obras pesada) situado en Dayan, Sichuan, "ha anunciado" que está capacitado, pero la evidencia no está clara, y la falta de reputación internacional de Erzong le excluye, de facto, como un competidor de JSW en el mercado internacional.

⁹⁷ Nucleonics Week, 8 de noviembre de 2007.

⁹⁸ AREVA, "The Japan Steel Works, Ltd. (JSW) and AREVA sign a major industrial agreement on largeforged part procurement", Comunicado de Prensa, 4 de noviembre de 2008.

⁹⁹ La mayoría de las grandes centrales nucleares en construcción o en planificación tienen cuatro generadores de vapor.

¹⁰⁰ Véase CPDP, Compte Rendu du Débat Pública EPR "Tête de serie", París, 29 de noviembre de 2005.

¹⁰¹ Nucleonics Week, 8 de noviembre de 2007.

en total, más de 600 componentes pesados, entre ellos 76 vasijas de presión del reactor, 63 tapas de vasijas para sustitución, y 292 generadores de vapor. Más de 500 de estas piezas fueron instaladas en las unidades francesas.

En julio de 2008 AREVA anunció que ampliaría sus instalaciones de Le Creusot, situadas en la misma región que Chalon, a fin de aumentar de 35.000 toneladas a 50.000 toneladas su capacidad anual de producción de lingotes. AREVA afirma que mientras que actualmente "el 80% de los componentes necesarios para construir un reactor EPR pueden ser producidos en Le Creusot", en el futuro "el 100% se fabricará en la región, incluyendo componentes para las vasijas de reactores"¹⁰².

Pocos meses después, AREVA declaró que la capacidad de producción anual de las instalaciones de Chalon sería actualizada a "un equivalente de 2,7 EPR, aproximadamente un 1,7 superior"¹⁰³.

Las cifras de AREVA ilustran la dificultad para evaluar su capacidad real de fabricación. AREVA incrementa su capacidad a partir de componentes para un máximo de 2,5 unidades de Generación II llegando a 2,7 unidades EPR de Tercera Generación. Parece un modesto incremento.

En los EE.UU., AREVA, en alianza con Northrop Grumman, está proyectando la construcción de una planta gemela a Chalon en Newport News, Virginia. La planta, de 360 millones de dólares, fabricaría vasijas de reactores, generadores de vapor y presurizadores para los futuros EPR que se construirán en EE.UU. Sin embargo, AREVA se enfrenta a una grave escasez de efectivo (véanse las secciones III y IV) y, en este momento, es poco probable que sea capaz de seguir adelante con la totalidad de sus ambiciosos proyectos de inversión¹⁰⁴.

Otras iniciativas para corregir el evidente "cuello de botella" en la capacidad de fabricación incluyen:

- Las empresas **chinas** Calderería Harbin, Grupo de Calderas Dongfang y Shanghai Electric Heavy Industries Corp. (SEC) se están preparando para entrar en el mercado de piezas de forja de gran tamaño. Actualmente sólo dos compañías chinas puede fabricar lingotes de aproximadamente 350 toneladas, se dice que sólo SEC manejará lingotes de hasta 500 toneladas. En 2008 los fabricantes chinos fijaron un ambicioso objetivo para, aproximadamente, el 2015: la producción de 20, o más, conjuntos de recipientes a presión y generadores de vapor por año. Los ejecutivos de la industria de Europa y EE.UU. que han trabajado con las empresas chinas en este tema creen que esta tasa de producción no se podrá alcanzar hasta mucho tiempo después. Hasta hace poco, solo una empresa china, China Erzhong, tenían certificados ASME para el forjado de piezas de energía nuclear, un requisito clave para las exportaciones, pero el tamaño está limitado a vasijas de presión para reactores de 600 MW. A principios de junio del 2009, Shandong Nuclear Power Equipment Manufacturing Company anunció que había obtenido la certificación ASME para la fabricación de las vasijas de presión del reactor AP1000¹⁰⁵. Las cuatro primeras vasijas AP1000 para el mercado chino fueron encargadas a un fabricante en Corea. El tamaño de las de 1000 MW sigue siendo muy inferior al de las vasijas de 1600 MW que necesita el EPR.

El sector de la energía nuclear tendrá que seguir compitiendo con otras industrias para conseguir nuevas capacidades de forja. Más del 90% de las piezas de forja para las plantas térmicas de carbón de China, de potencia superior a 600 MW, son importadas, principalmente de Japón¹⁰⁶.

- El fabricante de componentes pesados de Rusia ZiO-Podolsk, una filial de Atomenergomash,

¹⁰² AREVA, "AREVA invests in Le Creusot to manufacture EPR reactor vessels in France", Comunicado de Prensa, 3 de julio de 2008.

¹⁰³ AREVA, "AREVA launches the Chalon 1300 plan", 2 de abril de 2009.

¹⁰⁴ AREVA ha dejado de lado algunos proyectos incluyendo, en noviembre de 2008, el proyecto de minería de uranio en el Medio Oeste en Saskatchewan, Canadá.

¹⁰⁵ WNN, "Accreditation for Chinese nuclear components", 5 de junio de 2009.

¹⁰⁶ Basado en Mark Hibbs, "Chinese equipment fabricators set ambitious capacity targets", Nucleonics Week, 22 de mayo de 2008.

informó que invertiría 2.900 millones de rublos (65 millones de €) en 2015, para ampliar su capacidad hasta alcanzar el equivalente a cuatro conjuntos de equipos nucleares por año¹⁰⁷.

- A principios de 2009 la empresa española ENSA firmó un acuerdo estratégico con GE-Hitachi Energía Nuclear (GES) para la fabricación de vasijas de presión de los Reactores Avanzados de Agua en Ebullición (ABWR) y los Reactores Simplificados y Económicos de Agua en Ebullición (ESBWR). En Febrero de 2009, JSW entregó la primera de seis piezas de forja de un ESBWR. ENSA no espera completar la vasija de presión hasta 2012.

- En EE.UU., Westinghouse ha firmado contratos con Chicago Bridge & Iron (CB & I) para la fabricación de cuatro vasijas de presión para reactores AP1000. CB & I afirma que ha fabricado el 75% de las vasijas de los reactores operativos de EE.UU., y que se propone reconstruir su capacidad de producción. Las entregas están previstas para una fecha entre el 2014 y el 2018¹⁰⁸. Los plazos son ilustrativos de los largos períodos de preparación que se necesitan.

- En el Reino Unido la industria nuclear está buscando desesperadamente asistencia para poder recuperar competencia nuclear. El resultado del proceso de licitación del EPR finlandés de Olkiluoto fue un duro golpe para la industria británica. Menos del 1% de las 2.183 empresas involucradas tienen su sede en el Reino Unido. AREVA ha indicado que está dispuesto a ayudar a la industria británica en la calificación de reconstrucción¹⁰⁹. El Primer Ministro Gordon Brown visitó la industria de forja Forgemasters, en Sheffield, en mayo 2009. Sin embargo, aún no se ha tomado ninguna decisión sobre si el Estado entregará la subvención que ha requerido la compañía, que supone más del 20% del coste de la inversión, estimada en 140 millones de libras, para una prensa de 15.000 toneladas. Esta actualización le permitiría competir dentro del círculo más exclusivo de forja nuclear en el mundo¹¹⁰.

La industria de transformación nuclear se halla claramente en un estado de profunda reorganización y actualización. Las inversiones en capacidad de fabricación de equipos pesados son muy intensivas en capital. Los fabricantes no seguirán adelante con inversiones por valor de cientos de millones de dólares si no están convencidos de tener pedidos con varios años de antelación. Sin embargo, el actual descenso en el consumo de electricidad, el limitado apoyo del gobierno, junto con el crecimiento del mercado de energías renovables, crea incertidumbre para los inversores sobre la viabilidad de nuevos proyectos de energía nuclear. Las recientes cancelaciones de proyectos avanzados en Sudáfrica, Canadá y EE.UU., así como los repetidos retrasos en muchos otros proyectos, no son datos propicios para establecer el nivel de confianza indispensable para las inversiones intensivas de capital que son necesarias.

II.6. Situación y Tendencias en temas de Competencia Nuclear

*El tema de envejecimiento del personal de mantenimiento mantiene despiertos en la noche a incontables directores gerentes (CEOs).
Eric Schmitt, Capgemini¹¹¹*

Simplemente, las ratios de inversión y construcción de la década de los 80 no se pueden repetir treinta años más tarde¹¹². La industria nuclear y las empresas enfrentan desafíos en un ambiente industrial que ha cambiado radicalmente. Hoy el sector, público o privado, tiene que afrontar gastos de gestión de residuos y desmantelamiento que superan con creces las estimaciones del pasado,

¹⁰⁷ WNN, "Russian heavy equipment manufacturer ZiO-Podolsk is increasing capacity to be able to produce four nuclear equipment sets per year", 9 de marzo de 2009.

¹⁰⁸ WNN, "More AP1000 containment vessels", 19 de diciembre de 2008.

¹⁰⁹ The Times, "British suppliers risk missing out on nuclear revival", 3 de abril de 2009.

¹¹⁰ Financial Times, "Manufacturer hopes to forge £30m nuclear plan", 24 de noviembre de 2009.

¹¹¹ Eric Schmitt, "Preparing for the Nuclear Power Renaissance", Capgemini, marzo de 2008.

¹¹² Además, la repetición de la historia de los proyectos cancelados, los servicios públicos en bancarrota y el exceso de costes, especialmente en los EE.UU., dificilmente son un objetivo para la actual industria nuclear.

incluso si la parte del león del coste es, a menudo, asumida por fondos públicos. También tiene que competir con un sector del gas y del carbón en gran parte modernizado, y con nuevos y potentes competidores en el nuevo sector de las energías renovables¹¹³. En concreto, debe afrontar problemas de pérdidas rápidas en competencia de construcción y funcionamiento.

Varias evaluaciones han confirmado la falta de habilidades como un problema internacional.

En el año 2000, la Agencia de Energía Nuclear (NEA) de la OCDE llegó a una alarmante conclusión después de realizar una encuesta en 16 países:

"En la mayoría de los países hay en la actualidad menos capacidad, y menos programas de tecnología nuclear de alta calidad en las universidades que antes. La capacidad de las universidades para atraer estudiantes altamente preparados a estos programas, atender las futuras necesidades de personal de la industria nuclear, y llevar a cabo la investigación punta en temas nucleares se está viendo seriamente comprometida. (...) A menos que se haga algo para detenerlo, esta espiral descendente de la disminución de intereses y oportunidades académicas de los estudiantes continuará."¹¹⁴

La OIEA puso en marcha una serie de iniciativas para hacer frente a esta limitación de habilidades y competencias bajo el término "Gestión del Conocimiento Nuclear"¹¹⁵. En 2004 se convocó una conferencia internacional sobre la gestión del conocimiento nuclear, lo que proporcionó una útil perspectiva general a partir de informes explícitos de un buen número de países¹¹⁶. Sin embargo, aunque algunas de las presentaciones previstas abordaron interesantes cuestiones de fondo (véase a continuación), las conclusiones y recomendaciones fueron de naturaleza muy general ("La Secretaría del AIEA, y los Estados miembros de la OIEA, deben adoptar todas las medidas posibles para la preservación de los conocimientos nucleares, y su difusión e intercambio, mediante la participación efectiva de expertos e individuos"). En 2007, la OIEA organizó un segundo evento internacional sobre la gestión del conocimiento¹¹⁷. Una contribución del equipo de dirección de la OIEA todavía identificaba "el suministro fiable de la fuerza laboral competente (como) uno de los mayores retos para el conjunto de la industria energética nuclear."¹¹⁸ En las conclusiones y recomendaciones de la Conferencia se señalaba "la importancia creciente de este tema" a pesar de un repunte en la incorporación de personas a la energía nuclear, "el (problema de) personal es probablemente el peor "cuello de botella". Incluso en los países nucleares "estabilizados" hay lagunas generacionales". La ponencia de la Conferencia recomienda que la OIEA y la AEN "realicen 'publicidad' del renacimiento (nuclear), para atraer a jóvenes talentos". Se falla al olvidar que, en una encuesta en la Red a la Joven Generación, se descubrió que más del 40% de los jóvenes profesionales de la industria nuclear calificaban sus puestos de trabajo entre "bien" y "muy decepcionante"¹¹⁹.

Un estudio de 2004, de la NEA, reconocía que hay más estudiantes de postgrado en materia nuclear que antes, pero que estudios realizados en los países miembros han demostrado que "a pesar de la miríada de iniciativas en marcha en el ámbito de la educación y formación nucleares, se requiere

¹¹³ Véase el análisis de Amory B. Lovins "Nuclear Power: Climate Fix or Folly?", abril de 2008, http://www.rmi.org/images/PDFs/Energy/E09-01_NuclPwrClimFixFolly1i09.pdf.

¹¹⁴ OECD-NEA, "Nuclear Education – Cause for Concern?", Informe NEA 2428, París, 2000.

¹¹⁵ Véase www.iaea.org/inisnkm/nkm/ para más detalles.

¹¹⁶ Las presentaciones están disponibles en <http://www.iaea.org/inisnkm/nkm/cnkm/>

¹¹⁷ Véase www.iaea.org/inisnkm/nkm/conference2007.html para las presentaciones de la conferencia.

¹¹⁸ A. Kazennov et al. "Evolution of NPP personnel training: trends, new needs and performance improvement focus", OIEA, presentación en el OIEA, Conferencia Internacional sobre Gestión del Conocimiento en Instalaciones Nucleares, Viena, Austria, 18-21 de junio de 2007.

¹¹⁹ Barré Bertrand, "Findings and Recommendations", Conference Rapporteur, IAEA, International Conference on Knowledge Management in Nuclear Facilities, Vienna, Austria, 18-21 de junio de 2007.

que se gradúen más ingenieros y científicos con conocimientos nucleares."¹²⁰ La formación no es necesariamente una opción más, ya que endurece la competencia general:

"Como los graduados con alta calidad técnica son cada vez menos, la competencia entre ellos es cada vez mayor, y hay indicios que apuntan a que la industria nuclear está perdiendo. (...) Además de perder directamente, la industria pierde indirectamente, porque esto también significa que la capacidad de las organizaciones para eludir la escasez de graduados con un importante componente de formación nuclear mediante la contratación de técnicos titulados de buena calidad y entrenarlos en la empresa está comprometida. (...) La necesaria provisión de especialistas con educación nuclear está amenazada." ¹²¹

En 2007, el Comité Directivo de la NEA emitió, por unanimidad, una inusual declaración dirigida a todos los gobiernos miembros de la NEA, "en relación con la función del gobierno de garantizar los recursos humanos calificados en el campo nuclear". El tono sigue siendo tan alarmante como en su análisis realizado siete años antes:

"El sector está siendo testigo de una pérdida de experiencia después de la reducción de costes salariales, de una pérdida de instalaciones de investigación por la reducción de los costes operativos, y de una disminución del apoyo a universidades por la reducción de gastos generales."¹²²

La NEA recomienda que los gobiernos deben llevar a cabo evaluaciones periódicas de la oferta y la demanda de recursos humanos en el ámbito nuclear; las partes interesadas deberían cooperar a nivel nacional, y a escala internacional, para mejorar la educación nuclear, y apoyar grandes programas internacionales de I + D a fin de atraer a jóvenes graduados y profesionales a su campo.

El ejecutivo nuclear indio Shreyans K. Jain, recién elegido Presidente de la Asociación Mundial de Operadores Nucleares (WANO), declaró en su discurso de aceptación en septiembre de 2007:

"Las cuestiones claves que hoy en día demandan la atención mundial son, en mi opinión, las relacionadas con el envejecimiento de la fuerza laboral, el envejecimiento de los reactores, el incremento global del parque de plantas de energía nuclear y, probablemente, las dudas de la generación más joven para adoptar esta tecnología como una profesión. Es también un hecho que con un retroceso creciente de la fuerza laboral, el inestimable conocimiento tácito, construido a través de años de experiencia, está en constante pérdida. Por lo tanto, es absolutamente esencial para todos nosotros dedicar nuestro pensamiento a obtener métodos para hacer frente a estos graves asuntos."¹²³

En marzo de 2008, un informe de Capgemini concluía:

"El escenario mundial está preparado para una 'guerra de talentos' en todas las industrias, y la energía nuclear necesita atraer su cuota razonable a fin de apoyar el renacimiento.(...) Estimular el interés de la fuerza laboral del Milenio para que vengan al sector de la energía nuclear, y aumentar gradualmente los programas universitarios, llevará de cinco a diez años; pero la industria deberá probablemente llamar la atención a través de un nuevo concepto de reactor antes de que tal interés se de."¹²⁴

Hasta la fecha la NEA aún no ha actualizado su informe de 2004, pero tiene la intención de hacerlo

¹²⁰ OCDE-NEA, "Nuclear Competence Building", Informe NEA 5588, París, 2004.

¹²¹ Ibidem.

¹²² OECD-NEA, "Statement by the NEA Steering Committee for Nuclear Energy regarding a government role in ensuring qualified human resources in the nuclear field", 18 de octubre de 2007.

¹²³ WANO, "el Dr. S.K. Jain se convirtió en el décimo Presidente de WANO en la reciente Reunión Bienal de General Chicago ", el 25 de septiembre de 2007, http://www.wano.org.uk/wano/Contact_Info/WanoPresident.asp .

¹²⁴ Eric Schmitt, "Preparing for the Nuclear Power Renaissance", Capgemini, marzo de 2008.

antes de finales de 2010.¹²⁵ Sorprendentemente, la Red Europea de Educación Nuclear (ENEN) tampoco ha presentado hasta la fecha datos estadísticos totales sobre la educación nuclear. La ENEN, con sede en Francia, en la Comisión de Energía Atómica francesa (CEA), se creó en 2003 con la misión de conservar y desarrollar los conocimientos nucleares en los ámbitos de la formación y la enseñanza superior, y cuenta con 51 organizaciones miembros. En consecuencia ENEN ha puesto en marcha un Master Europeo en Ingeniería Nuclear. En septiembre de 2008, ENEN resumió la situación cinco años después de su fundación:

"En la actualidad, todas las partes interesadas de la comunidad nuclear en Europa (proveedores, instalaciones, proveedores, reguladores, organismos nacionales y europeos, organizaciones de seguridad, consultores, etc.) tienen una demanda enorme de jóvenes ingenieros cualificados y, básicamente, todos los interesados tienen serias dificultades para cubrir sus demandas."¹²⁶

La Universidad Mundial Nuclear (WNU) se puso en marcha en 2003, con la misión de mejorar la educación internacional y el liderazgo en las aplicaciones pacíficas de la ciencia y tecnología nucleares. La WNU tiene cuatro entidades fundadoras que la mantienen, la OIEA, la NEA, el WANO y la WNA. La WNU organiza anualmente un instituto veraniego de seis semanas en la Universidad de Oxford, Reino Unido, con casi 100 participantes menores de 35 años, "seleccionados entre jóvenes y prometedores profesionales del sector nuclear que han demostrado un fuerte potencial de liderazgo".¹²⁷ La WNU no ha podido presentar estadísticas internacionales sobre la demanda que tiene de, y ofrece a, los expertos nucleares.

A falta de datos internacionales disponibles se pueden poner como ejemplo los siguientes estudios de caso en los EE.UU., Francia y el Reino Unido, así como apuntes de dos países más del G8: Alemania y Japón.

La **industria nuclear de los EE.UU.** tendrá que atraer a unos 26.000 nuevos empleados en los próximos 10 años para las instalaciones existentes. Estas estimaciones no incluyen los recursos adicionales necesarios para mantener nuevas plantas.¹²⁸ Por vez primera, en 30 años, la **NRC de EE.UU.** tiene que revisar la aplicación de nuevas licencias. En cuanto a los empleados federales de EE.UU. en general, un tercio del personal de la NRC puede optar a la jubilación en los próximos cinco años. De hecho, el 15% de la fuerza laboral de la NRC puede optar ya por la jubilación. "El hecho obvio es que muchos de los miembros de la jerarquía de la NRC involucrados en las revisiones de licencias originales se han retirado o se están acercando rápidamente a la jubilación", dice el Comisionado Kristine L. Svinicki¹²⁹.

Los oradores principales de la Reunión Anual de la American Nuclear Society, de 2007, señalaron que "el renacimiento nuclear está lejos de ser algo seguro"¹³⁰. Art Stall, vicepresidente "senior" y director jefe de la oficina nuclear de la Florida Power & Light Company, dijo en el plenario de apertura del evento que la euforia que ha rodeado el renacimiento nuclear ha sido frenada por la realidad de los problemas que involucra la construcción de nuevas centrales nucleares. "Stall dijo que uno de los mayores retos es encontrar personal cualificado, incluido el trabajo artesanal, técnicos, ingenieros y científicos, para apoyar la construcción y el funcionamiento. Señaló que el 40% de los actuales trabajadores de centrales nucleares puede elegir la jubilación en los próximos cinco años"¹³¹. Además dijo que sólo el 8% del personal laboral de las centrales nucleares es menor

¹²⁵ Stan Gordelier, Jefe de la División de Desarrollo Nuclear, la OCDE-NEA, comunicación privada, por e-mail de fecha 7 de mayo de 2009.

¹²⁶ Csaba Sükösd, "European approaches and initiatives for Nuclear Education & Training and Knowledge Management", ENEN, presentación en la Escuela de Nuclear del OIEA Gestión del Conocimiento, Trieste, Italia, 5 de septiembre de 2008.

¹²⁷ WNU, "Announcement of the Fifth Annual WNU Summer Institute, 5 July –August 2009", septiembre de 2008.

¹²⁸ Eric Schmitt, "Preparing for the Nuclear Power Renaissance", Capgemini, marzo de 2008.

¹²⁹ Kristine L. Svinicki, "The Nuclear Renaissance in America", NOTICIAS NRC, París, 4 de mayo de 2009.

¹³⁰ Teresa Hansen, "Nuclear renaissance faces formidable challenges", Power Engineering, ver http://pepei.pennnet.com/Articles/Article_Display.cfm?ARTICLE_ID=297569&p=6&dcmp=NPNews

¹³¹ Los datos oficiales de reclutamiento de AREVA en EE.UU. sitúan esta cifra en un 27% en los próximos tres años (véase

de 32 años de edad. Indicó además que si bien el número de técnicos y graduados universitarios en ingeniería está aumentando, hay mucha competencia de las otras industrias hacia estos graduados, y que la industria nuclear debe ser creativa si quiere que esos graduados entren y permanezcan en su campo."¹³²

En 1980, había unos 65 programas universitarios de ingeniería nuclear funcionando en EE.UU. En 2008, había sólo 31. Todas las empresas industriales se dedican a la caza de estudiantes a las puertas de las universidades incluso antes de que se gradúen. "Westinghouse busca estudiantes universitarios cualificados de tercero y cuarto curso en ferias de empleo, y mediante la publicación de oportunidades de prácticas en su web corporativa, en los periódicos, en revistas especializadas, y a través de diversos colegios y universidades", explica Steve Tritch, presidente y CEO de Westinghouse.¹³³ A partir de la virtual congelación de la contratación en la década de 1980, seguida por una lenta reanudación a finales de la década de 1990, la compañía ha estimulado el proceso en el período 2001-2005, con 400 nuevos empleados al año. La tasa aumentó a 500 contrataciones en 2006, un nivel que espera mantener en los próximos años. Sin embargo, los candidatos son difíciles de identificar y Westinghouse está buscando nuevo personal en unos 25 colegios y universidades de todo el mundo. La NRC también contrata a estudiantes de ingeniería meses antes de que tan siquiera consigan el grado de bachiller¹³⁴.

De acuerdo con una evaluación nacional realizada por el Instituto Oak Ridge para la Ciencia y Educación (ORISE)¹³⁵, había más de 1.300 estudiantes matriculados en estudios de ingeniería nuclear en los EE.UU. en 2008, casi el triple que en el 2000, pero un 2% inferior al de 2007. El número de graduados en Bachillerato de Ciencias (BSc) para el 2008 es, con 454, el más alto reportado en los últimos 20 años, pero representa el incremento anual más bajo en los últimos cinco años. Además, fueron entregados 260 títulos de Master of Science (MSc) y 127 grados de Doctorado (PhD) (véase el Gráfico 11).

Un fuerte aumento en el número de graduados nucleares, más del doble desde el año 2000, no dice nada sobre los auténticos planes de carrera de los propios graduados. Las instalaciones nucleares atraen a una proporción de titulados nucleares notablemente baja: menos del 19% de los BSc, del 8% de los MSc, y del 3% de los PhD, de acuerdo con la encuesta ORISE; a pesar de que las instalaciones contrataron tres veces más proporción de BSc que el promedio desde 2000.

Si se añade "otro empleo relacionado con las nucleares", sólo 169 (aproximadamente una cuarta parte) de los graduados nucleares de los EE.UU. en 2008 entrarían, o planean entrar, en la industria nuclear de los EE.UU. (véase el Gráfico 12). La cifra debe ser comparada con los 500 graduados que, solamente, Westinghouse tiene previsto contratar a anualmente.

Una evaluación de la infraestructura de construcción de una planta de energía nuclear, realizada en 2005 por el Departamento de Energía de los EE.UU., concluye que no sólo hacen falta ingenieros, también personal cualificado en calderería, tuberos, electricistas, herreros de barras de refuerzo, preparadores físicos, operadores y personal de mantenimiento, de todos hay "escasez".¹³⁶

http://marketplace.publicradio.org/display/web/2007/04/26/a_missing_generation_of_nuclear_energy_workers/

¹³² Teresa Hansen, op. cit.

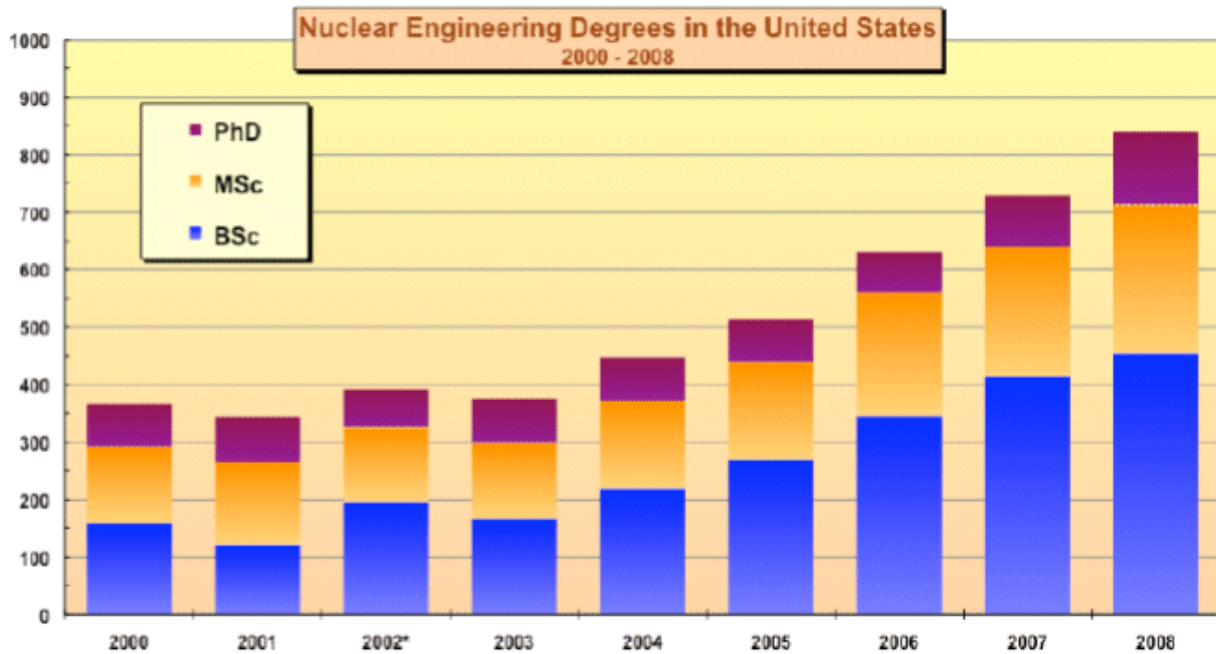
¹³³ Steve Tritch Lanzoni & Jack Lanzoni "The Nuclear Renaissance: A Challenging Opportunity", ponencia presentada en la Conferencia Anual de WNA Construyendo el futuro nuclear, los desafíos y las oportunidades, el 07 de septiembre 2006.

¹³⁴ La NRC también ha contratado a uno de los más destacados expertos independientes en crítica nuclear en los EE.UU., David Lochbaum, ex jefe de estudios nucleares de la Union of Concerned Scientists.

¹³⁵ Oak Ridge Instituto de Ciencia y Educación (ORISE), "Nuclear Engineering Enrollments and Degrees Survey-Data", encargado por el NRC, ORISE - Programas de Educación en Ciencias, NE 64 de marzo 2009.

¹³⁶ MPR "DOE NP2010 Nuclear Power Plant Construction Infrastructure Assessment", 21 de octubre de 2005.

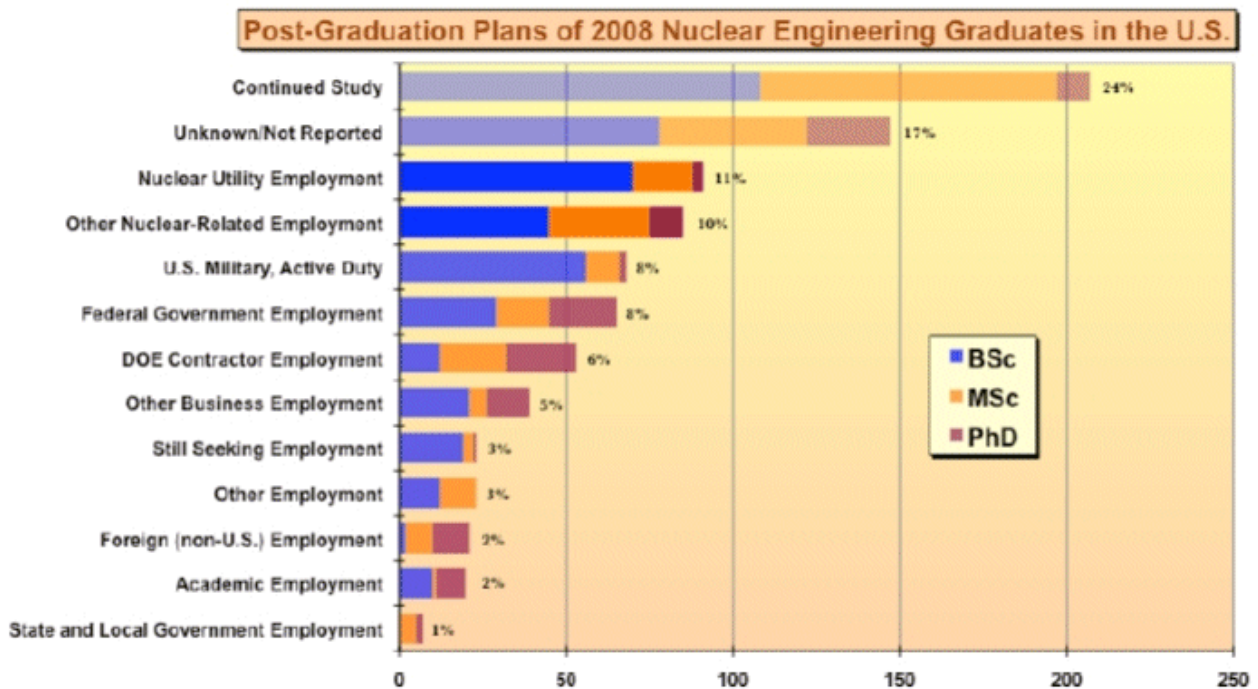
Gráfico 11: Graduados de Ingeniería Nuclear en los EE.UU. entre los años 2000 – 2008



© Mycle Schneider Consulting

Source: ORISE 2009

Gráfico 12: Graduados de Ingeniería Nuclear en los EE.UU. Proyecciones de su carrera en 2008



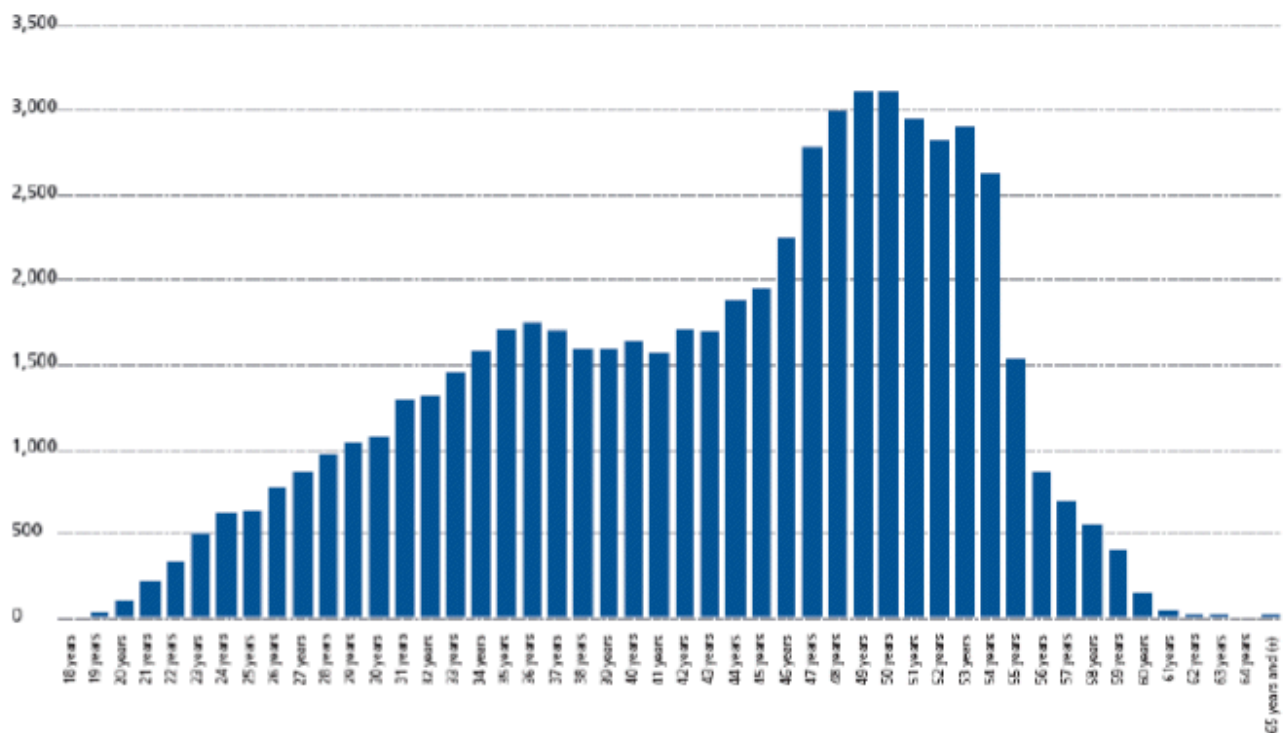
© Mycle Schneider Consulting

Source: ORISE 2009

En **Francia**, la situación es bastante similar a la de otros países. Se espera que alrededor del 40% del actual personal de operación y mantenimiento de reactores en las instalaciones de EDF se jubile en 2015. EDF, en su Informe de Referencia 2008, dice que: "la mitad" del personal operativo, de mantenimiento, de producción y de ingeniería se jubilará entre 2008 y 2015. Por eso EDF habla claramente de una "estructura de edad desequilibrada", ya que más del 65% de la fuerza laboral tiene una edad superior a 40 años (véase el Gráfico 13) e introduce el problema de los trabajadores jóvenes, calificándolo explícitamente como factor de riesgo:

"El grupo EDF hará todo lo posible para reclutar, retener, redistribuir o renovar este personal y sus habilidades, a lo largo del tiempo y bajo condiciones satisfactorias. Sin embargo, no puede garantizar que las medidas adoptadas serán siempre totalmente adecuadas, ya que pueden tener un impacto sobre sus resultados financieros y de negocios."¹³⁷

Gráfico 13: Estructura de edad de la Fuerza Laboral de EDF y su filial RTE- EDF Transport
(A partir de finales de 2008)



Source: RTE, Document de Référence 2008", April 2008

A partir de 2008, la empresa tiene como objetivo la contratación de 500 ingenieros por año solo para el sector nuclear. A mediados de mayo de 2009, EDF anunció, por ejemplo, 50 plazas de ingenieros en prácticas¹³⁸. Constituye un misterio saber de donde obtendrá la gran cantidad de operadores nucleares con experiencia y capacidad de formar a otros. El constructor de reactores AREVA intentó contratar 400 ingenieros en 2006, y otros 750 en 2007. El grado de éxito de esos esfuerzos de contratación es desconocido. AREVA, al igual que otras empresas nucleares, ha formado alianzas con algunas universidades y escuelas de ingeniería, y "hace de pastor" de

¹³⁷ EDF-Group, "2008 Document de Référence –Leading the energy change", abril de 2009.

¹³⁸ Las plazas en prácticas publicadas en www.edfreclute.com el 15 de mayo de 2009.

estudiantes a través de sus estudios. La especialista en marketing estratégico de AREVA, Liz Smith, explicó que los estudiantes pueden trabajar durante sus estudios, e inmediatamente después de graduarse. "Los fuertes lazos que crean con AREVA durante sus estudios aumentan la fidelidad a la empresa"¹³⁹. AREVA llama a esta actividad "cría de los propios ingenieros", comenzando a partir de la enseñanza media y superior, y a través "de un programa universitario único, a fin de cubrir la demanda de recursos de mañana".

Es obvio que la mayor proporción de personal recién contratado no está capacitado como ingeniero nuclear, o con otras titulaciones científicas nucleares. No existen estadísticas oficiales sobre el número total de titulados en ciencia y tecnología nucleares en Francia, pero se estima que son alrededor de 300. El Instituto Nacional de Ciencias y Técnicas Nucleares (INSTN), el centro de enseñanza nuclear más importante de Francia, afiliado a la CEA, ha formado menos de 70 licenciados nucleares cada año. EDF primero exhortó a INSTN a duplicar el número de graduados en los siguientes años¹⁴⁰ y luego a multiplicar el número por cinco o por diez "lo más rápidamente posible".¹⁴¹ El jefe de estudios del INSTN ha señalado un objetivo, más modesto, de 150 graduados por año¹⁴². El INSTN ha sido capaz de aumentar el número de graduados en los últimos 30 años, desde un mínimo de 41, en 2003, a un máximo de 108, en 2009 (Véase el Gráfico 13), aproximadamente un tercio de la producción de postgrado nacional en temas nucleares, pero muy por debajo de la demanda estimada anual de unos 1.200 a 1.500 graduados.

Durante una serie de años, la industria nuclear francesa se ha visto muy afectada por la falta de motivación de los jóvenes estudiantes. Si bien se han adoptado una serie de iniciativas para estimular la coordinación entre contratación y formación de estudiantes, la medida más espectacular es, sin duda, la construcción del reactor de Flamanville-3. La inversión estuvo motivada principalmente por la preocupación creciente, de la industria nuclear y del operador nacional, para mantener las competencias claves en el sector y, por lo tanto, tener éxito en la motivación de los jóvenes talentos, mientras que el EPR "el buque insignia del país" fue una parte importante de la decisión. Se temía que, sin un gran "proyecto", sería difícil convencer a la joven generación de que la recuperación era inminente y, por lo tanto, de la garantía de futuro de la industria nuclear a largo plazo (véase también la parte IV)^{NdT}.

La **Autoridad de Seguridad Nuclear** francesa (ASN) no se enfrenta, aparentemente, a problemas de personal, y ha aumentado considerablemente el número de empleados, pasando de 312, en 2003, a 436 (+40%) a finales de 2008. Durante el mismo período la proporción de los funcionarios públicos también aumentó: de dos tercios al 78% del total del personal.¹⁴³ El resto de empleados disponibles están en otras instituciones, como la CEA, o trabajan sobre una base contractual. La condición de funcionario público protege, sin duda, a ASN de los intentos para atraer el personal por parte de las empresas o la industria.

¹³⁹ Liz Smith, "Growing Engineers through Education", AREVA, el resumen de la presentación en "Nuclear Revival: Maintaining Key Competencies For the Nuclear Energy: A Challenge and an Opportunity for Diversity Development", Reunión Anual Mundial WIN, Francia, Marsella, 26-30 de mayo de 2008.

^{NdT} Sobre el estado de las titulaciones en España se puede obtener una aproximación en la página web de la Universidad Politécnica de Madrid, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Madrid, Departamento de Ingeniería Nuclear, la documentación del Programa del Master de Ciencia y Tecnología nuclear ofrece datos sobre promotores, alumnado y evolución entre 2003 y 2009 (18,6 alumnos matriculados de promedio). Ver

<http://www.din.upm.es/drupal/files/Justificacion.pdf> y http://www.din.upm.es/drupal/files/8_Resultados_previstos.pdf

¹⁴⁰ GIGA "L'industrie nucléaire française: perspectives, métiers/Le besoin d'EDF en 2008", octubre de 2007,

[http://www.giga-](http://www.giga-asso.com/fr/public/lindustrienucleairefranc/emploisperspectives1.html?PHPSESSID=2f7kmsnapea7ihktecmvdk45)

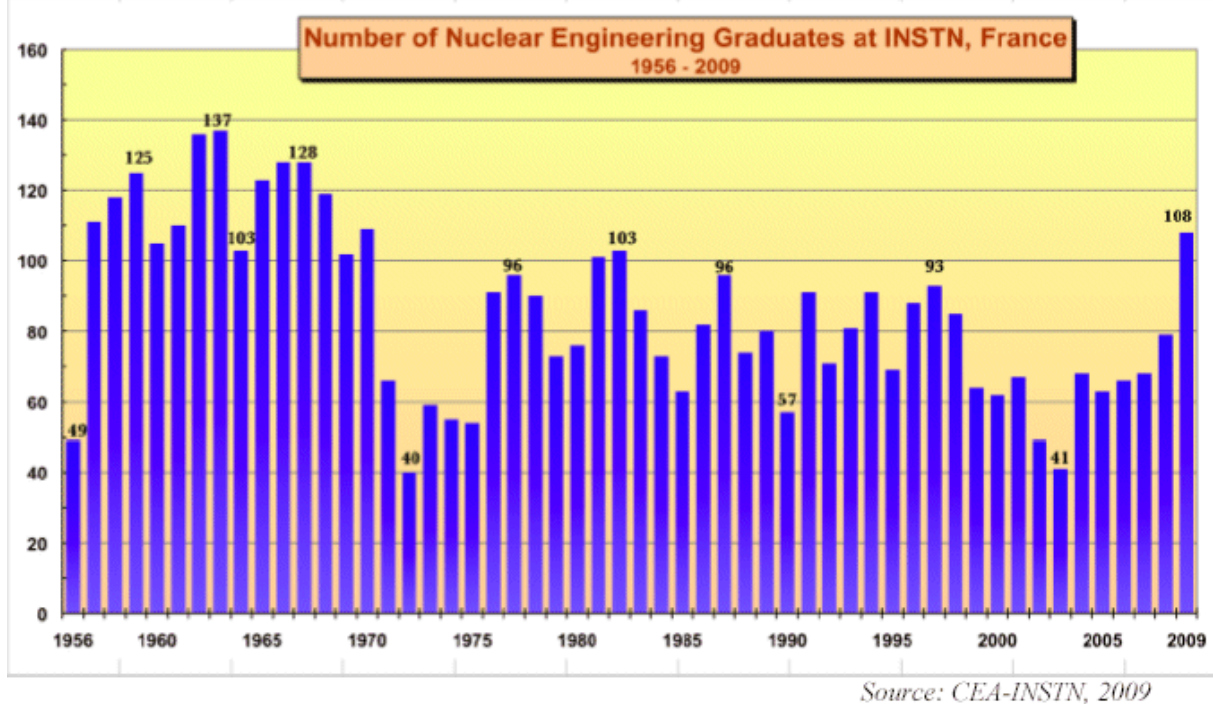
[asso.com/fr/public/lindustrienucleairefranc/emploisperspectives1.html?PHPSESSID=2f7kmsnapea7ihktecmvdk45](http://www.giga-asso.com/fr/public/lindustrienucleairefranc/emploisperspectives1.html?PHPSESSID=2f7kmsnapea7ihktecmvdk45)

¹⁴¹ Marie-Madeleine Sève, "Le plan d'EDF pour faire le plein d'ingénieurs", Management, abril de 2008.

¹⁴² Bruno Tarride, Carta a Bernard Bourret, 24 de octubre de 2008.

¹⁴³ Emmanuel Bouchot, comunicación personal, correo electrónico, de fecha 29 de abril de 2009.

Gráfico 14: Número de graduados de Ingeniería Nuclear del INSTN, Francia, 1956-2009.



El **Instituto Francés de Protección Radiológica y Seguridad Nuclear** (IRSN) que sirve como Organización de Asistencia Técnica (TSO) de la ASN, informa de un incremento anual de personal del 3% al 6%. IRSN ha contratado entre 52 y 79 (en 2008) ingenieros como personal técnico de nivel superior por año, desde 2004. La directora de recursos humanos del IRSN, Patricia de la Morlais, explica que contratan cada año a "unos cuantos principiantes, jóvenes profesionales que tienen de tres a cinco años de experiencia, y algunos profesionales con experiencia"¹⁴⁴. Según otras fuentes, IRSN ha perdido 59 expertos con experiencia, que se han pasado a la industria nuclear en los últimos años. Mientras que de la Morlais no confirma explícitamente la cifra, afirma que "no deja de tener interés para la seguridad [nuclear] que un número razonable de expertos con experiencia del IRSN prosigan sus carreras dentro de la industria o de los operadores nucleares"¹⁴⁵. Sin embargo, el mecanismo despierta recelos, especialmente en el caso de los reguladores de seguridad y las Organizaciones de Asistencia Técnica de otros países más pequeños, que no pueden competir con el nivel salarial y las perspectivas de carrera de la industria nuclear y las empresas del sector.

En el **Reino Unido**, a partir de 2002, no ha habido ni un solo curso de licenciatura en ingeniería nuclear. Un estudio del Departamento de Comercio e Industria, sobre las capacidades nucleares y radiológicas informó, ese mismo año, que la energía, el combustible, la defensa y los subsectores de la limpieza de la industria nuclear, requieren aproximadamente 1000 titulados cada año hasta el 2017. De éstos, unos 700 serían para sustituir las jubilaciones, y los otros 300 se necesitarán para hacer frente al incremento de las operaciones de limpieza nuclear. Seis años más tarde, el jefe de la Inspección de Instalaciones Nucleares confirmaba en declaraciones verbales que estaba luchando para poder contratar inspectores suficientes. En Julio de 2008 declaró que tenía el equivalente a 153 inspectores a tiempo completo, y que esperaba poder contratar a unas 20 personas más. Y agregó: "Para las previsiones del negocio ya existente, *con exclusión de nuevas construcciones*, necesito 192"¹⁴⁶. Una evaluación de las capacidades nucleares de la Cámara de los Comunes del Reino Unido,

¹⁴⁴ Patricia de la Morlais, comunicación personal, correo electrónico, de fecha 4 de mayo de 2009.

¹⁴⁵ Ibidem.

¹⁴⁶ Ibidem.

del 2009, afirmaba que "existen abundantes evidencias que sugieren que hay una escasez muy real de capacidades en la industria nuclear."¹⁴⁷ Como en otros países, la industria nuclear deberá competir con otros sectores económicos. El cuarenta por ciento del total de la red de fuerza laboral del país llegará a la edad de jubilación entre los próximos 10 y 15 años. La Cámara de los Comunes del Reino Unido ha aprendido que se enfrenta a una escasez de "capacidades cruciales de 2015 a 2025, lo que hará que las fuentes de energía sean menos fiables y más caras".¹⁴⁸

La Academia Nacional de Capacidades Nucleares estimaba, en febrero de 2009, que la industria nuclear del Reino Unido necesitaba contratar al año, y durante los próximos diez años, entre 590 y 970 titulados, y entre 270 y 450 operarios cualificados. Para Philip Thomas, Presidente de la Sociedad para el Enlace entre la Academia y la Industria Nuclear (NAILS) "el riesgo no es tanto que las empresas nucleares no puedan contratar un número suficiente, sino que los futuros contratados no alcancen la elevada calidad que la industria nuclear ha estado utilizando" y que "la ausencia de un mercado de Beng / MEng en ingeniería nuclear sirva para confirmar que la energía nuclear no levanta ningún murmullo de entusiasmo entre los nuevos estudiantes, lo cual hace más difícil que pueda atraer a los mejores y más brillantes".¹⁴⁹

En **Alemania** el estado de la competencia nuclear es dramático. Un análisis, de 2004, sobre la educación y el desarrollo de la fuerza laboral nuclear en el país, mostró que la situación se sigue erosionando rápidamente. Se espera que el empleo disminuya en el sector nuclear -incluyendo la construcción de reactores y el mantenimiento de la industria- aproximadamente en un 10%, llegando a 6.250 puestos de trabajo en 2010. Estos todavía incluyen 1670 contrataciones, mientras que en el número de instituciones académicas de enseñanza de cuestiones relacionadas con la energía nuclear se espera una disminución desde 22, en 2000, a 10, en 2005, y a sólo cinco en 2010¹⁵⁰. Mientras que 46 estudiantes obtuvieron su diploma nuclear en 1993, no hubo ningún graduado en 1998. De hecho, entre finales de 1997 y finales de 2002, sólo dos estudiantes se graduaron con éxito en una especialidad nuclear (véase el Gráfico 14). En total, alrededor de 50 estudiantes de otras especialidades continúan asistiendo a conferencias sobre temas nucleares. Es evidente que Alemania se enfrentará a una dramática escasez de personal capacitado, sea en la industria, los servicios públicos, la investigación o en las autoridades de seguridad pública y protección radiológica.¹⁵¹

Para luchar contra el obvio "cuello de botella" que se da en la competencia nuclear en Alemania fue creada, en marzo de 2000, la Alianza para la Competencia en Tecnología Nuclear (Kerntechnik Kompetenzverbund) que agrupa a los centros de investigación nuclear, las universidades, la TSO, y los ministerios federales. Desde el año 2004 la Alianza aún no ha actualizado las cifras en su página web, y se ha negado a comunicar los datos más recientes sobre el desarrollo de la educación nuclear en Alemania¹⁵². Sin embargo, según un reciente informe de la revista Nature, febrero del 2009, AREVA estableció una "Escuela Profesional Nuclear" en el Instituto de Tecnología de Karlsruhe (KIT) para proporcionar formación de postgrado en diversas especialidades nucleares. De acuerdo con Nature, "los 30 alumnos de doctorado matriculados en la escuela están cobrando de AREVA y tienen garantías de que serán empleados cuando su formación se haya completado".¹⁵³

¹⁴⁷ Comité para la Innovación, Universidades, Ciencia y Capacidades, "Engineering: turning ideas into reality", Cámara de los Comunes, Cuarto Informe de la sesión 2008-09, volumen I, publicado el 27 de marzo de 2009.

¹⁴⁸ Ibidem.

¹⁴⁹ Philip Thomas, "The Future Availability of Graduate Skills", presentación a la Conferencia BNIF/BNES Energy Choices, 5 de diciembre de 2002.

¹⁵⁰ P. Fritz y Kuczera B., "Kompetenzverbund Kerntechnik - Eine Zwischenbilanz über die Jahre 2000 bis 2004", Atomwirtschaft, junio de 2004.

¹⁵¹ Lothar Hahn, presentación patrocinada por la OIEA "International Conference on Nuclear Knowledge Management: Strategies, Information Management and Human Resource Development", 7-10 de septiembre 2004.

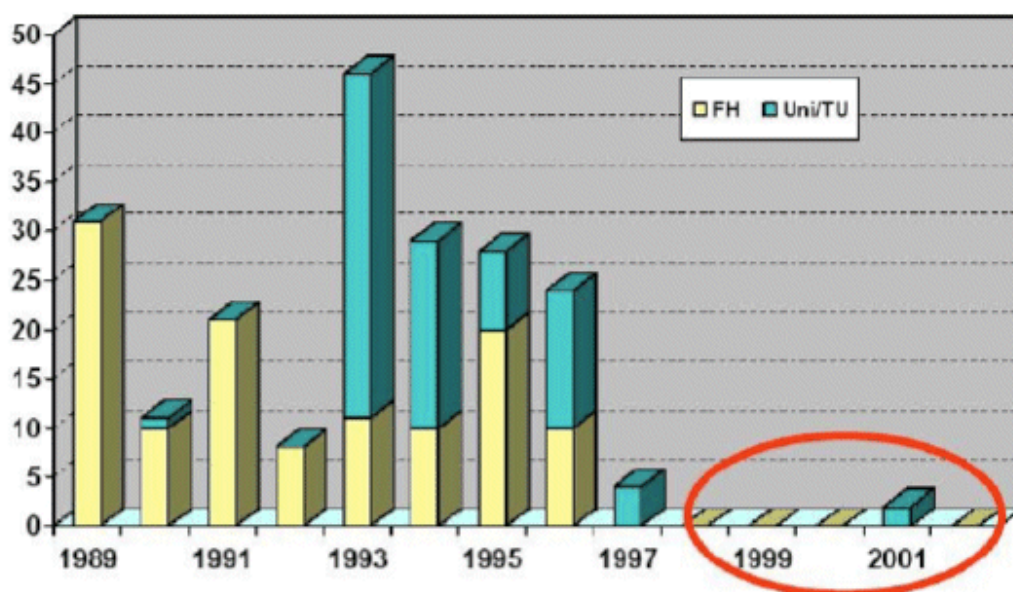
¹⁵² Rechazo explícito por el portavoz de Joachim Knebel, comunicación privada del 24 de abril de 2009; Knebel argumentó que, aunque notables, los resultados de la Alianza se basaban exclusivamente en la financiación de terceros, y que los temas tratados no recibieron el apoyo de financiación pública, incluyendo cuestiones como las nuevas líneas de reactor, los reactores reproductores rápidos y "Ciclo cerrado del combustible". La legislación alemana prohíbe su financiación pública.

¹⁵³ Nature, "Going Nuclear – Workforce shortages could slow growth of an industry poised for a comeback", 7 de mayo 2009.

Como apunta Lothar Hahn, director administrativo de la Organización de Asistencia Técnica alemana GRS (Asociación para la Seguridad de los Reactores), las consecuencias podrían ser graves:

“Los primeros estudios indican que las deficiencias en conocimientos sobre mantenimiento y niveles técnicos, y una degradación posterior en la educación y la formación del personal, pueden poner en peligro el funcionamiento seguro de las instalaciones nucleares. Además, el déficit de conocimiento de las autoridades y organizaciones de expertos, debido a la falta de sucesores cualificados para los expertos que se jubilan, representa una amenaza inminente para una supervisión calificada de los reactores y, por lo tanto, para el funcionamiento seguro de una planta.”¹⁵⁴

Gráfico 15: Licenciados en Tecnología Nuclear en Alemania 1989-2002



Source: Lothar Hahn, GRS, 2004

Note: FH stands for Fachhochschule (Technical College); Uni/TU designates general and Technical Universities

En **Japón** la situación es similar a la de otros países nucleares de gran tamaño. Aunque organizado de manera mucho más centralizada que Alemania, Japón está luchando para alcanzar resultados en los cambios estructurales que garanticen la competencia nuclear a largo plazo allí donde se necesita. La contribución japonesa a la conferencia internacional sobre los conocimientos nucleares de la AIEA, en 2004, fue sorprendentemente contundente:

“En la actualidad, se están haciendo muchas cosas para atraer y retener a las personas en las áreas nucleares, educarlos y formarlos, pero estas actividades ni son sistemáticas, ni están adecuadamente organizadas. Es necesario proporcionar medios para que cualquier persona que quiera estudiar ingeniería nuclear tenga acceso a un nivel elevado de educación, sin consideraciones temporales o geográficas. Idealmente, la base para el conocimiento nuclear debe ser parte de la educación en los niveles primario y secundario. La tendencia en Japón, por desgracia, es eliminar o

¹⁵⁴ Lothar Hahn, “Knowledge Management for Assuring High Standards in Nuclear Safety”, documento presentado en la “Conferencia Internacional sobre Gestión del Conocimiento Nuclear: Estrategias, Gestión de la Información y Desarrollo de Recursos Humanos”, patrocinada por la OIEA, 7-10 de septiembre de 2004.

reducir al mínimo los cursos de ciencias y además, como resultado de las informaciones relacionadas con accidentes y otros problemas, raramente se presenta una visión positiva de la energía nuclear. La industria nuclear en su totalidad debe abordar activamente la cuestión de la educación de la próxima generación¹⁵⁵."

Conclusión, los conocimientos nucleares y la brecha de competencia a nivel internacional son problemas reconocidos y bien establecidos. Se han puesto en marcha numerosas iniciativas a escala nacional e internacional con el fin de invertir la tendencia. Sin embargo, al parecer, los resultados para todos los participantes siguen siendo muy inferiores a los niveles de empleo necesarios. El número de licenciados y técnicos nucleares es insuficiente y muchos graduados no entran en el sector nuclear, o lo abandonan rápidamente. La formación interna sólo compensa en parte el problema, ya que la industria nuclear tiene que competir en un entorno de mercado duro con muchos otros sectores que carecen de científicos, ingenieros y técnicos.

III. Análisis Económico

III.1. Introducción

Cuando Lewis Strauss habló, en 1954, de una energía "demasiado barata como para medirla"¹⁵⁶, acuñó una frase que se incorporó rápidamente a la psique del público. Hoy, a pesar de numerosas pruebas en contra, mucha gente todavía asume que la energía nuclear es barata, y que las mayores barreras para su adopción son la opinión del público y la oposición. La asunción del bajo costo es una de las cosas que las empresas eléctricas propietarias de plantas de energía nuclear, que son muy caras de hecho, están felizmente de difundir y promover, aunque solo sea para evitar tener que reconocer que en el pasado tomaron malas decisiones de inversión.

Desde el principio existían indicios de que la energía nuclear era en realidad bastante cara. Estos aparecieron a través de los grandes costes, sobrecostes y cancelaciones de proyectos, incluso en un entorno empresarial regulado. Sin embargo, sólo recientemente la economía nuclear ha empezado a enfrentar la prueba del mercado. Hasta el momento, esta prueba principalmente se había dado por medio de decisiones financieras para construir activos no nucleares. La orden de construcción de un primer reactor en un mercado eléctrico ostensible y plenamente liberalizado no se produjo hasta diciembre de 2003 con la firma de los contratos de construcción del reactor Olkiluoto, en Finlandia. Sin embargo, como se muestra en la sección III.3.1.1, lejos de competir en un mercado liberalizado, los términos de la oferta evitaban deliberadamente la exposición al mercado competitivo. En mercados regulados, las empresas eléctricas fueron monopolios con mucha mayor flexibilidad (aunque esta no era ilimitada) para pasar los costes en que incurrieron a los consumidores. Muchos otros gastos fueron sufragados, efectivamente, por el contribuyente. Esto permitió una complacencia, en la economía de las plantas, complacencia que se supone que ya no existe en un mercado desregulado. Los inversionistas tendrían ahora una mayor probabilidad de tener que absorber pérdidas cuando el mercado inicial, o los costes supuestos, resultan estar equivocados.

Las pruebas de que la energía nuclear no era la opción barata que había pretendido ser comenzaron a surgir de finales de la década de los 70 en adelante. En los EE.UU., el sistema de regulación económica requiere una amplia divulgación de los costes de las empresas, y limita la capacidad de recuperar esos costes de los contribuyentes. Sólo los fondos que los reguladores acordaban que se habían gastado correctamente (los bienes que fueron "útiles y utilizados" y los costes "en los que se

¹⁵⁵ H. Mori, K. Miura, "Preservation of Nuclear Talented Experts in Japan by Cooperation of Industries, Research Institutes and Universities", presentación en la "Conferencia Internacional sobre Gestión del Conocimiento Nuclear: Estrategias, Gestión de la Información y Desarrollo de Recursos Humanos", patrocinada por la OIEA, 7-10 de septiembre de 2004.

¹⁵⁶ Lewis L. Strauss, Discurso a la Asociación Nacional de Escritores de Ciencia, Ciudad de Nueva York, 16 de septiembre 1954.

había incurrido prudentemente") eran elegidos para la recuperación de costes. A fines de 1970, las centrales nucleares previstas no sólo fueron acabadas tarde, sino que, a menudo, superando varias veces el coste estimado. Cuando esto sucedió, los reactores que superaron el presupuesto previsto causaron enormes aumentos en las tarifas eléctricas (el llamado "shock de la tasa") en las regiones a las que suministraban. Los reguladores se mostraron cada vez menos dispuestos a permitir que las empresas recuperasen esos costes excesivos. A menudo, obligaron a que al menos una parte de los sobrecostes no la pagasen los contribuyentes, sino los márgenes de beneficio regulados de la instalación. Este cambio llevó rápidamente a las nucleares a ordenar un alto, y dio lugar a más de 100 cancelaciones de plantas en distintas etapas del proceso de construcción¹⁵⁷. Los banqueros, simplemente, no estaban dispuestos a prestar dinero a esas empresas debido al riesgo de impago. Las empresas estaban dispuestas a llegar a acuerdos con los reguladores para que les permitieran recuperar por lo menos parte del coste de las plantas abandonadas, siempre que no hubiesen continuado con ellas. Esto es una diferencia importante con los mercados liberalizados, ya que el abandono de proyectos de infraestructura no revierte sobre todos los inversionistas.

La siguiente prueba de los defectuosos cálculos económicos de la energía nuclear vino con el intento, realizado entre 1987 y 1990, de privatizar las plantas de energía nuclear de Gran Bretaña. Los costes asociados a esas plantas se determinaron más rigurosamente por parte del sector privado, y los inversionistas dejaron claro que no estaban dispuestos a comprar los activos nucleares, en parte porque solo los gastos de funcionamiento ya suponían casi el doble del precio de la electricidad previsto por el mercado. El interés también era bajo, debido a que la empresa que compró las instalaciones existentes esperaba construir cuatro nuevas centrales nucleares, un riesgo que los nuevos propietarios no estaban dispuestos a asumir. La falta de compradores llevó al gobierno del Reino Unido a mantener estas plantas dentro del sector público. Durante los siguientes seis años, los factores de capacidad de la planta, y las condiciones del mercado, mejoraron lo suficiente para reducir los gastos de funcionamiento al menos a un nivel inferior al de los ingresos. Como resultado, las plantas más modernas fueron privatizadas en 1996, aunque a un precio que era solo una pequeña fracción de los fondos invertidos en ellas hasta la fecha.

Casi al mismo tiempo, algunas centrales nucleares de los EE.UU. fueron cerradas a instancia de los reguladores, porque pensaban que sería más barato construir y hacer funcionar las nuevas centrales térmicas de gas, que continuar funcionando sólo con las centrales nucleares.

Estos costes de construcción y de operación, evidentemente altos, fueron interpretados a menudo como una característica de los mercados de EE.UU. y del Reino Unido, más que como un rasgo básico de la cadena de combustible nuclear. Este punto de vista se basaba en que dichos países habían hecho un mal trabajo con sus programas de energía nuclear civil, y que el Reino Unido se basó en Reactores Avanzados refrigerados por Gas (AGR), una tecnología que no se utilizaba en otros lugares del mundo. Sin embargo, tan pronto como los mercados de electricidad comenzaron a ser liberalizados, y no se aplicó ya la suposición de que las empresas podían pasar los costes en que incurrían a los consumidores, los pedidos de centrales nucleares también se esfumaron en otros países. El costo de la deuda y el capital propio se elevaron, al reflejar el riesgo inherente a los proyectos, un riesgo de los inversores consideraron bastante alto. El resultado fue que, durante un período de décadas, muy pocos reactores se comenzaron a construir en el mundo.

Sin embargo, en la última década se ha renovado el interés por las centrales nucleares, interés etiquetado por algunos como "renacimiento nuclear". Tres factores principales están impulsando esta tendencia. En primer lugar, una nueva generación de diseños de plantas de energía nuclear, los llamados diseños de Tercera Generación (Generación III), de los que se dice que son más fiables y menos costosos; en segundo lugar, se percibe una necesidad de aumentar la generación eléctrica con fuentes de baja emisión de carbono para combatir el cambio climático; y en tercer lugar, a falta

¹⁵⁷ Todos los pedidos a partir de 1973 se cancelaron posteriormente. Con los años, un total de 138 pedidos de centrales han sido cancelados en los EE.UU.

de un uso eficiente de la electricidad, existe también la necesidad de sustituir un gran número de plantas de generación de base que ya se han jubilado en América del Norte y Europa Occidental.

El resto de esta sección explora una serie de cuestiones fundamentales relativas a la economía nuclear, incluyendo el fuerte incremento en los costes de construcción y la sensibilidad ante los costes de capital. Esos factores implican realizar indagaciones importantes sobre como la nueva construcción de centrales nucleares puede coincidir con los citados objetivos de la industria, proporcionando una seguridad energética rentable y la mitigación del cambio climático.

III.1.1. Los problemas de calcular y comparar los costes nucleares

Los costes de construcción de las centrales nucleares siguen siendo el problema central de esta tecnología. Mientras los costes de construcción de plantas de energía no nuclear han disminuido levemente, en general y en términos reales, desde mediados de los años 70 hasta hace unos cinco años,¹⁵⁸ los costes reales de construcción de nucleares han aumentado de manera constante a lo largo de la historia comercial de los 50 años de energía nuclear. La estimación precisa de los costes de construcción es una tarea difícil, ya que en las últimas dos décadas se han dado pocos pedidos de reactores de los que se hayan publicado estimaciones fiables de gastos. No obstante, la información disponible muestra que los costes estimados han aumentado dramáticamente en la última década. Otros costes, como los de la cadena de combustible, la eliminación de residuos nucleares y el desmantelamiento de las plantas, han aumentado aún más rápidamente que los costes de las propias plantas durante las últimas dos décadas. Los costes de operación aún siguen siendo bajos, en relación con otras formas de generación eléctrica, aunque se espera un aumento considerable si se construyen muchos reactores adicionales. Los costes operativos son también sensibles a la cuestión de cómo se desplaza al sector público una gran parte del riesgo asociado a posibles accidentes, y la gestión de residuos radioactivos, en lugar de correr a cargo de los propietarios de la planta, o de los clientes de la planta, a través de los recargos en el costo de la energía.

Una lección evidente en la historia de la energía nuclear es que los costes estimados son siempre menores que los costes reales en los que se incurre durante el proceso de construcción de la planta. Además, las estimaciones "genéricas", que presentan regularmente las asociaciones comerciales de la industria, son siempre inferiores a las estimaciones que facilitan las compañías que están involucradas en proyectos reales, como los vendedores o las empresas. Por último, la comparación entre costes de reactores nucleares en todo el mundo no siempre está adecuadamente normalizada, a veces es el resultado de inadecuadas comparaciones de tendencia.

La comparación discreta de un número relativamente pequeño de plantas en muchos países, requiere décadas de cuidadosos ajustes para tener en cuenta los incrementos (a veces considerables) de la inflación y las tasas de cambio. Por ejemplo, si la tasa anual de inflación fue del 3%, durante más de una década, los precios nominales han de aumentar en un 34%, sólo debido a la inflación. El valor del dólar norteamericano (\$ USA) cayó entre noviembre de 2005, en que 1 € valía 1,17 \$ USA, a julio de 2008, cuando 1 € valía 1,57 \$ USA. En noviembre de 2008 el valor del dólar había aumentado considerablemente, de forma que 1 € valía 1,27 \$ USA; sin embargo, en diciembre de 2008, había caído de nuevo a 1,40 \$ USA. Los incrementos significaban que una planta que costase 1000 \$ USA por kW de potencia (\$ /kW) en noviembre de 2005, habría costado 855 € /kW; mientras que en julio de 2008 el mismo costo habría sido equivalente a 637€ /kW.

¹⁵⁸ Energy Information Administration, "Impacts of Rising Construction and Equipment Costs on Energy Industries", Issues in Focus AEO2007; <http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/otheranalysis/cecei.html> , consultada el 31 de marzo del 2009.

^{NdR} Coste overnight. Según S. Stoft es el coste de construcción de un proyecto que excluye los intereses, como si se hubiera construido durante una sola noche ("Power economics: designing markets for electricity", Wiley-Academy, 2002). Para la OCDE "el coste overnight consiste en el coste directo, el coste indirecto, el coste suplementario y el coste del propietario, exceptuados el costo financiero, que es tiempo dependiente" (OCDE, "Reduction of capital costs of nuclear power plants", OEDC Nuclear Energy Agency, 2000).

Otro gran reto era garantizar que los datos que se presentan contabilizan realmente, y en la misma proporción, muchas de las etapas necesarias para poner en funcionamiento una nueva planta. Un planteamiento de costes llamado overnight^{NdR} se utiliza con frecuencia para comparar los precios en igualdad de condiciones de todos los proyectos. La medición incluye la primera carga de combustible pero no incluye los gastos de financiación (que variarán en función de las circunstancias de cada proyecto). La determinación del coste por kW, debe ser de valoración "neta" de la planta a la que se refiere (es decir, incluyendo el coste neto de la energía utilizada en la propia planta). Nótese, sin embargo, que debido a que los costes de financiación asociados a las nucleares son mayores que en otros recursos energéticos (porque las plantas se consideran superiores en riesgo, ya que, a menudo, tardan más en construirse), las comparaciones de costes overnight en todas las opciones energéticas puede, por definición, exagerar la viabilidad de los proyectos nucleares.

El riesgo tecnológico es otro factor que hace más difícil la comparación de costes de la planta. La industria se refiere a menudo a éstos costes como los de "la primera de un tipo" (costes First Of A Kind, FOAK). Los costes FOAK solo se pueden aplicar en cierta medida a todas las tecnologías, porque el tamaño de un lote total de venta para las centrales nucleares, es mucho más pequeño que, pongamos por ejemplo, los de los aviones; estos costes iniciales se convierten en un factor mucho más importante en la economía global de un diseño en particular. Los costes FOAK a veces se incluyen en las estimaciones de costes, mientras que otras veces las cifras presentadas excluyen esos costes. La industria puede tener incentivos para "jugar" con el factor FOAK al informar de los costes de las plantas. Por ejemplo, en diciembre de 2008, EDF afirmó que el coste de contratación de la primera planta de un tipo podría llegar a ser el doble del de una unidad de "serie" (una de las, al menos, 10 unidades del mismo diseño)¹⁵⁹. No está claro hasta qué punto esta estimación se podía interpretar como una excusa por el elevado coste de Flamanville-3. Sin embargo, es probable que sea una sobreestimación. En la mayoría de los casos, los costes de desarrollo se recuperan en la construcción de varias unidades, no sólo en uno. Otro problema con el argumento FOAK es que las ventas de más de 10 unidades de un determinado diseño de reactor son muy raras. Por ejemplo, aunque EDF construyó 34 reactores PWR del diseño de 900 MW, la realidad es que se hicieron en cuatro sub-modelos distintos. Las 20 unidades de la Serie de 1300 MW eran de dos sub-modelos distintos, y sólo fueron construidas cuatro unidades del modelo 1450.

También influyen factores específicos de localización, como, por ejemplo, si la planta usa agua de mar para la refrigeración o torres de refrigeración (más caras), qué cuestiones geológicas y sísmicas existen, y que instalaciones nuevas de transmisión se requieren. Cuando se ubica más de un reactor en un emplazamiento, es probable que se puedan compartir algunos costes, y esto reducirá el coste por unidad.

El influyente Informe Keystone¹⁶⁰ sugiere que, en el entorno del mercado actual, los últimos pedidos de un diseño en particular pueden llegar a ser más caros que los iniciales, porque factores tales como la falta de conocimientos y de capacidad de fabricación fuerzan a la elevación de los precios.

Todos estos factores significa que se debe tener cuidado al fijar un significado a las diferencias de precio de al menos, digamos, un 20%, a menos que esté claro que todos estos factores se han tenido en cuenta.

¹⁵⁹ Nucleonics Week, "EDF: Flamanville-3 cost rise due to inflation, technical/regulatory changes", 11 de Diciembre 2008, p. 1.

¹⁶⁰ El Centro Keystone, "Nuclear Power Joint Fact-Finding", Keystone Center, Keystone, 2007; http://www.ne.doe.gov/pdfpdfFi/rpt_KeystoneReportNKeystoneReportNuclearPowKey_2007.pdf, consultado, 3 abril de 2009.

III.1.2. Las plantas de la Generación III + (plus)

La industria nuclear ha clasificado los diseños de reactores en cuatro generaciones, con la primera generación se refiere a los prototipos y a los primeros modelos comerciales, y con la segunda a la mayoría de las plantas encargadas desde mediados de 1960 en adelante. La tercera generación representa los diseños disponibles desde 1980 en adelante, mientras que una cuarta generación no se espera que esté disponible en el mercado hasta dentro de 20 años o más. Dentro de la Tercera Generación (Generación III) ahora hay una Generación III + (plus), que está disponible desde el año 2000 aproximadamente; es en los diseños de la Generación III + en los que se basan las esperanzas del "renacimiento nuclear". No existen definiciones estrictas sobre qué criterios deberían utilizarse para definir en qué categoría cae un diseño particular. Sin embargo, se dice que la Generación III + se distingue de la Generación III mediante el mayor uso de sistemas de "seguridad pasiva", en los que la seguridad de funcionamiento de la planta se basa más en las leyes inherentes de la física, y no en sistemas activos de ingeniería, como la central de emergencia o los sistemas de refrigeración.

Cinco diseños están siendo revisados por la Comisión Reguladora Nuclear (NRC), que es la autoridad de seguridad de EE.UU. Cuales deben ser considerados de Generación III y cuales de la III + es algo que no está nada claro. Los cinco diseños bajo escrutinio de la NRC son:

- Reactor Europeo de agua Presurizada (EPR) ¹⁶¹. El EPR, suministrado por Areva NP¹⁶², es el diseño que han encargado Finlandia (Olkiluoto-3), Francia (Flamanville-3) y China (Taishan), aunque la primera unidad no se espera que esté terminado antes de 2012. En EE.UU. está siendo evaluado por la NRC, y en el Reino Unido por la Inspección de Instalaciones Nucleares (NII)¹⁶³, aunque es probable que nadie complete su revisión antes de mediados de 2011. El resultado sigue siendo incierto.
- Pasivo de Avanzada 1000 (Advanced Passive 1000, AP-1000). Es el diseño que ofrece Westinghouse (ahora propiedad de Toshiba) y que ha sido encargado también por China (Sanmen y Yangjiang), aunque las construcciones no comenzarán hasta diciembre de 2008 y en abril de 2009, respectivamente. Ha sido aprobado por la NRC, aunque algunas cuestiones de detalle no se espera que sean resueltas antes de 2010. Las cuestiones que preocupan se refieren a la protección contra los choques de aviones¹⁶⁴. También se está revisando para la concesión de licencia por el NII en el Reino Unido, pero este proceso probablemente no estará completo antes del 2012.
- Reactor Avanzado de Agua en Ebullición (ABWR). Existen cuatro unidades en funcionamiento y una más en construcción en Japón, y dos se hallan en construcción en Taiwán. Ha sido ofrecido a los EE.UU. por GE-Hitachi y también, independientemente, por Toshiba. Se encargó por primera vez en 1989 y recibió la aprobación de la NRC en 1997. La certificación era por 15 años y GE-Hitachi notificó a la NRC, en diciembre de 2008, su intención de solicitar una renovación de la certificación a mediados de 2010¹⁶⁵. Toshiba tiene que sustituir algunos elementos del diseño que ya han sido especificados a GE-Hitachi, y también tendrá que renovar la certificación del NRC.
- El ESBWR (Reactor Económico y Simplificado de Agua en Ebullición) es un Reactor de Agua en Ebullición (BWR) de aproximadamente 1550 MW de generación, suministrado por un consorcio

¹⁶¹ En el mercado de los EE.UU., el EPR se presenta como Reactor Evolutivo de Agua a Presión.

¹⁶² AREVA NP es una empresa conjunta de la empresa francesa, AREVA, que es propiedad mayoritaria, con el 66%, del gobierno francés y la empresa alemana Siemens, que tienen la participación restante.

¹⁶³ De acuerdo con informes del Times de Londres, NII ha formulado serias dudas sobre la conformidad de la tecnología de automatización del EPR con las normas del Reino Unido, véase The Times, "UK regulator raises French nuclear concerns", Times Online, 1 de julio 2009.

¹⁶⁴ Nucleonics Week "Westinghouse seeks Chinese consent to design changes on AP1000", 2 de abril 2009, p. 1.

¹⁶⁵ GE Hitachi "GE Hitachi Seeks to Renew NRC Certification for ABWR Reactor Design", *Business Wire*, 15 de diciembre 2008.

norteamericano y japonés formado por GE-Hitachi en enero de 2007. No existe ningún encargo y el diseño no se espera que pase un escrutinio completo de la NRC hasta 2010. También estaba siendo considerado por las autoridades reguladoras del Reino Unido, pero en 2008, GE-Hitachi se retiró de los procedimientos. De las 28 unidades de las que se han presentado solicitud de licencia de construcción en los EE.UU., seis se basaron en el diseño ESBWR. Sin embargo, la empresa que propuso la instalación de dos de estas (Exelon, en el emplazamiento de Victoria) manifestó, en noviembre de 2008, que estaba esperando más resultados del diseño. En febrero de 2009, la misma empresa que propuso las dos unidades pidió a la NRC que suspendiese el examen de su aplicación (para más detalles ver el pie de página). Teniendo en cuenta estos problemas, que se han dado en el Reino Unido y los EE.UU., este diseño parece tener escasas perspectivas. Puede ser que el ABWR, un diseño más probado pero menos avanzado, sustituya al ESBWR en los EE.UU.

- El APWR (Reactor Avanzado de Agua a Presión) es un PWR de 1700 MW de potencia que será suministrado por Mitsubishi. Los primeros pedidos de este diseño se esperaban en Japón en los próximos dos años, pero ya han sido retrasados durante mucho tiempo. La aprobación por la regulación de los EE.UU. no se espera que sea antes de 2012. De las 28 unidades de las que se han presentado solicitudes de licencias de construcción al regulador de EE.UU., sólo dos, en el emplazamiento Comanche Peak, se basan en el diseño APWR. Las plantas de Comanche Peak se encontraban entre las cinco ubicaciones preseleccionadas en febrero de 2009 por el Departamento de Energía de EE.UU. a las que se facilitarían préstamos garantizados, pero en mayo de 2009 fueron relegadas a "primera alternativa" por razones no especificadas¹⁶⁶.

La compañía nuclear rusa, Atomstroyexport, también ofrece lo que pretenden ser diseños de la generación III +. El AES92, que tiene licencia en Bulgaria para el proyecto de Belene, y los más recientes WWER-1200, que están en construcción en Rusia, se hallan, ambos, en esa categoría. Sin embargo, mientras que los diseños rusos pueden ser importantes en mercados como Rusia, China y la India, no están siendo estudiados por las autoridades reguladoras de licencias de seguridad occidentales, por lo que no se toman en consideración. Otros diseños en fase de desarrollo son el un reactor ACR-1000 de 1000 MW de AECL (Canadá), de agua ligera a presión, refrigerado por agua, y con agua pesada como moderador; y el AREVA NP diseño "Kerena" (anteriormente conocido como CA-1000) que es un reactor de agua en ebullición (BWR) desarrollado a partir del diseño BWR que Siemens construyó en Gundremmingen.

III.2. Los determinantes de la Economía de las Nucleares

Desde hace tiempo se sabe que los costes "fijos" --aquellos en los que se incurre tanto si una planta funciona, como si no-- dominarían el coste global de la electricidad (por kWh) de una central nuclear. La "regla de oro" era que, en general, los costes fijos supusiesen, al menos, las dos terceras partes del costo total por kWh. Estos costes fijos comprendían principalmente los costes asociados a la construcción y el desmantelamiento, pero los primeros fueron dominantes. Hay tres elementos de costo fijo por kWh: el costo de construcción, la energía producida para la venta, y el costo del capital. En el pasado, los debates sobre economía nuclear estuvieron dominados por las estimaciones de los costes de construcción. Sin embargo la fiabilidad de las centrales nucleares en algunos países, mucho más pobre que la esperada, así como el creciente riesgo económico que supone la construcción de una planta de energía nuclear, indican que los otros dos factores merecen una atención comparable.

Otros elementos importantes en la economía de la energía nuclear son los costes de operación, incluyendo el costo del combustible, y el período total de funcionamiento previsto.

¹⁶⁶ Reuters: "DOE drops Luminant Texas from nuclear loan talks", 8 de mayo 2009.
http://uk.reuters.com/article/governmentFilingsNews/idUKN0741783620090507?utm_source=newsletter&utm_medium=email&utm_campaign=sendNuclearHeadlines&pageNumber=1&virtualBrandChannel=0 ,
consultada el 9 de mayo de 2009.

Los gobiernos desempeñan un papel clave en la realización de pedidos nucleares económicamente viables al garantizar explícita, o implícitamente, algunos costes. Establecen garantías expresas al limitar la responsabilidad en caso de accidente, de los operadores a cantidades que son insignificantes en comparación con los posibles costes reales¹⁶⁷. Esto se ha desarrollado mediante una mezcla de tratados internacionales (Bruselas y Viena) y de acuerdos nacionales. En general los límites nacionales están en el orden de algunos cientos de millones de euros, menos del 10% del costo de construcción de una planta, y mucho menos que el costo del accidente de Chernobyl.

Los gobiernos implícitamente garantizan el pasivo a largo plazo contra el fracaso de las empresas. Por ejemplo, si una empresa que posee una planta de energía nuclear falla, los contribuyentes tendrán inevitablemente que recoger cualquier factura de desmantelamiento y eliminación de residuos para las que no existían previsiones. Esto ya ha sucedido en el Reino Unido, donde las modalidades de financiación de clausura de unas instalaciones nucleares civiles han fracasado casi por completo. El fracaso del Reino Unido ha trasladado un pasivo de unos 90.000 millones de euros desde los beneficiarios de la energía nuclear a los que pagarán las tasas en el futuro¹⁶⁸. Los gobiernos también podrán fijar el precio de la eliminación de los residuos. En los EE.UU., las empresas pagan al gobierno una cantidad fija de dólares USA por cada MWh para la eliminación del combustible gastado, mientras que en el Reino Unido, el gobierno ha propuesto que el precio que las empresas paguen por la eliminación de residuos de cualquier nueva central se fijará en el día en que la construcción comience¹⁶⁹.

III.3. Costes fijos

III.3.1. Los costes de construcción

Como se ha señalado anteriormente, los costes de construcción de las centrales nucleares son difíciles de calcular, pero han aumentado drásticamente en las situaciones en las que las plantas han avanzado. Cuando los diseños tipo Generación III + comenzaron a discutirse, la industria nuclear insistió en que se podrían construir con un coste overnight de 1.000 \$ USA por kW, lo que significa que una planta de 1000 MW (1 millón de kW) costaría 1.000 millones de \$ USA. Por ejemplo, incluso a finales del 2003 un vicepresidente ejecutivo de Westinghouse, Regis Matzie, declaraba que los costes estarían entre 1.000 y 1.200 \$ USA/kW¹⁷⁰. Los diseñadores del EPR fueron más cautos en sus estimaciones, pero todavía consideraban que limitarse a 1.400 \$ USA/kW era factible¹⁷¹.

Entre los años 2002 y 2004 fueron publicados¹⁷² una serie de estudios económicos sobre energía nuclear que calculaban unos precios un poco más elevados, pero generalmente seguían siendo inferiores a 2.000\$ USA/kW y, a veces, incluso inferiores a los 1.000\$ USA/kW iniciales. El primer coste estimado para una planta real fue el precio del contrato del reactor Olkiluoto-3, en Finlandia.

¹⁶⁷ Stephen Thomas, Peter Bradford, Antony Froggatt y David Milborrow, "The economics of nuclear power", Amsterdam, Greenpeace International, 2007.

¹⁶⁸ Stephen Thomas, "Nuclear Power in Britain since Chernobyl: A Rollercoaster Ride", en Lutz Mez, Mycle Schneider & Steve Thomas (eds) (2009) "International Perspectives on Energy Policy and the Role of Nuclear Power", Multi-Science Publishers, Reino Unido.

¹⁶⁹ Departamento de Negocios, Empresa y reformas Regulatorias, comunicado de prensa, "Clean up fund is precondition for new nuclear-Hutton", 22 February 2008;"; <http://www.nce.co.uk/clean-up-fund-is-precondition-for-newnuclear-hutton/766426.article>.

¹⁷⁰ Regis Matzie, "The AP1000 Reactor: Nuclear Renaissance Option", Presentación en el Foro Tulane de Ingeniería, el 26 de septiembre de 2003; [http://www.sse.tulane.edu/FORUM_2003/Matzie%](http://www.sse.tulane.edu/FORUM_2003/Matzie%20). Accedida el 31 de marzo de 2009.

¹⁷¹ Nucleonics Week "Giant EPR said to be competitive: EDF to decide on order next year", 6 de noviembre 1998, p. 1.

¹⁷² Véase la revisión de diversos estudios con Stephen Thomas, Peter Bradford, Antonio Froggatt y David Milborrow, "The economics of nuclear power", Amsterdam, Greenpeace International, 2007.

III.3.1.1. Experiencia europea

Olkiluoto, Finlandia

El pedido de Olkiluoto-3, en Finlandia, se consideraba de especial importancia para la industria nuclear porque parecía contradecir la sabiduría convencional de que la liberalización de energía y los pedidos de plantas nucleares eran incompatibles. Realizado en diciembre de 2003, el reactor Olkiluoto-3 fue el primer pedido nuclear en Europa Occidental y América del Norte desde la finalización, en 1993, de Civaux-2 en Francia, y el primer pedido fuera de la Cuenca del Pacífico para un diseño de Generación III / III +. Desde 1992, la industria eléctrica finlandesa había tratado de obtener la aprobación parlamentaria de una quinta unidad nuclear en Finlandia. Finalmente, esta le fue concedida en 2002. Cuando se realizó el pedido de Olkiluoto-3, en diciembre de 2003, se consideró como un gran impulso para la industria nuclear en general y para el vendedor, AREVA NP, en particular. La industria nuclear previó que, una vez acabada la planta, sería tanto una demostración como una referencia para otros posibles compradores del EPR.

Finlandia también es parte del mercado nórdico de la electricidad que cubre Noruega, Suecia y Dinamarca. La región se considera, generalmente, como el mercado eléctrico más competitivo del mundo. Finlandia tiene también una buena reputación por el funcionamiento de las cuatro unidades nucleares ubicadas en el país. Así que existía una elevada expectativa de que este proyecto fuese la respuesta a muchas de las preguntas sobre el "renacimiento nuclear". Sin embargo, un examen más detenido del proceso, que será desarrollado en las secciones siguientes, revela algunas características muy especiales que levantan dudas sobre como es de representativo este proceso en las condiciones de otros mercados.

En 2004 se informó que el precio del contrato de Olkiluoto-3 era de 3.000 millones de euros (€) para una planta de 1.600 MW¹⁷³. Posteriormente, se informó de que sería de 3.200¹⁷⁴ o 3.300 millones de euros¹⁷⁵. La aprobación de seguridad fue dada por el regulador finlandés, STUK, en marzo de 2005, y el trabajo real sobre el terreno comenzó en agosto del mismo año. En el momento de la firma del contrato, el valor era, aproximadamente, de 3.600 a 4.000 millones de \$ USA (dependiendo del precio del contrato), o de entre 2.250-2.475 \$ USA/kW (€ 1 = 1,2\$ USA). Este coste incluía la financiación y los núcleos de los dos reactores, con lo que el coste por kW en términos de coste overnight habría sido algo menor; aunque, como veremos más adelante, dado la bajísima tasa de interés que se cobraba (2,6%), los costes financieros serían bajos.

Aunque este costo superaba el objetivo de 1.000 \$ USA/kW planteado previamente por la industria nuclear sólo unos pocos años antes, aún fue considerado por los críticos como una "pérdida de liderazgo". AREVA NP había estado tratando de persuadir a EDF, o bien una de las compañías eléctricas alemanas, desde finales de los años 90¹⁷⁶, para que realizase el pedido de un EPR, y tenían miedo de que si un pedido de EPR no se colocaba pronto, AREVA NP comenzaría a perder personal clave¹⁷⁷, y el diseño se convertiría en obsoleto¹⁷⁸. AREVA NP también necesitaba una "ventanilla comercial" para la tecnología EPR, y Olkiluoto-3 serviría como una central de referencia para los otros pedidos. Como incentivo adicional, y a solicitud del cliente, AREVA NP ofreció la planta en condiciones de "llave en mano", es decir, a precio fijo. También asumió la responsabilidad de la gestión del emplazamiento y la ingeniería arquitectónica, no limitando la oferta solo a una

¹⁷³ Landtman Martin, Director del Proyecto, declaró: "El valor de la totalidad de inversión de Olkiluoto 3, que incluye el contrato llave en mano, es de, aproximadamente, 3 mil millones de euros en valores monetarios del año 2003. No hay otras cifras publicadas ", comunicación personal por e-mail a Mycle Schneider, 8 de octubre de 2004.

¹⁷⁴ Nucleonics Week, "CE probing claims Olkiluoto loan guarantees were state aid", 26 de octubre de 2006.

¹⁷⁵ Nucleonics Week "AREVA reveals 47% cost overrun on contract for Olkiluoto-3", 5 de marzo de 2009, p 1.

¹⁷⁶ Nucleonics Week "Giant EPR said to be competitive: EDF to decide on order next year", el 6 de noviembre de 1998, p 1.

¹⁷⁷ Petroleum Economist, "France mulls nuclear future", marzo de 2001.

¹⁷⁸ Nucleonics Week "EPR safety approval won't last beyond 2002, regulator warns", 6 de marzo de 1997.

"instalación nuclear" (los materiales de la central). Esta no era una función a la que estuviese acostumbrada. En los anteriores 58 reactores PWR Framatome, los predecesores que AREVA NP había suministrado a Francia, y también en los proyectos realizados en el extranjero, entre ellos los de China y Sudáfrica, había sido EDF la que había proporcionado estos servicios.

Como se ha documentado ampliamente¹⁷⁹, el proyecto de Olkiluoto cometió serios errores desde el comienzo de la construcción. En marzo de 2009¹⁸⁰ el proyecto reconocía que llevaba un mínimo de tres años de retraso, y que había superado el presupuesto en 1.700 millones de euros (€). Ahora se espera que cueste alrededor de 4.000 \$USA/kW¹⁸¹. El propio contrato es también objeto de una disputa enconada entre AREVA NP y el cliente, Teollisuuden Voima Oy (TVO). AREVA NP reclama una indemnización de aproximadamente 1.000 millones de euros por supuestos incumplimientos de TVO. TVO, en una demanda de reconvención de enero de 2009, exigió 2.400 millones de euros en concepto de indemnización de AREVA NP por los retrasos en el proyecto¹⁸².

Parece poco probable que todos los problemas que han contribuido a los retrasos y sobrecostes, hayan sido resueltos, el coste final podría ser significativamente mayor. El resultado de la demanda y la contra demanda entre AREVA NP y TVO determinará como se aportará el coste a largo plazo. Sin embargo, resulta evidente que las preocupaciones de los inversores sobre los costes de la central, y los plazos de entrega, siguen siendo válidas.

Flamanville, Francia

EDF encargó finalmente un reactor EPR en enero de 2007, y la central se ubicará en Flamanville. El proyecto fue actualizado a 1.630 MW de potencia¹⁸³, y su construcción comenzó en diciembre de 2007¹⁸⁴. En mayo de 2006, EDF estimó que el costo sería de 3.300 millones de euros¹⁸⁵. En ese momento, este costo era equivalente a 2.590 \$ USA/kW (€ 1 = 1,28\$ USA). Este costo, sin embargo, no incluía la primera carga de combustible, por lo que el coste overnight se hizo algo mayor. El costo estimado tampoco incluía la financiación.

EDF no pidió un contrato llave en mano y eligió gestionar la contratación, dejando contratos, por ejemplo, para el generador de turbina, y también para la ingeniería arquitectónica. No está claro en qué medida estas decisiones fueron influenciadas por la mala experiencia en Olkiluoto, y en qué medida lo fueron porque percibió la necesidad de mantener sus propias capacidades. Para ganar el contrato AREVA NP acordó entregar dos reactores EPR a China solo como instalación nuclear, y el contrato no es llave en mano. EDF está implicada en la gestión del proyecto y tiene una participación accionaria en las plantas¹⁸⁶.

En mayo de 2008, las autoridades de regulación de seguridad francesas detuvieron temporalmente la construcción en Flamanville, debido a problemas del vertido de la capa base de hormigón¹⁸⁷. Los retrasos había llevado al vendedor, AREVA NP a pronosticar que la planta no se acabaría hasta el año 2013, con un año de retraso; pero en Noviembre de 2008, EDF declaró que la planta podría acabarse dentro del calendario original de 2012¹⁸⁸. EDF reconoció que los costes de construcción previstos para Flamanville se habían incrementado, pasando de 3.300 millones de € a 4.000

¹⁷⁹ Stephen Thomas, "Can nuclear power plants be built in Britain without public subsidies and guarantees?" Presentación en la Conferencia "Commercial Nuclear Energy in an Unstable, Carbon Constrained World" Co- Patrocinada por el Centro de Política Educativa de No Proliferación y Radio Europa Libre/Radio Liberty, 17-18 marzo, 2008 - Praga, República Checa.

¹⁸⁰ Nucleonics Week, "AREVA's Olkiluoto-3 manager says engineering judgment undermined", 26 de marzo 2009, p. 4.

¹⁸¹ Nucleonics Week "AREVA reveals 47% cost overrun on contract for Olkiluoto-3", Nucleonics Week, 5 de marzo 2009, p. 1.

¹⁸² Agence France Presse, "Setbacks plague Finland's French-built reactor", el 30 de enero de 2009.

¹⁸³ Nucleonics Week, "EDF orders Flamanville-3 EPR NSSS, with startup targeted in 2012", 5 de enero de 2007, p. 1.

¹⁸⁴ Nucleonics Week, "Flamanville-3 concrete pour marks start of nuclear construction", 6 de diciembre 2007, p. 3.

¹⁸⁵ Nucleonics Week, "EDF to build Flamanville-3, says first EPR competitive with CCGT", 11 de mayo de 2006, p. 1.

¹⁸⁶ European Daily Electricity Markets, "EDF's past efforts pay off with two EPR deals sealed in China", 15 de agosto 2008.

¹⁸⁷ Nucleonics Week, "Concrete pouring at Flamanville-3 stopped after new problems found", 29 de mayo de 2008, p. 18.

¹⁸⁸ Nucleonics Week, "EDF confirms target of starting up Flamanville-3 in 2012", 20 de noviembre de 2008, p. 1.

millones de €¹⁸⁹. Es decir, el equivalente a 3.265 \$ USA/kW (€1=1,33\$ USA), considerablemente más que el precio del contrato de Olkiluoto, pero muy inferior a los niveles calculados en los EE.UU. y el coste real de Olkiluoto. Una nota oficial de AREVA sugirió que el costo de un reactor EPR sería ahora de, por lo menos, 4.500 millones de €, aunque no especificó si se trataba de un coste overnight¹⁹⁰.

Comparación entre Olkiluoto y Flamanville

Las comparaciones entre Olkiluoto y Flamanville deben hacerse con cuidado. Los cambios de divisa pueden tener un impacto significativo si el costo se traduce a dólares y, con un lapso de tres años entre pedidos, la inflación puede aumentar los precios un 10%. También hay que tener en cuenta la perspectiva del contrato en relación al precio del combustible y los costes de financiación. La calificación de ambas plantas cuando fueron encargadas era, probablemente, de 1700 MW, por lo que la pequeña diferencia en los costes de Flamanville, un 2% superiores a los de Olkiluoto, debido a la calificación de la planta, no es significativa. Las estimaciones de costes de EDF también deben ser consideradas con cierto recelo ya que tienden a subestimar el verdadero costo. Debido, en parte, a su aspiración de ofrecer servicios en el mercado internacional de la construcción nuclear, por lo que claramente pretenden presentarse a sí mismos como una empresa muy eficiente y de bajo costo. Los grandes gastos de organización que, con toda razón, deben atribuirse a un proyecto específico se pueden disimular, más inocentemente, bajo títulos generales. Este proceso quedó claramente ilustrado en el Reino Unido antes de la privatización. La Central Electricity Generating Board (CEGB) publicó estimaciones de los costes de la energía nuclear que mostraba que eran competitivos, como mínimo en el coste marginal base¹⁹¹. Sin embargo, cuando los costes se detallaron rigurosamente y por partidas, se constató que el costo marginal era el doble del precio de mercado de la electricidad. Esto supuso una gran sorpresa, tanto para el personal de la CEGB como para el público, según se informó.

En general, dado el rápido incremento de las estimaciones de costo de construcción de nucleares en el período comprendido entre los encargos de Olkiluoto y Flamanville, la discusión que ha tenido lugar en América del Norte sobre la relativamente pequeña diferencia entre los precios de los contratos de Olkiluoto y Flamanville es sorprendente. Es probable, sin embargo, que en ambos casos, el precio del contrato tenga muy poco que ver con el precio real. No sería sorprendente que el coste real de la totalidad de la planta de Olkiluoto sea significativamente mayor que la estimación más reciente de un incremento del 50% sobre el presupuesto, mientras que la planta de Flamanville también ha incrementado ya su coste sobre la estimación original.

En septiembre de 2008, AREVA consideró que, para futuros EPR, el coste overnight sería de 4.500 millones de € (6.500 millones de \$ USA en septiembre de 2008, con un tipo de cambio de 1 € = 1,43 \$USA). En la nueva calificación del EPR, de 1700 MW de potencia, esto significaba que serían 3.800 \$ USA por kW¹⁹². En mayo de 2008, E. ON valoraba que una central EPR construida en el Reino Unido costaría entre 5000 y 6000 millones de €. No se aclara si este costo es overnight o incluye la financiación¹⁹³.

III.3.1.2. Los cálculos en EE.UU.

Si bien hay poca experiencia en construcción de plantas de Generación III / III + en Europa, no existe ninguna experiencia en los EE.UU. En la actualidad parece poco probable que la construcción de dichas plantas comience antes de tres años. Sin embargo, existe un elevado nivel de interés en el

¹⁸⁹ Associated Press Worldstream, "EDF to lead up to euro50B in nuclear plant investment", 4 de diciembre 2008.

¹⁹⁰ Nucleonics Week, "AREVA official says costs for new EPR rising, exceeding \$6.5 billion", 4 de septiembre 2008, p. 1.

¹⁹¹ Gordon MacKerron "Nuclear Power under review", en John Surrey, "The British Electricity Experiment", Earthscan, Londres, 1997.

¹⁹² Nucleonics Week, "AREVA official says costs for new EPR rising, exceeding \$6.5 billion", 4 de septiembre 2008, p. 1.

¹⁹³ The Times, "Reactors will cost twice estimate, says E.ON chief", 5 de mayo de 2008, p 32.

programa nuclear 2010, lanzado por la anterior administración. Más de una docena de empresas han anunciado su posible interés en construir plantas de energía nuclear, lo que ha generado un gran número de estimaciones de costes por parte de fuentes que tienen un interés real en la construcción de las citadas plantas.

Si bien se han realizado muchos estudios de los costes de una central nuclear desde diversos sectores de EE.UU., nos centraremos tan solo en un grupo de evaluaciones que se han llevado a cabo de forma sistemática, y de forma detallada, por instituciones respetadas. Estos estudios ayudan a ilustrar tanto la variabilidad de los costes como las líneas de tendencia.

Massachusetts Institute of Technology (MIT) 2003¹⁹⁴

El estudio desarrollado por el MIT se publicó en 2003. Fue redactado por un grupo interdisciplinario, formado principalmente por profesores del MIT, pero que incluía un comité consultivo de miembros distinguidos procedentes de toda la gama de intereses, desde grupos ambientalistas a las asociaciones de energía nuclear.

Para determinar su hipótesis de base, el estudio parte de un coste overnight de 2.000 \$ USA /kW. Para su hipótesis inferior supone (P 41) "que los costes de construcción se puedan reducir a un nivel cercano a un 25% de los niveles de la hipótesis de base, lo que correspondería a unas previsiones optimistas, pero verosímiles". Estas cifras no se basaban en los estudios de coste más recientes en los EE.UU., que fueron considerados como atípicos, pero sí en las estimaciones de la industria y en la experiencia de construcción de las últimas plantas de Generación III en Japón y Corea del Sur. Si estos datos, provenientes del extranjero, eran fiables es algo que no está, ni mucho menos, claro. En retrospectiva, las estimaciones parecen muy bajas, comparadas incluso con los contratos del precio de Olkiluoto-3 realizados el mismo año en que se hizo el estudio. Sin embargo, la industria aún proyecta costes de construcción agresivamente más bajos. En el apéndice (p. 138), el MIT presenta estimaciones de costes de la mayoría de los proveedores, los cuales, por una especie de "enésima" clasificación de orden (es decir, ordenadas sin considerar los costes FOAK), correspondían a menos de 1.250 \$ USA/kW. A pesar de los bajos costes de construcción que se suponen, el estudio llegó a la conclusión (p. IX):

"En los mercados desregulados, la energía nuclear no tiene, en estos momentos, un costo competitivo con el carbón y el gas natural. Sin embargo, las plausibles reducciones de la industria en costes de capital, costes de operación y mantenimiento, y tiempo de construcción, podrían reducir la brecha. Los costes de los créditos de emisiones de carbono, si son promulgados por el gobierno, pueden dar ventaja a los costes de la energía nuclear¹⁹⁵."

Keystone Center 2007¹⁹⁶

El estudio de Keystone "Nuclear Power Joint Fact-Finding" (NJFF) fue, como su nombre indica^{NdR}, un intento de crear un consenso entre una amplia gama de expertos con intereses diversos, algunos de los cuales habían sido asesores del estudio del MIT. Suponía un coste overnight de 2.950 \$ USA/kW, tanto en las hipótesis baja y alta, pero adjudicaba un mayor coste total para la hipótesis alta, asumiendo un período de funcionamiento más corto, un coste de capital más elevado, una depreciación más rápida, un período de construcción superior a seis años (en lugar de cinco), y un

¹⁹⁴ Instituto Tecnológico de Massachusetts, "The future of nuclear power", MIT, en Boston. 2003.
<http://web.mit.edu/nuclearpower/> visitado el 3 de abril de 2009.

¹⁹⁵ Cabe señalar que el estudio del MIT no comparó la energía nuclear con otra cosa que no sean las centrales térmicas de carbón o gas.

¹⁹⁶ Centro Keystone, "Nuclear Power Joint Fact-Finding", el Centro Keystone, Keystone, 2007;
http://www.ne.doe.gov/pdfpdfFi/rpt_KeystoneReportNKeystoneReportNuclearPowKey_2007.pdf , consultado el 3 de abril de 2009. Los once patrocinadores del estudio incluyen siete instalaciones nucleares y un constructor nuclear.
NdR "Hallazgos conjuntos en energía nuclear".

aumento del 3,3% de los costes reales durante el período de construcción. En la hipótesis baja, obtenía un coste total de 3.600 \$ USA/kW, incluida la construcción y la financiación y, en la hipótesis alta, 4.000 \$ USA/kW, un 11% de diferencia.

El valor básico, de 2.950 \$ USA/kW, se obtuvo como en el estudio del MIT, a partir del coste informado de las plantas de Generación III acabadas en Japón y Corea del Sur entre 1994 y 2005. El estudio no llegó a conclusiones firmes sobre la competitividad de las nucleares, pero encontró que (p. 11):

"Creemos que un rango razonable y normalizado de los costes previstos de la energía nuclear está entre 8 y 11 centavos de dólar por kilovatio-hora (kWh) suministrado a la red."

Sin embargo, sus conclusiones sobre la medida en que la energía nuclear podía contribuir a la lucha contra el calentamiento global fueron interesantes. Declaraba (p. 11):

"Los participantes en el NJFF están de acuerdo en que para construir la capacidad nuclear suficiente para alcanzar las reducciones de carbono de la 'cuña' tecnológica Pacala/Socolow (1 Gigatonelada de Carbón por año, lo que significa 700 GW netos de potencia nuclear eléctrica; o un total de 1.070 GW eléctricos), se requeriría que la industria nuclear volviese de inmediato al período de mayor crecimiento rápido experimentado en el pasado (1981-90), y que mantuviese ese ritmo de crecimiento durante 50 años¹⁹⁷.

Pacala/Socolow sostienen que serían necesarias, al menos, siete "cuñas" tecnológicas para estabilizar las concentraciones de CO₂ en la atmósfera¹⁹⁸.

La actualización del informe del MIT en el año 2009

En mayo de 2009, el MIT publicó una actualización de su estudio del 2003¹⁹⁹. Sin embargo, el equipo que elaboró el nuevo informe era muy diferente del equipo de 2003, con credenciales políticas y económicas mucho más débiles. Este sesgo se refleja en el informe. Si bien el informe introduce cambios significativos en los supuestos de desarrollo económico, casi duplicando, por ejemplo, el coste de construcción estimado hasta los 4.000 \$ USA/kW, este deterioro en los datos económicos no se menciona en el resumen o las conclusiones. De manera aún más sorprendente, el informe llega a afirmar que (p. 8):

"El informe de 2003 encontró que las reducciones de costes de capital y de tiempo de construcción eran plausibles, pero que no estaban aún probadas, este juicio no se ha modificado en la actualidad."

El análisis económico ni siquiera figuraba en el informe principal, pero se publicó separadamente²⁰⁰. Las conclusiones traicionaban los prejuicios de los autores:

"La advertencia severa de que, si no se hace más, la energía nuclear disminuirá como opción práctica y oportuna para su despliegue a una escala que constituya una contribución material a la reducción del riesgo del cambio climático."

¹⁹⁷ El Centro Keystone, op cit, p. 21. "Pacala/Socolow presented 15 possible technology wedges, not all completely independent of each other, and argued that at least seven of these wedges, or a larger number of partial wedges, would be necessary to stabilize global atmospheric CO₂ concentrations".

¹⁹⁸ Pacala Steve & Rob Socolow, "Stabilization Wedges: Solving the Climate Problem for the Next 50 Years with Current Technologies", en Science, 13 de agosto de 2004.

¹⁹⁹ Instituto Tecnológico de Massachusetts, 2009 "Update of the MIT 2003 Future of Nuclear Power Study", MIT, Boston, <http://web.mit.edu/nuclearpower/pdf/nuclearpower-update2009.pdf>, consultado el 26 de mayo de 2009.

²⁰⁰ Yangbo Du & John Parsons, 2009 "Update on the cost of nuclear power", MIT de Boston; <http://web.mit.edu/nse/pdfs/NFC-108.pdf>, consultado el 26 de mayo de 2009.

Si bien el informe de 2003 contenía serios errores, fue un trabajo significativa y cuidadosamente argumentado. La actualización del 2009 es mucho más una declaración de creencias de los autores, a menudo en contradicción con el análisis que presentan.

Standard & Poor's y Moody's

Como agencias de calificación crediticia, la capacidad de investigación de estas dos agencias tiene que ser fuerte, aunque la crisis financiera ha dañado algo su credibilidad. En octubre de 2007, Moody's calcula los costes overnight de construcción para una planta nuclear entre 5.000 y 6.000 \$ USA/kW²⁰¹. En su informe de octubre de 2008²⁰², Standard & Poor's aceptó la cifra de un estudio de la Comisión Reguladora Federal de Energía (FERC) que indicaba --después de incluir los intereses durante la construcción (indemnización por los fondos utilizados durante la construcción, en el caso de las instalaciones reguladas en algunos estados), y otros factores de escalada / inflación-- una posible variación de entre unos 5.000 a 8.000 dólares por kW instalado.

Valoraciones de las empresas

Las empresas de EE.UU. han anunciado su intención de construir un total de 31 nuevas centrales nucleares (véase el cuadro 4). Muchas de las empresas han anunciado los costes previstos. Aunque lo que se incluye en dichos costes no está siempre claro, comenzando, por ejemplo, por las propias finanzas; pero como el origen real de las empresas es la expectativa de construcción de las plantas, los costes previstos deben considerarse como razonablemente realistas.

Pues bien, la lista de instalaciones de las que se ha informado a la prensa, y para las que no hay estimaciones de costes de construcción, incluyen las centrales de Comanche Peak, Harris, North Anna, Fermi, Calvert Cliffs, Callaway, Nine Mile Point, Bell Bend, Amarillo y Elmore. En febrero de 2009, el Departamento de Energía seleccionó cinco de los proyectos presentados (algunos con dos reactores en el emplazamiento) para que pudieran beneficiarse de los préstamos garantizados. La lista completa de las plantas elegidas no ha sido aún publicada²⁰³, pero se sabe que incluye el proyecto Summer²⁰⁴; South Texas, un proyecto de la compañía UniStar y, muy probablemente, Calvert Cliffs y Comanche Peak, aunque este último fue relegado a primera alternativa en mayo del 2009²⁰⁵.

Reactor AP-1000

Levy²⁰⁶. Progress Energy calcula que el coste overnight para los dos reactores AP-1000 sería de 10.500 millones a 2.500 millones de \$ USA para instalaciones de transmisión y de 3.900 millones de \$ USA incorporando los costes/AFUDC (Indemnización por los fondos utilizados durante la construcción). Una presentación de la Securities and Exchange Commission de finales de 2008 demostraba que Progress Energy había firmado un contrato de 7.650 millones de dólares con Westinghouse Electric para construir dos reactores AP-1000 en el emplazamiento de Levy. No estaba claro lo que el contrato regulaba, pero el costo del que se informó era el mismo que el de la primera estimación de la instalación²⁰⁷. El 1 de mayo de 2009, la compañía anunció que la planificación se

²⁰¹ Moody's, "New Nuclear Generation in the United States: Keeping Options Open vs Addressing An Inevitable Necessity", Investigación Global de Crédito de Moody's, Nueva York, 2 de octubre de 2007.

²⁰² Standard & Poor's, "Construction Costs To Soar For New U.S. Nuclear Power Plants", Standard & Poor's, Nueva York, 2008.

²⁰³ Global Insight, "Five Nuclear Plant Proposals Make Shortlist for U.S. DOE Loans", el 19 de febrero de 2009.

²⁰⁴ Nucleonics Week, "STP project ranked in top tier for loan guarantee, NRG says", 19 de febrero de 2009, p 2.

²⁰⁵ Reuters: "DOE drops Luminant Texas from nuclear loan talks", 8 de mayo de 2009;

http://uk.reuters.com/article/governmentFilingsNews/idUKN0741783620090507?utm_source=newsletter&utm_medium=email&utm_campaign=sendNuclearHeadlines&pageNumber=1&virtualBrandChannel=0, consultada el 9 de mayo de 2009.

²⁰⁶ Nuclear Engineering International, "Power Market Developments-The American way", junio de 2008.

²⁰⁷ Natural Gas Week, "Progress Signs Contract for New Florida Nukes", 9 de enero de 2009.

retrasaría durante "un mínimo de 20 meses". La medida apuntaba a "dispersar algunos de los costes durante un período más largo de tiempo", como estableció el presidente de la compañía²⁰⁸. El aplazamiento daría lugar a un recargo "nuclear" de 6,69 dólares al mes en el 2010, para un típico cliente residencial con un consumo mensual de 1.000 kWh al mes, frente al recargo mensual de 12,63 dólares, permitido por la ley estatal de recuperación de los costes nucleares.

Summer²⁰⁹. La compañía SCE&G estimaba que solo el costo de construcción de los dos reactores Summer, sin transmisión y sin cargos por financiación, sería de 9.800 millones de \$ USA. Según se ha informado, el proyecto Summer ha sido preseleccionado por el Departamento de Energía de EE.UU. para obtener préstamos garantizados.

Turkey Point²¹⁰. La compañía Florida Power & Light dijo a la Comisión de Servicios Públicos de Florida que prevé un coste overnight de construcción para Turkey Point del rango de 3.108 a 4.540 \$ USA por kW de potencia instalado. El costo total del proyecto, incluyendo la inflación y los pagos de intereses, es decir, el precio de los dos AP-1000, sería de entre 12.300 a 18.000 millones de dólares.

Vogtle²¹¹. La compañía Georgia Power estima que su cuota del 45,7% del proyecto Vogtle, para dos unidades AP-1000, costaría 6.400 millones de \$ USA, considerando así un costo total de unos 14.000 millones de dólares. Este coste se describe como el "Coste en servicio" y, por lo tanto, debería incluir los costes de financiación.

Bellefonte²¹². La compañía TVA ha estimado que el coste overnight de la construcción para las dos unidades AP-1000 estará entre los 5.600 y los 10.400 millones de \$ USA.

Lee²¹³. La compañía Duke Power estimó, en noviembre de 2008, que el coste overnight de las dos unidades de la central de Lee sería de 11.000 millones de dólares USA, el doble de su estimación anterior. Parece ser que el coste overnight esperado para los dos AP-1000, de unos 1.120 MW de potencia neta cada uno, es de alrededor de 11.000 millones de dólares USA, lo que hace que el coste por kW de potencia sea de 4.900 dólares.

Reactor ESBWR

En noviembre de 2008, Exelon abandonó efectivamente el proyecto ESBWR de su emplazamiento en Victoria, e informó que buscaba un diseño alternativo²¹⁴. En febrero de 2009, Entergy solicitó a la NRC permiso para suspender las revisiones de sus instalaciones ESBWR en Grand Gulf y River Bend, debido a las preocupaciones causadas por el incremento de precios²¹⁵. Ninguna de las instalaciones de referencia que habían optado de manera preferente por el diseño ESBWR ha ofrecido una estimación de los costes aunque, cuando Wayne Leonard se retiró como CEO de Entergy, dijo: "El precio para el ESBWR ha seguido subiendo, llegando al nivel de 10.000 millones de dólares", a lo que se refirió como muy superior a la expectativa del costo original²¹⁶. Si esto fuera un coste overnight, el coste de un ESBWR de 1.520 MW sería de unos 6.600 \$ USA por kW de potencia instalada. Si incluyera financiamiento, por ejemplo un 25% extra. Aún así llegaría a los 5.200 \$ USA/kW. Por ello ahora parece posible que el diseño ESBWR, que había sido retirado del proceso de certificación en el Reino Unido, sea abandonado, y que incluso GE se retire del negocio de ventas de reactores.

²⁰⁸ Platts, "US NRC move to delay Florida units at least 20 months: Progress", 1 de mayo de 2009.

²⁰⁹ Nuclear Engineering International, "Power Market Developments-The American way", junio de 2008.

²¹⁰ Ibidem

²¹¹ Ibidem

²¹² Chattanooga Times, "Estimates for new nuclear plant rise", el 12 de diciembre de 2008, p. A1.

²¹³ WNN, "Duke raises cost estimate for Lee plant", 7 Noviembre de 2008.

²¹⁴ Nucleonics Week, "Exelon drops ESBWR, looks at other reactor designs for its Texas project", 27 noviembre 2008, p.1.

²¹⁵ Nucleonics Week, "Entergy revises construction plans, looks again to acquisitions", el 26 febrero de 2009, p.1.

²¹⁶ Ibidem.

Reactor EPR

Se informó que el proyecto EPR de Calvert Cliffs había sido elegido para obtener un préstamo garantizado²¹⁷. Sin embargo, de las siete unidades EPR anunciadas, al menos tres proyectos parecen estar detenidos. Las empresas que han propuesto los otros cuatro no han anunciado aún el coste esperado. En abril de 2009, el Presidente de UniStar dijo que Constellation no había anunciado públicamente el coste estimado de Calvert Cliffs, y que las cifras eran confidenciales²¹⁸.

Reactor ABWR

La planta de South Texas es el único reactor ABWR propuesto. De dos unidades de unos 1.380 MW cada una, la compañía NRG estima que los costes deben de estar ahora alrededor de los 8.000 millones de \$ USA, o 2.900 \$/kW. La estimación es, aproximadamente, un 50% superior a la cifra de 5.200 millones de dólares mencionada en un comunicado de prensa de NRG del 21 de junio de 2006. Se ha informado que el proyecto ha sido preseleccionado para obtener un préstamo garantizado.

Reactor APWR

Las dos unidades del proyecto Comanche Peak, son el único proyecto APWR que han sido anunciadas, pero no se ha ofrecido especificación de los costes estimados. Se comunicó que la solicitud de préstamo garantizado se había seleccionado, pero que posteriormente fue relegada a la primera reserva.

Probablemente es muy significativo que menos de la mitad de las 31 unidades anunciadas en los EE.UU., hayan facilitado estimaciones de costes, y que todos los diseños que esos proyectos utilizan hayan recibido la certificación de la NRC (ABWR y AP-1000), aunque con la instrucción de realizar algunas modificaciones de diseño. Si estas modificaciones elevarán significativamente el costo es algo que está por ver, lo que es muy improbable es que lo reduzcan.

El ABWR, que fue certificado hace ya más de una década, y que debe ser clasificado de manera realista como de Generación III, es el que puede ser más vulnerable a las actualizaciones de seguridad cuando deba renovar su certificación. Es sorprendente que ninguno de los candidatos EPR, un diseño que, como mínimo, tiene experiencia de construcción y ha sido certificado en Europa, haya anunciado un coste estimado. Las estimaciones de costes overnight parecen moverse alrededor de los 5.000 \$ USA/kW. El Departamento de Energía, parece hacer hincapié en proporcionar préstamos garantizados iniciales a los proyectos preseleccionados para una gama de diseños, y los cuatro proyectos elegidos corresponden a cuatro tipos de tecnologías diferentes.

III.3.1.3. Los factores que hay detrás del aumento en los costes

En menos de una década, el coste estimado de las nuevas centrales nucleares se ha incrementado de 1000 \$ USA/kW a un promedio aproximado de 5.000 \$ USA/kW, y eso antes de que se hayan acumulado experiencias significativas de construcción. Aun para los estándares de la industria nuclear se trata de un índice de aumento notable. ¿Qué factores explican este aumento? Es evidente que un factor es la inflación general, que puede haber aumentado los precios alrededor de un tercio en ese período, por lo que el aumento real es, aproximadamente, de cuatro veces. Las estimaciones de 1000 \$ USA/kW fueron consideradas siempre con recelo por parte de los observadores externos; la industria nuclear parece contemplar cada vez más estas predicciones de la misma manera que la predicción de Lewis Strauss "Demasiado barata como para medirla", una predicción que preferiría

²¹⁷ En <http://uk.reuters.com/article/governmentFilingsNews/idUKN1846256420090218?sp=true>.

²¹⁸ Daily Record (Baltimore), "Constellation Energy CEO: French firm won't influence Baltimore Gas & Electric Co.", el 28 de abril de 2009.

que no se hubiese formulado. Sin embargo, parece inverosímil que un incremento de cuatro veces pueda ser atribuible a un simple optimismo en la evaluación (es decir, a la inclinación natural de los partidarios de una tecnología para subestimar los costes), deben haber contribuido otros factores. Cinco elementos parecen particularmente relevantes.

Cuadro 4: Proyectos de Plantas de Energía Nuclear de EE.UU. anunciados desde el 2006

Planta	Propietario	COL. Aplicación presentada	Préstamos garantizado	Diseño	Costo estimado (\$ miles de millones)	Costo estimado \$/kW
Calvert Cliffs 3†	UniStar	3/08	Aplicado	EPR	n/a	
South Texas 3, 4†	NRG/Exelon	9/07	Aplicado	ABWR	n/a	
Bellefonte 3, 4	TVA	10/07	No elegida	AP-1000	5.6-10.4+	2500-4600
North Anna 3	Dominion	11/07	Aplicado	ESBWR	n/a	
Lee 1, 2	Duke	12/07	Aplicado	AP-1000	11+	4900
Harris 2, 3	Progress	2/08	No Aplicado	AP-1000	n/a	
Grand Gulf 3	Entergy	2/08	Aplicado	ESBWR	n/a	
Vogtle 3, 4 †	Southern	3/08	Aplicado	AP-1000	14*	6250*
Summer 2, 3†	SCANA	3/08	Aplicado	AP-1000	9.8+	4400
Callaway 2	AmerenUE	7/08	Aplicado	EPR	n/a	
Levy 1, 2	Progress	7/08	Aplicado	AP-1000	10.5+	4750+
Victoria 1, 2	Exelon	9/08	Aplicado	ESBWR	n/a	
Fermi 3	DTE Energy	9/08	No Aplicado	ESBWR	n/a	
Comanche 3, 4	TXU	9/08	Aplicado	APWR	n/a	
Nine Mile Point 3	Unistar	10/08	Aplicado	EPR	n/a	
Bell Bend	PPL	10/08	Aplicado	EPR	n/a	
Amarillo 1, 2	Amarillo	?		EPR	n/a	
River Bend	Entergy	9/08	Aplicado	ESBWR	n/a	
Elmore	UniStar	?		EPR	n/a	
Turkey Point 6, 7	FPL	3/09	?	AP-1000	6.9-10.1+	3100-4500

Fuente: Steve Thomas

Notas:

1. COL: Construcción y Licencia de Operación Combinada.
2. Las estimaciones marcadas '*' incluyen intereses, mientras que los marcados '+' son los costes overnight.
3. En enero de 2009, Entergy solicitó a la NRC suspender las revisiones de los COL de Grand Gulf & River Bend²¹⁹

Según se informa, los proyectos marcados †, han sido seleccionados por el Departamento de Energía de EE.UU. para préstamos garantizados.

El rápido aumento de los precios de productos básicos. Desde 2003, los precios mundiales de productos básicos se han incrementado a un ritmo sin precedentes. En el período 2003-2007, el níquel y el cobre aumentaron su precio más de un 60% por año, el cemento más del 10% y el acero casi un 20%²²⁰. Estos incrementos de precios han incrementado el coste de construcción de todas las opciones de generación pero, precisamente porque las centrales nucleares son físicamente más grandes que las otras opciones, el impacto sobre la economía de la energía nuclear es mucho mayor. En la segunda mitad del 2008, como la crisis financiera empezó a provocar una recesión, los precios de los productos básicos comenzaron a caer abruptamente. Mientras el aumento del precio de los productos básicos sea un factor plausible que contribuya a la escalada de precios sería necesario disponer de un inventario completo de los gastos desglosados por materiales, terrenos y trabajo, para poder cuantificar su impacto.

²¹⁹ Nucleonics Week "Entergy revises construction plans, looks again to acquisitions", 26 de febrero de 2009, p 1.

²²⁰ Standard & Poor's, "Construction Costs to Soar for New US Nuclear Power Plants," Ratings Direct, 15 de octubre 2008.

La falta de instalaciones de producción de componentes. El bajo número de pedidos nucleares de los últimos veinte años ha significado que muchas instalaciones de fabricación de componentes han cerrado, y que ahora existen sólo uno o dos proveedores certificados de algunos de los componentes esenciales (véase el capítulo II.). Por ejemplo, el ultra-forjado de piezas pesadas, necesario para fabricar las vasijas a presión sólo se produce en una fábrica (en Japón). En abril de 2009, AREVA anunció que había aumentando su capacidad para fabricar algunos componentes pesados. Sin embargo, esta inversión aumentará la capacidad nominal de un equivalente a 1,7 reactores EPR por año, a sólo 2,7 EPR por año²²¹. Esto demuestra la cantidad de tiempo que se necesita para aumentar la capacidad de fabricación de componentes, incluso tratándose de proveedores con experiencia. Los nuevos proveedores deben estar acreditados por una Certificación de la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME) y de la RCCM de Francia (Règles de Conception et de Construction des Matériels), lo que requiere un esfuerzo importante en materia de documentación y control de calidad para demostrar que el proveedor es capaz de satisfacer los estándares de calidad requeridos. Ello tenderá a aumentar los precios, particularmente una vez que se consiga una capacidad de reserva y, por ejemplo, Standart & Poor's asuma que las primeras unidades encargadas serán más baratas que sus sucesoras²²². A largo plazo, si hay colocado un gran número de nuevos pedidos nucleares, las instalaciones de producción de componentes se construirán. Sin embargo, su construcción, y la propia entrega de certificación de instalaciones, llevarán algún tiempo, e involucrarán enormes costes de inversión. Resultado: hasta que se restablezcan los encargos a gran escala, la creación de tales empresas representará un riesgo importante, porque no existe ninguna garantía de que la demanda para la producción de esas instalaciones estará allí cuando estén realmente preparadas.

La escasez de las habilidades nucleares necesarias. Al igual que con los componentes, la falta de pedidos nucleares recientes, y el envejecimiento de la mano de obra existente, ha llevado a una grave escasez de personal cualificado (véase el capítulo II.). Por ejemplo, Standard & Poor's establece²²³.

"Esperamos que las primeras unidades nucleares nuevas en los EE.UU. se basarán, en parte, en la experiencia en gestión de proyectos de países como Francia y Japón, donde la construcción de centrales nucleares ha continuado relativamente sin interrupciones desde el fallecimiento del programa nuclear de EE.UU. En concreto, esperamos que empresas como Electricité de France SA (EDF), y Tokyo Electric Power Co. Inc. (TEPCO) proporcionen la experiencia operativa."

En el Reino Unido, el gobierno británico no ha podido contratar a inspectores de seguridad suficientes para satisfacer los objetivos en relación a la revisión de los diseños de reactores. Nucleonics Week informó²²⁴:

"La NII [Inspección de Instalaciones Nucleares], ha tenido carencia de personal de manera crónica, una situación que pone en peligro la sincronización del proceso de GDA [Evaluación de Diseño Genérico]. El portavoz de NII, Mark Wheeler, dijo en septiembre que el organismo necesitaba 40 inspectores para completar a tiempo la GDA, además de otros 20 trabajando en las evaluaciones de diseño. Excluyendo el trabajo de GDA, la agencia tiene unos 22 inspectores menos de los 192 necesarios, dijo. El Inspector Jefe del NII, Mike Weightman, sin embargo, cree que se necesitan cerca de 232 inspectores para hacer todo el trabajo de regulación que requieren las instalaciones nucleares ya existentes y las nuevas."

²²¹ AREVA, "AREVA launches the Chalon 1300 plan", AREVA Comunicado de Prensa, París, 2 de abril de 2009.

²²² Standard & Poor's, "Construction Costs to Soar for New US Nuclear Power Plants," Ratings Direct, 15 de octubre de 2008.

²²³ Ibidem.

²²⁴ Ann MacLachlan, "HSE Preparing to Contract for Technical Safety Expertise", Inside NRC, 10 de noviembre 2008.

El "Commons Innovation, Universities, Science and Skills Committee" del Reino Unido encontró una seria escasez de habilidades para todas las actividades nucleares²²⁵.

La debilidad del dólar de EE.UU. El aumento de los costes medidos en dólares de EE.UU. (\$ USA) puede, en parte, ser debido a la debilidad del dólar USA desde finales de 2005. Esto significa que los costes medidos, por ejemplo, en euros, han aumentado algo menos que los precios en dólares. La debilidad del dólar puede haber contribuido también al aumento de los precios de los productos básicos en dólares. El valor del dólar cayó a partir de noviembre de 2005, cuando el euro valía 1,17 \$ USA, a julio de 2008 cuando valía 1,57 \$ USA. En noviembre de 2008 el valor del dólar aumentó considerablemente de forma que el euro se cotizó a 1,27 \$ USA, sin embargo, en diciembre de 2008 había caído de nuevo a 1,40 \$ USA.

Una mayor cautela por parte de las empresas. Las empresas ya no pueden asumir que se les permitirá transmitir cualquier costo en que incurran en la construcción de una central eléctrica. Cuando existen mercados competitivos, si los costes son demasiado altos, las empresas corren el riesgo de quebrar, como ocurrió en 2002 con la privatización del operador nuclear británico British Energy²²⁶. En el caso de tarifas aún reguladas, la empresa dependerá de los organismos reguladores de la electricidad para poder recuperar sus costes. Esto obligará a las empresas a ser más prudentes en la estimación de sus costes, para reducir el riesgo de que los costes reales superen la previsión.

Queda por ver hasta qué punto estos factores son reversibles, y si los precios podrían caer. Si cayesen sería algo que no tendría precedentes en la historia de la energía nuclear. Los precios de productos básicos ya han empezado a descender desde su máximo de mediados de 2008, y esto puede moderar la presión. Sin embargo, los factores segundo y tercero, la escasez de capacidad de fabricación y la carencia de habilidades, sólo se pueden resolver en un período de una década, o más y, en el caso de que los pedidos se reanudasen de manera importante, la presión de los precios aumentará a medida que las empresas compitan por recursos escasos. Es imposible predecir el nivel del dólar, pero esta volatilidad es, en si misma, un problema grave. Los vendedores o compradores que opten por la moneda equivocada (es decir, por monedas que pierdan una cantidad significativa de valor frente a otras monedas) para sus ventas o compras, pueden perder mucho dinero. La empresas también saben que incluso si las medidas de liberalización del mercado de la energía se paralizan, y la competencia se reduce, ya no podrán confiar en que los gobiernos y los reguladores les permitan pasar a los consumidores los gastos imprevistos.

Así que, en general, parece muy poco probable que los precios puedan *caer* significativamente. Toda la experiencia anterior sugiere que los precios tienden a *elevase* tan pronto como los diseños del tablero de dibujo se trasladan a las obras en construcción.

III.3.1.4. Los costes de capital

Los grandes proyectos, como es el caso de las centrales nucleares, son financiados mediante una mezcla de deudas (es decir, préstamos) y acciones (por ejemplo, financiación desde la tesorería o de los promotores). La deuda es generalmente más barata que las acciones. Por ejemplo, para su hipótesis de referencia, el estudio del MIT²²⁷ supone que la deuda y las cuotas de acciones en la financiación de nuevas centrales nucleares serán iguales, y que el coste de capital (neto) para las acciones será del 12% y para la deuda será del 5%, lo que da un coste medio ponderado del capital

²²⁵ House of Commons Innovation, Universities, Science and Skills Committee, 2009 "Engineering: Turning ideas into reality", Cuarto informe de HC período 2008/09 50-I, The Stationery Office, Londres; <http://www.publications.parliament.uk/pa/cm200809/cmselect/cmdius/50/5002.htm> , actualizado el 3 abril de 2009.

²²⁶ Stephen Thomas, "The Collapse of British Energy: The True Cost of Nuclear Power or a British Failure?" Economía delle Fonti di energia e dell'ambiente, n° 1-2, 2003, pp. 61-78.

²²⁷ Instituto Tecnológico de Massachusetts, "The future of nuclear power" MIT, Boston, 2003 <http://web.mit.edu/nuclearpower/> consultada el 3 de abril de 2009.

(WACC) del 8,5%. La piedra angular del estudio Keystone²²⁸ sigue estos supuestos para su caso máximo, pero asume que para su caso mínimo el costo de las acciones puede ser reducido un 9%, lo que lleva a un WACC real del 7%. Keystone tiene en cuenta que (p. 37):

"En los últimos años, Wall Street se ha convertido en algo mucho menos confortable para el modelo de planta comercial, e incluso empresas de generación muy potentes en la construcción de plantas, necesitan disponer ahora de entre un 65% y un 70% de las acciones en los mercados competitivos al por mayor para poder acceder a los bonos del mercado."

Sin embargo, esta realidad no se tiene en cuenta en los escenarios. Si se supone un requisito del 70% de las acciones al 12%, esto da un WACC real de poco menos del 10%.

No está claro si estas cifras son realistas. Cuando el mercado de la electricidad británica se abrió a la competencia en 1990, se produjo una enorme ola de pedidos de centrales de gas de ciclo combinado y se informó ampliamente de que la tasa de descuento real para estas plantas era del 15%²²⁹. Las previsiones nucleares de 2002-2004 parecían ajenas a esta tendencia y, por ejemplo, varios estudios todavía proyectan un costo real del capital del 8% o menos²³⁰. En el pasado, antes de que la liberalización se apoderara del mercado energético, el coste de financiación para proyectos nucleares era bajo, porque las empresas tenían garantizada la capacidad de recuperar los costes incurridos a través de los consumidores. Cualquier problema de financiación de las centrales nucleares provenía de la calificación crediticia general de la empresa o el país en cuestión. Así, países como Turquía tenían problemas de financiación para las centrales nucleares. El único problema específico de la energía nuclear era que el Banco Mundial, y otros de los principales bancos de desarrollo internacional, no prestaban dinero para plantas de energía nuclear, y esto cortaba una fuente de financiación de bajo coste. El Banco Mundial aconsejaba a los Estados en el tema de préstamos²³¹:

"Las centrales nucleares son, por lo tanto, poco rentables porque en la actualidad, y con los costes proyectados es poco probable que sean la alternativa de menor costo. También hay pruebas de que las cifras de coste generalmente citadas por los proveedores son subestimadas, y muchas veces no tienen debidamente en cuenta los costes de la eliminación de residuos, el desmantelamiento, y otros problemas ambientales."

De manera similar, el Banco Asiático de Desarrollo (ADB) reafirmó recientemente su "política de no implicación" en la financiación de la energía nuclear²³²:

"Sin embargo, a pesar de sus beneficios sostenibles y operacionales, el desarrollo de la energía nuclear se enfrenta a varios obstáculos, como son preocupación pública por la proliferación nuclear, gestión de residuos, cuestiones de seguridad, altos costes de inversión, plazos muy largos, y aceptación comercial de las nuevas tecnologías. La superación de estos obstáculos es difícil, y un debate público y abierto deberá convencer al público acerca de los beneficios de la energía nuclear. Los MDB [Bancos Multilaterales de Desarrollo] han evitado tradicionalmente la financiación de las plantas de energía nuclear. En el contexto de los estados de la antigua Unión Soviética, la política energética habitual del BERD [Banco Europeo para la Reconstrucción y el Desarrollo] incluía la financiación de las medidas de seguridad de las centrales nucleares, el desmantelamiento y rehabilitación ambiental, así como la promoción de un marco eficiente de

²²⁸ The Keystone Center, "Nuclear Power Joint Fact-Finding", Keystone Center, Keystone, 2007, http://www.ne.doe.gov/pdfpdfFi/rpt_KeystoneReportNKeystoneReportNuclearPowKey_2007.pdf, consultado el 3 de abril de 2009.

²²⁹ John Surrey, "The British Electricity Experiment", Earthscan, Londres, 1997.

²³⁰ Stephen Thomas, Peter Bradford, Antonio Froggatt y David Milborrow, "The economics of nuclear power", Amsterdam, Greenpeace International, 2007.

²³¹ Banco Mundial, "Guidelines for Environmental Assessment of Energy and Industry Projects", Banco Mundial, Documento Técnico de Trabajo nº 154, 1992. Environmental Assessment Sourcebook. vol. III.

²³² Banco Asiático de Desarrollo, "Energy Policy", Documento de Trabajo, enero de 2009.

regulación nuclear. En vista de las preocupaciones relacionadas a la tecnología nuclear, las limitaciones de contratación, los riesgos de proliferación, la disponibilidad de combustible y las preocupaciones sobre medio ambiente y seguridad, el ADB mantendrá su actual política de no participación en la financiación de generación de energía nuclear.”

En una presentación de marzo de 2008, Rinaldo S. Brutoco, Presidente del Consejo Empresarial Mundial, declaró:

“Desde una perspectiva empresarial, la energía nuclear ha incumplido su potencial de mercado. En la década de 1980, a raíz del Sistema Público de Suministro de Energía de Washington defraudaron 2.250 millones de dólares en bonos (el mayor incumplimiento en la historia de las empresas), Wall Street clasificó el nivel de riesgo de las centrales nucleares como 'alto', y apagó la máquina de hacer dinero”.²³³

Sin embargo, para los mercados liberalizados, o para sistemas como los existentes en algunos de los estados de EE.UU., donde las autoridades reguladoras no pueden garantizar la superación de los costes, se ha creído desde hace mucho tiempo que los encargos de energía nuclear eran inviables, porque un tipo de tecnología económicamente inflexible, como la nuclear, plantea riesgos para los mercados.

Hay tres maneras principales de proteger a los bancos, al menos en parte, de este riesgo: a través de los consumidores de electricidad, a través de los créditos garantizados por el gobierno, es decir, por los contribuyentes y a través de contratos de precio fijo para los vendedores. En todos estos escenarios, la protección sólo resulta ser tan fuerte como lo es la contraparte. La protección al consumidor de electricidad funciona a través de la fijación de tablas de tipos que, en el pasado, han rechazado los retrasos de costes. Las garantías del vendedor puede ser objeto de litigio, como lo son en el caso de Olkiluoto. A continuación daremos más información sobre estos temas.

Los consumidores

En general, el impacto de la liberalización del mercado eléctrico significaría que los consumidores no deben asumir ahora riesgos que no pueden, o que no quieren asumir. Sin embargo, algunos arreglos muy particulares para el proyecto de Olkiluoto-3 muestran que, en ese caso concreto, los riesgos han sido asumidos. El comprador, Teollisuuden Voima Oy (TVO), es una organización única en Finlandia. PVO (Pohjolan Voima Oy), el mayor accionista, posee el 60% de las acciones de TVO. PVO es una compañía sin afán de lucro, propiedad de la industria finlandesa, que es intensiva en consumo de electricidad, y que genera alrededor del 15% de la electricidad de Finlandia. Sus accionistas tienen derecho a comprar electricidad a un coste proporcional al tamaño de su cuota de capital. A cambio, se ven obligados a pagar costes fijos en función del porcentaje de sus participaciones, y costes variables en proporción al volumen de electricidad que consumen. El otro accionista principal de TVO es la mayor compañía eléctrica finlandesa, Fortum, con el 25% de las acciones. La mayoría de las acciones de Fortum son propiedad del Gobierno de Finlandia. El arreglo es, realmente, un contrato para la compra de la producción de Olkiluoto-3, durante todo el período de funcionamiento de la planta, a precios fijados para cubrir íntegramente los costes.

Si se asume que, en otros casos, los consumidores no deben asumir el riesgo, esto significa abandonar los créditos garantizados y los contratos llave en mano.

Los créditos garantizados

Incluso antes de la crisis financiera, la prima de riesgo implicada en los proyectos nucleares era un

²³³ S. Brutoco Rinaldo, “Nuclear Power Finance and Development in the Climate Change Era”, American Bar Association Presentation, 5 de marzo de 2008.

grave obstáculo para nuevos pedidos. En el primer punto de la lista de deseos de las empresas y de los "vendedores" en su petición de apoyo al gobierno figuraban los créditos garantizados. Estas aumentaban el riesgo que suponía, desde el proveedor a los contribuyentes, el caso de un fallo de la empresa suministradora. Uno de los factores para hacer financiable el pedido de Olkiluoto-3 (véase más adelante) fue la garantía de créditos a la exportación de los gobiernos francés y sueco. Ello hizo posible que los préstamos fuesen sólo a un tipo de interés del 2,6%.

El programa de los EE.UU.

En febrero de 2002, la Administración Bush anunció el programa Nuclear 2010, favorable al relanzamiento de los pedidos nucleares en los EE.UU. La razón aducida era que los diseños de la Generación III + serían competitivos económicamente, pero que los obstáculos financieros y normativos iniciales podrían impedir que fuesen encargados. La política para superar estas barreras fue, por tanto, agilizar los procesos de reglamentación, garantizar la aprobación reguladora para una serie de nuevos diseños, y conceder subvenciones hasta para tres unidades en cada emplazamiento (e incluso, tal vez, para cuatro o cinco unidades). Su finalidad era²³⁴:

"para completar el desarrollo tecnológico del primer prototipo de reactor de Generación III + y demostrar los procesos aún no probados de reglamentación Federal y de concesión de licencias para la ubicación, construcción y operación de nuevas plantas nucleares."

El programa fue exageradamente optimista sobre los plazos de tiempo, y se basó en el supuesto de que una nueva unidad nuclear podría estar disponible en 2010. Se ofrecieron préstamos garantizados para que las empresas pudiesen pedir préstamos al gobierno al nivel de las tasas de los bonos del Tesoro. Si asumimos que la tasa de los bonos del Tesoro es del 4%, y el costo del capital del 9%, esto podría llevar al WACC a un mínimo cercano al 7%.

Cuando el programa se puso en marcha, el coste estimado de la construcción de una central nuclear se acercaba a los 2.000 millones de \$ USA, y se ofrecían garantías para cubrir el 80% de la deuda; si la deuda constituye la mitad el coste financiero, en el peor de los casos se habrían necesitado garantías para cinco plantas, por valor de unos 4.000 millones de \$ USA. Pero desde entonces, el costo por reactor, así como la cobertura de los préstamos garantizados, creció rápidamente, al igual que lo hicieron las expectativas del sector sobre el número de proyectos que el programa debía cubrir. En 2003, el Servicio de Investigación del Congreso estimó que la contribución pasiva de los préstamos garantizados, que cubriesen hasta el 50% de los costos de construcción de entre seis y ocho nuevos reactores nucleares, sería de entre 14.000 y 16.000 millones de \$ USA²³⁵. La Oficina de Presupuestos del Congreso concluyó que el riesgo de impago del préstamo por la industria sería "superior al 50 por ciento", y que teniendo en cuenta la recuperación de costes mediante la venta de equipos (por ejemplo, que el gobierno pudiese recuperar la mitad de sus costes) podría llevar el coste neto para el gobierno a, aproximadamente, el 25%²³⁶.

El Departamento de Energía estimó que los préstamos garantizados podrían reducir el costo total de la generación en un 40%²³⁷:

"Una nueva planta de energía nuclear comercial, con el 100% de los préstamos garantizados y una ratio 80/20 de la deuda con fondos propios, podría tener hasta un 39% de ahorro en el coste

²³⁴ Departamento de Energía de Estados Unidos, "A Roadmap to Deploy New Nuclear Power Plants in the United States by 2010", Washington, US-DOE, 2001.

²³⁵ Servicio de Investigación del Congreso, "Potential Cost of Nuclear Power Plant Subsidies in S.14", 7 de mayo de 2003. Solicitado por el senador Ron Wyden.

²³⁶ Oficina Presupuestaria del Congreso, "Cost estimate of S.14, Energy Policy Act of 2003", (Washington, Oficina Presupuestaria del Congreso), <http://www.cbo.gov/doc.cfm?index=4206>

²³⁷ Comentarios preparados del Secretario Adjunto de Energía Dennis Spurgeon en la segunda edición del "Nuclear Fuel cyclemonitor global nuclear renaissance summit", Alexandria, Virginia, 23 de julio de 2008.

nivelado de la electricidad cuando se compara con la financiación convencional de una deuda 50-50 de una ratio de fondos propios.”

Había restricciones en el tipo y número de plantas que podrían acogerse a los préstamos garantizados. La Oficina Presupuestaria del Congreso afirmó²³⁸:

“El Departamento de Energía ha indicado que puede negar un préstamo garantizado para una aplicación empresarial si el proyecto no se considera que sea tanto innovador (en esencia, en el caso de la tecnología nuclear, un diseño de planta que no se haya construido antes en los Estados Unidos) como comercialmente viable, y que solo un máximo de tres plantas basadas en cada diseño avanzado de reactor puede considerarse innovadora.”

Si se construyesen tres unidades de cada uno de los cinco diseños de planta considerados, 15 unidades podrían acogerse a los préstamos garantizados. Pero las empresas han sido partidarias, en esas condiciones, de permanecer a la espera, manteniendo actualmente entre 30 y 40 plantas en diversas etapas de planificación, por lo que parece cada vez más probable que sólo las plantas que obtengan préstamos garantizados serán las solicitadas. Para el año fiscal 2008/09, el Congreso dispuso que 42.500 millones de dólares estuviesen disponibles como préstamos garantizados federales para "las fuentes innovadoras de generación"; de ellos, 18.500 millones de dólares serían para nuevas plantas nucleares, y 2.000 millones serían para las instalaciones de inicio a final de la cadena de combustible, como el enriquecimiento²³⁹. Si el nuevo gobierno de los EE.UU. quiere realmente llevar a cabo una parte significativa de la propuesta de tener entre 30 y 40 reactores construidos, los 18.500 millones de dólares no le llevarán muy lejos. Las empresas ya han presentado solicitudes de préstamos garantizados por valor de 122.000 millones de \$ USA para 21 nuevas plantas de energía nuclear.

Si suponemos que una nueva planta tendrá un costo no superior a 7.000–9.000 millones de dólares, y la industria consigue su deseo de que el 80% de ese coste (comparado con el 80% de la *deuda* original) esté cubierto por los préstamos garantizados federales, serán necesarias garantías por valor de unos 100.000 millones de \$ USA para construir solo las 15 unidades "innovadoras". Si el 80% del costo está cubierto por préstamos garantizados y el dinero se presta a, digamos, el 4%, con una participación del 9%, esto llevaría al WACC real a un 5%. Para construir 35 unidades, las garantías necesarias en dólares de los EE.UU. serían de 230.000 millones. Las empresas tienen la esperanza de que el restante 20% de los préstamos garantizados para el resto del coste total será ofrecido por los gobiernos japonés y francés, que son los países base de los vendedores. Las exigencias legales de los servicios jurídicos de los EE.UU. establecen que las empresas deben proporcionar un "significativo" capital social. Aún está por ver si las empresas pueden convencer al gobierno de que se olvide de ese requisito a favor de los préstamos garantizados por los gobiernos francés o japonés. En octubre de 2008, 17 empresas energéticas ya habían solicitado unos 122.000 millones de dólares en préstamos federales garantizados²⁴⁰. Si, como ha señalado Standard & Poor's²⁴¹, los cuellos de botella en capacidades y competencias significan que sólo se pueden suministrar "unas pocas" unidades al año al mercado de los EE.UU., puede que no surja la necesidad de ese gran número de garantías.

En la práctica, ahora se ve cada vez más probable que el ESBWR sea abandonado en favor del ABWR, mientras que el APWR sólo tiene un comprador interesado; así que quizás sólo 10 unidades podrán optar a préstamos garantizados, con lo que el requisito de garantía de préstamos podría bajar a menos de 60.000 millones de \$ USA.

²³⁸ Oficina de Presupuesto del Congreso, "Nuclear Power's Role in Generating Electricity", 2008, p. 33, <http://www.cbo.gov/ftpdocs/91xx/doc9133/05-02-Nuclear.pdf>.

²³⁹ Platt's Global Power Report, "Nuclear Energy Institute president says Congress needs to boost loan guarantees", 16 de octubre de 2008.

²⁴⁰ En <http://www.lgprogram.energy.gov/press/100208.pdf>

²⁴¹ Standard & Poor's, "Construction Costs To Soar For New U.S. Nuclear Power Plants", 2008.

Olkiluoto

Los detalles de cómo se está financiando la planta no fueron publicados, pero la Federación de Energías Renovables de la Comunidad Europea (EREF) y Greenpeace presentaron sendas denuncias por separado a la Comisión de la Unión Europea, en diciembre de 2004, indicando que contraviene las disposiciones de los reglamentos sobre ayudas estatales de financiación europea. La Comisión no comenzó a investigar las denuncias hasta octubre de 2006 y, en Septiembre de 2007, la Comisión de la Competencia archivó el caso. Según EREF, el Bayerische Landesbank (BLB, propiedad del estado de Baviera), dirige el consorcio (junto con Handelsbanken, Nordea, BNP Paribas y JP Morgan) que proporciona la mayoría de la financiación. Se entregó un préstamo de 1.950 millones de euros, alrededor del 60% del coste total, a un 2,6%, un tipo de interés notablemente bajo.

Dos entidades de crédito de exportación también están involucradas: Coface, de Francia, con un crédito a la exportación de 610 millones de euros, que garantiza la cobertura de suministros de AREVA, y la Agencia Sueca de Exportación (SEK), con 110 millones de euros. Una vez más se da una característica sorprendente, ya que las garantías de créditos a la exportación se ofrecen, en general, sólo para las exportaciones a los países en desarrollo con economías inestables, que no es la categoría de países en los que se incluiría Finlandia.

Sudáfrica

Sudáfrica ha estado, durante la última década, tratando de comercializar la tecnología del Pebble Bed Modular Reactor (PBMR), pero el progreso ha sido lento y la empresa de titularidad pública de Sudáfrica, Eskom, ha dado prioridad a los pedidos de centrales nucleares "convencionales", ya sea el EPR, de AREVA NP; o el AP-1000, de Westinghouse. Eskom cuenta con un presupuesto de 343.000 millones de rands (unos 34.000 millones de \$ USA) para construir 16 GW de nuevas centrales de carbón y nucleares para el año 2017. En el largo plazo planean construir 20 GW de centrales nucleares en 2025. Pero a 5.000 \$ USA/kW, su presupuesto cubriría menos de 7 GW de nueva capacidad nuclear. Eskom se enfrenta al reto adicional de una caída en la calificación de crédito, reducida en agosto de 2008 por Moody's a Baa2. Por último, en noviembre de 2008, Eskom admitió su derrota, y desechó la oferta debido a que la magnitud de la inversión era demasiado alta. Esto a pesar de la voluntad de Coface de ofrecer créditos a la exportación garantizados²⁴², y pese a las afirmaciones de AREVA, según las cuales podría haber arreglado el 85% de la financiación²⁴³. En febrero de 2009, Eskom también abandonó sus planes de construir reactores PBMR²⁴⁴. Engineering News informó que el problema residía en la calificación crediticia de Eskom²⁴⁵:

"De hecho, la agencia calificadora Standard & Poor's dijo el jueves que el Tesoro Nacional de Sudáfrica necesita ampliar 'las garantías incondicionales en el tiempo' en todas las acciones de la deuda de Eskom si espera mantener la actual calificación crediticia de BBB + del grado de inversión. El Tesoro Nacional estaba pendiente aún de anunciar los detalles del paquete".

"El Consejo de Eskom había, en consecuencia, decidido poner fin a la contratación comercial del proceso de selección del licitador preferido para la construcción del proyecto Nuclear-1."

Este caso ilustra el hecho de que mientras que las garantías de préstamo protegen por defecto a los proveedores, y permiten a las empresas acceder a los costes de financiación más bajos de la oferta, no hacen nada para proteger a la empresa de la quiebra. Por lo tanto, la aceptación de un préstamo

²⁴² Nucleonics Week "French export credit agency to insure loans for Cgnpc, Eskom", 21 de agosto de 2008.

²⁴³ The Star, "Nuclear bid had funding -AREVA", 30 de enero de 2009.

²⁴⁴ PBMR pty [?xx], "PBMR considering change in product strategy", Comunicado de prensa 5 de febrero de 2009, <http://www.pbmr.co.za/index.asp?Content=218&Article=104&Year=2009>

²⁴⁵ Engineering News, 2008 "Eskom terminates Nuclear 1 procurement process, but SA still committed to nuclear", 5 de diciembre de 2008.

puede dañar la calificación crediticia de la empresa, un préstamo garantizado puede no ser suficiente para persuadir a una empresa para seguir adelante.

Otras agencias de préstamos garantizados

También se ha especulado con las ofertas de préstamos garantizados que los gobiernos francés y japones ofrecían a los EE.UU. para las plantas suministradas por sus compañías nacionales²⁴⁶. AREVA NP está controlada por los intereses franceses, de hecho es propiedad mayoritaria del estado francés²⁴⁷. El gobierno francés ya se ha mostrado dispuesto a ofrecer préstamos garantizados a través de Coface, por ejemplo a China, Finlandia y Sudáfrica²⁴⁸.

El gobierno japonés tiene mucha menos experiencia en el apoyo a los proveedores nucleares japoneses. A pesar del extenso programa nuclear de Japón, así como de las grandes exportaciones de componentes nucleares, esta es la primera vez que proveedores japoneses han tratado de conseguir pedidos del extranjero como contratistas principales. Sin embargo, los proveedores japoneses están implicados en cuatro de cada cinco diseños de los que se están considerando en los EE.UU. (el EPR franco-alemán es el quinto). Mitsubishi tiene su propio diseño, USAPWR. Hitachi está colaborando con GE para ofrecer el ESBWR y, quizás, el ABWR. Westinghouse, que está ofreciendo el AP-1000, es ahora propiedad de Toshiba, que también está ofreciendo el ABWR, aunque esté en gran medida radicada en los EE.UU. Standard & Poor's cree que el gobierno japonés aportará financiación a los pedidos de proveedores japoneses a través del Banco Japonés de Cooperación Internacional.

Japón estableció la Corporación Japonesa de Finanzas (Japan Finance Corp), el 1 de octubre de 2008, para facilitar créditos a la inversión en proyectos de energía nuclear en los países desarrollados²⁴⁹. Estas garantías se complementan con las garantías que ofrece EE.UU., y podría reducir la escala que los préstamos garantizados de EE.UU. necesitan.

En general, las agencias de crédito a la exportación se utilizan para reducir los riesgos financieros y, por lo tanto, los costes, asociados a la exportación de tecnologías. Históricamente, y también en la actualidad, esto es cierto para el sector nuclear. Por ejemplo, entre 1959 y 1993 el Banco de Exportación e Importación de los EE.UU. (EX-IM Bank) habilitó 7.700 millones de \$ USA para las exportaciones nucleares, mientras que, en Canadá, la Export Development Corporation ha puesto a disposición de la India, Pakistán, Corea, Argentina, Rumania y China, financiación para la venta de reactores en los últimos cincuenta años. Un apoyo similar se puede observar en los constructores alemanes de reactores.

III.3.1.4. Las cuestiones políticas

Existen problemas sobre el acuerdo de la OCDE para créditos a la exportación, en concreto con el Acuerdo sobre directrices para el Apoyo Oficial de Créditos a la Exportación (establecido en 1978). El Acuerdo es lo que se conoce como un "acuerdo de caballeros", no un documento oficial de la OCDE. Ofrece un trato especial para determinados sectores, en particular para el equipamiento, materiales y servicios de plantas nucleares. El Acuerdo permite un periodo de recuperación de 15 años para los créditos a las exportaciones nucleares --tres más que para las centrales eléctricas convencionales y cinco más que para otros tipos de equipamientos--, pero este plazo no se percibe como suficiente para las plantas de energía nuclear²⁵⁰. Los participantes en el Acuerdo, se reunieron en París en

²⁴⁶ Nucleonics Week "US working with allies to change global rules for nuclear financing", 23 de octubre de 2008.

²⁴⁷ AREVA NP es un 66% propiedad de AREVA con el 34% restante en manos de Siemens. En enero de 2009, Siemens anunció su intención de vender su participación a AREVA. The Economist, "Power struggle; Nuclearenergy" 6 de diciembre 2008 (EE.UU. Edition).

²⁴⁸ Nucleonics Week "French export credit agency to insure loans for Cgnpc, Eskom", 21 de agosto de 2008.

²⁴⁹ Nucleonics Weeks, "Japan clears way for loan guarantees in US", 25 de septiembre de 2008.

²⁵⁰ Nucleonics Week, "US working with allies to change global rules for nuclear financing", 23 de octubre 2008.

noviembre de 2008 pero, a finales de Enero de 2009, no existían información sobre el lugar donde se llevó a cabo la reunión, y sobre los resultados que hubo, si se realizó.

Proveer de garantías un pedido como Olkiluoto-3, que fue contemplado como la apertura de un mercado para las exportaciones francesas, podía ser aceptable para los contribuyentes franceses y japoneses. Sin embargo, si tales garantías son una condición para la colocación de todos los pedidos, los contribuyentes verán esto como un cheque en blanco. Si el pedido de Olkiluoto-3 da lugar a un defecto, o la Oficina de Presupuesto del Congreso de los EE.UU. estima que el riesgo de impago del préstamo por parte de la industria puede estar "muy por encima del 50 por ciento", los préstamos garantizados serán vistos como una opción muy arriesgada.

III.3.1.5. Los contratos llave en mano

La garantía financiera de tener un contrato llave en mano parecía otorgar un elemento importante a AREVA SN, adjudicataria del contrato de Olkiluoto, y también a los gobiernos francés y sueco para ofrecer préstamos garantizados. Sin embargo, resulta sorprendente que AREVA NP estuviese tan desesperada por conseguir el pedido, que estuviese dispuesta a asumir el gran riesgo financiero que implica un contrato llave en mano. Ha habido pocos (si es que hay alguno) contratos de llave en mano efectivos para "toda una planta" (en contraposición a los componentes individuales), desde los 12/13²⁵¹ notorios pedidos llave en mano que impulsaron los pedidos comerciales en los EE.UU. entre 1964 y 1966²⁵². Estos pedidos hicieron perder a los vendedores grandes cantidades de dinero, a pesar de que lograron uno de sus objetivos, que era convencer a las empresas de que la energía nuclear era algo más complejo que, por ejemplo, una planta de carbón, y que se podía pedir con confianza, como una tecnología probada. Los pedidos llave en mano para las plantas nucleares son mucho más arriesgados para los vendedores en comparación con otros tipos de centrales, porque gran parte de la construcción nuclear y de la ingeniería del emplazamiento es un proceso muy difícil de controlar. Tampoco es fácil para el vendedor controlar la calidad del trabajo dado el gran número de contratistas implicados.

Standard & Poor's dejaba claro en un reciente informe que los contratos llave en mano no debían ofrecerse²⁵³.

"No esperamos contratos de ingeniería CPE [contratos de construcción y adquisición] que sean plenamente desarrollados a través de un precio fijo, dado su mecanicismo."

Los altos representantes de AREVA también dejaron claro, en conversaciones privadas, que el precio fijo del contrato de Olkiluoto-3 fue un acuerdo único, que no se repetirá.

III.3.1.6. Confiabilidad

La fiabilidad siempre ha sido el elemento descuidado de la ecuación de costes fijos. La industria nuclear siempre proyecta una alta fiabilidad para las plantas. Una buena medida de la fiabilidad de la planta, y de cómo es eficaz la comercialización de su producción, es el factor de carga (factor de capacidad en el lenguaje de EE.UU.). El factor de carga se calcula como la producción en un período de tiempo determinado, expresado como porcentaje del que se habría producido si la unidad hubiese funcionado sin interrupciones, como al nivel máximo de su diseño, durante todo el período implicado²⁵⁴.

²⁵¹ Hubo, estrictamente, 12 pedidos llave en mano, pero un decimotercero, San Onofre, se incluye a veces.

²⁵² Irvine Bupp Derian & Jean-Claude, "Light Water: How the Nuclear Dream Dissolved", Nueva York. Basic Books, 1978.

²⁵³ Standard & Poor's, "Construction Costs To Soar For New U.S. Nuclear Power Plants", 2008.

²⁵⁴ Téngase en cuenta que en los reactores de potencia reducida, algunas organizaciones (por ejemplo, la OIEA) citan el factor de carga como el nivel de producción autorizada más que el nivel de diseño. Si bien esto puede dar alguna información útil sobre la fiabilidad de la planta, con fines de análisis económico, la calificación de diseño se debe utilizar porque es lo que el comprador paga para recibir.

Una utilización más elevada mejora la economía de la energía nuclear, porque el gran tamaño de los costes fijos puede ser repartido en más unidades para la venta de la producción, que si la utilización es menor. Además, las plantas de energía nuclear son físicamente inflexibles. Las paradas frecuentes, o las variaciones de la producción, reducen tanto la eficiencia como la vida útil de los componentes. Como resultado, las centrales nucleares están para ser utilizadas en "la carga de base" (de forma continua y a plena potencia), salvo en muy pocos países (por ejemplo, Francia) donde la capacidad nuclear representa una proporción tan alta de la capacidad de generación total que esto es imposible. A diferencia del coste de su construcción, el factor de carga se puede medir con precisión y de manera inequívoca, y las tablas de factor de carga se publican regularmente en publicaciones comerciales como *Nucleonics Week* y *Nuclear Engineering International*.

Al igual que con los costes de construcción, los factores de carga de las plantas en servicio han sido mucho más pobres de lo previsto. La asunción, por parte de los vendedores y los promotores de la tecnología, fue que las plantas nucleares eran extremadamente fiables, con las únicas interrupciones de servicio que eran necesarias para el mantenimiento y la recarga de combustible (algunos diseños de instalaciones como la PGR y CANDU son recargadas de combustible continuamente y sólo necesitan parar para realizar el mantenimiento), lo que da coeficientes de ocupación del 85-95%. Sin embargo, los resultados fueron más pobres y, alrededor de 1980, el factor de carga promedio de todas las plantas nucleares en el mundo era de alrededor del 60%. Para ilustrar el impacto en la economía de las nucleares, si asumimos que los costes fijos representan dos tercios del coste total de la energía, y si el factor de carga es del 90%, el coste global subiría en un tercio si el factor de carga es sólo del 60%. En la medida en que los factores de carga bajos son causados por fallos en los equipos, el coste adicional de mantenimiento y reparación resultante aumentaría aún más las operaciones y el coste de mantenimiento.

Sin embargo, desde finales de 1980 en adelante, la industria nuclear de todo el mundo ha realizado un gran esfuerzo para mejorar su rendimiento. A nivel mundial, los factores de carga promedio, son actualmente superiores al 80%. Los EE.UU. tienen un promedio anual de alrededor del 90%, en comparación con menos del 60% en 1980, aunque el factor de carga medio del período total de funcionamiento de las centrales nucleares de Estados Unidos es aún sólo de un 70%.

Sólo 7, de los 414 reactores que funcionan desde hace un año como mínimo, y que tienen registros de pleno rendimiento, tienen un factor de carga de superior al 90% en todo su período de funcionamiento, y sólo las 100 mejores plantas tienen un factor de carga superior al 80% en todo su tiempo de funcionamiento. Curiosamente, las 13 mejores plantas se localizan en sólo tres países: seis en Corea del Sur, cinco en Alemania y dos en Finlandia. Esto sugiere que el rendimiento no es fruto del azar, sino que está determinado tanto por la competencia en el funcionamiento, y lo bien que están administradas las plantas, como por la tecnología y el proveedor.

Como asume la industria con frecuencia, los nuevos diseños de reactores pueden emular el grado de fiabilidad alcanzado en un máximo del 2% de los actuales reactores. Sin embargo, también pueden sufrir de "problemas de juventud" como las generaciones anteriores. La experiencia francesa de finales de 1990, con el diseño N4, es particularmente saludable. Las cuatro unidades de este diseño tardaron entre 6 a 12 años en ser construidas. Una serie de problemas técnicos llevaron el período de tiempo comprendido entre la primera criticidad y la explotación comercial, que por lo general es de unos meses, a durar entre 29 y 49 meses. La fiabilidad en este período fue muy pobre, y la media de factor de carga para estas cuatro unidades durante los cuatro primeros años después de la criticidad fue solamente del 46%.

Téngase en cuenta que, en un análisis económico, los resultados en los primeros años de operación, cuando los "problemas de dentición" pueden surgir, tendrán mucho más peso que los de años

posteriores, debido al proceso de descuento. Este problema puede agravarse si los contratos de venta anticipada se han hecho en el propio emplazamiento y los de repuestos de energía deben ser adquiridos en el mercado, en caso de retraso. El rendimiento puede disminuir en los últimos años de funcionamiento, cuando el equipo se desgasta y tiene que ser sustituido, y las mejoras en el diseño son necesarias para que la planta se acerque a los estándares actuales de seguridad. Esta disminución en el rendimiento al final de su período de funcionamiento probablemente no pesará mucho en un análisis económico debido a los descuentos.

III.3.2. Los costes de funcionamiento

III.3.2.1. Costes de Operación y Mantenimiento (O & M) distintos del combustible

Los costes de funcionamiento se pueden dividir en costes de funcionamiento no-combustibles, y los costes del propio combustible. A los costes de operación y mantenimiento (O&M), diferentes de la carga de combustible, rara vez se le presta gran atención en los estudios de economía nuclear. Como se señalaba anteriormente, el costo del combustible es relativamente bajo, y ha sido hasta ahora razonablemente previsible. Sin embargo, en los años 80, y principios de los 90, se demostró que la idea asumida de que los costes de mantenimiento eran bajos estaba equivocada, cuando un pequeño número de plantas nucleares de los EE.UU. fueron cerradas porque sus costes de funcionamiento (sin incluir el reembolso de los costes fijos) resultaron ser mayores que el coste de construcción y funcionamiento de una planta térmica de gas que las reemplazase. Se supo entonces que los costes distintos a los de los combustibles, los de O&M, habían sido superiores a 22 \$ USA/MWh de promedio, mientras que los costes de combustible habían sido de 12 \$ USA/MWh²⁵⁵. Se hicieron grandes esfuerzos para reducir los costes O&M, y para mediados de la década de 1990, el promedio de los distintos costes O&M había caído a unos 12,5 \$ USA/MWh, y los costes de combustible a 4,5 \$ USA/MWh.

Sin embargo, es importante señalar que estas reducciones de costes se consiguieron, principalmente, por la mejora de la fiabilidad de las plantas en lugar de por una auténtica reducción de costes. Algunos de los mayores costes de reparaciones fueron clasificados como "adiciones netas de capital", y se reflejaron en un aumento del valor del capital en lugar de en un aumento de los costes de O&M, en los que sería más apropiado que se colocasen. A diferencia de los gastos de funcionamiento de muchas otras industrias, una gran proporción de los costes de O&M en el sector nuclear están en gran parte fijados. El coste del personal empleado y del mantenimiento de la planta, por ejemplo, varían un poco en función del nivel de la producción de la planta. Al igual que con los costes fijos, a mayor energía producida por la planta, menor es el coste de O&M por MWh. La amenaza de cierre anticipado por motivos económicos se ha levantado, en general, en los EE.UU. porque, en concepto de coste marginal, las plantas generan bajos costes.

Es también digno de mención que British Energy, que se basó esencialmente en sus ocho centrales de energía nuclear cuando se creó en 1996, colapsó financieramente en 2002 porque los ingresos de la explotación de las plantas apenas cubrían los gastos de funcionamiento. Esto se debió, en parte, a los elevados costes del combustible, especialmente el coste del reprocesado del combustible gastado, una operación que ahora sólo se lleva a cabo en Gran Bretaña y Francia. Posteriormente, British Energy reconoció que en ese período el gasto no era suficiente para mantener las plantas en buenas condiciones²⁵⁶. El promedio de los costes de funcionamiento de las plantas de British Energy durante ocho años, incluido el del combustible, varió entre 16,5 y 20 libras esterlinas (£)

²⁵⁵ Para las estadísticas sobre los costes de O & M, vea Instituto de Energía Nuclear, <http://www.nei.org/index.asp?catnum=2&catid=95>.

²⁵⁶ En su folleto de relanzamiento, British Energy, declaró: "Creemos que la pérdida de la producción es indicativo de un deterioro de la condición material de la planta a través del tiempo, debido, en parte, a la insuficiente inversión en los últimos años, lo que ha resultado en un aumento de nuestra cartera de mantenimiento y en la falta de realización del mantenimiento necesario de manera oportuna". Disponible en http://www.british-energy.co.uk/documents/Prospectus_-_Part_II.pdf.

por MWh entre 1997 y 2004. Para 2008, se había duplicado, y en los seis primeros meses del ejercicio 2008/09, los gastos de funcionamiento, incluido el combustible, fueron de 41,3 £ /MWh, dos veces y media sobre el nivel de sólo cinco años antes a causa de los malos resultados de algunas plantas (ver Cuadro 5). Fue tan solo haber tenido la suerte de que se diese un rápido incremento de los precios de venta al por mayor desde el 2005, lo que se impidió a British Energy caer en una posición mucho peor que la del 2002. Ahora, que los precios de la electricidad al por mayor están bajando de forma pronunciada, British Energy, que pertenece desde finales de 2008 a EDF, puede sufrir, nuevamente, problemas financieros.

Cuadro 5 Costes de operación de las plantas de energía nuclear de British Energy

Año	Producción (TWh)	Coste de funcionamiento (£/MWh)	Precio medio de venta (£/MWh)
1997/98	66,7	19,8	26,3
1998/99	69,1	19,9	26,4
1999/00	63,0	19,9	25,7
2000/01	63,5	18,7	21,7
2001/02	67,6	16,7	20,4
2002/03	63,8	18,6	18,3
2003/04	65,0	16,5	16,9
2004/05	59,8	20,5	20,4
2005/06	60,4	22,8	32,0
2006/07	51,2	27,1	44,2
2007/08	50,3	30,0	40,7
2008/09 primera mitad	19,2	41,3	47,2

Fuente: British Energy (varios): "Informe anual y Cuentas", British Energy, Livingston.

Mientras que los costes de operación del Reino Unido han sido documentados en forma plena y confiable (el único negocio de la compañía es la generación eficaz de energía nuclear, por lo que no hay en ninguna parte costes "escondidos"), el hecho de que siete de las ocho centrales sean de un diseño británico no construido en ninguna otra parte, significa que esos costes operativos no pueden ser, en términos generales, representativos. El único otro país que, en el pasado, informó plenamente y con fiabilidad de los costes de operación es EE.UU. Los gastos de funcionamiento que tenían las empresas de EE.UU. debían, en el pasado, ser presentados a los reguladores estatales y federales que supervisaban los precios de la energía. En algunos casos los mercados eléctricos de EE.UU. se han abierto a la competencia por lo que, en estos casos, las empresas argumentan que los costes de funcionamiento son un tema comercialmente sensible, y que ya no los publican. Sólo 34, de un total de 65 plantas de energía nuclear de los EE.UU. (las plantas con más de un reactor, que no informan por separado de las cifras correspondientes a cada reactor) publican ahora sus costes de operación, pero esto podría ser una muestra representativa. En 2007, la media de las operaciones diferentes de los combustibles y del coste de mantenimiento de estas 34 centrales era de 13,97 \$ USA/MWh (18,81 \$ USA, incluido el combustible) en comparación con los 13,59 \$ USA/MWh de 2006 (18,18 \$ USA incluido el combustible)²⁵⁷. Si bien estos datos parecen significativamente más bajos que los costes actuales en el Reino Unido, la diferencia se explica en parte porque los costes del combustible son más altos en el Reino Unido, y por los factores de carga, que son más elevados en EE.UU. Como se argumenta a continuación, los costes de combustible se reducen artificialmente en los EE.UU., porque el gobierno asume la responsabilidad sobre el combustible gastado por un precio fijo de 1 \$ USA/MWh, una cifra que es probable que sea significativamente inferior al coste real. En el Reino Unido el combustible es, sobre todo, reprocesado a un coste mucho más alto que el coste previsto de eliminación directa, por eso los costes de combustible del Reino Unido son mayores que en los países que no reprocesan su

²⁵⁷ Nucleonics Week, "US operating costs increased modestly in 2007", 30 de octubre de 2008, p. 1.

combustible. Los factores de carga más altos de las plantas de EE.UU., en 2007 la media de las plantas que informaron de sus costes fue superior al 92%, significa que los costes se pueden presentar de manera mucho más fina que en el caso del Reino Unido, donde la media de factor de carga es inferior al 70%. El gasto total anual en operación y mantenimiento de las plantas de EE.UU., con exclusión del combustible, no es tan diferente respecto al del Reino Unido, al menos no lo fue hasta que los costes del Reino Unido comenzaron a subir dramáticamente a partir de 2005. Las empresas de otros países dicen tener gastos de funcionamiento menores, pero sus cifras no se verifican independientemente, por lo que deben ser tratadas con escepticismo.

III.3.2.2. Los costes de combustible

Los costes del combustible han caído, ya que el precio mundial del uranio ha sido bajo desde mediados de 1970, aunque en los últimos años el precio del uranio haya aumentado a más del doble del que tenía al 2006. Estos costes superiores del uranio aún no se han reflejado en los costes del combustible de los reactores, aunque teniendo en cuenta que gran parte del costo del combustible se refiere al tratamiento previo, como es el caso del enriquecimiento, el efecto será limitado.

En EE.UU. el promedio de los costes de combustible es de 5,0 \$ USA /MWh pero este valor es, sin duda, artificialmente bajo debido, como se ha dicho, a que el gobierno de los EE.UU. asume la responsabilidad de eliminar el combustible gastado a cambio de una tarifa plana de 1 \$ USA/MWh, y porque suministros secundarios de uranio, como es el caso de una mezcla de uranio de Rusia, muy enriquecido, tienen unos precios reducidos. La tasa de residuos es un precio establecido arbitrariamente hace más de dos décadas. Si bien es revisado periódicamente para su "adecuación", el valor no se basa en la experiencia real --de ninguna instalación de vertido de combustible existente en los EE.UU., o en cualquier otro lugar-- y todo el combustible gastado de los EE.UU. sigue depositándose en un almacén temporal a la espera de la construcción de un depósito de combustible gastado. Se esperaba que este estuviera en Yucca Mountain, en Nevada, pero la administración Obama ha liquidado efectivamente esta propuesta, mediante el corte de todas las financiaciones de cualquier proceso de I + D sobre el tema.

Los costes de combustible son una pequeña parte del coste previsto de la energía nuclear. La cuestión de la eliminación del combustible gastado es difícil de evaluar. El reprocesamiento es caro, y ayuda poco a la eliminación de residuos. El reprocesamiento simplemente divide el combustible gastado en distintas fracciones y no reduce el nivel de radiactividad, o la carga de calor, que debería ser el objetivo del procedimiento. De hecho, el reprocesamiento crea una gran cantidad de residuos de baja y media actividad, porque todos los equipos y el material utilizado en el reprocesamiento se convierten, a su vez, en residuos radiactivos. En el contrato previo entre BNFL y British Energy, anterior a su colapso, se informó de un valor anual de 300 millones de libras esterlinas, lo que equivale a alrededor de 5 £/MWh. Se espera que el nuevo contrato ahorre a British Energy entre, aproximadamente, 150 a 200 millones de libras por año, aunque esto solo será posible por la garantía de que el gobierno asumirá las pérdidas de BNFL. El coste de la eliminación de residuos de alto nivel es difícil de estimar, porque las instalaciones no se han construido o están aún en construcción, y cualquier otra proyección de costes debería contar con un margen muy amplio de error.

III.3.3. Los costes de clausura

Son difíciles de calcular porque hay poca experiencia de clausura de plantas a escala comercial. El coste de eliminación de los residuos, especialmente de los de media y larga duración, que representan una alta proporción de los costes estimados de desmantelamiento, es igualmente incierto. Sin embargo, incluso sistemas que ofrecen un nivel muy elevado de garantía de que los fondos estarán disponibles cuando sean necesarios, no representarán una diferencia importante en la economía global. Por ejemplo, si el propietario está obligado a colocar al inicio de la vida de la planta la suma (con descuento) que pronostica que será necesaria para llevar a cabo la clausura,

esto añadiría sólo un 10% al coste de construcción. El fondo segregado de British Energy, que no cubre la primera fase del desmantelamiento, requiere contribuciones de menos de 20 millones de libras al año, lo que equivale a un costo de sólo 0.3 £/MWh.

Los problemas se producen si el costo ha sido subestimado inicialmente, si los fondos se pierden, o si se derrumba la compañía antes de que la planta complete el ciclo de funcionamiento útil previsto. Todos estos problemas se han dado en Gran Bretaña. El coste de desmantelamiento esperado de las plantas de primera generación en el Reino Unido ha subido varias veces en términos reales durante el último par de décadas. En 1990, cuando el CEBG fue privatizado, las disposiciones contables llevadas a cabo mediante los aportes de los consumidores no se traspasaron a la empresa sucesora, Nuclear Electric. La subvención que se aplicó a partir de 1990-96, descrita por Michael Heseltine²⁵⁸ como para "desmantelar viejas, e inseguras centrales nucleares" pasó, de hecho, como flujo de efectivo para la empresa propietaria de la planta, y la parte no utilizada fue absorbida por la Hacienda británica. El colapso de British Energy ha hecho que una proporción significativa de los costes de desmantelamiento de las viejas centrales nucleares serán pagados por los futuros contribuyentes.

III.3.4. Tiempo de vida (Período de funcionamiento)

Una de las características de las plantas de Generación III y III +, en comparación con sus predecesoras, es que están diseñadas para un período de funcionamiento cercano a los 60 años, mientras que sus predecesoras tenían generalmente una vida útil de aproximadamente la mitad. Para una tecnología dominada por los costes fijos, se podría esperar que la duplicación del período de funcionamiento redujese significativamente los costes fijos por unidad, debido a que ésta estaría funcionando mucho más tiempo para recuperar dichos costes. En la práctica esto no sucede. Los préstamos comerciales deben de ser pagados durante un máximo de 15 a 20 años y, en un cálculo de flujo de caja descontado, los costes y beneficios con una proyección superior a 10-15 años tienen poco peso. Uno de los beneficios de los préstamos garantizados del gobierno, como los que se ofrecen en los Estados Unidos, es que su duración puede ser de hasta 30 años.

Hay una tendencia a alargar el período de funcionamiento de las instalaciones existentes y los modelos PWR tienen a menudo la expectativa de un alargamiento superior a 40 años, en comparación con los, aproximadamente, 30 años de período de funcionamiento para los que fueron diseñados. La extensión de funcionamiento puede requerir importantes nuevos gastos para reemplazar los equipos gastados, en particular las piezas de gran tamaño como los generadores de vapor y las tapas de vasija, y para adaptar las plantas a las normas de seguridad vigentes. El total del parque de reactores de EE.UU. fue encargado entre los años 1963-1973, un período difícil de comparar con los actuales estándares tecnológicos.

Sin embargo, a pesar de estos costes, alargar el funcionamiento en EE.UU. parece ser, desde una perspectiva empresarial, una decisión económicamente racional, y está siendo ampliamente seguida por las empresas. Queda por ver si esta percepción resultará ser correcta en la práctica, o si tal vez los gastos de mantenimiento, necesarios para que las plantas estén en perfecto estado y adecuadas a las licencias, serán elevados y prohibitivos.

En términos de costes de capital, el llamado Plan de Extensión de Vida (PLEX) de un Reactor es mucho más barato que la construcción una nueva central energética. Algunas estimaciones dicen que el coste promedio de un PLEX es tan bajo como de 10 a 50 \$ USA por kW instalado, en comparación con los costes de una central eléctrica de gas, que son de aproximadamente 400-500\$ USA/kW. En un caso, el de Duke Power, en EE.UU., las estimaciones de la empresa apuntaban a que el coste para la obtención de una extensión de licencia para operar sería tan solo de 4 a 6 \$ USA

²⁵⁸ Presidente de la Junta de Comercio, Michael Heseltine, Hansard, 19 de octubre de 1992.

/kW²⁵⁹. Además, al final de la vida útil del reactor, el fondo de desmantelamiento debería estar bien surtido, así que otra gran parte de los gastos del funcionamiento de la central nuclear ya pueden ser cancelados, y la empresa ya no necesitará apartar los fondos para pagar el desmantelamiento.

III.4. Implicancias para reactores actuales y futuros

Los proyectos nucleares continúan siendo muy sensibles a los costes de construcción, los costes de capital y la duración de la construcción. Los esfuerzos de la industria para lograr el apoyo de los gobiernos tienden a permanecer enfocados en estas dos últimas áreas, a través de los préstamos garantizados y los esfuerzos por racionalizar las licencias. Los responsables políticos deben tener cuidado de que, interviniendo para mejorar estas condiciones, no planteen problemas de contabilidad, y no afecten negativamente a la viabilidad de los recursos para poder competir.

Es probable que la construcción de plantas avance primero en regiones con empresas reguladas o con gobiernos dispuestos a absorber gran parte, o la totalidad, de los riesgos de la construcción. El puñado de proyectos que han entrado en una fase real de construcción, muestran que las preocupaciones históricas respecto a la competitividad, y la relación entre costes y retrasos, siguen existiendo hoy en día. Las estimaciones de gastos, si bien son fundamentales para algunos propósitos y útiles para delinear las tendencias, siguen siendo un mal indicador de los costes reales. Son también difíciles de comparar de manera consistente a través del tiempo, o la distancia. Las políticas de fondo de los gobiernos, para mantener a los inversores lejos de los riesgos estructurales a largo plazo de la energía nuclear, sobre todo la responsabilidad de accidentes y la responsabilidad de la gestión de residuos, siguen siendo un factor esencial para permitir la viabilidad de esta energía.

La viabilidad económica de las plantas de energía nuclear depende en gran medida del propietario de la planta y de las condiciones en que este opere. Para una empresa con una buena calificación crediticia en un mercado tradicional de monopolio eléctrico, y donde el regulador no sea agresivo en su objetivo de minimización de los costes para los consumidores, las empresas pueden, siempre que haya acuerdo político, continuar la construcción y operación de las plantas como lo deseen. El único límite existente es si es factible pedir dinero prestado para construir nuevas plantas. Para algunos países en desarrollo esta restricción puede ser suficiente para hacer inviables los pedidos. Pero para los países que han vivido la gran mayoría de los pedidos en los últimos 25 años --Rusia y países asiáticos como China, Japón, Corea del Sur y la India-- las medidas de liberalización del mercado han tenido aún poco impacto en una prevención de las empresas hacia pedidos no rentables o hacia reactores que no son rentables de mantener en funcionamiento. La tendencia a abrir los sistemas de electricidad a la competencia parece haberse estancado fuera de Europa por lo que es probable que en los países anteriormente mencionados se continúen realizando pedidos nucleares, siempre y cuando exista apoyo político para estos. La siguiente sección, que trata sobre la viabilidad económica de las instalaciones existentes, las plantas en construcción y los pedidos futuros, no es, por lo tanto, válida para estos países.

Además de los reactores en operación, en construcción y aquellos que han sido encargados, hay un cuarto grupo de reactores que hay que considerar por separado. Las plantas parcialmente completadas, en las que las obras se han detenido durante un tiempo, y que han visto como se propone un reinicio de la construcción impulsada por el creciente precio de la electricidad a lo largo de la primera mitad de 2008. La mayoría de las plantas que se incluyen en esta categoría se encuentran en la antigua Unión Soviética (Ucrania), o en el antiguo bloque del Este (Bulgaria, Rumania y Eslovaquia), pero también hay plantas en Brasil, Argentina y los Estados Unidos que llevan mucho tiempo estancadas.

²⁵⁹ Nuclear Engineering International, "US Nuclear Power --Can Competition give it renewed Life?", Junio de 1999.

III.4.1. Reactores existentes

Casi todos los reactores en funcionamiento, en particular los de Occidente, fueron acabados hace más de 20 años. Debido en parte al tiempo que hace que se invirtió el capital, y en parte a una serie de pérdidas y ganancias del mismo, los costes fijos son mucho menos importantes para el actual parque de reactores en funcionamiento que para los reactores en construcción, o que se han encargado. Si los propietarios de reactores en funcionamiento pueden seguir persuadiendo a los reguladores responsables de la seguridad de estas plantas, los temas principales serán si sus costes de funcionamiento se mantendrán lo suficientemente bajos como para que sean competitivos, y si los costes de los gastos principales, reemplazar componentes gastados o mejorar la seguridad, serán económicamente viables. Porque a causa de la rigidez de la estructura de costes --a diferencia de las plantas de combustibles fósiles, en las nucleares la mayoría de los costes se producen tanto si la planta funciona como si no-- las centrales nucleares son vulnerables a factores como las fluctuaciones en los precios de los combustibles fósiles y el exceso de capacidad en la generación, que pueden llevar a una caída en los precios al por mayor de la venta de electricidad.

Como ha sido sobradamente demostrado en el Reino Unido a causa de la experiencia del envejecimiento de los reactores británicos AGR, los costes de funcionamiento pueden incrementarse a un ritmo alarmante y, desde 2002, los gastos promedio de funcionamiento de los siete reactores AGR británicos, y del único reactor PWR, se han triplicado. En 2002, los bajos precios de los combustibles fósiles, y los excedentes de capacidad de generación, llevaron a la quiebra de la empresa nuclear British Energy. Por lo tanto, se observa que British Energy, que fue rescatada con un costo para los contribuyentes superior a 10.000 millones de libras esterlinas, sólo sobrevivió debido a la buena suerte de que los precios de los combustibles fósiles fuesen muy elevados en los últimos 3-4 años. Los precios de los combustibles fósiles han caído significativamente desde su punto más alto, y el futuro de British Energy parece ser ahora precario.

Las plantas de EE.UU. están obteniendo ampliaciones de sus licencias a 40 o 60 años²⁶⁰, y existe la percepción generalizada de que este principio se aplicará en otros países, lo que significará que las plantas funcionarán en realidad durante ese tiempo. Queda por ver como de bien responderán los materiales a esta ampliación, superior al cincuenta por ciento de su tiempo de funcionamiento. Sin embargo, las plantas también pueden ser dadas de baja antes de los 60 años, si los costes de reparación y mantenimiento comienzan a elevarse considerablemente, y no son competitivas, o cuando en los mercados todavía regulados, los reguladores no están dispuestos a permitir a las empresas traspasar costes injustificables²⁶¹.

III.4.2. Reactores en construcción

Sólo dos reactores de diseño moderno se encuentran en construcción en occidente, Olkiluoto-3 y Flamanville- 3. A menos que (o hasta que) EDF pierda su posición de dominio abrumador en el mercado francés, la empresa debe ser considerada como un monopolio *de facto* y, como tal, puede pasar cualquier coste adicional de Flamanville a sus consumidores.

Como se señaló anteriormente, Olkiluoto-3 tiene acuerdos muy particulares que lo protegen del mercado. Los riesgos económicos de la construcción de esta planta son sostenidos por los consumidores, a través de los términos del contrato de compra de energía de margen fijo; por los contribuyentes franceses (y suecos) a través de las garantías de crédito; y por el vendedor, AREVA

²⁶⁰ A partir de abril de 2009, 52, o la mitad de las centrales que operan en EE.UU. ya había recibido ampliaciones de licencia; una cantidad adicional las han solicitado.

²⁶¹ Como se ilustra en el capítulo II, la edad media de las 121 unidades que ya han sido cerradas, es de sólo 22 años. En Francia, el operador EDF aún no ha convencido a la Autoridad de Seguridad Nuclear que sus reactores podrían operar con seguridad durante 40 años o más.

NP (de mayoría de propiedad pública francesa), a través del contrato de llave en mano. Si el préstamo es económico para los bancos es un punto discutible. Así que, lejos de sobrevivir en el mercado a través de su capacidad de competir, la planta ha sido, total y deliberadamente, muy aislada del mercado. A pesar de eso, los graves problemas de construcción significan que la posibilidad de incumplimiento por parte de los clientes ya no puede pasarse por alto. El proyecto Olkiluoto reconoce que se halla casi al 60% por encima del presupuesto, y con un mínimo de tres años de retraso, después de sólo tres años y medio de construcción. Los propietarios, TVO, esperan estar a cubierto de la escalada de los costes mediante el contrato con la empresa franco-alemana AREVA NP, aunque dista mucho de estar claro conocer ahora si este contrato se pagará²⁶². Pero la mayoría de los costes de ejecución tardía --la compra de la energía de reemplazo a un potencial mercado compacto mayorista de electricidad nórdico-- recaerá en los propietarios.

Se ha construido muy poca generación nueva desde que se creó el mercado nórdico, a finales de los 90, y debido a los inviernos secos que reducen la disponibilidad de energía hidroeléctrica, ya se ha dado un aumento a corto o largo plazo (hasta 6 veces) del precio mayorista de la electricidad. Así que para el período 2009-12, cuando Olkiluoto-3 debía de haber estado produciendo 12 TWh de electricidad anual, los propietarios deberán comprar esa cantidad de energía en el mercado mayorista, asumiendo que esté disponible. Los estudios económicos sobre los que se basó Olkiluoto-3, asumieron que el coste de generación sería de 24 €/MWh. Si el precio del *pool* eléctrico de Norte es tres veces mayor, lo que está lejos de ser inusual en los últimos años, el coste adicional de esa compra de energía en el mercado durante más de tres años, sería del orden de 2.000 millones de euros.

III.4.3. Reactores en los que la construcción se ha detenido

Un puñado de reactores comenzó su construcción en la década de 1980, pero esta fue interrumpida a causa de cuestiones políticas o económicas. En estas plantas se incluyen Belene-1 y 2 (Bulgaria), Mochovce-3 y 4 (Eslovaquia), Cernavoda-3 (Rumania), plantas en Ucrania, Angra dos Reis (Brasil) y Atucha (Argentina)^{NdR}. Se informa frecuentemente sobre que es inminente, o que ya ha comenzado, el reinicio de las obras. A menudo, sin embargo, estos informes resultan ser falsos. En general, el problema es la financiación. La finalización de estas plantas puede parecer atractiva para los propietarios, que las ven como una fuente barata de energía. Oficialmente las obras de construcción de Belene y Mochovce han sido recientemente reactivadas.

Sin embargo, la experiencia de finalización completa de plantas parcialmente construidas, en las que el trabajo se detuvo por un período significativo de tiempo, es negativa, por ejemplo, en Mochovce-1 y 2, Rovno 4 y Khmelnytsky-2 (Ucrania) y Temelin- 1 y 2 (República Checa). Una preocupación particular es la forma en que pueden ser actualizados unos diseños que pueden tener mucho más de 40 años de antigüedad, para responder a las necesidades y exigencias actuales. Los procedimientos de autorización, que proporcionaron la base para la autorización de construcción de estas plantas hace más de 20 años, indudablemente no reflejan tampoco el estado actual de la técnica. Sin embargo, porque estas plantas se hallan por lo general en países donde la liberalización de la electricidad no ha sido importante (Rusia y Ucrania), o el mercado de producción no es muy competitivo (Brasil), pueden ser capaces de obtener financiación. Donde se vislumbran mercados competitivos en el horizonte, obtener financiación será probablemente mucho más difícil, así como también la previsión de que estas plantas sean acabadas.

²⁶² Nucleonics Week, "Target date for operating Olkiluoto-3 again delayed, this time until 2012", 23 de octubre 2008.

NdR Atucha II está en plena construcción. La presidenta de Argentina, Cristina Fernández anunció que Atucha II estaría finalizada "en 2011" y que se está trabajando para la construcción de Atucha III (Noticias Argentinas, Buenos Aires, 25 de octubre de 2010).

III.4.4. Encargos futuros

Los elementos clave para que se introduzcan nuevos pedidos son la capacidad de minimizar y controlar los costes, y la determinación de cuánto tiempo pueden estar protegidos los nuevos reactores en el mercado al por mayor de la electricidad, en caso de que los gastos comiencen a elevarse.

Protección del mercado

En los EE.UU., casi 30 diferentes programas de subvenciones están disponibles para los nuevos reactores. En total, los subsidios a los nuevos reactores pueden sobrepasar el riesgo del capital privado. En Europa, hay discusiones acerca de si se han de establecer garantías sobre el precio del carbono que las plantas nucleares recibirían en el régimen de comercio de emisiones de la Unión Europea; por supuesto, si el precio está garantizado eso no sería un mercado.

Control de los costes

Los préstamos garantizados son la forma más probable de control de los costes que se solicita. Estos reducen los costes financieros mediante la protección de bancos y proveedores de forma predeterminada. La misma importancia tienen las garantías que permiten a los propietarios de la central cargar sobre la deuda mucho más de lo que sería posible, reduciendo significativamente los costes de financiación.

La protección de los créditos garantizados para las empresas no es, sin embargo, perfecta. La evaluación del crédito de la empresa puede verse afectada incluso si un pedido nuclear se coloca, como ilustra el caso Eskom (en Sudáfrica). Los contratos llave en mano pueden ser de gran valor, pero la experiencia sugiere que en Olkiluoto representan un riesgo que los vendedores no pueden asumir. Un contrato llave en mano no ofrece protección contra retrasos en la construcción, y el costo de la "energía de reemplazo", la energía que se necesita para sustituir la energía que se esperaba que proporcionase la nueva planta, podría ser superior al valor de los sobrecostes. Garantías de rendimiento, como las que ofrecen las centrales térmicas de ciclo combinado, también son útiles, pero es muy poco probable que se ofrezcan por la creciente incertidumbre en los plazos y costes de la ejecución de una central nuclear.

El gobierno británico se muestra susceptible a ofrecer a las empresas que construyan nuevas centrales nucleares un precio de eliminación de residuos que se fijaría el día en que comience la construcción²⁶³. Aunque los costes de eliminación de residuos son un elemento relativamente pequeño del costo total de la energía y, por regla general, no se cae en esos costes durante varias décadas, la garantía sigue siendo útil a las empresas para la reducción de los riesgos a largo plazo de los inversores^{NdR}. Sin embargo, la garantía tiene poco peso en las evaluaciones de descuento efectivo del flujo del proyecto.

Todavía está por ver si en los EE.UU. y el Reino Unido, se puede establecer un paquete de medidas que brinden la seguridad suficiente para que las empresas puedan construir nuevas plantas

²⁶³ Departamento de Negocios, Empresa y Reforma Regulatoria (BERR), Comunicado de prensa, "Clean up fund is precondition for new nuclear –Hutton", 22 de febrero de 2008;

<http://www.nce.co.uk/clean-up-fund-is-precondition-for-new-nuclear-hutton/766426.article><http://www.nce.co.uk/clean-up-fund-is-precondition-for-new-nuclear-hutton/766426.article>

NdR El coste de conservación en central y en sitios transitorios de los residuos radiactivos de alta actividad (HLW) puede volverse bastante alto cuando se internalizan los costes de seguridad ante los riesgos de impacto de avión comercial por accidente o acto terrorista (ver Coeytaux, X, Y. Faid, Y. Marignac & M. Schneider, "La Hague particularly exposed to plane crash risk", WISE-Paris, Briefing NRA, 26 September 2001, 9 p.) y el creciente rechazo público a sistemas de disposición final (repositorios).

nucleares, pero no expongan los contribuyentes y los consumidores de electricidad a un nivel de riesgo económico que sea inaceptable. Las decisiones políticas sugieren que muchos de los incentivos que se ofrecen para impulsar la construcción de plantas nucleares dan como resultado únicamente el cambio de los riesgos desde los inversores hacia los contribuyentes, los clientes, y la población que vive en los alrededores de las plantas.

III.5. Cuestiones de responsabilidad Nuclear

La responsabilidad por daños nucleares y los acuerdos de indemnización actualmente existentes son muy insuficientes. Ello tiene consecuencias negativas importantes para la seguridad de los reactores, fallos para garantizar la indemnización de los daños en caso de un accidente, y provocan una distorsión de la competencia en el mercado de la electricidad.

Existe la necesidad de establecer una responsabilidad nueva, y unos acuerdos de compensación que reflejen el coste potencial real de los accidentes nucleares, lo que compensaría totalmente los daños causados en caso de un accidente nuclear, y eliminaría una importante subvención a la generación de electricidad de origen nuclear. Sin embargo, los intentos de aumentar significativamente, e incluso en una cantidad relativamente modesta, la compensación mínima requerida en los tratados de responsabilidad nuclear internacional han topado con una resistencia eficaz de la industria nuclear.

Existen dos marcos jurídicos básicos internacionales que contribuyen a un régimen internacional sobre responsabilidad nuclear: La Convención sobre Responsabilidad Civil por Daños Nucleares de la OIEA, de 1963 (Convención de Viena), y el Convenio sobre la Responsabilidad Civil en Materia de Energía Nuclear de la OCDE, de 1960 (Convenio de París), y también existe su asociado, el "Complemento de la Convención de Bruselas"²⁶⁴ de 1963. Las Convenciones sobre responsabilidad de Viena y París también están vinculadas por un Protocolo Común, adoptado en 1988²⁶⁵.

Las Convenciones de Viena y de París tenían dos objetivos principales: primero, crear un entorno económico donde la industria nuclear pudiese prosperar, y segundo, garantizar procedimientos claros y alguna compensación que estuviese disponible en caso de accidente. El primer objetivo se lograría mediante la eliminación de incertidumbres jurídicas y financieras sobre las reclamaciones, potencialmente enormes, que podrían surgir en caso de accidente. Desde el desarrollo de la industria, estaba claro que la energía nuclear sólo podía ser explotada, como fuente eficiente e independiente, si una cantidad razonable de protección financiera estaba disponible para los inversores privados, ya que estos colocaban sus recursos financieros en un sector desconocido y, potencialmente, de alto riesgo.

Si bien hay algunas diferencias de detalle, Las Convenciones de Viena y París tienen algunas características importantes en común. En particular:

- Permiten poner limitaciones a la cantidad, duración y tipos de daños de los que los operadores nucleares son responsables;
- Requieren de seguro, o de garantía de terceros, obtenidas por el operador;
- El canal de responsabilidad exclusiva corresponde al operador de la instalación nuclear;
- Imponen la responsabilidad estricta del explotador nuclear, independientemente del fallo, pero sujeta a excepciones;

²⁶⁴ Convenio Complementario al Convenio de París de 29 de julio de 1960 sobre Responsabilidad Civil en el Campo de la Energía Nuclear.

²⁶⁵ El Protocolo Común relativo a la Aplicación de la Convención de Viena y el Convenio de París, Septiembre de 1988. El Protocolo Común entró en vigor el 27 de abril de 1992.

- Ante cualquier incidente concreto, otorga la competencia exclusiva a los tribunales de un país, y normalmente el país en cuyo territorio se produce el incidente.

El accidente de Chernobyl puso claramente de manifiesto una serie de deficiencias en los regímenes de responsabilidad. En comparación con los daños causados por Chernobyl, era obvio que la distribución de las cantidades de responsabilidad fueron lamentablemente bajas, y que muchos países no formaban ni parte del Convenio. Además, no todos los daños causados por Chernobyl, incluyendo algunos de los daños más graves, estaban cubiertos por la definición de daño aplicable en virtud del propio Convenio. También hubo problemas con los plazos durante los que se podían ejercer las reclamaciones de indemnización, los procedimientos de reclamación, y las limitaciones de jurisdicción de los tribunales para atender reclamaciones.

El Protocolo Conjunto de 1988²⁶⁶ fue desarrollado como una medida provisional destinada principalmente a abordar la falta de régimen de responsabilidad de los miembros pertenecientes a la OIEA y la OCDE. El Protocolo Común crea, efectivamente, un "puente" entre los dos convenios, ampliando su cobertura geográfica. Sin embargo, la comunidad internacional reconoció pronto que se necesitaba una reforma más radical con el fin de crear una adhesión a los convenios sobre responsabilidad nuclear internacional que fuese más amplia y realmente efectiva. Se comenzó a trabajar sobre las enmiendas a la Convención de Viena de 1990, y se siguió más tarde con las revisiones de la Convención de París para la Convención Suplementaria de Bruselas. Se adoptaron Protocolos modificados de las Convenciones de Viena, Bruselas y París²⁶⁷, así como la Convención sobre Indemnización Suplementaria (CSC) de 1997, un nuevo instrumento destinado a establecer un régimen mundial de responsabilidad y compensación.

Las revisiones de las Convenciones de Viena y París/Bruselas introdujeron una serie de mejoras. Los importes de responsabilidad y la indemnización serían mayores que antes, con una responsabilidad del operador que, en virtud de la revisión del Convenio de París, había de ser de un mínimo de 700 millones de euros, y un total de indemnizaciones disponibles, de 1.500 millones de euros, según el marco revisado del Convenio Complementario de Bruselas. No obstante todo eso, los importes globales continuaban siendo preocupantemente bajos en comparación con los costes del accidente de Chernobyl, que se estiman actualmente en el orden de cientos de miles de millones de euros. Por otra parte, el establecimiento de sumas de compensación fijas no sólo es arbitrario (en ausencia de estimaciones realmente consistentes de los daños probables), sino que también es poco probable que sea válido a largo plazo (a menos que se pueda ajustar continuamente para tener en cuenta los cambios en el perfil económico de las consecuencias del accidente). Por último, incluso en los bajos niveles cubiertos por los convenios, existe preocupación sobre la fortaleza de las partes avalistas, y de su capacidad o voluntad de hacer valer las promesas financieras en el momento oportuno.

Aunque existen características comunes, los convenios sobre responsabilidad nuclear no proveen de un régimen jurídico internacional de accidentes nucleares que sea integral y unificado. Por otra parte, no se ha conseguido el objetivo de garantizar una amplia participación en los nuevos regímenes. Menos de la mitad de los reactores nucleares del mundo están cubiertos por alguno de los acuerdos internacionales existentes²⁶⁸. En este punto, sólo cinco países han ratificado la Convención de Viena de 1997. Eso fue suficiente para que el Protocolo que modificaba la Convención de Viena entrase en vigor en 2003, pero la ausencia de una adhesión amplia sigue siendo problemática.

²⁶⁶ El Protocolo Común entró en vigor en abril de 1992.

²⁶⁷ El Protocolo de 1997, que modifica el Convenio de Viena de 1963; el Protocolo de 2004, que modifica la Convención de París de 1960, y el Protocolo de 2004, de modificación de la Convención suplementaria de Bruselas de 1963.

²⁶⁸ McRae ha calculado que la energía nuclear de los países generadores que funcionan fuera de los regímenes de indemnización de la comunidad internacional representa más de la mitad de la capacidad instalada en todo el mundo. Ver: Ben McRae, "Overview of the Convention on Supplementary Compensation", en: "Reforma de la responsabilidad nuclear civil", OCDE, 2000, p.175.

También se han dado retrasos en la ratificación del nuevo Convenio revisado en París, y en el también revisado Convenio Complementario de Bruselas. Para que el Protocolo que modifica el Convenio de París entrase en vigor debía de ser ratificado por *dos tercios* de las Partes Contratantes. Para los Estados miembros de la Unión Europea se supone que ello debería haberse realizado a finales de 2006, pero la realidad es que todavía no se ha hecho. Para el Protocolo que modifica el Convenio de Bruselas, se requiere la ratificación por *todas* las Partes Contratantes.

Cuatro países han ratificado el nuevo Convenio Complementario de Compensación, muy por debajo del mínimo necesario para que sea efectivo.

Tabla 6: Resumen de las cuantías de responsabilidad y compensación por diferentes convenios (Todas las cifras redondeadas, en millones de euros)

Convención	Responsabilidad del Operador + Estado de la Instalación	Total de las contribuciones combinadas de la parte de otros Estados	Compensación Total Disponible
París, 1960	€6 a € 18	-	€ 6 to €18
Bruselas, 1963	Superior a € 202	€149	€ 357
París, 2004	Por lo menos € 700	-	Por lo menos € 700
Bruselas, 2004	Superior a € 1200	€300	€ 1500
Viena, 1963	€ 50	-	€ 50
Viena, 1997	Superior a € 357	-	€ 357
CSC*, 1997	Por lo menos € 357	Depende	Por lo menos €713

* Convención sobre indemnización suplementaria

Los Estados Unidos han estado cubiertos por un régimen de responsabilidad totalmente separada, la Ley Price-Anderson, durante los últimos cincuenta años (ver sección III.6.2.3, más adelante). Al igual que las Convenciones de Bruselas y París, se establece un nivel mínimo de cobertura por daños a terceros que cada propietario de reactor debe cubrir mediante el contrato de un seguro. Añade una cobertura, a través de pagos adicionales a posteriori, mucho más amplia, para todos los reactores en caso de un accidente nuclear de gran envergadura. Mientras que se trata del consorcio más grande del mundo, sigue siendo, sin embargo, insuficiente. En un valor básico actual, incluso eventos periódicos, como las tormentas en EE.UU., dan como resultado mayores niveles de daño.

La capacidad del mercado de seguros nucleares privados es también un factor importante para determinar si los operadores nucleares tienen posibilidad de obtener la cobertura necesaria para satisfacer la cantidad y el grado de su responsabilidad en virtud de los convenios. Durante las negociaciones para revisar la Convención de Viena y de París, los representantes de la industria de seguros nucleares manifestaron que algunas de las enmiendas propuestas serían problemáticas²⁶⁹. En concreto, a la industria de seguros nuclear le preocupa:

- La falta de capacidad del mercado de seguros privados para asegurar a los operadores nucleares contra los importes de responsabilidad civil planteados;
- La falta de disposición del mercado para extender el período tras el cual el operador deja de ser responsable;
- La dificultad por la que el seguro privado no puede hacer frente a todas las categorías incluidas en la definición más amplia de daños.

²⁶⁹ Ibidem, p. 9. La industria de seguros nucleares ha manifestado su preocupación en una fase temprana en el debate de las enmiendas del Convenio de París. Consultar la sección "Letter of the Comité Européen des Assurances", 8 de diciembre 2000.

No está claro si los operadores nucleares serán capaces de obtener un seguro privado que les permita hacer frente a sus responsabilidades, de plena conformidad con las Convenciones revisadas. La brecha entre el riesgo de responsabilidad civil, que los operadores están obligados a asumir en el marco de las Convenciones revisadas, y la cobertura de las aseguradoras privadas disponible en la actualidad, está causando problemas y retrasando la ratificación de las Convenciones de responsabilidad revisadas.

Otro problema tiene que ver con la nueva percepción de las posibilidades de ataques terroristas contra instalaciones nucleares. Bajo la Convención de Viena (tanto la original, como la modificada en 1997) y el documento original de la Convención de París, el operador de una instalación nuclear sería responsable de los daños debidos a actos de terrorismo. Después de los acontecimientos del 11 de septiembre de 2001, los aseguradores revaluaron los riesgos asociados a actos de terrorismo, y concluyeron que la probabilidad de que un reactor nuclear pudiese convertirse en el blanco de un ataque era significativamente más alta de lo que se había pensado previamente. Algunas compañías de seguros pueden ser capaces de limitar su cobertura a los operadores por los daños causados por un incidente nuclear derivado de un acto terrorista, requiriendo la intervención del Estado para asegurar este riesgo.

El problema con el seguro privado es que puede ser visto sólo como --al menos en parte-- una cuestión financiera. No es que el seguro no esté disponible, es sólo que "pocas [políticas] se pueden comprar a un coste razonable o, por lo menos, a costes que sean competitivos".²⁷⁰ El Gobierno británico ha reconocido que el aumento de la responsabilidad y el coste del seguro para los operadores nucleares del Reino Unido (los actuales y cualquier otro en el futuro), pueden significar que la cobertura comercial no esté garantizada para todos los aspectos del pasivo del nuevo titular. Se explorarán las opciones alternativas disponibles -incluyendo la posibilidad de proporcionar cobertura con fondos públicos²⁷¹.

Sin embargo, se trata también --al menos en parte-- de una decisión política. Simplemente porque la industria de los seguros privados no sea capaz o no esté dispuesta a realizar la cobertura disponible a un precio adecuado a la industria, eso no significa que los riesgos no estén allí.

Desde la perspectiva de las posibles víctimas existe una necesidad urgente de garantizar la máxima eficacia en la indemnización, para todos los riesgos de accidentes nucleares, y es un tema menor saber cuan específicas son las modalidades. De conformidad con las Convenciones, las lagunas en la cobertura del seguro deben ser cubiertas por el operador, en la medida en que el seguro, u otra garantía financiera, no esté disponible o sea insuficiente para satisfacer las reclamaciones. Desde la perspectiva del funcionamiento eficiente de los mercados energéticos (por ejemplo, evitando subsidios a la energía nuclear, para no internalizar los costes totales de la generación nuclear), cualquier modalidad que sea elegida deberán reflejarse en el precio de la electricidad de generación nuclear.

²⁷⁰ En Europa hay dos modalidades de seguros mutuos, cuyos suplementos de seguros comerciales podrían cubrir los operadores de las centrales nucleares. El Seguro Europeo de Garantía Mutua de la Industria Nuclear (EMANI) fue fundada en 1978, y el europeo Seguro de Responsabilidad Civil para la Industria Nuclear (ELINI), fue creado en 2002. Los planes de ELINI son disponer de 100 millones de euros como cobertura de terceros, y sus 28 miembros han contribuido a partir de finales de 2007, con la mitad para un fondo de capital especial. Los miembros de ELINI comprenden la mayoría de los operadores de plantas nucleares de la UE. Los fondos de EMANI están en sólo unos 500 millones de euros. Ver UIC 2007: xResponsabilidad Civil por Daños Nucleares, Uranium Information Center, Asuntos Documento Briefing# 70 de octubre de 2007; <http://www.uic.com.au/nip70.htm>.

²⁷¹ HMG, "The Role of Nuclear Power", consultado en 2007.

III.6. El tema de los subsidios.

En primer lugar el problema es, por supuesto, que un nuevo proyecto nuclear es muy caro. Calculamos que dos unidades de 1.500 megavatios costarán del orden de 12.000 millones de dólares en cifras actuales. Yo represento la empresa más grande de mi sector, y eso es una cantidad más grande que mi hoja de balance. Así que no podemos hacerlo sin la subvención federal.

John Rowe,
CEO de Exelon Corporation,
Abril 2009 ²⁷².

III.6.1. Información general de subvenciones a la energía nuclear

En un país tras otro, los planes de construcción nuclear, largamente congelados, han sido descongelados. Nuevos anuncios de plantas han ido apareciendo con mayor frecuencia, incluso de países como Alemania y Suecia, que habían renunciado a su sector nuclear civil, y que han vuelto a abrir el debate²⁷³. El impulso para este cambio ha sido doble: la idea de que la energía nuclear podría reforzar la independencia energética de los inestables productores de petróleo y gas; y las más importantes reclamaciones que afirman que la energía nuclear es el único recurso a gran escala para proporcionar energía sin carbón. Sin nucleares, cuenta la historia, no vamos a estar en condiciones de cumplir el doble desafío que supone la prevención del cambio climático, a la vez que mantenemos y seguimos mejorando nuestra calidad de vida futura.

Menos visibles que los pronunciamientos sobre una nueva comunidad nuclear, el pensamiento, siempre subyacente, ha sido una creciente variedad de programas gubernamentales para impulsar, apoyar y subsidiar estos reactores. Los programas de subsidio son normalmente enmarcados como "temporales" o "de transición", y siempre necesitan un tiempo suficiente para recorrer la curva de aprendizaje de la industria ante un nuevo tipo de reactor, y una nueva supervisión normativa. Sin embargo, la realidad es que la energía nuclear ya se ha beneficiado de más de medio siglo de subvenciones. Un anuncio de 1954 del programa de reactor civil de General Electric, señalaba claramente:

"Ya sabemos los tipos de plantas que serán factibles, y cómo van a operar, y podemos estimar lo que serán sus gastos. En unos cinco años --y sin duda dentro de 10-- algunos de ellos estarán funcionando a, aproximadamente, el mismo costo que los que están utilizando carbón. Serán financiados privadamente, contruidos sin subsidios del gobierno."

El texto de este anuncio podría haber sido escrito hoy.

Ciertamente, es verdad que la energía nuclear puede proporcionar a gran escala la carga base de recursos energéticos con bajas emisiones de carbono directos. Pero, al igual que todos los recursos energéticos, sus puntos fuertes se ven compensados por una serie de debilidades. Estas incluyen elevados costes de capital, largos plazos de construcción, incapacidad para seguir los patrones de carga, y una variedad de desafíos de seguridad, desde la seguridad en el almacenamiento de residuos altamente radiactivos, al hecho de servir como cobertura para la proliferación de armamento. Algunos de estos problemas son exclusivos de la energía nuclear, y muy difíciles de

²⁷² Mesa redonda: "Toward a Nuclear Power Renaissance? Fact or Fiction", Carnegie Endowment for International Peace International Non-Proliferation Conference Washington, DC, 6 de abril de 2009.

²⁷³ Sin embargo, sigue siendo muy poco probable que los "debates" den lugar a cambios prácticos de política a corto y medio plazo.

abordar. Pero la idea básica con la que los mercados funcionan normalmente es que no exista presión para obtener grandes dádivas para los nuevos reactores nucleares --que el costo total de la energía nuclear, incluida la inversión privada más la subvención pública— debería hacerla más rentable, y de riesgo inferior, a otras formas de satisfacer la seguridad energética y hacer frente a los retos del cambio climático.

Incluso el elemento del coste privado en este panorama es incierto y sigue creciendo, mientras la parte de subvención pública generalmente se pierde por completo. Sin ella, la energía nuclear como solución no puede ser comparada adecuadamente con las soluciones alternativas; ni el costo, potencialmente enorme para los contribuyentes, puede ser debidamente investigado.

En realidad, existen dos costes importantes a evaluar. Existen costes financieros, para estar seguros, costes que es probable que se cuenten en cientos de miles de millones de dólares en todo el mundo. Pero la opción de construcción de nuevas nucleares implica también costes de oportunidad muy importantes. Ninguna sociedad tiene suficiente dinero para financiar todas las tecnologías. La inversión de una gran parte de los recursos disponibles para subvencionar la energía nuclear significa que esos fondos no existirán para las otras opciones energéticas.

Es importante evaluar lo que tenemos, y lo que estamos comprometiendo por seguir esta línea de actuación. Consideremos el cambio climático. En el mejor de los escenarios, las grandes inversiones en nucleares comprarán reducciones de gases de efecto invernadero que comenzarán a incidir dentro de un período de 7 a 15 años. Los beneficios netos puede que se den aún más tarde, dado que algunas de las nuevas instalaciones se necesitan tan sólo para compensar el cierre de las viejas. Tenemos, a pequeña escala, más enfoques para conseguir una mitigación rápida. Y, además, cuando los nuevos reactores estén preparados, lo que haremos será agregar una gran carga de plantas de funcionamiento de base, con una mayoría de capital público en situación de riesgo. Si, por defecto, continúan en servicio, produciendo electricidad a su mínimo coste marginal de producción (y debiendo de haber asumido el contribuyente los costes de capital), el resultado será una congelación en eficiencia energética, y en una serie de fuentes de energías alternativas que pueden ser menos caras a nivel general, aunque con mayores costes variables.

Este capítulo explora algunas de las formas comunes de subvención en todo el mundo, y sigue con ejemplos concretos de las subvenciones en EE.UU. y el Reino Unido. Estos países se incluyen principalmente debido a que dan una mayor disponibilidad de información, no porque sean las únicas naciones que subsidian la energía nuclear. Por el contrario, los subsidios a la energía nuclear son endémicos en todo el mundo. En los países con transparencia presupuestaria limitada, con propiedad estatal de los reactores y de la cadena de instalaciones de combustible, hay simplemente menos datos disponibles. Un aspecto interesante de la nueva ola de reactores es la manera en que se está transformando la dimensión internacional, tanto en términos de propietarios y de principales proveedores, como en el número de países que proveen subsidios. En el futuro, puede que buscar subsidios solo en casa no sea suficiente.

III.6.2. Las formas comunes de apoyo en todo el mundo

Si bien existen algunas variaciones entre países en el tema de los subsidios nucleares, muchas de las medidas son, en realidad, comunes en casi todo el mundo (véase Cuadro 7). Esto incluye el acceso al crédito subsidiado, los subsidios a los bienes de capital, la prestación de servicios de enriquecimiento, de reglamentación, y de supervisión a costes inferiores; la cobertura de toda responsabilidad derivada de un accidente o un ataque; y la socialización de los costes y riesgos asociados a la gestión de entrega de los residuos nucleares. Algunos países hacen una inadecuada provisión de fondos para otras actividades conocidas, tales como el final del funcionamiento de la

Cuadro 7: Subvenciones comunes a la energía nuclear alrededor del mundo

Políticas

Subsidios a los costes de capital

Acceso al crédito subsidiado

- Préstamos directos del gobierno
- Préstamos garantizados
- Inversión directa del gobierno en la infraestructura relacionada con las nucleares.

Tasa básica a las plantas en proceso

- Mientras están en proceso de construcción, se asignan los fondos utilizados durante la construcción

Subsidios a los bienes de capital

- Depreciación acelerada
- Investigación y desarrollo
- Inversión de impuestos o créditos fiscales a la producción
- Amortizaciones de capital transferidas a los contribuyentes

Subsidios a los Costes de Funcionamiento

Combustible y enriquecimiento

- Subvenciona o convierte en propiedad del gobierno a las instalaciones de enriquecimiento.
- Acceso subsidiado al mineral de uranio

Accidentes y riesgos de ataque

- Protección de cobertura de responsabilidad civil obligatoria.

Supervisión de la industria

- El gobierno supervisa la industria interna.
- Supervisión internacional obligatoria mediante la OIEA

Emisiones

- Privilegios bajo restricciones de carbono.

Gestión de residuos, cierre de la planta

Gestión de residuos nucleares

- El gobierno asume la gestión a largo plazo de los residuos del reactor.
- Se paga a los actuales reactores para almacenar los residuos en el lugar.

Recuperación de la planta después del desmantelamiento,

- Devengo de las ventajas impositivas de los fondos de desmantelamiento.
- El gobierno proporciona apoyo al desmantelamiento.

Apoyo a los precios de mercado

- Inclusión de la energía nuclear en las carteras de energía renovable o en las primas a las tarifas.
- Transferencia de los costes de capital a los contribuyentes vía costes de transición a la competencia, o transferencia similar de la recuperación de los costes de las inversiones no rentables.

Información general

Políticas que reducen drásticamente los costes de capital de las nucleares, lo que les permite obtener deuda al coste de endeudamiento del gobierno, y utilizar un elevado nivel de esta deuda, que es más económica, en lugar de la deuda de capital, mucho más cara.

Permite la recuperación de la inversión de la planta antes de comenzar el funcionamiento. Los cambios de rendimiento y los riesgos de la inversión pasan de los propietarios a los contribuyentes.

Reduce los costes posteriores a los impuestos de bienes de capital desplegados en el ámbito del sector nuclear. En el caso de la I + D, reduce los costos internos de desarrollo de las nuevas líneas de productos o de modificación de las viejas.

Socializa los riesgos de la construcción, operación, y reparaciones de las instalaciones de la cadena de combustible. Reduce el costo de los insumos de combustible para los reactores.

Reduce los costes de seguro para todos los participantes en la cadena de combustible nuclear. Cambia los riesgos de accidentes de los inversores a la población de los alrededores y a los contribuyentes.

Si no está completamente financiada por las cuotas de los usuarios, la desventaja es que hay menos supervisión intensa por la competencia.

Otorga ventaja imprevista en créditos de carbono, que pueden ser revendidos inmediatamente. Fondos destinados a fines específicos.

Convierte un riesgo muy alto, y un esfuerzo intensivo de capital de costo fijo, en algo de lo que las centrales (y los inversores) ya no tienen que preocuparse mucho.

Reduce las cargas del umbral de rentabilidad necesarias para operaciones nucleares. Para las instalaciones de la cadena de combustible, resultan unos pasivos públicos muy grandes.

Permite a las centrales nucleares obtener mayores ingresos en la venta de energía, de lo que podrían obtener en un mercado competitivo.

planta y el desmantelamiento. Unos pocos sistemas subvencionados están presentes en diversos países. Estos incluyen ampliación de los mandatos de compra de Energía "verde" para incluir en ellos a las nucleares, y subsidios extraordinarios de créditos de carbono en los regímenes nacionales de comercio de emisiones.

Algunas de estas políticas más importantes se discuten con mayor detalle a continuación.

III.6.2.1. Subvenciones de capital

Los programas de gobierno para subsidiar los costes de capital son, probablemente, la forma más común de subvención pública, así como la mayor fuente de subvenciones para el sector nuclear mundial. Estos programas incluyen garantías de préstamo y congelación de las tasas de las plantas en proceso de construcción para reducir el coste de los fondos; así como amortizaciones aceleradas de las plantas y el equipamiento y créditos fiscales que ayudan a reducir el costo efectivo de los bienes de capital.

Las subvenciones de capital, o bien reducen el coste de los fondos, o reducen el coste posterior de los impuestos del propio equipamiento de capital. Se considera que la energía nuclear tiene un riesgo de inversión alto. Sin subsidios, los constructores de plantas estarían obligados a pagar primas de alto riesgo a los proveedores de capital, tanto en forma de tasas de interés más altas, como a través de mayores retornos del capital. También deberían adoptar un enfoque más flexible, aunque de mucho mayor coste, en la estructura de capital, lo que desequilibra más pesadamente la equidad.

La introducción de préstamos garantizados reduce drásticamente el coste de capital para las plantas de dos maneras. En primer lugar, porque una garantía del gobierno significa que a los prestamistas no les preocupa el riesgo de la propia central nuclear, ya que la fortaleza financiera del garante alivia su exposición al riesgo final. Por lo tanto, están dispuestos a prestar fondos basándose en la seguridad del garante. Con los gobiernos nacionales como grandes garantes, la deuda, que estaba previamente considerada como de alto riesgo, llega a estar casi libre de riesgo, y las tasas de interés caen abruptamente. En segundo lugar, la garantía permite a los propietarios de las plantas utilizar una gran parte de esa deuda barata para financiar la propia planta; en el caso de los Estados Unidos, hasta un 80%. Este cambio en la estructura de capital supone un gran beneficio financiero para las empresas. Como el Centro Keystone señaló en su informe de 2007, "aunque no sea una actividad empresarialmente muy sólida, la construcción de plantas generadoras en mercados mayoristas competitivos necesita en este momento disponer de entre un 65% a un 70% de las acciones para acceder al mercado de bonos"²⁷⁴. Esto implica un nivel de endeudamiento máximo de sólo un 30 a un 35%, un valor que probablemente se ha reducido aún más desde el desplome de los mercados de créditos a finales de 2008.

La combinación de una deuda de bajo riesgo, y la posibilidad de hacer un mayor uso de ella, reduce en gran medida el coste de la financiación de una nueva central nuclear, y con ella el precio de la energía resultante. Una reciente evaluación del Servicio de Investigación del Congreso de los EE.UU., indicó que solo los préstamos garantizados redujeron los costes nivelados de la energía nuclear en un 20%²⁷⁵. Las estimaciones realizadas por el sector privado muestran aún un mayor beneficio. UniStar Nuclear Energy, una empresa conjunta entre Constellation Energy y EDF, que espera poder construir una serie de reactores en los EE.UU., considera que los préstamos garantizados reducirán sus gastos nivelados en casi un 40%²⁷⁶.

²⁷⁴ The Keystone Center, "Nuclear Power Joint Fact-Finding", Keystone Center, Keystone, 2007, p. 43.

²⁷⁵ Kaplan, Stan, "Power Plants: Characteristics and Costs, US Congressional Research Service", 13 de noviembre 2008, RL34746.

²⁷⁶ Turnage Joe, "New Nuclear Development: Part of the Strategy for a Lower Carbon Energy Future", presentación en la Cumbre de la Administración de Comercio Internacional de Energía Nuclear, 8 de octubre 2008.

El apoyo crediticio es una característica común en la mayoría de acuerdos nucleares. Por ejemplo, el actual proyecto del reactor de AREVA en Olkiluoto, Finlandia, ha recibido préstamos de coste muy bajo de las entidades gubernamentales hasta un total de 1.950 millones de euros, y asistencia crediticia exportada tanto desde Francia (610 millones de euros), como desde Suecia (110 millones de euros) (véase la sección III.3.1.4.). Japón ha puesto en marcha un sistema especializado en finanzas, el Japón Finance Corp, para ofrecer créditos garantizados en las ventas relacionadas con tecnologías nucleares a los países desarrollados²⁷⁷.

Los esfuerzos para avanzar hacia el crédito subsidiado en las economías desarrolladas y en el mundo en desarrollo van tomando forma, si bien con independencia de la complejidad que puede suponer la supervisión adecuada de un sector como el nuclear para algunos de estos gobiernos. Por ejemplo, Japón está considerando emitir un "paquete de créditos blandos del Banco Japonés de Cooperación Internacional y de Seguros, a través del Nippon Exportation and Investment Insurance, un organismo de crédito a la exportación patrocinado por el Estado", para financiar un proyecto de reactor en Vietnam²⁷⁸.

Algunos de los mayores bancos multilaterales de desarrollo tienen restricciones, implícitas o explícitas, contra los préstamos a proyectos nucleares. Sin embargo, estas instituciones forman uno de los mayores consorcios de capital para la inversión en el mundo en desarrollo. Los EE.UU., Francia y Japón están trabajando para modificar los términos generales de los créditos a la exportación para que sean más atractivos para los proyectos nucleares. Han apoyado un estudio de la relación coste-eficacia de la energía nuclear dentro del Banco Mundial, y han presionado para conseguir una prórroga de 15 a 30 años, del plazo de amortización de la Export Credit Agency (ECA) en el caso de proyectos nucleares (lo que ya la alargaría tres años más que para las otras plantas). Otro de los cambios que están considerando es una mayor flexibilidad para aplicar el apoyo crediticio a los componentes suministrados por una variedad de países (y no sólo el apoyo de la ECA a un país determinado)²⁷⁹. Si estos cambios se realizan se desplegará un consorcio mundial de créditos subsidiados por los gobiernos para construir nucleares por todo el mundo.

III.6.2.2. El gasto público en investigación y desarrollo (I + D) en materia nuclear

Los gobiernos de todo el mundo han apoyado durante mucho tiempo la energía nuclear a través de importantes inversiones de dinero público en investigación y desarrollo relacionadas con la cadena del combustible nuclear. Entre 1974 (cuando la Agencia Internacional de Energía comenzó a recoger datos sobre la I + D) y 2007, la energía nuclear había captado casi el 55% de todos los fondos de investigación pública, lo que equivale a más de 236.000 millones de \$ USA en apoyos (en valores de 2007). Esto representa más de seis veces el nivel de apoyo a las energías renovables, a pesar del hecho de que las energías renovables comprenden, en realidad, una gama bastante amplia de tecnologías diversas.

En los últimos años se ha visto algún cambio en la política de apoyo, con una reducción pequeña de nucleares y un incremento, un poco más grande, de la inversión en la eficiencia, el hidrógeno y las energías renovables. Sin embargo, incluso tras el ajuste, la nuclear sigue siendo, con mucho, el principal beneficiario de financiación en I + D de los gobiernos, con más del 40% de apoyo. En el plano nacional, la I + D en inversiones nucleares han disminuido en proporción a la I + D total, incluso en los países centrados en las nucleares, como Francia y Japón. Sin embargo, incluso después de la disminución, la tecnología nuclear absorbe, respectivamente, entre el 73% y el 67% del I + D en energía de esos dos países.

²⁷⁷ Nucleonics Week, 25 de septiembre de 2008.

²⁷⁸ Kwok, 20 de marzo de 2009.

²⁷⁹ Daniel Horner & MacLachlan Ann, "US working with allies to change global rules on nuclear financing", Platts, 23 de octubre de 2008.

Tabla 8: Energía I + D financiada por el gobierno en países de la AIE (en millones de dólares de los EE.UU. 2007)

	1974-2007		1998-2007	
	Acumulativo	% parte	Acumulativo	% parte
Grupo 1: Eficiencia Energética	38.442	8,9%	14.893	14,2%
Grupo II: Combustibles Fósiles	55.027	12,8%	11.114	10,6%
Grupo III: Fuentes de Energía Renovables	37.333	8,7%	10.709	10,2%
Grupo IV: Fisión y Fusión Nuclear	236.328	54,8%	43.667	41,5%
Grupo V: Hidrógeno y células de Combustible	2.824	0,7%	2.824	2,7%
Grupo VI: Otras Tecnologías de energía y almacenamiento	15.717	3,6%	5.388	5,1%
Grupo VI: Total de otras Tecnologías o Investigación	45.204	10,5%	16.599	15,8%
TOTAL I + D EN ENERGÍA	430.875	100,0%	105.194	100,0%
Porción Nuclear del total del país				
Canada		39,0%		28,8%
Francia		81,4%		72,5%
Alemania		67,0%		41,0%
Japón		72,7%		67,2%
Suecia		15,2%		6,7%
Reino Unido		69,0%		32,7%
EE.UU.		38,1%		13,2%

Fuente: Base de datos de Energía de la Agencia Internacional de la Energía RD & D, consultada el 10 de abril 2009

III.6.2.3. Limitación de responsabilidad, o traslado de los accidentes fuera del operador

Los riesgos de accidentes han sido el Talón de Aquiles de la industria nuclear desde sus inicios. Para la mayoría de las industrias un gran accidente, aunque es potencialmente catastrófico para el área que rodea su emplazamiento, tiende a estar relativamente bien contenido a nivel geográfico. La presencia de materiales radiactivos de alta actividad, y de residuos de las instalaciones nucleares, generan un conjunto diferente de riesgos para la población circundante, incluyendo el riesgo potencial de hacer inhabitables zonas enteras durante bastantes décadas, o incluso más.

En los países desarrollados, con buena supervisión normativa, el riesgo de accidente se considera bastante bajo. No obstante, podría ser enorme el potencial de daños y perjuicios para la salud y la propiedad de cualquier accidente en un reactor de tamaño mediano. La industria también se enfrenta a riesgos sistémicos, como señaló el análisis de Keystone Center: "El impacto de Chernobyl en la ralentización de la construcción nuclear en todo el mundo ilustra la forma en que accidentes de reactores que produzcan en cualquier lugar pueden afectar al parque nuclear en todas partes."²⁸⁰

La escala de pérdidas potenciales ha hecho que los aseguradores comerciales se alejen de la cobertura de riesgos de un accidente nuclear desde el inicio de la industria. La intervención del gobierno llegó pronto, con la Ley Price Anderson, aprobada en Estados Unidos en 1957 y renovada desde entonces. Esta ley establece un límite máximo de responsabilidad civil por daños a personas o propiedades fuera del lugar de un accidente nuclear. El nivel de este límite, incluso en los EE.UU., es inferior a daños asegurados que son superados a menudo por episodios de tormentas. Así, la cobertura legal exigida sobre los seguros proporciona un subsidio, en forma de prima de costes reducidos, para las empresas nucleares. Una situación similar existe en todos los países del mundo en los que hay reactores nucleares. La magnitud de la subvención se ve afectada por una gran variedad de factores, como es la cobertura mínima relativa de los daños probables causados por un accidente grave, o la probabilidad y la rapidez de pago de las cantidades cubiertas después de un accidente; o si las cantidades cubiertas las proporciona el operador de la central o, directa o

²⁸⁰ The Keystone Center, "Nuclear Power Joint Fact-Finding" Keystone Center, Keystone, 2007, p. 58.

indirectamente, una entidad gubernamental; o si existen riesgos asociados a la cadena de combustible no cubiertos por los diversos convenios sobre responsabilidad.

Hay una enorme variedad en la cantidad y la calidad de la cobertura disponible entre los diferentes países. En el sistema de EE.UU., el límite federal protege no sólo a los propietarios del reactor, también a los contratistas, transportistas, y las operaciones de la cadena de combustible. El sistema de EE.UU. tiene un nivel primario de seguro directo proporcionado por el operador, y un segundo nivel, mucho más grande, de primas "retrospectivas" cobradas de **cada** reactor después de un accidente en **cualquier** reactor que exceda el nivel de cobertura primaria. La agrupación total de la cobertura - la más grande del mundo - asciende a más de 10.000 millones de \$ USA en pagos nominales. Sin embargo, gran parte de la financiación se da en un período de seis años, reduciendo la agrupación a un valor base presente de aproximadamente 7.700 millones de \$ USA²⁸¹.

Con la excepción de Alemania, este tipo de agrupación no se utiliza en otros países. Se da más bien, una combinación de garantías del operador y del Estado, y el seguro existe en virtud de un mosaico de convenciones internacionales y leyes nacionales. (Ver detalles en la sección III.5). Los convenios específicos que cubren una nación nuclear en particular, son muy variables. Las coberturas en la mayoría de los convenios proporcionan menos de 500 millones de \$ USA de cobertura global, con una responsabilidad de los operadores a menudo inferior. Ningún régimen de responsabilidad de los actualmente vigentes fuera de EE.UU., proporciona más de 2.000 millones de \$ USA de cobertura total, a pesar de las grandes poblaciones y del alto valor inmobiliario que se agrupa en torno a muchas de estas plantas.

III.6.2.4. Nacionalización de la gestión de residuos y de las medidas de remedio en los lugares de riesgo

La energía nuclear genera residuos que deben ser gestionados o conservados durante cientos o miles de años. Esto crea un riesgo de responsabilidad grave, y a largo plazo, para las empresas privadas, un riesgo que no existe en los otros recursos energéticos. Aparte de la exposición, lo que afecta a la responsabilidad civil, también existen desafíos técnicos importantes sobre la mejor manera de almacenar los desechos nucleares de forma segura. No es sorprendente que la combinación de estos factores lleve aparejada riesgos financieros considerables.

Los gobiernos nacionales han intervenido con programas que, de hecho, nacionalizan tanto los riesgos financieros como los de responsabilidad en la gestión de los residuos. Hubiese sido muy poco probable que la industria nuclear comercial se hubiese desarrollado completamente sin estos programas. Los esfuerzos para nacionalizar la gestión de los residuos, han sido complementados con la responsabilidad gubernamental sobre los lugares contaminados por la cadena de combustible, como la minería de uranio y las instalaciones de enriquecimiento y reprocesamiento, incluso cuando las empresas han sido privatizadas.

III.6.2.5. El cambio de deudas incobrables, las instalaciones no rentables pasan de los inversores a los contribuyentes o a los clientes.

En un mercado competitivo, si los costes de la energía nuclear, incluido el servicio de la deuda, se elevasen mucho, los inversionistas perderían dinero y las plantas podrían cerrar. Históricamente, la energía nuclear ha operado en un entorno de mercado regulado. Los costes que superaban al mercado se desplazaban a los clientes a través de una elevación de las tarifas eléctricas, o a través de cancelaciones de plantas, de lo cual se consideraban responsables a los contribuyentes. Tan pronto como los mercados se han desregulado estos costes se han disimulado de otras maneras, como "costes abandonados", es decir como recargos, en los Estados Unidos. Un Impuesto sobre el

²⁸¹ Koplow Doug, "Nuclear Power as Taxpayer Patronage: A Case Study of Subsidies to Calvert Cliffs Unit 3", preparado para el Nonproliferation Policy Education Center, 2009.

Carburante fósil (FFL) fue añadido a las centrales que funcionaban con combustibles fósiles en el Reino Unido, en un esfuerzo para hacer que la nuclear fuese competitiva. Las sumas fueron importantes: el FFL significó aproximadamente el 10% de todas las facturas de electricidad, es decir, un valor aproximado de 1.000 millones de libras por año. Los recargos relacionados con actividades nucleares, amortizaciones y distribución de los "costes abandonados" (véase más adelante) fueron de cientos de miles de millones de dólares EE.UU.

Tabla 9: Responsabilidades de alto nivel de gestión de residuos, predominantemente gubernamentales.

País	Emplazamiento de vertido Funcionando?/Seleccionado?	Primera apertura emplazamiento	Responsabilidad de gestión
Bélgica	No/No	2035	Gubernamental
Canadá	No/No	2025	Gubernamental
China	No/No	2050	Gubernamental
Finlandia	No/Sí	2020	Compañías energéticas
Francia	No/ En concreción	2025	Gubernamental*
Alemania	No/Congelado	2025	Gubernamental
Japón	No/No	2030	Gubernamental
Holanda	No/No	desconocido	Gubernamental
Suecia	No/En concreción	2020	Compañías energéticas
Reino Unido	No/No		Gubernamental
EE.UU.	No/Rechazado	desconocido	Gubernamental

Notas:

* Las compañías eléctricas pagan por la gestión de corto y medio plazo y el almacenamiento y, en teoría, por el depósito a largo plazo. Sin embargo, la responsabilidad en última instancia es de la agencia estatal de gestión de residuos (ANDRA).

Fuentes: Adaptado de:

(1) World Nuclear Association, "Waste Management in the Nuclear Fuel Cycle", agosto de 2008.

(2) Richard Lester K., "Nuclear Waste Management," MIT OpenCourseWare for Managing Nuclear Technology, Course 22.812J, primavera de 2004.

Los esfuerzos para recrear las condiciones normativas que protegían a los inversores nucleares hace veinte años resurgen una vez más. Los préstamos garantizados van en esta dirección, al igual que un número creciente de estados de EE.UU. en que se permite a los inversores nucleares cobrar a los contribuyentes mientras que la construcción todavía se está realizando, e incluso si una planta se abandona antes de estar acabada²⁸².

III.6.3. Las subvenciones a los reactores existentes en los EE.UU.

Los tipos de subsidios a la energía nuclear que se han señalado a nivel internacional también han estado presentes en los EE.UU. El apoyo del Gobierno a la investigación y el desarrollo ha existido durante más de medio siglo, abarcando todos los elementos del diseño del reactor y de la cadena de combustible. Entre 1950 y 1989, por ejemplo, la fisión nuclear acaparó el 49% del presupuesto público total en I + D; la fusión nuclear ocupó otro 13%²⁸³.

Mientras que la industria se centra en los bajos costes de funcionamiento, es fácil olvidar que incluso los actuales reactores del parque nuclear requirieron una inmensa cantidad de capital para ser construidos, y que sin las subvenciones de capital esas plantas no se hubiesen hecho. Las subvenciones históricamente más importantes fueron el impuesto sobre los créditos de inversión, y

²⁸² Turnage Joe, "New Nuclear Development: Part of the Strategy for a Lower Carbon Energy Future", presentación en la International Trade Administration Nuclear Energy Summit, 8 de octubre 2008.

²⁸³ Koplou Doug, "Federal Energy Subsidies: Energy, Environmental, and Fiscal Impacts, Technical Appendix", Washington, DC: Alliance to Save Energy, 1993.

el tratamiento especial de las Obras en Curso (CWIP). Los créditos fiscales a la inversión permiten utilizar una parte de los gastos de capital para reducir los impuestos debidos. El interés por los gastos y el CWIP, permitió a los constructores comenzar a recuperar el interés, y los gastos de capital, de las nuevas construcciones mucho antes de que se terminase la planta en construcción. En efecto, estas normas obligan a los contribuyentes a proporcionar financiación de bajo costo para una planta que, en última instancia, podría no ser finalizada, incluso en uso, o que podría no ser completada.

Los costes de estas amortizaciones son considerables: Los contribuyentes pagaron más de 200 millones de \$ USA en costes sobrevenidos (en dólares de 2006), más otros 225.000 millones de \$ USA adicionales en "costes excesivos" a los clientes de las empresas, una vez que las plantas estuvieron acabadas. Una suma adicional de 50.000 millones de \$ USA (en valor de dólares de hoy) fueron entregados antes de la finalización, de los que los contribuyentes aportaban una porción significativa de los costes²⁸⁴. Otra ola de activos nucleares de alto coste se hizo visible cuando el mercado de la electricidad en EE.UU. se desreguló, y cada central tenía que encontrar compradores para la energía a precios de mercado. Esto dio lugar a "costes abandonados", ofertas en las que la parte del capital de las centrales que no pudieron ser recuperadas a precios competitivos fueron separadas de la planta, y fueron tratadas como una responsabilidad específica que debía de ser recuperada a través de todos los contribuyentes. También los costes de transición en materia nuclear aportaron a la industria aproximadamente 100.000 millones de \$ USA²⁸⁵.

Los reactores existentes en EE.UU. también se han beneficiado de una cierta cantidad de otros programas de subvención. Por ejemplo, todos han seguido disfrutando de la cobertura de responsabilidad en caso de accidente, y de la nacionalización de la gestión de los residuos nucleares a cambio de una pequeña cuota. También recibieron servicios subsidiados de enriquecimiento de uranio desde la empresa federal de enriquecimiento de uranio, antes de su privatización en 1998. Por último, mientras que los reactores de EE.UU. poseen fondos separados para cubrir con confianza el período post-operacional de cierre y desmantelamiento del emplazamiento del reactor (un programa mejor que el de muchos otros países), estos fondos reciben un tratamiento fiscal favorable, a través de tasas de reducción del impuesto de rendimiento de la inversión. Además, no debe llegar a existir déficit en los fondos devengados; es como si, a largo plazo, la empresa de origen no existiese, y los fondos se convirtiesen en un pasivo para el contribuyente.

Aunque no existe un registro histórico exhaustivo de las subvenciones a la energía nuclear desde su creación, la revisión de una serie de estudios hechos a lo largo de los años demuestra el papel central del gobierno en la viabilidad comercial del sector. El Cuadro 10 muestra que las subvenciones fueron iguales a un tercio, o más, del valor de la energía producida²⁸⁶. Mientras los niveles de ayuda pueden no ser muy sorprendentes para las nuevas industrias con una escasa base instalada, contemplar niveles de subsidio tan elevados a lo largo de cuatro décadas es bastante sorprendente. Las subvenciones, sin duda, sirven como una barrera competitiva para otros recursos energéticos.

²⁸⁴ Schlissel David, Mullett Michael & Robert Alvarez, "Nuclear Loan Guarantees: Another Taxpayer Bailout Ahead?", Union of Concerned Scientists, marzo de 2009.

²⁸⁵ Seiple Christopher, "Stranded Investment: The Other Side of the Story," Public Utilities Fortnightly, 15 de marzo 1997.

²⁸⁶ De hecho, los subsidios reales eran probablemente incluso mayores, porque muchos de los estudios no hacen un recuento completo de todas las subvenciones vigentes en el momento. Además, el valor de la energía producida en las comparaciones anteriores se ha exagerado debido a las limitaciones de los datos de la tasa menor industrial, en lugar de las tarifas al por mayor que proporcionan una medida más exacta de la competitividad.

Cuadro 10: Subsidios para plantas en Construcción y Operación (en \$ USA 2007)

Período de Análisis	Subsidio Federal en miles de millones de US\$		Subsidio en centavos/kWh		Promedio Subvención como % del precio Industrial	Análisis	Notas
	Bajo	Alto	Bajo	Alto			
2008	-	-	5,0	8,3	113 - 189%	Koplow/Earth Track cálculos - subvenciones a un nuevo reactor Goldberg/ Proyecto Cartera de Energía Renovables (2000) ²⁸⁷	Cuota del porcentaje nacional de las tasas de ventas, 2002-06 Efectos de Price-Anderson Act no estimados.
1947-99	178,0	-	1,5	-	NA	Komanoff/Greenpeace (1992) ²⁸⁸	Efectos de Price-Anderson Act no estimados.
1968-90	122,3	-	2,3	-	33%	Komanoff/Greenpeace (1992) ²⁸⁹	Efectos de Price-Anderson Act no estimados.
1950-90	142,4	-	2,6	-	NA	Koplow/Alliance to Save Energy (1993) ²⁹⁰	
1989	7,6	16,2	1,4	3,1	32%	Heede, Morgan, Ridley/Center for Renewable Resources (1985) ²⁹¹	Efectos de Price-Anderson Act no estimados.
1985	26,8	-	7,0	-	83%	Chapman et al./US EPA (1981) ²⁹²	Impuesto sobre gastos solamente.
1981	-	-	5,9	12,3	105%	Bowring/Energy Information Administration (1980) ²⁹³	Tasas y subsidios de créditos no estimados.
1950-79	-	-	4,1	6,0	NA		

Fuente: Koplow, 2009 ²⁹⁴

III.6.3.1. Las subvenciones a los reactores de nueva construcción en los EE.UU.: Estudio del caso de Calvert Cliffs-3

Calvert Cliffs-3 es la propuesta de un nuevo proyecto de reactor que será instalado en Lusby, Maryland, junto a dos reactores ya existentes. La planta es propiedad de UniStar de Energía Nuclear (UNE), una empresa conjunta entre Constellation Energy, una gran empresa de EE.UU., y EDF,

²⁸⁷ Goldberg/Renewable Energy Portfolio Project, "Federal Energy Subsidies: Not All Technologies Are Created Equal"; Marshall Goldberg for the Renewable Energy Policy Project, julio de 2000 Informe de Investigación nº 11.

²⁸⁸ Carlos Komanoff Roelofs y Carla, "Fiscal Fission: The Economic Failure of Nuclear Power", Komanoff Energy Associates para Greenpeace, 1992.

²⁸⁹ Ibidem.

²⁹⁰ Koplow Doug, "Federal Energy Subsidies: Energy, Environmental, and Fiscal Impacts, Technical Appendix", Washington, DC: Alliance to Save Energy, 1993.

²⁹¹ Heede Morgan et al./Center for Renewable Resources, "The Hidden Costs of Energy"; Rick Heede, Rick Morgan, and Scott Ridley; Center for Renewable Resources, 1985.

²⁹² "Energy Production and Residential Heating: Taxation, Subsidies, and Comparative Costs"; Duane Chapman, Kathleen Cole, and Michael Slott of Cornell University for the Ohio River Basin Energy Study; U. S. Environmental Protection Agency Office of Research and Development, 1981.

²⁹³ Bowring/Energy Information Administration, "Federal Subsidies to Nuclear Power: Reactor Design and the Fuel Cycle"; Pre-publication draft. Joseph Bowring, Energy Information Administration, marzo de 1980.

²⁹⁴ Koplow Doug, "Nuclear Power as Taxpayer Patronage: A Case Study of Subsidies to Calvert Cliffs Unit 3," preparado para el "Nonproliferation Policy Education Center", 2009.

empresa de propiedad mayoritaria del gobierno francés. El reactor proporciona un buen caso de estudio, por la forma en que las subvenciones afectan a la economía nuclear en los Estados Unidos.

Que las subvenciones públicas siempre han sido un elemento fundamental del nuevo programa de desarrollo del reactor UniStar es algo sobre lo que la empresa ha sido bastante franca. Su respuesta ante la Comisión de la Energía de California, en junio de 2007, es un buen ejemplo²⁹⁵:

Miembro Asociado Geesman: "Y sólo para volver de nuevo a la cuestión cap[ital]. Su modelo de negocio se basa en que recibe un préstamo con garantía federal para cada uno de sus cuatro proyectos. ¿Es eso correcto? "

Dr. Turnage: "Eso es correcto."

Calvert Cliffs-3 se beneficiará de muchas subvenciones implementadas a nivel federal, e incluso a nivel de condado, para apoyar la construcción del nuevo reactor. Las presentaciones de Constellation sobre el proyecto a lo largo del último par de años permiten conocer cómo calculan el valor del subsidio. Sin embargo son necesarios ajustes adicionales, porque los costes de referencia para sus modelos reales también incluyen algunas subvenciones insertadas.

Prestamos garantizados federales. Como se mencionó anteriormente, los préstamos garantizados son enormemente valorados para los nuevos reactores nucleares. UniStar se halla en una "breve lista" para acceder a un conjunto de garantías federales de EE.UU., de 18.500 millones de dólares.

En ausencia de una intervención federal, el perfil de riesgo de las nuevas plantas sugiere que los proveedores de la deuda necesitarían una alta proporción de equidad en la planta. También requeriría la rentabilidad de ambos, la deuda y el capital, lo que haría que la energía producida tuviese un precio demasiado elevado para competir en el mercado.

La capacidad de obtener deuda barata, para financiar la mayor parte del proyecto con ella, y para mantenerla hasta 30 años, genera importantes subsidios a UniStar. Sus propias estimaciones de gastos dan un valor de garantía de 3,7 centavos de dólar por kWh en función de los costes básicos nivelados, una reducción de costes de cerca del 40%²⁹⁶. En base a sus supuestos sobre los factores de operación y el tamaño del reactor, esto se traduce en cerca de 500 millones de dólares al año de ahorro *por reactor*. El estatuto autorizado permite a las garantías mantenerse al margen por un máximo de 30 años, que un titular racional haría, ya que el costo de los fondos es muy bajo. Esto se traduce en una inversión pública de casi 13.000 millones *a un único reactor nuclear*, una sorprendente cantidad de apoyo público para una instalación individual y privada.

Créditos fiscales para la producción. La Ley de Política Energética de 2005 introdujo un 1,8 por ciento por kWh como Tasa de Crédito a la Producción (PTC) para nuevas plantas de energía nuclear. El PTC nuclear tiene un tope de 125 millones de \$ USA para una sola planta, durante un máximo de ocho años de elegibilidad. También existe un límite máximo nacional que puede reducir el valor obtenido por un único reactor. Sin embargo, se trata de un subsidio considerable para una nueva planta, y del que se supone que UniStar conseguirá una parte.

Depreciación acelerada. Las normas habituales de contabilidad permiten inversiones de capital que deben deducirse de la base imponible sobre la vida útil de la inversión. Son el refugio más rápido de las deducciones de ingresos imposables durante los primeros años de una inversión, generando una ganancia neta para la empresa. Cuanto mayor sea la inversión, y más rápida sea la

²⁹⁵ Transcripción del Taller del Comité, antes de la Corporación de California de Conservación de Recursos y Energía para el Desarrollo sobre "Preparation of the 2007 Integrated Energy Policy Report", 28 Junio de 2007, Volumen II.

²⁹⁶ Turnage Joe, "New Nuclear Development: Part of the Strategy for a Lower Carbon Energy Future", presentación en el International Trade Administration Nuclear Energy Summit, 8 de octubre 2008.

amortización en relación con la vida real del servicio, mayor será la subvención. Los reactores nucleares, que pueden funcionar entre 40 y 60 años, pueden ser amortizados de la totalidad de sus impuestos en tan sólo 15 años. Esto genera una reducción en los costes de energía nivelados de aproximadamente 0,3 a 0,6 centavos de dólar por kWh.

Responsabilidad en caso de accidente. La Price-Anderson Act ofrece protección de responsabilidad para todo el ciclo de funcionamiento de una instalación nuclear, incluso si la ley expira mientras la planta está aún funcionando. Los nuevos reactores, como Calvert Cliffs-3, sin embargo, no han sido cubiertos, sin más, por una reautorización reciente de una ley que, cuando se promulgó en 1957, debía durar sólo 10 años. Las reautorizaciones continuadas se basan en la afirmación de que la cobertura del seguro privado aún sigue siendo limitada. Sin embargo, la cobertura se ha aumentado para los riesgos en el interior de la planta: daños a instalaciones y equipos a causa de un accidente, y cubre también el caso de interrupción del suministro de energía. De hecho, si la cobertura de los reactores existentes es una referencia, Calvert Cliffs-3 comprará diez veces más cobertura para una gran parte de los daños internos y de las interrupciones, de lo que se requiere comprar para proteger a las 7,6 millones de personas que viven en sus alrededores, así como a sus propiedades, en caso de un accidente²⁹⁷.

La gestión de los residuos nucleares de larga vida. Calvert Cliffs-3 también se beneficiará del incremento del riesgo en la gestión de residuos radiactivos de alta actividad. La mala gestión de este tema en el pasado dio como resultado miles de millones de dólares en pasivos para el contribuyente, debido a los retrasos en la apertura de un depósito federal de residuos radiactivos en Yucca Mountain, en Nevada. Estos desafíos siguen existiendo, sin embargo, debido a la subvención, los riesgos técnicos y financieros de la gestión de residuos no van a influir en la decisión sobre la construcción o funcionamiento de Calvert Cliffs-3.

Reducción de impuestos de propiedad en el condado de Calvert. En un esfuerzo por aumentar las posibilidades de conseguir un nuevo reactor en Calvert Cliffs, la Junta de Comisionados del condado de Calvert aprobó una reducción del 50% en impuestos a la propiedad durante los 15 primeros años de funcionamiento de la planta. Se espera que eso ahorre a la compañía 20 millones de \$ USA por año. Actualmente la empresa paga 15,5 millones de dólares anuales en tasas de propiedad²⁹⁸. Mientras que se trata de una cantidad demasiado pequeña para registrarla, incluso en un registro de base por kWh, se trata de un importante subsidio para que lo ofrezca un gobierno de distrito. La reducción de impuestos a la propiedad del nuevo reactor equivale aproximadamente al 7% del Presupuesto del año 2009 del Condado, de 296 millones de \$ USA, y es más grande que el servicio total de su deuda anual²⁹⁹.

Las subvenciones a Calvert Cliffs 3 se detallan en el cuadro 11. Los resultados son sorprendentes: las inversiones públicas en la planta se acercan, o superan, lo que el capital privado arriesga, una estructura de riesgo para lograr un pobre éxito. Las subvenciones públicas son mayores que el valor de la energía producida, una indicación del "valor substraído" a la industria. De hecho, basándose en el modelo de costes de la propia Constellation, la energía de esta planta no es competitiva sin subvención.

²⁹⁷ Koplow Doug, "Nuclear Power as Taxpayer Patronage: A Case Study of Subsidies to Calvert Cliffs Unit 3", preparado para el Nonproliferation Policy Education Center, 2009.

²⁹⁸ Jamie Smith Hopkins & Paul Adams, "Calvert County solicits reactor," Baltimore Sun, 9 de agosto de 2006.

²⁹⁹ Condado de Calvert, "Budget Summary: FY2009 Commissioners Report", Maryland, 2009.

Cuadro 11: Subsidios públicos a Calvert Cliffs-3, enfoque de capital privado en situación de riesgo, y superación del valor de la energía producida.

	Bajo Centavos por kWh	Alto	Notas
I. inversión privada en Calvert Cliffs III			
Caso Base de Calvert Cliffs	5,7	5,7	Estimación de Constellation, Oct, 2008
II. Inversión Pública en Calvert Cliffs III			
A. Subvenciones EPACT seleccionadas			
Créditos fiscales a la producción	0,5	0,5	Estimación de Constellation, asumiendo 50% de acceso a PTCs
Préstamos garantizados, 100% de la deuda	3,7	3,7	Estimación de Constellation, Oct, 2008
<i>Coste total estimado por la industria</i>	9,9	9,9	
B. subvenciones adicionales ignoradas en los Modelos Constellation			
Depreciación Acelerada	0,3	0,6	15 años 150% DB vs, servicio en el funcionamiento total,
Tapa de reactores Price-Anderson	0,5	2,5	Basado en Heyes (2002) ³⁰⁰ ;
Fondo de Residuos a corto plazo	-	0,2	Valores inciertos, Basado en Rothwell (2005) ³⁰¹ ,
Calvert Co. reducción de impuestos a la propiedad	0,0	0,0	\$20m/ año, pero no reflejado en el cálculo por kWh,
Costo de capital o de retraso de los seguros, los dos primeros reactores	0,0	0,8	Estimación alta basada en Bradford (2007) ³⁰² ,
<i>Añadido en subvenciones que faltan</i>	0,8	4,1	
III. Coste Total de la energía nuclear			
Subvenciones Públicas	5,0	8,3	
Participación Pública/privada	87%	145%	
Subvención /tasa media de venta al por mayor, 2002 - 2006	113%	189%	
Coste completo de la energía	10,7	14,0	

Fuente: Koplow (2009)

III.6.4. Los subsidios a la energía nuclear en las plantas del Reino Unido³⁰³

Los reactores en funcionamiento en el Reino Unido se pueden dividir en tres grupos, los de la primera generación de diseño británico, conocidos como Magnox; los de segunda generación, también de diseño británico, conocidos como reactores avanzados refrigerados por gas (Advanced Gas-cooled Reactors, o AGR), y una única planta del diseño Westinghouse de reactor de agua a presión (PWR). Las estaciones Magnox fueron acabadas entre 1956 y 1971, y sólo las dos plantas más recientes estaban aún en operación en marzo de 2009. Ocho de las once estaciones Magnox fueron construidas como reactores gemelos por la Central Electricity Generating Board (CEGB), la compañía de generación y transmisión de electricidad nacionalizada, que cubrían Inglaterra y Gales. Una estación, que también incluía reactores gemelos, fue construida por la compañía integrada de

³⁰⁰ Heyes Anthony 2002; "Determining the Price of Price-Anderson," Regulation, Winter 2002-2003; En The Keystone Center, "Nuclear Power Joint Fact-Finding", junio de 2007.

³⁰¹ Geoffrey Rothwell, la correspondencia de correo electrónico con Doug Koplow, Earth Track, 20 de octubre de 2007.

³⁰² Peter Bradford, "New Nuclear Plants and Climate Change", Presentaciones del Congreso, 20 de abril de 2007.

³⁰³ Basado en Steve Thomas, "Nuclear Power in Britain Since Chernobyl: A Rollercoaster Ride", en Lutz Mez, Mycle Schneider & Steve Thomas (Eds.), "International Perspectives on Energy Policy and the Role of Nuclear Power", Multi-Science Publishing, Brentwood, 2009.

electricidad, de propiedad nacional, que suministraba a la zona sur de Escocia, la South of Scotland Electricity Board (SSEB). Otras dos estaciones, cada una con cuatro reactores, tenían el doble propósito de producir plutonio/electricidad, eran propiedad de la British Nuclear Fuels Limited (BNFL), la compañía de tecnología nuclear de propiedad nacional.

Las siete estaciones AGR, cada una compuesta por reactores gemelos de unos 600 MW, fueron organizadas en dos lotes, cinco reactores de 1965-69, de los cuales uno era propiedad de SSEB, y dos reactores de 1979, uno de los cuales fue construido por SSEB. A las plantas se les adjudicó inicialmente un período de funcionamiento de 30 años, pero ya ha sido alargado y las dos estaciones más antiguas ya han recibido una aprobación reguladora para, en principio, una duración de 40 años. Se espera que la duración de todas las estaciones se ampliará actualmente a 40 años, pero los propietarios no se dirigen a los reguladores hasta que las plantas se hallan a tres años de la fecha de cierre, por eso sólo las dos estaciones más antiguas figuran actualmente como programadas para un período de funcionamiento de 40 años.

La construcción del reactor PWR se inició en 1987 por el CEGB, pero en 1990, cuando esta empresa se hundió y fue privatizada, la planta pasó a una nueva empresa de propiedad nacional, Nuclear Electric, que completó su construcción en 1995.

III.6.4.1. El período hasta 1990

Ha quedado demostrado que ninguna de estas plantas ha sido una fuente económica de energía en un coste base completo. Hasta 1990, hubo una percepción común, alentada por la industria nuclear y las compañías, de que la energía nuclear representa una fuente barata de energía. Los análisis que pretendían mostrar el coste económico de la energía nuclear fueron publicados por la CEGB³⁰⁴, pero fueron acibillados a críticas por sus errores metodológicos³⁰⁵; el intento, fracasado, de privatizar las centrales nucleares en 1990 demostró que esos análisis carecían mayormente de valor.

Sin embargo, mientras el sistema eléctrico funcionó con monopolios integrados de propiedad pública, y sin procedimientos reglamentarios explícitos, fue imposible separar los costes de las nucleares de los otros costes de la industria, por lo que, mientras que ahora se ve claramente que la energía nuclear no era una fuente de energía económica, desde su nacimiento hasta 1990, no aparecían subsidios explícitos.

En 1987, el gobierno británico anunció su intención de privatizar y disolver las empresas de electricidad y hacer funcionar el sistema siguiendo las pautas de la competencia. Se supuso que las plantas nucleares serían vendibles a pesar de que las plantas Magnox ya estaban cerca, o casi al final, del período de funcionamiento marcado por su diseño (25 años). El programa, anunciado por Margaret Thatcher en 1979, para encargar 10 unidades PWR (originalmente, una unidad por año que se instalarían a partir de 1981), se había reducido a cuatro en 1987, de las que sólo una estaba lista para ser iniciada. Implícitamente, se asumió que el valor de las plantas existentes debía de ser determinado por el mercado, así los nuevos propietarios no tendrían que recuperar todos los costes implicados en su construcción. Se reconoció que las nuevas instalaciones, que tenían que pagar el coste total de su construcción, probablemente no serían económicas, sino que el gobierno debería imponer a las empresas minoristas de electricidad la obligación de comprar una parte, a especificar, de los suministros eléctricos de las centrales nucleares, creando la Non-Fossil Fuel Obligation (NFFO). Como las plantas viejas se estaban cerrando, las empresas minoristas debían crear una empresa de generación para construir una nueva capacidad nuclear y poder cumplir con su cuota. Se esperaba que con este mecanismo la construcción de los cuatro nuevos PWR no fuese un riesgo económico desmesurado para la empresa que debía construirlos. La posibilidad de una subvención al

³⁰⁴ Por ejemplo, Central Electricity Generating Board, "Analysis of generation costs 1983", CEGB, Londres, 1983.

³⁰⁵ MacKerron Gordon, "Nuclear power under review", en John Surrey, "The British electricity experiment. Privatisation: the record, the issues, the lessons", Earthscan, London, 1996.

consumo de la energía nuclear, la Fossil Fuel Levy (FFL), fue sugerida, pero no existen indicaciones de la amplitud de la subvención que se le dio, ni de cómo iba a funcionar.

Entre 1987 y 1988, las empresas no hicieron nada para desengañar al gobierno de su creencia en que este nuevo sistema podría funcionar. Seguramente esto fue lo más significativo, que no sólo el gobierno, a través del entonces Departamento de Energía, era conciente de lo escasos que eran los argumentos económicos de defensa de las nucleares, sino que también muy pocos en el CEBG y SSEB eran conscientes de lo caras que resultaban ser las plantas nucleares una vez que sus costes habían sido debidamente separados de otros costes. En el verano de 1989, la escala adicional de costes se estaba clarificando, y ya se veía también que la tasa del NFFO no era factible. De hecho, fue la empresa que se esperaba que se convirtiese en propietaria de las centrales nucleares, la que posteriormente se convertiría en la National Power, la que realizó las advertencias más contundentes al gobierno sobre la inviabilidad de sus planes.

Así que, en una serie de cambios apresurados y poco flexibles, las plantas nucleares fueron retiradas de la privatización. Los reactores del CEBG, Magnox y AGR fueron colocados en una nueva compañía de propiedad nacional, Nuclear Electric, mientras que para los reactores del SSEB se creó otra nueva empresa de propiedad pública, Scottish Nuclear. La FFL fue introducida por Nuclear Electric y se fijó en un nivel que permitiera a Nuclear Electric mantener un "resultado de caja positivo" para que pudiese seguir funcionando legalmente. La subvención se obtuvo del 10% de todas las facturas de electricidad, y produjo alrededor de 1.000 millones de libras esterlinas por año. El nivel de pagos fue establecido para los ocho años siguientes, a fin de que los ingresos de Nuclear Electric estuviesen asegurados; si el precio que recibía por su energía bajaba, el subsidio subía, y viceversa. En Escocia fueron aplicadas diferentes modalidades que, esencialmente, solo requerían que las empresas privatizadas comprasen la producción de todas las centrales de Scottish Nuclear a precios predeterminados. En el conjunto del Reino Unido, se esperaba que el mercado minorista para los consumidores residenciales se mantuviese en régimen de monopolio hasta 1998, para que así las empresas minoristas fuesen capaces de pasar todos los costes suplementarios a los consumidores residenciales, sin temor de que los competidores, que no tenían que comprar energía nuclear, pudiesen entrar en el mercado y vender más barato que ellas.

La Comisión Europea consideró que la FFL era una "ayuda estatal", contraria a la legislación europea; pero fue permitida, siempre y cuando se fuese reduciendo hasta desaparecer en 1998. Se puso en marcha una revisión del reactor PWR Sizewell-B, cuya construcción se había iniciado en 1987, y debía ser acabado; y se decidió llevar a cabo una revisión global de la política del Gobierno en energía nuclear en 1994, cuando se esperaba que Sizewell B estuviese en servicio. La revisión de Sizewell-B fue completada en 1991, y se argumentó que los gastos que ya se habían realizado eran tan grandes, que la suspensión de la planta no daría lugar a ningún tipo de ahorro.

La provisión a pagar por el desmantelamiento nuclear, obtenidas antes de la privatización, arrojaron un valor de 3.800 millones de libras esterlinas de las cuentas de las empresas nacionalizadas; no fueron separadas de los activos de las empresas, ni fueron transferidas a Nuclear Electric y Scottish Nuclear, por lo que se consideraron pérdidas a todos los efectos³⁰⁶.

Ahora resulta evidente que, en general, la energía nuclear nunca fue rentable durante todo el período hasta 1990, pero no se otorgaron mayores subsidios explícitos: tan solo se trasladaron los costes adicionales a los consumidores.

³⁰⁶ Stephen Thomas, "The organisation and the costs of the decommissioning nuclear plants in the UK", *Economía delle Fonti di energia e dell'ambiente*, n° 2, 2008.

III.6.4.2. El Período 1990-1996

Las prisas con las que se cambiaron los planes de privatización, y se introdujo el FFL, significaba la aceptación de que el planteo anterior era erróneo. Entre 1990 y 1996, unos 6.000 millones de libras fueron recaudados de los consumidores en el marco del FFL, esencialmente como un subsidio a la energía nuclear. En teoría, el FFL se debía pagar a todas las tecnologías que no utilizaran combustibles fósiles, pero, en la práctica, alrededor del 97% del monto total recaudado se pagó a Nuclear Electric. Michael Heseltine, el entonces ministro responsable del gobierno, dijo al Parlamento que "este (el FFL) era para pagar el desmantelamiento de las viejas e inseguras estaciones"³⁰⁷. Dicha afirmación no era exacta. No hubo restricciones en la manera en que Nuclear Electric podía usar el FFL, y fue utilizado por la compañía como un flujo de caja adicional. Una pequeña parte se destinó a clausura de centrales, casi la mitad no fue utilizada, pero el resto fue gastado por Nuclear Electric para cumplir con sus gastos inmediatos. Dado que el gasto marginal de Nuclear Electric era acabar la construcción de la planta nuclear de Sizewell B, y que no recurrió a préstamos a pesar de estar en bancarota, hay que concluir que una gran parte del importe de la FFL fue efectivamente utilizado en la construcción de Sizewell B, y que debe ser considerado como una subvención del consumidor a la energía nuclear.

Sizewell B se completó en 1995, a un costo superior a los 3.000 millones de libras esterlinas (en valores de 1995)³⁰⁸. Según los niveles de su época se trataba de un precio enorme³⁰⁹, aunque Nuclear Electric trató de explicar el alto coste como consecuencia de que era su primera asunción de gastos de este tipo. La subvención no utilizada se traspasó en su mayoría a BNFL, excepto una pequeña cantidad (227 millones de libras) que fue entregada a la empresa de generación nuclear privatizada British Energy, creada en 1996 (véase más adelante).

La mayor fiabilidad de los AGR (Reactores Refrigerados por Gas) significó que en 1995, Nuclear Electric fue capaz de cubrir sus costes de operación mediante el producto de la venta de electricidad y, como parte de la revisión de su política nuclear, el gobierno propuso la privatización de los AGR y de Sizewell B, y la eliminación de todas las subvenciones nucleares. Para llevar esto a cabo se creó en 1996, British Energy, como propietaria de los AGR y de Sizewell-B. Los reactores Magnox debían permanecer, sin duda, como una propiedad pública, y se colocaron en una nueva empresa, Magnox Electric, que fue absorbida por BNFL en 1998. El FFL fue eliminado en 1996, reduciendo así los precios de la electricidad en un 10%.

Las ocho centrales de British Energy se vendieron por sólo 1.700 millones de libras, la mitad, aproximadamente, solo del coste de construcción de Sizewell-B. Nunca se ha facilitado ninguna estimación fidedigna del costo de construcción de las siete centrales AGR. Sin embargo, en la etapa de construcción más problemática, la peor de ellas, Dungeness -B, necesitó entre 18 y 20 años de trabajo continuo antes de producir electricidad por primera vez, más un período posterior de prueba, de entre 4 a 6 años, antes de que fuese declarada comercial; ello significa que la construcción de estas plantas ha debido de ser muy cara. Si suponemos que su coste (en libras de 1995) fue de 2.000 millones de libras cada una, sólo unas dos terceras partes del coste de construcción de Sizewell B, ello significa que bienes que habían costado a los consumidores 17.000 millones de libras esterlinas, fueron vendidos sólo por el 10% de su valor.

De hecho, sólo era posible la venta de las estaciones con resultados positivos mediante la manipulación de las responsabilidades de su cierre definitivo. Los Fondos de Desmantelamiento se establecieron normalmente para pagar las tres etapas de la clausura. La 1ª Etapa es la del

³⁰⁷ M Heseltine, Presidente de la Junta de Comercio, Hansard, 19 de octubre de 1992.

³⁰⁸ MacKerron Gordon, "The Capital Costs of Sizewell C." presentado en la revisión nuclear del Gobierno como COLA 3, 1994.

³⁰⁹ Si suponemos que la inflación ha sido del 3% anual desde 1995, y que el tipo de cambio es de 1 libra = 1,5 \$ USA, llegamos a un costo de construcción de casi 6000\$ USA/kW.

combustible, la 2ª Etapa es la de la eliminación de las construcciones ligeramente contaminadas, y la 3ª etapa es la de eliminación de todas las partes restantes. Sin términos de descuento, la 1ª etapa representa, aproximadamente, el 10% del coste del desmantelamiento, pero si se descuentan las dos últimas etapas, y se consideran los largos plazos de tiempo que se asumen en el Reino Unido para las etapas posteriores (70 años, o más, antes de que se inicien), la 1ª etapa representa casi la mitad del coste estimado actualmente. En el marco de la privatización, se creó un fondo separado para la clausura, que solo tenía que cubrir las fases 2 y 3 del desmantelamiento, y se esperó pagar la fase 1 del flujo de caja. Tan pronto esto se hizo evidente, se consideró una suposición temeraria, porque British Energy asumió que no dispondría de ningún flujo de caja.

El gobierno tampoco encontró ningún problema para la entrega de las subvenciones públicas necesarias que habrían de permitir la construcción de los tres futuros PWR que seguirán a Sizewell B. La producción adicional de los AGR, y el alargamiento de la vida útil de las unidades Magnox significaba que no era necesaria una nueva capacidad de generación para mantener la contribución nuclear al mix de generación en el nivel existente.

En general, para el período 1990-96, los consumidores pagaron alrededor de 6.000 millones de libras esterlinas para subsidiar la energía nuclear, dejando abierto el pago por el desmantelamiento y la gestión de residuos. De hecho, sólo alrededor de 250 millones de libras esterlinas se gastaron realmente, mientras que aproximadamente la mitad del resto se pasó a BNFL y British Energy para pagar desmantelamientos, mientras que lo que quedaba se gastó, implícitamente, en la construcción de la nueva central nuclear, la cual los recibió efectivamente, un año antes de su finalización.

III.6.4.3. El Período 1996-2002 - British Energy

En 1998 British Energy parecía aparentemente floreciente, el precio de sus acciones se había duplicado. En 1997, en EE.UU., creó una "joint venture", Amergen, asociándose con una empresa norteamericana, PECO (que finalmente se fusionó con otra empresa y se convirtió en Exelon), con la que compró centrales nucleares existentes. Esta dinámica siguió en ascenso con un acuerdo para operar ocho reactores nucleares en Ontario (Bruce Power). Sin embargo, hacia el año 2000, la realidad se hizo cada vez más evidente: el éxito inicial de British Energy se había forjado a partir de un precio mayorista de la electricidad inflado, sostenido por una estructura de generación que no era competitiva. Las mejoras en la producción se habían acabado, y las reducciones de costes de explotación también parecieron haber llegado al límite. La intrínseca falta de fiabilidad de los AGR fue reconocida por British Energy.

En 2002 British Energy tuvo que buscar ayuda del gobierno británico que, el 5 de septiembre ese año, la proveyó de una línea de crédito de 410 millones de libras esterlinas, un crédito que se elevó, el 26 de septiembre, a 650 millones. British Energy había tenido éxito en la reducción de sus costes de operación, alcanzando, irónicamente, su punto más bajo el año en que casi se derrumbó. Sin embargo, su rentabilidad estaba determinada por un precio de electricidad al por mayor que se había mantenido artificialmente alto a causa de la elevada concentración del mercado eléctrico, y que cuando empezó a bajar a partir del 2000, la llevó a serias dificultades. El 28 de noviembre de 2002, se autorizó un plan de rescate por parte del Gobierno, cuyos principales puntos fueron:

- Una renegociación con BNFL de los contratos para nuevo combustible, y para el reprocesado del combustible agotado;
- Una reducción en las contribuciones que British Energy debía hacer al fondo de desmantelamiento;
- y
- La venta de las participaciones norteamericanas de British Energy, Bruce Power y Amergen.

III.6.4.4. El período a partir de 2002 - British Energy

El Gobierno reconoció que este paquete de rescate era de "ayudas estatales" y la Comisión Europea puso en marcha una investigación para decidir si se trataba de una ayuda desleal del Estado³¹⁰. La Comisión Europea valoró estas medidas en una suma sin descuento de 10.000 millones de libras esterlinas, pero en septiembre de 2004 decidió permitir el plan de rescate³¹¹. British Energy fue relanzada en enero de 2005 y, desde entonces, las acciones han incrementado su valor de relanzamiento desde un precio de 2,85 £, a un máximo de más de 7 £ en 2006.

El paquete de reestructuración constaba de siete medidas que se acordaron entre British Energy, sus principales acreedores (incluida BNFL), y el Gobierno británico:

- A. Medidas relacionadas con la financiación de los riesgos nucleares;
- B. Medidas acordadas con BNFL, relativas a la cadena de combustible;
- C. Medidas de suspensión;
- D. Reestructuración del paquete de deuda de acreedores importantes;
- E. Introducción de una nueva estrategia comercial;
- F. Cesiones de activos para ayudar a financiar la reestructuración;
- G. Aplazamientos de impuestos locales.

A. Medidas relacionadas con la financiación de las responsabilidades nucleares.

Las principales medidas, subdivididas en las siguientes categorías, fueron

1. Contratos históricos de combustible. El gobierno británico asumió la responsabilidad del coste de dichos contratos para el reprocesamiento del combustible gastado.
2. Responsabilidades no contratadas. El gobierno se comprometió a sufragar esos gastos a través de un Fondo Nuclear de Responsabilidad Civil (NLF). Las responsabilidades incluían la eliminación definitiva del combustible gastado, el plutonio, uranio y los residuos procedentes del reprocesamiento de combustible de los AGR; el almacenamiento y la eliminación final del combustible agotado de los PWR, incluida la construcción de un almacén seco en Sizewell B, y el almacenamiento y eliminación de los residuos de funcionamiento.
3. Responsabilidades de cierre definitivo. El gobierno se comprometió a pagar los gastos que no podían ser cubiertos por el NLF.
4. Exención fiscal. Que representa el valor del impuesto que se hubiese adeudado si los tres últimos "activos" hubiesen estado gravados. El gobierno del Reino Unido introdujo una legislación para evitar que fuesen considerados impositivos.

Estas medidas (ver Tabla 12) fueron compensadas por el valor de los fondos de desmantelamiento existentes, el Nuclear Decommissioning Fund (NDF), fue transferido al NLF, y British Energy fue obligada a continuar haciendo un pequeño pago anual al NLF, de alrededor de 20 millones de libras esterlinas.

³¹⁰ Las ayudas de Estado en sí no son ilegales bajo la legislación de la Unión; pero sí lo son si se considera que distorsionan la competencia.

³¹¹ Comisión Europea, "Commission decision of 22 September 2004 on the State aid which the United Kingdom is planning to implement for British Energy plc", Official Journal of the European Union, European Commission, L 142, 6 de junio de 2005, pp 26-80; <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2005:142:0026:0080:EN:PDF>.

Cuadro 12: Valor de las medidas A (en millones de £)

	Valores netos presentes, descontados al 5,4% nominal.	Valores no descontables.
Contratos históricos de combustible	2.377	3.067
Responsabilidades no contratadas	951	3.375
Responsabilidades de desmantelamiento	1.115	5.062
Exención fiscal	1.047	1.077
Pagos de BE al NLF	(2.007)	(2.510)
Total	3.483	10.071

Fuente: <http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2005:142:0026:0080:EN:PDF>

Nota: Tasa de descuento del 5,4% nominal, recomendada como el tipo de referencia a partir del 1 de enero de 2003, con arreglo a la comunicación de la Comisión Europea relativa al método de fijación de los tipos de referencia y descuento.

B. Medidas acordadas con BNFL relativas a la cadena de combustible.

Como parte del plan de reestructuración, BNFL, que era (como propietario nacional) el acreedor más importante de British Energy, acordó modificar el suministro de combustible y los contratos de reprocesado con British Energy (ver Tabla 12). El valor de estos cambios se evaluó en dos partes, a partir de 2004-2008, y a partir de 2008; y en tres escenarios, el "superior" (de menor coste para los contribuyentes), el "bajo" (el de coste más alto para los contribuyentes) y el "banco" (la hipótesis central)). El gobierno británico declaró que hacer cálculos exactos del ahorro por parte de British Energy a partir de 2006 sería difícil, dado que estaba previsto que los contratos de suministro de combustible previos a la reestructuración concluyeran en 2006. El uso de distintas tasas de descuento para las medidas A y B significa que los valores actualizados son difíciles de comparar.

Cuadro 13: Valor de la medida B (en millones de £)

	Superior	Banco	Bajo
2004-08	46	72	103
No descontable	-87	559	1,113
Valor actual neto descontado al real 3.5%	-289	174	589

Fuente: <http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2005:142:0026:0080:EN:PDF>

Nota: La tasa de descuento real del 3,5% corresponde a la tasa de descuento del sector público.

C. Medidas de suspensión.

Como parte del plan de reestructuración, British Energy llegó a acuerdos (Acuerdos de Suspensión) para suspender, sujeta a ciertas condiciones, los pagos debidos a BNFL y a una serie de acreedores financieros significativos (ver Tabla 14). Este acuerdo se aplicó en 2003 y 2004.

Cuadro 14: Valor de la medida C (en millones de £)

	2003	2004	Total
Ahorro de dinero en efectivo	300	642	942

Fuente: <http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2005:142:0026:0080:EN:PDF>

D. Reestructuración del paquete de la deuda de acreedores importantes.

Además de los acuerdos de suspensión, el plan de reestructuración prevé que las demandas de acreedores importantes sean reestructuradas y reprogramadas. El pasivo reestructurado de estos acreedores suma 1.263 millones de libras esterlinas. El pasivo fue reestructurado mediante la

emisión de nuevos bonos y acciones de British Energy. No se dio valor a este paquete, probablemente porque los acreedores fueron todas empresas del sector privado, y el coste no fue convalidado por el contribuyente.

E. Introducción de una nueva estrategia comercial.

Se introdujo una nueva estrategia comercial para la producción de las plantas de British Energy. Nuevamente, no parece implicar costo para el contribuyente.

F. Cesiones de activos para ayudar a financiar la reestructuración.

Los activos de las compañías Bruce Power y Amergen fueron vendidos, de nuevo sin consecuencias financieras para el contribuyente.

G. Aplazamiento de impuestos locales.

Cinco autoridades locales aceptaron posponer sin intereses el pago de los impuestos municipales que se les adeuda por parte de British Energy. En total, 4,3 millones de libras esterlinas en tasas de los pagos se aplazaron desde noviembre de 2002 hasta febrero de 2003. Las tasas fueron pagadas por British Energy en su totalidad en febrero de 2003, y el interés por el pago atrasado se abonó en octubre de 2003. También parece haberse hecho sin costo alguno para el contribuyente (o para las autoridades locales).

III.6.4.5. Valor total de las ayudas estatales

Si partimos del escenario "banco" en el caso de las Medidas B, el valor total de la ayuda estatal era de más de 11.500 millones de libras esterlins (véase Cuadro 15).

Cuadro 15: Valor de todas las medidas (en millones de £)

	Valores no descontables
Medidas A	10.071
Medidas B	559
Medidas C	942
Total	11.572

A cambio de esta ayuda estatal, el gobierno tenía derecho al 65% neto del flujo de caja de British Energy; el efectivo restante, después de impuestos, gastos de financiación y del pago de 20 millones anuales de libras esterlinas al NLF. La cantidad sería ingresada en el NLF, pero se podían convertir en acciones en cualquier momento. No se realizó ningún pago en el ejercicio financiero 2004/05, la empresa solo fue relanzada en enero de 2005, pero los pagos fueron realizados en los dos años siguientes (ver Tabla 16). En 2007/08, el efectivo restante era equivalente a 305 millones de libras esterlinas, pero el NLF renunció a su derecho a 134 millones de libras esterlinas. No se hizo ningún pago en la primera mitad de 2008/09, y no está claro si se hará algún pago en la segunda mitad de 2008/09.

Cuadro 16: Pagos en efectivo al NLF (en millones de £)

	Pagos
2004/05	0
2005/06	105
2007/08	171
Total	276

Fuente: British Energy Annual Report and Accounts, varios.

En mayo de 2007, el gobierno anunció su intención de convertir en acciones casi la mitad de su derecho al efectivo, y venderlas. Esto se realizó el 6 de junio de 2007 y generó aproximadamente 2.340 millones de libras esterlinas, que se ingresaron en el NLF. El derecho a efectivo se redujo al 35,1%. En diciembre de 2008, EDF aceptó una oferta de 12.500 millones de libras esterlinas para hacerse cargo de la totalidad de British Energy, lo que implicó la compra del restante 36% del derecho de cuota del gobierno británico. Esta recaudó 4.420 millones de libras esterlinas, que fueron ingresadas en la NLF³¹². A pesar de la toma de posesión por parte de EDF, el gobierno retiene todas sus responsabilidades en favor de British Energy, incluida la obligación de cubrir cualquier déficit en el NLF.

Un total de 7.000 millones de libras esterlinas se han pagado al NLF como consecuencia del régimen de efectivo de caja, se pusieron a la venta casi 8.400 millones de libras esterlinas, que era el valor de la previsión de clausura de centrales del gobierno y de los contratos históricos de combustible. Sin embargo, en los cuatro años transcurridos desde su rescate, los pasivos que cubrían con las NLF (servicios de base, costes de combustible no contratados y desmantelamiento) han aumentado su coste de 8.800 millones de libras esterlinas (de los cuales 5.200 millones son para la clausura) a 12.100 millones de libras esterlinas (de los cuales 9.400 millones son para la clausura) así que el NLF está lejos de tener la certeza de disponer de suficientes fondos para que el contribuyente no tenga que soportar una parte del coste.

Incluso si suponemos que no habrá ningún coste para el contribuyente en servicios de base, costes de combustible no contratados y desmantelamiento, el costo estimado del rescate de British Energy todavía está alrededor de 3.400 millones de libras esterlinas.

La Oficina Nacional de Auditoría (NAO), fue crítica con el gobierno británico por no controlar la escala de las responsabilidades de British Energy. Con el rescate probado, el contribuyente podía haber dejado de asumir los grandes pasivos en el caso del fracaso de British Energy, y la NAO sostuvo que el gobierno debería haber hecho un seguimiento más cuidadoso de esos pasivos³¹³.

III.6.4.6. El período de 1996 en adelante - el BNFL

La mayor parte de los ingresos no gastados de la FFL (alrededor de 2.700 millones de libras esterlinas) se pasaron a Magnox Electric, los nuevos propietarios de las centrales Magnox. Esto se debió a que las Magnox eran muy caras de desmantelar y, dado su cercano final, la necesidad de fondos era más urgente que para las centrales de British Energy. En 1998, Magnox Electric se convirtió en una división de BNFL. Los ingresos no utilizados fueron identificados por separado en la contabilidad de BNFL como Cartera de Inversiones de las Responsabilidades Nucleares (NLIP) y fueron invertidos de una manera destinada a asegurar que no perderían valor. Hacia 2004, con las adiciones del interés de BNFL, el fondo ya había crecido hasta un poco más de 4.000 millones de libras esterlinas. Sin embargo, el fondo era interno, y no estaba rigurosamente separado de los negocios de BNFL. Además, BNFL tenía problemas financieros cada vez más profundos, ya que no podía cubrir sus activos y se le permitió seguir funcionando sólo mediante garantías del gobierno (la Secretaría de Estado de Empresa).

En 2003, el gobierno perdió finalmente la paciencia con BNFL, y decidió eliminar todos los emplazamientos BNFL y entregarlos a la Nuclear Decommissioning Agency (NDA), que estaba a punto de ser creada.

El Tesoro absorbió en silencio la NLIP dentro de sus otros ingresos, y este dinero se gastó de la misma manera que todos los otros ingresos del gobierno.

³¹² Press Association, "Nuclear sale raises £4.5bn for decommissioning fund", 19 de enero de 2009.

³¹³ Oficina Nacional de Auditoría, "The restructuring of British Energy", National Audit Office, London, 2006, http://www.nao.org.uk/publications/0506/restructuring_of_british_energ.aspx#

III.6.5. El futuro

Cuando British Energy se desplomó en el período 2002/03, sus costes de funcionamiento eran de 18,6 £/MWh, superior a las 16,7 £ de 2001/2002, pero su precio de venta promedio era de sólo 18,3 £/MWh. Desde su relanzamiento en 2005, la compañía había generado grandes ganancias y se la consideraba como un gran éxito. Sin embargo, todo este éxito parece que tiene mucho que ver con los precios de la electricidad de alta, y muy poco que ver con el desempeño de la empresa. Sus gastos de explotación han seguido aumentando, llegando a 30 £/MWh en 2007/2008. Afortunadamente para British Energy, el precio de la electricidad se ha incrementado aún más rápidamente, y en la temporada 2007/2008, alcanzó las 40,7 £/MWh. Sin embargo, en la primera mitad de 2008/2009, su costo de operación se había disparado a 41,9 £/MWh. Afortunadamente, el precio de venta se había mantenido alto, a 47,2 £/MWh. Sin embargo, si como parece probable, los precios de la energía caen abruptamente a medida que disminuya la demanda, y los precios de los combustibles fósiles también caen, British Energy podría tener una nueva pérdida de intercambios comerciales. A más largo plazo, las centrales están envejeciendo rápidamente y los costes siguen cayendo, por lo que la empresa tendrá pérdidas antes o después. Queda por ver si los pasivos que deja recaerán nuevamente en los contribuyentes, si EDF no está dispuesta a asumirlos.

Conclusiones sobre las Subvenciones del Reino Unido.

Hasta 1990, no había subvenciones declaradas a la energía nuclear. Si bien era evidente que las plantas nucleares estaban lejos de ser económicas, los costes adicionales, que son imposibles de calcular, eran simplemente trasladados a los consumidores. Desde 1990-1996, hubo un subsidio explícito de los consumidores de alrededor de 1.000 millones de libras esterlinas por año. Aproximadamente la mitad de este subsidio se gastó en una nueva planta nuclear, que pronto se demostró que, en esencia, carecía de valor, y casi todo el resto fue expropiado sigilosamente por el Tesoro en 2005, y se utiliza para gasto corriente general del gobierno. Sólo 227 millones de libras esterlinas fueron conservados y están disponibles para su uso, uso del que al público se ha dicho que es para la clausura.

La privatización de British Energy sólo fue posible mediante la venta a un precio que era sólo una pequeña fracción del costo de los activos, y con demasiada poca atención a las responsabilidades que recaerían sobre el erario público si la empresa fallaba. Cuando esto sucedió en 2002, el gobierno decidió intervenir y no, como hubiese sido una política normal, permitir que la compañía cerrarse. El resultado del rescate fue calculado por el gobierno en más de 1.000 millones de libras esterlinas a costa a los contribuyentes. Los altos precios de la electricidad han hecho que el gobierno haya sido incapaz de recuperar parte de esas pérdidas con la venta de sus acciones en la empresa, pero el riesgo de una nueva caída de British Energy son aún más evidentes, y los costes podrían recaer en el contribuyente.

IV. Desglose por Región y País ³¹⁴

IV.1. África

Sudáfrica tiene construidos dos reactores franceses (Framatome). Su construcción comenzó en los años 70, los dos en el emplazamiento de Koeberg, al este de Ciudad del Cabo. Abastecen el 5,2% (frente al 6% en 2003) de la electricidad del país. Estos reactores son las únicas plantas de energía nuclear que operan en el continente africano.

La empresa sudafricana Eskom, de propiedad estatal, realizó un esfuerzo en 1998 para desarrollar el PBMR (Pebble Bed Modular Reactor), un reactor moderado por grafito y refrigerado por helio líquido basado en unos primeros diseños alemanes. Inicialmente estaba previsto que se construiría una planta de demostración y que los pedidos comerciales serían posibles a partir de 2004. Se creó una subsidiaria propiedad de la empresa, PBMR Ltd, en 2000, y un número de inversores, entre ellos BNFL del Reino Unido (de propiedad estatal); la empresa PECO Energy (más tarde Exelon), de los EE.UU.; así como la Corporación para el Desarrollo Industrial, propiedad del Gobierno de Sudáfrica, y la propia Eskom, se comprometieron a financiar una fase de viabilidad. En diciembre de 2001 Exelon dijo que estaba considerando la construcción de un reactor PBMR en los EE.UU. en paralelo a los propuestos en el sur de África. Sin embargo, tras un cambio en la gestión de Exelon, la empresa se retiró de la totalidad del proyecto PBMR en abril de 2002.

Todas las empresas, excepto Eskom, fallaron al no invertir tanto como se había prometido: los costes y los plazos se incrementaron de forma dramática, dejando a Eskom y al gobierno de Sudáfrica soportando los costes. En el año 2008, el funcionamiento de la planta de demostración no se calculaba para antes del 2016. Sus costes habían aumentado casi 10 veces desde las primeras estimaciones, y no se esperaban pedidos comerciales antes de 2026. Aparecieron también serios problemas técnicos³¹⁵ y, en febrero de 2009, Eskom, el único cliente potencial, abandonó los planes para construir la planta de demostración. En mayo de 2009, PBMR Ltd aún no había decidido qué hacer, pero sus fondos se deben ejecutar a principios de 2010 y, si no surgen nuevos inversores, la compañía tendrá que cerrar³¹⁶.

Los retrasos del PBMR han llevado a Eskom a considerar la compra de grandes PWR, preseleccionando el EPR de AREVA NP, y el Westinghouse AP 1000. Presentó un presupuesto de 343.000 millones de Rands (unos 34.000 millones de \$ USA), para construir 16 GW de potencia en nuevas plantas de carbón y nucleares para el año 2017. A más largo plazo, planeaba construir 20 GW de centrales nucleares para el 2025. Sin embargo, a 5.000 dólares USA por kW instalado, su presupuesto cubriría menos de 7 GW de nueva capacidad nuclear. Eskom se enfrenta a un reto adicional, bajo la forma de una reducción en la calificación de crédito por parte de Moody's en agosto de 2008 a Baa2. Finalmente, en noviembre de 2008, Eskom admitió la derrota y desechó su propuesta debido a que la escala de la inversión era demasiado alta. Esto a pesar de la voluntad de Coface para ofrecer crédito a la exportación con garantías³¹⁷, y pese a las afirmaciones de AREVA según las cuales podrían haber arreglado hasta el 85% de la financiación³¹⁸.

³¹⁴ Salvo mención contraria, las cifras sobre el número de reactores en funcionamiento (en mayo de 2009) y la participación nuclear en la generación de electricidad (en 2008) se han tomado de la Información de energía de la OIEA, Power Reactor Information System (PRIS) mediante datos en línea. Las cifras sobre la cuota nuclear de la producción comercial de energía primaria se han tomado de BP, "Statistical Review World Energy, junio de 2009. El número de reactores en construcción se basan esencialmente en el informe PRIS, de la OIEA, a partir del 1 de agosto 2009.

³¹⁵ Rainer Moormann, "A safety re-evaluation of the AVR pebble bed reactor operation and its consequences for future HTR concepts", Forschungszentrum Jülich, de 2008. Ver <http://juwel.fzjuelich.de:8080/dspace/handle/2128/3136>, consultada el 20 de abril de 2009.

³¹⁶ Stephen Thomas, "PBMR: hot or not?", Nuclear Engineering International, abril de 2009.

³¹⁷ Nucleonics Week "French export credit agency to insure loans for CGNPC, Eskom", 21 August 2008.

³¹⁸ The Star, "Nuclear bid had funding -AREVA", 30 de enero de 2009.

IV.2. Las Américas

Argentina cuenta con dos reactores nucleares que proveen menos de 6,2% de la electricidad del país (frente al 9% en 2003). Argentina fue uno de los países que se embarcaron en un ambiguo programa nuclear, oficialmente con fines civiles, pero con un fuerte grupo de presión militar detrás. Sin embargo, las dos centrales nucleares han sido realizadas por constructores extranjeros, Atucha-1, un reactor de agua pesada de diseño único, que comenzó a funcionar en 1974, fue suministrado por Siemens; y Embalse, un reactor tipo CANDU, suministrado por la Canadian AECL. Embalse fue conectado a la red en 1983. El reactor Atucha-2, que aparece clasificado como "en construcción" desde 1981, iba a ser construido por un consorcio conjunto de Siemens y una empresa argentina, consorcio "que cesó en 1994 con la paralización del proyecto"³¹⁹. Sin embargo, en 2004, la AIEA estimaba que se podía esperar la puesta en marcha de Atucha-2 en el 2005. A finales del 2007, la espera de AIEA se había convertido en un signo de interrogación, que fue sustituido por Octubre de 2010 como nueva fecha prevista para la conexión a la red. Para mediados de 2008 la planta había sido completada en un 80%^{NdR1}.

En julio de 2007, Nucleoeléctrica Argentina firmó un acuerdo con Atomic Energy of Canada Ltd. (AECL) para comenzar negociaciones comerciales sobre la entrega potencial de un reactor CANDU-6 de 740 MW. A principios de mayo 2009, Julio de Vido, ministro de Planificación y Obras Públicas de Argentina, afirmó que la planificación de un cuarto reactor nuclear estaría en marcha, y que la construcción podría comenzar, como pronto, en el plazo de un año³²⁰. Sin embargo, hasta la fecha no se ha informado de ninguna decisión sobre el emplazamiento, ni de ninguna licitación^{NdR2}.

Los presidentes de Argentina y Brasil se reunieron en febrero de 2008, e informaron que pensaban acceder a "desarrollar un programa de cooperación nuclear con fines pacíficos, que servirá como ejemplo en el mundo"³²¹.

Brasil cuenta con dos reactores nucleares que suministran el 3,1% de su electricidad (inferior al 4% de 2003). Ya en 1970, el primer contrato para la construcción de una planta de energía nuclear, Angra-1, fue adjudicado a Westinghouse. El reactor alcanzó su criticidad en 1981. En 1975, Brasil firmó con Alemania el que ha quedado, probablemente, como el mayor contrato único en la historia de la industria nuclear mundial, la construcción de ocho reactores de 1.300 MW en un período de 15 años. El resultado fue un desastre. Debido a la creciente carga de una deuda exterior cada vez

^{NdR1} Atucha II sería puesta en funcionamiento en septiembre de 2011 (Abeceb, "Buenos Aires: a fin de año se licitaría Atucha II", Buenos Aires, 16 de agosto de 2010). Ver: Montenegro, R. "Argentina: Will Atucha II survive the truth?", NIRS- WISE Nuclear Monitor, #618, 618.5651, pp. 7-8, 2004).

^{NdR2} Está en proceso la extensión por 25 años de la central nuclear de Embalse en Córdoba (acuerdo con AECL de Canadá). Por Ley Nacional nº 26.566/2008 se aprobó, sin debate, la construcción de Atucha III aguas debajo de Atucha II en Lima. Para ello firmaron un acuerdo AECL, Nucleoeléctrica Argentina S.A. (NASA) y CNEA (septiembre 2008). Con un costo estimado de 3.000 millones de dólares utilizaría un reactor ACR-1000 (Perfil, "El gobierno avanza con Atucha III, un negocio de U\$S 3.000 millones", Buenos Aires, 13 de marzo, 2010). Se proyectan además la construcción de un reactor CAREM de 25 MWe en Formosa (fuertemente resistido por la sociedad civil) y un reactor de experimentación, el RA-10, de 30 MWt, que sería construido junto a la central nuclear de Embalse (costo: 740 millones de dólares, comenzaría a funcionar en 2016). Su tecnología sería similar al reactor Opal construido por INVAP de Argentina en Sydney (Australia).

³¹⁹ En http://www.pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/cnpp2003/CNPP_Webpage/pages/..countryprofiles\Argentina\Argentina2003.htm

³²⁰ Market Wire, "Argentina to Reinforce Nuclear Energy by Adding 700 MW and Building Fourth Nuclear Plant", el 7 de mayo de 2009.

³²¹ WNN, "Argentina and Brazil team up for nuclear", el 25 de febrero de 2008. Ambos países tienen un largo camino que recorrer para hacer que sus programas sean ejemplares. Su industrias, así como sus antecedentes en temas de no proliferación están lejos de ser convincentes^{NdR3}.

^{NdR3}: Argentina ratificó el NPT el 18 de enero de 1994 y Brasil el 29 de abril de 1968. Ambos países también ratificaron sus enmiendas en 1990 (Resolución 267 [E-V]), en 1991 y 1992 respectivamente (Resolución 268 [XIII]) y en 1992 (Resolución 290 [E-VIII]). Argentina adhirió al Programa RERTR (Reduced Enrichment for Research and Test Reactors), completando a fines de 2008 el reemplazo de los núcleos.

mayor, y al evidente interés en el armamento nuclear por parte de los militares brasileños, prácticamente todo el programa fue abandonado. Solo el primer reactor del programa, Angra-2, fue finalmente conectado a la red en julio de 2000, 24 años después de haber comenzado su construcción.

La construcción de Angra-3 fue abandonada en junio de 1991. Las esperanzas de Eletronuclear, el titular de la planta, de relanzar la construcción sufrieron un severo bloqueo en julio de 2008, cuando el Ministro de Medio Ambiente, Carlos Minc, anunció 60 estrictas condiciones de "pre-licencia" para su realización. El reto más difícil, sin duda, era el de crear una solución "definitiva" para la deposición final de los residuos radiactivos de alta actividad. De hecho, la terminación de Angra-3 "parece más dudosa" ahora³²².

Canadá fue uno de los primeros inversores en energía nuclear, y comenzó a desarrollar un nuevo diseño de reactor de agua pesada en 1944. Se estableció así el desarrollo del programa de reactores canadienses, que establece una única vía de acceso con la aprobación del diseño de reactor CANDU (CANadá Deuterio Uranio). Las diferencias clave entre el CANDU y los reactores de agua ligera, que fueron los más ampliamente adoptados, son que se alimenta de uranio natural, que puede abastecerse de combustible sin tener que apagar, y que está refrigerado y moderado por agua pesada.

Oficialmente, en el país hay 18 reactores en funcionamiento, todos CANDU, proporcionando el 14,8% de la electricidad (frente al 12,5% en 2003). Cuatro unidades adicionales aparecen en la relación de la OIEA como de "apagado a largo plazo". Los reactores canadienses han estado plagados de problemas técnicos a lo largo de su historia de funcionamiento, problemas que han llevado a sobrecostos en la construcción, y a la reducción de los factores anuales de capacidad. En agosto de 1997, Ontario Hydro anunció que cerraría temporalmente sus siete reactores más antiguos para poder realizar una revisión importante. Los cuatro reactores de Pickering-A se cerraron a finales de 1997, a los que se unieron los tres restantes reactores Bruce-A, cerrados el 31 de marzo de 1998; la unidad 2 de Bruce A ya había sido cerrada en octubre de 1995. En su momento se trató del cierre de reactores más grande en la historia internacional de la energía nuclear: más de 5.000 MW de capacidad nuclear, un tercio de las centrales nucleares de Canadá. La empresa, Ontario Hydro, requerida para la "recuperación gradual" de los reactores nucleares, comenzó con "amplias mejoras" en las centrales operativas (Pickering B, Bruce B, y Darlington) para devolverlas luego al servicio. Se han producido retrasos significativos en el reinicio de los reactores y, a partir de mayo de 2009, sólo cuatro de los ocho reactores habían vuelto a funcionar; dos más estaba previsto que vuelvan a estar disponibles a finales de 2009 o principios de 2010. Los dos restantes, Bruce - A3 y A4, acordaron con Bruce Power que se programasen para estar nuevamente disponibles hacia 2013, siendo "uno de los proyectos de ingeniería más complejos de América del Norte"³²³.

En marzo de 2009, Bruce Power anunció que estaba buscando un emplazamiento en Whitemud, cerca de Lac Cardenal, en Alberta, para una planta nuclear de 4.000 MW. La empresa había seleccionado otro emplazamiento un año antes, pero lo abandonó debido a la oposición masiva. Bruce Power predijo un plazo de 10 años para la fase de preparación del emplazamiento y construcción, por lo que las unidades se pondría en marcha después de 2020. No se ha tomado ninguna decisión sobre este asunto.

El 16 de junio de 2008, el gobierno canadiense anunció que Darlington, en Ontario, sería la ubicación para un proyecto de dos unidades de nueva construcción, y el 20 de mayo de 2009 se filtró la información de que el gobierno de Ontario había elegido a AECL como el principal postor, por

³²² WNN, "The completion of Brazil's Angra-3 reactor looks more doubtful after the country's environment minister set 60 tough conditions for the project", 24 de julio de 2008.

³²³ Bruce Power, "Bruce A Restart & Refurbishment project expanded", 29 de agosto de 2007;

<http://www.brucepower.com/pagecontentU12.aspx?navuid=5002&dtuid=83558>, consultada el 22 de mayo de 2009.

delante de AREVA y Westinghouse, para empezar a construir la primera nueva central nuclear en Canadá en 25 años. Los dos nuevos reactores se prevé que empezará a funcionar en 2018.

Sin embargo, se informa de que el gobierno provincial condicionó cualquier visto bueno a que el gobierno federal diese garantías para cubrir los riesgos financieros implicados³²⁴.

A principios de julio de 2009, el gobierno de Ontario dejó de lado todo el plan y el primer ministro McGuinty dijo: "No era un factor estando en medio de la única gran recesión económica mundial en los últimos 80 años."³²⁵ Por tanto, las necesidades de energía estaban, en realidad, disminuyendo en lugar de aumentar como se había previsto, dejando más tiempo a la provincia para tomar una decisión sobre una nueva construcción.

New Brunswick está analizando la opción de agregar un segundo reactor nuclear al emplazamiento de Point Lepreau pero, mientras tanto, un proyecto de 1.400 millones de dólares de renovación de la primera unidad se está ejecutando al menos con tres meses de retraso, y podría extenderse hasta bien entrado el año 2010. La unidad no funciona desde abril de 2008.

Cualquier nueva construcción planificada en Canadá se arriesga a tropezar con dificultades enormes. Existe una sustancial oposición local contra los proyectos, en particular en Alberta y Saskatchewan. La industria tendría que hacer frente, al mismo tiempo, a una extensa restauración y a actividades de nueva construcción. Al igual que en otros países, la industria nuclear de Canadá se enfrenta a una grave escasez de trabajadores calificados. El Presidente de la Comisión Canadiense de Seguridad Nuclear (CNSC) ha declarado que CNSC está "enfrentándose a muchas de las mismas cuestiones, como el resto de la industria nuclear ", incluyendo un volumen de negocios anual del 10%, y un 23% de la fuerza laboral con opciones de jubilación en los próximos cinco años³²⁶. La nueva construcción también implicaría un nuevo diseño CANDU, ACR-1000, que, a diferencia de las plantas anteriores, utilizase el agua ligera como refrigerante. Ello implica que debe someterse a una minuciosa revisión de la regulación y, por lo tanto, hasta ahora es imposible estimar sus costes.

AECL, con el apoyo de la Agencia Canadiense de Crédito a la Exportación, está llevado a cabo una agresiva campaña de marketing para vender reactores en el extranjero, y 12 unidades han sido exportadas hasta la fecha a Corea del Sur (4), Rumania (2), India (2), China (2), Pakistán (1), y Argentina (1). El mercado de exportación sigue siendo un componente crucial del desarrollo del programa de reactores de la AECL. En septiembre de 2004, un Memorando de Entendimiento (MoU) fue firmado con la Administración Nacional de Seguridad Nuclear de China. Este MoU pretende, en parte, facilitar el desarrollo de AECL, Reactores CANDU Avanzados.

Canadá es el mayor productor mundial de uranio, y en 2008 extrajo casi el 21% del total mundial.

El desarrollo de la energía nuclear en **México** se inició en la década de 1960 con investigaciones de emplazamientos, y el concurso de licitación fue anunciado en 1969. En 1976, General Electric comenzó la construcción de la planta de energía Laguna Verde, con la propuesta de construir dos reactores de 650 MW. La primera unidad comenzó su funcionamiento comercial en 1990, y la segunda en abril de 1995. En 2008, la energía nuclear producía el 4% de la electricidad del país (frente al 5,2% en 2003). Un proyecto de aumento de capacidad, que se encuentra actualmente en marcha, espera incrementar en un 20% la capacidad de las dos unidades instaladas. Hay algunas vagas propuestas, pero no hay planes concretos para construir nuevos reactores.

Los **Estados Unidos** tienen más centrales nucleares en funcionamiento que cualquier otro país del mundo, con 104 reactores comerciales que proveen el 19,7% de la electricidad (más o menos

³²⁴ The Globe and Mail, "AECL favoured to build Ontario reactors: sources", 20 de mayo de 2009.

³²⁵ The Star, "Economy let us delay nuclear plan, premier says", 7 de julio de 2009.

³²⁶ Michael Binder, Presidente, Canadian Nuclear Safety Commission, "Moving Forward", Presentation, 4 June 2008

estable desde 2003). Aunque hay un gran número de reactores en funcionamiento, el número de proyectos cancelados en los EE.UU. --138 unidades-- es aún mayor. Se cumplen ahora 36 años (octubre de 1973) desde que se ubicó el último pedido que no fue cancelado posteriormente. En 2007 por primera vez en tres décadas, las empresas solicitaron una licencia para construir una central nuclear. NRG/Exelon anunció planes para construir dos reactores al sur de Texas, en una ubicación que ya cuenta con dos reactores de agua a presión Westinghouse.

El último reactor que se finalizó fue Watts Bar 1, en 1996 y las licencias de construcción de cuatro futuras centrales (Watts Bar-2, Bellefonte-1 y -2, y WNP-1) fueron recientemente ampliadas, aunque no hay construcción activa en estos emplazamientos. En octubre de 2007 TVA anunció que había elegido el grupo Bechtel para completar los dos tercios construidos de Watts Bar-2, un reactor de 1.200 MW, y de 2500 millones de dólares. Su construcción había comenzado en 1972, pero fue congelado en 1985, y abandonado en 1994. Ahora se ha reiniciado y se espera que las obras de finalización duren hasta 2012. Watts Bar 1 fue una de las unidades más caras del programa nuclear de EE.UU. y su conclusión duró 23 años.

A pesar de su fracaso en el intento de construir más reactores, hasta el momento, la industria nuclear sigue teniendo éxito en dos áreas principales, ha conseguido aumentar la producción de los reactores en funcionamiento, y alargar el período de funcionamiento de las plantas. Debido a los cambios en los regímenes de funcionamiento, y a una mayor atención al desempeño de los reactores, la disponibilidad de energía de los reactores de EE.UU. ha aumentado considerablemente, pasando del 56%, en la década de 1980, al 78,3%, en 2007. Como resultado de las nuevas capacidades que se están preparando, y de los incrementos en funcionamiento de los reactores, la producción eléctrica nuclear de EE.UU. se ha triplicado durante este período. La falta de pedidos de nuevos reactores significa que alrededor de un 30% de los reactores del país funcionarán durante al menos 40 años para 2015. Originalmente se previó que los reactores de EE.UU. tendrían una vigencia de 40 años, sin embargo, se están desarrollando proyectos y aplicando permisos a los reactores para funcionar hasta 60 años. A 54 plantas nucleares de los EE.UU. les había sido concedida un permiso de alargamiento de funcionamiento desde la Comisión Reguladora Nuclear, a partir de julio de 2009, 16 solicitudes se encuentran bajo revisión, y alrededor de 21 han presentado cartas de petición para un período de funcionamiento hasta el 2017³²⁷.

Se esperaba que la elección de George W. Bush en el 2000 significase el anuncio de una nueva era de apoyo a la energía nuclear. La administración Nacional de Política Energética fijó el objetivo de que hacia el 2010 estarían construidos dos nuevos reactores, pero este objetivo no se cumplirá. Para reducir incertidumbres en relación a las nuevas construcciones se ha desarrollado un nuevo proceso de licencia. Este permite recibir una aprobación genérica del diseño de los reactores, y las empresas sólo tendrán que solicitar una Licencia Combinada de Construcción y Operación (COL), que no implicará un cuestionamiento del diseño.

A partir de julio de 2009, la Comisión de Regulación Nuclear de los EE.UU. había recibido 17 solicitudes para un total de 26 unidades³²⁸. Las solicitudes hacen referencia a cinco diferentes diseños de reactores, **Reactor Avanzado de Agua en Ebullición** GE-Hitachi (ABWR) y **Reactor de Agua en Ebullición Económico y Simplificado** (ESBWR), **Reactor Avanzado de Agua Presurizada** Mitsubishi (APWR), **Reactor Evolutivo de Agua a Presión** AREVA NP (EPR) y **AP-1000** de Westinghouse. Sólo un diseño --el ABWR, que se referencia sólo para su aplicación las unidades 3 y 4 de South Texas-- ha sido certificado por la NRC, pero esta certificación caduca en 2012, y es probable que las modificaciones importantes hagan necesario que sea certificado de nuevo.

Las demoras en el proceso genérico de aprobación significan que la secuencia se ha invertido,

³²⁷ <http://www.nrc.gov/reactors/operating/licensing/renewal/applications.html> ; consultado el 22 de mayo 2009

³²⁸ <http://www.nrc.gov/reactors/new-reactors/col.html> ; consultado el 22 de mayo 2009

encontrándose con empresas a las que se les puede conceder la COL antes de que les haya sido concedida la aprobación genérica del diseño del reactor que construirán.

A partir de julio de 2009, la NRC había concedido tres Permisos Iniciales de Ubicación (ESP)³²⁹, y recibido una aplicación adicional³³⁰ que está actualmente bajo revisión. El ESP es independiente de la licencia de construcción y funcionamiento³³¹. En esta etapa, ninguno de los solicitantes ha recibido una ESP y un certificado de diseño.

En julio de 2005 se redactó la Energy Policy Act, que tenía como propósito fomentar la inversión en nuevas plantas de energía nuclear. Las medidas incluían un crédito fiscal por la generación de electricidad, un préstamo garantizado de hasta el 80% de la deuda (sin incluir el capital), o 18.500 millones de dólares para los primeros 6 GW, apoyo adicional en caso de retrasos significativos en la construcción de hasta seis reactores, y la extensión de la responsabilidad limitada (Price Anderson Act) hasta 2025.

A finales de 2008, las empresas nucleares habían solicitado 122.000 millones de dólares en préstamos garantizados y, en mayo de 2009, el Departamento de Energía había preseleccionado a cuatro empresas para el primer grupo de beneficiarios de los préstamos: a Southern Nuclear Operating Co., para dos AP-1000 para la central nuclear Vogtle, situada en Georgia; a South Carolina Electric & Gas, para dos AP-1000 en el emplazamiento Summer, en Carolina del Sur; a NRG Energy para dos reactores ABWR en el South Texas Project, ubicado en Texas; y a Constellation, para un EPR situado en Calvert Cliffs, Maryland. Para entonces, el límite de cobertura de préstamos garantizados había aumentado del 80% de la deuda al 80% del coste total. En mayo de 2009, Friends of the Earth presentó un recurso ante el Tribunal Supremo de Carolina del Sur sobre la aprobación por parte del regulador del estado del proyecto de reactor Summer³³².

En los EE.UU., la industria nuclear ha sufrido recientemente otra serie de inconvenientes:

- Entergy solicitó a la NRC la suspensión de las revisiones específicas de los proyectos ESBWR de Grand Gulf y River Bend "después de varios intentos infructuosos para llegar a unos términos de negocios mutuamente aceptables" con GE Hitachi³³³. Grand Gulf fue uno de los tres Permisos Iniciales de Ubicación aprobados por la NRC. Días más tarde Dominion abandonó el diseño del ESBWR para su proyecto en North Anna. En ambos casos, algunos de los contratos para los componentes principales ya se habían firmado y ahora deben ser cancelados³³⁴.

- Ameren anunció que iba a retirar su proyecto de EPR en Callaway, Missouri, ya que la legislación vigente "no nos dará la certeza financiera y reglamentaria que necesitamos para completar este proyecto"³³⁵.

- En marzo de 2009, Exelon abandonó el diseño ESBWR para su proyecto de Victoria, en Texas, y eligió el ABWR en su lugar. Sin embargo, dos meses más tarde, El presidente ejecutivo de Exelon, John Rowe, declaró que su compañía podría "retrasar o cancelar" el proyecto por completo, porque no estaba entre los proyectos seleccionados por el Departamento de Energía para el préstamo garantizado³³⁶.

³²⁹ Clinton (Exelon), Golf Grand (SERI), North Anna (Dominio).

³³⁰ Vogtle (Sur).

³³¹ En <http://www.nrc.gov/reactors/new-reactors/esp.html> ; consultado el 22 de mayo de 2009.

³³² Platts, "Group goes to court over Summer reactor plans", 22 de mayo de 2009.

³³³ Entergy, "Entergy Temporarily Suspends Reactor License Applications", comunicado de prensa, el 9 de enero de 2009.

³³⁴ WNN, "Double Blow to ESBWR from Entergy and Dominion", 12 de enero de 2009.

³³⁵ Ameren, "Ameren UE Requests Sponsors to Withdraw Missouri Clean and Renewable Energy Construction Bills in General Assembly", Comunicado de Prensa 23 de abril de 2009; <http://ameren.mediaroom.com/index.php?s=43&item=634> .

³³⁶ Platts, "Exelon to 'delay or cancel' plans for new reactors, CEO says", 15 de mayo de 2009.

- Progress Florida anunció que su proyecto de Levy County se retrasaría un mínimo de 20 meses. La NRC no aceptará las bases hasta que una solicitud de COL que está pendiente sea decidida³³⁷.

- El Senado de Minnesota votó, por una mayoría de 50 a 16, mantener la prohibición del Estado sobre la energía nuclear.

- El presidente Obama ha hecho una serie de nombramientos clave que, ciertamente, no son la primera elección de los proponentes nuclear. Steven Chu, un experto en eficiencia energética y energías renovables, dirige ahora el Departamento de Energía. Carol Browner fue nombrado por el Presidente Asistente Especial para la Energía y Cambio Climático³³⁸, y Gregory Jaczko fue nombrado presidente de la NRC. Antes de unirse a la NRC como comisionado en 2005, Jaczko fue asesor científico del líder de la mayoría del Senado Harry Reid, de Nevada. Reid ha luchado durante muchos años contra la opción del cementerio final de residuos de alta actividad en Yucca Mountain^{NdT}.

- El intento de introducir una cuota de 50.000 millones de dólares para las nucleares en el Paquete de Medidas de Estímulo del gobierno de EE.UU. fue derrotado en el Congreso. En el año fiscal 2009 el presupuesto federal realizó un drástico recorte en la financiación de los programas nucleares y, "de facto", acabó con la financiación de Yucca Mountain.

IV.3. Asia

En **China** funcionan 11 reactores, con un total acumulado de 8.438 MW instalados, que generaron el 2,1% de la electricidad del país en 2008. De acuerdo con la base de datos de la AIEA PRIS hay otros 16 reactores más en construcción (aunque otras fuentes sugieren que se trata de una estimación máxima). Sin embargo, estas dos cifras ponen de manifiesto la contradicción del programa nuclear chino. En primer lugar, el 2% de contribución de la energía nuclear al suministro eléctrico se traduce en un 0,8% del suministro general de energía primaria del país, se trata de una de los porcentajes de contribución energética más bajos en el mundo (junto con la India y Pakistán). Por otra parte, China cuenta con más reactores en construcción que cualquier otro país del mundo, casi un tercio del total mundial.

La demanda energética de China está creciendo a buen ritmo, con un promedio de entre el 5 y el 10% anual durante la última década, y depende en gran medida del carbón, que provee casi el 70% de la energía del país. Por razones de seguridad del suministro y por consideraciones ambientales, China tiene un plan activo y ambicioso para aumentar la eficiencia energética (un incremento del 20% entre 2005 y 2010) y diversificar las fuentes de energía. Lo que se percibe como especialmente importante, dado el aumento previsto de la demanda. Lo más notable ha sido la propuesta de expansión del sector eólico y la situación actual, en 2007 se habían alcanzó los 5 GW de capacidad instalada, un objetivo que la Comisión Nacional de Desarrollo y Reforma (CEDR) había fijado para el 2010. Ahora se espera que el objetivo de 30 GW para 2020, pueda alcanzarse en 2012. Los observadores esperan que este objetivo sea alcanzado fácilmente, por lo que algunos predicen que la capacidad eólica instalada podría llegar a 100 GW en esa fecha³³⁹.

³³⁷ Platts, "US NRC move to delay Florida units at least 20 months: Progress", Progreso, 1 de mayo de 2009.

^{NdT} El 16 de febrero de 2010, el presidente Obama anunció su intención de relanzar la energía nuclear, impulsando la construcción de las dos nuevas plantas de Vogtle, y siendo apoyado por Carol Browner. Ver:

<http://www.publico.es/ciencias/295135/obama-resucita-la-energia-nuclear-en-eeuu>

<http://www.elmundo.es/elmundo/2010/01/30/ciencia/1264879977.html>

http://www.elpais.com/articulo/sociedad/Obama/impulsa/renacimiento/energia/nuclear/elpepisoc/20100216elpepisoc_3/Tes

³³⁸ Fortune Magazine informes sobre una sesión de "Fortune's Brainstorm" sobre energía nuclear: "Mientras que el Secretario De Energía, Steven Chu, podría estar abierto a nuevas nucleares, dijo un participante, sin mencionar la atribución, Carol Browner, asistente especial del presidente Obama para el clima, decididamente no lo está. Y Browner, añadió este participante, tiene la última palabra". Fortune Magazine, "A nuclear power renaissance? Maybe not.", 22 de abril de 2009.

³³⁹ Li Junfeng, "China's Wind Power Development Exceeds Expectations", Opinion, World Watch Institute, 2 de junio de 2008.

Los planes para el sector nuclear también requieren una mayor expansión. El actual plan de energía nuclear pretende pasar del actual nivel de 8,4 GW a 40 GW en 2020. Esto requeriría la finalización del total de los 16 reactores en construcción (15,2 GW), además de comenzar, aproximadamente, otros 15 en los próximos 11 años. Los diversos organismos gubernamentales han sugerido que este objetivo se debe aumentar, incluyendo una petición de la CEDR, de mayo del 2007, para llegar a 160 GW nucleares en 2030; y una proyección del Consejo de Electricidad de China, de junio del 2008, para llegar a 60 GW en 2020, mientras que la Administración Nacional de Energía del Estado ha informado que propone un objetivo de 70 GW en 2020. Sin embargo, incluso un objetivo tan ambicioso sólo permitiría un 3% de contribución de la energía nuclear al suministro de energía primaria en 2020.

Si bien es evidente que las habilidades en ingeniería e infraestructuras, y la demanda de energía, así como el sistema político de "dirección y control", han hecho posible la realización en China de proyectos a una escala que bien puede ser inalcanzable en otras partes del mundo, el sector nuclear chino no ha estado exento de problemas. En particular, China ha desarrollado, y continúa desarrollando, un cuidadoso equilibrio: necesita de las técnicas y las tecnologías nucleares extranjeras, y también busca ser autosuficiente en la fabricación.

Los once reactores en funcionamiento en China se han construido con una mezcla de recursos extranjeros y autóctonos. Las plantas de Bahía Daya y Lingao fueron construidas utilizando diseños de reactores de agua ligera francesa. Los de Qinshan, fase 3, son reactores CANDU 6 de agua pesada a presión, mientras que en Tianwan, fase 1, son de diseño AES-91 suministrado por Rusia. Los restantes reactores se han construido usando diseño y recursos nacionales, aunque los componentes clave, tales como las vasijas de presión, han sido importados en algunos casos (como en Qinshan, fase 1).

El deseo de tener nuevos diseños de reactores se persigue también para la próxima generación de proyectos. A finales de 2004 el Consejo de Estado aprobó los planes para la construcción de hasta ocho nuevas unidades en Sanmen y Yangjiang. Fueron recibidas tres ofertas, de Westinghouse (EE.UU.), AREVA (Francia) y Atomstroyexport (Rusia). Se dice que se evaluará el nivel de tecnología, el grado en que está probada, precio, contenido local, y la transferencia tecnológica.³⁴⁰

Los dos últimos puntos son cruciales. En el pasado China ha negociado contratos con gran habilidad. Los franceses perdieron una cantidad significativa de dinero en la entrega del primer reactor en Bahía Daya, Guandong: "No perdimos la camisa, pero sí los gemelos", declaró en su momento el Presidente de EDF. "Sí, ¡y eran de oro!" añadió el Director General, durante la conferencia de prensa de 1985, cuando se anunció el acuerdo. EDF gestionó la construcción de las dos unidades, junto a los ingenieros chinos. Al mismo tiempo, el proyecto estaba destinado a ser una puerta abierta para una serie de reactores que se entregarán. En realidad, AREVA sólo exportó dos unidades más a China en el siguiente periodo de 20 años.

Los contratos no se asignaron a los oferentes extranjeros en 2005 como estaba previsto. Westinghouse ganó la batalla contra AREVA para construir cuatro unidades de diseño Generación III, y firmó un contrato en febrero de 2007. Aunque los términos específicos no fueron revelados, se dice que el contrato tiene un valor aproximado de 5.300 millones de dólares. Se espera que la construcción comience en 2009, y la producción de energía en agosto de 2013. Uno de los factores clave en el contrato es que contiene no sólo la transferencia de tecnología para el reactor sino también para los servicios posteriores a la finalización ("back-end").

Sin embargo, y para no ser menos, el 26 de noviembre de 2007 AREVA anunció la firma de un "contrato record, de 8.000 millones de euros (...), sin precedentes en el mercado mundial nuclear".

³⁴⁰ En <http://www.uic.com.au/nip68.htm> .

AREVA construirá, junto con la china Guangdong Nuclear Power Corp. (CGNPC) dos EPR en las provincias de Taishan y Guangdong, y proveerá de "todos los materiales y servicios necesarios para su funcionamiento"³⁴¹. En octubre de 2008, AREVA y la CGNPC anunciaron una "joint venture", con una distribución del 45%/55% entre las dos compañías, para el desarrollo de reactores EPR, y otros reactores de agua ligera, tanto en China como en el exterior.

Han sido firmados acuerdos de cooperación con otros proveedores de reactores, incluyendo la AECL de Canadá (en septiembre de 2005), mientras que la Korean Doosan Heavy Industry suministraba una vasija de presión para el reactor de Qinshan, y se espera que suministre vasijas de presión para el AP1000. También se firmó un memorando de entendimiento con los organismos de Sudáfrica, para la cooperación en el reactor "pebble bed".

Además de los acuerdos para el desarrollo de reactores existen una serie de convenios de asociación para el suministro de uranio, incluidos acuerdos con empresas de Australia, Canadá, Kazajistán y Francia.

La **India** cuenta con 17 reactores, con una capacidad total de 3.779 MW, que suministran sólo un 2% de la electricidad del país (frente al 3,3% en 2003). La capacidad total de generación eléctrica en la India es de unos 130 GW de potencia --un 10% más de Francia-- para un país que tiene 20 veces la población de Francia. Menos del 3% de la capacidad de generación instalada es de origen nuclear.

La India tiene seis unidades en construcción (dos menos que en 2004) con un total de sólo 2,9 GW. Los actuales reactores en funcionamiento son también de menor capacidad, van de 90 hasta 200 MW, y la experiencia en la mayoría de construcciones demuestra retrasos que se alargan entre 10 y 14 años, y que los objetivos de funcionamiento rara vez se consiguen. En 1985, el objetivo de la India era tener 10 GW nucleares de capacidad instalada y en funcionamiento para el año 2000, lo que requería incrementar diez veces la potencia base de 1985. En realidad, la capacidad instalada subió a sólo 2,2 GW, y su capacidad real (en funcionamiento) a no más de 1,5 GW.

En 2006, el presidente de la Corporación de Energía Nuclear de la India (PNIC), dijo a los periodistas que para el año 2025 podrían estar funcionando 62 reactores nucleares, con una capacidad combinada de 40 GW³⁴². No existen evidencias sobre cómo el país conseguiría un incremento anual de 1.850 MW de potencia nuclear entre 2008 y 2025.

La India fue el primer país en utilizar las instalaciones claramente designadas como "civiles" para finalidades militares. Su prueba de armamento nuclear de 1974 desencadenó el final de la mayoría de la cooperación nuclear oficial externa y, en particular, de la inestimable ayuda canadiense. La serie de ensayos en 1998 fue un golpe a la comunidad internacional, y desencadenó una nueva fase de inestabilidad en la región, incluyendo una serie de pruebas nucleares por parte de Pakistán. Sin embargo, en julio de 2005, la administración Bush decidió levantar las sanciones comerciales nucleares contra la India y, en una declaración conjunta con el Primer Ministro indio, se sentaron las bases para un acuerdo de cooperación de largo alcance³⁴³. El acuerdo fue firmado legalmente el 8 de octubre de 2008, a pesar de las duras críticas, particularmente en los EE.UU. pero también en muchos otros países, y en la propia India³⁴⁴. El acuerdo de salvaguardias del OIEA con la India fue aprobado en agosto de 2008 y el Grupo de Proveedores Nucleares (NSG)³⁴⁵ concedió una excepción a su propia normativa el 6 de septiembre 2008. La India no ha firmado el Tratado de No

³⁴¹ AREVA, comunicado de prensa, 26 de noviembre de 2007.

³⁴² India e-noticias, 23 de mayo de 2006.

³⁴³ Para un análisis detallado de las implicaciones del acuerdo, véase Zia Mian, et al. "Fissile Materials in South Asia: The Implications of the U.S.-India Nuclear Deal", IPFM, septiembre de 2006.

³⁴⁴ Véase la nota anterior y, como ejemplo Daryl Kimbal, "Fixing a flawed nuclear deal", Arms Control Today, septiembre de 2007, http://www.armscontrol.org/act/2007_09/focus.asp.

³⁴⁵ Un grupo de 45 países que regulan el comercio internacional a fin de evitar la proliferación de armas nucleares.

Proliferación Nuclear, ha desarrollado y mantiene un programa de armas nucleares, se niega a aceptar salvaguardias totales en todas sus instalaciones nucleares, y aún se le permite recibir ayuda nuclear, y llevar a cabo comercio nuclear con otras naciones.

"Las restricciones al comercio nuclear a la India fueron levantadas el año pasado, y delegación tras delegación de empresas extranjeras han visitado el país desde entonces, informó el *"World Nuclear News"*³⁴⁶.

El gobierno francés, que no necesitaba la aprobación de su Parlamento, firmó un tratado de cooperación nuclear con la India unos días antes de la firma del acuerdo Estados Unidos - India. La industria nuclear francesa ofreció inmediatamente sus servicios. En marzo de 2009 la Corporación de Energía Nuclear India Ltd (NPCIL) y AREVA firmaron un "memorando de entendimiento" para desarrollar un proyecto con dos EPR en un emplazamiento en Jaitapur. Al parecer, 15 bancos, entre ellos 10 franceses, han ofrecido préstamos para el proyecto³⁴⁷. Otras empresas constructoras, incluyendo GE Hitachi, AECL y la industria rusa también mantienen negociaciones para un suministro potencial de centrales nucleares.

Teniendo en cuenta su pobre historial industrial en el pasado, queda por ver si el sector nuclear indio corresponderá a sus propias expectativas en el futuro. La ayuda extranjera podría marcar la diferencia, en alguna medida. Sin embargo, la decisión del gobierno australiano de mantener su embargo sobre las ventas de uranio, a menos que la India firme el Tratado de No Proliferación Nuclear, fue un revés para el país, a pesar de la renuncia del Grupo de Suministros Nucleares (NSG) a mantener el embargo.

En **Japón** funcionan 53 reactores, que en 2008 proveyeron el 24,9% de la electricidad del país. En el 2002 la energía nuclear había generado casi el 35% de la electricidad de Japón. Dos unidades en Hamaoka fueron cerradas definitivamente de manera oficial el 22 de diciembre 2008³⁴⁸. No generaban electricidad desde 2001 y 2004, respectivamente. Sin embargo, nunca llegaron a ser colocadas en la categoría de "cierre a largo plazo" del OIEA, y no fueron retiradas de la lista de reactores en funcionamiento hasta enero de 2009.

Un escándalo de falsificación masiva, que comenzó a partir de agosto de 2002, condujo a la paralización de la totalidad de los 17 reactores de la Tokyo Electric Power Company³⁴⁹. Más tarde, el escándalo se amplió a otras empresas nucleares. No es de extrañar, pues, que la generación eléctrica de origen nuclear se redujese en el país en más de una cuarta parte entre 2002 y 2003, y que el factor de carga promedio de las centrales nucleares japonesas cayese a menos de un 60%. La falsificación de los datos de control de calidad resurgió en abril de 2009, cuando Hitachi detectó que los registros de inspección de los tubos de soldadura térmica habían sido manipulados y puso en marcha una investigación³⁵⁰.

El 16 de julio de 2007, un fuerte terremoto, de 6,8 grados en la escala de Richter, sacudió la región donde se halla la planta Kashiwasaki-Kariwa, de la compañía TEPCO. Con siete unidades de generación, la planta es la central nuclear más grande del mundo. Los reactores fueron cerrados y han permanecido cerrados desde entonces para verificación de daños y reparación. Como la aceleración sísmica del terremoto detectada en uno de los reactores fue, por lo menos, 2,5 veces superior a la especificada en el diseño base de la instalación nuclear, no está claro bajo que condiciones se pueden reiniciar las unidades. Cuando, el 11 de octubre de 2007, se extrajo la primera tapa del reactor de la unidad siete para inspeccionarla, se descubrió que una de las barras de control estaba atrapada en el núcleo y no podía moverse. Lo que significaba que una

³⁴⁶ WNN, "Money no object for Indian reactor plans", 25 de marzo de 2009.

³⁴⁷ Ibidem.

³⁴⁸ Chubu Electric, Comunicado de Prensa, 22 de diciembre de 2008.

³⁴⁹ Véase también <http://cnic.jp/english/newsletter/nit92/nit92articles/nit92coverup.html>.

³⁵⁰ WNN, "Data falsification prompts component checks", 14 de abril de 2009.

característica clave de la seguridad no estaba funcionando correctamente. Ese descubrimiento puede dar lugar a más retrasos en la puesta en funcionamiento de las unidades. El factor de capacidad para el ejercicio cerrado a 31 de marzo de 2009 fue, nuevamente, de sólo el 60%.

En febrero de 2009, la Comisión de Seguridad Nuclear concedió permiso para reiniciar la unidad siete, considerada como la menos dañada del emplazamiento. El 5 de marzo de 2009 un incendio estalló en el emplazamiento de Kashiwasaki, era la octava vez que el operador TEPCO se declaraba preparado para reiniciar el funcionamiento, y la prefectura de Niigata pedía garantías adicionales de seguridad. El 8 de mayo de 2009, las autoridades locales, cediendo a "una intensa presión de TEPCO y del gobierno central", autorizaron reiniciar la unidad siete en medio de importantes protestas³⁵¹. El destino de las restantes unidades de Kashiwasaki sigue siendo incierto^{NdT1}.

Oficialmente dos reactores aparecen relacionados como en construcción, frente a tres en 2003. El reactor Monju se sigue considerando como en "cierre a largo plazo"^{NdT2}. Existen vagas referencias a otros planes de construcción, que se han reducido en varias ocasiones. Los comienzos de construcción en Ohma, Fukushima y Higashidori han sido retrasados nuevamente durante un año como mínimo. Toshiba, que es propietaria de Westinghouse, ha presentado un expediente record para el último ejercicio, con un déficit de 3.600 millones de dólares, y ha reducido la inversión prevista en un 42% para el actual año financiero³⁵².

La planta de separación de plutonio de Rokkasho-Mura inició la actividad de prueba en marzo de 2006. La instalación de reprocesamiento, con un rendimiento nominal anual de 800 toneladas, experimentó su primer problema técnico menos de un mes más tarde (una fuga en el tanque de limpieza para vainas y boquillas). Los accidentes y escándalos de los últimos años, han retrasado significativamente la introducción del combustible MOX (Óxido mixto de uranio y plutonio). Hasta el momento, el MOX no se ha utilizado, y Japón tiene un significativo "stock" de plutonio, alrededor de 47 toneladas, de las cuales alrededor de 38 toneladas están en Francia y el Reino Unido. Un navío cargado de combustible MOX fabricado en Francia, y que contenía alrededor de 1,7 toneladas de plutonio, llegó a Japón el 18 de mayo de 2009. La construcción de instalaciones de fabricación de combustible MOX propias de Japón, que llevan muchos años de retraso, se supone que comenzará en noviembre de 2009. La protección sísmica adicional ha hecho aumentar nuevamente el costo estimado en un 46%, actualmente unos 2.000 millones de dólares³⁵³.

En **Pakistán**³⁵⁴ operan dos reactores que proporcionan el 1,9% de la electricidad del país (frente al 2,4% en 2003). Una unidad adicional, suministrado por China, está en proceso de construcción. Como en el caso de la India, Pakistán ha utilizado empresas diseñadas como instalaciones nucleares civiles para fines militares. Además, el país ha desarrollado un complejo sistema para acceder ilegalmente a los componentes de su programa de armas en el mercado negro internacional, incluso provenientes de diferentes fuentes Europeas³⁵⁵. En 1998, inmediatamente después de la serie de ensayos de armas nucleares en la India, en Pakistán también hicieron explosión varios artefactos nucleares. La asistencia internacional nuclear ha sido prácticamente imposible, dado el hecho de que Pakistán, al igual que la India, no ha firmado el Tratado de No Proliferación (TNP) y no acepta las salvaguardias totales (inspecciones internacionales de *todas* las actividades nucleares del país). El

³⁵¹ CNIC, "Kashiwasaki-Kariwa-7 Restart", 8 de mayo de 2009;

<http://cnic.jp/english/topics/safety/earthquake/kk7restart8may09.html>.

^{NdT1} En agosto de 2010 funcionaban 4 de los reactores. http://www.world-nuclear-news.org/IT-Kashiwasaki_Kariwa_1_back_in_operation-0908105.html

^{NdT2} El gobierno japonés decidió comenzar las obras de reapertura del Monju en mayo de 2010, con el objetivo de que funcione plenamente en la primavera del 2013 <http://news.bbc.co.uk/2/hi/8664005.stm>

³⁵² AFP, "Toshiba to raise \$5bln: reports", 18 de abril 2009

³⁵³ Bloomberg, "Seismic Work on Japan Spent-Nuclear fuel Plant Boosts Costs 46%", 16 abril de 2009.

³⁵⁴ Para obtener más información sobre la energía de Pakistán y el programa nuclear, vea Zia Mian, Abdul H. Nayyar, "Pakistán and the energy challenge", en Lutz Mez, Schneider & Thomas Mycle Steve (eds), "International Perspectives on Energy Policy and the Role of Nuclear Power", Multi-Science Publishing, Brentwood, 2009.

³⁵⁵ Véase Mycle Schneider, "Nucleaire: Paris, la plaque tournante du trafic pakistanais", Politis, París, 1989.

programa nuclear pakistaní continua manteniendo su carácter predominantemente militar. La crisis más reciente de la seguridad de las armas nucleares en Pakistán, en vista de la proximidad de los militantes talibanes a la capital, es poco probable que empuje más a Pakistán a negar las normas básicas internacionales del NSG para la asistencia y el comercio, como en el caso de la India.

En la **República de Corea del Sur** (ROK) funcionan 20 reactores, que proporcionan el 35,6% de la electricidad del país (inferior al 40% de 2003). Además, cinco reactores están clasificados como "en construcción", y en otras dos futuras unidades el trabajo se iniciará en el 2009. Durante mucho tiempo, Corea del Sur, además de China, ha sido considerado el principal mercado de futuro para la expansión de la energía nuclear. Aunque el programa inicial se aplicó sin demasiado debate público, una gran controversia sobre el futuro del programa nuclear –y particularmente sobre el destino de los residuos radiactivos—afectó a los planes de expansión de la década de los 90, llevándolos prácticamente a su fin. El gobierno actual ha revitalizado los proyectos nucleares y, en diciembre de 2008 anunció un plan para acabar 12 unidades más hacia el año 2022, aumentando así la capacidad nuclear, desde el actual 34% al 48% de capacidad total instalada³⁵⁶.

La **República Popular Democrática de Corea** (DPRK) no tiene ningún reactor nuclear en funcionamiento. Un acuerdo internacional de 1994 (KEDO), preveía la construcción de dos reactores nucleares con asistencia financiera y técnica de los EE.UU., la UE y una serie de otros países. A cambio, la DPRK debía abandonar toda investigación y actividades relacionada con armamento nuclear y desarrollo. En 2002, los EE.UU. acusaron a la DPRK de violar el acuerdo. Aunque la acusación resultó ser exagerada, la DPRK decidió abandonar el TNP y se preparó abiertamente para la reactivación de las actividades relacionadas con el armamento nuclear. Como consecuencia de ello, el proyecto de construcción del reactor se congeló. El 7 de octubre de 2006, el país hizo explotar un artefacto nuclear para demostrar su capacidad para fabricar armas nucleares. Después de una intensa ronda de conversaciones sobre desarme, el 13 de febrero de 2007 se firmó el "Plan de Acción para la Desnuclearización de Corea del Norte", y se acordó "cerrar y sellar con el propósito eventual de abandono la instalación nuclear de Yongbyon, incluyendo el centro de reprocesamiento, e invitar nuevamente al personal del OIEA a llevar a cabo todas las medidas necesarias de seguimiento y verificación" según lo acordado entre el OIEA y la DPRK³⁵⁷. A comienzos de 2008, diversas actividades relativas a la reactivación potencial de sus armas nucleares, y relacionadas con misiles balísticos plantearon serias dudas acerca de la voluntad de la DPRK de seguir el camino del desarme y, en mayo de 2009, se realizó otro ensayo de armas, con explosión de un nuevo artefacto. En cualquier caso no existen dudas sobre el final del proyecto de construcción de dos reactores que se desarrollaba según los anteriores acuerdos internacionales.

Taiwan cuenta con seis reactores nucleares, que proporcionan el 19% de la electricidad del país (frente al 21,5% en 2003). Dos Reactores Avanzados de Agua en Ebullición, de 1.350 MWe, se están construyendo en Lungmen, cerca de Taipei. Su puesta en funcionamiento estaba programada para 2006-2007, pero se ha retrasado hasta después de 2011-2012. La unidad en funcionamiento más reciente comenzó a funcionar en 1985. Todas las plantas han sido suministradas por los Estados Unidos. Para las dos plantas en construcción, las ofertas iniciales para entregar las unidades "llave en mano" fueron rechazadas, y los contratos fueron adjudicados a General Electric para las construcciones nucleares, Mitsubishi para las turbinas, y otras empresas para el resto del equipo. La construcción comenzó en 1999. "Cuando los dos reactores habían avanzado hasta una tercera parte de su construcción, un nuevo gabinete canceló el proyecto, pero los trabajos se reanudaron al año siguiente, después de un recurso legal y una resolución favorable del Gobierno"³⁵⁸. En marzo de 2009, la empresa estatal Taipower comunicó al parlamento que necesitaría una financiación adicional de entre 1.100 y 1.500 millones de \$ USA para terminar las dos unidades para el año

³⁵⁶ Bloomberg, "South Korea to Spend \$28 Billion on New Power Plants", 28 de diciembre de 2008.

³⁵⁷ En <http://www.fmprc.gov.cn/eng/zxxx/t297463.htm>

³⁵⁸ En http://www.world-nuclear.org/info/inf115_taiwan.html

2012. Los fondos adicionales elevarán el costo total de las dos unidades entre 7.800 y 8.100 millones de \$ USA.³⁵⁹

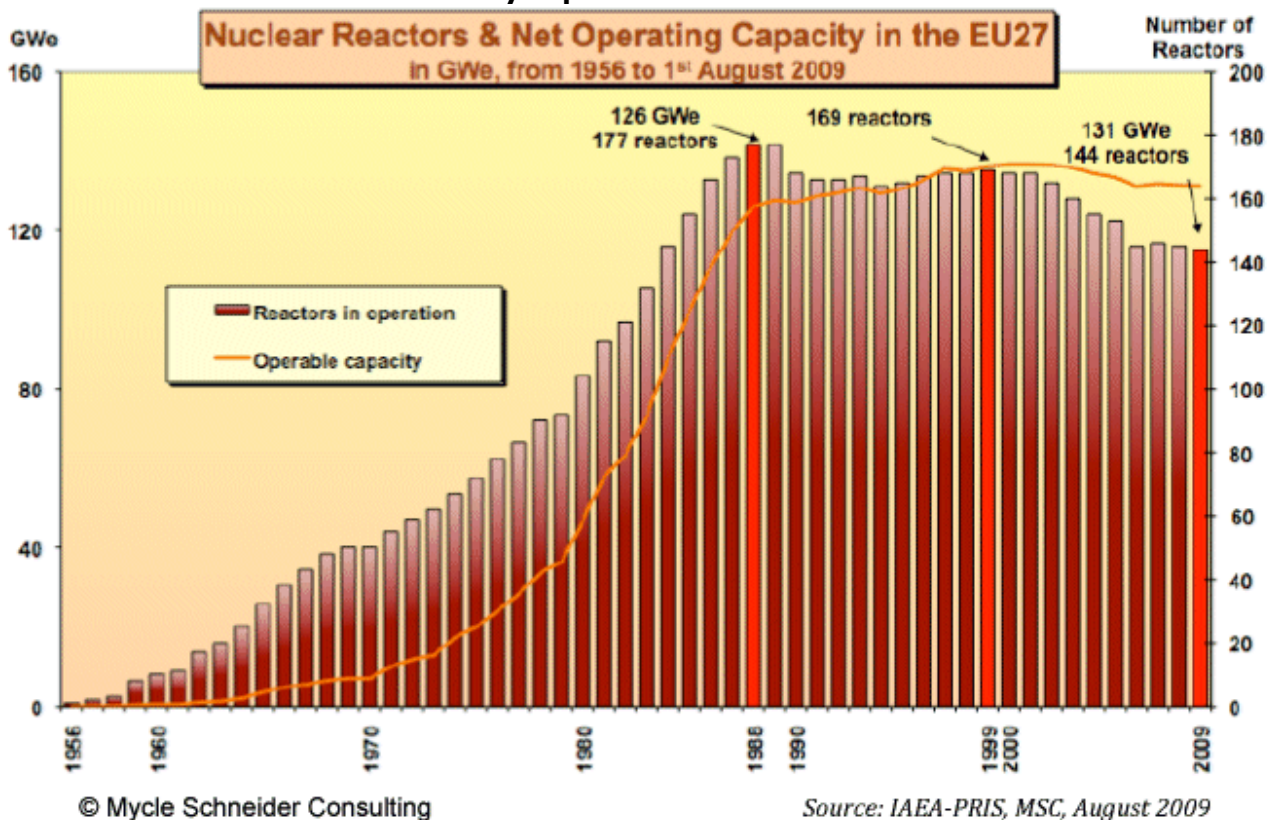
IV.4. Europa

El 1 de agosto de 2009, 15 de los 27 países de la Unión Europea ampliada (UE-27), mantenían 144 reactores en funcionamiento, aproximadamente un tercio de las unidades nucleares mundiales, por debajo de los 177 reactores que tenían en 1989.

La gran mayoría de las instalaciones, 124 (de las 132 que existían en 2003), se encuentran en ocho de los 15 países occidentales de la UE15, y sólo 20 se encuentran en los siete nuevos Estados Miembros que tenían centrales nucleares. En otras palabras, casi nueve de cada diez reactores nucleares en funcionamiento en la UE-27 están en occidente. Sin embargo, especialmente cuando se trata de cuestiones de seguridad, la mayor parte de la atención pública y política parece dirigirse hacia el Este.

En 2008, la energía nuclear producía el 28% de la electricidad comercial de la Unión Europea (frente al 31% en 2003). Por otra parte, casi la mitad (el 47%) de la electricidad nuclear en la UE-27 fue generado por un único país: Francia.

GRAFICO 16: Reactores Nucleares y capacidad de funcionamiento neta en la EU-27



³⁵⁹ WNN, "Taipower: More money to complete Lungmen", 12 de marzo de 2009.

IV.4.1. La energía nuclear en Europa Occidental

En Europa occidental, el público, en general, sobreestima mucho la importancia de la electricidad en el panorama energético global, y el papel de la energía nuclear en particular. La cuota de la electricidad en el consumo de energía primaria comercial en la UE-15 corresponde a sólo una quinta parte.

Los 124 reactores nucleares en funcionamiento en la UE-15 al 1 de agosto 2009 --con 33 unidades menos que en 1988-89 cuando el número de unidades de explotación alcanzó su punto máximo-- proporcionan:

- Menos de un tercio de la producción de electricidad comercial;
- Alrededor del 12% del consumo de energía primaria comercial;
- Menos del 6% del consumo final de energía.

Como ya se ha mencionado, dos reactores se encuentran actualmente en construcción en la UE-15, uno en Finlandia y otro en Francia. Desde que la unidad francesa Civaux-2 se puso en marcha en 1991, no se había iniciado ninguna construcción nuclear en la UE-15. Aparte de la excepción francesa, y hasta el reciente proyecto de reactor en Finlandia, ningún pedido de nuevo reactor se había realizado en Europa Occidental desde 1980, lo que significa 29 años sin pedidos, a excepción de Francia.

El siguiente capítulo ofrece un breve resumen por país (en orden alfabético).

Bélgica cuenta con siete reactores, y con el 53,8% de energía nuclear (frente al 55,5% en 2003) tiene uno de los porcentajes mundiales más elevados de generación nuclear en su mix energético. En 2002, Bélgica adoptó una legislación de abandono de las nucleares, que obligaba al cierre de las centrales después de 40 años de funcionamiento y que, por tanto, haría que las plantas se cerrasen entre 2014 y 2025, de acuerdo a su fecha de puesta en funcionamiento.

Aunque la legislación había sido aprobada con un gobierno de coalición en el que formaba parte el Partido Verde, los gobiernos que siguieron, que no incluían ningún ministro verde, no han anulado la ley de abandono.

En **Finlandia** funcionan actualmente cuatro unidades que suministran el 29,7% de su electricidad (frente al 27% en 2003). En Diciembre de 2003, Finlandia se convirtió en el primer país que, en 15 años, encargaba un reactor nuclear en Europa Occidental. La empresa TVO firmó un contrato "llave en mano" con el consorcio franco-alemán Framatome ANP, ahora AREVA NP (66% propiedad de AREVA, 34% de Siemens) para suministrar un EPR (Reactor Europeo de agua a presión) de 1600 MW. La construcción comenzó en agosto de 2005. Tres años y medio más tarde, el proyecto arrastra más de tres años de retraso y se ha incrementado en, por lo menos, un 55% más de presupuesto; las pérdidas del proveedor se estiman en 1.700 millones de euros (véase el capítulo III. para el análisis económico más detallado). Queda claro quién va a cubrir el coste adicional.

En un informe inusualmente crítico la Autoridad Finlandesa de Seguridad (STUK) ha precisado una serie de razones de los retrasos:

"El tiempo y los recursos necesarios para el diseño detallado de la unidad Olkiluoto 3 (OL3) fue claramente subestimado cuando se acordó el calendario general (...). Un problema adicional surgió del hecho de que el proveedor no estaba suficientemente familiarizado en el inicio del proyecto con las prácticas de Finlandia. (...) Los problemas más importantes tuvieron relación con la gestión del proyecto (...). El vendedor de la planta seleccionó subcontratistas sin experiencia previa en construcción de centrales nucleares para ejecutar el proyecto. Estos subcontratistas no han recibido

suficiente orientación y supervisión para garantizar sin problemas el progreso de su trabajo (...). Otro ejemplo, el grupo controló la fabricación del revestimiento de acero de contención del reactor. La función del revestimiento de acero es garantizar la estanqueidad de la contención y evitar así posibles fugas de sustancias radiactivas al medio ambiente incluso en caso de avería del reactor. La selección y supervisión del fabricante se dejó al subcontratista que diseñó la línea y la suministró a FANP [AREVA NP]. El fabricante no tenía experiencia anterior en la fabricación de equipos para plantas de energía nuclear. Los requisitos relacionados con la calidad y la supervisión de la construcción fueron una sorpresa para el fabricante (...)"³⁶⁰.

Casi tres años más tarde nada parece haber sido resuelto. En diciembre de 2008, el Director General de STUK, Jukka Laaksonen, envió una carta al director general de AREVA expresando su "gran preocupación" sobre "la automatización de la central nuclear de Olkiluoto-3". Dijo:

"La construcción de la planta de Olkiluoto 3 parece que va bien, en general; pero no consigo ver progresos reales en el diseño de los sistemas de control y protección. Sin un diseño adecuado que cumpla con los principios básicos de la seguridad nuclear, que además ha de ser transparente y derivarse del concepto presentado como anexo a la solicitud de licencia de construcción, no veo ninguna posibilidad de aprobar la instalación de estos importantes sistemas. Esto significa que la construcción se detendrá, y no será posible iniciar las pruebas correspondientes."³⁶¹

Este no es sino el último episodio de una larga serie de acontecimientos en torno a la construcción de OL3 (véase una cronología en el anexo 4). En mayo de 2009, STUK ordenó el cese de los trabajos de soldadura del circuito principal de tuberías, realizado en Francia, debido a los fallos que han sido descubiertos. El jefe de sección de STUK, Martti Vilpas, comentó: "Las cosas no pueden seguir así".³⁶²

Las repetidas demoras en la construcción de OL3 no representan tan sólo una derrota de la capacidad de planificación de la empresa principal y de los, aproximadamente, 60 grandes clientes que participan en el consorcio del proyecto, sino que también afecta al gobierno finlandés. OL3 era parte de la estrategia del gobierno finlandés para lograr su objetivo de 0% de aumento de las emisiones, en base a las de 1990, en virtud del Protocolo de Kyoto. En 2006 las emisiones de Finlandia fueron un 13% superior a las de 1990. La falta de funcionamiento del OL3 obligará a Finlandia a utilizar los costosos mecanismos flexibles de Kyoto con el fin de compensar el exceso de emisiones en el país.

Los problemas con OL3 no han impedido a TVO, la presentación de una solicitud, en abril de 2008, para un principio-de-decisión sobre OL4, un reactor de entre 1.000 y 1.800 MW que debería de comenzar su construcción en 2012, y que podría entrar en funcionamiento "a finales de la década de 2010".³⁶³

Al mismo tiempo, Fortum Power ha previsto un proyecto similar, conocido como Loviisa-3. La empresa Fennovoima Oy presentó una solicitud en el Ministerio de Empleo y Economía, en enero de 2009, sobre un principio de decisión en la construcción de una nueva planta en una de las siguientes ubicaciones: Pyhäjoki, Ruotsinpyhtää o Simo. El procedimiento de la EIA en relación a dicho proyecto finalizó en febrero de 2009. Sin embargo, ninguno de estos proyectos se ha decidido

³⁶⁰ STUK, Comunicado de Prensa, 12 de julio de 2006, http://www.stuk.fi/stuk/tiedotteet/2006/en_GB/news_419/; STUK, "Management of Safety Requirements in Subcontracting During the Olkiluoto-3 Nuclear Power Plant Construction Phase", Informe de la investigación 6.1, la traducción de 1 de septiembre de 2006. Para ver el informe completo http://www.stuk.fi/stuk/tiedotteet/2006/en_GB/news_419/_files/76545710906084186/default/investigation_report.pdf.

³⁶¹ Carta de fecha 9 de diciembre de 2008, que se filtró a la televisión finlandesa en mayo de 2009, y que fue difundida por Greenpeace en http://weblog.greenpeace.org/nuclear-reaction/2009/05/problems_with_olkiluoto_reacto.html.

³⁶² Helsingin Sanomat, "TVO: Welding problems will not cause further delays to completion of Olkiluoto III", 13 de mayo de 2009.

³⁶³ TVO, "Construction of a Nuclear Power Plant Unit at Olkiluoto -General Description- OL4", Agosto de 2008.

políticamente, ni se han desarrollado a nivel de una convocatoria de licitación, y la probabilidad de su desarrollo es difícil de evaluar en estos momentos.

Finlandia también tiene previsto un depósito final para el combustible gastado, igualmente en el emplazamiento de Olkiluoto. En marzo de 2009, el operador, Posiva Oy, presentó una solicitud de licencia sobre una decisión de principio para aumentar la capacidad de almacenamiento final de 6.000 a 12.000 toneladas, con el fin de recoger no sólo el combustible gastado de Olkiluoto-4, sino también el de Loviisa-3.³⁶⁴

Francia es la excepción mundial en el sector nuclear. Hace treinta y cinco años el Gobierno francés puso en marcha el programa público de energía nuclear más grande del mundo, como una respuesta a la llamada crisis del petróleo de 1973. Sin embargo, menos del 12% del consumo de petróleo de Francia, en 1973, era utilizado para la generación de electricidad. Tres décadas más tarde, Francia ha reducido el consumo total de combustibles fósiles (petróleo, gas, carbón) a menos del 10%, y el consumo de petróleo en el sector del transporte ha aumentado mucho más que el consumo anual sustituido por la energía nuclear en el sector eléctrico. El consumo de petróleo "per cápita" de Francia es más alto, en porcentaje, que el de Alemania, Italia, Reino Unido o la UE-27.³⁶⁵

En 2008, los 59 reactores nucleares franceses³⁶⁶ producían el 76,2% de la electricidad (inferior al 77,7% de 2003), aunque aproximadamente sólo el 55% de la capacidad instalada de generación eléctrica es de origen nuclear. De manera completamente desapercibida para la opinión pública, el reactor francés más antiguo fue desconectado definitivamente de la red en marzo de 2009. Ni EDF, ni la CEA, ni el Gobierno, pensaron que fuese necesario informar a nadie de que el último reactor reproductor en funcionamiento, que fue considerado en su día como la tecnología del futuro, se desconectó de la red. Sin embargo, se habían programado una serie de experimentos antes de su cierre final en noviembre de 2009.³⁶⁷

En otras palabras, Francia cuenta con un enorme exceso de capacidad, lo que la lleva a provocar "dumping" eléctrico en los países vecinos, y estimula el desarrollo de aprovechamientos térmicos de la electricidad altamente ineficientes. Un máximo histórico de carga de 92 GW en invierno, se compara con una capacidad instalada de más de 120 GW. Incluso una cómoda reserva del 20% deja un exceso de capacidad teórica, equivalente a 20 de las 34 unidades de 900 MW. No es de extrañar que, aproximadamente, el equivalente a 10 reactores funcione para exportación, y que Francia siga siendo el único país del mundo en que operan más de 40 unidades en modo de seguimiento de carga.

Por otro lado, el aumento estacional de las "puntas" de carga eléctrica se ha disparado desde mediados de la década de 1980, debido principalmente a la introducción generalizada del "todo eléctrico" y el calentamiento de agua. Aproximadamente una cuarta parte de los hogares franceses generan calor mediante la electricidad, la forma más inútil de la generación de calor (debido a la pérdida de la mayoría de la energía primaria resultante de las sucesivas pérdidas en el proceso de transformación, transporte y distribución). La diferencia entre el día de carga más bajo en verano y el día de carga más alto en invierno, es actualmente superior a 60 GW. Se trata de una curva de carga muy ineficiente, ya que importantes capacidades tienen que estar disponibles para períodos de tiempo muy cortos en invierno. Este tipo de consumo no está cubierto por energía nuclear, pero se cubre, ya sea con plantas de combustibles fósiles, o con caras importaciones en los momentos

³⁶⁴ Ministerio de Trabajo y Economía, "Application to the MEE for a design-in-principle on expanding the spent nuclear fuel final disposal facility", Comunicado de Prensa, 13 de marzo de 2009.

³⁶⁵ Para un análisis detallado del sector energético francés véase Mycle Schneider, "Nuclear Power in France – Beyond the Myth" encargado por el Grupo Verdes/ALE en el Parlamento Europeo, Bruselas, Diciembre de 2008; <http://www.greens-efa.org/cms/topics/rubrik/6/6659.energy@en.htm>.

³⁶⁶ Esencialmente reactores de agua presurizada, 34 x 900 MW, 20 x 1300MW y 4 x 1400MW, más un reactor generador rápido de 35 años de antigüedad, y de 250 MW (Phénix, Marcoule) que se prevé cerrar a finales de 2009.

³⁶⁷ ASN- División de Marsella, "L'Autorité de sûreté nucléaire et l'état de la sûreté nucléaire et la de radioprotection en Languedoc-Roussillon en 2008", sin fecha.

"punta" de carga de energía. En el año 2008, Francia importó 19 TWh de energía "en punta" de Alemania, por un precio desconocido pero probablemente alto. Como consecuencia, la empresa nacional EDF (Electricité de France) decidió reactivar 2.600 MW de las antiguas plantas eléctricas alimentadas con petróleo - la más vieja había sido puesta en marcha en 1968 - con el fin de abordar el fenómeno de las "puntas máximas de demanda".

Hoy en día, el consumo "per cápita" de electricidad en Francia es superior en el 25% al de Italia (que cerró por etapas sus centrales nucleares después del accidente de Chernobyl en 1986) y un 15% superior a la media de la UE27. El consumo francés de energía primaria "per cápita" es significativamente más alto que, por ejemplo, el de Alemania.

Teniendo en cuenta el exceso de capacidad existente, y la media de funcionamiento, de unos 25 años, de sus centrales nucleares, Francia no tienen necesidad de construir nuevas unidades durante mucho tiempo. Otros factores que también juegan en esa dirección:

- El "establishment" energético admite en privado, y desde hace años, que el país ha ido demasiado lejos con la participación nuclear en la combinación general de energía, y que en el futuro la contribución nuclear no debe exceder el 60% de la producción de electricidad.
- Es inconcebible que Francia construya nuevos reactores con el único objetivo de exportar energía. Ello sería demasiado costoso, especialmente en un mercado de energía liberalizado.
- EDF está intentando que sus reactores funcionen por lo menos durante 40 años.
- AREVA tiene una planta de enriquecimiento de uranio por centrifugación en proceso de puesta en marcha en Tricastin, para sustituir a los antiguos sistemas de difusión gaseosa. Esto ahorrará el equivalente a la generación de energía producida por tres reactores de 900 MW.
- Muchas plantas que se cerrarán no deberán sustituirse, sería redundante.

Por tanto, pasarán muchos años, incluso décadas, antes de que las limitaciones de capacidad de carga requieran de nuevas plantas de energía de base en Francia. Si el gobierno francés y EDF han decidido seguir adelante con la construcción de una nueva central, se debe a que la industria nuclear se enfrenta a un grave problema de mantenimiento de competencias en el campo de la energía (véase el capítulo II).

En diciembre de 2007, EDF inició la construcción de Flamanville-3 (FL3). En el lugar de construcción de FL3 se han encontrado con problemas de control de calidad de las bases y del acero similares a los del proyecto OL3, que comenzó dos años y medio antes. Después de incidentes repetidos en mayo de 2008, la Autoridad Francesa de Seguridad (ASN) detuvo la colocación de hormigón durante varias semanas. A finales de Septiembre de 2008, ASN todavía consideraba que la organización era "perfectible". Los inspectores de ASN descubrieron que la documentación sobre soldaduras "no permite la justificación de conformidad con la referencia".³⁶⁸

A finales de octubre de 2008, las autoridades de seguridad nuclear habían identificado problemas de control de calidad en el constructor AREVA. El subcontratista italiano de AREVA, la Società delle Fucine, no había aplicado los procedimientos obligatorios de fabricación. En mayo de 2009, ASN había rechazado dos de cada tres piezas forjadas a presión por la Società delle Fucine, que ahora deben ser reconstruidas.

Por último, los problemas no están sólo relacionados con el proyecto de reactor. Las actuales líneas

³⁶⁸ ASN, Carta al Director del proyecto de construcción de Flamanville-3, 30 de septiembre de 2008.

eléctricas de alta tensión no serían suficientes para distribuir la electricidad de la nueva planta. Una línea adicional está en proceso de planificación, y se ha encontrado con una masiva oposición local.

Las dos compañías, EDF y AREVA, mantienen una dura competencia para poner en marcha el primer EPR. A EDF no les gusta que AREVA haya ofrecido el proyecto Olkiluoto como una instalación "llave en mano" porque, para todos los proyectos anteriores de reactores, EDF fue responsable de la supervisión de la construcción en general, y el papel de AREVA quedó limitado a la fabricación de componentes. En una acción sin precedentes, EDF se vio obligada a emitir un comunicado de prensa alegando que el proyecto Flamanville seguía al ritmo previsto, ofreciendo así una refutación empresarial a una declaración de la Presidenta de AREVA, Anne Lauvergeon, que había manifestado en una entrevista radiofónica que el proyecto tendría un año de retraso.³⁶⁹ Fuentes de ASN afirmaron, en mayo de 2009, que Flamanville y Olkiluoto no se llevaban más que tres meses de separación.

En Francia también operan un gran número de otras instalaciones nucleares, incluida la conversión y enriquecimiento del uranio, la fabricación del combustible nuclear, y las instalaciones de plutonio. Francia y Reino Unido son los únicos países de la UE en los que el plutonio se separa del combustible gastado, un procedimiento llamado reprocesamiento. Las dos instalaciones de La Hague, en Francia, tienen licencia para procesar 1.700 toneladas de combustible al año. Sin embargo, todos los clientes extranjeros importantes han finalizado sus contratos y se han apartado de la separación de plutonio. El operador de La Hague, AREVA NC, por tanto, depende completamente del cliente interno EDF para el futuro de su negocio. A finales de 2008 ambas compañías firmaron un acuerdo a largo plazo para el reprocesamiento y fabricación de combustible MOX hasta el año 2040.

Alemania cuenta con 17 reactores que, según el OIEA, proporcionan el 28,3% de la electricidad del país. Sin embargo, el OIEA al parecer sólo tiene en cuenta la generación de electricidad pública. Las fuentes oficiales de Alemania indican una participación nuclear en la generación de energía nacional bruta de sólo el 23,3%, en declive desde 1997 cuando la cuota nuclear se situó en el 30%.³⁷⁰ En 2002, el Parlamento votó una ley de cierre nuclear por etapas, que establece que las plantas de energía nuclear tienen que cerrar después de un período medio de funcionamiento de unos 32 años. Sin embargo, las empresas tienen un total de "presupuesto de generación de electricidad nuclear" de 2.623 millones de kWh (correspondientes a la producción anual mundial de la energía nuclear) y pueden transferir los kWh de remanente de producción de un reactor hacia otra unidad. Dos unidades ya han sido cerradas en virtud de la ley de cierre (Stade, Obrigheim). Una tercera unidad (Mülheim-Kärlich), que estaba clasificada como de cierre a largo plazo desde 1988, ya ha sido cerrada para siempre. La construcción de nuevas centrales nucleares, y el reprocesamiento del combustible gastado (más allá de las cantidades de combustible que se expiden hacia las plantas de reprocesamiento hasta el 30 de junio de 2005) están prohibidos.

Después de una importante crisis en el sector de las instalaciones nucleares, tras una serie de incidentes en las plantas de Brunsbüttel y Krümmel en junio de 2007, tres altos directivos de la compañía Vattenfall fueron investigados, y las unidades se sometieron a exámenes exhaustivos y perfeccionamientos constantes. Mientras Brunsbüttel permanecía desconectada a partir de julio de 2009, el intento de reiniciar Krümmel a principios de julio de 2009 fracasó a causa de nuevos incidentes.

Otras dos unidades (Biblis A y B) fueron cerradas desde el inicio de 2007 "para mantenimiento". Mientras que Biblis-B se reinició el 1 de diciembre de 2007, Biblis-A permaneció cerrada hasta febrero de 2008. Se especula con que el operador, RWE, había prolongado la parada con el fin de alargar la fecha prevista de cierre final de la unidad A hasta más allá de las siguientes lecciones

³⁶⁹ EDF, Comunicado de Prensa, 12 de noviembre de 2008.

³⁷⁰ Energiebilanzen AG, "en Energieverbrauch Deutschland im Jahr 2008", 20 de febrero de 2009.

federales, previstas para Septiembre de 2009, con la esperanza de que un gobierno pro-nuclear anulase la legislación de cierre vigente.

El incidente mencionado anteriormente, en julio de 2009, y otros acontecimientos en la planta Krümmel, cerca de Hamburgo, no provocaron solo problemas de seguridad, sino también la ira de la población, y de políticos de todos los orígenes, sobre el operador, Vattenfall. A pesar de que los problemas técnicos (corto circuito en el transformador, fallo en el revestimiento de combustible) no pusieron directamente en peligro el control del reactor, la impresión era de que, simplemente, el operador no dominaba la instalación; a pesar de la sustitución de la gerencia, la oposición ha crecido. Una encuesta de opinión mostró que casi tres cuartas partes de los encuestados estaban a favor del cierre inmediato de todas las **viejas** plantas de energía nuclear alemanas³⁷¹.

La actual "gran coalición" de gobierno entre democristianos y socialdemócratas ha confirmado la legislación de eliminación. Mientras que los socialdemócratas han reafirmado repetidamente su compromiso con el cierre por fases, los demócrata-cristianos están a favor de la extensión de la vida útil de los reactores existentes, pero también se oponen a la construcción de nuevas plantas nucleares³⁷². De acuerdo con la legislación de eliminación y bajo la planificación actual, las 17 unidades restantes se cerrarán entre 2010 y 2022. Dentro de la próxima legislatura, que finaliza en 2013, siete reactores tienen que cerrar^{NdT}.

Mientras que el "lobby" nuclear no ha abandonado la esperanza de anular la decisión de cierre, no hay empresas que estén dispuestas a encargar una nueva planta. Sin embargo, empresas alemanas han mostrado interés en invertir en proyectos en el extranjero, por ejemplo en Francia, el Reino Unido y la Europa del Este.

En un entorno público que es en general hostil, la energía nuclear no tiene futuro en Alemania. Una encuesta de opinión, encargada en abril del 2009 por el Ministerio Federal de Medio Ambiente, indicaba que el 35% de la población deseaba acelerar la eliminación de las nucleares (un incremento del 6% desde 2005) mientras que el 31% está de acuerdo con el plan actual, y el 12% quiere que sea abandonada a un ritmo más lento. Sólo el 18% (igual que en 2005) piensa que Alemania no debería abandonar la energía nuclear³⁷³.

En los **Países Bajos** opera una sola central nuclear de 480 MW, que lleva 36 años funcionando y que proporciona el 3,8% de la energía del país. La decisión política inicial para cerrar el reactor antes de 2004 fue anulada por el operador en los tribunales. En junio de 2006 se alcanzó un acuerdo entre el operador y el gobierno que permitía el funcionamiento del reactor hasta el 2033 bajo ciertas condiciones. "Sería mantenido de acuerdo con los más altos estándares de seguridad, y las partes interesadas, Delta y Essent, aceptaron donar 250 millones de euros a proyectos de energía sostenible. El gobierno añadió otros 250 millones de euros, en el proceso evitando la demanda de indemnización que habría afrontado si hubiese seguido hacia el cierre anticipado."³⁷⁴ A principios de 2004, el operador de Borssele, EPZ, amplió el contrato de reprocesamiento con AREVA NC. Se trata de una decisión curiosa, teniendo en cuenta que no hay posibilidades en los Países Bajos de utilizar el plutonio separado. EPZ paga al EDF francés en lugar de deshacerse de él.

España cuenta con ocho reactores que proporcionan el 18,3% de la electricidad del país (frente al 23,6% de 2003). Más allá de la moratoria "de facto" que ha estado en vigor durante muchos años, el actual presidente español, José Luís Rodríguez Zapatero, hizo que el abandono de la energía

³⁷¹ De acuerdo con una encuesta de Emnid-encargado por "Bild am Sonntag", el 72% de los encuestados estaban a favor de la parada inmediata de las mayores plantas de energía nuclear; Bild am Sonntag, el 12 de julio de 2009.

^{NdT} El gobierno conservador ha decidido revisar dicho acuerdo estableciendo, no obstante, una serie de condiciones.

³⁷² El Secretario General de la CDU ha vuelto a confirmar la posición de febrero de 2009, véase CDU, "Wir Wollen morir Laufzeiten verlängern", el 25 de febrero de 2009, www.cdu.de/archiv/2370_25720.htm ; consultado el 24 de mayo de 2009.

³⁷³ FORSA, "zum Meinungen Ausstieg Atomkraft aus der", el 23 de abril de 2009.

³⁷⁴ En <http://www.world-nuclear.org/info/inf107.html> .

nuclear fuese una parte clave de sus objetivos de gobierno. Zapatero anunció, en su toma de posesión en abril de 2004, que su gobierno "abandonaría gradualmente" la energía nuclear, al tiempo que aumentaría la financiación para las energías renovables, en un esfuerzo para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, de conformidad con el Protocolo de Kyoto. La primera unidad (José Cabrera) fue cerrada a finales de 2006. Zapatero ha confirmado el objetivo de abandono de la energía nuclear en su reelección en 2008, y su ministro de Industria, Miguel Sebastián, declaró: "No habrá nuevas centrales nucleares."³⁷⁵ Sin embargo, el Consejo de Seguridad Nuclear español (CSN) está examinando actualmente posibles alargamientos del funcionamiento para las instalaciones existentes. Las licencias de siete unidades se renovarán dentro del plazo de la actual legislatura de Zapatero. El 5 de julio de 2009, el gobierno español extendió la licencia de explotación de la planta de Garoña hasta 2013, mientras que las autoridades de seguridad habían aprobado una prórroga hasta el 2019.

El actual gobierno tiene la intención de dar prioridad al incremento del ahorro energético. "Ahorrar un 20 por ciento sería el equivalente a duplicar el número de plantas de energía nuclear. A mi me parece más fácil y más barato", dijo Miguel Sebastián. "Además, (el ahorro) es inmediato, mientras que las plantas nucleares necesitan 15 años (de construcción). No hay controversia, sin problemas de residuos, ni de seguridad, nada" añadió.³⁷⁶ Además, en los últimos años España se ha convertido en el segundo mayor operador del mundo en capacidad solar³⁷⁷, y el tercero en energía eólica^{NdT}.

Suecia tiene 10 reactores, que proporcionan el 42% de la electricidad (el 50%, en 2003). Registra una de las tasas más altas "per cápita" de consumo de energía en el mundo. El origen principal de ese alto consumo es la utilización generalizada, muy ineficiente térmicamente, de la electricidad para generar calor. La calefacción eléctrica y el uso de agua caliente sanitaria representan aproximadamente una cuarta parte del consumo de energía del país.

Suecia decidió, en un referéndum realizado en 1980, eliminar gradualmente la energía nuclear para el año 2010. El referéndum fue una iniciativa un tanto extraña, ya que tuvo lugar cuando sólo seis, de un programa de 12 reactores, estaban funcionando, y los otros seis estaban aún en fase de construcción. Se trataba, por tanto, de una "limitación programada", en lugar de la "reducción progresiva" planteada en el referéndum. A raíz del accidente de Chernobyl, Suecia se comprometió a eliminar progresivamente dos unidades para el año 1995-1996, pero esta primera fase se abandonó a principios de 1991. El país mantuvo la fecha de 2010 como etapa de salida hasta la mitad de la década de 1990, pero se mantuvo un debate activo sobre el futuro nuclear del país, lo que permitió un nuevo acuerdo entre los partidos: iniciar la eliminación antes, pero renunciar a la fecha límite del 2010. Por tanto, el primer reactor (Barsebäck-1) fue cerrado en 1999, y la segunda unidad (Barsebäck-2) se desconectó de la red en 2005.

El 5 de febrero de 2009, la coalición de partidos conservadores en el gobierno firmó un acuerdo en materia de política de energía y clima que define algunos objetivos ambiciosos en energías renovables y eficiencia energética. El acuerdo anima a que el calendario marcado por la Ley para el desguace sea erosionado, y que se levante la prohibición de construcción de nuevas centrales nucleares. Sin embargo, la aplicación del acuerdo implica el cumplimiento de una serie de importantes condiciones³⁷⁸:

³⁷⁵ Reuters: "Spain insists on energy saving, not nuclear plants", 21 de enero de 2009.

^{NdT} Sobre las presiones pro-nucleares para alargar el funcionamiento de las antiguas centrales, los pactos entre los partidos mayoritarios para conservar el actual modelo, la campaña empresarial de descalificación de las energías renovables, y otros aspectos que configuran la "política energética" en España, no es necesario extenderse demasiado.

³⁷⁶ Ibidem.

³⁷⁷ España ha conectado a la red de 2.600 MW sólo en 2008, lo que equivale a la capacidad fotovoltaica instalada total que se añadió a la red en el resto del mundo aquel año, ver REN21, "Renewables Global Status Report – 2009 Update", París, 2009.

³⁷⁸ Regeringskansliet, "A sustainable energy and climate policy for the environment, competitiveness and long-term stability", 5 de febrero de 2009.

- Los partidos de la coalición sólo tienen una pequeña mayoría en el parlamento (178/171), pero necesitan cambiar la legislación para permitir nuevas construcciones nucleares. Los partidos de la oposición, Socialdemócratas, el Partido Verde y el Partido de la Izquierda se mantienen firmemente opuestos a la energía nuclear, y las elecciones de 2010 podrían llevar a los partidos de la coalición pro-nuclear de nuevo al comienzo.
- Las nuevas plantas sólo se pueden construir una vez que se cierra una planta existente. Por lo que el número máximo de unidades operativas no podrá exceder de las diez actuales.
- "No se puede asumir el apoyo del gobierno central a la energía nuclear, en forma de subvenciones directas o indirectas".
- Los límites de responsabilidad se incrementarán, de modo que "los propietarios de reactor deben asumir una mayor responsabilidad sobre los riesgos de la energía nuclear".
- Los ambiciosos objetivos para el 2020 incluyen un 50% de energías renovables en el balance de energía primaria, el aumento de la eficiencia en un 20%, y la generación anual de 30 TWh de energía eólica. Lo que deja muy poco espacio, o ninguno, para nueva energía nuclear.

En el **Reino Unido** funcionan 19 reactores (4 menos que en 2003), que proporcionan el 13,4% de la electricidad del país (frente al 22% en 2003). Las plantas de primera generación, los reactores Magnox, de los que había 11 centrales, han sido en su mayoría jubilados, y los dos últimos se cerrarán el próximo año, o en un máximo de dos. Las siete estaciones de segunda generación, los reactores avanzados refrigerados por gas (AGR), también se encuentran cerca, o en el final, de su vida de diseño, aunque los propietarios esperan alargar su funcionamiento hasta los 40 años, para que las plantas sean retiradas en el período 2016-2029. Queda por ver si este plan es viable. Los AGR siempre han tenido problemas de fiabilidad, y los costes de explotación son ahora tan altos que puede ser poco rentable mantenerlos en servicio, incluso en el caso de que la seguridad se pueda mejorar. La última planta, más nueva, es un PWR Westinghouse, terminado en 1995.

La industria nuclear del Reino Unido ha pasado por décadas problemáticas. Desde que Margaret Thatcher fracasó en el primer intento de privatización, a finales de la década de 1980, cuando el kWh nuclear resultó ser el doble de caro que el precio de mercado de la electricidad, las nucleares y las industrias de combustible se han movido entre el escándalo y la quiebra virtual. En septiembre de 2004, la Comisión Europea (CE) aceptó un paquete de reestructuración del gobierno del Reino Unido (que, por ejemplo, se hizo cargo de la responsabilidad de desmantelar las plantas) de 11.000 millones de euros para detener la liquidación de British Energy, la propietaria privada de generación nuclear, lo que, a juicio de la CE constituía una ayuda estatal, pero no una distorsión del mercado. La empresa de tecnología y combustible nuclear BNFL, de propiedad estatal, estuvo también en bancarrota porque no podía afrontar sus responsabilidades. El gobierno dividió la empresa entre los "activos físicos" que se pasaron a una nueva agencia, la Nuclear Decommissioning Authority (NDA), mientras que las capacidades se privatizaron; por ejemplo, la división del diseño de reactores y fabricación del combustible (basadas principalmente en la división nuclear Westinghouse, adquirida en 1998) fue re-privatizada y vendida como Westinghouse a Toshiba. La Comisión Europea aceptó también que se trataba de ayudas estatales (los pasivos de las divisiones de tecnología fueron intervenidos por el gobierno) pero que no falseaban la competencia. Ahora, la NDA es responsable de la clausura de todas las instalaciones nucleares civiles de Gran Bretaña, excepto las pertenecientes a British Energy, lo que significa un pasivo estimado en más de 63.000 millones de libras esterlinas, en 2007/2008 (en comparación con los 51.000 millones de libras esterlinas del año anterior).³⁷⁹ La NDA heredó unos fondos insignificantes para esta tarea, basando una parte de su actividad, cada vez mayor, en subvenciones con cargo al Tesoro, y la otra parte en la renta de las

³⁷⁹ En <http://www.nda.gov.uk/documents/loader.cfm?url=/commonspot/security/getfile.cfm&pageid=21824> .

instalaciones aún en funcionamiento, incluidas las dos estaciones Magnox, el reprocesamiento en THORP, y las plantas SMP, de fabricación de combustible de plutonio. Sin embargo, las dos últimas instalaciones se han visto afectadas por una serie de problemas técnicos muy graves, que han mantenido su funcionamiento muy por debajo de las expectativas. El descubrimiento de que se había producido una pérdida en uno de los tanques de las instalaciones THORP, en abril de 2005, que había pasado desapercibido durante cerca de ocho meses, dio como resultado un derrame en el piso de un edificio de más de 80 m³ de combustible disuelto, conteniendo unas 22 toneladas de uranio y 200 kg de plutonio. Después de dos años y medio la planta sólo ha reprocesado un lote de prueba de 33 toneladas, y una parte importante de la propia planta permanece cerrada. Otra fuga detectada en uno de los evaporadores en mayo de 2009, podría tardar mucho tiempo en resolverse, e incluso provocar el cierre permanente de la planta³⁸⁰.

La planta de combustible MOX de Sellafield, o SMP, ha ido aún peor. Desde que fue inaugurada en 2002, la planta ha producido un total de sólo 6,3 toneladas de combustible de óxidos mixtos. Su tasa inicial de producción anual estaba valorada en 120 toneladas³⁸¹.

En 2004, el lobby nuclear en el Reino Unido puso en marcha una importante iniciativa, ampliamente reflejada en los medios de comunicación, para mantener abierta la opción nuclear. Sin embargo, los principales ministros del gobierno refutaron los reclamos de una manera inusualmente clara. "con la construcción de estaciones de energía nuclear se correría el riesgo de dejar a las futuras generaciones 'difíciles' legados", declaró la entonces secretaria de Medio Ambiente, Margaret Beckett³⁸².

Sin embargo, en 2006, Tony Blair declaró que "la energía nuclear está de nuevo en la agenda con una venganza",³⁸³ y el actual Gobierno de Brown parece estar dispuesto a apoyar la opción nuclear. Después del éxito inicial de la impugnación legal de procedimiento de Greenpeace, socavnado una primera consulta pública sobre el futuro de la energía nuclear en el Reino Unido, una segunda consulta finalizó el 10 de octubre del 2007. Sin embargo, se consideró igualmente inadecuado por parte de una serie de organizaciones de consumidores y de defensa del medio ambiente, y Greenpeace presentó una queja oficial sobre el comportamiento durante el proceso del Consejo de Normas de Investigación de Mercado (MRSB), tras su retirada, junto con otras Organizaciones No Gubernamentales, de la consulta de un mes anterior³⁸⁴. El gobierno está acusado, en particular, de haber tomado una decisión previa al proceso de consulta, lo que lo convirtió, esencialmente, en una farsa, y también de distribución de información factual errónea.

Un memorando confidencial sobre el proyecto de política energética para el Primer Ministro por el Secretario de Estado de Negocios, Empresa y Reforma Reguladora identificaba, curiosamente, las energías renovables como una amenaza para el desarrollo de la energía nuclear a través del régimen del mercado europeo de comercio de emisiones: "[Alcanzar el objetivo del 20% de renovables] socavará crucialmente la credibilidad del régimen ... y reducirá los incentivos para invertir en otras tecnologías de baja emisión de carbono, como la energía nuclear ", dicen los documentos³⁸⁵.

³⁸⁰ CORE, "THORP – Living on a knife-edge. Future hopes evaporating fast", 18 de mayo de 2009.

³⁸¹ Ingeniería Nuclear Internacional, "Official figures show scale of Sellafield MOX Plant losses", mayo de 2009.

³⁸² The Observer, 19 de septiembre de 2004.

³⁸³ Cuando Tony Blair anunció el nuevo programa nuclear en el Reino Unido en mayo de 2006, declaró: "Estos hechos ponen de regreso a la agenda la sustitución de las centrales nucleares, un gran impulso a las energías renovables y un cambio en la eficiencia energética, incluyendo tanto a empresas y consumidores, con una venganza." Ver "Blair Presses the Nuclear Button", The Guardian, 17 de mayo de 2006;
<http://www.guardian.co.uk/environment/2006/may/17/energy.business> .

³⁸⁴ En <http://www.greenconsumerguide.com/index.php?news=3545> .

³⁸⁵ The Guardian, 23 de octubre de 2007.

En marzo de 2006 la Comisión del Gobierno británico para el Desarrollo Sostenible publicó su informe sobre la energía nuclear y produjo la siguiente conclusión³⁸⁶:

"La mayoría de los miembros de la Comisión consideran que, con suficiente unidad y apoyo, una estrategia no nuclear puede y debe ser suficiente para suministrar todo el ahorro de carbono que se necesita hasta 2050 y más allá, y para garantizar el acceso seguro a información fiable sobre fuentes de energía.

La contribución relativamente pequeña que un nuevo programa de energía nuclear haría al tratamiento de estos problemas (incluso si se duplicara la capacidad de nuestros reactores nucleares existentes, esto llevaría solo a una reducción del 8% de emisiones totales para el año 2035 en base a los niveles de 1990, y no contribuiría casi nada antes del año 2020) simplemente no justifica los importantes inconvenientes y los costes que implicaría en dicho programa."

Dos años más tarde, el gobierno de Gordon Brown, comenzó a organizar el programa de nuevas construcciones. En abril de 2009 la NDA subastó los primeros terrenos destinados a la construcción de nuevos reactores. La empresa francesa EDF³⁸⁷ y las empresas alemanas E. ON y RWE se encontraban entre las compradoras. En mayo de 2009 EDF³⁸⁸ había enviado cuestionarios de precalificación a un número de empresas para los contratos preparatorios y de Obra Civil³⁸⁹. Mientras que EDF propone el modelo EPR, RWE está en negociaciones con Westinghouse para la construcción de hasta tres AP1000 en el norte de Gales, a partir de 2013. Westinghouse estima que entre el 70% y el 80% de los trabajos y servicios para la construcción del AP1000 podrían ser proporcionados por la cadena de oferta laboral del Reino Unido³⁹⁰. Teniendo en cuenta la dramática situación de la enseñanza de ingeniería nuclear en el Reino Unido (véase el capítulo II.), esto parece muy optimista.

Desde mediados de abril a mediados de mayo de 2009, la población del Reino Unido fue invitada a presentar comentarios sobre la pre-selección de 11 lugares propuestos para los nuevos reactores nucleares potenciales (cinco de los cuales pertenecían a EDF Energy)³⁹¹. La Declaración Política del Gobierno Nacional (NPS) sobre los lugares propuestos está prevista para otoño de 2009.

La opinión pública sigue dividida en el Reino Unido y, mientras, la Comisión Europea patrocinó un sondeo en 2007, en el que el 36% de las respuestas se manifestaron a favor de aumentar la cuota de energía nuclear en la UE, y el 57% estaban a favor de la reducción del papel de la energía nuclear³⁹². Mientras tanto, se ha creado un grupo de acción para luchar contra los planes para construir una nueva planta en Layriggs Farm, en Kirksanton. Una encuesta particular realizada por los activistas detectó que el 90% de los aldeanos manifestaron que abandonarían Kirksanton si la planta nuclear se construía³⁹³.

Un punto clave de la política nuclear del gobierno fue su compromiso de que las nuevas centrales nucleares no tendrían subvenciones, una afirmación que, en principio, las empresas no discutieron. Sin embargo, con el incremento de los costes estimados, EDF fue la primera empresa en romper

³⁸⁶ Comisión de Desarrollo Sostenible, "Is Nuclear the Answer?", Londres, marzo de 2006.

³⁸⁷ Ya en 2006 EDF contrató a un poderoso aliado, Andrew Brown, el hermano menor del Primer Ministro, quien, en mayo de 2009, actúa como jefe de prensa de EDF Energy.

³⁸⁸ David Platt's Stellfox en una presentación en febrero de 2009, en Washington DC, lo expresó así: "How to resurrect a flagging nuclear industry quickly – give it to the French!"

³⁸⁹ Contract Journal, "Ten firms in race for £700m nuclear civils packages", 20 de mayo de 2009.

³⁹⁰ WNN, "Westinghouse gets set for UK construction", 5 de septiembre de 2008.

³⁹¹ No todos los competidores permanecieron en la carrera. Cuando los precios de la tierra crecieron como la espuma, un grupo compuesto Iberdrola SA, GDF Suez, SA, y Scottish & Southern Energy Plc se retiró del proceso de licitación, véase Bloomberg, "Iberdrola Group Pulls Out of UK Nuclear Bidding, FT Reports", 28 de abril de 2009.

³⁹² Gallup, "Attitudes on issues related to EU Energy Policy", Comisión Europea, DG TREN, abril 2007.

³⁹³ North-West Evening Mail, "Nuclear Row – Residents will quit village", 26 de marzo de 2009.

filas, sugiriendo que sería necesario un precio mínimo del carbono, y también que deberían ser reducidos los objetivos para las energías renovables, para permitir que las centrales nucleares permaneciesen en la base de carga del sistema³⁹⁴.

El único país no-comunitario de Europa occidental en que operan centrales nucleares es **Suiza**. Funcionan cinco reactores que cubren el 39,2% del consumo de electricidad del país. En 2001, el resentimiento contra la energía nuclear estaba en su punto más alto, con un 75% de la población suiza respondiendo "No" a la pregunta "¿es aceptable de energía nuclear?"³⁹⁵. En 2003, sin embargo, la mayoría de la población rechazó dos mociones de largo alcance contra el uso de la energía nuclear. Suiza es el único país nuclear que, repetidamente, se compromete a realizar un referéndum sobre el futuro de la energía nuclear. Mientras que la opción de eliminación nunca ganó una mayoría suficiente, los referendos han mantenido una moratoria efectiva sobre cualquier nuevo proyecto durante largos períodos de tiempo. En la actualidad, los operadores nucleares han iniciado un debate sobre la sustitución potencial de las envejecidas centrales nucleares del país. Sin embargo, no existen perspectivas a corto plazo de ninguna nueva central nuclear en Suiza. El observador Conrad Brunner, que ha analizado la evolución a largo plazo, señala que las empresas que en la primavera de 2008 presentaron propuestas para nuevas centrales nucleares se hallan "en medio de una larga lucha, porque ni la decisión del emplazamiento (...), ni la economía de la energía nuclear, a la luz del ejemplo finlandés, están claras".³⁹⁶

IV.4.2. La energía nuclear en Europa Central y Oriental

En **Bulgaria**, en 2008, la energía nuclear suministraba el 32,9% de la electricidad del país. Esto es, un 10% menos del nivel desde 2006 a diciembre de ese año. Para cumplir las condiciones para la entrada en la UE, los segundos dos bloques de la planta de Kozloduy fueron cerrados. Era consecuencia del cierre de las primeras dos unidades, a finales de 2002. El acuerdo para el cierre de los cuatro reactores de diseño VVER 440-230, junto con acuerdos similares para los reactores de la misma cosecha en Lituania y Eslovaquia, se hizo en 1999. Bulgaria recibió 550 millones de euros de la UE como compensación por el cierre. Dos reactores VVER 1000 permanecen en funcionamiento en el emplazamiento de Kozloduy. En 2003 el Gobierno anunció su intención de reiniciar la construcción del reactor del emplazamiento de Belene, en el norte de Bulgaria. La construcción había comenzado en 1985, pero fue suspendida tras los cambios políticos de 1989, y detenida oficialmente en 1992, en parte también por las preocupaciones sobre la estabilidad geológica del lugar. En el año 2004 se hizo una convocatoria de licitación para la realización de 2.000 MW, de capacidad nuclear, y siete empresas manifestaron su interés inicialmente. Sin embargo, todas fueron retiradas menos dos propuestas, que implicaban de nuevo el diseño VVER original, una dirigida por Skoda y otra por Atomstroyexport (ASE) de Rusia. En octubre de 2006, el consorcio ASE, con la participación de la constructora nuclear francesa AREVA y las empresas búlgaras, fue galardonado con un contrato de 4.000 millones de euros.

La controversia sobre la realización de la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) permanece, se denunció que no contenía información adecuada sobre las condiciones sísmicas, ni se ocupaba de la posibilidad de accidentes más allá del diseño base, ni de detallar los posibles impactos del desmantelamiento³⁹⁷. Por otra parte, a raíz de una acción legal por parte de grupos ambientales, los autores del EIA original confirmaron, en el curso del juicio, que era defectuoso, y que se requeriría una nueva evaluación del impacto ambiental una vez que se decidiesen el diseño y el constructor³⁹⁸.

³⁹⁴ Financial Times, "EDF calls for support for nuclear industry", 25 de mayo de 2009.

³⁹⁵ Conrad U. Brunner, "Democratic Decision-Making in Switzerland: Referenda for a Nuclear Phase-Out, in "Rethinking Nuclear Energy after September 11, 2001", Global Health Watch, IPPNW, septiembre de 2004.

³⁹⁶ Conrad Brunner, "Switzerland – What's Left from the Glaciers in the Alps", en Lutz Mez, Mycle Schneider & Steve Thomas (eds), "International Perspectives on Energy Policy and the Role of Nuclear Power", Multi-Science Publishing, Brentwood, 2009.

³⁹⁷ Jan Haverkamp, "Comments on the non-technical summary of the EIA report of the Investment Proposal of the Belene Nuclear Power Plant", Greenpeace, junio de 2004.

³⁹⁸ Respuestas del equipo de evaluación del impacto ambiental en la pregunta 29 de las ONG y los ciudadanos en las

En febrero de 2007, las autoridades búlgaras comunicaron a la Comisión Europea --ya que están obligados a hacerlo en virtud del Tratado EURATOM-- de los planes de construcción.

Se ha establecido un consorcio de construcción Belene, en el que la empresa estatal **Natsionalna Elektricheska Kompania** (NEK) conservará el control total con un 51% de las acciones, el resto serán objeto de licitación. A finales de 2008 la empresa alemana RWE se presentó como inversor estratégico, con el requisito de aportar 1.275 millones de euros, así como proporcionar un préstamo de 300 millones de euros por adelantado. Esto condujo a la formación de la empresa conjunta Belene Power Company, en diciembre de 2008. Sin embargo, informes de prensa sugieren que RWE no está dispuesta a inyectar fondos en el proyecto hasta su finalización, lo que ha llevado a una solicitud de financiación adicional a Rusia³⁹⁹.

El nuevo gobierno búlgaro, elegido en funciones en julio de 2009, podría descartar el proyecto Belene en conjunto. El viceprimer ministro Simeon Djankov, ex economista en jefe del Banco Mundial, que es también el nuevo ministro de Finanzas, declaró que "existe una probabilidad del 80 por ciento de que el proyecto Belene se detenga"⁴⁰⁰.

La **República Checa** tiene seis reactores de diseño ruso funcionando en dos emplazamientos, Dukovany y Temelin. Las centrales antiguas son cuatro reactores VVER 440-213, mientras que los dos últimos son dos unidades VVER 1000-320. Entre los dos producen el 32,5% de la electricidad del país. La empresa estatal CEZ se ha convertido en una gran importadora y exportadora de electricidad, y en 2007 tenía una exportación neta de alrededor de 16 TWh (de intercambio físico), con importantes exportaciones a Austria, Alemania y Eslovaquia⁴⁰¹. Lo que representa alrededor de dos terceras partes de la electricidad generada por las nucleares.

La planta nuclear de Temelin ha sido el foco de controversia más importante, ya que se adoptó una decisión para reanudar su construcción a mediados de 1990, después de fuese detenida en 1989. La construcción de los dos reactores se inició finalmente en 2000 y 2002, con la asistencia financiera del Export-Import Bank dels EE.UU., y el instrumental y la tecnología de control suministradas por Westinghouse. La participación de Westinghouse, en una fase relativamente tardía de la construcción, provocó problemas técnicos adicionales, lo que provocó retrasos y sobrecostes. La Agencia Internacional de Energía ha sugerido que "a pesar de los bajos costes de operación, la amortización de gastos de Temelin, con un costo total de 99.000 millones de Korunas (coronas checas: CZK, o 3.100 millones de euros de 2001), más 10.000 millones de CZK (313 millones de euros de 2001) de intereses no amortizados, creará una carga financiera importante para la compañía CEZ"⁴⁰².

Incluso después de que los reactores comenzasen a funcionar la polémica no se detuvo, problemas técnicos, especialmente los relativos a las grandes turbinas, han provocado una serie de interrupciones imprevistas. Los problemas de la turbina, así como dificultades adicionales por la deformación de los elementos combustibles, han provocado una reducción del tiempo de funcionamiento total de la planta. En 2007, la Unidad 1 tenía un factor de capacidad del 64%, y la Unidad 2, del 74%, en comparación con el promedio global del 82%.

En julio de 2008 CEZ anunció un plan para construir dos reactores más en Temelin, con un inicio de la construcción previsto para 2013, y puesta en marcha de la primera unidad en 2020. Sin embargo, la planificación es, en el mejor de los casos, ambigua. El Gobierno checo está dividido sobre la

audiencias sobre el marco de la EIA de Belene, 2004.

³⁹⁹ Novinite, "Russia to Temporarily Finance Bulgaria Nuclear Plant Belene", 24 de marzo de 2009; http://www.novinite.com/view_news.php?id=102206.

⁴⁰⁰ Bloomberg, "Bulgaria May Cancel Nuclear-Plant Project, Sell Utility Shares", 31 de julio de 2009.

⁴⁰¹ UCTE 2007: Physical electricity exchange of UCTE countries, http://www.ucte.org/_library/statsexchange/e_exchanges_2007.pdf

⁴⁰² IAEA, "Energy Policies in IEA Countries, Country Review - Czech Republic", IEA 2001.

cuestión nuclear, el ministro de Industria favoreciendo la energía nuclear, y el presidente del Partido Verde, y el ministro del medio ambiente, oponiéndose.

Las plantas Dukovany han estado funcionando desde la primera mitad de la década de 1980, y han sido objeto de cambios para alargar el funcionamiento de los reactores, mientras que, al mismo tiempo, ampliaban su producción alrededor de un 15%. Los operadores prevén que la central seguirá funcionando hasta el año 2025.

Hay una sola planta de energía nuclear que opera en **Hungría**, en Paks, que alberga cuatro reactores nucleares VVER 440-213, que suministran el 37,2% de la electricidad del país. Empezaron a funcionar comercialmente en la década de 1980, y han sido objeto de obras de ingeniería para hacer posible su funcionamiento durante 50 años, además de un aumento del 20% de su capacidad. En abril de 2003, el segundo reactor del emplazamiento sufrió el peor accidente nuclear jamás ocurrido en el país, clasificado en la Escala Internacional de Eventos Nucleares (INES) como un "incidente serio", lo que provocó la evacuación de la sala del reactor principal y la ventilación de la radiactividad al ambiente exterior. Se descubrió más tarde que el accidente fue causado por una refrigeración inadecuada de las barras de combustible durante su limpieza en un contenedor especial, provocando su recalentamiento y el daño de la mayoría de los 30 elementos combustibles. El reactor estará sin funcionamiento durante 18 meses.

En 1998, el operador de Paks propuso la creación de capacidades nucleares adicionales, pero fueron rechazadas por la empresa nacional MVM. Sin embargo, en marzo de 2009, el Parlamento aprobó la propuesta del Gobierno para la construcción de reactores adicionales, con lo que se duplicaría la capacidad de Paks. No se conocen planes industriales o proyecciones en este momento, y la financiación sigue siendo la cuestión clave.

La central nuclear de Ignalina, en **Lituania**, es el único diseño RBMK aún en servicio fuera de Rusia. Dado el impacto del accidente de Chernobyl en toda Europa occidental, es notable que a un reactor de diseño similar se le haya permitido operar en la Unión Europea. La primera unidad fue cerrada en 2004 y, en el marco del acuerdo de adhesión a la UE, la unidad restante tiene que cerrar a finales de 2009. La justificación del largo período de abandono era la dependencia del país de los dos reactores. Incluso después de cerrar la primera unidad, en 2004, la segunda unidad seguía siendo responsable de la producción de más del 72,9% de la electricidad del país en 2008. Esto se debe a que la central eléctrica es demasiado grande para la demanda, relativamente pequeña, del país, ya que antes de los cambios políticos de 1992, suministraba electricidad a Rusia, principalmente. La dependencia de un único reactor para un porcentaje tan grande de la electricidad del país es muy arriesgada desde el punto de vista de la seguridad del suministro. En realidad, el país ha tenido siempre un enorme exceso de capacidad de generación, incluso superior al 250%. En consecuencia, la sustitución de la central de Ignalina siempre ha sido más un problema político que una cuestión técnica.

En febrero de 2007 los gobiernos de los tres **Estados bálticos** y **Polonia** acordaron, en principio, construir una nueva central nuclear en Ignalina. Se aprobó un proyecto de ley parlamentaria en Lituania, en julio de 2007, pidiendo su construcción, y su finalización en 2015. Durante los dos años siguientes se presentaron diversos cambios en las estructuras de propiedad y en las propuestas de tamaño del (de los) reactor (es) propuesto (s). El último, publicado en enero de 2009, contemplaba la construcción de un único reactor, en el marco de gestión de una empresa controlada por el gobierno lituano, LEO Lt. En marzo de 2009, el presidente de Lituania, Valdas Adamkus, dijo que estaban trabajando en la nueva planta, y que podría comenzar a construirse antes de finales del 2009 y, posiblemente, a inicios de otoño. "En mayo tendremos un plan de negocios. Para el otoño, es probable que se pueda empezar a trabajar en la excavación del terreno ", dijo Adamkus⁴⁰³. En 2007, el Gobierno lituano había creado la compañía nacional LEO Lt para financiar el proyecto, junto

⁴⁰³ Earth Times, "Lithuanian president says work on nuclear plant to begin 2009", 27 de marzo de 2009.

con los otros estados bálticos y Polonia. Sin embargo, el ministro de Energía, Arvydas Sekmokas, declaró: "Dudo que LEO Lt sea capaz de construir la planta. Ninguno de los cuatro países involucrados tiene la capacidad para hacer algo así, por lo que tenemos que conseguir el inversor estratégico."⁴⁰⁴ Teniendo en cuenta que a finales de mayo del 2009 no había sido anunciado ni un solo inversor estratégico, ni una convocatoria de licitación, y que las cuestiones de financiación se habían mantenido totalmente ocultas, el inicio del proyecto a corto plazo es muy poco probable.

La central nuclear de Cernavoda en **Rumania** constituye el único reactor CANDU (de diseño canadiense) existente en Europa. En 2008, proporcionaba el 17,5% de la electricidad en el país. La central se inició bajo el régimen de Nicolae Ceausescu, e inicialmente era un proyecto con cinco reactores. Todos iniciaron simultáneamente su construcción en 1980, en parte con fondos de la Canadian Export Development Corporation, pero el plan fue recortado a principios de 1990 para centrarse en la unidad 1. Eventualmente esta se terminó en 1996, casi una década más tarde, con un costo estimado de alrededor de 2.200 millones de dólares. La segunda unidad también se completó con asistencia financiera del exterior, unos 140 millones de dólares mediante un préstamo de Canadá, y otro préstamo de 223 millones de euros de Euratom, y se conectó a la red en agosto de 2007, después de 27 años de construcción. Se están desarrollando planes para completar las dos unidades adicionales de la central. Se han solicitado ofertas para la creación de un productor independiente de energía entre la empresa, SNN, que completará y proporcionará la base del funcionamiento y el mantenimiento, y un inversor privado. En el 2008, tras largas negociaciones, el gobierno decidió que SNN poseería el 51% de las acciones y proporcionaría una financiación de 1000 millones de euros en préstamos y préstamos garantizados. Otros fondos serían internos, y producto de la privatización parcial de la SNN en 2011. En noviembre de 2008 se firmó un acuerdo de inversión entre SNN y ENEL (Italia), CEZ (República Checa), GDF Suez (Francia), RWE Power (Alemania), cada uno aportando el 9,15% a la explotación; e Iberdrola (España) y ArcelorMittal Galati (Rumania) ambos con un 6,2%. La puesta en funcionamiento de la unidad 3 estaba prevista para octubre de 2014, y la de la unidad 4 para mediados de 2015. Sin embargo, todo el plan está siendo revisado, y no hay previsión de completar la primera unidad hasta 2016, como muy pronto.

La empresa estatal Slovenske Elektrarne (SE) es la operadora de todas las plantas de energía nuclear en **Eslovaquia**, en dos emplazamientos: Bohunice, que alberga dos unidades de reactores VVER 440, y Mochovce, en que funcionan dos reactores similares. Existían otros dos en Bohunice, pero eran los del viejo diseño VVER 440 230, y fueron cerrados en 2006 y 2008, como parte del acuerdo de asociación y adhesión a la UE. Las unidades restantes fueron sometidas a trabajos de ingeniería para extender su funcionamiento a 40 años, lo que permitiría a la central mantenerse hasta el 2025.

Las unidades de Mochovce fueron acabadas entre 1998 y 1999. Tenían que haber sido los primeros reactores en recibir financiación del Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo (BERD), en 1995. Sin embargo, en la semana anterior a lo que se esperaba que fuese una decisión favorable de la junta directiva de directores del Banco, las autoridades eslovacas retiraron la solicitud de préstamo. Se dijo que la retirada se debió a las condiciones financieras y de precios globales del proyecto (1.200 millones de euros). Al mismo tiempo el gobierno de Eslovaquia dijo que las obras serían completadas con menor coste utilizando exclusivamente ingeniería de Rusia y Eslovaquia. La obra de los reactores avanzó oficialmente hasta completar el 90 y el 75% del total, y también se dijo que el nuevo coste de finalización era del orden de los 800 millones de €. Sin embargo, cuando finalmente la obra se completó, el costo final se estimó que sería aproximadamente del doble de esa cantidad hacia arriba.

En octubre de 2004, la empresa eléctrica italiana ENEL adquirió el 66% de SE. Como parte de su oferta, ENEL propuso invertir cerca de 2.000 millones de euros en una nueva capacidad de generación, que incluyese la realización de los bloques tercero y cuarto de Mochovce. En febrero de

⁴⁰⁴ Reuters: "Lithuania to seek strategic investor for n-plant", 12 de marzo 2009.

2007, SE anunció que se iba a proceder a la construcción de esas unidades, y que Enel había acordado invertir 1.800 millones de euros. Aunque la Comisión Europea dio el permiso para reiniciar la construcción en julio de 2008, señaló que el reactor no tenía la estructura de "contención total" que se utiliza en las centrales nucleares planificadas, o en curso de construcción más reciente en Europa, y les pidieron a los inversores y a las autoridades nacionales que implementasen las características adicionales necesarias para soportar el impacto de una pequeña aeronave⁴⁰⁵.

Pese a las presiones del Gobierno eslovaco, hasta junio de 2009 no se reactivó la construcción. Las dos unidades están programadas para ser acabadas en 2012 y 2013, respectivamente.

La planta de energía nuclear de Krsko, en **Eslovenia**, es el primer reactor del mundo propiedad conjunta de dos países, Croacia y Eslovenia. El reactor es un PWR Westinghouse, de 700 MW de potencia, fue encargado por la antigua Yugoslavia, y en 2008 proveía el 41,7% de la electricidad de Eslovenia. Fue conectado a la red en 1981 y debería funcionar hasta 2021. La producción se comparte entre los dos países. Siguen produciéndose debates sobre la posible construcción de un segundo reactor en el emplazamiento, pero sin ninguna perspectiva a corto plazo.

IV.5. Rusia y la antigua Unión Soviética

A **Armenia** le queda el reactor restante (Armenia-2) de la central nuclear de Medzamor, situada a 30 km de la capital, Yerevan. En 2008 generó el 39,4% de la energía del país. El reactor es uno de los primeros diseños soviéticos, un VVER 440-230, y su seguridad genera considerables preocupaciones. En 1995, un documento del Departamento de Energía de los EE.UU. exponía que: "Sin embargo, en caso de un accidente grave, la falta de confinamiento del reactor, y la proximidad a Yerevan podría causar estragos en la vida de millones⁴⁰⁶". Debido a su cercanía a la capital, en 1988 se celebró un referéndum, que dio como resultado un acuerdo para cerrar los dos reactores VVER 440-230 que estaban en funcionamiento. En diciembre de 1988 Armenia sufrió un gran terremoto que mató a cerca de 25.000 personas, y que llevó al cierre rápido de los reactores en marzo de 1989. Durante la década de 1990, y tras el colapso de la antigua Unión Soviética, una disputa territorial entre Armenia y Azerbaiyán dio lugar a un bloqueo energético contra Armenia. Esto condujo a una significativa escasez de energía y, en 1993, el Gobierno decidió volver a abrir la Unidad 2, la más reciente de las dos. El reactor debe cerrarse en 2016. En septiembre de 2007 el Ministro de Energía pidió construir un nuevo reactor en Medzamor, con un costo de construcción previsto en 2.000 millones de dólares, y un plazo de construcción de cuatro años y medio. Más recientemente, en febrero de 2009, el Gobierno anunció una licitación para construir una unidad de 1.000 MW con un costo esperado de, aproximadamente, 5.000 millones de dólares.

En **Kazajstán** existía solo un reactor reproductor rápido en funcionamiento, el BN 350 en Aktau que, en 1973, fue el primer reactor reproductor rápido de tipo comercial. Se cerró en 1999, después de haber sido utilizado para generar electricidad, calor, y para desalación de agua de mar. Hay una amplia gama de propuestas para un mayor uso de la energía nuclear, que van desde más reactores reproductores en el futuro, a grandes reactores de agua ligera, e incluso hasta 20 reactores más pequeños desplegados en ciudades de todo el país. Los planes parecen implicar principalmente tecnología rusa o japonesa, pero no se han convertido en proyectos concretos.

Sin embargo, la principal contribución de Kazajstán a la industria nuclear mundial es su producción de uranio, ya que posee el 15% de las reservas del mundo. La producción de uranio ha aumentado rápidamente en la última década, desde 795 toneladas en 1997 a 6.637 toneladas en 2007, con planes para llegar a 30.000 toneladas en 2018. Para cumplir estos objetivos se han firmado diversos

⁴⁰⁵ Comisión Europea, "Commission issues its opinion on units 3 and 4 of the Slovak Nuclear Power Plant of Mochovce", IP/08/1143, 15 de julio de 2008.

⁴⁰⁶ DOE, "Most Dangerous Reactors - A worldwide compendium of reactor Risk" Departamento de Energía, Office on Energy Intelligence, mayo de 1995.

acuerdos de cooperación con empresas y organismos gubernamentales de, entre otros, Canadá, China, Francia, Japón y Rusia. Estos acuerdos no se limitan a la oferta de uranio, pues también implican el enriquecimiento y la fabricación de combustible.

Existen 31 reactores nucleares en funcionamiento en **Rusia**, con una capacidad total instalada de 21,7 GW. En 2008, el parque nuclear generó 152 TWh, proporcionando el 16,9% de la electricidad del país. Los siguientes reactores están en funcionamiento: 15 corresponden a la etapa inicial, cuatro de la primera generación VVER 440-230 y 11 reactores RBMK; más cuatro pequeños BWR (solo de 11 MW) utilizados para la cogeneración en Siberia; un reactor reproductor rápido; y 11 reactores de segunda generación de agua ligera (2 VVER 440-213 y 9 VVER 1000). El promedio de edad de los reactores en funcionamiento es de 27 años, y sólo dos han sido acabados en los últimos 10 años. El último reactor fue terminado en 2004, en Kalinin.

Hay nueve reactores que, oficialmente, están en construcción, tres de ellos se iniciaron hace más de 20 años (Volgodonsk 2 [1983]; Kursk 5 [1985] y Kalinin 4 [1986]). Los otros reactores incluyen un reactor reproductor rápido en Beloyask, y dos pequeños PWR (de 32 MW) para ser instalados en barcasas. Dos de los últimos reactores VVER 1200 (según el OIEA 2006) se están construyendo en Novovoronezh y Leningrado, y la construcción se inició en octubre de 2008.

Con los años el Gobierno ha anunciado una serie de planes para la ampliación del sector nuclear. Por ejemplo, el plan en 2000 consistía en que se generarían más de 200 TWh de electricidad nuclear en el año 2010. En octubre de 2006 se adoptó un programa de desarrollo de la energía nuclear de 55.000 millones de dólares. Casi la mitad de esta propuesta de programa, 26.000 millones de dólares, debía de provenir del presupuesto federal, y el resto de la industria. En septiembre de 2007 el Gobierno anunció planes para la construcción de 8 nuevos VVER 1200 para el año 2016, y con futuros reactores a construir después de estos, lo que llevaría a duplicar la capacidad instalada en el año 2020. Se prevé que la construcción de nuevos reactores, a razón de 2 GW por año, se iniciará después del 2009. Sin embargo, la reciente situación económica mundial, que afectan especialmente a la economía rusa debido al bajo precio del petróleo y el gas, puede conducir, una vez más, a la demora o cancelación de una serie de proyectos nucleares.

Además de los planes de expansión, la industria rusa se propone alargar el tiempo de funcionamiento de los reactores existentes. En particular, ahora se espera que los reactores RBMK puedan funcionar durante unos 45 años.

Rusia está construyendo más reactores para la exportación que para su mercado nacional, con ventas del último diseño de los reactores VVER 1000, AES91 y AES92, a Bulgaria, China y la India. Se están desarrollando un cierto número de otros diseños de reactores, incluidos los pequeños BWR de 300 MW.

Rusia ha desarrollado toda la cadena del combustible nuclear. Los recursos rusos de uranio están en torno al 10% de los recursos razonablemente asegurados del mundo, más recursos inferidos, según la Agencia de Energía Nuclear, de las minas más grandes cercanas a la frontera de China y Mongolia. Los gastos de exploración casi se han duplicado en dos años, llegando a unos 52 millones de dólares USA en 2008. También se están presentando propuestas para desarrollar las reservas mineras de varios países, a través de la formación de la Compañía de la Minería del Uranio (UGRK), en conjunción con Kazajstán, Uzbekistán y Mongolia. En septiembre de 2007 se firmó un acuerdo con el Gobierno de Australia para importar hasta 1.000 millones de dólares de uranio por año. Empresas conjuntas también están desarrollando proyectos mineros en Rusia, por ejemplo, con Mitsui & Co, de Japón y, en febrero de 2009, Rosnedra publicó una lista de depósitos para que se saquen a licitación en 2009.

Durante muchas décadas, Rusia ha estado implicada en el suministro de nuevo combustible y en el retorno del combustible gastado hacia, y desde, países de Europa Central y Oriental. Esta práctica

ha cesado en gran medida. A pesar de la intención de aumentar el reprocesamiento de combustible nuclear, sólo el combustible de los VVER 440 se reprocesa, el combustible de los VVER 1000 y RBMK es almacenado. La construcción de la planta de reprocesamiento RT-2, de Krasnoyarsk, propuesta para el combustible del VVER 1000, fue detenida. Además, la línea RT-1 de reprocesamiento en Mayak, para el combustible del VVER 440, está funcionando a sólo un tercio de su capacidad, debido a la pérdida de los contratos extranjeros.

Ucrania tiene quince reactores en funcionamiento, que proporcionaron el 47,4% de la electricidad del país en 2008. El accidente de Chernobyl, en 1986, no sólo causó un daño enorme a la economía del país, el ambiente y la salud pública, sino que también detuvo el desarrollo de la energía nuclear. Esta situación se agravó aún más cuando hubo otro accidente en la unidad 2 de la central de Chernobyl en 1991. Desde entonces las dos unidades restantes de Chernobyl se han cerrado y toda la central está a la espera de su desmantelamiento.

Desde 1986 se han completado tres reactores, Zaporozhya 6, Khmelnytsky 2 y Rovno 4. Estas dos últimas unidades fueron originalmente planeadas para ser realizadas con financiación del EBRD y de Euratom, pero el proyecto fue retirado en el último momento por el Gobierno de Ucrania alegando que los costes y condiciones de los préstamos eran demasiado elevados. Los reactores terminaron usando los recursos de Ucrania y Rusia; más tarde, ambos fueron beneficiarios de préstamos mucho más pequeños, tanto del BERD como de Euratom, para la "post culminación" de las actualizaciones.

En 2006 el Gobierno aprobó una estrategia para conseguir la duplicación de la capacidad de energía nuclear instalada para el año 2030. Para ello será necesario el reemplazo de las unidades existentes (entre 9 a 11 reactores que totalizan 10,5 GW) y la construcción futura de otros 11 reactores para ampliar la capacidad. La estrategia prevé inicialmente la finalización de la tercera y cuarta unidades de la central de Khmelnytsky, cuyos trabajos se inician en el 2010. A pesar de su aparente estado de finalización (75% y 28% respectivamente), se supone que los reactores no se habrán completado hasta el año 2016 y 2017. Se espera que la mayoría (85%) de los fondos necesarios para la terminación del proyecto provenga de un préstamo de Rusia. A pesar de que se anunció una licitación internacional, finalmente sólo Atomstroyexport y Corea HNP presentaron ofertas. Se prevé la firma del contrato en 2009.

La identificación de los otros proyectos del plan de expansión, y los pedidos de nueva construcción se espera que comiencen en 2010.

Ucrania tiene algunas reservas de uranio y está llevando a cabo actividades mineras, en particular en Zholtye Vody, en la región de Dnepropetrovsk. Estas actividades proporcionan más de un tercio de las necesidades de uranio ucranianas. A partir del 1 enero 2007 los recursos se obtenían a un coste minero inferior a 40 dólares por Kg. de uranio. Hay otros lugares en fase de exploración activa y desarrollo utilizando recursos internos, aunque existen planes para impulsar estas actividades mediante inversión extranjera con objetivo de duplicar la producción hasta alcanzar, aproximadamente, 1.500 toneladas por año en 2013.

Informe de situación de la Industria Nuclear Mundial 2009

Breve actualización resumida de enero de 2011

Schneider Mycle, Coordinador del Proyecto, 06 de enero 2011

Desde la publicación del Informe sobre el Estado de la Industria Nuclear Mundial (World Nuclear Industry Status Report) de 2009, encargado por el gobierno alemán y presentado en agosto de 2009, se han producido una serie de acontecimientos dignos de mención, que se analizarán más detalladamente en una actualización completa que se publicará en los próximos meses. En el siguiente resumen se sintetizan las cifras clave y los cambios.

Desde el 1 de enero de 2011 funcionan en el mundo 441 reactores nucleares, tres menos que en 2002, pero cinco más que hace un año. De hecho, han comenzado a funcionar cinco nuevas unidades – sobre las 10 que se esperaba que comenzasen a funcionar –, mientras que no se ha cerrado ningún reactor. Existen 66 unidades clasificadas por el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) como "en construcción", es decir, 14 más que a principios de 2010.

En total, funcionan 142 unidades en los 27 Estados miembros de la UE, lo que representa 35 menos que en 1989. A nivel mundial, los reactores en funcionamiento representan una potencia total de 374.700 megavatios (aproximadamente 375 GW), aproximadamente 4.000 MW más que hace un año. Este dato puede ser comparado con los 16.000 MW de nueva capacidad eólica añadida a las redes eléctricas mundiales, solo en los seis primeros meses de 2010 - cerca de la mitad de la cual fue construida por China -, ello supone cinco veces más que la el aumento total del país durante todo el año en otras tecnologías, incluyendo dos nuevas plantas nucleares preparadas para funcionar⁴⁰⁷. Se espera llegar casi a 200GW de potencia eólica instalada en el mundo a finales de 2010.

No es probable que la tendencia general mundial en energía nuclear cambie por el reciente aumento de proyectos de construcción. Con los extremadamente largos plazos de entrega, de 10 años y más, será prácticamente imposible mantener, y mucho menos aumentar, el número de centrales nucleares en funcionamiento en los próximos 20 años. La única excepción a este resultado sería que el tiempo de explotación podría ser aumentado sustancialmente más allá de los 40 años de promedio. La próxima versión completa del Informe sobre el Estado de la Industria Nuclear Mundial analizará esta cuestión.

Para la práctica totalidad de los países recién incorporados a esta tecnología, potencialmente nucleares, sigue siendo poco probable que los programas de fisión nuclear puedan ser implementados a corto plazo, dentro del marco técnico, económico y político necesario. Ninguno de los nuevos países potencialmente nucleares ha adecuado las regulaciones, ha creado un regulador independiente, ni posee una capacidad propia de mantenimiento o mano de obra cualificada para construir una planta nuclear. Muchos proyectos, con un calendario inicialmente optimista, han quedado retrasados.

La falta de una fuerza laboral capacitada y la pérdida masiva de competencia siguen siendo, probablemente, los retos más difíciles de superar para los defensores de la expansión nuclear. Incluso China, el país que tiene la mayoría de los proyectos nucleares, se ve amenazado por una grave escasez de trabajadores calificados. La situación es similar, o peor, en la mayoría de los otros países nucleares.

⁴⁰⁷ Esto significa que incluso si la generación de electricidad fue tres veces mayor para las plantas nucleares - una hipótesis muy optimista - los nuevos aerogeneradores aún proporcionarían más energía que las nuevas plantas nucleares.

El informe de 2009 cubría, además de los temas tratados en ediciones anteriores, un análisis económico del pasado, presente y probable futuro de los proyectos nucleares. Mientras que muchas industrias experimentan una disminución de costes a medida que avanzan en su curva de aprendizaje tecnológico, la industria nuclear sigue enfrentándose constantemente a crecientes costes de construcción de los proyectos existentes y de las estimaciones de costes futuros. Las nuevas estimaciones, incluyendo las de la mayor empresa de servicios nucleares de los EE.UU., Exelon, muestran un fuerte aumento en los nuevos costos de construcción en los últimos dos años. Lógicamente, diversos proyectos en fase avanzada han sido retirados, otros han experimentado aumentos en las estimaciones de coste. El buque insignia del reactor EPR, el proyecto de Olkiluoto, en Finlandia, gestionado por el mayor constructor nuclear del mundo, AREVA NP, ha empeorado aún más sus resultados financieros. El proyecto lleva un mínimo de tres años y medio de retraso, y ha superado en un 90% su presupuesto, llegando a un total de 5.700 millones de euros (7.500 millones de dólares de 2011), es decir, unos 3.600 euros (4.700 dólares de 2011) por kilovatio instalado.

La crisis económica internacional ha exacerbado muchos de los problemas a los que se enfrentan los defensores de la opción de la energía nuclear. En este momento, no existe aún ningún signo evidente de que la industria nuclear internacional pueda, eventualmente, cambiar desde su actual declive, empíricamente evidente, hacia un futuro prometedor.

Anexo 1: Situación de la energía nuclear en el mundo (al 1 de agosto 2009)

Países	Reactores Nucleares ⁴⁰⁷				Potencia ⁴⁰⁸	Energía ⁴⁰⁹
	Funcionando	Promedio de edad	En Construcción ⁴¹⁰	Planificados ⁴¹¹	Porcentaje de Electricidad ⁴¹²	Porcentaje de Energía Primaria Comercial
Argentina	2	31	1	1	6%(=)	2%
Armenia	1	30	0	0	39%(-)	?%
Bélgica	7	29	0	0	54%(=)	14%
Brasil	2	18	0	1	3%(=)	1%
Bulgaria	2	20	2	0	33%(=)	18%
Canadá	18	26	0	3	15%(=)	6%
China	11	8	16	29	2%(=)	<1%
República Checa	6	18	0	0	32%(+)	14%
Finlandia	4	30	1	0	30%(=)	20%
Francia	58	24	1	1	76%(=)	39%
Alemania	17	28	0	0	28%(=) ⁴¹³	11%
Hungría	4	24	0	0	37%(=)	14%
India	17	18	6	10	2%(=)	<1%
Irán	0	0	1	2	0%(=)	0%
Japón	53	24	2	13	25%(-)	11%
Lituania	1	22	0	0	73%(+)	26%
México	2	18	0	0	4%(=)	1%
Holanda	1	36	0	0	4%(=)	1%
Pakistán	2	24	1	2	2%(=)	<1%
Rumania	2	8	0	2	18%(+)	7%
Rusia	31	27	9	7	17%(=)	5%
Eslovaquia	4	19	2	0	56%(+)	21%
Eslovenia	1	28	0	0	42%(=)	?%
Sudáfrica	2	25	0	3	5%(=)	2%
Corea del Sur	20	17	5	7	36%(=)	14%
España	8	26	0	0	18%(=)	9%
Suecia	10	31	0	0	42%(-)	31%
Suiza	5	34	0	0	39%(=)	21%
Taiwan	6	28	2	0	19%(=)	8%
Ucrania	15	21	2	0	47%(=)	16%
Reino Unido	19	28	0	0	13%(-)	6%
USA	104	30	1	11	20%(=)	8%
EU27	144	25	6	3	28%(=)	12%
Total	435	25	52	93	ca. 14%	5.5%

© Mycle Schneider Consulting

⁴⁰⁷ De acuerdo con OIEA PRIS agosto de 2009, a menos que se indique lo contrario

<http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html>

⁴⁰⁸ En 2008, con base en el OIEA PRIS, mayo de 2009.

⁴⁰⁹ En 2008, según BP, "Statistical Review World Energy, junio de 2009.

⁴¹⁰ A partir de mayo de 2009.

⁴¹¹ Adaptado de la WNA, la lista de WNA da una adición de 13 unidades planeadas en los países recién llegado potencial, ver <http://www.world-nuclear.org/info/reactors.html> consultada el 28 de mayo de 2009.

⁴¹² Un +/- entre paréntesis se refieren a cambios en 2008 respecto al nivel en 2007, un cambio de menos del 1% se considera =.

⁴¹³ Las estadísticas de Alemania (AG Energiebilanzen) dan una cuota de generación bruta de electricidad nacional de sólo el 23,3%.

Anexo 2: Relación mundial de nucleares que aparecen como "en construcción" (01/08/09)

País	Unidades	MWe (netos)	Inicio construcción	Conexión a la red planeada
Argentina	1	692	1981/07/14	2010/10/01 ⁴¹⁴
Bulgaria	2	1.906		
...Belene-1		953	1987/01/01	2014 ⁴¹⁵
...Belene-2		953	1987/03/31	2015 ⁴¹⁶
China	16	15.220		
...Fangjiashan-1		1.000	2008/12/26	2013 ⁴¹⁷
...Fangjiashan-2		1.000	2009/07/17	2014 ⁴¹⁸
...Fuqing-1		1.000	2008/11/21	2013/10 ⁴¹⁹
...Fuqing-2		1.000	2009/06/17	2014/08 ⁴²⁰
...Hongyanhe-1		1.000	2007/08/18	2012/10 ⁴²¹
...Hongyanhe-2		1.000	2008/03/28	2013 ⁴²²
...Hongyanhe-3		1.000	2009/03/07	2014 ⁴²³
...Lingao-3		1.000	2005/12/15	2010/08/31
...Lingao-4		1.000	2006/06/15	2011/08 ⁴²⁴
...Ningde-1		1.000	2008/02/18	2012 ⁴²⁵
...Ningde-2		1.000	2008/11/12	2013 ⁴²⁶
...Qinshan-II-3		610	2006/03/28	2010/12/28
...Qinshan-II-4		610	2007/01/28	2011/09/28
...Sanmen-1		1.000	2009/04/19	2013 ⁴²⁷
...Yangjiang-1		1.000	2008/12/16	2013 ⁴²⁸
...Yangjiang-2		1.000	2009/06/04	2014 ⁴²⁹
Finlandia	1	1.600	2005/08/12	2012/06 ⁴³⁰ (completion)
Francia	1	1.600	2007/12/03	2012/05/01 ⁴³¹
India	6	2.910		
...Kaiga-4		202	2002/05/10	2009/11/30 ⁴³²
...Kudankulam-1		917	2002/03/31	2009/07/31 ⁴³³
...Kudankulam-2		917	2002/07/04	2010/04/30 ⁴³⁴
...PFBR		470	2004/10/23	2011 ⁴³⁵
...Rajasthan-5		202	2002/09/18	2009 ⁴³⁶
...Rajasthan-6		202	2003/01/20	2009/06/30 ⁴³⁷

Notas relacionadas con el Anexo 2

⁴¹⁴ Varias veces retrasada. fecha más recientes publicada después de enero de 2008.

⁴¹⁵ Varias veces retrasadas, sin fecha de puesta en marcha del OIEA, a partir de esta estimación:

<http://world-nuclear.org/info/inf87.html>

⁴¹⁶ varias veces retrasadas, sin fecha de puesta en marcha del OIEA, a partir de esta estimación:

<http://world-nuclear.org/info/inf87.html>

⁴¹⁷ Sin fecha de puesta en marcha del OIEA, estimación a partir de: <http://www.world-nuclear.com/info/inf63.html>

⁴¹⁸ Sin fecha de puesta en marcha del OIEA, estimación a partir de: <http://www.world-nuclear.com/info/inf63.html>

⁴¹⁹ Sin fecha de puesta en marcha del OIEA, estimación a partir de: <http://www.world-nuclear.com/info/inf63.html>

⁴²⁰ Sin fecha de puesta en marcha del OIEA, estimación a partir de: <http://www.world-nuclear.com/info/inf63.html>

⁴²¹ Sin fecha de puesta en marcha del OIEA, estimación a partir de: <http://www.world-nuclear.com/info/inf63.html>

⁴²² Sin fecha de puesta en marcha del OIEA, estimación en función de: <http://www.world-nuclear.com/info/inf63.html>

⁴²³ Sin fecha de puesta en marcha del OIEA, estimación en función de: <http://www.world-nuclear.com/info/inf63.html>

⁴²⁴ Sin fecha de puesta en marcha del OIEA, estimación a partir de: <http://www.world-nuclear.com/info/inf63.html>

⁴²⁵ Sin fecha de puesta en marcha del OIEA, estimación derivada de <http://www.world-nuclear.com/info/inf63.html>

⁴²⁶ Sin fecha de puesta en marcha del OIEA, estimación derivada de <http://www.world-nuclear.com/info/inf63.html>.

⁴²⁷ Sin fecha de puesta en marcha del OIEA. Westinghouse planea su conexión a la red. Fuente: Westinghouse, comunicado de prensa, 19 de abril de 2009.

⁴²⁸ Sin fecha de puesta en marcha del OIEA, estimación para la operación comercial de <http://www.world-nuclear.com/info/inf63.html>

⁴²⁹ Sin fecha de puesta en marcha del OIEA, estimación en función de: <http://www.world-nuclear.com/info/inf63.html>

⁴³⁰ Después de diversas revisiones la puesta original prevista en el 2009, la fecha se refiere a la "finalización" de la planta.

Fuente: TVO, Comunicado de Prensa 13 de enero de 2009.

⁴³¹ Retraso de 9 meses, según informes de prensa. CEO de Areva, Anne Lauvergeon ha afirmado en la radio pública que la unidad lleva un año de retraso. EDF alega que el proyecto se ajusta al calendario.

⁴³² Nuevo retraso a partir de la puesta en marcha prevista en 2007/07/31. Se retrasó de nuevo a principios de 2009.

⁴³³ Nuevo retraso de puesta en marcha prevista diciembre de 2007. La fecha se retrasó de nuevo a principios de 2009.

⁴³⁴ Nuevo retraso de puesta en marcha prevista diciembre de 2008. La fecha se retrasó de nuevo a principios de 2009.

⁴³⁵ Varias veces retrasada; sin fecha de puesta en marcha del AIEA; estimación para la operación comercial en

<http://www.worldnuclear.org/info/inf53.html>

⁴³⁶ Retrasada de nuevo a partir de la puesta en marcha prevista en 2007/12/31, la nueva fecha 2009/09/30 fue retirada en julio de 2009, sin nueva fecha del OIEA; fecha de reserva solo a efectos de cálculo de modelos.

⁴³⁷ Retrasada de nuevo a partir de la puesta en marcha prevista en 2007/06/30. En junio de 2009 fecha sigue en la lista del AIEA, el 5 de septiembre de 2009. Se mantiene 2009 como fecha solo a efectos de cálculo de modelos.

Anexo 2 (continuación)

País	Unidades	MWe (netos)	Inicio construcción	Conexión a la red planeada
Irán	1	915	1975/05/01	2009/09/01 ⁴³⁸
Japón	2	2.191		
...Shimane		1.325	2007/10/12 ⁴³⁹	2011/12/01
...Tomari		866	2004/11/18	2009/12/10 ⁴⁴⁰
Pakistán	1	300	2005/12/28	2011/05/31
Rusia	9	6.894		
...BN-800		750	1985 ⁴⁴¹	2014 (operación comercial) ⁴⁴²
...Kalinin-4		950	1986/08/01	2011 ⁴⁴³
...Kursk-5		925	1985/12/01	? ⁴⁴⁴
...Leningrad-2-1		1.085	2008/10/25	2013/10 ⁴⁴⁵
...Novovoronezh-2-1		1.085	2008/06/24	2012/12/31 (operación comercial) ⁴⁴⁶
...Novovoronezh-2-2		1.085	2008/07/12	2014 (operación comercial) ⁴⁴⁷
...Lomonosov-1		32	2007/04/15	2012/12/31 (operación comercial) ⁴⁴⁸
...Lomonosov-2		32	2007/04/15	2012/12/31 (operación comercial) ⁴⁴⁹
...Volgodonsk		950	1983/05/01	2010 (operación comercial) ⁴⁵⁰
Eslovaquia	2	810		
...Mochovce-3		405	1985/01/01 ⁴⁵¹	2012/09 ⁴⁵³
...Mochovce-4		405	1985/01/01 ⁴⁵²	2013 ⁴⁵⁴
Corea del Sur	5	5.180		
...Shin-Kori-1		960	2006/06/16	2010/08/01
...Shin-Kori-2		960	2007/06/05	2011/08/01
...Shin-Kori-3		1.340	2008/10/31	2013/09/30 (operación comercial) ⁴⁵⁵
...Shin-Wolsong-1		960	2007/11/20	2011/05/28
...Shin-Wolsong-2		960	2008/09/23	2012/05/28
Taiwan	2	2.600		
...Lungmen-1		1.300	1999/03/31	2011 ⁴⁵⁶
...Lungmen-2		1.300	1999/08/30	2010 ⁴⁵⁷
Ucrania	2	1.900		
...Khmelnitski-3		950	1986/03/01	2015/01/01 ⁴⁵⁸
...Khmelnitski-4		950	1987/02/01	2016/01/01 ⁴⁵⁹
USA	1	1.165	1972/12/01	2012/08/01
Total	52	45.883		

⁴³⁸ Retrasada de nuevo a partir de la puesta en marcha prevista en 2007/11/01 a partir de enero de 2008.

⁴³⁹ Esta unidad ha sido añadido a la lista OIEA solo en octubre de 2008.

⁴⁴⁰ Retrasada ligeramente su puesta en marcha prevista en 2009/12/01 a partir de enero de 2008.

⁴⁴¹ El Sistema de Información de potencia de reactores del OIEA (PRIS), curiosamente proporciona una fecha de inicio de las nuevas obras 2006/07/18. Hasta 2003, la Comisión de Energía Atómica francesa (CEA) que figuran el BN-800 como "en construcción" con una fecha de puesta en marcha de la construcción de "1985". En ediciones posteriores de la publicación anual de la CEA, ELECNUC, Nuclear Power Plants in the World, el BN-800 había desaparecido.

⁴⁴² Retrasada numerosas veces, sin fecha de puesta en marcha del OIEA; estimación del <http://www.world-nuclear.org/info/inf29.html>

⁴⁴³ Retraso de la puesta en marcha prevista el 2010/12/31 a finales de 2007, sin nueva fecha del OIEA. Estimación de

<http://www.world-nuclear.org/info/inf45.html>

⁴⁴⁴ Retraso de la puesta en marcha prevista el 2010/12/31 a finales de 2007, sin nueva fecha del OIEA. Kursk-5 se basa en una versión mejorada del diseño RBMK, y su realización parece muy incierta. Fecha prevista arbitrariamente, de cálculo de modelos, que se inicia en 2012.

⁴⁴⁵ Sin fecha de puesta en marcha del OIEA; estimación para la operación comercial de <http://www.world-nuclear.org/info/inf45.html>

⁴⁴⁶ la fecha de operación comercial introdujo a principios de 2009.

⁴⁴⁷ Sin fecha de puesta en marcha del OIEA; esta estimación para la operación comercial de: <http://www.world-nuclear.org/info/inf45.html>

⁴⁴⁸ La operación comercial prevista inicialmente para 2010 a Severod. Puesto que, se trasladó a Lomonosov y un retraso de dos años.

⁴⁴⁹ La operación comercial prevista inicialmente para 2010 a Severod. Puesto que, se trasladó a Lomonosov y un retraso de dos años.

⁴⁵⁰ Retraso en la fecha prevista de puesta en marcha publicada a finales de 2007 de 2008/12/31, sin nueva fecha del OIEA. Estimación de

<http://www.world-nuclear.org/info/inf45.html>

⁴⁵¹ El 11 de junio 2009 la construcción reanudó oficialmente.

⁴⁵² El 11 de junio 2009 la construcción reanudó oficialmente.

⁴⁵³ Varias veces retrasada. No hay fecha oficial de puesta en marcha, estimación a partir de:

<http://www.world-nuclear.org/info/inf91.html>

⁴⁵⁴ Varias veces retrasada. No hay fecha oficial de puesta en marcha, estimación a partir de:

<http://www.world-nuclear.org/info/inf91.html>

⁴⁵⁵ Fecha de operación comercial introducida a principios de 2009.

⁴⁵⁶ Retrasada varias veces a partir de la fecha original de puesta en marcha, a mediados de 2006. No hay fecha de puesta en marcha del OIEA; estimación, para propósitos de operación comercial de: http://www.world-nuclear.org/info/inf115_taiwan.html

⁴⁵⁷ Retrasada varias veces a partir de la fecha original de puesta en marcha a mediados de 2007.

⁴⁵⁸ Retrasada varias veces.

⁴⁵⁹ Retrasada varias veces.

Anexo 3: Potencial de países recién llegados nucleares, reactores de investigación y tamaño de la Red Eléctrica.

País	Investigación en reactores*	Tamaño de la Red (en MW)**
Albania	No	1.700
Argelia	Sí	6.500
Australia	Sí	50.000
Azerbaijan	No	5.200
Bangladesh	Sí	4.700
Bielorusia	Sí	8.000
Bosnia	No	4,300
Chile	Sí	13.500
Croacia	No	3.900
Egipto	Sí	20.500
Estonia	No	2.300
Georgia	Sí	4.400
Ghana	Sí	1.500
Indonesia	Sí	24.300
Israel	Sí	10,000
Irlanda	No	6.200
Italia	Sí	82.000
Jordania	No	2.100
Kuwait	No	11.000
Latvia	Sí	2.200
Libia	Sí	5.400
Malasia	Sí	23.300
Mongolia	No	800
Marruecos	Sí	5.000
Namibia	No	300
Nueva Zelandia	No	8.900
Nigeria	No	6.000
Noruega	Sí	28.000
Filipinas	Sí	15.600
Polonia	Sí	31.000
Portugal	Sí	14.000
Tailandia	Sí	26.000
Tunez	No	3.300
Turquía	Sí	41.000
Uganda	No	300
Emiratos Árabes Unidos	No	15.700
Venezuela	Sí	22.200
Vietnam	Sí	12.400

Notas:

* Basado en la base de datos de investigación en reactores del OIEA, mayo de 2009.

** Principalmente a partir de 2006, también para 2007 si está disponible, redondeado, con base en US-DOE-EIA, "Total mundial de electricidad. Capacidad Instalada", 8 de diciembre de 2008.

Anexo 4: Calendario de Eventos de Olkiluoto-3 (según Nucleonics Week)

Fecha	Acontecimiento
12/03	3 mil millones de euros, contrato llave en mano firmado por TVO con AREVA NP y Siemens. Objetivo: construcción en 48 meses. El contrato incluye el costo de construcción del edificio de la central, y de las construcciones no nucleares afines, los gastos de financiación, algunos costes de gestión de residuos y la primera carga de combustible ⁴⁶⁰
4/04	STUK: "Estamos recibiendo los documentos finales. Ellos (AREVA) no se reserva tiempo suficiente para nuestra revisión y que no tienen toda la información requerida por nuestros guías" ⁴⁶¹
1/05	STUK aprueba la construcción de Olkiluoto-3 ⁴⁶²
2/05	Gobierno de Finlandia da la licencia de construcción ⁴⁶³
9/05	Ceremonia de colocación de la piedra basal ⁴⁶⁴
10/05	Retrasos en el vertido de base de la losa debido a preocupaciones sobre la fortaleza de hormigón. Fabricación de vasija del reactor a presión y generadores de vapor "algunas semanas" más tarde del calendario original ⁴⁶⁵
2/06	Los problemas con las soldaduras de calificación para recipientes a presión y los retrasos en el diseño de ingeniería de detalle llevan a la construcción a acumular más de seis meses de retraso sobre el calendario ⁴⁶⁶
3/06	STUK abrió una investigación sobre los problemas de fabricación y construcción ⁴⁶⁷
5/06	A pesar de las medidas incluidas, dos turnos en el emplazamiento, y tres turnos en la planta de producción de componentes de AREVA, el trabajo lleva entre ocho y nueve meses de retraso sobre el calendario ⁴⁶⁸
7/06	TVO reconoce una demora de un año. STUK investigación: un presupuesto y un calendario muy ajustados, inexperiencia del proveedor, poco control de subcontratistas, y la dificultad de regulación en la evaluación de la información han causado confusión y problemas de control de calidad que han retrasado el proyecto ⁴⁶⁹
10/06	AREVA suministra 300 millones de euros al proyecto Olkiluoto ⁴⁷⁰ 3 de cada 4 'soportes calientes' no cumplen las especificaciones de fabricación. ⁴⁷¹ Se sustituye al gestor del proyecto ⁴⁷²
12/06	Retraso estimado en 18 meses ⁴⁷³
1/07	AREVA NP: "AREVA- Siemens no puede aceptar la responsabilidad 100% de compensación, porque es un proyecto de gran cooperación. La obra es conjunta, por lo que niegan absolutamente el principio de compensación 100%" TVO: "No creo que AREVA diga eso. El emplazamiento está en manos del contratista en este momento. Por supuesto, al final, TVO es el responsable de lo que sucede en el sitio. Pero la realización del proyecto es responsabilidad de AREVA" ⁴⁷⁴
5/07	TVO y AREVA no están de acuerdo en que el diseño fuese lo suficientemente completo cuando el contrato se firmó. STUK: «un diseño completo sería el ideal. Pero yo no creo que haya un vendedor en el mundo que lo hiciese, antes de saber que podía conseguir el contrato. Así es la vida real" ⁴⁷⁵
8/07	Los problemas para cumplir con los requisitos de soporte de un accidente aéreo significa un retraso de 2 años ⁴⁷⁶
9/07	Reparación en 12 lugares de la línea de acero de contención, para fijar deformaciones y soldar problemas AREVA reconoce nuevas disposiciones financieras por las pérdidas, pero no las cuantifica. Estimación independiente de entre 500 y 700 millones de euros ⁴⁷⁸

⁴⁶⁰ Nucleonics Week, "Finnish regulators anticipate challenging schedule for EPR", 1 January 2004, p. 21.

⁴⁶¹ Nucleonics Week, "Problems in getting information could delay review of Olkiluoto-3", 1 April 2004, p. 4.

⁴⁶² Nucleonics Week, "STUK okays Olkiluoto-3, sets limit on initial fuel burnup", 27 January 2005, p. 1.

⁴⁶³ Nucleonics Week, "Finnish government issues license for construction of Olkiluoto-3", 24 February 2005, p. 1.

⁴⁶⁴ Nucleonics Week, "Multinational ceremony marks Olkiluoto-3's cornerstone", 17 September 2005, p. 15.

⁴⁶⁵ Nucleonics Week, "Olkiluoto-3 base slab pour delay not expected to impact end date", 20 October 2005, p. 4.

⁴⁶⁶ Nucleonics Week, "Construction of Olkiluoto-3 behind schedule", 2 February 2006, p. 1.

⁴⁶⁷ Nucleonics Week, "STUK begins investigating construction delay at Olkiluoto-3", 2 March 2006, p. 8.

⁴⁶⁸ Nucleonics Week, "Olkiluoto-3 containment liner set in place, but project still lags", 2 March 2006, p. 8.

⁴⁶⁹ Nucleonics Week, "Host of problems caused delays at Olkiluoto-3, regulators say", 13 July 2006, p. 1.

⁴⁷⁰ Nucleonics Week, "Olkiluoto-3 delays lower AREVA nuclear profits by Eur 300 million", 5 October 2006, p. 4.

⁴⁷¹ Nucleonics Week, "Problems found with Olkiluoto-3 hot legs", 19 October 2006, p. 1.

⁴⁷² Nucleonics Week, "AREVA puts star engineer in charge of Olkiluoto-3 project", 2 November 2006.

⁴⁷³ Nucleonics Week, "Olkiluoto-3 commercial date slips to late 2010 at earliest", 7 December 2006, p. 1.

⁴⁷⁴ Finnish Broadcasting Company TV news, 30 January 2007.

⁴⁷⁵ Nucleonics Week, "Lack of complete design blamed for problems with Olkiluoto-3", 17 May 2007, p. 4.

⁴⁷⁶ Nucleonics Week, "AREVA: Plane crash requirements to delay Olkiluoto-3 construction", 16 August 2007, p.1.

⁴⁷⁷ Nucleonics Week, "Regulator requires repairs to welds on Olkiluoto-3 containment liner", 20 September 2007, p.1.

⁴⁷⁸ Nucleonics Week, "AREVA, TVO at odds over resolution of Olkiluoto-3 cost overruns", 6 September 2007, p. 9.

Anexo 4 (continuación)

Fecha	Acontecimiento
6/08	El gerente de TVO en el emplazamiento es reemplazado ⁴⁷⁹
10/08	El retraso se estima ahora en 3 años ⁴⁸⁰ El fabricante del revestimiento de contención no obedece una orden para dejar de soldar, después de que una inspección STUK-TVO descubriese una soldadura incorrecta, según el procedimiento habitual. ⁴⁸¹ AREVA inicia un procedimiento arbitral en el Instituto de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Estocolmo sobre "un tema técnico" ⁴⁸²
12/08	AREVA anuncia más disposiciones sobre pérdidas. Evaluaciones independientes apuntan a 1.300 millones de euros ⁴⁸³
12/08	Carta del Director General de STUK al jefe ejecutivo CEO de AREVA: "No veo que se haya realizado un progreso real en el diseño de los sistemas de control y protección". "Esto significaría que la construcción se detendrá y no será posible iniciar la puesta en marcha de las pruebas". "La actitud o falta de conocimientos profesionales de algunas personas que hablan en las reuniones de expertos en nombre de esa organización evitan que se avance en la solución de los problemas" ⁴⁸⁴
1/09	Se reconoce que el retraso es de 3 años y medio ⁴⁸⁵ Siemens anuncia el retiro de AREVA NP ⁴⁸⁶ AREVA-Siemens archiva un segundo procedimiento de arbitraje contra TVO ⁴⁸⁷ AREVA pide 1.000 millones de euros en concepto de indemnización. TVO contraataca reclamando 2.400 millones de euros por "grave negligencia" ⁴⁸⁸ TVO espera que el procedimiento de arbitraje ocupe varios años ⁴⁸⁹
3/09	AREVA admite que el sobre coste actual es de 1.700 millones de euros ⁴⁹⁰
5/09	STUK ordena a AREVA que detenga la soldadura del circuito refrigerante primario del reactor.

⁴⁷⁹ Nucleonics Week, "Second top TVO executive leaving Olkiluoto-3", 26 June 2008, p. 1.

⁴⁸⁰ Nucleonics Week, "Target date for operating Olkiluoto-3 again delayed, this time until 2012", 23 October 2008.

⁴⁸¹ Nucleonics Week, "STUK finds more problems with Olkiluoto-3 liner, forgings", 13 November 2008, p. 3.

⁴⁸² Nucleonics Week, "TVO CEO sees improved workflow, potential for problems at Olkiluoto-3", 20 November 2008, p. 11.

⁴⁸³ Nucleonics Week, "Olkiluoto costs weigh on AREVA 2008 profits; TVO rejects blame", 25 December 2008, p. 9.

⁴⁸⁴ Letter from Jukka Laaksonen to Anne Lauvergeon, 9 December 2008.

⁴⁸⁵ Nucleonics Week, "TVO: Olkiluoto-3 operation delayed to June 2012", 15 January 2009, p. 1.

⁴⁸⁶ Nucleonics Week, "Siemens' departure seen putting AREVA under financial stress", 29 January 2009, p. 14.

⁴⁸⁷ Nucleonics Week, "TVO: Olkiluoto-3 operation delayed to June 2012", 15 January 2009, p. 1.

⁴⁸⁸ Nucleonics Week, "AREVA reveals 47% cost overrun on contract for Olkiluoto-3", 5 March 2009, p. 1.

⁴⁸⁹ Nucleonics Week, "Olkiluoto-3 arbitration could last 'several years,' TVO says", 19 March 2009, p. 9.

⁴⁹⁰ Nucleonics Week, "AREVA reveals 47% cost overrun on contract for Olkiluoto-3", 5 March 2009, p. 1.