



**HEINRICH BÖLL STIFTUNG**  
**CONO SUR**  
**La Fundación Política Verde**

**VOLUMEN 3**

# **Los Costos de la Energía Nuclear: Una Actualización**

**Por Steve Thomas**  
Marzo 2010

Editado por la Fundación Heinrich Böll



# Índice

|                                                                                     |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Nota del Autor .....                                                                | 5  |
| 1 Introducción .....                                                                | 7  |
| 2 El mercado mundial para centrales nucleares: pedidos actuales y perspectivas..... | 9  |
| 3 Los determinantes claves para la economía nuclear .....                           | 17 |
| 3.1 Costos y duración de la construcción .....                                      | 18 |
| 3.1.1 Poca fiabilidad de los datos.....                                             | 18 |
| 3.1.2 Las dificultades de hacer pronósticos.....                                    | 20 |
| 3.1.3 Aprendizaje, economías de escala y avances técnicos .....                     | 21 |
| 3.1.4 Tiempos de la construcción.....                                               | 23 |
| 3.2 El costo del capital .....                                                      | 24 |
| 3.3 Características operacionales .....                                             | 27 |
| 3.4 Costos de operación (sin contar el combustible) y de mantenimiento.....         | 29 |
| 3.5 El costo de combustible.....                                                    | 30 |
| 3.6 Vida útil contable.....                                                         | 32 |
| 3.7 Costos y provisiones para la clausura y gestión de residuos .....               | 33 |
| 3.8 Seguros y responsabilidades legales.....                                        | 33 |
| 4 La Experiencia de Olkiluoto y Flamanville.....                                    | 36 |
| 4.1 Olkiluoto.....                                                                  | 36 |
| 4.2 Flamanville .....                                                               | 38 |
| 5 El Programa de los EE.UU.....                                                     | 40 |
| 5.1 Probables resultados .....                                                      | 45 |
| 6 El Programa del UK.....                                                           | 47 |
| 6.1 Probables resultados .....                                                      | 48 |
| 7 Alemania .....                                                                    | 50 |
| 8 Otros Mercados.....                                                               | 51 |
| 8.1 Emiratos Árabes Unidos .....                                                    | 51 |
| 8.2 África del Sur.....                                                             | 52 |
| 8.3 Canadá .....                                                                    | 53 |
| 8.4 Turquía.....                                                                    | 54 |
| 8.5 Italia .....                                                                    | 55 |
| 8.6 Brasil .....                                                                    | 55 |

|                                                                                                       |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 8.7 Europa del Este .....                                                                             | 56 |
| 8.7.1 Eslovaquia .....                                                                                | 56 |
| 8.7.2 Rumania .....                                                                                   | 57 |
| 8.7.3 Bulgaria .....                                                                                  | 57 |
| 8.7.4 Otros países.....                                                                               | 58 |
| 9 Reseña de las estimaciones de costos de construcción realizadas por las<br>empresas eléctricas..... | 59 |
| 9.1 Los Estados Unidos de América .....                                                               | 59 |
| 9.2 Otros países .....                                                                                | 60 |
| 9.3 Resumen .....                                                                                     | 61 |
| 10 La Necesidad de Subvenciones Públicas y su Magnitud .....                                          | 64 |
| 11 Conclusiones .....                                                                                 | 66 |
| ANEXO 1 LAS TECNOLOGÍAS DE REACTORES, DISEÑOS ACTUALES Y VENDEDORES .....                             | 70 |
| ANEXO 2 DESCUENTO, COSTO DE CAPITAL Y TASA DE RETORNO REQUERIDA .....                                 | 80 |
| ANEXO 3 DESMANTELAMIENTO .....                                                                        | 83 |
| ANEXO 4 EL ESTADO DE LOS PROYECTOS EN LOS EE.UU. ....                                                 | 87 |

# Nota del Autor

Después de finalizar el siguiente texto en marzo de 2010 hemos visto que varias centrales nucleares han sido empezadas o terminadas. La tabla de abajo muestra las siete centrales cuya construcción ha empezado entre marzo de 2010 y finales de agosto del mismo año. También se reanudó el trabajo en la central Angra 3 en Brasil, que se empezó en 1976 (ver Tabla 3 por detalles). Cuatro unidades (ver Tabla 2 por más detalles) han sido completadas: Rajasthan 6 (India), Lingao 3 y Qinshan 2-3 (China), y Shin Kori 1 (Corea del Sur). El resultado neto de estos cambios es que, a agosto de 2010, había 59 reactores en construcción, de los cuales 37 se iniciaron después de 2005. De los 37, 23 están en China, 6 en Rusia, 5 en Corea del Sur, 2 en Japón y 1 en Francia. El escenario de pedidos nuevos aún está dominado por unos pocos países, usualmente utilizando proveedores domésticos y diseños relativamente antiguos.

**Tabla: Centrales Nucleares cuya construcción empezó entre marzo y agosto de 2010**

| País  | Sitio           | Tipo de Reactor | Vendedor | Tamaño (MW) |
|-------|-----------------|-----------------|----------|-------------|
| China | Taishan 2       | PWR             | Areva    | 1.700       |
| China | Changjiang 1    | PWR             | China    | 1.000       |
| China | Haiyang 2       | PWR             | China    | 1.000       |
| China | Fangchenggang 1 | PWR             | China    | 1.000       |
| Japón | Ohma            | BWR             | Toshiba  | 1.325       |
| Rusia | Leningrad 2-2   | PWR             | Rusia    | 1.080       |
| Rusia | Rostov 4        | PWR             | Rusia    | 1.080       |

Fuente: PRIS Data Base, <http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html>



# 1. Introducción

El desafío severo planteado por la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), especialmente en el sector de generación de electricidad, ha estimulado un interés renovado en la construcción de centrales nucleares. Éstas al principio reemplazarían al *stock* de reactores que se envejecen y luego abastecerían la demanda adicional para electricidad. Finalmente reemplazarían a algunas de las centrales que usan combustibles fósiles. También se construirían en mercados nuevos, que hasta ahora no han usado centrales nucleares. En el largo plazo, la promesa es que la energía nuclear podría reemplazar algunas de las necesidades de energía que actualmente utilizan combustibles fósiles directamente. Por ejemplo, las centrales nucleares podrían usarse para generar hidrógeno, que reemplazaría el uso de hidrocarburos en vehículos.

Es comprensible que el público tenga poca certeza de que la energía nuclear realmente sea una fuente barata de electricidad. Las estimaciones de los costos para centrales nucleares han estado aumentando a una tasa alarmante y en la década pasada las estimaciones de los costos de construcción han aumentado en cinco veces. Es casi seguro que los costos aumentarán aún más, a medida que finalicen los diseños. No obstante, en los últimos años gobiernos de países como Estados Unidos (EE.UU.), Reino Unido (UK), Alemania e Italia han insistido cada vez más en sus esfuerzos para mantener en servicio sus centrales actuales y revivir los planes para más centrales nucleares, sobre la base que la energía nuclear es la manera más efectiva en términos de costos para combatir el cambio climático. Las empresas eléctricas se obstinan en operar sus centrales actuales durante el máximo de tiempo y han dado apoyo verbal a la necesidad de centrales nucleares nuevas, pero son reacias a construir centrales nuevas sin garantías de costos y mercados, y subvenciones. Algo de esta paradoja se explica de manera fácil, por la diferencia entre los costos de operación de centrales nucleares, que de forma usual son relativamente bajos, y los costos totales de la energía nuclear, incluyendo la amortización de los costos de construcción, que son sustancialmente más altos. Así, una vez que se ha construido una central nuclear, puede ser sensato económicamente seguir operando la central aunque los costos totales de generación, incluyendo el costo de la construcción, sea mayor que las alternativas. Esto porque el costo de la construcción es un “pozo sin fondo” que no se puede recuperar, y el costo marginal de generación de un kWh adicional, es relativamente pequeño.

El objetivo de este informe es identificar los parámetros económicos claves que establecen el costo de la electricidad nuclear, comentando sus factores determinantes. Demuestra que sin subvenciones y garantías de los consumidores de electricidad y los contribuyentes, no se construirán nuevas centrales nucleares.



## 2. El mercado mundial para centrales nucleares: pedidos actuales y perspectivas

En la última década se ha hablado cada vez más de un llamado “renacimiento nuclear” basado en dos factores. Una nueva generación de centrales nucleares, las llamadas Generación III+, serían más baratas y fáciles de construir, más seguras y producirían menos residuos (ver Anexo 1 para una descripción de los diseños de la Generación III+). Habría pedidos no solamente en los países donde no existían problemas, como Francia, India y Corea del Sur, sino también en países tales como los EE.UU., el UK e Italia, además de Alemania, que parecían haberse alejado de la energía nuclear. EE.UU. y Reino Unido son blancos especiales para la industria nuclear por un número de motivos:

- Los programas de UK y EE.UU. están más cerca de pedir diseños Generación III+ que otros países en Europa y Norteamérica, aparte de Finlandia y Francia.
- El UK y EE.UU. son vistos como pioneros de la energía nuclear y, por lo tanto, nuevos pedidos en esos países traen más prestigio.
- La experiencia económica con la energía nuclear en el UK y EE.UU. fue tan mala que, hace una década, parecía poco probable que más pedidos fueran posibles. Por eso, revivir estos mercados sería un golpe espectacular.

La lista de plantas actualmente en pedido (Tablas 2, 3 y 4) sugiere que el renacimiento es principalmente un discurso, y que está limitado en términos geográficos. En enero de 2010 hubo 55 centrales en construcción en todo el mundo, con una potencia de 51 GW, comparado con 443 centrales en operación con una potencia de 375 GW (Tabla 1). De las 32 unidades donde la construcción había empezado después de 2005, todas menos dos (una en Francia y otra en Japón) están en China (20), Corea del Sur (6) o Rusia (4) (Tabla 2). Todas –excepto cinco unidades ubicadas en China– tienen proveedores locales/nacionales. Los vendedores occidentales activos en Europa –Westinghouse y Areva NP –acaban de lograr pedidos fuera de China: Areva NP en Olkiluoto, Finlandia; y Flamanville, Francia. Estos siete pedidos, y las cuatro unidades pedidas por los Emiratos Árabes Unidos (EAU) a Corea del Sur en diciembre de 2009, son los únicos para los diseños de la Generación III/III+.

Entonces, sin China los pedidos para centrales nuevas de energía nuclear serían muchos menos. La mayoría de sus pedidos son provistos por empresas chinas y se basan en el diseño francés encargado en 1980 por su emplazamiento en la Bahía de Daya. Está por verse si China tiene los recursos humanos y económicos para seguir financiando pedidos al ritmo que tuvo en 2008 y 2009, cuando se empezó la construcción de 15 centrales nuevas. El resultado más probable para China, dada su necesidad de cuidar los recursos limitados de capital, es que seguirá pidiendo un número pequeño de centrales en el mercado internacional -mucho menos que el pronosticado por el gobierno chino o por la industria nuclear -al mismo tiempo que tratará de aumentar su capacidad a través de su propia industria de centrales nucleares. Los diseños que están usando ahora son demasiado antiguos como para ser interesantes para Occidente.

Rusia, como China, ha tenido planes muy ambiciosos para expandir la energía nuclear. En 2008 tuvo planes para encargar 26 unidades nucleares nuevas (cerca de 30 MW) antes de 2025, pero en 2009 esta meta ya se había pospuesto para el 2030.<sup>1</sup> Cuatro unidades, empezadas en los 80, está aún en una lista como “bajo construcción” y casi completadas, pero esto ha sido la situación durante una década o más (ver Tabla 3). Si la necesidad de nueva potencia nuclear fuera urgente y los recursos financieros estuvieran disponibles, seguramente estas unidades hubiesen sido completadas ya. En Rusia es difícil obtener información confiable del estatus de la construcción de centrales nucleares, y éstas tal vez no estén bajo construcción actualmente. Hay dudas especialmente en el caso de la central Kursk 5, que usa la misma tecnología que la central de Chernóbil, pues provocaría mucha controversia en caso de ponerse en funcionamiento.

**Tabla 1. Potencia Nuclear en Operación y en Construcción: Enero 2010**

| País      | En Operación:<br>Pot MW (no.<br>unidades) | Construcción:<br>Pot MW (no.<br>unidades) | % elec<br>nuclear<br>(2008) | Tecnologías <sup>2</sup> | Proveedores              |
|-----------|-------------------------------------------|-------------------------------------------|-----------------------------|--------------------------|--------------------------|
| Argentina | 935 (2)                                   | 692 (1)                                   | 6                           | HWR                      | Siemens AECL             |
| Armenia   | 376 (1)                                   | -                                         | 39                          | WWER                     | Rusia                    |
| Bélgica   | 5863 (7)                                  | -                                         | 54                          | PWR                      | Framatome                |
| Brasil    | 1766 (2)                                  | -                                         | 3                           | PWR                      | Westinghouse,<br>Siemens |
| Bulgaria  | 1966 (2)                                  | 1906 (2)                                  | 33                          | WWER                     | Rusia                    |
| Canadá    | 12577 (18)                                | -                                         | 15                          | HWR                      | AECL                     |

1 Nucleonics Week, “Russia Stretches Out Schedule for New Reactor Construction,” March 26, 2009.

2 Ver Anexo 1 para una revisión general de las tecnologías

|                |                     |                   |    |                |                                    |
|----------------|---------------------|-------------------|----|----------------|------------------------------------|
| China          | 8438 (11)           | 19920 (20)        | 2  | PWR, HWR, WWER | Framatome, AECL, China, Rusia      |
| Taiwán         | 4949 (6)            | 2600 (2)          | 20 | PWR, BWR       | GE, Framatome                      |
| Rep. Checa     | 3678 (6)            | -                 | 32 | WWER           | Rusia                              |
| Finlandia      | 2696 (4)            | 1600 (1)          | 30 | WWER, BWR, PWR | Rusia, Asea, Westinghouse          |
| Francia        | 63260 (59)          | 1700 (1)          | 76 | PWR            | Framatome                          |
| Alemania       | 20470 (17)          | -                 | 28 | PWR, BWR       | Siemens                            |
| Hungría        | 1755 (4)            | -                 | 37 | WWER           | Rusia                              |
| India          | 3984 (18)           | 2708 (5)          | 2  | HWR, FBR, WWER | AECL, India, Rusia                 |
| Irán           | -                   | 915 (1)           |    | WWER           | Rusia                              |
| Japón          | 46823 (53)          | 1325 (1)          | 25 | BWR, PWR       | Hitachi, Toshiba, Mitsubishi       |
| Corea del Sur  | 17647 (20)          | 6520 (6)          | 36 | PWR, HWR       | Westinghouse, AECL, Corea del Sur, |
| México         | 1300 (2)            | -                 | 4  | BWR            | GE                                 |
| Holanda        | 482 (1)             | -                 | 4  | PWR            | Siemens                            |
| Pakistán       | 425 (2)             | 300 (1)           | 2  | HWR, PWR       | Canadá, China                      |
| Rumania        | 1300 (2)            |                   | 18 | HWR            | AECL                               |
| Rusia          | 21743 (31)          | 6894 (9)          | 17 | WWER, RBMK     | Rusia                              |
| Eslovaquia     | 1711 (4)            | 810 (2)           | 56 | WWER           | Rusia                              |
| Eslovenia      | 666 (1)             | -                 | 42 | PWR            | Westinghouse                       |
| África del Sur | 1800 (2)            | -                 | 5  | PWR            | Framatome                          |
| España         | 7450 (8)            | -                 | 18 | PWR, BWR       | Westinghouse, GE Siemens           |
| Suecia         | 8958 (10)           | -                 | 42 | PWR, BWR       | Westinghouse, Asea                 |
| Suiza          | 3238 (5)            | -                 | 39 | PWR, BWR       | Westinghouse, GE Siemens           |
| Ucrania        | 13107 (15)          | 1900 (2)          | 47 | WWER           | Rusia                              |
| UK             | 10097 (19)          | -                 | 13 | GCR, PWR       | UK, Westinghouse                   |
| EE.UU.         | 100683 (104)        | 1165 (1)          | 20 | PWR, BWR       | Westinghouse, B&W, CE, GE          |
| <b>MUNDO</b>   | <b>375136 (443)</b> | <b>50955 (55)</b> |    |                |                                    |

Source: IAEA, <http://www.iaea.or.at/programmes/a2/>

India pidió unas pocas centrales de proveedores occidentales en los 60 y 70 pero la prueba de un arma nuclear en 1975, usando materiales producidos en un reactor de investigación canadiense, llevó a la supresión de todo contacto con proveedores occidentales. India siguió construyendo centrales usando el diseño canadiense de los 60 que había pedido. Éstas tienen una mala trayectoria de fiabilidad y a menudo se demoran mucho más en la construcción que lo planificado, por lo que las fechas de finalización en Tabla 2 deben tratarse con escepticismo. EE.UU. también rompió la cooperación en 1998, después de más pruebas de armas, pero en 2005 India y EE.UU. negociaron un acuerdo de cooperación tecnológica en la energía nuclear civil. Canadá también reanudó las ventas de material nuclear en 2005. Desde esa fecha, tanto Rosatom de Rusia (hasta 4 unidades WWER-1200), Westinghouse (hasta 8 AP-1000), Areva (hasta 6 EPR) como GE-Hitachi (hasta 8 ABWR) han dicho que tienen pedidos para proveer centrales nucleares allí, pero ninguno se ha concretado. La propia industria nuclear de India espera construir un número grande de centrales nuevas usando una variedad de tecnologías, incluyendo reactores rápidos, a agua pesada y con thorio como combustible. El gobierno de India se ha puesto una meta de 63.000 MW de potencia nuclear nueva, para estar operativa en 2032. Sería asombroso, en vista de la trayectoria, si India llegara siquiera cerca a esta meta.

**Tabla 2: Centrales nucleares en construcción en el mundo, pedidos desde 1999 hasta ahora:**

| País  | Emplazamiento | Tipo de Reactor | Vendedor | Pot. MW | Fecha de inicio de la Construcción | Estado de la construcción (%) | Fecha prevista de inicio de operación esperada |
|-------|---------------|-----------------|----------|---------|------------------------------------|-------------------------------|------------------------------------------------|
| China | Fangjiashan 1 | PWR             | China    | 1000    | 2008                               | 0                             | -                                              |
| China | Fangjiashan 2 | PWR             | China    | 1000    | 2009                               | 0                             | -                                              |
| China | Fuqing 1      | PWR             | China    | 1000    | 2008                               | 0                             | -                                              |
| China | Fuqing 2      | PWR             | China    | 1000    | 2009                               | 0                             | -                                              |
| China | Haiyang 1     | PWR             | China    | 1000    | 2009                               | 0                             | -                                              |
| China | Hongyanhe 1   | PWR             | China    | 1000    | 2007                               | 20                            | -                                              |
| China | Hongyanhe 2   | PWR             | China    | 1000    | 2008                               | 0                             | -                                              |
| China | Hongyanhe 3   | PWR             | China    | 1000    | 2009                               | 0                             | -                                              |
| China | Hongyanhe 4   | PWR             | China    | 1000    | 2009                               | 0                             | -                                              |
| China | Lingao 3      | PWR             | China    | 1000    | 2005                               | 60                            | 2010                                           |
| China | Lingao 4      | PWR             | China    | 1000    | 2006                               | 50                            | 2010                                           |
| China | Ningde 1      | PWR             | China    | 1000    | 2008                               | 10                            | -                                              |
| China | Ningde 2      | PWR             | China    | 1000    | 2008                               | 5                             | -                                              |

|               |                  |       |               |       |      |    |      |
|---------------|------------------|-------|---------------|-------|------|----|------|
| China         | Ningde 3         | PWR   | China         | 1000  | 2010 | 5  | -    |
| China         | Qinshan 2-3      | PWR   | China         | 610   | 2006 | 50 | 2010 |
| China         | Qinshan 2-4      | PWR   | China         | 610   | 2007 | 50 | 2011 |
| China         | Sanmen 1         | PWR   | W'house       | 1000  | 2009 | 10 | -    |
| China         | Sanmen 2         | PWR   | W'house       | 1000  | 2009 | 10 | -    |
| China         | Taishan 1        | PWR   | Areva         | 1700  | 2009 | 0  | -    |
| China         | Yangjiang 1      | PWR   | W'house       | 1000  | 2009 | 10 | -    |
| China         | Yangjiang 2      | PWR   | W'house       | 1000  | 2009 | 0  | -    |
| Taiwán        | Lungmen 1        | ABWR  | GE            | 1300  | 1999 | 57 | 2011 |
| Taiwán        | Lungmen 2        | ABWR  | GE            | 1300  | 1999 | 57 | 2012 |
| Finlandia     | Olkiluoto 3      | EPR   | Areva         | 1600  | 2005 | 40 | 2012 |
| Francia       | Flamanville 3    | EPR   | Areva         | 1700  | 2007 | 25 | 2012 |
| India         | Kaiga 4          | Candu | India         | 202   | 2002 | 97 | 2010 |
| India         | Kudankulam 1     | WWER  | Rusia         | 917   | 2002 | 90 | 2011 |
| India         | Kudankulam 2     | WWER  | Rusia         | 917   | 2002 | 79 | 2011 |
| India         | PFBR             | FBR   | India         | 470   | 2005 | 37 | -    |
| India         | Rajasthan 6      | Candu | India         | 202   | 2003 | 92 | 2010 |
| Japón         | Shimane 3        | BWR   | Toshiba       | 1325  | 2007 | 57 | 2011 |
| Corea del Sur | Shin Kori 1      | PWR   | Corea del Sur | 960   | 2006 | 77 | 2010 |
| Corea del Sur | Shin Kori 2      | PWR   | Corea del Sur | 960   | 2007 | 77 | 2011 |
| Corea del Sur | Shin Kori 3      | PWR   | Corea del Sur | 1340  | 2008 | 29 | 2013 |
| Corea del Sur | Shin Kori 4      | PWR   | Corea del Sur | 1340  | 2009 | 29 | 2014 |
| Corea del Sur | Shin Wolsong 1   | PWR   | Corea del Sur | 960   | 2007 | 49 | 2011 |
| Corea del Sur | Shin Wolsong 2   | PWR   | Corea del Sur | 960   | 2008 | 49 | 2012 |
| Pakistán      | Chasnupp 2       | PWR   | China         | 300   | 2005 | 25 | 2011 |
| Rusia         | Beloyarsky 4     | FBR   | Rusia         | 750   | 2006 | 12 | -    |
| Rusia         | Leningrad 2-1    | WWER  | Rusia         | 1085  | 2008 | 0  | -    |
| Rusia         | Novovoronezh 2-1 | WWER  | Rusia         | 1085  | 2008 | 5  | -    |
| Rusia         | Novovoronezh 2-2 | WWER  | Rusia         | 1085  | 2009 | 0  | -    |
| TOTAL         |                  |       |               | 40778 |      |    |      |

Fuentes: PRIS Data Base, <http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html>; Nuclear News, world list of nuclear plants

Nota: Incluye solamente unidades de potencia superior a 100 MW. Estado de la construcción según 'Nuclear News' en marzo de 2009.

Corea del Sur ha seguido encargando centrales nucleares durante las dos últimas décadas -cinco en los últimos cuatro años -y ya obtiene 36% de su energía eléctrica a partir de centrales nucleares (ver Tabla 2). Las seis unidades en construcción pueden incrementar este aporte hasta el 50%, dejando poco espacio para muchos pedidos adicionales para el mercado doméstico. Eso puede ser el motivo de la decisión de abrir mercados de exportación, ganando cuatro pedidos de los Emiratos Árabes Unidos por un precio bajo, según informes.

Japón es otro país que ha pronosticado permanentemente aumentos grandes en su potencia nuclear, que no han sido concretados en pedidos reales. Empresas japonesas proveen estas centrales, usando tecnología bajo licencia de Westinghouse y GE. Puede demorar hasta 20 años el conseguir permiso para construir en emplazamientos en Japón, aunque una vez que empieza la construcción, la finalización generalmente es rápida (cerca de cuatro años) y usualmente se cumple en la fecha prevista. Una serie de accidentes en centrales en Japón, a menudo muy mal gestionados, han llevado a un aumento de la preocupación pública acerca de la energía nuclear, y encontrar emplazamientos para más centrales probablemente será difícil. A principios de 2010 hubo sólo una central en construcción (ver Tabla 2) y parece probable que el ritmo de más pedidos será muy lento en dicho país.

La Tabla 3 demuestra que hay 17 unidades sin completarse, donde la construcción empezó antes de 1990, que podrían entrar en funcionamiento en el futuro, pero podría ser que no se esté trabajando en ellas actualmente. Para éstas, el nivel de finalización de la construcción citado podría inducir a error. Donde se informa de menos de 33% de avance en la construcción, probablemente se trate sólo de la preparación del emplazamiento, sin ningún tipo de construcción del reactor mismo. Además, los tiempos de finalización de las unidades en construcción en Taiwán, encargadas en 1996 y con finalización esperada para 2004, han aumentado en 8 años. El reactor de Watts Bar en Tennessee (EE.UU.) es un ejemplo particularmente interesante. La construcción de éste y su gemelo empezaron en 1973 pero hubo demoras constantes. La Unidad 1 se terminó en 1996, a un costo de más de \$6 mil millones (USD)<sup>3</sup>, pero el trabajo en la Unidad 2 se paralizó en 1985 de forma efectiva, cuando se informó que la construcción estaba completa en un 90%.<sup>4</sup> El trabajo comenzó de nuevo en 2007, cuando se esperaba que la central estaría terminada en 2013, a un costo de \$2,5 mil millones (USD).

---

3 Chattanooga Times, "Tennessee: Estimates Rise for Nuclear Plant," section A1, December 12, 2008.

4 <http://www.tva.gov/environment/reports/wattsbar2/seis.pdf>.

**Tabla 3: Centrales nucleares cuya construcción empezó antes de 1990**

| País         | Emplazamiento | Tecnología | Vendedor | Pot. MW neta | Fecha de inicio de la construcción | Estado de la construcción % | Fecha prevista de inicio de operación esperada |
|--------------|---------------|------------|----------|--------------|------------------------------------|-----------------------------|------------------------------------------------|
| Argentina    | Atucha 2      | HWR        | Siemens  | 692          | 1981                               | 87                          | 2010                                           |
| Brasil       | Angra 3*      | PWR        | Siemens  | 1275         | 1976                               | 10                          |                                                |
| Bulgaria     | Belene 1*     | WWER       | Rusia    | 953          | 1987                               | 0                           |                                                |
| Bulgaria     | Belene 2*     | WWER       | Rusia    | 953          | 1987                               | 0                           |                                                |
| Irán         | Bushehr       | WWER       | Rusia    | 915          | 1975                               | 99                          | 2010                                           |
| Rumania      | Cernavoda 3*  | Candu      | AECL     | 655          | 1983                               | 23                          |                                                |
| Rumania      | Cernavoda 4*  | Candu      | AECL     | 655          | 1983                               | 12                          |                                                |
| Rumania      | Cernavoda 5*  | Candu      | AECL     | 655          | 1983                               | 8                           |                                                |
| Rusia        | Balakovo 5*   | WWER       | Rusia    | 950          | 1986                               | High                        |                                                |
| Rusia        | Kalinin 4     | WWER       | Rusia    | 950          | 1986                               | High                        |                                                |
| Rusia        | Kursk 5*      | RBMK       | Rusia    | 925          | 1985                               | High                        |                                                |
| Rusia        | Volgodonsk 2  | WWER       | Rusia    | 950          | 1983                               | High                        | 2010                                           |
| Eslovaquia   | Mochovce 3    | WWER       | Rusia    | 405          | 1983                               | 40                          |                                                |
| Eslovaquia   | Mochovce 4    | WWER       | Rusia    | 405          | 1983                               | 30                          |                                                |
| Ucrania      | Khmelnitsky 3 | WWER       | Rusia    | 950          | 1986                               | 30                          | 2015                                           |
| Ucrania      | Khmelnitsky 4 | WWER       | Rusia    | 950          | 1987                               | 15                          | 2016                                           |
| EE.UU.       | Watts Bar 2   | PWR        | W'house  | 1165         | 1972                               | 70                          | 2012                                           |
| <b>TOTAL</b> |               |            |          | 14403        |                                    |                             |                                                |

Fuentes: Base de datos PRIS, <http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html>; *Nuclear News*, lista mundial de centrales nucleares

Notas: El trabajo de construcción está paralizado en los reactores marcados con \*

**Tabla 4: Pedidos para centrales nucleares cuya construcción no había empezado el 1 de enero de 2010**

| País  | Emplazamiento | Tecnología | Vendedor      | Pot. MW neta | Fecha pedido |
|-------|---------------|------------|---------------|--------------|--------------|
| China | Taishan 2     | EPR        | Areva         | 1700         | 2008         |
| EAU   | No conocido   | AP-1400    | Corea del Sur | 4 x 1400     | 2009         |

Fuente: Informes de prensa varios

En 2009, la *"Tennessee Valley Authority"*, la empresa eléctrica dueña de Watts Bar, también comenzó a investigar la posibilidad de empezar de nuevo la construcción de dos unidades en su emplazamiento de Bellefonte en Alabama (EE.UU.). La construcción de dos unidades en este lugar empezó en 1974, y cuando el trabajo se paralizó a mediados de los años 80<sup>5</sup>, se estimaba que el trabajo en la Unidad 1 estaba en más de 90% terminado, y cerca al 60% en la Unidad 2. Terminar el trabajo de diseños como los de Bellefonte y Watts Bar, que ya tienen una antigüedad de más de 40 años, plantea problemas especiales, dado que es muy poco probable que estos diseños obtuviesen licencias si fueran sometidos para su aprobación a las autoridades de seguridad ahora.

---

5 <http://web.knoxnews.com/pdf/082708bellefonte-reinstatement.pdf>.



### 3. Los determinantes claves para la economía nuclear

Hay varios determinantes claves para el costo de la electricidad generada por una central nuclear (ver Tabla 5). Algunos de éstos son claros, de modo intuitivo, y otros no son tan obvios. Areva NP, el vendedor francés de centrales nucleares, calcula<sup>6</sup> que 70% del costo de un kWh de electricidad nuclear se debe a los costos “fijos” del proceso de la construcción, 20% de costos “fijos” de la operación, y el otro 10% de costos de operación “variables”. Los principales costos fijos de la construcción son los costos de pagar intereses por los créditos, y para amortización del capital, incluyendo también el costo del desmantelamiento. El costo del kWh también está determinado por la fiabilidad de la central. Mientras más confiable sea, más unidades de electricidad generará, sobre los cuales se podrán repartir los costos fijos. Los costos principales de funcionamiento son los costos de operación, de mantenimiento y reparaciones más que los costos del combustible.

**Tabla 5: Costos nucleares – elementos de costo (basado en Areva NP)**

| Porcentaje  | Descripción                                                                                                  |
|-------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 70%         | Costos fijos por la construcción: intereses en créditos / amortización del capital                           |
| 20%         | Costos fijos de operación (costo/kWh): depende de la fiabilidad de la central (por ejemplo, factor de carga) |
| 10%         | Costos variables de funcionamiento: operación, mantenimiento, reparaciones, combustible                      |
| No incluido | Desmantelamiento, gestión de residuos, riesgo de “fusión del núcleo”, daños ambientales o humanos            |

<sup>6</sup> [http://www.areva.com/servlet/BlobProvider?blobcol=urluploadedfile&blobheader=application%25 Fpdf&blobkey=id&blobtable=Downloads&blobwhere=1246874807296&filename=Overview\\_June\\_2009%252C0.pdf](http://www.areva.com/servlet/BlobProvider?blobcol=urluploadedfile&blobheader=application%25%20Fpdf&blobkey=id&blobtable=Downloads&blobwhere=1246874807296&filename=Overview_June_2009%252C0.pdf).

Antes de examinar en detalle estos costos es importante señalar aquí que hay contradicciones significativas entre los intereses de empresas comerciales y la sociedad en general. Costos enormes a los que solamente se incurrirá en un futuro lejano pesan poco en decisiones comerciales, porque tales costos son “descontados” (ver Anexo 3). Esto significa que los costos de desmantelamiento y gestión de residuos, que son en este momento poco más que adivinanzas vagas, son de poco interés para las empresas comerciales. Desde un punto de vista moral, la generación actual debe ser extremadamente cautelosa de dejar una herencia tan incierta, cara y potencialmente peligrosa a generaciones futuras, cuando no existen maneras de asegurar con certeza que la generación actual pueda entregar fondos suficientes para lidiar con ella, mucho menos soportar el riesgo físico. De modo parecido, el riesgo de accidentes tampoco juega ningún papel en la toma de decisiones, porque las empresas son absueltas de él por tratados internacionales que imponen el riesgo a los contribuyentes.

### 3.1 Costos y duración de la construcción

El costo de la construcción es el parámetro más ampliamente discutido, aunque otros parámetros, tales como el costo de capital y la fiabilidad de la central, son de una importancia comparable para el costo total del kWh de electricidad. Para permitir la comparación de costos, las empresas eléctricas generalmente citan el costo “*overnight*” (de la noche a la madrugada), lo cual incluye no sólo el costo de la central sino también el costo de la primera carga de combustible, pero no los intereses en los créditos incurridos durante la construcción de la central, usualmente conocidos como “intereses durante la construcción” (IDC). Para permitir la comparación entre reactores con diferentes potencias operativas, los costos son a menudo citados como “costo por kW instalado”. Así, una central nuclear que cuesta \$2.400 millones, con una potencia nominal de 1.200 MW tendría un costo de \$2.000/kW. Hay varios factores que explican por qué hay tanta controversia acerca de los pronósticos de los costos de construcción.

#### 3.1.1 Poca fiabilidad de los datos

Muchos de los citados pronósticos de costos de la construcción deberían tratarse con escepticismo. El indicador más confiable de costos futuros ha sido, por lo general, los costos históricos.<sup>7</sup> Sin embargo, la mayoría de las empresas eléctricas no tiene la obligación de publicar auditorías confiables de los costos de construcción, y tiene pocos incentivos para presentar cualquier lado negativo de su rendimiento. No obstante, el regulador económico obligó a las empresas eléctricas en EE.UU. a publicar cuentas confiables de los

---

7 Las estimaciones de costos futuros han sido casi siempre muy optimistas, basados en expectativas erróneas acerca del aprendizaje, escala y efectos de la innovación, que en realidad no se reflejan en los costos.

costos de construcción de sus centrales nucleares, permitiendo solamente la recuperación de costos de los consumidores para aquellos adecuadamente auditados, por lo cual los costos históricos en EE.UU. son confiables. El costo de la central Sizewell B (UK) también está razonablemente bien documentado, porque tiene otras pocas actividades que permiten “disfrazar” el costo de la construcción.

La segunda mejor opción es el precio ofrecido en convocatorias a licitación. Aunque el costo real de una central nuclear es generalmente mayor (a veces en forma sustancial) que el precio del contrato, el vendedor debe por lo menos calcular plenamente el precio del pedido. Si el pedido es realmente “llave en mano” (*turnkey*), es decir, un pedido a precio fijo donde el cliente paga solamente el precio del contrato, sin importar los costos reales, el vendedor tiene un incentivo especial para ofrecer un precio tan preciso como sea posible.

Ofertas “llave en mano” serán posibles solamente cuando el vendedor tenga confianza de poder controlar todos los aspectos del costo total de la construcción. La generación actual de centrales termoeléctricas que funcionan quemando gas, las centrales termoeléctricas de ciclo combinado a gas (CTCC, o CCGT en inglés) se venden a menudo con condiciones “llave en mano” porque están construidas mayormente en fábricas controladas por el vendedor y requieren de poco trabajo en terreno. A mediados de los 60, los cuatro principales vendedores nucleares de EE.UU. vendieron un total de 12 centrales bajo condiciones “llave en mano”, pero perdieron sumas enormes de dinero por su incapacidad de controlar los costos. A partir de ahí es poco probable que algún vendedor se haya arriesgado a vender una central entera con términos “llave en mano”. Partes individuales de equipo puede venderse con esos términos, pero cualquier precio para una central nuclear citada bajo dicho concepto debe mirarse con mucho escepticismo. El pedido Olkiluoto se describe generalmente como de “llave en mano”, siendo Areva responsable para la gestión de la construcción. Sin embargo, como se describe en Sección 4.1, Areva estuvo en disputa con el cliente, Teollisuuden Voima Oyj (TVO), por los términos del contrato, y específicamente por cuál de las partes paga los gastos por encima del precio. Cabe destacar que algunos vendedores usan el término “llave en mano” más bien a la ligera y a veces sólo quieren decir que el contrato cubre la central entera.

Los precios indicativos citados por vendedores deben tratarse con escepticismo. GE Hitachi (GEH) ha reconocido que los vendedores no han tomado suficiente cuidado en dar precios indicativos, y los precios muy optimistas citados han llegado a ser contraproducentes. El Presidente y CEO de GEH, Jack Fuller, ha dicho: “Cuando los proyectos de construcción de reactores cuestan mucho más que lo presupuestado, eso socava la confianza del público en la industria.”<sup>8</sup>

---

8 Nucleonics Week, “GEH: Cost Estimates Did Industry a ‘Disservice,’” September 17, 2009.

Los valores citados por aquellos que tienen un interés material en la tecnología, pero sin influencia en los precios -incluyendo a instancias de la industria como la "World Nuclear Association" (Asociación Mundial Nuclear) o instancias nacionales equivalentes-, claramente debe mirarse con escepticismo. Los precios citados por agencias internacionales, como la Nuclear Energy Agency (Agencia de Energía Nuclear), también deben tratarse con cuidado, especialmente cuando estén basados en costos indicativos y no reales. En general, estos costos son provistos por gobiernos nacionales, que pueden tener sus propios motivos para mostrar el lado positivo de la energía nuclear y que generalmente no fundamentan sus cifras en una experiencia real.

Los pronósticos de los costos de la construcción han sido notoriamente imprecisos, siendo a menudo una subestimación grave de los costos reales y, contrariamente a la experiencia de la mayoría de las tecnologías donde el llamado aprendizaje, economías de escala y el progreso técnico han dado como resultado disminuciones en el costo real de generaciones sucesivas de las tecnología, los costos reales de la construcción no han caído y, más aún, tienen la tendencia a aumentar progresivamente. También existe la tendencia inevitable de variabilidad de país a país como el resultado de costos locales de mano de obra, y los costos de materias primas como el acero y hormigón.

### **3.1.2 Las dificultades de hacer pronósticos**

Hay varios factores que dificultan pronosticar los costos de la construcción. En primer lugar, todas las centrales nucleares actualmente ofrecidas necesitan una cantidad grande de ingeniería en terreno, cuyo costo pueda ser el 60% del total del costo de la construcción, y los componentes de equipos mayores -tales como los grupos turbogeneradores, los generadores de vapor y la vasija del reactor-, cuentan como una proporción relativamente menor del total.<sup>9</sup> Proyectos grandes con cantidades sustanciales de ingeniería en terreno son notorios por la dificultad de gestionarlos y controlar los costos. Por ejemplo, en el Reino Unido los costos del túnel bajo el Canal de la Mancha y la barrera del Támesis tuvieron costos muy por encima de los pronosticados. Se espera que algunos diseños de reactores de la Generación IV fuesen mayormente contruidos en fábricas, con costos que serían muy fáciles de controlar.

En segundo lugar, hay factores específicos del emplazamiento que pueden influir bastante en los costos, por ejemplo, el método de enfriamiento. El CEO de GEH, Jack Fuller, ha dicho que el problema con tales estimados (genéricos) es que nadie ha dejado

---

9 Como resultado de la dificultad de controlar los costos de construcción, el Banco Mundial no presta dinero para proyectos nucleares. Ver: *Environmental Assessment Sourcebook: Guidelines for Environmental Assessment of Energy and Industry Projects, Volume III*, World Bank Technical Paper 154 (Washington, DC: World Bank, 1991).

en claro “qué cosa representa el número [...] ¿Incluye el combustible? ¿La central usa agua dulce o de mar?”. Danny Roderick, senior vice-Presidente de GEH de proyectos de centrales nucleares, dijo: “GEH ha visto cambios en los costos de la central por mil millones de dólares, dependiendo de si la planta usa agua dulce o de mar para enfriamiento.”<sup>10</sup>

En tercer lugar, los costos aumentan si son necesarios cambios al diseño. Por ejemplo, si el diseño original detallado resulta ser de mala calidad, o los reguladores de seguridad requieren cambios, o el diseño no estuviera totalmente evolucionado antes de empezar la construcción. En respuesta a estos problemas, los constructores de centrales ahora apuntan a conseguir plena aprobación regulatoria antes de empezar, como es el caso de las propuestas Licencias de Construcción y Operación (Construction and Operation Licenses, COL) combinadas, en EE.UU., las cuales requieren que los diseños estén plenamente desarrollados antes de empezar. En la práctica, los vendedores a menudo dicen que sus diseños están completos, como fue el caso de la central Olkiluoto bajo construcción en Finlandia (ver Sección 4.1). Incluso después de cuatro años de construcción, en 2009, quedó claro que el diseño se encontraba lejos de estar completo. Los riesgos planteados por cambios en el diseño no pueden ser eliminados totalmente, especialmente con diseños nuevos donde podrían aparecer problemas no previstos debido al proceso de la construcción, o donde el regulador podría no estar de acuerdo con los detalles del diseño a medida que le sean presentados. Por ejemplo, en la central Olkiluoto, en 2009, el regulador expresó preocupaciones serias acerca de los sistemas de control e instrumentación propuestos. Sin cambios grandes, el regulador no estuvo dispuesto a dar una licencia a la central (ver Sección 4.1).

Malas experiencias con reactores en operación también pueden llevar a la necesidad de cambios en el diseño después de empezar la construcción. Por ejemplo, un accidente mayor necesariamente conllevaría una revisión de todas las centrales en construcción (así como de todas las centrales en operación) y no se podrían ignorar lecciones importantes, simplemente porque ya se haya dado la autorización de un diseño existente.

### **3.1.3 Aprendizaje, economías de escala y avances técnicos**

Las expectativas para la mayoría de las tecnologías son que generaciones sucesivas de diseño serán más baratas y mejores que sus antecesores, por factores tales como aprendizaje, economías de escala y cambios técnicos. Es difícil decir cuánto ha mejorado la tecnología nuclear en el tiempo, pero los costos claramente no han disminuido. Las razones de esto son complejas y no bien comprendidas, pero factores que se citan a menudo son los requerimientos de reguladores, cada vez mayores (los estándares no han aumentado,

---

10 Nucleonics Week, “GEH: Cost Estimates.”

pero sí las medidas consideradas como necesarias para lograr estos estándares), y medidas poco atinadas para bajar costos en la primera generación de reactores.

La falta de pedidos para la generación actual de reactores, especialmente los que disponen de costos bien documentados, hace difícil saber si los costos ya se han estabilizado y si han empezado a disminuir. Sin embargo, el “aprendizaje”, en otras palabras, las mejoras en las características debido a la repetición y las economías de escala son procesos de dos vías. En 1970, los principales vendedores de reactores recibían hasta 10 pedidos por año. Esto les permitía establecer líneas de producción eficientes para fabricar los componentes claves y crear equipos hábiles de diseñadores e ingenieros. Es difícil estimar cuánto ayudaban estas economías de escala a reducir costos. Un informe de 2000 del “Nuclear Energy Agency” sugiere que la expectativa intuitiva acerca de que las economías de escala serían grandes podría no ser exacta. Decía:<sup>11</sup>

“Pedir dos unidades al mismo tiempo y con un intervalo de por lo menos 12 meses resultará en un beneficio de más o menos 15% para la segunda unidad. Si la segunda unidad fuera parte de una unidad gemela, el beneficio para la segunda unidad sería más o menos 20%. El pedir unidades adicionales en la misma serie no conllevará ahorros de costos significativamente mayores. El efecto de la estandarización, para más de dos unidades de un diseño idéntico, se espera que sea casi nulo.”

Cuando la Unidad de Eficiencia e Innovación (Cabinet Office Performance and Innovation Unit - PIU) del gobierno del Reino Unido examinó la economía de la energía nuclear en 2002, le dieron pronósticos de costos de “British Energy” (el dueño de las centrales nucleares) y BNFL (el vendedor de centrales) basados en “efectos sustanciales de aprendizaje y de escala, de un programa estandarizado”. La PIU estuvo escéptica acerca del alcance del aprendizaje, reconociendo que era probable que ocurriera el aprendizaje pero que sus efectos podrían ser limitados. Declaró:<sup>12</sup>

“El ritmo y alcance del aprendizaje puede, sin embargo, ser más lento para energía nuclear que para renovables, porque:

- ⇒ tiempos de construcción relativamente largos significan que la retroalimentación de la experiencia operativa es más lenta;
- ⇒ cambiar las licencias para diseños nucleares demora aún más la introducción de cambios en los diseños;

---

11 Nuclear Energy Agency, Reduction of Capital Costs of Nuclear Power Plants (Paris: OECD, 2000), p. 90.

12 Performance and Innovation Unit, The Energy Review, Cabinet office (London: 2002), p. 195, <http://www.strategy.gov.uk/downloads/su/energy/TheEnergyReview.pdf>.

- ⇒ el alcance de las economías para la fabricación en gran escala de componentes es menor para energía nuclear, porque las series de fabricación son mucho menores que para las renovables, de las cuales se pueden instalar cientos y hasta miles de unidades.”

Los principales vendedores de reactores han vendido solamente un puñado de pedidos en los últimos 20 años, sus propias líneas de producción han cerrado y los equipos capacitados han sido recortados. Westinghouse había recibido solamente un pedido en los últimos 25 años, antes del pedido para cuatro unidades de China en 2008. Hasta el vendedor francés Areva recibió su primer pedido en 15 años con su pedido para Finlandia. Para pedidos nuevos, generalmente habría que subcontratar componentes grandes a empresas especialistas, para construir de manera individual, presumiblemente a costos más altos, en países como Japón y, para el futuro, China.<sup>13</sup> Se reconoce ahora que hay carencias graves en las instalaciones de fabricación de componentes. Por ejemplo, a finales de 2009, sólo una fábrica en el mundo, “Japan Steel Works” (Fábrica de Acero de Japón), tenía la capacidad de fundición de grandes piezas para ciertas vasijas de presión de reactores.

La falta de destrezas también se está haciendo aguda. Un informe para el Ministerio de Medio Ambiente alemán declaró:<sup>14</sup>

“La brecha en destrezas y competencias nucleares es un problema internacionalmente bien establecido y reconocido. Se han lanzado numerosas iniciativas en una escala nacional e internacional para poder revertir la tendencia. Sin embargo, aparentemente, los resultados distan mucho de los niveles necesarios de empleo para todas las partes involucradas. El número de graduados nucleares y técnicos es insuficiente, y muchos graduados no entran, o salen rápidamente del sector nuclear. La capacitación en las empresas compensa sólo parcialmente el problema, ya que la industria nuclear tiene que competir en un ambiente duro del mercado, con muchos otros sectores con deficiencia de científicos, ingenieros y técnicos.”

### 3.1.4 Tiempos de la construcción

Una extensión del tiempo de la construcción, más allá del pronóstico, no aumenta directamente los costos, aunque tendrá la tendencia de aumentar los intereses durante la construcción. A menudo es un síntoma de problemas en esta fase, tales como diseño,

---

13 Por ejemplo, si se pide el EPR de Flamanville, el recipiente de presión probablemente se fabricaría en Japón.

14 M. Schneider, S. Thomas, A. Froggatt, and D. Koplow, World Nuclear Industry Status Report 2009, German Federal Ministry of Environment, Nature Conservation and Reactor Safety (2009), [http://www.bmu.de/files/english/pdf/application/pdf/welt\\_statusbericht\\_atomindustrie\\_0908\\_en\\_bf.pdf](http://www.bmu.de/files/english/pdf/application/pdf/welt_statusbericht_atomindustrie_0908_en_bf.pdf).

gestión de las obras o de suministros que se reflejarán en costos de construcción más altos. Sin embargo, el impacto en la empresa de generación eléctrica -si es una relativamente pequeña para la cual la central nueva representaría una adición grande a su potencia instalada- podría ser severo, especialmente si ya se había vendido la producción eléctrica futura.

Cuando se firmaron los contratos para la central de Olkiluoto se esperaba que estuviera en producción en mayo de 2009. No obstante, a esa fecha le faltaban cuatro años de construcción a la central. Un contrato por la venta de su producción ya se había firmado con la industria finlandesa de uso intensivo de energía. De manera que la empresa eléctrica tendrá que comprar “electricidad de sustitución” en el mercado eléctrico nórdico mayorista, al precio que esté ofertado en el momento, para proveer al cliente con la energía contratada, hasta que la central esté terminada. Si el equilibrio entre oferta y demanda fuera débil, por un invierno seco que limite la generación de hidroelectricidad, por ejemplo, este costo podría ser mucho más alto que el precio de venta contratado. La empresa generadora difícilmente podrá absorber pérdidas por mucho tiempo si el precio de la electricidad en el mercado nórdico fuera significativamente superior al precio al cual contrató la venta de la electricidad producida por Olkiluoto.

El plazo total de entrega, desde la hora de tomar la decisión de construir la central hasta su operación comercial (es decir, después de terminar las pruebas iniciales y entregar la central al dueño), es generalmente mucho más que el tiempo de la construcción. Por ejemplo, la decisión de construir la central nuclear Sizewell B en Gran Bretaña se tomó en 1979 pero la construcción empezó recién en 1987 (por las demoras no sólo del proceso de participación pública sino de dificultades en finalizar el diseño). La central entró al servicio comercial en 1995, entonces el plazo de entrega fue 16 años en total. El costo de la fase anterior a la construcción es, en general, relativamente bajo comparado con la construcción, salvo que el reactor sea el primero de su tipo, cuando el diseño y la aprobación por seguridad podrían ser caros. No obstante, para una empresa generadora operando en un ambiente competitivo, esta larga demora y el riesgo que involucra -por ejemplo una falla en la etapa de investigación para conseguir permisos para la construcción, o la escalada de costos por requerimientos regulatorios- es un desincentivo mayor de optar por nuclear.

## **3.2 El costo del capital**

Otro elemento es el costo de capital de la construcción (ver Anexo 2). Generalmente, los proyectos grandes son financiados por una combinación de deuda (crédito bancario) y capital propio (auto-financiamiento a partir de ingresos). Para la deuda, el costo del capital dependerá de la tasa de interés “libre de riesgos”, por ejemplo, la tasa pagada por bonos



del gobierno, más un factor de riesgo que representa el grado de riesgo involucrado en el proyecto, y por supuesto más el margen de rentabilidad para el banco y sus costos.

Para el capital propio, se sugiere a menudo que empresas grandes con recursos sustanciales pueden fácilmente pagar grandes inversiones desde sus propios ingresos, con poca necesidad de pedir créditos. Sin embargo, al financiar inversiones a partir de capital propio, la empresa está pidiendo a los accionistas deferir montos que podrían haber sido pagados inmediatamente en la forma de dividendos. Este dinero se invertirá en el proyecto y, a la larga, se devolverá a los accionistas como beneficios del proyecto. Para compensar a los accionistas por la demora en recibir sus ingresos, la empresa debe pagar los intereses que ellos podrían haber logrado si hubiesen recibido el dinero inmediatamente y lo hubiesen invertido en fondos de bajo riesgo, más un premio para reflejar el riesgo que están corriendo con su dinero (es posible que el proyecto nunca tenga el retorno esperado). El costo del capital propio, por lo tanto, es generalmente más alto que el costo de deuda.

Si los bancos son reacios a prestar, no es probable que reemplazar créditos con capital propio sea una opción. En esencia, eso significaría que la empresa pide a sus accionistas prestarle dinero por un proyecto que los bancos no apoyarían. Por eso, los accionistas podrían oponerse a financiar proyectos de gran envergadura con una porción demasiado grande del financiamiento propio. De manera parecida, los bancos no mirarán bien los pedidos de crédito, si les parece que la empresa no está dispuesta a arriesgar su propio dinero.

Es especialmente revelador que en EE.UU., cuando se lanzó el programa “Nuclear Power 2010”, se esperaba que los proyectos fueran financiados por deuda y capital propio en proporciones iguales. Llegando a 2008, quedaba claro que las empresas esperaban financiar el costo tanto como fuera posible con deuda, respaldada por garantías federales de crédito. Los bancos también decían claramente que ellos sólo financiarían el proyecto si la cobertura por garantías de los créditos fuera contra todo riesgo. Como se nota en la Sección 5, seis de los mayores bancos de inversión de Wall Street informaron al Departamento de Energía de EE.UU. (USDOE) que no estaban dispuestos a extender créditos para centrales nucleares nuevas, salvo que los contribuyentes asumieran 100% de los riesgos.<sup>15</sup>

El costo real de capital (libre de inflación) varía de país a país y de empresa a empresa, según el riesgo país y la “calificación crediticia” de la empresa para créditos. También habrá un impacto enorme según la manera en que se organiza el sector eléctrico. Si esto

---

15 Comentarios de inversionistas en respuesta a la nota del DOE de la proposición de crear reglas (rulemaking), Julio 2, 2007.

es un monopolio regulado, el costo real de capital podría ser tan bajo como 5 a 8%, pero en un mercado competitivo de la electricidad, es probable que sea 15% cuando menos. Entonces, para Florida y Georgia, por ejemplo, donde el regulador permite a las empresas eléctricas empezar a recuperar el costo de centrales nucleares nuevas, a través de las tarifas reguladas, incluso antes de empezar la construcción, la empresa eléctrica es menos dependiente de garantías de los créditos, para conseguir dinero a tasas bajas. La "Georgia Public Service Commission" (Comisión de Servicio Público de Georgia) aceptó la demanda de "Georgia Power" para recuperar los costos de los \$6,4 mil millones de dólares de financiamiento, de su 45,7% de participación en el proyecto Vogtle, para las "obras de construcción en progreso". El trabajo en este proyecto de 2.234 MW empezará en 2011.<sup>16</sup> La garantía de la recuperación de los costos significa que los dueños han pronosticado que procederán con la construcción incluso si no recibieran garantías de créditos. También ha reducido el costo esperado de la participación de "Georgia Power", incluyendo el financiamiento hasta \$4,529 mil millones de dólares.<sup>17</sup>

Queda claro que el mayor elemento en el costo de la energía nuclear son los costos de capital; duplicar o más la tasa de retorno requerida dañaría severamente la economía de la energía nuclear. No hay una respuesta "correcta" acerca de qué costo de capital se debería aplicar. Cuando el sector eléctrico era un monopolio, a las empresas eléctricas se les garantizaba plena recuperación de costos. En otras palabras, cualquier monto de dinero que gastaban lo podrían recuperar de los clientes. Eso significaba que cualquier inversión tuviera un riesgo muy bajo para los que proveían el capital, porque los consumidores cargaban con todo el riesgo. El costo del capital varía según el país y según si la empresa fuera pública o privada. Empresas públicas como Vattenfall, la empresa eléctrica estatal sueca, generalmente tienen una "calificación crediticia" alta y por lo tanto su costo de capital es menor que para empresas con una participación parcial o total de accionistas privados, como las principales empresas eléctricas alemanas, E.ON y RWE. En el caso de empresas eléctricas públicas, las presiones de los accionistas en general también fueron menores que para las empresas privadas con accionistas, y el uso de capital propio podría haber sido más fácil. El costo real del capital, es decir, la tasa anual del crédito, libre de inflación, de un país desarrollado, normalmente estaba en el rango de 5 a 8%.

En un mercado eficiente para la electricidad, el riesgo de invertir caería en la empresa generadora y no en los consumidores, y el costo del capital reflejaría este riesgo. Por ejemplo, en el año 2002 en Gran Bretaña, cerca de 40% de la potencia instalada

---

16 Platts Global Power Report: *Georgia PSC Approves Two Nuclear Reactors by Georgia Power, and a Biomass Conversion*, March 19, 2009 (Georgia aprueba 2 reactores nucleares de Georgia Power, y una conversión de biomasa)

17 Nucleonics Week, "Georgia Power Lowers Estimate for New Vogtle Units," November 11, 2009. (Georgia Power reduce el pronóstico para las unidades nuevas Vogtle)

generadora estuvo en manos de empresas con apuros financieros (cerca de la mitad de esto era potencia nuclear), y varias empresas y bancos perdieron miles de millones de libras en inversiones en centrales que habían construido o financiado. En esas circunstancias parece estar bien justificado tener un costo real del capital de más de 15%. Si los riesgos fueran reducidos, por ejemplo de haber garantías gubernamentales para el mercado de energía eléctrica y precios, el costo del capital sería más bajo, pero esto representaría una subvención del gobierno (ayuda estatal), y no está claro si eso sería aceptable bajo las leyes de la Unión Europea.

### 3.3 Características operacionales

Para una tecnología intensiva en el uso de capital como la energía nuclear, una alta utilización es de suma importancia, de manera que los elevados costos fijos (amortización del capital, pago de intereses y desmantelamiento) pueden distribuirse entre el mayor número posible de unidades de producción. Además, las centrales nucleares son físicamente inflexibles y no es aconsejable poner en marcha o parar la central, o variar el nivel de producción más que lo necesario. Como resultado, las centrales nucleares se operan como carga base (base load), salvo en los pocos países (por Ej. Francia) donde no sea posible, porque la potencia instalada nuclear representa una proporción muy alta del total. Una buena medida de la fiabilidad de la central y cuán efectiva es en producir energía apta para el mercado, es el “factor de carga” (load factor en inglés o capacity factor en EE.UU.). El factor de carga se calcula como la energía producida en un período determinado, como porcentaje de la energía que se hubiese producido si la central hubiese operado a su potencia máxima nominal por todo el período.<sup>18</sup> Generalmente se calculan los factores de carga en forma anual o de por vida. A diferencia de los costos de construcción, el factor de carga puede calcularse precisa e inequívocamente, y se publican regularmente tablas de factores de carga tanto en la prensa sectorial (*Nucleonics Week* y *Nuclear Engineering International*) como también en el Organismo Internacional de la Energía Atómica -OIEA. Se puede discutir acerca de las causas de paros de reactores o niveles bajos de producción, aunque desde el punto de vista económico es menos importante el hecho que la producción merme que los motivos por los cuales se ha reducido la producción.

---

18 Note que cuando reactores son desclasificados (*derated*), algunas organizaciones (por Ej. la IAEA) citan el factor de carga basado en la potencia autorizada y no la potencia de diseño. Mientras que esto puede otorgar información útil de la confiabilidad de la central, para propósitos de análisis económicos se debe usar la potencia de diseño, porque esto es lo que el comprador pagó para recibir.

**Tabla 6: Características operacionales de las centrales nucleares alemanas**

| Central          | Operación comercial | Factor de carga 2008 (%) | Factor de carga de por vida hasta finales de 2008 (%) |
|------------------|---------------------|--------------------------|-------------------------------------------------------|
| Biblis A         | 2/1975              | 82.6                     | 65.2                                                  |
| Biblis B         | 1/1977              | 95.2                     | 67.7                                                  |
| Brokdorf         | 12/1986             | 92.4                     | 88.5                                                  |
| Brunsbüttel      | 2/1977              | 0.0                      | 53.7                                                  |
| Emsland          | 6/1988              | 93.3                     | 93.3                                                  |
| Grafenrheinfeld  | 6/1982              | 87.2                     | 86.2                                                  |
| Grohnde          | 2/1985              | 88.3                     | 90.6                                                  |
| Gundremmingen B  | 7/1984              | 85.7                     | 82.6                                                  |
| Gundremmingen C  | 1/1985              | 87.7                     | 80.4                                                  |
| Isar 1           | 3/1979              | 98.3                     | 79.3                                                  |
| Isar 2           | 4/1988              | 93.2                     | 89.6                                                  |
| Krümmel          | 3/1984              | 0.0                      | 71.6                                                  |
| Neckarwestheim 1 | 12/1976             | 54.9                     | 79.5                                                  |
| Neckarwestheim 2 | 4/1989              | 93.0                     | 92.7                                                  |
| Philippsburg 1   | 3/1980              | 78.4                     | 79.0                                                  |
| Philippsburg 2   | 4/1985              | 88.7                     | 88.2                                                  |
| Unterweser       | 9/1979              | 78.7                     | 79.6                                                  |

Fuente: IAEA, <http://www.iaea.or.at/programmes/a2/>

Nota: Las centrales de Krümmel y Brunsbüttel estuvieron cerradas durante todo el año 2008.

La Tabla 6 muestra los factores de carga para las centrales nucleares alemanas para 2008 y a lo largo de sus vidas. Demuestra un rango amplio de fiabilidad: tres centrales tienen un factor de carga superior a 90%, mientras que otras tres tienen un factor de carga de toda su vida inferior a 70%.

Igual que el costo de la construcción, el factor de carga de las centrales ha sido mucho más bajo que lo pronosticado. La suposición de los vendedores, y los que promocionan la tecnología, ha sido que las centrales nucleares eran extremadamente fiables y que la única interrupción a la producción era para el mantenimiento y la recarga de combustible (algunos diseños tales como el AGR y Candu tienen recarga continua y deben parar solamente para el mantenimiento). Así daban un factor de carga entre 85 y 95%. Sin embargo, el

rendimiento fue pobre y alrededor de 1980 el factor de carga fue, en promedio, para todas las centrales nucleares del mundo cercano a 60%. Para ilustrar el impacto en los costos de la energía nuclear, si pensamos que los costos fijos representan dos tercios del costo total de la electricidad y suponiendo un factor de carga de 90%, el costo total se incrementaría en una tercera parte si el factor de carga fuera solamente de 60%. En la medida que los factores de carga pobres se deben a fallas de equipos, el costo resultante adicional en mantenimiento y reparaciones subiría aún más el costo por unidad de electricidad. En un mercado competitivo, un generador nuclear con un contrato para suministrar energía que no pueda cumplir su compromiso, probablemente tendría que comprar electricidad de "reemplazo" para su cliente, potencialmente a precios muy altos.

Sin embargo, desde finales de la década de los 80, el sector nuclear global ha hecho esfuerzos enormes para mejorar sus características operacionales. En el mundo, los factores de carga son superiores a 80% en promedio y, por ejemplo, en EE.UU. son casi de 90%, comparado con menos de 60% en 1980. No obstante, el factor de carga a lo largo de la vida de todas las centrales nucleares de EE.UU. es solamente 70%.

Únicamente siete de los 414 reactores en operación con un año de servicio como mínimo, y que tienen registros completos de características operacionales, tienen un factor de carga a lo largo de su vida superior a 90%, y solamente las 100 mejores centrales lo tienen superior a 80%. Es interesante saber que las 13 mejores centrales se ubican solamente en tres países: seis en Corea del Sur, cinco en Alemania y dos en Finlandia.

Los diseños nuevos de reactores podrían emular el nivel de fiabilidad logrado por el mejor 2% de los reactores actuales pero, igualmente, pueden sufrir "problemas de inicio" como las generaciones anteriores. La experiencia francesa a finales de los años 90 es especialmente patética. Cabe observar que en un análisis económico las características operacionales durante los primeros años de la operación -cuando surgen los "problemas de inicio"- tendrán mucho más peso que en años posteriores, por el proceso de descuento. Las características operacionales pueden descender en los últimos años de operación, a medida que el equipo se gasta y debe reemplazarse, y se necesiten mejoras al diseño para actualizar la central con los estándares actuales de seguridad. Este descenso en las características operacionales probablemente no pesará mucho en un análisis económico, por el proceso de descuento. En resumen, parece difícil justificar la presuposición de una confiabilidad de más de 90%, tomando en cuenta las experiencias del pasado.

### **3.4 Costos de operación (sin contar el combustible) y de mantenimiento**

Muchas personas suponen que las centrales nucleares son, en esencia, máquinas automáticas que necesitan solamente la compra de combustible y tienen costos de

operación muy bajos. Por eso, los costos de operación y mantenimiento (OyM) pocas veces figuran en los estudios de economía nuclear. Como consideramos abajo, el costo del combustible es relativamente bajo y ha sido razonablemente predecible. Sin embargo, la suposición de bajos costos de operación probó ser errada a fines de los 80 y principios de los 90, cuando un número pequeño de centrales nucleares en EE.UU. fueron retiradas porque se encontró que los costos de operarlas (excluyendo la amortización de los costos fijos) fueron mayores que el costo de construir y operar una central quemando gas. Resultó que los costos OyM fueron, en promedio, más de \$22/MWh, y los costos de combustible fueron más de \$12/MWh.<sup>19</sup> Se hicieron esfuerzos extenuantes para reducir los costos OyM de centrales nucleares, y a mediados de los 90, éstos habían caído a cerca de \$12,5/MWh, y los costos de combustible a \$4,5/MWh. Sin embargo, es importante notar que estas reducciones se lograron mayormente por una mejora en la fiabilidad de las centrales, y no por reducir los costos en sí. Muchos de los costos OyM (el costo de emplear el personal, mantener la planta) son costos fijos en realidad, y varían poco con la producción de la central. Entonces mientras más energía eléctrica se genere, más bajo el costo OyM por MWh. La amenaza de un cierre precoz, por razón de los costos, generalmente ya no es un tema en EE.UU.

También vale la pena notar que la empresa “British Energy”, a quien virtualmente se le regalaron sus ocho centrales nucleares cuando fue creada en 1996, colapsó por problemas financieros en 2002 porque los ingresos de la operación de las centrales fueron apenas un poco más que los costos de operación. Esto fue en parte debido a los altos costos de combustible, especialmente el costo de reprocesar el combustible gastado, un proceso solamente hecho ahora en Gran Bretaña y Francia (ver abajo). Los costos de OyM, en promedio, para las ocho centrales de “British Energy”, incluyendo el combustible, variaron aproximadamente entre 1,65 y 2,0 peniques/kWh en el período 1997-2004. Sin embargo, en cada año siguiente, los costos operacionales aumentaron. Con datos publicados, en el último año, 2007/8, el costo fue de 3 peniques por kWh, y en los primeros seis meses de 2008/9, este costo fue 4,13 p/kWh. La empresa luego fue adquirida por la empresa francesa EDF y los costos de operación no son publicados.

### 3.5 El costo de combustible

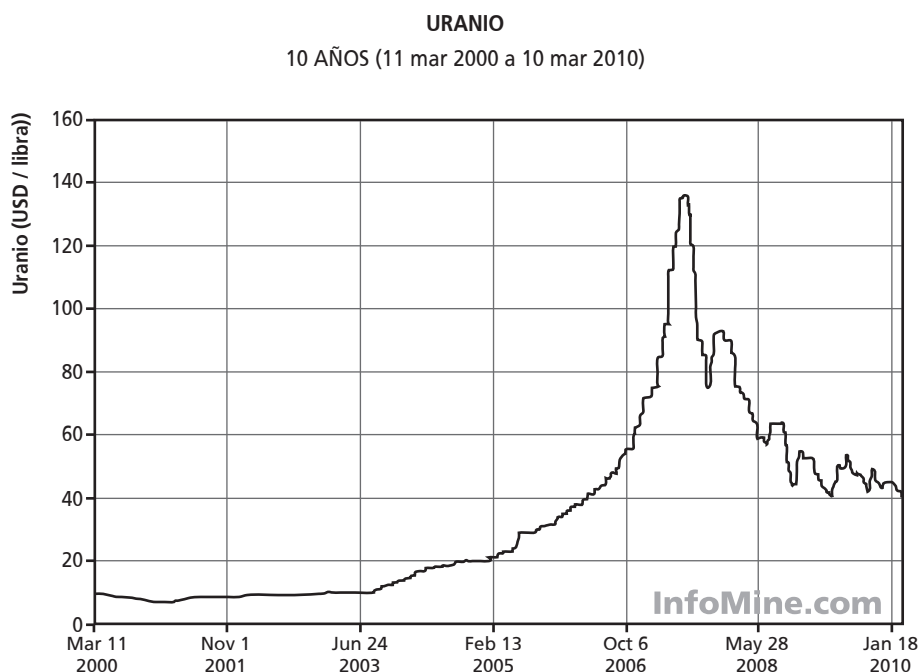
Este costo, alrededor de 5% del costo total de la energía, incluye el costo de extracción del uranio en las minas, su “enriquecimiento” (aumentar el porcentaje del isótopo útil), la fabricación del combustible, almacenarlo después del uso y desecharlo de manera segura en un lugar donde debe permanecer aislado del medio ambiente por varios cientos de miles de años. Aquí no hablaré de costos que no sean los de comprar el combustible. Estos

---

19 Para estadísticas sobre los costos O&M, see <http://www.nei.org/index.asp?catnum=2&catid=95>

costos han caído, porque el precio mundial de uranio estuvo bajo entre mediados de los 70 y el año 2000 (alrededor de \$12 por libra de U3O8), pero después subieron a cerca de \$150 por libra (ver Tabla 7). Luego, los precios “spot” cayeron a menos de \$50 por libra a finales de 2009. Estos precios “spot” son engañosos, porque el mercado “spot” es muy reducido y representa una proporción pequeña del uranio vendido y comprado. La gran mayoría se vende por contratos bilaterales a largo plazo. Los costos de combustible en EE.UU. son alrededor de 0,25 peniques/kWh en promedio, pero se puede argumentar que son artificialmente bajos, porque el gobierno de este país asume la responsabilidad por el desecho del combustible gastado, por una tarifa fija de \$1/MWh (0.06p/kWh). Esto es un precio arbitrario, fijado hace más de dos décadas, y no está basado en ninguna experiencia real –ninguna instalación para el desecho del combustible existe en EE.UU. ni en ningún otro país– y todo el combustible agotado de EE.UU. permanece en almacenamiento temporal, a la espera de la construcción de un almacén permanente. Se pronostica que éste se ubique en el Monte Yucca. Es probable que los costos reales del desecho sean mucho más altos.

**Tabla 7. El Precio del Uranio**



Fuente: <http://www.infomine.com/investment/charts.aspx?mv=1&f=f&r=10y&c=curanium.xusd.ulb#chart>, 2010-03-11

El tema del desecho del combustible agotado es difícil de evaluar. El reprocesamiento es caro y, salvo en el caso que el plutonio producido se pueda usar beneficiosamente, no ayuda nada para el desecho del combustible. El reprocesamiento sólo divide el combustible gastado en partes diferentes y no reduce la cantidad de radioactividad con que hay que lidiar. De hecho, el reprocesamiento crea una gran cantidad de residuos de bajo y medio nivel de radioactividad, porque todo el equipo y material usado serán desechos radioactivos. Se dice que el contrato entre *BNFL* y *British Energy*, previo a su colapso, para el reprocesamiento de su combustible tenía un valor de £\$300 millones al año, equivalente a cerca a 0,5 peniques/kWh. Se espera que el contrato nuevo ahorre a British Energy alrededor de £150~200 millones al año, solamente posible porque el gobierno garantizará las pérdidas de BNFL. A pesar de esta pobre experiencia en cuanto a costos, se informa que EE.UU. consideraba permitir el reprocesamiento de combustible gastado, que no se realiza desde una prohibición impuesta por el gobierno de Jimmy Carter. Es difícil estimar el costo del tratamiento de disposición de los residuos de elevado nivel de radioactividad, porque no se ha construido ninguna instalación ni tampoco existe alguna en construcción, y cualquier estimado de sus costos debe tener un muy elevado margen de error.

### 3.6 Vida útil contable

Una de las características de las centrales de la Generación III+ es que han sido diseñadas para tener una vida útil de cerca de 60 años, comparado con sus predecesoras que fueron diseñadas para tener una vida de cerca de 30 años. Para una tecnología dominada por sus costos fijos, se esperaría que duplicar la vida útil reduciría éstos de manera importante, porque habría más tiempo para recuperarlos. En la práctica, esto no es aplicable. Los créditos comerciales deben pagarse en no más de 15 a 20 años, y en un cálculo de flujo de caja descontado, los costos y beneficios por un plazo de más de 15 a 20 años tienen poco peso (ver anexo 2).

Existe una tendencia para alargar la vida de las centrales actuales. Algunos reactores PWR y BWR que ya están llegando a su vida originalmente autorizada de 40 años están recibiendo licencias por otros 20 años de las autoridades de seguridad de EE.UU. No se debe suponer, sin embargo, que habrá electricidad barata cada vez que se hayan pagado los costos del capital. La extensión de la vida podría requerir gastos nuevos relevantes para reemplazar equipo gastado y lograr que la central alcance estándares modernos de seguridad. La extensión de la vida útil no siempre es posible. Por ejemplo, los reactores AGR de Gran Bretaña tenían un diseño para una vida de 25 años. Ahora se espera que puedan funcionar 40 años pero una extensión más allá podría no ser posible por problemas de erosión y distorsión de los bloques moderadores de grafito.



### 3.7 Costos y provisiones para la clausura y gestión de residuos

Estos costos son difíciles de estimar, porque hay poca experiencia con la clausura de centrales de escala comercial, y el costo de gestión de los residuos (especialmente los de niveles intermedios o de larga vida) es incierto (ver Anexo 3). No obstante, incluso programas con financiamiento casi asegurado, cuando fuere necesario, no cambiarían de mayor manera los costos totales. Por ejemplo, si el dueño fuera obligado a depositar la suma pronosticada (descontada) para clausurar la central, al inicio de su vida, eso agregaría solamente cerca de 10% a los costos de la construcción. El fondo segregado de British Energy, que no cubría la primera fase de la clausura, requería contribuciones de menos de £20 millones por año, equivalente sólo a un costo de alrededor de 0,03 peniques por kWh.

Los problemas ocurren si el costo ha sido subestimado al comienzo, se han perdido los fondos o la empresa colapsa antes de terminar la central su vida útil. Se han visto todos estos problemas en Gran Bretaña. En las últimas dos décadas, el costo esperado de clausurar se ha multiplicado varias veces, en términos reales. En 1990, cuando se privatizó el *Central Electricity Generating Board (CEGB)*, las provisiones que se hicieron en las cuentas de contribuciones de los consumidores no fueron pasadas a la empresa sucesora, *Nuclear Electric*. La subvención que se aplicó entre 1990 y 1996, descrita por Michael Heseltine<sup>20</sup> como "... para clausurar viejas, inseguras centrales nucleares" fue gastado en realidad en el flujo de caja de la empresa propietaria, y la porción no gastada ha sido retenida ahora por el erario. El colapso de British Energy significa que una proporción significativa de los costos de la clausura serán pagados por los contribuyentes británicos futuros.

### 3.8 Seguros y responsabilidades legales

Esta es un área controvertida, porque actualmente las responsabilidades legales de los dueños de las centrales están limitadas por un tratado internacional a sólo una pequeña fracción de los costos probables de un accidente nuclear. El Tratado de Viena, aprobado en 1963 y enmendado en 1997, limita la responsabilidad del operador nuclear a 300 millones de Derechos Especiales de Giro (DEG), o cerca de \$460 millones (el 22 febrero de 2009, \$1 USD = 0,653 DEG).<sup>21</sup> Actualmente, el gobierno británico garantiza el riesgo residual más allá de 140 millones de libras esterlinas, aunque se espera que el límite suba a 700 millones (500 millones de libras) por las Convenciones de París y Bruselas. El límite de las responsabilidades legales se vio como algo esencial para permitir el desarrollo de la energía nuclear, pero también puede verse como una enorme subvención.

---

20 Michael Heseltine, President of the Board of Trade, Hansard, October 19, 1992.

21 El valor del DEG se determina por una canasta de las 4 divisas principales del mundo.

**Tabla 8. Límites en responsabilidades legales para los países de la OCDE, en septiembre de 2001**

| País            | Límites de responsabilidad legal bajo la legislación nacional | Requerimientos de la seguridad financiera <sup>a,b</sup> |
|-----------------|---------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|
| Bélgica         | €298m                                                         |                                                          |
| Finlandia       | €250m                                                         |                                                          |
| Francia         | €92m                                                          |                                                          |
| Alemania        | Sin límite                                                    | €2,500m <sup>c</sup>                                     |
| Gran Bretaña    | €227m                                                         |                                                          |
| Holanda         | €340m                                                         |                                                          |
| España          | €150m                                                         |                                                          |
| Suiza           | Sin límite                                                    | €674m                                                    |
| Eslovaquia      | €47m                                                          |                                                          |
| República Checa | €177m                                                         |                                                          |
| Hungría         | €143m                                                         |                                                          |
| Canadá          | €54m                                                          |                                                          |
| EE.UU.          | €10,937m                                                      | €226m                                                    |
| México          | €12m                                                          |                                                          |
| Japón           | Sin límite                                                    | €538m                                                    |
| Corea del Sur   | €4,293m                                                       |                                                          |

Fuente: Estadísticas no oficiales –OCDE/NEA, Asuntos Legales

Notas: <sup>a</sup> usando tasas de cambio oficiales de junio 2001 a junio 2002; <sup>b</sup> si fuera diferente al límite de responsabilidad legal; <sup>c</sup> €256 seguros, €2,5 mil millones del fondo conjunto de los operadores, €179 millones de la enmienda de Bruselas a la Convención de París.

La Comisión de Estudio de las Energías Sustentables<sup>22</sup> del congreso alemán compiló cifras de los límites de responsabilidad legal en los países de la OCDE (ver Tabla 8) y esto demuestra el rango amplio de éstos, desde sumas muy bajas en México a sumas mucho más altas en Alemania, por ejemplo.

22 Deutscher Bundestag, Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung, Bericht der Enquete-Kommission, zur Sache 6/2002, chapter 3.3.2, table 3.3 (Berlin: Deutscher Bundestag, 2002), p. 232, , <http://dip.bundestag.de/btd/14/094/1409400.pdf>.

La escala de los costos causados por un desastre, como Chernóbil, que pueda ser del orden de varios centenares de miles de millones de dólares (es injusto poner un costo en una vida humana o la incapacidad, pero para los propósitos de tener seguros es necesario), significa que una cobertura convencional de seguros probablemente no estaría disponible, y aunque lo estuviera, su cobertura podría ser no creíble, porque un accidente mayor produciría la quiebra de las empresas aseguradoras.

Algunos han propuesto “bonos de catástrofe” como una manera para los dueños de centrales de proveer cobertura creíble contra los costos financieros de accidentes. Un bono de catástrofe es un bono de alto rendimiento garantizado por seguros, con una provisión que en caso de pérdidas por una catástrofe específica, por ejemplo un terremoto, se demoraría o perdería pagos de intereses o capital. Será difícil determinar si éstos proveerían una manera viable de dar alguna cobertura de seguros contra accidentes nucleares y el impacto en la economía de la energía nuclear, hasta que haya algunas propuestas concretas.

## 4. La Experiencia de Olkiluoto y Flamanville

Estas dos centrales tienen una importancia especial, porque son las únicas centrales de Generación III+ con una experiencia relevante, aunque solamente sea para la construcción y no para la operación.

### 4.1 Olkiluoto

El pedido para la central Olkiluoto-3 en Finlandia se veía como algo de importancia especial para el sector nuclear, porque parecía contradecir la sabiduría convencional que la liberalización y pedidos para la energía nuclear fueran incompatibles. En diciembre de 2009, éste fue el primer pedido nuclear en Europa occidental y Norteamérica desde el pedido de 1993 para la central Civaux-2 en Francia, y el primero para un diseño Generación III/III+ fuera del anillo del Pacífico. El sector eléctrico en Finlandia venía tratando de conseguir permiso del Parlamento para una quinta central nuclear desde 1992. Finalmente lo consiguió en 2002. El pedido Olkiluoto-3 fue un estímulo enorme para el sector nuclear en general y para Areva NP en particular. El sector anticipaba que, una vez completada, la central significaría una demostración y referente para otros clientes potenciales de los EPR.

Finlandia forma parte del mercado eléctrico nórdico, que incluye además Noruega, Suecia y Dinamarca. Esta región se considera como el mercado de electricidad más competitivo del mundo. Además, Finlandia tiene una buena reputación por la operación de las cuatro unidades ubicadas en el país. Entonces, hubo muchas esperanzas que esta central contestaría varias de las preguntas acerca del “renacimiento nuclear”. Sin embargo, una investigación más cercana del contrato revela algunas características muy especiales, que no son representativas de las condiciones en otros mercados.

En 2004 se informaba que el precio del contrato para la Olkiluoto-3 era €3 mil millones para una central de 1600 MW.<sup>23</sup> Más tarde se informaba que el precio fue €3,2<sup>24</sup>

---

23 Director del Proyecto Martin Landtman declaró: “The value of the whole Olkiluoto 3 investment including the Turn-key Contract is about EUR 3 billion in year 2003 money. No other figures are published”; comunicación personal, e-mail a Mycle Schneider, fechado 8 octubre, 2004.

24 Nucleonics Week, “EC Probing Claims Olkiluoto Loan Guarantees Were State Aid”, 26 octubre, 2006.

25 Nucleonics Week, “Areva Reveals 47% Cost Overrun on Contract for Olkiluoto-3”, 5 marzo, 2009, p 1.

o €3,3<sup>25</sup> mil millones. El regulador finés, STUK, dio su aprobación por la seguridad en marzo de 2005 y el trabajo en las obras en el emplazamiento empezó en agosto de 2005. Al momento de firmar el contrato, el valor fue equivalente a cerca de \$3,6 a 4 mil millones (dependiendo del precio del contrato), es decir, \$2.250 a \$2.475 por kW (€1=\$1,2 USD). Este costo incluía el financiamiento y dos núcleos de reactores, por lo que el costo por kW ("overnight cost") habría sido algo más bajo, aunque dada la tasa de interés muy baja (2,6%), los costos del financiamiento serían bajos.

A pesar de que este costo fuera bastante mayor que el objetivo del sector nuclear de \$1.000 por kW de unos pocos años antes, los críticos aún lo veían como un "loss leader". Areva NP estaba tratando de convencer a EDF o a una de las empresas alemanas de poner un pedido para una EPR desde finales de los años 90,<sup>26</sup> y se temía que si no conseguía un pedido luego, Areva NP empezaría a perder personal clave<sup>27</sup> y el diseño se volvería obsoleto.<sup>28</sup> AREVA NP también necesitaba una "vitrina" para la tecnología ERP, y Olkiluoto-3 serviría como un referente para otros pedidos. Como un incentivo adicional, y a petición del cliente, la empresa también ofreció la central en términos de "llave en mano" o precio fijo. Además, tomó la responsabilidad de la gestión del emplazamiento y la arquitectura de la ingeniería, y no solamente el suministro de la "isla nuclear". No estaba acostumbrada a asumir este papel. Para los 58 EPR construidas para Francia por Framatome, el antecesor de AREVA NP, y para los proyectos extranjeros incluyendo los de China y África del Sur, fue EDF quien había proporcionado estos servicios.

Como se ha documentado en otra parte,<sup>29</sup> el proyecto Olkiluoto ha sufrido problemas serios desde el inicio de la construcción. Ya en marzo de 2009<sup>30</sup> se reconoció que tenía una demora de por lo menos tres años y el costo llegaba a €1,7 mil millones por encima del presupuesto.<sup>31</sup> En agosto de 2009, Areva NP reconoció que el costo estimado había llegado a €5,3 mil millones, y con la tasa de cambio de la época de €1=\$1,35 USD, representaba un costo de \$4.500 por kW.<sup>32</sup> El contrato es también sujeto de una disputa amarga entre Areva NP y el cliente, Teollisuuden Voima Oy. Areva NP demanda a Teollisuuden Voima

---

26 26 Nucleonics Week, "Giant EPR Said To Be Competitive: EDF To Decide on Order Next Year", 6 noviembre, 1998, p 1.

27 Petroleum Economist, "France Mulls Nuclear Future," marzo 2001.

28 Nucleonics Week, "EPR Safety Approval Won't Last Beyond 2002, Regulator Warns," 6 marzo, 1997.

29 S. 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, joint hosts "Non-proliferation Policy Education Center" y "Radio Free Europe/Radio Liberty", 17-18 Marzo, 2008, Praga, República Checa.

30 Nucleonics Week, "Areva's Olkiluoto-3 Manager Says Engineering Judgment Undermined", 26 marzo, 2009, p 4.

31 Nucleonics Week, "Areva Reveals 47% Cost Overrun."

32 Nucleonics Week, "With Expected Losses Mounting, Areva Seeks Changes in OI3 Project", 3 septiembre, 2009

Oy por recompensas cercanas a €1 mil millones por presuntas fallas de TVO. En una contra-demanda de enero de 2009, TVO solicita €2,4 mil millones de Areva por retrasos en el proyecto.<sup>33</sup>

No parece probable que se hayan solucionado todos los problemas que han contribuido a los retrasos y a la escalada de los costos, por lo que el costo final podría ser significativamente más alto. El resultado del arbitraje de la demanda y contra-demanda entre Areva NP y TVO determinará cómo se dividirían los costos extra. De todas maneras, queda claro que las preocupaciones de los inversionistas por los costos y tiempo de entrega de la central siguen siendo válidas.

## 4.2 Flamanville

Por fin, EDF pidió un reactor EPR en enero de 2007, el que se ubicaría en el emplazamiento de Flamanville. Este reactor fue incrementado a 1.630 MW<sup>34</sup> de potencia y la construcción empezó en diciembre de 2007.<sup>35</sup> En mayo de 2006, EDF estimó el costo en €3,3 mil millones.<sup>36</sup> En ese momento (€1=\$1,28 USD) fue el equivalente a \$2.590 por kW. Pero ese costo no incluía la primera carga de combustible, por lo que el costo *“overnight”* habría sido algo mayor. La estimación del costo tampoco incluía el financiamiento.

EDF no buscó un contrato “llave en mano” con la arquitectura de la ingeniería y la gestión de la contratación (por ejemplo, buscando subcontratistas) para la turbina y el generador. No está claro en qué medida estas decisiones fueron tomadas por la mala experiencia en Olkiluoto, o por la necesidad de mantener capacidades en su propia empresa.

En mayo de 2008, las autoridades francesas de regulación de la seguridad pararon temporalmente la construcción en Flamanville por problemas en la calidad del hormigón de la base.<sup>37</sup> El vendedor, Areva NP, ya había pronosticado que la central no estaría completada hasta 2013, un año más tarde. Pero en noviembre de 2008 EDF declaró que se podían recuperar las demoras y la central estaría terminada, según el programa original, en

---

33 Agence France Presse, “Setbacks Plague Finland’s French-built Reactor”, 30 enero, 2009.

34 Nucleonics Week, “EDF Orders Flamanville-3 EPR NSSS, with Startup Targeted in 2012”, 5 enero, 2007, p. 1.

35 Nucleonics Week, “Flamanville-3 Concrete Pour Marks Start of Nuclear Construction”, 6 diciembre, 2007, p. 3.

36 Nucleonics Week, “EDF to Build Flamanville-3, Says First EPR Competitive with CCGT”, 11 mayo, 2006, p. 1.

37 Nucleonics Week, “Concrete Pouring at Flamanville-3 Stopped after New Problems Found”, 29 mayo, 2008, p. 18.

2012.<sup>38</sup> EDF sí reconoció que los costos esperados para la construcción habían aumentado desde €3.3 a €4 mil millones.<sup>39</sup> Esto ya era equivalente (€1=\$1,33 USD) a \$3.265 por kW, significativamente mayor que el precio del contrato para Olkiluoto, pero muy por debajo de los niveles citados en EE.UU. y el costo real de Olkiluoto. Los sindicatos involucrados en Flamanville han declarado, además, que la construcción tiene una demora de por lo menos dos años.<sup>40</sup> Un funcionario de Areva ha sugerido que el costo de un EPR será ahora por lo menos €4,5 mil millones, aunque no especificó si esto sería el costo "*overnight*".<sup>41</sup>

---

38 Nucleonics Week, "EDF Confirms Target of Starting Up Flamanville-3 in 2012", 20 noviembre, 2008, p. 1

39 Associated Press Worldstream, "EDF To Lead up to Euro50b in Nuclear Plant Investment", 4 diciembre, 2008

40 Nucleonics Week, "French Union: Flamanville-3 Delayed", 28 enero, 2010, p. 1.

41 Nucleonics Week, "Areva Official Says Costs for New EPR Rising, Exceeding \$6.5 billion", 4 septiembre, 2008, p. 1.

## 5. El Programa de EE.UU.

El gobierno de Bush hizo un esfuerzo coordinado para resucitar los pedidos nucleares, con su programa *Nuclear Power 2010*, anunciado en febrero de 2002. El programa concentra su enfoque en los diseños Generación III+. Cuando estuvo anunciado, se esperaba que en 2010 por lo menos un reactor de Generación III+ y uno de un diseño más avanzado estuvieran en operación. Bajo este programa, el Departamento de Energía del gobierno esperaba lanzar proyectos conjuntos con empresas del sector.

[...] para conseguir la aprobación de la Comisión Reguladora Nuclear (NRC por sus siglas en inglés) de tres emplazamientos para la construcción de centrales nucleares nuevas bajo el proceso de “*Early Site Permit*” (ESP, Permiso Precoz para un Sitio), y desarrollar guías para la preparación de propuestas de petición para la obtención de la autorización combinada de Construcción y Operación (COL), y resolver temas genéricos de regulación referidos a la COL. El proceso COL es un proceso de “un paso” para resolver preocupaciones de seguridad y salud pública de centrales nucleares antes de iniciar la construcción, y la NCR aprueba y emite una autorización para construir y operar una central nuclear nueva.<sup>42</sup>

Además:

[...] para completar el desarrollo de la tecnología de reactores Generación III+, el primero de su tipo, y poner a prueba los procesos Federales, aún no probados para otorgar autorizaciones y regular la ubicación, construcción y operación de centrales nucleares nuevas.<sup>43</sup>

La razón de ser del Programa de Energía Nuclear 2010 fue que los diseños nuevos serían competitivos económicamente. No obstante, las malas experiencias con la construcción de centrales nucleares en EE.UU. en los años 80 y 90 significaban que las empresas eléctricas serían reacias en hacer pedidos de centrales nucleares hasta que se demostrara plenamente que los diseños y procedimientos nuevos resolvían las cuestiones que habían causado los problemas. Por lo tanto, la política para superar estas barreras fue agilizar los procesos regulatorios, asegurar la aprobación para algunos diseños nuevos y

---

42 <http://www.ne.doe.gov/NucPwr2010/NucPwr2010.html>

43 United States Department of Energy (DoE), *A Roadmap to Deploy New Nuclear Power Plants in the United States by 2010* (Washington, DC: USDOE, 2001).



dar subvenciones, inicialmente para tres proyectos (tal vez seis unidades). Después de esto no se requerirían más subvenciones.

Se propuso un total de hasta \$450 millones en subvenciones inicialmente, para por lo menos tres proyectos. Surgieron tres organizaciones principales para recibir estas subvenciones, dos de las cuales firmaron acuerdos con el USDOE para desarrollar COLs. Nustart, lanzado en 2004, estuvo compuesta por un consorcio de ocho empresas eléctricas de EE.UU., incluyendo a Entenergy, Constellation Energy, Duke Power, Exelon, Florida Power & Light, Progress Energy, Southern Company y la Tennessee Valley Authority -TVA, proveyendo tiempo de su personal, no dinero en efectivo. La empresa eléctrica francesa EDF y los vendedores Westinghouse y GE también fueron socios pero sin derecho a voto. Nustart planificó hacer dos peticiones, una para una ESBWR de GE en el emplazamiento Grand Gulf (Texas) de Entenergy, y una para una Westinghouse AP1000 en el emplazamiento Bellefonte de la TVA. El otro grupo principal es liderado por la empresa eléctrica Dominion. Éste buscaba un COL para una versión avanzada del diseño Candu de "Atomic Energy of Canada", el ACR-700, en North Anna (Virginia), donde Dominion opera dos reactores. Sin embargo, en enero de 2005 declaró que había reemplazado el ACR-700 con el ESBWR de GE, por el tiempo que se esperaba que hiciera falta para licenciar una central de Candu en EE.UU. Ningún diseño de Candu ha recibido la aprobación de la comisión reguladora en ese país, y la NRC pronosticó que el proceso para su aprobación podría tardar más de 60 meses, mucho más de lo que esperaba en ese momento que tardaría para un reactor de la Generación III+ PWR o BWR. Posteriormente ha quedado claro que la NRC tardará más de 60 meses para evaluar cualquier nuevo diseño.

Después de la Energy Policy Act of 2005 (EPACT, Ley de Políticas de Energía), el cronograma del programa ha retrocedido, pero el alcance se ha extendido para incorporar un gran número de empresas eléctricas de EE.UU. interesadas en construir centrales, y la escala del apoyo ofrecido también ha aumentado dramáticamente. Ya a principios de 2009 se habían anunciado planes para construir 31 unidades (ver Tabla 9).

Luego se propuso un paquete de subvenciones para este puñado de unidades de demostración, de los cuales dos resultaron ser los más importantes:

- Crédito Tributario por Producción: Para hacer competitiva la electricidad producida de centrales nucleares nuevas con la de otras fuentes de energía, se pagaría un crédito tributario de \$18/MWh durante los primeros ocho años de operación. Según la Energy Information Administration (EIA, Administración de Información de la Energía), esta subvención costaría a los contribuyentes de EE.UU. \$5,7 mil millones en 2025.<sup>44</sup>

---

44 United States Department of Energy (DoE), Analysis of Five Selected Tax Provisions of the Conference Energy Bill of 2003 (Washington, DC: Energy Information Administration, 2004), p. 3, [http://tonto.eia.doe.gov/FTP/ROOT/service/sroiaf\(2004\)01.pdf](http://tonto.eia.doe.gov/FTP/ROOT/service/sroiaf(2004)01.pdf).

- **Garantías de Créditos:** Para aminorar la dificultad de financiar centrales nuevas se ofrecieron garantías de préstamos, de manera que las empresas eléctricas pudiesen conseguir préstamos a tasas iguales a las de los bonos del erario público. La “Congressional Budget Office” (Oficina de Presupuesto del Congreso) concluyó que el riesgo de “default” (falta en un pago) en los préstamos para el sector sería “bastante mayor al 50%”.<sup>45</sup> El “Congressional Research Service” (Servicio de Investigación del Congreso) calculó que la responsabilidad de los contribuyentes por estas garantías, para cubrir hasta 50% del costo de construir seis a ocho reactores, sería entre 14 y 16 mil millones de dólares.<sup>46</sup>

**Tabla 9: Varios proyectos nucleares en EE.UU. anunciados bajo “Nuclear Power 2010”**

| Central          | Dueño    | Estatus NRC                   | Garantía de préstamo | Diseño | Fecha esperada de entrada en funcionamiento |
|------------------|----------|-------------------------------|----------------------|--------|---------------------------------------------|
| Calvert Cliffs 3 | Unistar  | COL petición presentada 3/08  | Incluido en la lista | EPR    | ?                                           |
| South Texas 3,4  | NRG      | COL petición presentada 9/07  | Incluido en la lista | ABWR   | ?                                           |
| Bellefonte 3,4   | TVA      | COL petición presentada 10/07 | No elegible          | AP1000 | ?                                           |
| North Anna 3     | Dominion | COL petición presentada 11/07 | Presentada           | ESBWR  | ?                                           |
| Lee 1,2          | Duke     | COL petición presentada 12/07 | Presentada           | AP1000 | 2021–23                                     |
| Harris 2,3       | Progress | COL petición presentada 2/08  | No Presentada        | AP1000 | 2019–20                                     |
| Grand Gulf 3     | Entergy  | COL petición presentada 2/08  | Presentada           | ESBWR  | Congelada                                   |
| Vogtle 3,4       | Southern | COL petición presentada 3/08  | Incluido en la lista | AP1000 | 2016                                        |

45 Congressional Budget Office, Cost estimate of S.14, Energy Policy Act of 2003 (Washington, DC: Congressional Budget Office, May 7, 2003), <http://www.cbo.gov/doc.cfm?index=4206>.

46 Congressional Research Service (CRS), Potential Cost of Nuclear Power Plant Subsidies in S.14 (May 7, 2003); pedido por Senator Ron Wyden.

|                   |            |                               |                      |        |           |
|-------------------|------------|-------------------------------|----------------------|--------|-----------|
| Summer 2,3        | SCANA      | COL petición presentada 3/08  | Incluido en la lista | AP1000 | 2016–19   |
| Callaway 2        | AmerenUE   | COL petición presentada 7/08  | Presentada           | EPR    | Congelada |
| Levy 1,2          | Progress   | COL petición presentada 7/08  | Presentada           | AP1000 | 2019–20   |
| Victoria 1,2      | Exelon     | COL petición presentada 9/08  | Presentada           | ESBWR  | Congelada |
| Fermi 3           | DTE Energy | COL petición presentada 9/08  | No Presentada        | ESBWR  | ?         |
| Comanche Peak 3,4 | TXU        | COL petición presentada 9/08  | Primera reserva      | APWR   | ?         |
| Nine Mile Point 3 | Unistar    | COL petición presentada 10/08 | Presentada           | EPR    | Congelada |
| Bell Bend         | PPL        | COL petición presentada 10/08 | Presentada           | EPR    | 2018      |
| Amarillo 1,2      | Amarillo   | ?                             |                      | EPR    | ?         |
| River Bend        | Entergy    | COL petición presentada 9/08  | Presentada           | ESBWR  | Congelada |
| Elmore            | Unistar    | ?                             |                      | EPR    | Congelada |
| Turkey Point 6,7  | FPL        | COL petición presentada 3/09  | ?                    | AP1000 | 2018–20   |

Fuentes: Varios informes de la prensa

Notas: Mayores detalles de los proyectos individuales están disponibles en el Anexo 4.

EPACT ofreció hasta \$500 millones en seguros contra riesgo para las unidades 1 y 2, y \$250 millones para las unidades 3 a 6. Este seguro se pagaría en caso de que el proceso de conseguir una autorización se demorara, por causas no atribuibles al peticionario. También ofreció apoyo al financiamiento de I y D por valor de \$850 millones, y ayuda a los costos históricos de clausura al valor de \$1,3 mil millones.

Luego quedó claro que las garantías de préstamos no sólo eran el elemento clave del paquete, sino que el monto de la cobertura ofrecida no era suficiente para permitir a las empresas eléctricas realizar pedidos. Originalmente, se esperaba que las garantías federales de préstamos cubrieran hasta 80% de la deuda del proyecto si la deuda suponía un 60% del costo de construcción (siendo el resto, capital propio). Ello significaría que se cubriese alrededor de la mitad del costo total de la central. Las empresas eléctricas hicieron “lobby” y consiguieron que la cobertura aumentara a 100% de la deuda, hasta

el 80% del costo total del proyecto. Los bancos también clamaron por la cobertura total. Una declaración de 2007, firmada por los seis mayores bancos de inversión de Wall Street (Citigroup, Credit Suisse, Goldman Sachs, Lehman Brothers, Merrill Lynch y Morgan Stanley), informó al USDOE que no estaban dispuestos a conceder préstamos por nuevas centrales nucleares, si los contribuyentes no asumían el 100% del riesgo.<sup>47</sup>

En Estados donde el mercado de la electricidad está menos liberalizado y las empresas eléctricas operan con tarifas reguladas y una base de activos regulada, puede ser que las garantías de préstamos sean menos esenciales. Si los reguladores permiten, como lo hacen algunos, que las empresas eléctricas empiecen a recuperar el costo de construcción de la central antes de finalizar la construcción, habría un traslado significativo de los riesgos asociados a la construcción, desde la empresa eléctrica hacia los consumidores. Esto podría significar que los financieros ofrezcan préstamos a una tasa mucho menor que si la central tuviese que competir en el mercado.

El alcance de los subvenciones también creció, de cubrir solamente tres sitios (hasta seis unidades) a garantías de préstamos por hasta tres unidades de cada diseño “innovador”; y ya en 2008, la Nuclear Regulatory Commission (NRC, Comisión Regulatoria Nuclear) estaba procesando cinco “diseños innovadores”. Esto significaba que hasta 15 unidades podrían ser elegibles para recibir garantías de préstamos. Los cinco diseños son: Westinghouse AP1000; GE-Hitachi ESBWR; GE-Hitachi ABWR;<sup>48</sup> Areva NP EPR; y Mitsubishi APWR.

En 2002, cuando se lanzó el programa, aún se esperaban costos de construcción de \$1.000/kW, y las garantías necesarias para seis unidades de alrededor de 1.400 MW. Para cubrir el 50% de los costos totales, hubiesen sido cerca de \$4,2 mil millones. Pero en 2008, suponiendo que 15 unidades podrían ser elegibles y que se cubriría hasta 80% de su costo total de \$6.000/kW, serían necesarias garantías por un valor superior a \$100 mil millones.

La ley de energía aprobada en 2007 dio al USDOE un presupuesto de hasta \$18,5 mil millones para 2008-9, para garantías de préstamos para centrales nucleares. El USDOE preparó una lista de cinco proyectos para estas garantías en febrero de 2009. Fueron los proyectos Southern Company (Vogtle), South Carolina Electric & Gas (Summer), Unistar Nuclear Energy (Calvert Cliffs), NRG (South Texas) y el Comanche Peak. Posteriormente la lista se acortó más, a cuatro, cuando el proyecto de Comanche Peak fue relegado a primera reserva en mayo de 2009. El Anexo 4 da una descripción detallada del estatus de los proyectos nucleares declarados en EE.UU.

---

47 Comentarios de inversionistas en respuesta a la nota del DOE de la proposición de crear reglas, 2 julio, 2007.

48 Toshiba también puede ofrecer el ABWR, independientemente de GE-Hitachi.

## 5.1 Probables resultados

Mientras que los diseños de reactores están siendo revisados por la NRC, todos plantean preguntas relevantes. El APWR ha estado cercano a un pedido comercial en Japón durante una década, pero por motivos que no están claros, el pedido no se ha materializado. En EE.UU. tiene un solo cliente; si ese proyecto no avanza y la demora sigue con el pedido japonés, esa tecnología parecería tener poco futuro.

Hay poco interés en el ESBWR fuera de EE.UU., y desde 2008 ha perdido tres de los cinco clientes allí. Esos clientes han hecho declaraciones dañinas acerca de la incertidumbre de los costos de construcción y la factibilidad comercial del diseño en un plazo razonable. Los dos clientes que quedan, Dominion y DTE Energy, no están en la lista para garantías de préstamos. Si estos pedidos no se concretan, será difícil que sobreviva el ESBWR y surgirían preguntas acerca del futuro de GE como un vendedor de reactores.

El ABWR tiene un solo cliente, NRG, y ese proyecto sufrió dificultades serias a finales de 2009 por la escalada de los costos. Tiene la ventaja fuerte de ser una tecnología demostrada, que ya tiene aprobación regulatoria del NRC. Sin embargo, esta aprobación caduca en 2012 y pedidos nuevos tendrían que esperar la renovación de su certificación. Aún no hay ninguna indicación de la NRC del alcance de cambios que habría que implementarse, por ejemplo, en la protección de aeronaves. La ventaja del ABWR como una tecnología probada desaparecerá si la lista se alarga y el proceso de revisar los cambios de diseño se retrasará.

La imagen del EPR se está dañando seriamente por los problemas en Olkiluoto (y Flamanville) y por la dificultad de resolver los problemas de control e instrumentación con los reguladores de seguridad europeos. Tres de sus seis proyectos parecen estar dormidos y solamente el proyecto de Calvert Cliffs está bien avanzado.

El AP1000 parece estar en la posición más fuerte. Cuenta con casi la mitad de las unidades de reactores declaradas (14 de 31) y dos de los cuatro proyectos en la lista para garantías de préstamos, incluyendo el proyecto más probable para conseguir las primeras, Vogtle. Parece que ninguno de los proyectos AP1000 ha sido abandonado aún, aunque hay algunas dudas acerca del proyecto Bellefonte de la TVA. Ya recibió aprobación del diseño de la NRC (en 2006) aunque Westinghouse/Toshiba posteriormente entregó enmiendas y la revisión de éstas no terminará antes de 2011. A los dos lados del Atlántico Westinghouse/Toshiba está experimentando algunos problemas para resolver los aspectos de seguridad relacionados al blindaje. En febrero de 2010, el regulador de seguridad nuclear del UK notificó un "Regulatory Issue" (RI, Tema de Regulación) por este aspecto del diseño.<sup>49</sup>

---

49 En el caso de no resolver este "Regulatory Issue" (RI Tema de Seguridad) dentro de un lapso especificado (en este caso), las autoridades de seguridad podrían negarse a dar la aprobación genérica al diseño.; ver <http://news.hse.gov.uk/2010/02/16/hse-raise-regulatory-issue-ri-against-westinghouses-ap1000-nuclear-reactor-design/>.

Las garantías de préstamos existentes, dados por el gobierno de EE.UU. hasta finales de 2009, son \$18,5 mil millones, y probablemente se acabarían con sólo dos proyectos. También existe el problema de establecer el premio que las empresas eléctricas deberían pagar para recibir estas garantías. Dado que las garantías de préstamos son, en efecto, una póliza de seguro, el "premio" debería reflejar el riesgo de una falta de pago ("default"). La Congressional Budget Office (Oficina de Presupuesto del Congreso) ha calculado que el riesgo neto de "default" sería 25% (50% en total, pero la mitad se recuperaría por ventas de equipo). Parece muy poco probable que empresas eléctricas recibiendo créditos, digamos de \$10 mil millones por un proyecto de dos unidades, estén dispuestas a pagar un premio de \$2,5 mil millones sólo para recibir garantías de préstamos. Las empresas eléctricas están pidiendo un premio de 1%<sup>50</sup>, pero parece poco probable que esto sea aceptable políticamente.

En febrero de 2010, en el presupuesto para el 2011, el gobierno de Obama aprobó un aumento en la cantidad disponible para garantías de préstamos, de \$18,5 a \$54,5 mil millones (suficiente para 12 unidades tal vez).<sup>51</sup> En febrero de 2010 el USDOE declaró que se habían asignado garantías de préstamos de un valor de \$8,33 mil millones al proyecto Vogtle (Georgia), por dos unidades AP1000.<sup>52</sup> Se esperaba que las garantías de préstamos cubrieran 7% de los costos (por lo menos para el dueño principal, Georgia Power) aunque no se revelaron los detalles del premio que se cobraría. El costo pronosticado para la central es, por lo tanto, alrededor de \$11,9 mil millones, o \$5.000/kW. La Georgia Public Service Commission (Comisión del Servicio Público de Georgia) ya había aceptado el pedido de Georgia Power de empezar a recuperar el costo de la construcción de sus consumidores sujetos a monopolio (ver Anexo 4). Entonces, cualquier banco que prestara al proyecto tenía doble protección: del gobierno federal (contribuyentes) por las garantías de préstamos; y de los consumidores a través de la recuperación garantizada de los costos.

Este modelo de doble protección muestra que se pueden construir centrales nucleares si el gobierno está dispuesto a proveer subvenciones suficientemente elevadas. Sin embargo, no sería probable su sustentabilidad para más de unas pocas unidades de demostración, especialmente si el proyecto se desarrolla con ciertos problemas y los contribuyentes y consumidores tienen que pagar sumas mayores.

---

50 Electric Utility Week, "Change to DOE Guarantee Programme Boosts Nuclear Hopefuls; Size of Fee Remains an Issue," 14 diciembre, 2009.

51 Associate Press, "A Look at Obama's 2011 Budget for Gov't Agencies", 1 febrero, 2010.

52 Washington Post, "Obama To Help Fund Nuclear Reactors", 17 febrero, 2010.

## 6. El Programa del UK

El programa del gobierno del UK se basa en supuestos subyacentes muy diferentes que los de EE.UU. El gobierno del UK nunca ha reivindicado que la energía nuclear sería competitiva directamente con los combustibles fósiles, pero si se supone un precio de 36 por tonelada de carbono, sería competitiva. En ese caso, habría pedidos sin subvenciones, siempre que hubiese unas decisiones facilitadoras no financieras, especialmente en lo referente a procesos de planificación y la certificación de diseños. En 2008, cuando el gobierno revisó el asunto de los costos de la energía nuclear, supuso que el costo de la construcción sería £1.250/kW (\$2.000/kW), representando un aumento real en los costos de cerca de 20% comparado con los de 2002.<sup>53</sup>

El regulador nuclear del gobierno, el "Nuclear Installations Inspectorate" (NII, [Inspección de Instalaciones Nucleares]) empezó a revisar cuatro diseños diferentes en 2007: el Westinghouse/Toshiba AP1000; el Areva NP EPR; el GE- Hitachi ESBWR; y un diseño canadiense usando agua pesada, el ACR-1000 (Advanced CANDU Reactor). La lógica fue que se certificarían finalmente hasta tres diseños, así las empresas eléctricas podrían optar por diferentes modelos. La mayoría de los observadores esperaban que el EPR y el AP1000 fueran las opciones finales, y así ha resultado. Se retiró luego el ACR-1000 y a finales de 2008 también se retiró el ESBWR.

El NII ha tenido grandes problemas en reclutar suficientes inspectores para realizar sus tareas, y en noviembre de 2008 aún le faltaban 40 inspectores (cerca de 20%) del número requerido. En julio de 2009 le faltaban 54 (24%).<sup>54</sup> Algunas de las empresas eléctricas que operan en el Reino Unido, particularmente EDF, han dicho que esperan poder realizar pedidos de centrales sin subvenciones.

No obstante, realmente no se podrán realizar pedidos hasta después de cinco años por lo menos, para permitir la aprobación regulatoria para el diseño elegido y el permiso de planificación urbana por un emplazamiento. Tres empresas eléctricas han hecho

---

53 Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform, "Meeting the Energy Challenge: A White Paper on Nuclear Power," Cm 7296, HMSO, London, p. 61, <http://www.berr.gov.uk/files/file43006.pdf>.

54 Inside NRC, "UK's NII Short on Inspectors, Sees Years of Recruitment Struggle", 20 julio, 2009, p. 9.

compromisos relevantes en pedidos en el UK: EDF, RWE y E.ON, las dos últimas en un consorcio. EDF adquirió la empresa de generación nuclear del UK, British Energy, por cerca de 15 mil millones en 2008, y RWE/E.ON compró emplazamientos en 2009 al lado de ubicaciones de centrales nucleares existentes por varios cientos de millones de Euros. Tanto EDF como el consorcio RWE/E.ON esperan pedir 4 unidades, por un total de 10 a 12 GW de potencia. Se espera que EDF pida el EPR mientras que el consorcio RWE/E.ON aún no ha elegido su proveedor.

## 6.1 Probables resultados

Aunque el gobierno del UK tenía un fuerte compromiso de resucitar los pedidos de centrales nucleares en el Reino Unido, no puede garantizarse que al momento de poner pedidos el compromiso del gobierno de turno sea tan fuerte. EDF también se había comprometido fuertemente con pedidos nucleares en el Reino Unido con su compra de British Energy por cerca de 15 mil millones. Este precio parece estar muy por encima del valor de los activos adquiridos, y solamente tiene lógica si se pueden realizar nuevos pedidos nucleares.

British Energy se declaró en bancarota en 2002 porque sus costos de operación, alrededor de £16/MWh, fueron marginalmente mayores que el precio que recibía por su electricidad. Desde esa época, los costos de operación han subido todos los años y en 2008-9, llegaron a £41,3/MWh. La empresa sobrevivió sólo por los precios sumamente altos de la electricidad en el mercado mayorista en ese período; British Energy recibía £47/MWh. Si los costos de operación siguen subiendo y/o los precios mayoristas de la electricidad caen (a finales de 2009 estuvieron muy por debajo del pico de 2008), la empresa estará de nuevo en riesgo de un colapso. En teoría, EDF podría simplemente abandonar a British Energy (la empresa se adquirió a través de una empresa subsidiaria, Lake Acquisitions) pero no es probable que eso fuera aceptado políticamente. El consorcio RWE/E.ON ha invertido unos cientos de millones de libras en opciones para comprar emplazamientos, pero en caso de no ejercer esas opciones, podría abandonar el programa nuclear británico sin excesivos gastos.

A principios de 2010, el UK estaba aún a 3 ó 4 años de terminar las evaluaciones de seguridad de los diseños y dar permiso de planificación urbana para emplazamientos específicos, en el momento en que se pudiese realizar un pedido firme. En ese instante, es probable que no haya otras opciones, como renovables o eficiencia energética, suficientemente desarrolladas como para reemplazar la energía nuclear, y el Reino Unido no tendrá más alternativa que pedir centrales nucleares para mantener la luz encendida. El gobierno, entonces, tendrá que acceder a cualquier cosa que pidan las empresas eléctricas.



La primera pequeña grieta en la política de “sin subvenciones” apareció en febrero de 2010, cuando el Ministro de Energía, Ed Miliband, dijo al Times:<sup>55</sup>

El sistema Neta (el mercado mayorista británico), donde la electricidad se vende vía contratos entre compradores y vendedores o corredurías de energía, no da las garantías necesarias para los desarrolladores de turbinas eólicas o centrales nucleares. Dijo que una alternativa sería un retorno a “pagos por potencia”, donde los operadores de centrales de energía serían remunerados por la electricidad que generan y también por la potencia que tuviesen disponible. La idea de tales pagos es dar mayor seguridad a inversores en energía nuclear y renovables.

Un día más tarde, el regulador nacional de economía energética declaró:<sup>56</sup>

La combinación sin precedentes de la crisis global financiera, metas ambientales elevadas, mayor dependencia de gas importado y la clausura de centrales de energía viejas plantea dudas razonables sobre si la disposición energética actual será capaz de entregar electricidad de manera segura y sustentable [...]. Está surgiendo un consenso que dejará sin cambios el sistema actual del mercado y que otros incentivos no son viables.

Si el resultado de estas dos declaraciones es que las centrales nucleares recibirán grandes “pagos por potencia”, tanto si operan como si no, y el mercado mayorista se abandonará en favor de un sistema mucho más planificado (con menos riesgos económicos), los ingresos para un operador de una central nuclear podrían tener suficientes garantías (de parte de los consumidores) como para reducir los riesgos económicos a tal magnitud que se podría conseguir financiación barata.

---

55 The Times, “Labour Prepares To Tear Up 12 Years of Energy Policy”, 1 febrero, 2010.

56 Ofgem, “Action Needed To Ensure Britain’s Energy Supplies Remain Secure”, comunicado de prensa R5, Febrero 2010, <http://www.ofgem.gov.uk/Media/PressRel/Documents1/Ofgem%20-%20Discovery%20phase%20II%20Draft%20v15.pdf>.

## 7. Alemania

Alemania opera 17 centrales nucleares. En el 2002 el Parlamento aprobó una ley de eliminación nuclear que requiere la clausura de los reactores después de una vida de alrededor de 32 años. No obstante, las empresas eléctricas tienen un “presupuesto de generación nuclear” de un total de 2.623 mil millones de kWh (esto corresponde a la producción anual mundial de energía nuclear) y pueden transferir los kWh que sobran de un reactor a otro. Ya se han cerrado dos unidades por la ley de eliminación (Stade, Obrigheim). Una tercera unidad (Mulheim-Karlich), que había estado cerrada a largo plazo desde 1988, ha sido clausurada definitivamente. La construcción de centrales nucleares nuevas y el reprocesamiento de combustible gastado (más allá de las cantidades ya despachadas a plantas de reprocesamiento hasta 30 junio de 2005) están prohibidos.

Algunas personas esperaban que la elección del gobierno de Merkel en septiembre de 2009 condujera a una modificación de la política de eliminación e inclusive a nuevos pedidos. Sin embargo, el gobierno de coalición liderado por los Demócratas Cristianos (CDU) con los Demócratas Libres (FDP) y la Unión Social Cristiana (CSU) ha sido cauto en cambiar la ley. El gobierno ha indicado que podría extender la vida de las centrales nucleares existentes, pero ha acordado no modificar la política de eliminación.<sup>57</sup> Para el segundo semestre de 2010, el gobierno ha prometido una revisión nacional de la política energética que examinará íntegramente la situación y propondrá la estrategia del gobierno, incluyendo el tema de modificar la política de eliminación.

Aunque esté claro que a las dos empresas eléctricas principales, RWE y E.ON, les gustaría construir centrales nucleares nuevas, su primera prioridad será mantener en operación sus centrales actuales. Dos, Neckarwestheim 1 y Biblis A, deberán cerrar en 2010, si el gobierno no toma otra decisión. Si se alargara la vida de las centrales actuales, con sus costos de capital inicial ya amortizados y, siempre que no hagan falta reparaciones mayores o modernizaciones, estas centrales nucleares producirán electricidad muy barata. Un economista alemán, Wolfgang Pfaffenberger, calculó que estos beneficios adicionales podrían sumar 200 mil millones, si la vida de los 17 reactores actuales se extendiera a 60 años.<sup>58</sup> Hasta la fecha el gobierno ha tenido problemas para explicar cómo puede justificar legalmente el “uso” de estos beneficios “caídos del cielo”, en el caso de permitir a los operadores mantener sus centrales en operación por más tiempo.

---

57 Nucleonics Week, “New German Government Will Postpone Nuclear Policy Decisions until Late 2010”, 5 noviembre 2009.

58 Nucleonics Week, “Tax Revenue from Longer Lifetimes No Incentive for New German Regime”, 4 diciembre 4, 2009.

## 8. Otros Mercados

Aunque muchos países han mostrado interés en centrales nucleares nuevas, el tiempo entre una “expresión de interés” y un pedido real es muy largo, tan largo que hay muchas posibilidades de que no se llegue a materializar. En esta sección, por lo tanto, se focalizará en mercados que tienen una importancia simbólica, especialmente Italia; países donde ya se ha convocado a licitaciones, por ejemplo África del Sur y Canadá; y países donde hay esfuerzos para reanudar trabajo en centrales parcialmente construidas.

### 8.1 Emiratos Árabes Unidos

En diciembre de 2009, los Emiratos Árabes Unidos formalizaron el pedido de cuatro reactores nucleares a Corea del Sur usando la tecnología AP1400, venciendo la oposición de consorcios liderados por EDF (incluyendo a GDF Suez, Areva, Total con el EPR) y GE-Hitachi (tecnología no especificada).<sup>59</sup> El contrato es con Korea Electric (KEPCO) para construir y operar las centrales. La primera tiene previsto comenzar operaciones en 2017 en un emplazamiento no especificado y la última en 2020. KEPCO proveerá el diseño, la construcción y el mantenimiento para el reactor nuclear, y subcontratará parte del trabajo con proveedores de equipo tales como Hyundai, Doosan y Samsung. No están claros los términos del trato, ni lo que está incluido, aunque se informa que el contrato vale \$20,4 mil millones. Se decía que la oferta surcoreana era menor a la oferta francesa en \$16 mil millones, y que la oferta de GE-Hitachi era significativamente más alta.<sup>60</sup> Parece no ser un contrato para el proyecto completo “llave en mano” (precio fijo). Empresas de Corea del Sur tendrán una proporción del capital propio en un “joint venture” con empresas públicas de los EAU, las que operarán las centrales nucleares después de terminarse.<sup>61</sup> No está claro cómo se financiarán las centrales.

Parece que hay muchas posibilidades de que este proyecto fracase:

- ⇒ La tecnología no está probada: hay solamente alrededor de un año de experiencia constructiva en este diseño;

---

59 Korea Herald, “Korea Wins Landmark Nuclear Deal”, 28 diciembre 2009.

60 Right Vision News, “UAE: Middle East Leads Rally in Nuclear Plant Orders”, 12 enero 2010.

61 International Oil Daily, “South Korean Consortium Awarded UAE Nuclear Contract”, 29 diciembre 2009.

- ⇒ Hay poca pericia nuclear en la región;
- ⇒ Habrá grandes problemas en ceñirse al cronograma y el precio del contrato parece ser alrededor de 40% por debajo de los cálculos para centrales planificadas por empresas eléctricas en EE.UU. con experiencia;
- ⇒ El sector nuclear de Corea del Sur no tiene experiencia en proveer reactores fuera de su propio país;
- ⇒ En los EAU hay poca infraestructura necesaria para operar una central nuclear. Por ejemplo, sólo se estableció un regulador de seguridad a finales de 2008.

## 8.2 África del Sur

África del Sur ponía sus esperanzas para un programa nuclear en el Pebble Bed Modular Reactor (PBMR, Reactor Modular de Lecho de Bolas) desde el año 1998. Sin embargo, en 2006 ya quedó claro que el PBMR tendría demoras severas en el mejor de los casos y que no sería viable en el peor de los casos. Es probable que el PBMR no sea operado ni como una planta de demostración antes de 2020, y la empresa eléctrica estatal de África del Sur, Eskom, no espera pedir unidades de este diseño.

El gobierno de África del Sur y Eskom empezaron a hablar de un programa de lo que llamaban centrales nucleares convencionales. Como con el PBMR, sus cálculos de costos y duración de la construcción fueron totalmente irreales. En 2006,<sup>62</sup> el gobierno pronosticó que una unidad nueva podría estar en operación entre 2010 y 2012.

A mediados de 2007, Eskom tenía como objetivo la construcción de nueva potencia nuclear por 20.000 MW antes de 2025, aunque la terminación de la primera unidad había sufrido un retroceso al 2014.<sup>63</sup> Se esperaba un costo de construcción de \$2.500/kW. En enero de 2008, Eskom recibió dos ofertas en respuesta a su convocatoria a licitación de noviembre del año anterior para 3.200 a 3.400 MW de potencia nuclear nueva a corto plazo, y hasta 20.000 MW antes del 2025. Una oferta fue de Areva, para dos EPR (más 10 adicionales a largo plazo), y la otra de Westinghouse para los tres AP1000 (más 17 adicionales a largo plazo).<sup>64</sup> Los dos afirman que sus ofertas serían “llave en mano”, pero si realmente fueran así, en el sentido de tener un precio fijo, o si fueron simplemente para la central entera, no está claro.

Más tarde se informó que las ofertas fueron por alrededor de \$6.000/kW, más del doble que el precio esperado.<sup>65</sup> Por lo tanto, no hubo sorpresa cuando Eskom abandonó la licitación en diciembre de 2008, diciendo que la magnitud de la inversión era demasiado

62 Sunday Times (South Africa), “SA Going Nuclear”, June 24, 2006. Sunday Times (South Africa), “SA Going Nuclear”, 24 junio 2006.

63 Nucleonics Week, “Cabinet Mulls Policy as Eskom Launches Consultation on New Plant”, 7 Junio 2007.

64 Nucleonics Week, “Eskom Gets Bids for Two EPRs, Three AP1000s, Bigger ‘Fleet,’” 7 febrero 2008.

65 Nucleonics Week, “Big Cost Hikes Make Vendors Wary of Releasing Reactor Cost Estimates”, 11 septiembre 2008.

elevada para poder manejarla.<sup>66</sup> Esto fue a pesar del hecho que Coface, la instancia del gobierno francés de garantías de préstamos, estuvo disponible para ofrecer garantías de préstamos, y a pesar de la aseveración de Areva que podía haber arreglado 85% del financiamiento.<sup>67</sup> En febrero de 2009 Eskom también abandonó los planes para construir PBMRs.<sup>68</sup> Aunque Eskom aún asevera que espera realizar pedidos de centrales nucleares, parece poco probable que podrá financiarlas.

*Engineering News* informó que el problema fue la calificación crediticia de Eskom.<sup>69</sup>

De hecho, la agencia de calificación *Standard & Poor's* dijo el jueves que el Erario Nacional de África del Sur necesitaba extender "garantías oportunas e incondicionales" por todas las deudas de Eskom, si esperaba sostener la calificación crediticia actual de la empresa eléctrica del nivel de inversión BBB+. El Erario Nacional todavía no había declarado los detalles del paquete. El consejo directivo de Eskom había decidido, como resultado, finalizar el proceso de adquisición comercial para seleccionar el oferente preferido para la construcción del proyecto Nuclear-1.

Esta historia demuestra que garantías de préstamos no son suficientes en sí mismas para garantizar el financiamiento de proyectos nucleares. Si la calificación crediticia de la empresa eléctrica está en riesgo, será difícil seguir adelante.

### 8.3 Canadá

En 2007, Ontario Power Authority (OPA, Autoridad de Energía de Ontario), la instancia pública responsable por la planificación del sistema de energía de la provincia de Ontario, suponía que se podía construir centrales nucleares por cerca de C\$2.900/kW.<sup>70</sup> El 16 de junio de 2008, el gobierno de Canadá nombró a Darlington en Ontario como el emplazamiento para un proyecto nuevo de dos unidades, y el 20 de mayo de 2009 se filtró información acerca de que el gobierno de Ontario había elegido a AECL como el ofertante principal, frente a Areva y Westinghouse, para empezar a construir las primeras centrales nucleares nuevas en Canadá en 25 años. Se proyectaba que dos reactores nuevos iban a empezar a funcionar antes de 2018. Sin embargo, se decía que el gobierno provincial condicionó el "vamos" a garantías financieras del gobierno federal, por los riesgos

66 Nucleonics Week, "Eskom Cancels Tender for Initial Reactors", 11 diciembre 2008.

67 The Star, "Nuclear Bid Had Funding – AREVA", 30 enero 2009.

68 PBMR pty, "PBMR Considering Change in Product Strategy", news release, 5 febrero 2009, <http://www.pbmr.co.za/index.asp?Content=218&Article=104&Year=2009>.

69 Engineering News, "Eskom Terminates Nuclear 1 Procurement Process, but SA Still Committed to Nuclear," 5 diciembre 2008.

70 Toronto Star, "Nuclear Bid Rejected for 26 Billion: Ontario Ditched Plan for New Reactors over High Price Tag That Would Wipe Out 20-Year Budget", 14 julio 2009.

involucrados.<sup>71</sup> Se recibieron tres ofertas, incluyendo una de Areva y otra de AECL, pero solamente la de AECL cumplió con la condición que el vendedor asumiera el riesgo de la construcción. El Ministro de Energía e Infraestructura de Ontario, George Smitherman, dijo que solamente la oferta de AECL cumplió con el requerimiento de la provincia que los vendedores asumieran todo el riesgo de costos superiores al ofertado.<sup>72</sup>

Hubo una nota en la prensa acerca del tamaño de las ofertas.<sup>73</sup> Ésta sugirió que la oferta no-cumplidora de Areva fue de C\$23,6 (US\$21) mil millones, por dos EPR (1.600 MW cada uno), o sea de C\$7.375/kW (US\$6.600/kW), mientras la de AECL, que sí cumplía, fue de C\$26 (US\$23) mil millones por dos ACR1000 (1.200 MW cada uno), o sea C\$10.800/kW (US\$9.600/kW). Esta oferta valía casi cuatro veces el monto proyectado por el OPA solamente dos años antes. Se informaba que la oferta de Westinghouse, la última de las tres, estuvo en un punto medio entre las otras dos. No fue ninguna sorpresa que Ontario decidiera suspender la licitación.

Posteriormente, Areva disputó el precio publicado de su oferta pero no estuvo dispuesta a dar el precio real que ofrecieron. Se informó también que hubo varios otros conceptos incluidos, más allá de los incorporados en el precio *"overnight"*, incluyendo: la construcción de la infraestructura para la transmisión y distribución de la energía desde el emplazamiento en Darlington a clientes en el noreste de EE.UU.; el precio de combustible por 60 años y los costos de clausura.<sup>74</sup> El fracaso de AECL de ganar esta licitación puso en duda su futuro como un vendedor de reactores, y fue puesta en venta a finales de 2009.<sup>75</sup>

## 8.4 Turquía

Turquía viene convocando a licitaciones por centrales nucleares por cerca de 30 años, sin hacer un solo pedido. En 2008, Turquía convocó a una licitación por 3.000 a 5.000 MW de potencia nuclear nueva. Se requería a los ofertantes cubrir no solamente los costos de la construcción, sino la operación de la central por 15 años, ofreciendo la energía a un precio fijo.<sup>76</sup> Así, se les pedía a los vendedores asumir un nivel de riesgo extraordinario. A pesar del interés manifestado de vendedores tales como GE-Hitachi, Toshiba/Westinghouse, Korea

---

71 The Globe and Mail, "AECL Favoured to Build Ontario Reactors: Sources", 20 mayo 2009.

72 Nucleonics Week, "Areva Disputes EPR Cost Figure as Canadians Grapple with Risk Issue", 23 julio 2009.

73 Toronto Star, "Nuclear Bid Rejected".

74 Nucleonics Week, "Areva Disputes EPR Cost." Nucleonics Week, "Areva Disputes EPR Cost".

75 The Globe and Mail, "Canada Puts Its Nuclear Pride on the Block": "Under weight of record deficit, Tories seek bids on AECL's reactor wing. The Candus are a point of pride in Canada's engineering history and the sale is sparking fears the technology will leave the country", 18 diciembre 2009.

76 Nucleonics Week, "GE-Hitachi Plans Bid To Build ABWR in Turkey; Other Vendors Cautious", 11 septiembre 2008.

Electric y Areva, cuando se cerró la licitación en enero de 2009 (hubo que extenderla), la única oferta era del vendedor ruso, AtomStroyExport (ASE). Se informó que el precio era de \$211,6/MWh.<sup>77</sup> Posteriormente, se presentó una oferta nueva de \$151,6/MWh, luego que TETAS, el vendedor de electricidad estatal, entregó su informe sobre la licitación al gobierno, diciendo que la oferta era demasiado alta como para aceptarla.<sup>78</sup> En noviembre de 2009 el gobierno turco desechó la licitación, que ya tenía el riesgo de invalidarse por una acción legal iniciada por la Cámara Turca de Ingenieros.<sup>79</sup>

## 8.5 Italia

En 1987, un plebiscito condujo a la clausura de las cuatro centrales nucleares que operaban en Italia y al abandono de trabajo de construcción de otra. El gobierno de Berlusconi ha introducido legislación que abriría el camino a la reintroducción de la energía nuclear. Se podrían construir cuatro EPR de 1.650 MW, con la posibilidad de empezar la construcción tan pronto como llegara 2013, según un acuerdo firmado en febrero de 2009 por la empresa eléctrica EDF y la empresa eléctrica mayor de Italia, ENEL.

Los emplazamientos para estas unidades aún no han sido elegidos por ENEL. Se dice que el costo sería cercano a 4 - 4,5 (\$5,9 - 6,6) mil millones cada uno, o sea, entre \$3.600 y \$4.000/kW.<sup>80</sup> Hubo especulación acerca de otras ofertas competidoras para construir centrales nucleares, por ejemplo, un consorcio liderado por A2A, la empresa eléctrica basada en Milán, que ofrecía el AP1000. Pero estos proyectos están mucho menos avanzados que los de ENEL.<sup>81</sup>

## 8.6 Brasil

Brasil opera dos reactores nucleares: el primero, Angra-1, se compró a Westinghouse en 1970. Ese reactor entró en etapa crítica en 1981. En 1975, Brasil firmó con Alemania lo que probablemente sigue siendo el contrato más grande en la historia del sector nuclear: la construcción de ocho reactores de 1.300 MW en un período de 15 años. El resultado fue un desastre. Debido al lastre de una deuda en auge permanente y el interés obvio de parte de los militares brasileños en armas nucleares, se abandonó prácticamente todo

---

77 Prime-Tass English-language Business Newswire, "DJ Atomstroyexport Grp Revises Bid in Turkish Nuclear Tender - IHA", 19 enero 2009.

78 Turkey Today, "State-run TETAS Presents Report on Nuclear Power Tender to Energy Ministry", 30 junio 2009.

79 Agence France Presse, "Turkey Scraps Nuclear Power Plant Tender", 20 noviembre 2009.

80 Nucleonics Week, "Enel Targets 2020 for Operation of First Italian EPR Unit", 8 octubre 2009.

81 Nucleonics Week, "Milan Utility A2A Could Become Hub of AP1000 Consortium for Italy", 22 octubre 2009.

el programa. Sólo el primer reactor del programa, Angra-2, se conectó a la red en julio de 2000, 24 años después del comienzo de la construcción. Se paró la construcción de Angra-3 en junio de 1991. Los intentos por parte de la empresa pública Electronuclear para empezar de nuevo la construcción han sufrido demoras constantes. Se informó que las obras habían comenzado de nuevo en octubre de 2009, con una finalización esperada para 2015.<sup>82</sup> En enero de 2010, Areva NP pidió al gobierno alemán garantías de préstamos por un valor de 1,4 mil millones, específicamente a la agencia alemana de garantías de préstamos Hermes, para completar Angra-3.<sup>83</sup>

Aparte de esto, el gobierno brasileño esperaba, a finales de 2009, anunciar los emplazamientos para cuatro reactores nuevos. El Ministro de Energía, Edison Lobao, ha dicho que se espera que cada unidad cueste cerca de \$3 mil millones y genere hasta 1.500 MW. Este costo pronosticado de \$2.000/kW parece ser tremendamente irreal y debe haber dudas fuertes acerca de si Brasil tendrá más pedidos nucleares en los próximos cinco años.

## 8.7 Europa del Este

En esta sección nos centramos en los esfuerzos para volver a empezar las obras de centrales nucleares parcialmente construidas, especialmente en Bulgaria, Rumania y Eslovaquia. Reactores nuevos para las Repúblicas Bálticas, Polonia y la República Checa están bajo consideración, pero todos están aún distantes de la formalización de pedidos. En Bulgaria, Rumania y Eslovaquia los proyectos para terminar unidades parcialmente construidas han sido demorados en hasta una década y su finalización está lejos de ser segura.

### 8.7.1 Eslovaquia

Se planificó que Mochovce sería el emplazamiento para cuatro reactores de diseño soviético, tipo WWER-440. Se detuvieron las obras en este emplazamiento en 1990 pero más tarde se reanudó el trabajo en dos unidades y fueron terminadas en 1998 y 1999. En octubre de 2004 la empresa eléctrica italiana ENEL adquirió 66% de Slovenske Elektrarne (SE). Como parte de su oferta, ENEL propuso invertir casi 2 mil millones en potencia nueva de generación, incluyendo la terminación de las unidades tres y cuatro de Mochovce. En febrero de 2007, SE anunció que iba a seguir con la finalización de estas unidades, y que ENEL había acordado invertir 1,8 mil millones. Aunque la Comisión Europea dio permiso para la reanudación de la construcción en julio de 2008, notó que el reactor

---

82 Esmerk Brazil News, "Brazil: Angra 3 Works Start", 13 octubre 2009.

83 Taz, di tageszeitung, "Siemens will Staatshilfe für Atom-Export", 7 enero 2010.



no tenía una estructura de “confinamiento pleno”, que se usa en las centrales nucleares más recientes en planificación o construcción en Europa, y pidieron que el inversor y las autoridades nacionales implementen detalles adicionales para resistir el impacto de pequeñas aeronaves. A pesar de las presiones del gobierno eslovaco, la construcción no se reactivó hasta junio de 2009. Ahora se programa la finalización de las dos unidades en 2012 y 2013 respectivamente.

### 8.7.2 Rumania

Se esperaba que la central nuclear de Cernavoda tuviera cinco unidades “Candu” cuando se firmó un contrato para construirlas en 1980. La construcción empezó ese año, pero después todos los esfuerzos fueron para terminar la unidad 1, que empezó a operar en 1996. Se terminó una segunda unidad en 2007 y se están desarrollando planes para finalizar dos unidades adicionales. Se han pedido ofertas para crear un productor independiente entre la empresa eléctrica, SNN, que terminará y proveerá la operación y mantenimiento, y un inversionista particular. El financiamiento ha sido difícil y las demoras constantes. Inicialmente, se planificó la entrega de la unidad 3 para octubre de 2014, y de la unidad 4 para mediados de 2015. No obstante, estas fechas han sido revisadas y ahora no se espera la terminación de la primera de éstas antes de 2016.<sup>84</sup>

### 8.7.3 Bulgaria

En 2003 el gobierno declaró su intención de reanudar la construcción en su emplazamiento Belene en el norte de Bulgaria. La construcción de un reactor empezó en 1985, pero después de los cambios políticos en 1989 se suspendió la construcción y fue paralizada formalmente en 1992. En 2004 se convocó a licitación para terminar los 2.000 MW de potencia nuclear. En octubre de 2006 se otorgó el contrato de 4 mil millones a un consorcio liderado por la empresa rusa AtomStroyExport (ASE).

Se ha establecido un consorcio de construcción para Belene, donde la empresa eléctrica estatal NEK tendrá el control con 51%, y se convocará a licitación por el resto. A finales de 2008 se anunció que la empresa eléctrica alemana RWE sería el inversionista estratégico, con el requerimiento de poner 1.275 mil millones y proveer un préstamo de 300 millones de antemano. Así se formó la “Belene Power Company” (Empresa de Energía de Belene) en diciembre de 2008, como un “joint venture”. Sin embargo, la RWE se retiró después y, al final de 2009, aún se estaba buscando el financiamiento.<sup>85</sup>

---

84 Nucleonics Week, “Economic Crisis Ends Romania’s Plan for Majority Stake in Cernavoda-3, -4”, 3 septiembre 2009.

85 Balkans Business Digest, “Moscow in Talks with Sofia Over Stake in Belene Nuke”, 28 diciembre 2009.

## 8.7.4 Otros países

En 2009, la empresa eléctrica controlada por el estado checo, CEZ, convocó a licitación por dos reactores nuevos a construirse en el emplazamiento de Temelin, donde ya están operando dos unidades, con una opción de construir una tercera unidad en otro emplazamiento existente, Dukovany.<sup>86</sup> Se informa que los ofertantes son Westinghouse, AtomStroyExport y Areva, aunque la decisión final no se espera antes de principios de 2012, con fechas de finalización de las tres unidades esperadas en 2019, 2020 y 2023-25.

El gobierno polaco ha expresado su intención de construir centrales nucleares nuevas pero los planes están en una etapa inicial. Al gobierno de Lituania le gustaría reemplazar los dos reactores nucleares de diseño soviético que retiraron hace poco, pero le falta el financiamiento para hacerlo. Salvo que un vendedor esté dispuesto a organizar un trato con un socio para ser dueño y operador de la central (como lo ha hecho Korea Electric en los Emiratos Árabes Unidos), no parece probable que un pedido para un reactor sea posible.

---

86 Czech Republic Today, "CEZ Admits All Bidders for Temelin Construction to Second Stage", 22 febrero 2010.

## **9. Reseña de las estimaciones de costos de construcción realizadas por las empresas eléctricas**

Muchas de las recientes estimaciones de costo realizadas por las empresas eléctricas han sido en EE.UU. Éstas podrían ser más confiables que otras, porque las empresas eléctricas necesitan proveer cifras confiables para poder conseguir garantías de préstamos, y también tienen que responder a reguladores estatales de energía por los costos que esperan asumir. Sin embargo, hay indicaciones de los resultados de tres convocatorias a licitación y hay que agregar la experiencia de Olkiluoto y Flamanville.

### **9.1 Estados Unidos de América**

La Tabla 10 muestra los costos de construcción más recientes para las centrales nucleares en EE.UU. Varios factores surgen de esta tabla: primero, la mayoría de las estimaciones, especialmente las más desarrolladas, son para el diseño AP1000. Por el hecho de que éste y el ABWR son los únicos diseños que han finalizado el proceso de revisión por la NRC (aunque los dos están siendo revisados de nuevo) es más fácil hacer estimaciones de costos de construcción porque el diseño está más cerca de ser finalizado. Sin embargo, es difícil sacar conclusiones muy definidas de esta tabla. La única cosa clara es que las estimaciones parecen ser por lo menos cuatro veces superiores a la cifra de \$1.000/kW que afirmaba el sector nuclear a fines de los 90, y que las estimaciones seguían subiendo a finales de 2009. Las bases para las cifras varían: algunas incluyen el financiamiento y otras los costos de la transmisión, de manera que las comparaciones directas no son fiables.

**Tabla 10: Costos de construcción para las Centrales Nucleares de EE.UU.**

| Central           | Tecnología | Estimación del costo (US\$mil millones) | Estimación del costo US\$/kW |
|-------------------|------------|-----------------------------------------|------------------------------|
| Bellefonte 3, 4   | AP1000     | 5.6–10.4*                               | 2,500–4,600                  |
| Lee 1, 2          | AP1000     | 11*                                     | 4,900                        |
| Vogtle 3, 4       | AP1000     | 9.9                                     | 4,190                        |
| Summer 2, 3       | AP1000     | 11.5                                    | 4,900                        |
| Levy 1, 2         | AP1000     | 14                                      | 5,900                        |
| Turkey Point 6, 7 | AP1000     | 15–18                                   | 3,100–4,500                  |
| South Texas 3, 4  | ABWR       | 17                                      | 6,500                        |
| Grand Gulf        | ESBWR      | 10+                                     | 6,600+                       |
| River Bend        | ESBWR      | 10+                                     | 6,600+                       |
| Bell Bend         | EPR        | 13–15                                   | 8,100–10,000                 |
| Fermi             | ESBWR      | 10                                      | 6,600+                       |

Fuente: Varias notas de prensa

Las estimaciones marcadas con \* son costos “overnight” (sin incluir intereses); otras estimaciones incluyen intereses.

## 9.2 Otros países

La Tabla 11 muestra un resumen de la evidencia reciente de los costos, en países que han llegado por lo menos hasta la etapa de hacer una convocatoria de licitación:

**Tabla 11: Ofertas Recientes para Centrales Nucleares (US\$/kW)**

| País           | Pronóstico antes de la licitación | Oferta más baja / precio del contrato | Estimación más reciente | Estatus                               |
|----------------|-----------------------------------|---------------------------------------|-------------------------|---------------------------------------|
| África del Sur | 2.500                             | 6.000                                 | -                       | Licitación abandonada                 |
| Canadá         | 2.600                             | 6.600                                 | -                       | Licitación abandonada                 |
| EAU            | -                                 | 3.700                                 | -                       | Esperando comienzo de la construcción |
| Francia        | -                                 | 2.700                                 | 3.300                   | Construcción a partir de 12/2008      |
| Finlandia      |                                   | 2.500                                 | 4.500                   | Construcción a partir de 7/2005       |

Fuente: Investigación del autor.

## 9.3 Resumen

Queda claro que, en la década pasada, el costo estimado para la construcción de centrales nucleares nuevas ha aumentado varias veces, tal vez cinco veces, y no hay ningún indicio que la tasa de aumento esté nivelándose. Todas las experiencias pasadas sugieren que, al establecer los costos reales de la construcción, serán sustancialmente superiores a estas estimaciones. No obstante, lo que es más difícil de establecer es si los costos calculados actualmente son en realidad significativamente más altos que los costos pasados, y en caso de ser así, por qué los costos estimados han aumentado a tal tasa.

La central "Sizewell B", la central nuclear construida más recientemente en el Reino Unido, que no encontró problemas mayores en su construcción, costó alrededor de £3 mil millones, más o menos ajustado a las estimaciones actuales de costos, mientras que las centrales nucleares terminadas en los 90 en EE.UU. costaron alrededor del mismo monto. Podría ser que los diseñadores supusieron que, al empezar sin todos los "extras" que las generaciones anteriores de diseños habían adquirido en respuesta a los desafíos de seguridad planteados por los accidentes de "Three Mile Island" y "Chernóbil", los diseños nuevos podrían satisfacer los requerimientos de seguridad con diseños mucho más sencillos, que serían más baratos y eficientes. Podría ser que esta percepción fuese una ilusión, y que los diseños se hayan vuelto iguales de complejos. La necesidad de proveer protección contra el impacto de aeronaves también parece haber sido más difícil que lo previsto por el sector.

La cifra de \$1.000/kW también podría haber surgido no "desde abajo", de estudios de diseños, sino de consideraciones "de arriba hacia abajo". Ésta era la cifra necesaria para

hacer competitiva a la energía nuclear. En resumen, \$1.000/kW fue una meta impuesta, sin ningún fundamento técnico. En la medida que ha ocurrido una escalada de costos, se pueden sugerir varias explicaciones<sup>87</sup>. Éstas incluyen:

- ⇒ un aumento rápido en los precios de productos, impulsado por la demanda de China. Esto hace más caras a todas las centrales eléctricas pero afecta especialmente a las centrales nucleares por su tamaño físico;
- ⇒ falta de instalaciones de producción, que significa que las empresas eléctricas que esperan construir centrales nucleares están reservando opciones en componentes como las vasijas de presión;
- ⇒ escasez de las destrezas nucleares necesarias, a medida que la fuerza de trabajo nuclear se envejece y no es reemplazada por especialistas más jóvenes;
- ⇒ debilidad del dólar de EE.UU.;
- ⇒ mayor cautela en las estimaciones de costos por parte de las empresas eléctricas.

Todas estas consideraciones parecen ser factibles a primera vista, pero una investigación más cercana sugiere que no todas son convincentes.

**Precios de los productos:** En la década pasada, los precios de muchos metales y otras materias primas aumentaron significativamente; el llamado efecto China. Sin embargo, los precios de los productos cayeron agudamente después de la crisis financiera, sin una caída correspondiente en los costos calculados de la construcción.

**Escasez de componentes y de pericias:** Standard & Poor's<sup>88</sup> pone énfasis en el tema de la escasez de instalaciones de fabricación de componentes. Identifica a vasijas de presión, bombas de circulación de agua y forjados de turbinas como problemas especiales. Hay un único proveedor, Japan Steel Works, que fabrica forjados ultra-pesados para vasijas de presión. Aunque una demanda grande para estos productos llevaría, sin duda, a un aumento en la capacidad, los requerimientos de certificación de componentes nucleares significan que esto sería un proceso lento, y las empresas serían reacias a comprometer la inversión necesaria para construir tales facilidades de producción hasta que tuvieran evidencia sólida de una demanda a largo plazo. Standard & Poor's también nota escasez de pericias como un gran factor limitante y, de nuevo, no se puede superar tal escasez rápida ni fácilmente. Espera que EE.UU. tenga que apoyarse en la pericia de otros países, especialmente Francia y Japón inicialmente.

**Inestabilidad de las divisas:** En los últimos dos años, los valores de divisas han estado particularmente fluctuantes y el dólar ha marcado bajas históricas respecto a las divisas

---

87 Para mayor tratamiento de estos factores, ver: Standard & Poor's, "Construction Costs To Soar for New U.S. Nuclear Power Plants" (2008).

88 Ibid

europeas. Entre noviembre de 2005 y julio de 2008, el valor del Dólar versus el Euro cayó de €1=\$1,17 a €1=\$1,57. Pero en noviembre de 2008 el dólar había recuperado mucho de esta pérdida, a €1=\$1,27. Parece que por lo menos algo de la escalada de precios estuvo relacionado con la caída del dólar. Así, algunos productos fueron más caros en términos del Dólar, pero no necesariamente en términos del Euro.

**Cautela de las empresas eléctricas:** Es difícil de valorar una mayor conciencia entre las empresas eléctricas frente la exactitud de sus estimaciones, y si habrá consecuencias financieras serias. La experiencia de Olkiluoto y la conciencia de que los reguladores y el público probablemente serán mucho menos complacientes con excesos de costos que en el pasado, serán incentivos fuertes para que las empresas eléctricas incluyan márgenes amplios para contingencias.

## 10. La Necesidad de Subvenciones Públicas y su Magnitud

Estudios sucesivos del gobierno británico en 1989, 1995 y 2002 llegaron a la conclusión que en un mercado eléctrico liberalizado, las empresas eléctricas no construirían centrales nucleares sin subvenciones del gobierno y garantías gubernamentales que pongan un límite a los costos. En la mayoría de los países donde se ha quitado el estatus monopólico de las empresas generadoras, regirían las mismas consideraciones. El pedido reciente en Finlandia no sigue esta expectativa pero, como se ha argumentado antes, el estatus especial del comprador significa que éste es un ejemplo que otros países probablemente no seguirán. Esta condición especial es que el comprador es una empresa sin fines de lucro, propiedad de las empresas industriales contratadas para comprar la producción de la central. La experiencia con este proyecto ha sido permanentemente muy mala y esto también es un desincentivo para las empresas eléctricas que operan en mercados competitivos de construir centrales nucleares, a menos que se las aisle completamente frente a los riesgos del mercado.

El programa de EE.UU. para resucitar los pedidos nucleares ha demostrado que el requerimiento clave para atender pedidos es, o garantías del gobierno para préstamos, o compromisos regulatorios que permitan a la empresa eléctrica recuperar sus costos a partir de los consumidores. Estas condiciones permiten a las empresas eléctricas tomar en préstamo el dinero que necesitan a tasas de interés muy bajas.

Las áreas donde también se pudiesen necesitar subvenciones y garantías serían particularmente las que no están completamente bajo el control del dueño. Éstas incluyen:

- ⇒ Los costos de construcción: Los costos de construcción de una central nuclear serían altos y habría un riesgo significativo de excesos de costos. Por lo tanto, el gobierno tal vez se vería obligado a poner un límite a los costos que un inversionista particular tendría que pagar.
- ⇒ Características de operación: Habría un riesgo significativo de que las características fueran peor que las pronosticadas. La fiabilidad mayormente está bajo el control del dueño, y no está claro si los desarrolladores tendrían suficiente confianza en sus habilidades como para aceptar el riesgo de una fiabilidad peor que la esperada.



- ⇒ Costos de mantenimiento y operación aparte del combustible: De manera parecida, están principalmente bajo el control de los dueños, y ellos podrían estar disponibles a aceptar este riesgo.
- ⇒ Costo del combustible nuclear: La compra de combustible nuclear generalmente no ha sido vista como una actividad arriesgada. Es fácil almacenar uranio y se puede lidiar con el riesgo de aumento en el precio de compra. Mucho más contencioso, sin embargo, es el costo de desechar el combustible agotado (suponiendo que no se opta por el reprocesamiento), y los dueños podrían presionar por algún límite en esos costos, parecido a los arreglos en EE.UU.
- ⇒ Costos de clausura: Estos costos son muy difíciles de pronosticar, pero los costos surgirán en un futuro lejano. Parecería ser relativamente factible tomar contribuciones a un fondo de clausura bien diseñado y segregado, aunque si la experiencia con la clausura y desecho de residuos revelara que los pronósticos actuales son significativamente bajos, o si los retornos en las inversiones del fondo son más bajos que lo esperado, tal vez habría que aumentar significativamente las contribuciones. Los desarrolladores particulares podrían, entonces, buscar algún "techo" para sus contribuciones.

Las garantías serían especialmente extensivas y altas para las primeras unidades a construirse, quienes soportarían los costos de instalación de una tecnología nueva. En el caso de construir una serie de centrales nucleares, y que la experiencia con ellas fuera buena, sería posible que el mercado estuviera dispuesto a soportar una proporción mayor del riesgo. Pero un compromiso político para promover la energía nuclear en sí no es suficiente para asegurar la finalización de un programa nuclear. Hay que acordarse que los gobiernos de Reagan y Thatcher, que prometieron un renacimiento fuerte del sector nuclear, registraron declives en picada en la suerte de la energía nuclear.

# 11. Conclusiones

Desde que se planteó el Renacimiento Nuclear basado en los diseños Generación III+ a finales de los 90, la economía pronosticada de centrales nucleares nuevas se ha deteriorado en forma dramática. Paradójicamente, esto parece haber impulsado a muchos gobiernos, incluyendo a los de EE.UU, el UK e Italia, a forzar decididamente la construcción de centrales nucleares nuevas. De hecho, los esfuerzos para relanzar pedidos nucleares han estado asociados de manera muy personal con los dirigentes de esos países: Bush, Blair y Berlusconi.

Aunque tal apoyo político poderoso puede ser una fuerza facilitadora de peso al, por ejemplo, proveer atajos en los procesos de planificación y entrega de subvenciones públicas, también puede ser una debilidad. Los gobiernos cambian y el nuevo puede ser menos entusiasta.

Algo del entusiasmo por la energía nuclear parece basarse en la opinión evidentemente mal informada que la expansión en la energía nuclear podría ser una manera importante de reducir la emisión de gases de efecto invernadero. La electricidad normalmente representa sólo el 20% de la demanda final por la energía, y aun si esta proporción aumentara algo, y la proporción de la electricidad producida por la energía nuclear también aumentara, sería difícil que ésta fuera mucho mayor de 10%. Aumentar la potencia nuclear instalada en el mundo en cuatro o cinco veces plantearía temas mayores: por ejemplo, la suficiencia de los recursos de uranio, la disponibilidad de emplazamientos adecuados y el desecho de residuos, aun si se pudiesen reunir los recursos de materiales, destrezas y finanzas necesarias.

Globalmente, la tasa de pedidos para centrales nucleares nuevas ha sido baja durante 30 años. En los últimos años, pedidos de China y, en menor medida, Corea del Sur y Rusia, han aumentado de manera significativa el número de centrales nucleares en construcción; en enero de 2010 había 20 centrales en construcción solamente en China. Pero estos pedidos están siendo provistos por vendedores nacionales y son por lo general para diseños de una generación anterior. Los mercados que tendrían que abrirse para que el renacimiento ocurriera, tales como EE.UU., el UK e Italia, aún están a varios años de hacer pedidos, y también los diseños de Generación III+ están a varios años de su demostración operativa.

Aunque el poderoso apoyo político podría empujar el Renacimiento Nuclear hasta cierto punto, si los fundamentos de tecnología y economía no están bien, ese apoyo no será suficiente en última instancia. Así lo vimos en los casos de Reagan y Thatcher en los años 80. Este informe se concentra en la economía, pero tecnología y economía se superponen. En principio se puede hacer que casi cualquier diseño se adecue a los estándares de seguridad exigidos por las autoridades regulatorias, pero el costo de hacerlo puede ser prohibitivo.

Ha probado ser mucho más difícil de lo esperado, conseguir la aprobación de la autoridad reguladora para los diseños nuevos. Se lanzó el programa “Nuclear Power 2010” (Energía Nuclear 2010) en EE.UU. con la meta de tener un diseño de la Generación III+ en operación en 2010. Parece que un solo diseño (AP1000) habrá finalizado la certificación a esa fecha, y aún así se está revisando de nuevo porque se solicitaron cambios de diseño. A principios de 2010 quedó claro que ninguno de los diseños estará completamente certificado antes de 2011, y tal vez con posterioridad. Temas importantes de diseño, tales como los del sistema de Control e Instrumentación del EPR<sup>89</sup> y el Edificio de Protección del AP1000<sup>90</sup> probablemente pueden resolverse, pero al hacerlo se podrían agregar costos y producir retrasos.

Hay tres motivos que explican por qué pronosticar el costo de la energía de una central nuclear es difícil y controvertido:

- ⇒ Varias de las variables se relacionan con procesos que no han sido probados a escala comercial, tales como la clausura y el desecho de residuos, especialmente para desechos de los niveles de radioactividad intermedios y altos. La experiencia con la energía nuclear sugiere que los procesos sin probar pueden costar significativamente más de lo esperado. Hay, por lo tanto, un riesgo grande que los pronósticos de estos costos puedan ser significativamente bajos.
- ⇒ Para algunas de las variables, no hay una respuesta “correcta”. Por ejemplo, la tasa de descuento puede variar ampliamente y no hay un consenso acerca de cómo calcular las provisiones para pagar los costos de la clausura.
- ⇒ Faltan datos fiables y recientes sobre las centrales nucleares actuales. Las empresas eléctricas son herméticas acerca de sus costos, y en las últimas dos décadas hemos visto solamente un puñado de pedidos en Europa Occidental, y ninguno en Norteamérica desde 1980. Por lo tanto, todos los diseños modernos no se han probado.

---

89 Ver por ejemplo: Health & Safety Executive, “Joint Regulatory Position Statement on the EPR Pressurized Water Reactor,” Release No: V4 22/10/2009, 2 noviembre 2009, <http://www.hse.gov.uk/PRESS/2009/hse221009.htm>.

90 Ver por ejemplo: Nuclear Regulatory Commission, NRC Informs Westinghouse of Safety Issues with AP1000 Shield Building, <http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/news/2009/09-173.html>.

Durante las últimas cuatro décadas ha existido una gran brecha entre las características operacionales de las centrales nucleares existentes y las pronosticadas para centrales nucleares nuevas. Estas expectativas han resultado ser, casi siempre, muy optimistas. La brecha en las características operacionales esperadas entre las centrales nucleares existentes y los pronósticos actuales para las centrales nucleares de la próxima generación, es tan grande como siempre. El hecho de que los pronósticos del pasado han probado ser equivocados no es una garantía de que los pronósticos actuales lo sean. Sugiere, sin embargo, que los pronósticos que se apoyan en grandes mejoras en las características operacionales deberían mirarse con algo de escepticismo. Los supuestos más importantes son:

- ⇒ El costo de la construcción;
- ⇒ Las características operacionales;
- ⇒ Los costos de mantenimiento y operación, sin combustible;
- ⇒ Los costos del combustible nuclear;
- ⇒ Los costos de la clausura.

Se pueden construir centrales nucleares solamente donde se provean garantías y subvenciones extensivas por parte de los gobiernos.

También pueden necesitarse garantías comerciales de que la producción de las centrales se compraría a un precio garantizado. Parece poco probable que un paquete tan extensivo de “ayudas estatales” sea aceptable bajo las leyes de competencia de la Unión Europea.

Hay un desfase significativo entre los intereses comerciales de las empresas involucradas y los intereses de la sociedad en general. Costos en los que se incurrirán en un futuro lejano, no importa cuán grandes o inciertos sean, tienen poco peso en las evaluaciones económicas comerciales, y también los tratados internacionales absuelven a las empresas de los riesgos de accidentes nucleares. Entonces las evaluaciones económicas hechas desde un punto de vista corporativo deben corregirse, para que reflejen plenamente la perspectiva social más amplia.

Como hemos visto con los muchos pronósticos anteriores de una “segunda llegada” para la energía nuclear desde 1980, el resultado del “Renacimiento” actual no será un gran número de pedidos para centrales nucleares nuevas. Los países que no han tenido problemas con los planes nucleares seguirán pidiendo centrales. Hasta en esos países, el entusiasmo se debilitará en la medida que aparezca la escalada de los costos, los problemas del desecho de residuos siga sin tratarse y las habilidades nucleares se desvanezcan.

En los países del “Renacimiento” se levantará un puñado de centrales, demostrando solamente que se pueden construir si los gobiernos están dispuestos a proveer subvenciones del tamaño necesario y pasar por encima de los procesos de consulta democrática. La verdadera pérdida sería, sin embargo, como ha sido en las décadas recién pasadas, el costo de oportunidad de no perseguir las opciones más efectivas en cuanto a costo-beneficio para lograr las metas de las políticas energéticas de proveer energía al alcance, fiable y limpia, o a través de la eficiencia energética. La curva de costos para la energía nuclear ha ido siempre hacia arriba. En otras palabras, en vez de abaratare en el tiempo debido a los efectos del aprendizaje, economías de escala y progreso tecnológico, como es el caso de la mayoría de las tecnologías, los costos de la energía nuclear han aumentado. Análisis hechos por Froggatt y Schneider (2010) demuestran que la eficiencia energética y las energías renovables son mucho más efectivas en costo-beneficio que la energía nuclear y que sus curvas de costo van hacia abajo.<sup>91</sup> Si algunos de los recursos que se están desperdiciando en otra tentativa infructuosa de resucitar a la energía nuclear fueran dedicados a estas fuentes, es muy probable que la brecha económica entre la energía nuclear y la eficiencia energética y las renovables llegue a ser aún más ancha.

---

91 A. Froggatt (with M. Schneider), “Systems for Change: Nuclear Power vs. Energy Efficiency and Renewables?” Papel preparado para la Fundación Heinrich Böll, abril 2010.

# ANEXO 1 LAS TECNOLOGÍAS DE REACTORES, DISEÑOS ACTUALES Y VENDEDORES

## Las tecnologías de reactores

Los reactores nucleares pueden clasificarse a *grosso modo* por los refrigerantes y moderadores que usan. El refrigerante es el fluido (gas o líquido) usado para llevar el calor del núcleo del reactor a la turbina del generador. El moderador es un medio que reduce la velocidad de los neutrones, de manera que quedan en el núcleo por suficiente tiempo como para sostener la reacción nuclear en cadena. Hay muchas combinaciones posibles de refrigerante y moderador pero entre los reactores actualmente en servicio u oferta, hay cuatro refrigerantes y tres moderadores. Todos tienen nombres derivados de sus siglas en inglés.

El tipo de central nuclear más común es el reactor de agua ligera (LWR), que tiene dos variantes, el de agua a presión (PWR) y el de agua en ebullición (BWR). Éstos fueron derivados de las unidades de propulsión de submarinos y usan agua normal (“agua ligera”) como refrigerante y moderador. La ventaja del agua es su bajo precio, aunque no es el moderador más eficiente (las moléculas de agua absorben algunos de los neutrones, en vez de hacerlos “rebotar”). Por eso, la proporción del isótopo activo de uranio debe aumentarse desde alrededor de 0,7%, proporción en la que se encuentra en el uranio natural, hasta más de 3%. Este proceso es caro.

Como refrigerante, la desventaja de agua es que está destinada a trabajar como líquido. En caso de haber una ruptura del circuito de refrigerante, el agua hervirá y no será tan efectiva como debe ser. Evitar la posibilidad de accidentes por “pérdida de refrigerante” es, por lo tanto, una prioridad principal en el diseño del reactor. La diferencia principal entre un PWR y un BWR es que en un BWR el agua refrigerante se deja hervir y pasa directamente al circuito del turbogenerador, donde el vapor generado en el núcleo del reactor impulsa a la turbina. En un PWR, el agua refrigerante se mantiene como un líquido al permanecer bajo presión. Se usa un intercambiador de calor (generador de vapor) para transferir la energía a un circuito secundario, donde se deja hervir el agua para impulsar a la turbina. Los BWR son, por lo tanto, menos complejos que los PWR, pero como el agua refrigerante va directamente a la turbina, la contaminación radioactiva de la central es

más extensiva. La mayoría de las centrales nucleares rusas, WWER, son en esencia PWR. Gran Bretaña tiene un PWR en operación, Sizewell B, pero no tiene BWR.

Algunas centrales nucleares usan “agua pesada” como refrigerante y moderador; las más comunes de ese tipo son los reactores Candu diseñados en Canadá. En agua pesada, el deuterio, un isótopo de hidrógeno (con dos neutrones en el núcleo), reemplaza la forma mucho más común del átomo de hidrógeno. El agua pesada es un moderador más eficiente y las centrales Candu pueden usar uranio natural (no enriquecido). Su mayor eficiencia es contrapesada por el costo de producir el agua pesada. Se ha propuesto un diseño nuevo de Candu que usaría agua ligera como refrigerante y agua pesada como moderador, pero este diseño está todavía en el papel.

Todas la centrales nucleares británicas aparte de Sizewell B usan gas dióxido de carbono (anhídrido carbónico) como refrigerante y grafito de moderador. Las de primera generación, las Magnox, usan uranio natural pero la mayoría no podían operar a largo plazo a su potencia máxima de diseño, porque el refrigerante de dióxido de carbono se transforma en ácido al contacto con agua y provoca corrosión de las tuberías. Las centrales de segunda generación usan uranio enriquecido y materiales mejorados para evitar la corrosión. El grafito es un moderador eficiente, pero bastante caro comparado con agua. Sus desventajas son su inflamabilidad y la tendencia de agrietarse y distorsionarse con la exposición a la radiación. El diseño usado en Chernóbil, el RBMK, también usa grafito como moderador pero utiliza agua ligera como el refrigerante.

Ha existido interés durante bastante tiempo en los reactores que usan el gas helio como refrigerante y grafito como moderador, en los llamados reactores de alta temperatura refrigerados por gas (HTGR). El helio es totalmente inerte y es un refrigerante eficiente, aunque caro. El uso de helio y grafito significa que el reactor opera a una temperatura mucho más alta que un reactor refrigerado por agua ligera o dióxido de carbono. Esto permite que más energía térmica se convierta en electricidad, y también abre el camino para usar algo del calor en procesos industriales, al mismo tiempo que genera electricidad. Sin embargo, a pesar de la investigación en varios países, incluyendo a Gran Bretaña, por más de 50 años, nunca se ha producido un diseño comercial de este tipo y las plantas de demostración que se han construido han tenido un resultado muy pobre.

Hemos visto discusiones acerca de diseños de Generación IV.<sup>92</sup> El “US Department of Energy” o USDOE (Departamento de Energía de EE.UU.) describe a los reactores de Generación III+ como “evolucionarios” pero los de Generación IV como “revolucionarios”. Se los describe como “más seguros, sustentables, económicos y más resistente a la

---

92 Para mayor información sobre la tecnología Gen IV, ver: ‘Generation IV International Forum’ en <http://www.gen-4.org/>.

proliferación". El rasgo principal de estos diseños, que los diferenciarían de los diseños actuales, es que usarían el uranio natural mucho más completamente que las tecnologías existentes. Lo harían, por ejemplo, a través de "ciclos de reproducción", que permiten el uso del 99,3% del uranio natural que los reactores actuales no utilizan. También operan a temperaturas más altas que los reactores existentes y podrían, por ejemplo, usarse para producir hidrógeno. Se han identificado seis tecnologías como las más prometedoras:

- ⇒ reactores rápidos refrigerados por gas
- ⇒ reactores rápidos refrigerados por plomo
- ⇒ reactores con sales fundidas
- ⇒ reactores rápidos refrigerados por sodio
- ⇒ reactores supercríticos refrigerados por agua
- ⇒ reactores de muy alta temperatura, refrigerados por gas

Solamente los reactores rápidos refrigerados por sodio y los reactores de muy alta temperatura refrigerados por gas han tenido un desarrollo significativo en plantas en operación. No obstante, ambas tecnologías han demostrado ser muy problemáticas. Los reactores rápidos refrigerados por sodio han operado desde los años 60 y muchos países han tenido programas de reactores reproductores refrigerados por sodio, pero se ha demostrado que son muy caros y poco fiables, y pocos países actualmente siguen con esta tecnología. Como notamos arriba, los reactores de alta temperatura refrigerados por gas también han estado en desarrollo en muchos países desde los 60 pero han probado ser imposibles de comercializar, y la mayoría de los países ya no están trabajando con ellos activamente.

Queda por verse si algunas de estas tecnologías podrían comercializarse, pero hasta sus partidarios reconocen que no serían una opción comercial antes de 2030, por lo que no son relevantes para las opciones actuales de reactores.

## **Diseños y Vendedores Actuales**

Los diseños más pertinentes para los pedidos que podrían ponerse en la próxima década en Occidente son los llamados Generación III+. Los de la Generación I representan los primeros pedidos en los años 50 y 60. Los de la Generación II son la mayoría de las unidades en operación e incluyen centrales pedidas desde fines de los 60 hasta principios de los 80. Los de la Generación III son los pedidos entre principios de los 80 hasta alrededor del 2000. Ellos incorporan, desde el inicio, las lecciones principales del accidente de "Three Mile Island". La diferencia principal entre los de Generación III y de Generación III+, que fueron diseñados después del accidente de Chernóbil, es que éstos presentan un nivel mayor de seguridad "pasiva", en contraste con la seguridad puramente ingenieril. Por ejemplo, los diseños de Generación III+ se apoyarían menos en sistemas de ingeniería



para la refrigeración de emergencia y más en procesos naturales como la convección. Los atentados del 11 de septiembre agregaron otra consideración importante de diseño, y cualquier modelo nuevo debe ahora demostrar que es capaz de resistir el impacto de un avión comercial.

Se ha anunciado un gran número de diseños, pero muchos no están muy avanzados, no tienen la aprobación regulatoria y tienen posibilidades acotadas de obtener pedidos. No existe una definición clara acerca de en cuál Generación se sienta un diseño, pero las características principales de uno de Generación III+, aparte de ser diseñado en los últimos 15 años, son:

- ⇒ estandarizado, para facilitar la obtención de permisos, reducir el costo capital y el tiempo de la construcción;
- ⇒ diseño más sencillo y robusto, para que sean más fáciles de operar y menos aptos a sufrir fallas operacionales;
- ⇒ mayor disponibilidad y vida operativa, típicamente 60 años;
- ⇒ menor posibilidad de accidentes por fusión del núcleo;
- ⇒ efectos mínimos en el medio ambiente;
- ⇒ mayor grado de quemado del uranio, para reducir uso del combustible y los residuos;
- ⇒ absorbentes inflamables (“venenos”) para extender la vida del combustible.<sup>93</sup>

Estas características claramente son muy imprecisas y no definen bien lo que diferencia un diseño de Generación III+ de diseños anteriores, que no sea otra cosa que el diseño evolucionado de modelos existentes. En las siguientes descripciones nos focalizamos en modelos que han sido pedidos o están siendo evaluados por los reguladores de seguridad.

## **Reactores de Agua a Presión: PWR**

Hay cuatro vendedores principales independientes de la tecnología PWR, de la que son derivados los diseños actuales: Westinghouse, Combustion Engineering, Babcock & Wilcox (B&W) y el vendedor ruso, Rosatom.

### **Westinghouse**

La tecnología Westinghouse es la de uso más amplio y se ha adoptado mucho por el uso de licencias de la tecnología. Los licenciados principales son la empresa francesa

---

93 <http://www.uic.com.au/nip16.htm>.

Areva (hasta 2001 conocida como Framatome), Siemens (Alemania) y Mitsubishi (Japón). Las centrales nucleares Westinghouse han sido vendidas por todo el mundo, aunque en los últimos 25 años recibieron solamente un pedido (Sizewell B) antes de los cuatro en China en el 2008; su último pedido en EE.UU. (y no cancelado posteriormente) fue hace más de 30 años. En 1998, BNFL adquirió la división nuclear de Westinghouse pero la vendió a Toshiba en 2006. El diseño principal actual de Westinghouse es el AP1000, pero ha recibido pedidos sólo para cuatro unidades, todas en China.

El AP1000 (Pasivo Avanzado) se desarrolló a partir del diseño AP-600. La lógica detrás del AP-600 fue aumentar la dependencia de la seguridad pasiva y evitar las economías de escala tan sobrevaloradas (construir unidades más grandes y no un mayor número). Un ejecutivo de Westinghouse justificó la elección del tamaño de unidad de 600 MW, y no de 1.000 a 1.300 MW al declarar que “las economías de escala ya no operan.”<sup>94</sup> El AP-600 pasó por el proceso regulatorio de EE.UU. y se le dio aprobación de seguridad en 1999. Había quedado claro que el diseño no sería económico y el AP-600 nunca se ofreció en una licitación. Aumentaron el tamaño a cerca de 1.150 MW, con la esperanza que las economías de escala harían competitivo al diseño. En septiembre de 2004, el NRC otorgó una “Final Design Approval” (Aprobación Final del Diseño), válida por cinco años, al modelo AP1000 de Westinghouse. El NRC emitió una “Design Certification” (Certificación del Diseño) estándar, válido por 15 años, en 2006. Sin embargo, Westinghouse presentó posteriormente cambios al diseño, que no serán aprobados por la NRC antes de 2011. El AP1000 es uno de los diseños que el NII está evaluando, bajo su programa “Generic Design Assessment” (GDA, Evaluación Genérica del Diseño), y el NII espera finalizar su evaluación antes de mediados de 2011, aunque, como con el EPR, no hay ninguna garantía que recibirá una aprobación en ese momento.

## Areva

Tanto Framatome como Siemens se hicieron independientes de Westinghouse y en 2001 fusionaron sus divisiones nucleares; 66% de las acciones fueron a Framatome, y el resto a Siemens. El gobierno francés es dueño de más de 90% del grupo Areva, que ahora controla a Framatome. La división Framatome cambió su nombre a Areva NP en 2001. En 2009, Siemens expresó su intención de retirarse del *joint venture*, aunque todavía estaban negociando los detalles del retiro a finales de 2009. Framatome suministró todas las centrales nucleares en Francia (58 unidades) y ha exportado centrales nucleares a África del Sur, Corea del Sur, China y Bélgica. Siemens suministró 10 de los 11 PWR construidos en Alemania y exportó PWR a Holanda, Suiza y Brasil.

---

94 Nucleonics Week Special Report, “Outlook on Advanced Reactors,” 30 Marzo 1989, p. 3.

El único diseño PWR de Generación III+ con experiencia de construcción significativa es el Areva NP "European Pressurised Water Reactor" (EPR, Reactor Europeo de Agua a Presión). El gobierno finlandés emitió una licencia de construcción para el reactor EPR de Olkiluoto en febrero de 2005 y la construcción empezó en el verano de ese mismo año. Las obras comenzaron para un EPR en el emplazamiento de Flamanville, en Francia, en 2007. También se han pedido dos EPR para China pero a finales de 2009 había una mínima experiencia de la construcción. El EPR recibió la aprobación de seguridad en borrador de las autoridades francesas en septiembre de 2004 y de las autoridades finlandesas en enero de 2005, aunque ahora se sabe, como citaremos luego, que falta finalizar muchos detalles del diseño. Areva ha pedido a la NRC, en colaboración con Constellation Energy, bajo el programa "Nuclear Power 2010", que empiece a autorizar el EPR en EE.UU. No es probable que reciba la aprobación final antes de 2012. El EPR es también uno de los diseños en evaluación por las autoridades de seguridad del UK, el NII, bajo su programa GDA, que se lanzó en 2007. El NII espera terminar su evaluación antes de mediados de 2011 pero eso no significa que necesariamente recibirá la aprobación en ese momento. Para el mercado de EE.UU., EPR es una sigla para el Evolutionary Power Reactor (Reactor de Energía Evolucionario).

El EPR de Olkiluoto (Finlandia) tiene una potencia de 1.600 MW, aunque esto se subió a 1.700 MW para los pedidos posteriores. El diseño se desarrolló a base del diseño anterior de Framatome, el N4, con algún aporte del diseño previo de Siemens, el "Konvoi". Se espera que una reducción en el tiempo necesario para la recarga del combustible permita un factor de carga<sup>95</sup> de cerca de 90%.

## Mitsubishi

Mitsubishi provee la tecnología PWR en Japón, donde ha construido 22 unidades, pero nunca había tratado de vender unidades en el mercado internacional antes de presentarse al proceso de "Nuclear Power 2010" en EE.UU. Una empresa eléctrica de este último país planifica construir una "Advanced PWR (APWR)", su diseño más moderno.

El desarrollo del APWR por Mitsubishi y su licenciador de tecnología, Westinghouse, se lanzó en 1980, pero los primeros pedidos se han demorado continuamente. Se ha esperado un pedido para una unidad en el sitio Tsuruga (Japón) dentro del año por una década, pero aún no llegaba a finales de 2009. La NRC está evaluando una versión más avanzada del APWR y una empresa eléctrica de EE.UU., TXU, tiene planes para pedirlo. El NII no espera finalizar su evaluación antes de 2012.

---

95 El factor de carga anual (o de vida) se calcula como la energía producida en un año (o la vida del central), como un porcentaje de la energía que se hubiese producido, si la central hubiese operado continuamente a su potencia máxima de diseño; es una buena medida de la confiabilidad de la central.

## Combustion Engineering

Combustion Engineering diseñó su propia versión de PWR, la cual está instalada en EE.UU. Fuera de este país su tecnología está licenciada por Corea del Sur. La división nuclear de Combustion Engineering fue adquirida por ABB en 1996 y a su vez adquirida por BNFL en 1999. Ahora forma parte de la división Westinghouse, y se vendió en 2006 como una parte de esa división a Toshiba.

El diseño "System 80+" de Combustion Engineering recibió aprobación regulatoria en EE.UU. en 1997. Westinghouse no está ofreciendo el System 80+ para venta. Sin embargo, el vendedor surcoreano, Doosan, usó ese diseño bajo licencia de Westinghouse para desarrollar su APR-1400, que tuvo pedidos en Corea del Sur en 2008. Corea del Sur ofreció el diseño en la licitación para centrales nucleares de Generación III+ en China, en 2005, pero fue rechazado. En diciembre de 2009 ganó una licitación para cuatro centrales en los Emiratos Árabes Unidos y se espera que los proveedores lo ofrezcan ahora a Turquía.

## Babcock & Wilcox

Babcock & Wilcox (B&W) suministró PWR de su propio diseño al mercado en EE.UU., pero el accidente de "Three Mile Island", que involucró a la tecnología de B&W, terminó efectivamente su interés en la venta de reactores. La única central nuclear del diseño de B&W construida fuera de los EE.UU. se levantó bajo licencia en Alemania, pero cerró en 1988 debido a problemas con la autorización y no operará de nuevo.

## Rosatom / AtomStroyExport

Las exportaciones de la tecnología rusa son a través de AtomStroyExport (ASE), una parte de la empresa Rosatom. En 2009, Siemens estaba negociando con Rosatom para formar una nueva *joint venture* para vender la tecnología rusa. El diseño ruso más reciente, que genera cerca de 1.200 MW, es el AES-2006/WWER-1200, ofrecido desde 2006. Se han pedido dos unidades de este diseño para cada uno de dos emplazamientos en Rusia (Leningrad y Novovoronezh). Ganó una licitación en 2008 para centrales nucleares a construir en Turquía, aunque fue el único ofertante y se anuló el contrato en 2009 por el precio alto ofertado. Podría ser considerado por Finlandia e India.

## Reactores de Agua en Ebullición (BWR)

El diseñador principal de BWR es la empresa de EE.UU. "General Electric" (GE), que ha proveído un gran número de centrales en dicho país y en mercados internacionales tales

como Alemania, Japón, Suiza, España y México. Sus licencias incluyen a AEG (posteriormente adquirido por Siemens), Hitachi y Toshiba. La división de reactores de Siemens (ahora parte de Areva NP) ofreció el diseño SWR en la licitación para Olkiluoto pero, a pesar de eso, parece que el diseño está algo lejos de encontrarse disponible comercialmente.

## GE-Hitachi y Toshiba

Los fabricantes con licencia de GE en Japón siguen ofreciendo BWR allí. Ahora hay 32 BWR en operación o en construcción en Japón. Unas pocas centrales de GE, primeras de su tipo, se compraron en Japón, pero el resto se dividió entre Hitachi y Toshiba. Se desarrolló el Reactor de Agua en Ebullición Avanzado (ABWR) en Japón, conjuntamente por Hitachi y Toshiba bajo licencia de la tecnología estadounidense GE. Se consiguieron los dos primeros pedidos alrededor de 1992 y se terminaron en 1996/7. A fines de 2009 había cuatro ABWR en operación, uno en construcción en Japón y dos en construcción en Taiwán.

El ABWR recibió aprobación por seguridad en EE.UU. en 1997, pero ésta vence en 2012. Actualmente es ofrecido por una *joint venture*, GE-Hitachi, y por Toshiba que ahora opera independientemente. Las dos empresas esperan presentar un diseño actualizado a la NRC, para renovar su aprobación de seguridad. No se sabe aún cuán extensivos serían los cambios que el NRC podrá pedir y cuánto se demoraría la recertificación. Inevitablemente, el diseño nuevo necesitará mucha más protección contra impactos de aeronaves que la versión anterior. Probablemente se debe clasificar el ABWR como de la Generación III, pero si tuviese éxito en la renovación de su certificado por la NRC, el diseño actualizado debería describirse como de la Generación III+. Una empresa eléctrica, NRG, planifica construir ABWR bajo el programa "US Nuclear Power 2010".

El "Economic & Simplified BWR" (ESBWR, BWR Económico y Simplificado) es un diseño de 1.500 MW desarrollado por GE. En octubre de 2005, el *joint venture* GE-Hitachi solicitó a la NRC la certificación del diseño ESBWR. El desarrollo se basó parcialmente en el SBWR (Simplified Boiling Water Reactor-Reactor de Agua en Ebullición Simplificado) y el ABWR, ambos de GE. Se empezó el proceso de conseguir la aprobación regulatoria para el SBWR en los 90 pero se retiró antes de finalizar el proceso y no consiguió ningún pedido. Varias empresas eléctricas han elegido al ESBWR, bajo el programa "US Nuclear Power 2010", aunque la NRC no espera finalizar su revisión antes de 2011. Se presentó el ESBWR al programa de revisión GDA del UK en 2007, pero se retiró en 2008. Seis empresas eléctricas de EE.UU. planificaron construir ESBWR bajo el programa "US Nuclear Power 2010" pero una se cambió al ABWR, otra ha dejado el proyecto y hay dudas acerca de la viabilidad de la mayoría de los otros cuatro proyectos. Parece haber poco interés en el ESBWR fuera de EE.UU. y podría ser que el diseño tenga que abandonarse.

## Otros BWR

Asea Atom (Suecia) hizo su propio diseño del BWR, nueve de los cuales se construyeron en Suecia y dos en Finlandia. Asea Atom se fusionó con Brown Boveri para formar ABB, que a su vez fue adquirido por BNFL en 1999 y vendido a Toshiba en 2006, como parte de la división nuclear de Westinghouse. El BWR-90+, un diseño de 1.500 MW desplegado por Westinghouse a partir del diseño BWR de Asea, ha sido planteado pero el desarrollo no está avanzado.

## Candu

El mayor proveedor de reactores con agua pesada es la empresa canadiense "Atomic Energy of Canadá Limited" (AECL), que ha proveído centrales nucleares con más de 20 unidades a empresas eléctricas canadienses, también como exportaciones a Argentina, Rumania, Corea del Sur y China. También ha vendido centrales nucleares a India pero, por temas de proliferación, no ha tenido contacto con este país desde 1975; India sigue construyendo centrales nucleares con este diseño desde hace 40 años. Argentina ha construido tres centrales nucleares que usan agua pesada, una de tipo Candu y dos de un diseño alemán (una de los cuales no está terminada y sin obras actuales).

El diseño principal de AECL para el futuro será el Advanced Candu Reactor (ACR); se espera que este diseño sea producido en dos tamaños, 750 MW (ACR-700) y 1.100 a 1.200 MW (ACR-1000). A diferencia de los Candu anteriores, que usaron agua pesada de refrigerante y moderador, éstos usarían agua ligera de refrigerante y agua pesada como moderador. La NRC estaba revisando el ACR-700, bajo el auspicio de la empresa eléctrica Dominion, pero ésta retiró su apoyo en enero de 2005, eligiendo como alternativa el ESBWR de GE, a causa del retraso de por lo menos cinco años. La NRC estimaba como necesaria esa revisión, debido a la falta de experiencia en EE.UU. con la tecnología Candu. Parece que posteriormente se abandonó el ACR-700 en favor del ACR-1000. Para cualquier convocatoria a licitación para un reactor de este tamaño probablemente se ofrecería una versión actualizada del diseño Candu-6, con 30 años de antigüedad. También se presentó al proceso GDA del UK en 2007 pero se retiró poco después. Ahora hay propuestas para privatizar el vendedor estatal, "Atomic Energy of Canadá Limited" (AECL) y existen dudas sobre el futuro de la tecnología Candu para pedidos nuevos.

## Reactores de Alta Temperatura, enfriados por Gas (HTGR)

No está claro si los reactores HTGR en desarrollo deben clasificarse como de Generación III o de Generación IV. El Reactor Modular con Lecho de Bolas (PBMR) se basa en diseños desarrollados por Siemens y ABB para Alemania, pero fue abandonado

después de experiencias pobres con una central de demostración. Ahora, intereses de África del Sur lo están desarrollando. Las variadas adquisiciones y fusiones en el sector de ventas de reactores significan que los licenciadores de la tecnología son ahora Areva (por Siemens) y Westinghouse (por ABB). La tecnología está siendo desarrollada por PBMR Co., una subsidiaria de Eskom, la empresa eléctrica estatal de África del Sur. Se contrató el financiamiento de Eskom, BNFL, la empresa eléctrica estadounidense Exelon y la estatal de África del Sur "Industrial Development Corporation" (Corporación de Fomento Industrial). Estas inversiones permitirían a las empresas disponer de una porción de una empresa nueva que vendería los reactores. Se publicó por primera vez el proyecto en 1998, cuando se esperaba que los primeros pedidos comerciales pudieran llegar en 2003. Sin embargo, hubo problemas mayores que los anticipados para finalizar el diseño. Exelon se retiró en 2002 y los otros socios pagaron menos que lo estipulado en los contratos, dejando a Eskom con la mayoría de los costos hasta 2004 y al gobierno de África del Sur desde esa fecha. La opción de BNFL pasó a Westinghouse, la "Industrial Development Corporation" se retiró y no se han encontrado inversionistas nuevos. El cronograma del proyecto se ha alargado dramáticamente, por lo que en 2009 no se esperaron los primeros pedidos comerciales sino hasta después de 2025. En 2008, un informe del "Jülich Research Centre", el centro de investigación nuclear del gobierno alemán que desarrolló primero la tecnología del lecho de bolas, puso dudas en la seguridad del diseño, basado en la reevaluación de la experiencia con una planta prototipo de este diseño<sup>96</sup>. En marzo de 2009, el gobierno de África del Sur anunció que probablemente daría solamente un año más de financiamiento. PBMR Co. decidió, en efecto, abandonar el diseño que había estado desarrollando. Tal vez ahora desarrollará uno mucho más pequeño, sin algunas de las características más avanzadas, con objetivos puestos en los mercados del calor para procesos tales como la desalinización, la gasificación de carbón y la licuefacción. Parece poco probable que el programa PBMR sobreviva mucho tiempo después de la retirada de financiación por parte del gobierno de África del Sur.

Intereses chinos también están desarrollando una tecnología parecida con las mismas raíces tecnológicas y, aunque se han hecho declaraciones optimistas acerca de ello, parece que el gobierno chino está apoyando el desarrollo de los PWR y tal vez BWR.

---

96 R. Moormann, "A Safety Re-evaluation of the AVR Pebble Bed Reactor Operation and Its Consequences for Future HTR Concepts," Forschungszentrum Jülich, 2008, <http://juwel.fz-juelich.de:8080/dspace/handle/2128/3136>.

## ANEXO 2 DESCUENTO, COSTO DE CAPITAL Y TASA DE RETORNO REQUERIDA

Un tema especialmente difícil con la economía de la energía nuclear es trabajar con los flujos de ingresos y gastos en los diferentes períodos de la vida de una central nuclear y ponerlos en una base común para hacer comparaciones. En los planes británicos, el tiempo entre formalizar un pedido para un reactor hasta la finalización del desmantelamiento podría abarcar más de 200 años.

Convencionalmente, los flujos de ingreso y gastos incurridos en diferentes períodos se comparan usando métodos del flujo de caja descontado o FCD ("discounted cash flow" o DCF por sus siglas en inglés). Éstos se basan en la suposición, razonable intuitivamente, que los gastos o ingresos actuales deben pesarse más que gastos o ingresos incurridos en el futuro. Por ejemplo, un pasivo que hay que pagar ahora costará el monto total, pero uno que se pagará en, digamos 10 años, puede pagarse al invertir un monto más pequeño, y dejar que los intereses ganados aporten el monto adicional necesario. En un análisis FCD, todos los ingresos y gastos en el tiempo se ponen en una base común aplicando el descuento. Si se va a recibir un ingreso de \$100 en un año y la tasa de descuento es 5%, el "valor neto actual" (VNA) de ese ingreso es \$95,23. Un monto de \$95,23 ganaría \$4,77 en un año (con la tasa de 5%), para hacer un total de \$100. La tasa de descuento se ve normalmente como el "costo de oportunidad" del dinero o, en otras palabras, la tasa de retorno (libre de inflación) que el dinero ganaría si fuera invertido en un uso alternativo.

Aunque esto parece ser un proceso razonable por períodos de aproximadamente una década y con tasas de descuento relativamente bajas, en períodos largos y con tasas de descuento altas los resultados pueden ser muy poderosos y las suposiciones usadas deben pensarse mucho. Por ejemplo, si la tasa de descuento es 15%, un costo incurrido en 10 años de \$100 tendrá un VNA de solamente \$12,28. Un costo de \$100 incurrido en 100 años, aunque con una tasa de solamente 3%, tendría un VNA de sólo \$5,20. Usando una tasa de descuento de 15%, los costos o beneficios de más de 15 años en el futuro tienen un valor desdeñable, en un análisis económico convencional (ver Tabla 12).



**Tabla 12: El Impacto del descuento: Valores Netos Actuales**

| Período del descuento<br>(años) | 3%    | 15%     |
|---------------------------------|-------|---------|
| 5                               | 0.86  | 0.50    |
| 10                              | 0.74  | 0.25    |
| 15                              | 0.64  | 0.12    |
| 20                              | 0.55  | 0.061   |
| 30                              | 0.41  | 0.015   |
| 50                              | 0.23  | 0.00092 |
| 100                             | 0.052 | -       |
| 150                             | 0.012 | -       |

Fuente: Cálculos del autor.

Si aplicamos esto a centrales nucleares operando en un mercado competitivo donde el costo de capital es muy alto, los costos y beneficios que surgen, por ejemplo, a más de 10 años, en el futuro tendrán poco peso en la evaluación de sus economías. Por lo tanto, alargar la vida de una central de 30 a 60 años tendrá poco beneficio, mientras que los costos de renovación incurridos después de 15 años, por ejemplo, tampoco tendrán un impacto significativo.

Para el desmantelamiento, según los planes británicos se espera que la etapa más cara no empiece hasta 135 años después de cerrar la operación de la central. Esto significa que los costos enormes del desmantelamiento tendrán poco impacto, aun con una tasa de descuento muy baja, consistente y concordante con la inversión de fondos de manera muy segura, con una tasa de retorno muy baja, como 3%. Si suponemos que el desmantelamiento de una central Magnox costará cerca de \$1,8 mil millones y la etapa final representa el 65% del costo total (sin descontar), o sea \$1.170 millones), un monto de sólo \$28 millones invertido al cierre de la central habrá crecido lo suficiente como para pagar los costos de la etapa final de desmantelamiento.

La suposición de los métodos FCD es que la tasa de retorno especificada regirá por todo el período. Dado que los bonos gubernamentales, generalmente vistos como las inversiones más seguras, están disponibles durante un máximo de 30 años en el futuro, y que no hay precedentes en la historia de la humanidad de períodos de 100 años de crecimiento económico sostenido, esta suposición parece de difícil justificación.

Entonces, con la energía nuclear existe la aparente paradoja que para la inversión inicial es probable que se aplique una tasa de descuento (o tasa de retorno requerida) muy alta, de 15% o más, para determinar si la inversión será rentable, mientras que para los fondos de desmantelamiento se aplicará una tasa de descuento muy baja para determinar cuánto se esperará que crezcan estos fondos.

El elemento clave que resuelve esta paradoja es el riesgo. La inversión en centrales nucleares siempre ha sido arriesgada, por las dificultades de controlar los costos de la construcción, la variabilidad de las características operativas, el riesgo por el impacto de eventos externos en la operación y el hecho de que a muchos procesos les falta su comprobación plena (por ejemplo, el desecho de los residuos de alto nivel y el desmantelamiento). En un entorno competitivo hay riesgos adicionales por la rigidez de la estructura de los costos. Se incurrirá en la mayoría de los costos, tanto si la central está operando o no. Así, cuando el precio de la electricidad al por mayor esté alto, a las centrales nucleares les va bien. Ese fue el caso de *British Energy* en Gran Bretaña entre 1996 y 1999. Cuando ese precio esté bajo, les irá mal, como fue el caso entre 2000 y 2002. El hecho de que una central nuclear haya obtenido buenos beneficios durante una década no la protegerá de la bancarrota en los años malos. Los financieros, entonces, mirarán a las inversiones en energía nuclear como algo altamente arriesgado y les aplicarán una tasa de interés muy alta, reflejando el riesgo de que el dinero prestado se pierda con facilidad.

## ANEXO 3 DESMANTELAMIENTO

El desmantelamiento de centrales nucleares ha atraído bastante interés público en los años recientes, a medida que algunos reactores están llegando al final de sus vidas útiles. Los costos pronosticados del desmantelamiento se elevan y las debilidades en los planes para proveer los fondos necesarios se han vuelto aparentes.

De manera esquemática, el desmantelamiento se divide en tres fases. En la Fase I se saca el combustible y se asegura el reactor. El tiempo necesario para sacar el combustible varía. Las centrales que se recargan cuando no están operando (por ejemplo PWR y BWR) toman mucho menos. Están diseñadas para reemplazar cerca de un tercio del combustible durante un cierre anual de algunas semanas. Los reactores que se recargan estando en operación (por ejemplo, los AGR y Candu) toman mucho más tiempo, porque la máquina para recarga está diseñada para reemplazar continuamente pequeñas proporciones del combustible, durante la operación de la central. Esto requiere maquinaria de precisión que se mueve lentamente y sacar el núcleo entero podría tardar varios años. Una vez que se haya sacado el combustible, el reactor ya no puede alcanzar un punto crítico y la mayoría de la radioactividad ha sido sacada, con todos los residuos de alto nivel. Hasta terminar esta fase, la central debe mantener tanto personal como cuando estaba en operación. Por eso hay un fuerte incentivo para finalizar esta fase lo antes posible y de forma coherente con las normas de seguridad. En términos de la tecnología, esta fase es sencilla, ya que representa mayormente una continuación de las operaciones normales de la central. Cabe citar que lidiar con el combustible gastado no está incluido en el costo de la fase I.

En la segunda fase, las estructuras sin contaminación o con una contaminación leve son demolidas y sacadas, dejando el reactor en esencia. También es un trabajo relativamente rutinario, que no requiere de ninguna pericia especial. En términos económicos, el incentivo es demorarlo al máximo para minimizar el monto a recolectar de los consumidores para pagarlo. Mientras mayor sea la demora, más intereses habrá devengado el fondo de desmantelamiento. El punto límite es cuando ya no se puede asegurar más la integridad física de los edificios y existe el riesgo de que pueda colapsar, provocando una emisión de material radioactivo. En Gran Bretaña se planifica demorar la fase II hasta 40 años después del cierre de la central.

La tercera fase, sacar el núcleo del reactor, es lejos la más cara y la más desafiante tecnológicamente, requiriendo el manejo robótico de materiales. Tal como en la fase II, el incentivo económico es demorarla hasta que no sea seguro demorarla más. En Gran Bretaña se espera que esto se realice después de 135 años.

Al final de la fase III, idealmente el terreno podría liberarse para uso sin restricciones, en otras palabras, el nivel de radioactividad no estaría más alto que en terreno no contaminado. En la práctica, esto no siempre será posible y en algunos sitios “sucios”, tales como el de Dounreay en Escocia donde operaba un reactor de neutrones rápidos de demostración, se espera que el uso del terreno se restrinja indefinidamente por el elevado nivel de contaminación.

Se han desmantelado completamente muy pocas de las centrales nucleares de tamaño comercial que han operado durante su vida útil, por lo que el costo no está bien establecido. Se dice que las operaciones necesarias se han demostrado con éxito en una escala pequeña, pero hasta el momento en que sean aplicados en una central nuclear grande no se los puede considerar como probados. Muchos procesos nucleares que han funcionado en una escala pequeña han sufrido problemas cuando han sido aplicados en escala comercial.

Muchos de los costos del desmantelamiento vienen del desecho de los residuos radioactivos que se generan. El costo del desecho de los residuos de instalaciones modernas tampoco está bien establecido, especialmente para los residuos de nivel intermedio y los de nivel bajo pero de larga vida, por la falta de experiencia en la construcción de instalaciones para recibir estos residuos.

Esta incertidumbre se refleja en la manera en que se citan los cálculos de los costos del desmantelamiento nuclear. Típicamente, se citan como un porcentaje de los costos de la construcción (tal vez 25%). Dado que el costo del desmantelamiento sólo tiene una relación limitada con los costos de la construcción, esto demuestra cuán poco se sabe de esos costos.

Un análisis de los valores esperados, sin descontar, del desmantelamiento podría ser una sexta parte para la fase I, un tercio para la fase II y la mitad para la fase III. Se pidió a British Energy operar con un fondo “segregado” para pagar el desmantelamiento de sus centrales nucleares, aunque se esperaba que la fase I se pagara desde el flujo de caja. BNFL, que fue dueña de las centrales nucleares “Magnox” hasta que fueron trasferidas a la “Nuclear Decommissioning Authority” (Autoridad para la Clausura Nuclear) desde abril de 2005 es una empresa pública y la política del ministerio de hacienda es no permitir fondos segregados para empresas públicas. British Energy suponía una tasa de descuento del 3% para los primeros 80 años y cero para los siguientes, mientras que BNFL asumió

una tasa de descuento del 2,5% indefinidamente. En el 2003/4, British Energy subió esta tasa hasta el 3,5%.

Si se supone un costo total del desmantelamiento de \$1,8 mil millones, dividido entre las varias fases como está descrito arriba, es decir, la fase I se realiza inmediatamente después del cierre de operaciones de la central, la fase II después de 40 años y la fase III después de 135 años, los costos sin descontar y descontados serían los que se muestran en la Tabla 13.

**Tabla 13: Costos ilustrativos del desmantelamiento (£m)**

|                 | Sin descontar | British Energy<br>(3%) | British Energy<br>(3,5%) | BNFL<br>(2,5%) |
|-----------------|---------------|------------------------|--------------------------|----------------|
| <b>Fase I</b>   | 300           | 300                    | 300                      | 300            |
| <b>Fase II</b>  | 600           | 184                    | 151                      | 223            |
| <b>Fase III</b> | 1.200         | 113                    | 76                       | 41             |
| <b>Total</b>    | 1.800         | 597                    | 527                      | 574            |

Fuente: Cálculos del autor.

Se espera que los reactores británicos refrigerados por gas sean muy difíciles de desmantelar debido a su tamaño físico, que provoca una gran cantidad de residuos. Los PWR y BWR son mucho más compactos y se espera que cuesten sólo una tercera parte. Por ejemplo, Sizewell B podría costar tal vez un total de \$540 millones.

Se usarían varios métodos para que, según el principio de “el que contamina, paga”, los que consumieron la electricidad pagarán el desmantelamiento. Bajo todos los métodos, de haber una subestimación del costo del desmantelamiento, habrá un déficit que los contribuyentes futuros inevitablemente tendrán que pagar. En Gran Bretaña, el costo pronosticado de desmantelar las centrales nucleares Magnox ha subido en casi cuatro veces en los últimos 20 años, incluso antes de hacer ninguna de las obras más desafiantes.

El método menos fiable de recolectar los fondos es el método de contabilidad donde la empresa hace provisiones en las cuentas para el desmantelamiento. Estas provisiones se recolectan de los consumidores pero los montos de ninguna manera son separados de los demás ingresos de la empresa. Ésta queda libre para invertirlos de cualquier manera que quiera, situándose como una proporción de los activos de la empresa; no existe un apartado de dinero o conjunto de activos específicos asignado para pagar el desmantelamiento.

Este método será fiable sólo si se puede suponer que la empresa continuará existiendo hasta finalizar el desmantelamiento, y que sus activos aumenten por lo menos a la tasa de retorno que se ha supuesto. La debilidad de este método se demostró cuando la "Central Electricity Generating Board o CEGB" (Junta Central de la Generación de Electricidad), la empresa que fue dueña de las centrales eléctricas en Inglaterra y Gales hasta su privatización en 1990, fue privatizada. Los consumidores habían pagado cerca de £1,7 mil millones en provisiones en las cuentas, pero se vendió la empresa en cerca de un tercio del valor de sus activos, de manera que se perdieron dos tercios de las provisiones. El gobierno no traspasó ninguno de los ingresos de la venta a la empresa que heredó las centrales nucleares, por lo que el resto de las provisiones también se perdió.

Un método más seguro parece ser el fondo segregado. En él, los consumidores hacen provisiones durante la vida de la central nuclear, que se ponen en un fondo donde el dueño de la central no tiene acceso y que tiene una gestión independiente. Se invierten los fondos sólo en inversiones muy seguras, para minimizar el riesgo. Tales inversiones podrían rendir 3% anual en interés. Cuando se deba hacer el desmantelamiento, la empresa dueña de la central puede sacar dinero del fondo segregado. Pero nuevamente hay riesgos, como lo demuestra la experiencia británica. El fondo segregado de la British Energy no cubría la fase I, lejos la fase más cara en términos de descuento (cerca de la mitad), y la empresa colapsó mucho antes de que las centrales nucleares hubieran terminado su vida útil. El gobierno tuvo que rescatar la empresa y gran parte del peso del desmantelamiento será pagado por los contribuyentes futuros, quienes serán requeridos para provisionar los fondos en el momento de empezar el desmantelamiento.

Tal vez, el método de menos riesgo sería establecer un fondo segregado en el momento que la central nuclear entre en operación, con los fondos suficientes para pagar el desmantelamiento después de la vida útil de diseño de la central. Si supusiéramos una vida de 30 años y una tasa de descuento de 3%, el monto necesario sería cerca de 40% del monto sin descontar. Así, si el costo de desmantelamiento sin descontar fuera 25% del costo de la construcción, habría que poner cerca de 10% del costo de la construcción en un fondo para el desmantelamiento. Así y todo este plan no sería adecuado en caso de tener que cerrar la central anticipadamente, o si hubiese una subestimación del costo del desmantelamiento, o si los fondos no lograran la tasa de retorno esperada.

En resumen, los montos necesarios para la clausura de las centrales nucleares serán probablemente altos. Aunque haya planes para minimizar el riesgo de no tener fondos suficientes, y los costos se pronostican de manera exacta, parece que el impacto en los costos totales será limitado por el efecto del descuento.

# ANEXO 4 EL ESTADO DE LOS PROYECTOS EN EE.UU.

## Southern Company

El proyecto Vogtle parece ser el más avanzado de los proyectos en el programa "Nuclear Power 2010". En diciembre de 2009, el proyecto Vogtle (Georgia), que consiste en dos AP1000, se vio como la cabeza para conseguir las primeras garantías de préstamos del gobierno de EE.UU. Irónicamente, dos unidades anteriores en Vogtle, terminadas en los años 80, estuvieron entre los peores casos de la escalada de costos en ese período. Estas dos unidades, con un costo inicialmente esperado de \$660 millones para cuatro unidades, escalaron hasta \$8,87 mil millones para las dos unidades construidas en la realidad.

El NRC ha dado permiso al "Southern Company" para empezar la construcción de manera limitada, por ejemplo, en relleno de terreno, muros de contención y una membrana impermeable al agua en el emplazamiento nuclear de Vogtle.<sup>97</sup> El NRC también emitió un "permiso precoz del emplazamiento" a "Southern", que determina que el sitio es apto ambientalmente para los reactores nuevos y aprueba los planes para una emergencia. La "Georgia Public Service Commission" aceptó la petición de "Georgia Power", dueña del 45,7% del proyecto, para recuperar sus costos de financiamiento correspondientes a su participación de \$6,4 mil millones en el proyecto nuclear de 2.234 MW, a través de "obras de construcción en progreso", empezando en 2011.<sup>98</sup> Tener asegurada la recuperación de costos significa que la "Southern Company" asegura que seguirá con la construcción, aun cuando no reciba garantías de préstamos. También ha reducido el costo esperado de su participación, incluyendo el financiamiento hasta \$4,529 mil millones, sobre un total de \$9,9 mil millones.<sup>99</sup>

## South Carolina Electricity & Gas (SCE&G)

Como la propuesta Vogtle, la de *Summer* (Carolina del Sur) es para dos AP1000 y estuvo en la lista del Departamento para Energía de EE.UU., USDOE (*US Department of Energy*)

---

97 Greenwire, "NRC Grants 'Limited Work' Approval for Proposed Ga. Reactors", 27 agosto 2009.

98 Platts Global Power Report, "Georgia PSC Approves Two Nuclear Reactors by Georgia Power, and a Biomass Conversion", 19 marzo 2009.

99 Nucleonics Week, "Georgia Power Lowers Estimate."

para garantías de préstamos. SCE&G calculó en junio de 2008 que el costo de construir sólo las dos centrales de *Summer*, sin costos de transmisión ni cargas financieras, sería de \$9,8 mil millones.<sup>100</sup> Pero en enero de 2009, SCE&G subió el cálculo de su participación de 55% de los costos de \$4,8 a \$6,6 mil millones, implicando un costo total de \$11,5 mil millones.<sup>101</sup> Este monto se describió como un precio “todo incluido” y presumiblemente incluye los costos de financiamiento.

## Unistar

El consorcio Unistar participa en un *joint venture* de Constellation Energy (Baltimore Gas & Electric) y EDF, formado en 2007. Por ello, EDF tomó una participación de 49,9% en los activos nucleares existentes de Constellation. Unistar tiene tres proyectos: Calvert Cliffs (Maryland), Nine Mile Point (New York) y Elmore (Idaho), todos para un EPR. El más avanzado de éstos es Calvert Cliffs, que estuvo en la lista para garantías de préstamos. Los otros dos, Nine Mile Point y Elmore, no avanzarán activamente hasta que haya alguna perspectiva de conseguir garantías de préstamos para ellos. En diciembre de 2009, Unistar pidió a la NRC congelar su petición para una licencia combinada de construcción y operación para Nine Mile Point.<sup>102</sup> El proyecto Elmore está menos avanzado que el de Nine Mile Point. En abril de 2009, el CEO de UniStar dijo que Constellation no había anunciado públicamente los costos pronosticados para Calvert Cliffs y que esas cifras son confidenciales.<sup>103</sup>

## NRG

El proyecto de “South Texas” (Sur de Texas) es para dos ABWR que Toshiba suministraría, empresa que reemplazó a GE-Hitachi como el vendedor en esencia del mismo diseño en marzo de 2008. Es el único proyecto que indica el diseño ABWR, aunque algunos de los proyectos que indican el ESBWR pueden cambiar al ABWR. Estuvo en la lista para garantías de préstamos del USDOE. Este proyecto ganó mucha publicidad a fines de 2009. “Nuclear Innovation North America” (NINA), un *joint venture* de NRG, con 88%, y Toshiba, con 12% del patrimonio, es dueña de 50% del proyecto South Texas. CPS, que pertenece al municipio de San Antonio, es dueña del otro 50%. Sin embargo, en octubre de 2009 CPS declaró que quería reducir su participación a 20 ó 25%,<sup>104</sup> y en diciembre

---

100 Nuclear Engineering International, “Power Market Developments – The American Way”, junio 2008.

101 SNL Power Week (Canada), “SCE&G Discloses New Costs for Summer Nuke Expansion”, 5 junio 2009.

102 Nucleonics Week, “UniStar Puts Further Hold on Nine Mile Point-3”, 10 diciembre 2009.

103 Daily Record (Baltimore), “Constellation Energy CEO: French Firm Won’t Influence Baltimore Gas & Electric Co.”, 28 abril 2009.

104 Nucleonics Week, “NRG ‘Perplexed’ as CPS Explores Exiting Plan for New Texas Reactors”, 10 diciembre 2009.



investigaba la posibilidad de salir del proyecto totalmente. Eso después que se supo que el cálculo de costos por parte de Toshiba (el vendedor) para el proyecto de expansión era cerca de \$4 mil millones más alto que la cifra de \$13 mil millones que CPS había dado a funcionarios del municipio. CPS puso un recurso legal el 6 de diciembre, pidiendo a la corte clarificar sus derechos en caso de salir del proyecto. La disputa escaló al 23 de diciembre, cuando NINA puso una denuncia diciendo que CPS había roto el contrato y debería perder los cientos de millones de dólares que había invertido. CPS puso una contradenuncia por un valor de \$32 mil millones unas horas después, aseverando que NRG y Toshiba habían atraído a CPS al proyecto a través de "comportamiento fraudulento, difamatorio e ilegal", y que luego habían tratado de sacar a CPS del proyecto.<sup>105</sup> En octubre de 2009 se supo que el pronóstico de costos para los dos ABWR de "South Texas" era alrededor de \$17 mil millones, incluyendo el financiamiento. No hay cálculos actualizados sin los costos de financiamiento.

## **TXU Energy**

El proyecto "Comanche Peak" (Texas) es la única propuesta para el APWR. Estuvo en la primera lista para garantías de préstamos del USDOE pero posteriormente fue relegado a la primera reserva. No se han publicado pronósticos de costos para el proyecto Comanche Peak.

## **Exelon Corporation**

En noviembre de 2008, Exelon abandonó el ESBWR para su emplazamiento de Victoria (Texas), donde se planificaban dos unidades, y se informó que estaba investigando diseños alternativos.<sup>106</sup> En junio de 2009, Exelon anunció que postergaba su proyecto Victoria por hasta 20 años, aunque seguía con el proceso para un "Early Site Permit" (Permiso Precoz para un Emplazamiento).<sup>107</sup>

## **Dominion**

El proyecto North Anna fue uno de los primeros en anunciarse y se esperaba que usara el ACR-700 canadiense. En 2005, sin embargo, Dominion declaró que abandonaba el ACR-700 en favor del ESBWR. En enero de 2009, Dominion declaró que no podía acordar términos con GE- Hitachi para suministrar la central. Dominion luego anunció que usaría

---

105 San Antonio Express, "Mayor Calls for Meeting of Reactor Partners", 5 enero 2010.

106 Nucleonics Week, "Exelon Drops ESBWR, Looks at Other Reactor Designs for Its Texas Project," 27 noviembre 2008

107 Greenwire, "Exelon Suspends Plans for Texas Plant," 1 julio 2009

un “proceso competitivo”, para ver si otros vendedores podían suministrar un reactor para North Anna-3 “que podría licenciarse y construirse bajo términos aceptables para la empresa”.<sup>108</sup> Dominion espera tomar su decisión acerca de un proveedor antes de fines del primer trimestre de 2010.

## Entergy

En febrero de 2009, Entergy pidió a la NRC congelar la revisión de sus postulaciones para “Grand Gulf” (Texas) y “River Bend” (Louisiana) por las preocupaciones acerca de los aumentos en los precios.<sup>109</sup> El Presidente y CEO de Entergy, James Leonard, dijo que la empresa “se estrelló en una muralla de ladrillos” al negociar un contrato para la ingeniería, suministro y construcción del ESBWR con GE Hitachi, porque el precio subió a más de \$10 mil millones. Él dijo que esto fue bastante más allá de los pronósticos originales.<sup>110</sup>

## Duke Energy

El proyecto “Lee” (Carolina del Sur) de Duke es para dos AP1000. En septiembre de 2009, Duke dijo que esperaba empezar la operación de la primera unidad en 2021 y la segunda en 2023, tres años más tarde que lo planificado originalmente.<sup>111</sup> Duke Energy calculó en noviembre de 2008 que el costo “overnight” para la central nuclear de dos unidades en Lee sería de \$11 mil millones, el doble de su cálculo previo.<sup>112</sup>

## Progress Energy

El proyecto Harris (Carolina del Norte) y el de Levy (Florida) son para dos AP1000 ambos. No se ha avanzado en un compromiso para construir estas centrales. El plan tentativo de Progress es iniciar la operación comercial de la primera de las dos centrales planificadas en Harris en 2019 y la segunda en 2020. Sin embargo, con menor crecimiento en la demanda que lo pronosticado, Progress podría elegir ser socio en los proyectos de Duke o Dominion. El cronograma de las centrales de Levy también ha sido postergado, desde su finalización en 2016/17 hasta 2019/20.<sup>113</sup> No obstante, Progress Energy ha sido autorizado a recolectar

---

108 Nuclear News, “Sales Talks Stall with Entergy, Dominion,” febrero 2009

109 Nucleonics Week, “Entergy Revises Construction Plans, Looks again to Acquisitions,” 26 febrero 2009, p. 1.

110 Nucleonics Week, “ESBWR Design Certification Rule To Be Completed in September 2011,” 12 noviembre 2009.

111 Nucleonics Week, “Duke May Push Back Startup of Lee Units,” 10 septiembre 2009.

112 WNN, “Duke Raises Cost Estimate for Lee Plant,” 7 noviembre 2008.

113 Inside NRC, “Potential AP1000 Buyers Unsure If NRC Design Finding Will Cause Delays,” 26 octubre 2009.

casi \$207 millones para la construcción y obras asociadas en Levy-1 y -2. Esto significa \$5,86 adicionales para el consumidor promedio.<sup>114</sup> En febrero de 2009, Progress calculó que el costo de la construcción de Levy sería \$14 mil millones, excluyendo los costos de la transmisión y conexión de \$3 mil millones.<sup>115</sup>

## AmerenUE

Ameren anunció que se retiraría su proyecto EPR en Callaway (Missouri), ya que “la legislación actual no nos dará la seguridad regulatoria y financiera que necesitamos para terminar este proyecto.”<sup>116</sup>

## DTE Energy

El proyecto de DTE Energy es para una unidad ESBWR en el emplazamiento de Fermi (Michigan). Se informa que el costo sería cerca de \$10 mil millones, pero no está claro lo que incluye este costo.<sup>117</sup>

## PPL Corporation

El proyecto de PPL en Bell Bend (Pennsylvania) es para un solo EPR en un *joint venture* entre PPL como el socio principal y Unistar. El sitio Web para el proyecto declara que el costo sería de \$13 a 15 mil millones, incluyendo la escalada, costos de financiación, el combustible nuclear inicial, contingencias y reservas.<sup>118</sup>

## Amarillo Power

El proyecto “Amarillo” es para dos EPR y también es un *joint venture* entre Unistar y, en este caso, Amarillo Power. No se había postulado aún a una licencia combinada de construcción y operación a finales de 2009.

---

114 Nuclear News, “The Florida PSC Approved Rate Recovery for New Reactors,” noviembre 2009.

115 Nuclear News, “EPC Contract Signed for Two AP1000s,” febrero 2009.

116 Ameren, “Ameren UE Requests Sponsors to Withdraw Missouri Clean and Renewable Energy Construction Bills in General Assembly,” press release, 23 abril 2009, <http://ameren.mediaroom.com/index.php?s=43&item=634>.

117 Tina Lam, “DTE Applies for Another Nuclear Plant,” Detroit Free Press, septiembre 19, 2008, <http://www.freep.com/apps/pbcs.dll/article?AID=/20080919/NEWS05/809190398>.

118 <http://www.bellbend.com/faqs.htm>

## FPL

El proyecto Turkey Point es para dos AP1000. En noviembre de 2009, la “Florida Public Service Commission” (Comisión para el Servicio Público de Florida, instancia regulatoria de empresas eléctricas y de agua del Estado) aprobó que FPL empezara a recolectar el costo de construcción de estas dos unidades de los consumidores en 2010.<sup>119</sup> La comisión aprobó la recolección de \$62,7 millones en costos.<sup>120</sup> FPL dijo a la “Florida Public Service Commission” que pronosticó un costo “overnight” de la construcción para “Turkey Point” en el rango de \$3.108 a 4.540/kW.<sup>121</sup> Sin embargo, en septiembre de 2009, FPL dijo que el rango de costos esperado había aumentado desde \$12,1 - 17,8 mil millones a \$15 - 18 mil millones y, por eso, que las fechas de finalización probablemente se postergarían desde las ya anunciadas: 2018 y 2020.<sup>122</sup>

## TVA

La “Tennessee Valley Authority” (Autoridad del Valle de Tennessee) es muy diferente a otras empresas eléctricas de EE.UU. porque pertenece 100% al gobierno federal. Por eso, no está sujeta a la autoridad de nivel de Estado como otras empresas eléctricas. También tiene mejor acceso a capital y no tiene problemas con su calificación crediticia. Por lo tanto, no necesita (y no es elegible para) garantías de préstamos federales. Entonces no es ninguna coincidencia que haya estado en la vanguardia de los esfuerzos para empezar de nuevo los pedidos para centrales nucleares. Las perspectivas para las dos unidades con AP1000 planificadas para el emplazamiento Bellefonte, uno de los primeros proyectos identificados por el programa “Nuclear Power 2010”, han sido nubladas por la propuesta de la TVA de terminar dos unidades parcialmente construidas, donde las obras se congelaron a mediados de los 80. En diciembre de 2009, la TVA publicó una declaración de impacto ambiental para diferentes planes de expansión, pero ninguno de ellos incluía una segunda unidad AP1000 para Bellefonte. Entonces parece que esto queda, en efecto, cancelado.<sup>123</sup> Si se pudiesen reinstaurar los permisos para la construcción de las unidades parcialmente construidas, terminarlas podría ser una manera mucho más barata de satisfacer la demanda que construir una central nueva. La TVA ha calculado que el costo “overnight” de la construcción para las dos unidades AP1000 sería entre \$5,6 y 10,4 mil millones.<sup>124</sup>

---

119 Nuclear News, “The Florida PSC Approved Rate Recovery for New Reactors,” noviembre 2009.

120 Tenders Info, “United States: Florida Nuclear Utilities Recover Expansion Costs,” 22 octubre 2009.

121 Nuclear Engineering International, “Power Market Developments.”

122 Nucleonics Week, “FP&L Continuing with Plans to Build Reactors, but May Change Schedule.”

123 Nuclear News, “TVA Announced the Issuance of Its Bellefonte Draft EIS,” diciembre 2009.

124 Chattanooga Times, “Estimates Rise.”



