

Una operación más flexible: APS y sus aplicaciones

F. Osorio de Rebellón, C. López y M.J. Fiol

En este artículo se presenta el estado actual regulatorio sobre la calidad y el alcance que deben tener los APS para sus aplicaciones más avanzadas. Se señalan también las aplicaciones del APS que están más orientadas a la flexibilidad de la operación de las centrales, tanto a potencia como en parada, destacando la iniciativas del NEI referentes a las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento (ETF) informadas por el riesgo. De gran importancia es la implantación y el uso del Monitor de Riesgo en las centrales, especialmente con la novedosa Iniciativa 4b del NEI, que permitirá un control de la configuración del riesgo dentro de unas ETF más flexibles.

The current regulatory situation regarding scope and quality of PSA intended for the most advanced applications is displayed in this article. Emphasis is put on PSA applications directed to get a more flexible plant operations, both at power as during shutdown states. In this way, NEI initiatives to risk-inform Technical Specifications (TS) are outstanding. Importance of implementation and use of Risk Monitors is pointed out, linking it with the most novel and hopeful NEI Initiative, called 4b, that will allow a risk configuration control within a more flexible set of TS.

INTRODUCCIÓN

Después de más de treinta años de la publicación del WASH-1400 o veinticinco del PRA Procedures Guide (NUREG/CR-2300; Jan '83), nos encontramos con que, cuando acudimos a reuniones internacionales, se sigue refiriendo a los análisis probabilistas con frases como "el uso de técnicas *novedosas* para evaluación de seguridad...". Indudablemente, a los españoles nos sorprende más este calificativo, dada la pronta, eficaz y extensa implantación que los APS tuvieron en España, tras la experiencia piloto de C.N. Santa María de Garoña y la edición del Plan Integrado de Realización y Utilización de los APS, con los sucesivos requisitos individualizados y progresivos en alcance por parte del CSN y los posteriores intentos de aplicación con diferente nivel de éxito.

En este artículo se describirá el estado normativo del uso de los APS en España, así como sus principales aplicaciones, centrándonos, entre ellas, en las que permiten una mayor flexibilidad en la operación, destacando la implantación y el uso del Monitor de Riesgo.

DESARROLLO Y ESTADO ACTUAL DEL APS

Los Análisis Probabilistas de Seguridad (APS) deben cumplir unos requisitos mínimos para poder ser utilizados en la realización de aplicaciones informadas por el riesgo.

En 1995, la Comisión Reguladora Nuclear de Estados Unidos (NRC) publicó una Declaración [1] sobre la utilización de los Análisis Probabilistas de Seguridad (APS), recomendando su uso en todos los asuntos reguladores. Esta Declaración establece que el uso de los APS debería incrementarse de forma que complementen los análisis deterministas. Desde ese momento, se han implantado diversas aplicaciones que apoyan incluso modificaciones en los programas de inspecciones de seguridad o la modificación de regulaciones relacionadas con la seguridad.

En consecuencia, la fiabilidad de la información obtenida de los APS pasa a ser un asunto crucial, pues la precisión del contenido técnico debe ser suficiente para justificar los resultados y conclusiones de apoyo a las decisiones adoptadas.

La Guía Reguladora 1.200 [2] describe un método para determinar si la calidad de un APS, en su totalidad o en las partes que apoyan una aplicación determinada, es suficiente para que pueda ser utilizado en la toma de decisiones reguladoras para reactores de agua ligera.

Esta Guía es coherente con la Declaración de la NRC antes mencionada y con la Guía Reguladora 1.174 [3], desarrollada a consecuencia de aquella, y que constituye una Guía para las aplicaciones encaminadas a modificaciones de las bases de licencia.

La industria también ha editado diversas publicaciones para fijar los



FRANCISCO JAVIER OSORIO

DE REBELLÓN tiene 13 años de experiencia trabajando en el departamento de Generación Nuclear de Iberdrola Ingeniería. Actualmente participa en la implantación de un monitor de riesgo EOOS en la central nuclear de Balakovo (Rusia).



CARLOS LÓPEZ FERNÁNDEZ-QUEVEDO

es Ingeniero Superior Industrial (Especialidad Técnicas Energéticas) por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Madrid. Actualmente, desempeña las tareas de Jefe de Proyecto de los APS de C. N. Trillo I y de U.N. Angra 2 (Brasil) para Iberdrola Ingeniería y Construcción.



MARIANO J. FIOL es licenciado en Ciencias Físicas por la Universitat de les Illes Balears y diplomado en Ingeniería Nuclear por el CIEMAT. Es responsable del Área de Ingeniería de Seguridad, dentro de la División de Generación Nuclear de Iberdrola Ingeniería y Construcción y está también involucrado en proyectos de mejora de la Seguridad Nuclear en países del Este del Europa.

requisitos que deben cumplir los APS. Así la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME) publicó un código para un APS para sucesos internos a plena potencia, excluyendo el análisis de incendios, editando posteriormente las adendas A y B en diciembre de 2003 y diciembre de 2005, respectivamente [4, 5 y 6] donde establece los requisitos para los APS usados para apoyar las decisiones informadas en el riesgo en centrales nucleares de agua ligera, y prescribe un método para la utilización de estos requisitos en las aplicaciones específicas.

Por su parte, la Organización Internacional de Energía Atómica (OIEA) editó en julio de 2006 un documento técnico [7] donde suministra información sobre las características, identificadas en forma de atributos de los principales elementos de un APS, para que sea apropiado para el desarrollo de aplicaciones.

En España, el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN), en el Programa Integrado de Realización y Utilización de los Análisis Probabilistas de Seguridad (APS) en España, pone de manifiesto la importancia que tienen los APS para ser utilizados en la gestión integral de la seguridad y como herramienta básica para la toma de decisiones.

Como consecuencia de ello, teniendo en cuenta que tanto por parte de las centrales como del CSN se está haciendo cada vez más frecuente la realización de aplicaciones de APS para apoyar diversas modificaciones o evaluaciones, se publicó la Guía de Seguridad 1.14 [8], que tiene como objeto desarrollar los criterios básicos que deben cumplir los análisis o evaluaciones de seguridad informados por el riesgo. En esta Guía se señala, de forma genérica, la necesidad de disponer de un APS actualizado como requisito para la realización de aplicaciones de APS y se definen los requisitos mínimos que dicha actualización debe requerir para ser aceptable como soporte de una aplicación. Con la Guía de Seguridad 1.15 [9] se establece y desarrolla, con el nivel de detalle suficiente, los aspectos necesarios que hay que considerar en el proceso de actualización y mantenimiento de los APS y los requisitos que debe cumplir dicho proceso.

La GS-1.14 establece unos requisitos mínimos en relación con el alcance, detalle y grado de actualización del APS, para garantizar la efectividad de su utilización como herramienta útil en la toma de decisiones informadas por el riesgo.

El alcance del APS disponible para cada central, depende del nivel de desarrollo del Programa Integrado del CSN. Sin embargo, el no disponer de un APS de alcance completo no debe implicar la imposibilidad de realizar

aplicaciones. Cada aplicación concreta deberá evaluarse para determinar si el alcance del APS disponible es suficiente para permitir la toma de decisiones relacionadas con dicha aplicación, o si fuese necesaria la utilización de otras herramientas complementarias.

Las limitaciones del APS base de partida pueden suplirse mediante ampliaciones de su alcance, o bien mediante la utilización de técnicas complementarias o análisis de tipo cualitativo que cubran el alcance adicional necesario para cada aplicación concreta.

De acuerdo con esta Guía, el APS a utilizar en aplicaciones informadas por el riesgo deberá tener suficiente nivel de detalle, de forma que tenga en cuenta, explícitamente, las dependencias más significativas, deberá reflejar de una forma realista las características de diseño y operación de la central y deberá tener elementos que puedan modificarse, de forma sencilla, para representar el cambio que se requiera evaluar. Además, la base de datos del APS deberá estar preparada para permitir la realización de los análisis de incertidumbre y sensibilidad que, en algunos casos, pudiesen resultar necesarios para la correcta interpretación de los resultados de una aplicación concreta.

Por último, la Guía exige que el APS sea mantenido y actualizado con la frecuencia adecuada, para garantizar que continúa reflejando la realidad de la planta que representaba el APS base en el momento de su realización. El proceso a seguir para el adecuado mantenimiento y actualización de los APS está descrito en la Guía GS-1.15 mencionada anteriormente.

En la actualidad, todas las centrales españolas han desarrollado un APS con el alcance indicado en el Programa Integrado de realización y utilización de los APS en España y con un nivel de detalle adecuado y una calidad acreditada para su utilización en diversas aplicaciones.

PRINCIPALES APLICACIONES COMO APOYO A LA OPERACIÓN

Desde su concepción inicial, el APS es una herramienta de evaluación y análisis que, más allá de aportar resultados tanto cualitativos como cuantitativos, está orientada a su aplicación. Efectivamente, una vez que se dispone de una herramienta que nos proporciona el nivel de riesgo de daño al núcleo, o de ocurrencia de un accidente severo, y nos permite a su vez determinar desde diferentes ópticas tanto la importancia relativa como la sensibilidad de estos valores de riesgo frente al cambio, es indudable su potencial para el apoyo en la toma de decisiones.

Decimos que el análisis puede realizarse desde diversas ópticas porque permite evaluar importancias de secuencias de eventos que conducen al daño al núcleo, de sucesos iniciadores (accidentes y transitorios), de sistemas y de componentes individuales. También permite evaluar el impacto de modificaciones en el diseño, en las prácticas de mantenimiento y en la operación, normal, anormal y de emergencia, de la central.

Estas aplicaciones se han clasificado de diferentes maneras, siendo una de las más conocidas la del SECY 98-300 de la NRC: Opción 1 (relacionadas con la modificación de bases de licencia), Opción 2 (relacionada con la aplicación de requisitos de tratamiento especial) y Opción 3 (modificaciones de los criterios de diseño). Otra clasificación nos referirá al uso que se hace de cada una de ellas, por ejemplo, si permite licenciar una modificación en el diseño, monitorizar la calidad del mantenimiento, mejorar el entrenamiento, focalizar los recursos de inspección o prueba sobre los equipos y componentes más significativos para el riesgo, etc.

Nos interesa en este artículo hacer notar que muchas aplicaciones del APS permiten flexibilizar la operación de la central y en particular están relacionadas con las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento (ETF). Incluso algunas aplicaciones del APS que parecen más relacionadas con el mantenimiento, como el *on-line maintenance*, tienen una clara incidencia en la operación de la central en parada.

El primer paso para informar por el riesgo las ETF consistió en la aprobación por la NRC de la RG 1.177 "An Approach for Plant-Specific, Risk-Informed Decisionmaking: Technical Specifications" que, basándose en los principios de la RG 1.174, permite el ajuste de los tiempos permitidos fuera de servicio (AOT) y de intervalo entre pruebas (STI) mediante un análisis mixto probabilista y determinista. De acuerdo con esta metodología, la normativa vigente debe seguir cumpliéndose, los márgenes de seguridad y la defensa en profundidad deben preservarse y el incremento en el riesgo debe ser mínimo.

A raíz de la emisión del SECY 98-300 de la NRC, se pensó que las ETF, como un requisito de tratamiento especial de los sistemas afectados, podían informarse por el riesgo aplicando la metodología desarrollada por el NEI en la guía NEI 00-04 "10 CFR 50.69 SSC Categorization Guideline" de manera que las ETF sólo afectasen a sistemas significativos para el riesgo. No obstante, la NRC, a través del SECY-00-194 dictaminó

que esta metodología no era aplicable y que debían desarrollarse grupos de trabajo específicos para cada uno de los aspectos de las ETF que se quisieran modificar. Como resultado, la industria nuclear norteamericana creó los TSTF (grupos de trabajo para especificaciones técnicas) centrados en las diversas iniciativas. Sin afán de entrar en los detalles técnicos, que requerirían un artículo completo, estas iniciativas, junto con su estado de implantación, son:

Iniciativa 1

Su objeto es permitir que el estado final sea parada caliente en lugar de parada fría, mientras se realiza la reparación de determinados componentes. Ha sido aprobada por la NRC para plantas BWR en 2006.

Iniciativa 2

Permite replanificar el tiempo para completar un requisito de vigilancia incumplido de forma involuntaria, después de analizar y gestionar el riesgo. Aprobada por la NRC en 2001. Esta iniciativa ha sido implementada en numerosas centrales.

Iniciativa 3

Esta iniciativa permite cambios de modo con componentes inoperables, después de analizar y gestionar el riesgo. Aprobada por la NRC en 2003. Implementada en numerosas centrales.

Iniciativa 4a

Está asociada con la extensión de los AOT (tiempo máximo permitido fuera de servicio). Esta iniciativa fue creada para reconocer que cada grupo de propietarios había presentado solicitudes de extensión de AOT informadas por el riesgo, que están actualmente en proceso de revisión por la NRC. Actualmente las centrales prefieren optar por la iniciativa 4b.

Iniciativa 4b

Consiste en aplicar la gestión de las configuraciones de riesgo para extender temporalmente el tiempo permitido de inoperabilidad dentro de una CLO de las Especificaciones Técnicas. La NRC ha aprobado la metodología NEI 06-09 [10] y ha aprobado la propuesta presentada por la central de South Texas (julio 2007).

Iniciativa 5

Permitirá a los licenciarios determinar la frecuencia requerida para las actividades de vigilancia, al pasar los STI a un programa controlado por el licenciario. La NRC ha aprobado la metodología NEI 04-10 [11] y la propuesta de la central de Limerick (septiembre 2006).

Iniciativa 6

Aborda la Especificación Técnica 3.0.3 y trata de evitar la parada de la unidad a corto plazo por razones administrativas. Actualmente se encuentra en revisión.

Iniciativa 7

Se desarrollará en una ET del tipo 3.0.x que permitirá a los licenciarios retrasar hasta 30 días la aplicación de requisitos de una determinada CLO si la inoperabilidad ha sido causada por estar inoperable una característica de diseño (barreras, soportado, HVAC, etc.) que no afectan a la función principal del sistema. La NRC ha aprobado algunas propuestas que siguen la metodología NEI 04-08 [12].

Iniciativa 8

Se centra en el alcance de las Especificaciones Técnicas para aquellas CLO que se considera que no cumplen los criterios para estar en las ET. Además, se considera la posibilidad de proponer un cambio de normativa que requiera informar por el riesgo los criterios de los que necesita estar en el alcance de las ETF.

MONITORES DE RIESGO Y LAS ESPECIFICACIONES INFORMADAS EN EL RIESGO

Los monitores de riesgo son herramientas informáticas que miden de forma cuantitativa la seguridad de las centrales nucleares. Están soportados por los análisis probabilistas de seguridad (APS). Los APS analizan de forma cuantitativa la probabilidad de éxito que tienen los sistemas de mitigar los transitorios o accidentes más probables y el resultado de estos análisis se mide, por lo general, en la frecuencia de daño al núcleo (FDN) expresada en año⁻¹.

Mientras que el APS da un valor medio anual del riesgo de la central, el monitor de riesgo calcula el riesgo puntual de la instalación en función de la configuración específica de la planta en cada momento. Es decir, de los componentes que están indisponibles y de los alineamientos de cada sistema. La relación entre el riesgo puntual y el riesgo base permite obtener el nivel de seguridad de la central.

Uso del Monitor de Riesgo en la Regla de Mantenimiento

El desarrollo de los monitores de riesgo comienza a extenderse a partir de la aplicación de la Regla de Mantenimiento. La Regla de Mantenimiento, que es obligatoria para todas las centrales nucleares españolas, se desarrolló en la guía NUMARC 93-01 [13] y se incluyó posteriormente dentro de la normativa americana en el apartado 10CFR.50.65. Esta normativa obliga, dentro del apartado (a)(4), a que antes de realizar actividades de mantenimiento sobre componentes significativos para la seguridad y la salud, se evalúe y gestione el incremento de riesgo que pudiera resultar de la realización de las tareas de mantenimiento propuestas.

Aunque la norma no obligaba al uso de monitores de riesgo, esta herramienta simplificaba mucho el proceso de evaluación. En la actualidad la gran mayoría de los reactores españoles han optado por el uso de esta herramienta para la evaluación del apartado (a)(4). En la Oficina Técnica de Mantenimiento se analiza la planificación de mantenimientos y pruebas, y se evalúan los incrementos de riesgo que se producen durante las tareas. Los límites de riesgo que da la guía son los siguientes:

- El riesgo puntual (FDN) resultante de una configuración no puede exceder de 10⁻³/año

- El incremento de riesgo, en la FDN, resultante de una configuración multiplicado por el tiempo que va a durar no puede exceder el valor de 10⁻⁵/año y en caso de superarse el límite de 10⁻⁶/año se necesitará establecer acciones para gestionar dicho riesgo.

Uso del Monitor de Riesgo en otras aplicaciones

La utilidad de los monitores de riesgo no se centra únicamente en ser soporte de la regla de mantenimiento. Se han realizado muchas otras aplicaciones en las que se ha utilizado los monitores de riesgo como el mantenimiento a potencia, la extensión de los tiempos límite de inoperabilidad permitido por las especificaciones de funcionamiento, planificaciones de recargas, apoyo en operación, etc.

- El mantenimiento a potencia permite descargar sistemas de seguridad durante la operación a potencia de la central. Es una entrada voluntaria en las especificaciones de funcionamiento para realizar mantenimientos que solo se podían realizar durante la recarga. La mayoría de las centrales tienen actualmente un programa de mantenimiento a potencia de algunos sistemas de seguridad. Mediante el monitor de riesgo se realiza la evaluación cuantitativa del incremento de riesgo que se produce durante estos mantenimientos.
- Extensión de tiempo de indisponibilidad permitido por ETF. Recientemente el CSN ha permitido el aumento de indisponibilidad de los generadores diesel de salvaguardia de CN Trillo de 14 días a 28 días para los casos excepcionales de revisión o sustitución del alternador. Para realizar la evaluación cuantitativa se ha utilizado el monitor de riesgo.
- Evaluación del riesgo en parada. La realización de los APS ha demostrado que los riesgos durante la recarga pueden ser mayores que durante la operación a potencia por ello algunas centrales como CN Cofrentes y Santa

María de Garoña han desarrollado un monitor de riesgo en parada que le permite:

— En la planificación: Gestionar el riesgo de las actividades planificadas durante la recarga de una manera más efectiva, reduciendo al mínimo los tiempos de las configuraciones en las que se alcancen picos de riesgo.

— Durante la recarga: Permitir un seguimiento en continuo del riesgo, valorando las acciones compensatorias requeridas por situaciones sobrevenidas.

El monitor de riesgo en parada contempla la disponibilidad detallada de los componentes y sistemas capaces de mitigar un transitorio o accidente, por lo que ofrece un control del riesgo más flexible que los métodos basados en las guías de NUMARC e INPO para control de las funciones clave de seguridad en parada.

Especificaciones Técnicas informadas en el riesgo (Iniciativa 4B)

La aplicación más revolucionaria del monitor de riesgo es conocida como la iniciativa 4B.

Esta iniciativa trata de flexibilizar los tiempos límite de inoperabilidad de las especificaciones de funcionamiento. Permite extensiones temporales de los tiempos límite de inoperabilidad dentro de una condición límite de operación, utilizando una implementación cuantitativa del 10CFR50.65 (a)(4).

Con esta aplicación en caso completarse el tiempo permitido de indisponibilidad dado por las especificaciones de funcionamiento, la central puede optar por aplicar las especificaciones informadas en el riesgo (en inglés *Risk Informed Technical Specifications, RITS*). Éstas calcularán el tiempo límite en base a lo indicado en la guía NUMARC 93-01. El nuevo tiempo límite será:

$$IPDN = (R_1 - R_0) \cdot RICT = 1E-5$$

$$RICT = 10^{-5} / (R_1 - R_0)$$

Donde:

- IPDN es el incremento de probabilidad de daño al núcleo

- RICT (*Risk Informed Completion Time*) es el tiempo máximo de inoperabilidad permitida por las especificaciones informadas en el riesgo.

- R_1 es el riesgo de la configuración evaluada.

- R_0 es el riesgo base de la planta con todos sus componentes operables.

Y siempre debe cumplirse que:

$$- R_1 < 10^{-3} / \text{año}$$

$$- RICT \leq 30 \text{ días}$$

Además se define un tiempo RMAT (*Risk Management Action Time*) que produce un incremento de probabilidad de daño al núcleo $IPDN = (R_1 - R_0) \cdot t = 10^{-6}$ a partir del cual se deberán tomar medidas compensatorias para gestionar el riesgo.

Ejemplo central PWR con bomba de servicios esenciales inoperable

R_1 riesgo con bomba fuera de servicio = $1E-4$ /año

R_0 riesgo base sin mantenimientos = $5E-5$ /año

IPDN: Incremento de probabilidad de daño al núcleo

RMAT: Tiempo máximo para tomar medidas compensatorias de gestión del riesgo.

RICT: Tiempo máximo de inoperabilidad permitido por las especificaciones informadas en el riesgo.

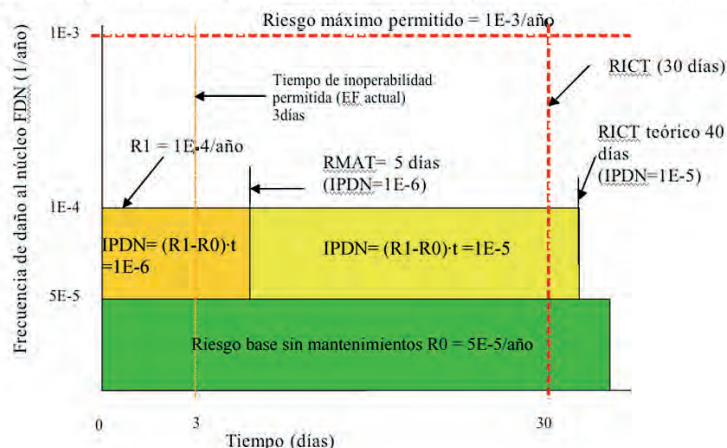


Figura 1.

En la figura 1 se representa un ejemplo teórico de la aplicación de esta iniciativa. Se supone una central PWR en donde se analiza la puesta fuera de servicio de una bomba de agua de alimentación auxiliar. El tiempo máximo permitido por especificaciones de funcionamiento (EF) es de 72 horas. Mientras que el tiempo para tomar medidas compensatorias RMAT ($IPDN=1E^{-6}$) es de 5 días y el tiempo límite de inoperabilidad teórico RICT ($IPDN=1E^{-5}$) es de 40 días pero este tiempo no puede ser mayor de 30 días. En resumen (ver tabla 1).

En mayo de 2007 la Nuclear Regulatory Commission (NRC) aprobó la guía para esta iniciativa NEI-06-09 [10].

En julio de 2007 la NRC aprobó la iniciativa 4B presentada por la compañía Exelon para la central nuclear de South Texas basada en la guía NEI-06-09. Esta central ha venido aplicando esta metodología desde entonces aunque es de destacar que en ningún momento han completado el tiempo permitido en las especificaciones de funcionamiento estándar.

El NEI (*Nuclear Energy Institute*) organiza del 11 al 13 de febrero de 2008 un seminario acerca de esta iniciativa. En donde se analizará la experiencia de South Texas y las claves para realizar

esta iniciativa. La NRC también participará en este seminario apoyando esta iniciativa y exponiendo los requisitos que deben de cumplir las centrales que presenten esta iniciativa.

Iberdrola Ingeniería ha participado activamente desde 1998 en el grupo de usuarios de Riesgo y Fiabilidad del EPRI en donde se desarrollan las herramientas del monitor de riesgo EOOS. Actualmente forma parte de los subcomités de desarrollo y de calidad. En el año 2006 Francisco Osorio recibió el premio de EPRI *Nuclear Technology Transfer Award* por su implicación en el desarrollo de estas herramientas.

Iberdrola Ingeniería ha desarrollado los monitores de riesgo de las centrales nucleares de Cofrentes, Vandellós II y Ascó I y II en España, así como, el monitor de riesgo de la central nuclear de Angra II en Brasil. A finales del año 2007 ganó la oferta de la Comisión Europea para implantar la tecnología del Monitor de Riesgo en Rusia, en particular para reactores VVER-1000, desarrollando, como piloto, un monitor de riesgo para la central nuclear de Balakovo.

Por otra parte, Iberdrola Ingeniería ha desarrollado diversos proyectos piloto en España para demostración de la

	Tiempo actual de Especificaciones	RMAT (tiempo p toma medidas compensatorias)	RICT (tiempo especificaciones informadas en el riesgo)
Inoperabilidad bomba alimentación auxiliar	3 días	5 días	30 días (teórico 40 días)

Tabla 1

implantación de la normativa informada por el riesgo (Opción 2) y de diversas iniciativas NEI para ETF, con fondos del CSN y de UNESA.

CONCLUSIONES

Como se ha visto a lo largo de este artículo, tras un largo proceso, se está terminando de sistematizar los requisitos que debe cumplir un APS para poder ser aplicado extensamente. En particular, el Monitor de Riesgo abre las puertas a una operación bajo ETF más flexibles. En ellas, el nivel de riesgo de la instalación viene controlado por el operador, apoyado por la información del Monitor de Riesgo, más que por el estricto cumplimiento de las limitaciones y los plazos especificados.

Una vez bien consolidadas las metodologías de desarrollo y actualización del APS, éste se mantiene como una herramienta novedosa de análisis gracias a un horizonte de aplicaciones cada vez más amplio.

REFERENCIAS

- [1]. U.S. Nuclear Regulatory Commission. "Use of Probabilistic Risk Assessment Methods in Nuclear Activities: Final Policy Statement," Federal Register, Vol. 60, August 16, 1995, p. 42622 (60 FR 42622)
- [2]. Regulatory Guide 1.200. An approach for determining the technical adequacy of Probabilistic Risk Assessment results for risk-informed activities. Revisión 1. Enero-2007.
- [3]. Regulatory Guide 1.174. An Approach for Using Probabilistic Risk Assessment in Risk-Informed Decisions on Plant-Specific Changes to the Licensing Basis. Revisión 1. Noviembre-2002.
- [4]. ASME RA-S-2002. Standard for Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications. Abril-2002.
- [5]. ASME RA-Sa-2003. Standard for Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications, Addendum A to ASME RA-S-2002. Diciembre-2003.
- [6]. ASME RA-Sb-2005. Standard for Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications. Addendum B to ASME RA-S-2002. Diciembre-2005.
- [7]. IAEA-TECDOC-1511. Determining the quality of probabilistic safety assessment (PSA) for applications in nuclear power plants. Julio-2006.
- [8]. Guía de Seguridad 1.14. Criterios básicos para la realización de aplicaciones de los Análisis Probabilistas de Seguridad (Rev. 1). Julio-2007.
- [9]. Guía de Seguridad 1.15. Actualización y Mantenimiento de los Análisis Probabilistas de Seguridad. Marzo de 2004.
- [10]. NEI-06-09. Risk Informed Technical Specifications Initiative 4B, Risk Managed Technical Specifications (RMTS) Guidelines.
- [11]. NEI 04-10. Risk-Informed Method for Control of Surveillance Frequencies (Rev.0). Julio de 2006.
- [12]. NEI 04-08. Allowance for Non-Technical Specification Barrier Degradation on Supported System Operability (Rev.1). Marzo 2006.
- [13]. NUMARC-93-01. Industry Guideline for Monitoring the Effectiveness of Maintenance at Nuclear Power Plants (Rev. 3). Julio de 2000. ■

JORNADA DE PRIMAVERA DE LA SNE

La energía nuclear: una oportunidad profesional

Salón de actos de la ETSIIB-UPC
Avda. Diagonal, 647, Barcelona



5 de junio de 2008