



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

**Gestión de la operación, vigilancia y
mantenimiento de equipos de
seguridad de centrales nucleares a
corto y largo plazo**

TESIS DOCTORAL

Isabel Martón Lluch

Dirigida por:

Dr. Sebastián Salvador Martorell Alsina

Dr. Ana Isabel Sánchez Galdón

Noviembre 2015

Agradecimientos

En primer lugar quiero dar las gracias a Sebastián Martorell Alsina y a Ana Isabel Sánchez Galdón, por su apoyo, dedicación y su confianza en mí, porque sin su ayuda y motivación no habría podido realizar esta tesis. Trabajar con ellos es un placer.

Debo extender este agradecimiento a Sofía, Pablo, José Felipe, José Luis, Paco y Pablo, y a toda la gente del Grupo MEDASEGI, por la ayuda prestada durante este tiempo.

A mi familia, en especial a mis padres y a mi hermano por su apoyo incondicional durante estos años. Sin su esfuerzo y sacrificio todo esto no sería posible.

A Ángel por su paciencia, comprensión y por su don de hacer pequeños los problemas. Gracias.

Finalmente, al Ministerio de Economía y Competitividad por el apoyo económico a este trabajo mediante el proyecto ENE2013-45540-R, y en la beca de Formación de Personal Investigador (FPI) ENE2010-17449.

Als meus pares

Resumen

En los últimos años se han desarrollado diversos estudios enfocados a garantizar la operación segura de las centrales nucleares (CCNN), tanto en la operación dentro de la vida de diseño como en la operación a largo plazo. En ambos casos, las centrales deben de afrontar una Revisión Periódica de Seguridad (RPS), la cual, involucra, entre otras tareas, la evaluación del impacto en el riesgo del envejecimiento de Estructuras, Sistemas y Componentes (ESC) y del papel de los programas de gestión de activos, tales como los programas de vigilancia y de mantenimiento de la central. Para llevar a cabo esta evaluación, urge la necesidad de extender los modelos actuales del Análisis Probabilista de Seguridad (APS) para que tenga en cuenta de forma explícita no sólo el efecto del envejecimiento sino también el efecto de las políticas de gestión de componentes activos, en particular, las pruebas y mantenimientos.

La presente tesis doctoral pretende servir de ayuda en las evaluaciones de la seguridad de las CCNN, y en el contexto de las RPS, tanto en la operación dentro de la vida de diseño como en la operación a largo plazo. En este contexto se plantean dos objetivos principales. El primero, se basa en la propuesta y aplicación de una metodología de toma de decisiones basada en la utilización de los modelos y datos del APS para llevar a cabo la evaluación del impacto en el riesgo de cambios en las bases de licencia, concretamente en las ETF de las CCNN, en presencia de incertidumbres. El segundo, se basa en la adaptación y desarrollo de los modelos de fiabilidad y disponibilidad convencionales de ESC para que consideren de forma explícita no sólo el efecto del envejecimiento, sino también el efecto de las políticas de gestión de componentes activos, en particular de las pruebas y mantenimiento. Finalmente, estos modelos se han incorporado al APS con el objetivo de obtener un nuevo APS Extendido (APSE).

Tanto para la toma de decisiones informada en el riesgo para cambios en las bases de licencia, cómo para la toma de decisiones utilizando el nuevo modelo extendido, APSE, se aportan casos de aplicación que demuestran la viabilidad y aplicabilidad de los mismos.

El trabajo realizado en la presente tesis doctoral se enmarca dentro de la línea de investigación financiada por el Ministerio de Economía y Competitividad en el proyecto ENE2013-45540-R, “Desarrollo de Requisitos de vigilancia avanzados enfocados a la seguridad y competitividad de la operación a largo plazo de centrales nucleares” y en la beca de Formación de Personal Investigador (FPI) ENE2010-17449.

Resum

En els últims anys s'han desenvolupat diversos estudis enfocats a garantir l'operació segura de les centrals nuclears (CCNN), tant en l'operació dins de la vida de disseny com en l'operació a llarg termini. En ambdós casos, les centrals han d'afrontar una Revisió Periòdica de Seguretat (RPS), la qual, involucra, entre altres tasques, l'avaluació de l'impacte en el risc de l'envelliment d'Estructures, Sistemes i components (ESC) i del paper dels programes de gestió d'actius, com els programes de vigilància i de manteniment de la central. Per dur a terme aquesta avaluació, urgeix la necessitat d'estendre els models actuals de l'Anàlisi Probabilista de Seguretat (APS) perquè tinga en compte de manera explícita no sols l'efecte de l'envelliment sinó també l'efecte de les polítiques de gestió de components actius, en particular, les proves i manteniments.

La present tesi doctoral pretén servir d'ajuda en les avaluacions de la seguretat de les CCNN, i en el context de les RPS, tant en l'operació dins de la vida de disseny com en l'operació a llarg termini. En aquest context es plantegen dos objectius principals. El primer, es basa en la proposta i aplicació d'una metodologia de presa de decisions basada en la utilització dels models i dades de l'APS per a dur a terme l'avaluació de l'impacte en el risc de canvis en les bases de llicència, concretament en les ETF de les CCNN, en presència d'incerteses. El segon, es basa en l'adaptació i desenvolupament dels models de fiabilitat i disponibilitat convencionals d'estructures, sistemes i components perquè considerin de forma explícita no només l'efecte de l'envelliment, sinó també l'efecte de les polítiques de gestió de components actius, en particular de les proves i manteniment. Finalment, aquests models s'han incorporat al APS amb l'objectiu d'obtenir un nou APS Estès (APSE).

Tant per a la presa de decisions informada en el risc per canvis en les bases de llicència com per a la presa de decisions utilitzant el nou model estès, APSE, s'aporten casos d'aplicació que demostren la viabilitat i aplicabilitat dels mateixos.

El treball realitzat en la present tesi doctoral s'emmarca dins de la línia d'investigació finançada pel Ministeri d'Economia i Competitivitat en el projecte ENE2013-45540-R, “Desarrollo de Requisitos de vigilancia avanzados enfocados a la seguridad y competitividad de la operación a largo plazo de centrales nucleares” i en la beca de Formació de Personal Investigador (FPI) ENE2010-17449.

Abstract

In the last years, several studies have been developed in order to guarantee safety operation of Nuclear Power Plants (NPP), for both, the design plant life and for the Long Term Operation (LTO). In those situations, NPP must face the Periodic Safety Review (PSR). An important part of PRS involves the evaluation of risk impact of Structures, Systems and Components (SSC) ageing and how current asset management programs, e.g. maintenance and testing programs, are successful to achieve the objective of allowing a safe operation. In order to perform this evaluation, it is necessary to extend the current Probabilistic Safety Assessment (PSA) models to take into account, not only equipment ageing, but also maintenance and testing policies.

This Ph Dissertation aims to help in NPP safety evaluation in the framework of PSR in both, design life and long-term operation. In this context, two main objectives are proposed. The first one is based on the proposal and application of risk-informed decision making methodology to evaluate the impact of changes to licensing bases, particularly in the ETF, using PSA models and considering aleatory uncertainties. The second is based on the adaptation and development of SSC reliability and availability models to consider not only the effect of aging, but also the effect of components management policies, in particular the testing and maintenance. Finally, these models have been joined to APS in order to obtain a new and extended APS (APSE).

Some application cases, for both, risk-informed decision making on changes of licensing bases and for the use of the new APSA in the process of decision making, are provided in order to assess the feasibility and applicability of the new methodologies proposed

The work of this thesis is part of the research supported by the Ministry of Economy and Competitiveness in the project ENE2013-45540-R, "Development of Advanced Surveillance Requirements with a focus on safety and competitiveness of Nuclear Power Plants operation in the long term", and in the Doctoral Fellow ENE2010-17449.

Contenido

1	Introducción	1
1.1	Motivación	1
1.2	Antecedentes	2
1.3	Objetivos y organización del trabajo.....	4
2	Estado del arte	7
2.1	Marco Normativo.....	7
2.1.1	Autorización de Explotación. Revisión Periódica de Seguridad.....	7
2.1.2	ETF: Requisitos CT y STI.....	10
2.1.3	Vigilancia y Mantenimiento.....	11
2.2	Análisis Probabilista de Seguridad.....	13
2.3	Nivel íntegro de seguridad (SIL).....	15
2.4	Costes de las actividades de vigilancia y mantenimiento	16
2.5	Toma de decisiones informada en el riesgo.....	16
2.6	Optimización multi-objetivo	18
2.6.1	Optimización multi-objetivo de las pruebas y mantenimiento	18
2.6.2	Algoritmos genéticos multi-objetivo.....	21
2.7	Métricas basadas en los atributos RAM. Medidas de importancia	22
2.8	Análisis de sensibilidad	24
3	Metodología de evaluación del impacto en el riesgo de cambios en requisitos de ETF en presencia de incertidumbre	25
3.1	Definición del cambio y uso de medidas compensatorias	27
3.2	Modelado del impacto en el riesgo.....	27
3.2.1	Utilización del APS.....	27
3.2.2	Incertidumbres. Identificación, caracterización y tratamiento	28
3.3	Evaluación del impacto en el riesgo. Métricas de riesgo.....	30
3.4	Análisis del impacto en el riesgo considerando el efecto de las incertidumbres	34

3.4.1	Criterios de aceptación.....	34
3.4.2	Medidas compensatorias.....	36
3.4.3	Medidas de importancia y sensibilidad.....	37
4	<i>Aplicación de la metodología. Cambios en requisitos de vigilancia y condiciones límite de operación.....</i>	41
4.1	Evaluación del impacto en el riesgo de un cambio en la frecuencia de las pruebas de vigilancia.....	42
4.1.1	Descripción del problema y propuesta de cambio.....	42
4.1.2	Modelado del riesgo: modelo APS e identificación de las fuentes de incertidumbre.....	44
4.1.3	Evaluación del impacto en el riesgo incluyendo el tratamiento de las incertidumbres de parámetro y modelo y medidas compensatorias.....	46
4.1.4	Análisis del impacto en el riesgo considerando incertidumbre de parámetro y modelo.....	50
4.2	Evaluación del impacto en el riesgo de un cambio en el tiempo máximo permitido de inoperabilidad.....	55
4.2.1	Descripción del problema y propuesta de cambio.....	55
4.2.2	Modelado del riesgo: modelo APS e identificación de las fuentes de incertidumbre.....	57
4.2.3	Evaluación del impacto en el riesgo incluyendo el tratamiento de las incertidumbres de parámetro.....	59
4.2.4	Análisis del impacto en el riesgo considerando incertidumbre de parámetro y modelo.....	62
5	<i>APSE incorporando la efectividad del mantenimiento y de las pruebas.....</i>	67
5.1	Efectividad del mantenimiento y de las pruebas.....	68
5.1.1	Efectividad de las actividades de mantenimiento.....	68
5.1.2	Eficiencia de las actividades de pruebas.....	70
5.2	Desarrollo de los modelos extendidos.....	70
5.2.1	Modelo de edad.....	71
5.2.2	Modelo de tasa de fallos incorporando el envejecimiento y el mantenimiento imperfecto.....	72
5.2.3	Modelo de tasa de fallos incorporando la eficiencia de las pruebas.....	75
5.2.4	Modelo de indisponibilidad.....	77
5.2.5	Modelo extendido del riesgo.....	80
5.3	Toma de Decisiones informada en los resultados del APS extendido.....	82

6	<i>Aplicación de la metodología de toma de decisiones utilizando los modelos</i>	
	<i>APSE</i>	85
	6.1 Selección de sistemas críticos para la gestión del riesgo	85
	6.2 Selección de componentes críticos para la gestión del riesgo considerando el envejecimiento	89
	6.3 Estudio del impacto en el riesgo del envejecimiento y de las políticas de vigilancia y mantenimiento de un componente crítico	93
	6.3.1 Datos y modelado del riesgo	93
	6.3.2 Evaluación y análisis del impacto en el riesgo de acuerdo con la RG 1.1174 95	
	6.4 Optimización de la vigilancia y mantenimiento de un sistema considerando envejecimiento de sus componentes	98
	6.4.1 Problema de optimización.....	98
	6.4.2 Descripción del problema y datos	99
	6.4.3 Resultados optimización. Criterios de aceptación y restricciones.....	102
7	<i>Conclusiones y aportaciones</i>	107
	7.1 Conclusiones y trabajo futuro	107
	7.2 Principales aportaciones	111
	7.2.1 Publicaciones en revistas relacionadas con la tesis:.....	112
	7.2.2 Presentaciones realizadas en congresos internacionales	112
	7.2.3 Presentaciones realizadas en congresos nacionales.....	114
8	<i>Referencias</i>	117

Figuras

Figura 2.1. Visión esquemática del marco normativo de interés	8
Figura 2.2. Ejemplo de evolución de la FDN y su proyección a medio y largo plazo ..	14
Figura 3.1. Metodología para la toma de decisiones informada en el riesgo	26
Figura 3.2. Criterios de aceptación	35
Figura 4.1. Diagrama simplificado del Sistema de Protección del Reactor (SPR)	43
Figura 4.2. Árbol de fallos para el fallo del SPR	44
Figura 4.3. Comparación del análisis de riesgo con las guías de aceptación	50
Figura 4.4. Esquema simplificado Sistema de Acumuladores (SA)	56
Figura 4.5. Árbol de fallos del SA	57
Figura 4.6. Impacto en el cambio de CT en {FDN, Δ FDN}	62
Figura 4.7. Impacto en el cambio de CT en {ICPDN, FDN ₁ }	63
Figura 5.1. Elementos de la TDIR mediante la utilización del APSE.....	83
Figura 6.1. . Mapa {U _i -Bi} de los sistemas.....	87
Figura 6.2. SIL sistemas.....	88
Figura 6.3. Mapa {u _i -Bi} de los sucesos básicos teniendo en cuenta el envejecimiento mediante el APSE	92
Figura 6.4. Criterios de aceptación para FDNE y Δ FDNE para los casos analizados...	97
Figura 6.5. Sistema de inyección de alta presión	99
Figura 6.6. Frontera de Pareto obtenida en los casos estudiados casos 1 a 3.....	105

Figura 6.7. Frontera de Pareto obtenida en los casos estudiados casos 4 a 6..... 106

Tablas

Tabla 2.1. SIL vs Probabilidad de fallo a la demanda de la operación	15
Tabla 4.1. Modelo de los sucesos básicos del SPR.....	45
Tabla 4.2. Datos y parámetros de los sucesos básicos del SPR	46
Tabla 4.3. Resultados de la FDN y Δ FDN para el caso base y los estudios de sensibilidad	47
Tabla 4.4. Fiabilidad del SPR antes y después del cambio del TI	51
Tabla 4.5. Medidas de importancia tradicionales de los sucesos básicos para la FDN [2 meses]	52
Tabla 4.6. Medidas de importancia tradicionales para los sucesos básicos para la FDN [3 meses]	52
Tabla 4.7. FIR de los sucesos básicos del SPR	53
Tabla 4.8. Resumen de los análisis de sensibilidad para la FDN	54
Tabla 4.9. Resumen del análisis de sensibilidad para el Δ FDN	55
Tabla 4.10. Sucesos básicos del SA	58
Tabla 4.11. Datos y parámetros de los sucesos básicos del SA	58
Tabla 4.12. Resultados para la FDN y Δ FDN para el caso base y los estudios de sensibilidad	59
Tabla 4.13. Resultados para la FDN ₁ y ICPDN para el caso base y los estudios de sensibilidad	60
Tabla 4.14. Medidas de importancia para FDN ₁	64

Tabla 4.15. Resumen del análisis de sensibilidad para FDN_1	66
Tabla 6.1. Medidas de importancia FV y FIR.....	86
Tabla 6.2. Criterio de las categorías de riesgo	86
Tabla 6.3. Datos sucesos básicos del sistema AAA.....	90
Tabla 6.4. Resultados del análisis de importancia a nivel de suceso básico FV_{10} y $FV_0/$ FV_{10}	91
Tabla 6.5. Parámetros de fiabilidad, mantenimiento y pruebas para MOV	95
Tabla 6.6. Resultados FDNE y $\Delta FDNE$ para cada caso considerado	96
Tabla 6.7. Parámetros de los subcomponentes para el cálculo de la indisponibilidad	101
Tabla 6.8. Parámetros de coste.....	101
Tabla 6.9. Estrategias de pruebas de vigilancia y mantenimiento.....	102
Tabla 6.10. Parámetros del algoritmo NSGA-II	103
Tabla 6.11. Planteamiento de los casos considerados.....	104
Tabla 7.1. Aportaciones versus Capítulos.....	111

Acrónimos

AAGG	Algoritmos Genéticos
AGMO	Algoritmo Genético Multiobjetivo
APS	Análisis Probabilista de Seguridad
APSE	Análisis Probabilista de Seguridad Extendido
BAO	Bad As Old
CLO	Condiciones Límite de Operación
CSN	Consejo de Seguridad Nuclear
CT	Completion Time/Tiempo Máximo permitido de inoperabilidad
CCNN	Centrales Nucleares
EFDN	Ecuación Final de Daño al Núcleo
ETF	Especificaciones Técnicas de Funcionamiento
ESC	Estructuras, Sistemas y Componentes
FCC	Fallos de Causa Común
FDN	Frecuencia de Daño al Núcleo
FFNCT	Fracción de Fallos No Cubiertas por las Pruebas
FGLT	Frecuencia de Grandes Liberaciones Tempranas
FIR	Factor de Incremento en el Riesgo
FRR	Factor de Reducción del Riesgo
FV	Fussell-Vesely
GAN	Good As New
GS	Guía de Seguridad
HPIS	High Pressure Injection System/ Sistema de inyección a alta presión
ICPDN	Incremento Condicional de la Probabilidad de Daño al Núcleo
MC	Mantenimiento Correctivo

MCS	Minimal Cut sets/Conjunto mínimo de Corte
MD	Mantenimiento predictivo
MDC	Mantenimiento Predictivo por Condición
MDT	Mantenimiento Predictivo por Tiempo
MOP	Problema de Optimización Multiobjetivo
MP	Mantenimiento Preventivo
MPC	Mantenimiento Preventivo por Condición
MPT	Mantenimiento Preventivo por Tiempo
MTBRT	Maximum Time Between Reactor Trip/ Tiempo máximo entre disparos del reactor
NE	Normalmente en Espera
NSGA	Non-dominated Sorting Genetic Algorithm
NRC	Nuclear Regulatory Commission/ Comisión Reguladora Nuclear
OLP	Operación a Largo Plazo
PAR	Proportional Age Reduction
PAS	Proportional Age Setback
PGE-LP	Plan de Gestión del Envejecimiento a largo plazo
PIEGE	Plan Integrado de Evaluación y Gestión del Envejecimiento
PGV	Plan de Gestión de Vida
PWR	Power Water Reactor/ Reactor de Agua a Presión
POE	Procedimientos de Operación de Emergencia
RAMS+C	Reliability, Availability, Maintainability and Safety plus Cost/ Fiabilidad, Disponibilidad, Mantenibilidad, Seguridad y Coste
RG	Regulatory Guide/ Guía Reguladora
RPS	Revisión Periódica de Seguridad
RV	Requisitos de Vigilancia
SOP	Problema de Optimización Simple Objetivo

TI	Surveillance Test interval /Intervalo prueba de vigilancia
TDMC	Toma de Decisiones Multi-Criterio
T&M	Test and maintenance / Pruebas y Mantenimiento

Nomenclatura

ΔFDN	Incremento medio anual de la frecuencia de daño al núcleo
FDN_a	Frecuencia de daño al núcleo antes del cambio
FDN_d	Frecuencia de daño al núcleo después del cambio
Δu_i	Incremento en la indisponibilidad media del componente i
u_i^a	Indisponibilidad media del componente i antes del cambio
u_i^d	Indisponibilidad media del componente i después del cambio
FDN_0	Frecuencia de daño al núcleo cuando se conoce con certeza que el equipo está indisponible
FDN_1	Frecuencia de daño al núcleo cuando se conoce con certeza que el equipo está disponible
λ_S	Tasa de fallos en espera
TI	Intervalo entre pruebas de vigilancia
τ	Duración de las pruebas
$FDN_{0,x}$	Frecuencia de daño al núcleo cuando se conoce con certeza que no ha ocurrido un suceso determinado x
$FDN_{1,x}$	Frecuencia de daño al núcleo cuando se conoce con certeza que ha ocurrido un suceso determinado x
d_x	Tiempo máximo permitido de inoperabilidad debido a un suceso determinado x
f_x	Frecuencia con la que ocurre un suceso determinado x
s_j	Contribución a la varianza de la variable x_j
T_j	Estimación de la proporción total de la incertidumbre de y debida a x_j incluyendo sus interacciones
w	Edad del componente
α	Tasa de envejecimiento lineal

t	Tiempo cronológico transcurrido desde que el componente fue instalado
t_m	Tiempo en el que se lleva a cabo la actividad de mantenimiento, m
ε	Efectividad del mantenimiento
λ_0	Tasa de fallos intrínseca
ρ	Probabilidad de fallo a la demanda
M	Intervalo entre actividades de mantenimiento preventivo por tiempo
η	Eficiencia de las pruebas de vigilancia
η_{RI}	Eficiencia de las pruebas funcionales
λ_{m+1}^D	Tasa de fallos dependiente de la edad asociada con los fallos detectados por la prueba de vigilancia
λ_{m+1}^U	Tasa de fallos dependiente de la edad asociada con los fallos no detectados por la prueba de vigilancia
λ_{m+1}^{UD}	Tasa de fallos dependiente de la edad asociada con los fallos no detectados por la prueba de vigilancia pero que son detectados posteriormente
λ_{m+1}^{UU}	Tasa de fallos dependiente de la edad asociada con los fallos que no son detectados ni por la prueba de vigilancia, ni por la prueba funcional
RI	Intervalo de las pruebas funcionales, (considerada, en este caso, igual a RI, intervalo entre recargas)
L	Vida del componente
σ	Duración del mantenimiento preventivo
μ	Tiempo fuera de servicio debido a la realización de las reparaciones
Γ	Tiempo fuera de servicio debido a los reemplazamientos
u_i^i	Indisponibilidad media del componente i, al inicio de un periodo en el que se quiere evaluar el envejecimiento
u_i^f	Indisponibilidad media del componente i, al inicio de un periodo en el que se quiere evaluar el envejecimiento

$U(x)$	Indisponibilidad total del sistema
$C(x)$	Coste total del sistema
β	Parámetro de forma
γ	Parámetro de escala

1 Introducción

1.1 Motivación

En Mayo del 2013, la Comisión Europea emitió un informe: "Energy Technology and Innovation" (European Commission , 2013), donde destacaba el papel de la energía nuclear para alcanzar los objetivos de política energética de la Unión Europea para el 2020. En este informe se ponía de manifiesto que el "Strategic Energy Technology (SET) Plan" incluía la energía nuclear entre las tecnologías más relevantes para cumplir los objetivos para el año 2020 y posteriores. Para el horizonte 2020, se sitúa como objetivo mantener la competitividad de las tecnologías de fisión mediante la investigación y el desarrollo tecnológico necesario que permita la operación segura de los reactores nucleares actuales (Generación II y III) a la vista de su posible Operación a Largo Plazo (OLP).

Cabe destacar que en el parque nuclear español (Generación II), gran parte de las Centrales Nucleares (CCNN) estarán cerca de alcanzar los 40 años de operación (vida de diseño inicial) en el año 2020 y deberán enfrentarse a la Revisión Periódica de Seguridad (RPS). Estas RPS se realizan normalmente cada 10 años, con el objetivo de obtener la renovación de licencia, renovando la autorización de explotación, por parte del organismo regulador hasta alcanzar dicha vida de diseño. Estas RPS, incluyen una valoración general de las tendencias y funcionamiento de la central, para lo cual se valoran los resultados de sus principales programas: impacto radiológico, experiencia operativa, mantenimiento de sistemas, modificaciones de diseño, formación de personal, organización y factores humanos, etc. Si se solicita un permiso que exceda de los 40 años de vida, se requiere también un Plan de Gestión de Vida (PGV), y un análisis de envejecimiento de los equipos más relevantes. Además de lo anteriormente expuesto, se deben de analizar la aplicabilidad de los cambios en la normativa, que se hayan podido producir en ese período.

Una vez superada la vida de diseño de la central, a los requisitos propios de la revisión periódica se añaden requisitos adicionales, con la finalidad de obtener la aprobación de la operación de la central por un periodo mayor (normalmente otros 10 años) que

supondría, de hecho, que se apruebe la extensión de vida de la central para operar más allá de su vida de diseño, lo que se conoce como OLP. Los requisitos adicionales para obtener la operación a largo plazo se basan principalmente en adoptar, en cada momento las acciones adecuadas para garantizar que la central se encuentre en condiciones óptimas de funcionamiento, seguridad, fiabilidad y disponibilidad. Para ello, se debe de realizar un seguimiento del estado de las Estructuras, Sistemas y Componentes (ESC), evaluando y controlando los diferentes mecanismos de degradación de aquellos que son más importantes, ya que para garantizar la operación segura a largo plazo se debe de llevar a cabo un adecuado control del envejecimiento. Por último, se deben de implantar los programas de mantenimiento e inspección, incorporando las medidas de control, monitorización y mitigación del envejecimiento adecuadas para garantizar los niveles de seguridad permitidos.

Una parte importante de dicha RPS en el horizonte 2020, si se aplica tanto para renovar la licencia durante la vida de diseño de la planta como para la extensión de vida, involucra la evaluación del impacto en el riesgo del envejecimiento y del papel de los programas de gestión de activos, tales como los programas de vigilancia y de mantenimiento de la central. La renovación de la autorización de operación, o la eventual extensión de la licencia de operación a largo plazo, por parte del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN), se basará en superar dicha RPS y puede quedar condicionada a la aplicación de un plan específico de gestión de envejecimiento y de activos, e incluso, puede conllevar el imponer cambios en los requisitos actuales de funcionamiento, tales como, por ejemplo, los Requisitos de Vigilancia (RV) incluidos en las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento (ETF), en los Programas de Revisiones e Inspecciones Periódicas, o en los criterios establecidos en la Regla de Mantenimiento.

Según el informe "Operación a Largo Plazo del Parque Nuclear Español," (Foro Nuclear, 2012) son muchos los beneficios de la operación a largo plazo de las centrales nucleares (económico, social, ambiental, estratégico, etc). Sin embargo, ello supone enfrentarse al reto de mantener su operación fiable y segura en el corto, medio y largo plazo.

1.2 Antecedentes

En las últimas décadas, se han desarrollado programas de gestión del envejecimiento con el objetivo de determinar y gestionar los mecanismos de degradación que generan el envejecimiento.

La Comisión Reguladora Nuclear (NRC) de los Estados Unidos ha publicado directrices y las enseñanzas extraídas en materia de envejecimiento con el fin de garantizar que la seguridad y el funcionamiento de la central nuclear se mantengan dentro de límites aceptables a lo largo de su ciclo de vida.

Como estudio pionero, en los años 90, se desarrolló un programa llamado "Nuclear Plant Ageing Research (NPAR)" en la NRC (USNRC, 1991), el cual tiene en cuenta el efecto

que el envejecimiento tiene sobre el riesgo, además de establecer los mecanismos de degradación más significativos, priorizados según la importancia en el riesgo, y las políticas de gestión de activos para prevenirlos.

Años más tarde, en 2004, en el contexto y en apoyo de las actividades para la renovación de licencia, se revisaron los documentos guía para llevar a cabo la renovación con el fin de abordar los problemas más recientes de las centrales nucleares. La NCR desarrolló un informe sobre las enseñanzas genéricas aprendidas sobre el envejecimiento (GALL) (USNRC, 2001), recogiendo la experiencia operativa las centrales nucleares. Este informe proporciona una lista sistemática de los componentes del reactor con los diferentes mecanismos de degradación y el programa de gestión del envejecimiento aplicado en cada caso.

Relacionado con el informe GALL, en Europa, la Agencia Internacional de Energía Atómica (OIEA), en los últimos años también ha adoptado medidas en lo que respecta a la gestión del envejecimiento en la operación a largo plazo, en el contexto de su programa de enseñanzas genéricas extraídas sobre el envejecimiento a nivel internacional (IGALL) (IAEA, 2013), el cual fue iniciado en septiembre del 2010. El programa IGALL recopila las mejores prácticas y conocimientos existentes sobre programas de gestión del envejecimiento relacionados con ESC. Esta información se compila en una guía práctica para la ejecución, el mantenimiento y la mejora de programas de gestión del envejecimiento.

Por otro lado, en el año 2004, la Comisión Europea crea una plataforma común de intercambio de información, gestionada por el Instituto de investigación de la Energía y Transporte de la Comisión Europea (IET, JRC) con el objetivo de investigar la incorporación de los efectos del envejecimiento en el Análisis Probabilista de Seguridad (APS) y sus aplicaciones (Nitoi & Rodinov, 2012) (Volkanovsky, 2012). Recientemente, se ha publicado un estudio, llevado a cabo dentro de una de las tareas este programa, el cual se basa en la incorporación del envejecimiento dentro de los modelos del APS en el contexto de la toma de decisiones informadas en el riesgo (European Comission, 2014). Este estudio se ha tomado como punto de referencia para desarrollar alguna de las partes de la presente tesis.

El trabajo realizado durante muchos años y hasta la fecha supone un avance significativo para mejorar el realismo de los APS. Sin embargo, dicho esfuerzo no es suficiente para que el APS ayude completamente en materia de evaluación de la seguridad en el contexto de las Revisiones Periódicas de Seguridad (RPS), cuando las centrales nucleares se acerquen al final de su vida de diseño, donde la evaluación del impacto en el riesgo del efecto del envejecimiento de la central y el papel jugado por la política actual y futura de la gestión de activos formará parte significativa en la toma de decisiones sobre la renovación de licencia.

En este contexto, urge la necesidad de extender los modelos actuales del APS de las CCNN para para adaptarlos a un nuevo APS Extendido (APSE) que tenga en cuenta de forma explícita no sólo el efecto del envejecimiento, sino también el efecto de las

políticas de gestión de componentes activos, en particular, las pruebas y mantenimientos. Además, este APSE podrá utilizarse igualmente ante una eventual solicitud de extensión de vida de la central para su Operación a Largo Plazo (OLP), donde, junto a la evaluación del impacto en el riesgo del efecto del envejecimiento y de la gestión de activos, deberá re-evaluarse el papel de los requisitos establecidos en la licencia, en particular, las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento y de los Programas de Revisiones e Inspecciones Periódicas, que autorizará la operación de las CCNN en dicho contexto.

Es importante destacar que el trabajo que se realiza en esta tesis doctoral se enmarca dentro de la línea de investigación financiada por el Ministerio de Economía y Competitividad en el proyecto ENE2013-45540-R, “Desarrollo de Requisitos de vigilancia avanzados enfocados a la seguridad y competitividad de la operación a largo plazo de centrales nucleares” y en la beca de Formación de Personal Investigador (FPI) ENE2010-17449.

1.3 Objetivos y organización del trabajo

Desde el conocimiento de la necesidad de poseer herramientas, modelos y métodos que permitan evaluar y analizar la seguridad de las Centrales Nucleares (CCNN) tanto en el proceso de renovación de licencia en la vida de diseño como en el proceso de extensión de vida, la presente tesis se centra en la puesta a punto de nuevas herramientas y procedimientos para el estudio probabilista de las CCNN teniendo en cuenta el envejecimiento, tanto a nivel de planta como de sistema. Para alcanzar este objetivo se han utilizado medidas de análisis de la fiabilidad y el riesgo, teniendo además como soporte los modelos y datos del Análisis Probabilista de Seguridad (APS). Además, en este estudio se han considerado las incertidumbres epistémicas asociadas a los APS. Los objetivos cubiertos con la presente tesis permitirán mejorar la gestión de la seguridad y, por tanto, el riesgo de las CCNN tanto a corto como a largo plazo

En este contexto, los objetivos concretos que esta tesis pretende alcanzar y que, por tanto, se consideran aportaciones de la misma son los siguientes:

- La obtención y validación de modelos y métodos para el estudio del impacto en el riesgo de cambios de bases de licencia en presencia de incertidumbre y en particular, para cambios en los requisitos de las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento (ETF), contenidos en las bases de licencia de operación de las Centrales Nucleares (CCNN). Para ello se debe de llevar a cabo un estudio y análisis previo de las fuentes de incertidumbres epistémicas asociadas al análisis probabilista de seguridad.
- Desarrollo de nuevos modelos de Fiabilidad, Disponibilidad y Mantenibilidad (“RAM: Reliability, Availability and Maintainability”) que integren, de forma explícita, no sólo el efecto del envejecimiento, sino también el efecto de las políticas

de gestión de componentes activos, en particular, las actividades de pruebas y mantenimientos de las Estructuras Sistemas y Componentes (ESC) .

- Incorporación de los modelos anteriores a los modelos APS actuales obteniendo como resultado un nuevo Análisis Probabilista de Seguridad Extendido (APSE). Concretamente en la presente tesis doctoral se ha utilizado un APS de Nivel I de una central nuclear de Agua a Presión (PWR) con el objetivo de obtener un APS que incluya de forma explícita el efecto del envejecimiento, el mantenimiento y las pruebas. Estos modelos de APS son utilizados para cuantificar tanto la indisponibilidad a nivel de sistema como el riesgo a nivel de planta.
- Aplicación de herramientas para analizar desde el punto de vista de la toma de decisiones los resultados obtenidos en los diferentes casos de aplicación que se han abordado tanto a nivel de planta como de sistema. Estas herramientas incluyen la metodología de toma de decisiones informada en el riesgo (“RIDM: Risk Informed Decision Making”) y el uso de métricas para el análisis de importancias de las ESC tanto en la vida de diseño como en la operación a largo plazo. Además, se realiza una optimización multi-objetivo de los programas de mantenimiento y pruebas utilizando los nuevos modelos planteados a nivel de sistema con el objetivo de comparar los resultados obtenidos con los que se obtienen con la utilización de los modelos convencionales. Para llevar a cabo la optimización multicriterio se han utilizado técnicas heurísticas, concretamente algoritmos genéticos.

El presente documento de la tesis se ha dividido en ocho capítulos, incluyendo este primero de introducción y el último de referencias bibliográficas utilizadas en la realización de la misma.

El segundo capítulo corresponde al “estado del arte”, donde se realiza una revisión bibliográfica del marco reglamentario en el que se desarrolla la presente tesis, de los modelos y datos del APS convencional, de las técnicas y herramientas para llevar a cabo la optimización multi-objetivo y la toma de decisiones informada en el riesgo.

En el tercer capítulo “Toma de decisiones informada en el riesgo en presencia de incertidumbres” se presentan los modelos y métodos del estudio del impacto en el riesgo de cambios de bases de licencia en presencia de incertidumbre.

La aplicación de la metodología propuesta en el capítulo anterior se realiza en el cuarto capítulo, en el cual se aplica la metodología de toma de decisiones de cambios de bases de licencia en presencia de incertidumbre y en particular, para cambios en los requisitos de las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento (ETF). Este capítulo de aplicación se divide en dos casos de análisis, uno para cambios en los requisitos del tiempo máximo permitido de inoperabilidad (CT), incluidos en las Condiciones Límite de Operación (CLO) y el otro para cambios en los intervalos de prueba de vigilancia (STI), incluidos dentro de los Requisitos de Vigilancia (RV).

En el quinto capítulo se desarrollan los nuevos modelos para adaptar el APS convencional a un nuevo APS Extendido (APSE) que tenga en cuenta de forma explícita no solo el efecto del envejecimiento sino también el efecto de las políticas de gestión de componentes activos, en particular, las pruebas y mantenimientos. También se establece como llevar a cabo la toma de Decisiones con Información en los resultados del APSE.

En el sexto capítulo se aplican los nuevos modelos y datos del APSE en la toma de decisiones para cuatro casos de aplicación.

Finalmente, en el séptimo capítulo se presentan las conclusiones más destacadas como respuesta a los objetivos previstos en esta tesis. Se empieza señalando las ideas centrales que motivaron esta tesis, detallando los objetivos concretos que se han cubierto a lo largo del trabajo realizado. Además, en este capítulo también se establecen las líneas futuras de investigación que sería posible acometer a partir de los resultados de esta tesis. Por último, se enumeran las principales aportaciones en forma de publicaciones científicas derivadas del trabajo de desarrollo de la tesis.

2 Estado del arte

2.1 Marco Normativo.

A continuación se presenta una breve descripción del marco normativo de interés, que se muestra de manera esquemática en la Figura 2.1, el cual ayudará a entender el alcance de la evaluación de la seguridad que es requerida dentro de la Revisión Periódica de Seguridad (RPS) de las centrales nucleares en el horizonte 2020, y en particular, la evaluación del impacto en el riesgo de aspectos tales como el envejecimiento de Estructuras, Sistemas y Componentes (ESC) y el papel de la vigilancia y el mantenimiento.

2.1.1 *Autorización de Explotación. Revisión Periódica de Seguridad*

Uno de los retos que se plantean en el Horizonte 2020 es mantener la competitividad de las tecnologías de fisión mediante la investigación y el desarrollo tecnológico necesario que permita una operación segura de los reactores nucleares de generación II y III (European Commission, 2013b) (SNETP, 2013).

Las Centrales Nucleares (CCNN) disponen de licencia de operación que autoriza la explotación de la central, la cual es expedida por el organismo regulador (Estados Unidos) o por una instancia de la administración (Francia o España) previo informe favorable del organismo técnico, en España el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN). Esta autorización de explotación implica que la central nuclear puede operarse de forma segura en dicho periodo de tiempo adicional de concesión de la licencia para lo cual deben de afrontar la RPS.

Esta evaluación periódica de la seguridad debe ser superada satisfactoriamente como requisito para la renovación automática de la autorización de explotación o renovación de licencia de operación de la central por otro periodo, normalmente de diez años, hasta alcanzar casi dicha vida de diseño.

En España, en el año 2020 la mayoría de centrales nucleares estarán muy cerca de alcanzar los cuarenta años de operación, que corresponden a la vida de diseño. Eventualmente, la RPS se deberá desarrollar de nuevo en el futuro para obtener la aprobación de la operación de la central por un periodo adicional (normalmente otros 10 años) que supondría, de hecho, que se apruebe la extensión de vida de la central para operar más allá de su vida de diseño, lo que se conoce como Operación a Largo Plazo (OLP).

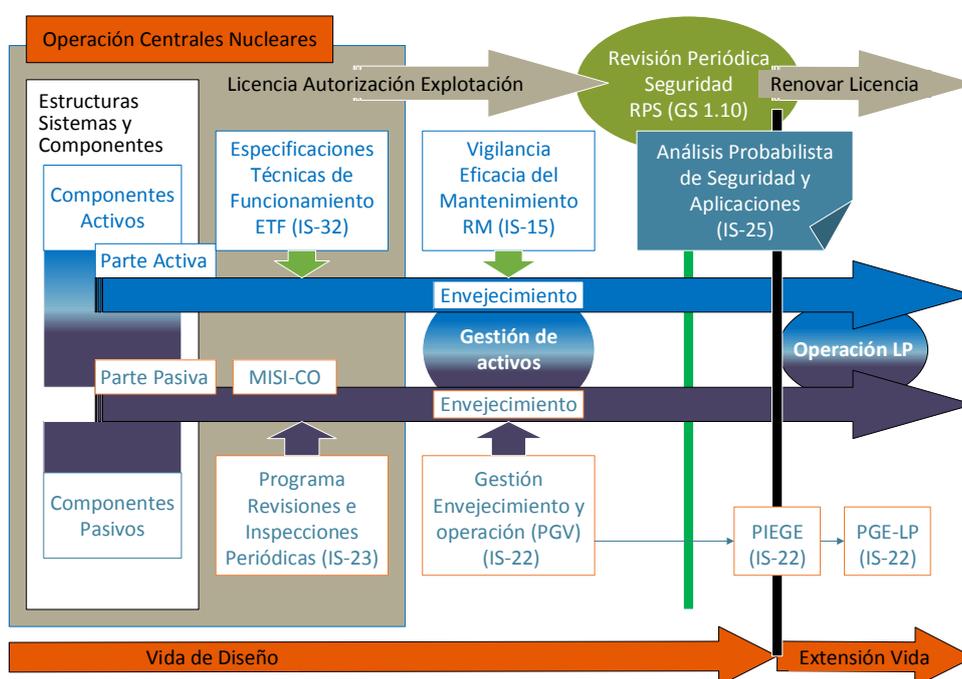


Figura 2.1. Visión esquemática del marco normativo de interés

Las Estructuras, Sistemas y Componentes (ESC) envejecen con el paso del tiempo, en mayor medida en etapas avanzadas de su vida, lo que podría resultar en un detrimento de la seguridad de la central a menos que se establezcan acciones de vigilancia y control apropiadas. La evaluación de los mecanismos de degradación, su evolución y control a lo largo del tiempo, es uno de los objetivos fundamentales de las RPS, que complementa a la evaluación continua de la seguridad de las centrales nucleares, proporcionando cada diez años una visión global e integradora del estado actual de la seguridad nuclear, los progresos o retrocesos que se hayan podido producir en el periodo evaluado y los planes de gestión de ESC establecidos para el periodo siguiente.

En ese sentido, el Consejo de Seguridad Nuclear publicó la Guía de Seguridad GS 1.10 (CSN, 1995) y posteriormente la fortaleció con la promulgación de la instrucción de seguridad, IS-22 (CSN, 2009), la cual regula cómo se ha de gestionar el envejecimiento de las ESC tanto durante la vida de diseño de la central como para la operación a largo plazo. La instrucción IS-22 establece que la solicitud de renovación de la autorización de explotación de las centrales nucleares, más allá del período previsto en su diseño inicial, debe incluir entre otros informes, un Plan Integrado de Evaluación y Gestión del Envejecimiento (PIEGE), constituido por una serie de estudios de gestión del envejecimiento, que permitan garantizar, de modo razonable, la funcionalidad de los elementos relacionados con la seguridad a lo largo del nuevo periodo de explotación. Por otro lado, la Instrucción, IS-26 (CSN, 2010), establece la obligación de los propietarios de las centrales nucleares de establecer un Programa de Gestión de Vida (PGV) que identifique los mecanismos de degradación y envejecimiento de las ESC importantes para la seguridad, especificando sus posibles consecuencias, además de determinar su previsión de vida útil y las actividades necesarias para mantener su operabilidad y fiabilidad. En consecuencia, la RPS de las CCNN en el horizonte 2020, tanto si aplica a la vida de diseño como a una posible OLP, va a requerir la evaluación del impacto en el riesgo del envejecimiento y del papel de los programas de gestión de ESC, tales como los programas de vigilancia y de mantenimiento de la central. No obstante, hay que diferenciar entre la gestión de componentes pasivos y componentes activos, aunque éstos últimos puedan contar también con partes pasivas. Cabe destacar que los componentes activos son aquellos cuyo funcionamiento depende de un factor externo, tal como un accionamiento, un movimiento mecánico o el suministro de energía y que responde con un movimiento relativo de partes o un cambio de configuración. Siendo los componentes pasivos aquellos cuyo funcionamiento no dependen de un factor externo.

La gestión del envejecimiento de componentes pasivos, e igualmente algunas partes pasivas de los componentes activos, queda regulada directamente con arreglo a la IS-22 del CSN, tanto en la operación de la central en su vida de diseño, mediante la puesta en marcha de un PGV, como en su operación a largo plazo, mediante una evaluación específica PIEGE al final de la vida de diseño y la puesta en marcha de un Plan de Gestión del Envejecimiento a Largo Plazo (PGE-LP).

El objetivo del PGV, que han establecido los titulares de las centrales nucleares en respuesta a la IS-22, consiste en definir e implantar una metodología para vigilar el estado de envejecimiento general de la central y de las ESC en alcance con el objetivo de tomar en cada momento y sobre la base de las observaciones obtenidas, las acciones más adecuadas para mantener la instalación en condiciones óptimas de funcionamiento de acuerdo con las condiciones de diseño de dichas ESC.

El PIEGE debe contener estudios de gestión del envejecimiento y análisis de envejecimiento limitado por tiempo, que permitan garantizar la funcionalidad de los ESC en alcance. El PIEGE tiene como referencia la reglamentación estadounidense contenida en el documento 10 CFR Part 54 (USNRC, 1956).

La gestión del envejecimiento de sistemas y componentes activos no se regula de forma directa. En su lugar, se regula directamente su fiabilidad y disponibilidad mediante las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento (ETF) y la Regla de Mantenimiento (RM) que se presentan en los apartados 2.1.2 y 2.1.3. Como se demostrará a lo largo de este trabajo de investigación, ésta es una manera indirecta de gestionar el envejecimiento ya que éste tiene un impacto significativo sobre la fiabilidad y disponibilidad de los sistemas y componentes activos.

2.1.2 ETF: Requisitos CT y STI

La Autorización de Explotación de las CCNN españolas queda condicionada, entre otros, al cumplimiento de los requisitos de las ETF (IS-32 del CSN) (CSN, 2009b) y a la elaboración y desarrollo de los Programas de Revisiones e Inspecciones Periódicas (IS-23 del CSN) (CSN, 2009c), que afecta tanto a componentes pasivos como activos. La Instrucción 32/2011, de 16/11/2011, IS-32, de 16 de noviembre de 2011, del Consejo de Seguridad Nuclear tiene por objeto establecer los criterios generales que deben cumplir las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento de las centrales nucleares españolas a lo largo de su explotación y para toda condición operativa. Esta Instrucción es de aplicación a los titulares de las autorizaciones de explotación de las centrales nucleares españolas.

Las especificaciones técnicas de funcionamiento se establecen en las CCNN con la finalidad de garantizar las condiciones de operación segura de la planta. Las ETF pueden verse como un conjunto de reglas y criterios de seguridad establecidos para controlar la fiabilidad de ciertos componentes y sistemas de seguridad, y por consiguiente, el riesgo de la planta, no pudiendo ser modificadas sin permiso de la autoridad reguladora. Las ETF se dividen en diferentes apartados, de los cuales son objetivo preferente de análisis probabilista: las Condiciones Límite de Operación (CLO) y los Requisitos de Vigilancia (RV) de equipos de seguridad.

Las CLO pretenden asegurar que las funciones de seguridad estén disponibles en el momento en que se produzca una demanda real del equipo. Por ello, se establecen requisitos mínimos de disponibilidad de los distintos equipos de seguridad y se limitan la operación de la central en el caso de que no esté operable alguno o varios equipos que desempeñan funciones críticas para la seguridad de la central. Las CLO fijan las operaciones a desarrollar y el tiempo máximo permitido de inoperabilidad (CT) dentro del cual se debe restaurar la condición de operación del equipo. Entre las actividades realizadas dentro de una CLO limitada por un CT se encuentra la realización del mantenimiento correctivo necesario para restaurar la operabilidad de un equipo tras un fallo, las actividades de mantenimiento preventivo y las pruebas.

Los equipos de seguridad se encuentran normalmente en espera, presumiblemente listos para operar bajo demanda real, por lo que generalmente se desconoce si alguno de estos se encuentra inoperable. En este caso la planta sería muy vulnerable ya que entraría en

una CLO sin poder detectar este supuesto. En este sentido, las ETF incluyen Requisitos de Vigilancia de los equipos de seguridad con la finalidad de detectar posibles fallos. Además, los RV de las ETF, establecidos en aplicación de la IS-32 del CSN, se dirigen a garantizar la operabilidad de componentes considerados como críticos para la seguridad de la central. Estos RV están dirigidos a probar que dichos equipos se encuentren operables y que, por tanto, mantienen la posibilidad de realizar sus funciones de seguridad. Los fallos que generan indisponibilidades no deseadas de equipos y que no se revelan de forma automática pueden darse durante toda la vida de los equipos con mayor o menor frecuencia según la naturaleza del equipo. Para limitar el impacto de estos fallos, los RV establecen la frecuencia de realización de las pruebas mediante el requisito, TI, que define el intervalo entre dos pruebas.

Además, los RV establecen el procedimiento de realización y distribución temporal de las pruebas de trenes redundantes. Normalmente se consideran tres tipos de estrategias: secuencial, escalonada o simultánea. En el primer caso se prueba un grupo de componentes, normalmente un tren, tras la finalización de la prueba del grupo precedente. En la estrategia escalonada, se realiza la prueba de un grupo de componentes de manera que resulte equidistante el tiempo de inicio de prueba entre cada par de grupos de componentes que se prueben consecutivamente. Por último, en la estrategia simultánea se prueban a la vez todos los grupos de componentes que forman parte de la misma estrategia de pruebas.

Por otro lado, la Instrucción IS-23 tiene por objeto definir los requisitos que el CSN exige a los titulares de las centrales nucleares para establecer un programa de Inspección en Servicio que garantice que las ESC relacionadas con la seguridad mantienen su integridad estructural y su capacidad operacional de modo que operen dentro de los límites definidos o, en caso contrario, que los titulares puedan tomar las medidas correctoras necesarias para restablecer las condiciones de seguridad exigidas.

2.1.3 Vigilancia y Mantenimiento

El envejecimiento de los equipos evoluciona de forma natural con el paso del tiempo a causa de las condiciones de servicio, de operación y medioambientales. En muchos casos estas condiciones repercuten de forma significativa en la capacidad funcional de un equipo a lo largo de su vida útil y por consiguiente afectan a la fiabilidad y disponibilidad del equipo en su operación a medio y largo plazo. Con el objetivo de controlar y gestionar estos efectos sobre los componentes y, por tanto, sobre su capacidad funcional, se introducen las actividades de vigilancia y mantenimiento.

En general, se entiende por mantenimiento al conjunto de tareas que se pueden llevar a cabo sobre las ESC con el objetivo de evaluar, mantener o restaurar sus capacidades funcionales. El mantenimiento se puede subdividir en diferentes tipos en función del criterio de iniciación de cada tipo de mantenimiento y su finalidad, tal como se describe a continuación.

El Mantenimiento Correctivo (MC) se dirige a restaurar las características funcionales del componente, mediante su reparación o sustitución, una vez que el fallo ha sido detectado, bien de forma evidente para los componentes que normalmente están en operación o mediante la realización de pruebas funcionales (vigilancia) para componentes que se encuentran normalmente en espera.

El Mantenimiento Preventivo (MP) se dirige a evitar el fallo del componente antes de que ocurra. Este mantenimiento, a su vez, se divide en dos nuevas categorías: el mantenimiento planificado o programado, el cual está compuesto por una serie de actividades establecidas que se llevan a cabo en periodos establecidos o especificados de tiempo, el cual recibe el nombre de Mantenimiento Preventivo basado en el Tiempo (MPT) y el Mantenimiento Preventivo basado en la Condición (MPC), que se realiza cuando se identifica y diagnostica que la condición del componente se encuentra en un estado de degradación más allá de un nivel que se ha tomado como referencia.

El MPC requiere, por lo tanto, de alguna actividad apropiada para identificar y diagnosticar la condición degradada del componente. El conjunto de tareas dirigidas a diagnosticar el nivel de degradación de un equipo recibe el nombre de mantenimiento predictivo (MD). Este tipo de mantenimiento requiere de la realización de alguna actividad apropiada que permita diagnosticar la condición del componente. De manera análoga al MP, el mantenimiento predictivo puede realizarse de forma continua (MDC) o por tiempo (MDT).

Como se ha señalado anteriormente, la gestión del envejecimiento de componentes activos y pasivos se regula de forma distinta. La gestión del envejecimiento de componentes pasivos, e igualmente algunas partes pasivas de los componentes activos, queda regulada directamente con arreglo a la IS-22 del CSN, tanto en la vida de diseño como en la operación a largo plazo. En cambio la gestión de los componentes activos no se regula directamente, dejando la gestión del envejecimiento y la obsolescencia de dichos componentes activos más del lado de programas propios de las CCNN de manera indirecta mediante la aplicación de la IS-15 del CSN, conocida como Regla de Mantenimiento (CSN, 2007) y su eficacia GS 1.18 (CSN, 2007b), un correcto análisis de la evolución de fenómenos de degradación, por ejemplo, mediante el MISI-CO y una adecuada gestión de activos por parte de la central. Todos estos programas se dirigen a garantizar que las funciones críticas de los componentes activos incluidos en su alcance se encuentren dentro de niveles aceptables de fiabilidad y disponibilidad.

La Regla de Mantenimiento está incluida como requisito en las autorizaciones de explotación de la central y constituye una metodología para verificar, de forma efectiva, el cumplimiento de los programas de mantenimiento y asegurar que todos los equipos cumplan los requisitos de disponibilidad impuestos sobre sus funciones de seguridad. La regla se aplica tanto a los equipos relacionados con la seguridad como a los que tienen funciones de mitigación de accidentes o funciones importantes en los Procedimientos de Operación de Emergencia (POE).

2.2 Análisis Probabilista de Seguridad

El Análisis Probabilista de Seguridad (APS) es una técnica esencial para evaluar, analizar y mejorar la seguridad de las centrales nucleares. El APS constituye una técnica de análisis de riesgos mediante la cual se llega a una estimación cuantitativa del riesgo de accidentes a partir de una modelización de la instalación que consiste en el desglose de las posibles secuencias de acontecimientos que pudieran conducir a accidentes radiológicos y, dentro de cada secuencia, de las posibles combinaciones de sucesos elementales que la pueden explicar. Mediante los APS se puede llegar a medir la importancia en el riesgo, y por tanto para la seguridad de la central, de cada uno de los elementos participantes en los modelos de APS, referidos a aspectos del diseño, procedimientos y prácticas operativas de la misma, vigilancia y mantenimiento, etc.

Existen tres niveles del APS. El APS nivel 1 cuyo objetivo es la cuantificación de la Frecuencia de Daño al Núcleo (FDN). El APS de nivel 2 enfocado a la cuantificación de la Frecuencia de Grandes Liberaciones Tempranas (FGLT). El APS de nivel 3 cuyo alcance es la cuantificación del riesgo radiológico para la población en el entorno de la central. Hay abundante bibliografía donde se describe adecuadamente la realización de los APS, tal como (IAEA, 1992) (IAEA, 2010) (Kumamoto & Henley, 1996). De forma resumida las diferentes etapas que incluye un APS son: la identificación de posibles iniciadores de accidentes y su agrupamiento por clases de escenarios accidentales, modelado probabilista de las secuencias accidentales y la disponibilidad de funciones y sistemas de seguridad para cada uno de esos escenarios, combinando el uso de técnicas de árboles de sucesos y árboles de fallos, modelado de fiabilidad y disponibilidad de componentes y acciones humanas que desempeñan las funciones de seguridad integrados en dichos sistemas, análisis de datos necesario para estimar los parámetros que forman parte de los modelos anteriores, cuantificación de la FDN, FGLT o riesgo global según el nivel del APS, y, por último, análisis de importancias, sensibilidad e incertidumbres.

En la actualidad, todas las CCNN españolas disponen de un APS, al menos de nivel 1 y 2. La IS-25 del CSN (CSN, 2010b) establece los criterios para la elaboración, revisión y aplicaciones de los APS. El APS se revisa periódicamente con el fin de incorporar cambios en la realidad de la planta, entre los que se pueden encontrar el efecto del envejecimiento y de la gestión de activos acontecido hasta la fecha de revisión. De acuerdo con lo especificado en la guía de seguridad GS 1.15 (CSN, 2004), el titular debe realizar un mantenimiento del APS de primer nivel incorporando la experiencia operativa, es decir, una actualización de las bases de datos del APS, para cada ciclo de operación, y comunicación por escrito al organismo regulador en el plazo establecido tras la parada de recarga de combustible.

El APS es una herramienta eficiente para la evaluación del impacto en el riesgo debido a cambios en la base de licencia y en particular cambios sobre las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento (ETF) en el marco de Toma de Decisiones Informadas en el Riesgo de la Guía Reguladora 1.174 (USNRC, 2011) y la Guía de Seguridad 1.14

(CSN, 2007c). No obstante, el APS también podría ser una herramienta útil para revisar otros aspectos tales como el envejecimiento y el mantenimiento de equipos (Nitoi & Rodinov, 2012).

Sin embargo, el APS actual es una herramienta importante que proyecta sólo una visión del riesgo de la central a modo de foto fija, que difícilmente se puede utilizar, en su actual estado de desarrollo, en el contexto de pronóstico del impacto del envejecimiento de ESC sobre el riesgo a medio y largo plazo (European Commission, 2014) y del papel de la gestión de la vigilancia y el mantenimiento. Así, por ejemplo, el APS actual no considera las tasas de fallo dependientes explícitamente del envejecimiento y de la efectividad de las políticas de mantenimiento y de gestión de activos, ni tampoco considera el efecto de la efectividad de la vigilancia sobre la disponibilidad de los equipos de seguridad.

Se requiere un nuevo APS que permita una visión similar a la que se proyecta en la Figura 2.2, en la que se observa la evolución de la FDN (APS de nivel 1) a partir de los resultados de dicha frecuencia en diferentes instantes de tiempo.

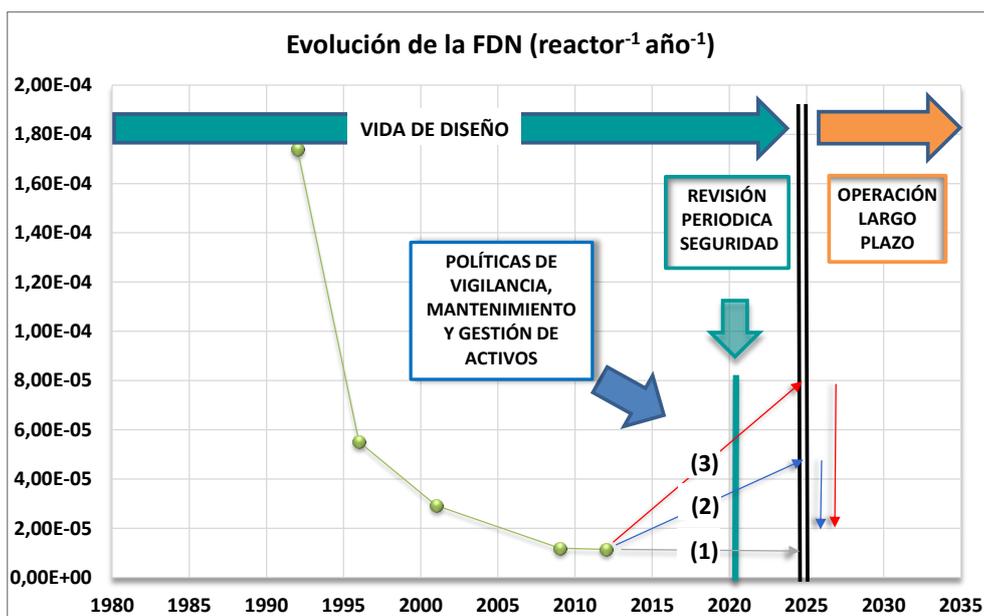


Figura 2.2. Ejemplo de evolución de la FDN y su proyección a medio y largo plazo

Este nuevo APS debe garantizar que refleja la realidad de la planta en el momento de su realización y a la vez ser capaz de proyectar la evolución del nivel de riesgo en un periodo futuro, por ejemplo vinculado al periodo de renovación de licencia tras la RPS en el

horizonte 2020, en función de la evolución del envejecimiento previsto y de las políticas de vigilancia y mantenimiento planificadas expresamente y del papel de las especificaciones técnicas de funcionamiento adecuadas a dicho periodo de renovación de licencia. En el Capítulo 5 se hace una propuesta para dicho APS extendido formando parte del trabajo realizado en el marco de la tesis.

2.3 Nivel íntegro de seguridad (SIL)

El fallo de un sistema de control crítico, el cual le impida realizar su función de seguridad, puede llevar a ocasionar pérdidas de activos en las instalaciones y en algunas ocasiones, daños a las personas y al medio ambiente. La integridad de la seguridad es un concepto muy importante en los sistemas de seguridad de la planta. Este concepto se define como: “La probabilidad de que un sistema relacionado con Seguridad realice adecuadamente la totalidad de las funciones de seguridad requeridas bajo todas las circunstancias establecidas y durante el período de tiempo especificado”.

La integridad de la seguridad viene determinada por la integridad del hardware y la integridad del software. En el primer caso es de aplicación la norma IEC61508 (IEC 61508, 1998) publicada por el “International Electrotechnical Commission (IEC)”, la cual define los requisitos de los equipos de control e instrumentación de proceso. Esta norma está dirigida a facilitar métodos para asegurar que la seguridad requerida se alcanza con la funcionalidad de los sistemas eléctricos, electrónicos o programables relacionados con la seguridad de la planta. El fundamento de dicha norma es el establecimiento de la seguridad en el ciclo de vida, para lo cual establece el concepto de nivel íntegro de seguridad (SIL). El SIL es un índice cuantitativo con cuatro niveles. Cada nivel se encuentra caracterizado por un intervalo para la probabilidad de fallo a la demanda (PDF), los cuales se muestran en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1. SIL vs Probabilidad de fallo a la demanda de la operación

SIL	PDF_{media}
4	$\geq 10^{-5}$ to $< 10^{-4}$
3	$\geq 10^{-4}$ to $< 10^{-3}$
2	$\geq 10^{-3}$ to $< 10^{-2}$
1	$\geq 10^{-2}$ to $< 10^{-1}$

La norma requiere que cada función de seguridad debe alcanzar un SIL específico, que se establece a priori en función del análisis de riesgo, es decir, el SIL requerido depende de la significación para el riesgo de dicho sistema.

2.4 Costes de las actividades de vigilancia y mantenimiento

Las actividades de vigilancia y mantenimiento, llevan asociadas una contribución al coste total del ciclo de vida del equipo. De este modo, tal y como se estable en (Martorell, Sanchez, Carlos, & Serradell , 2004) (Martorell, S.; Sánchez, A.; Serradell, V., 1999), los costes que se deben de considerar son los siguientes:

- El coste asociado a la realización de una prueba planificada o programada en el periodo de un año, c_t .
- El coste anual medio como consecuencia de ejecutar una actividad de mantenimiento planificada o programada, c_m .
- El coste anual medio asociado a las actividades de mantenimiento correctivo necesarias tras la detección y/o aparición de un fallo, c_c .
- El coste asociado al número de paradas de planta, c_o , y su correspondiente pérdida de producción que se estima que ocurra en el horizonte de un año como consecuencia de actividad de mantenimiento preventivo no programadas que excedan del tiempo máximo permitido de inoperabilidad (CT).

En los dos primeros casos se debe de considerar el coste de material, coste horario para el personal externo y el coste del personal propio.

Así, el coste total medio anual de un equipo de seguridad asociado a las actividades de vigilancia y mantenimiento se define como el sumatorio de los costes anteriormente descritos.

2.5 Toma de decisiones informada en el riesgo

La operación segura de las Centrales Nucleares (CCNN) descansa en gran medida sobre los requisitos operacionales establecidos en las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento (ETF), en concreto, los Requisitos de Vigilancia (RV) y las Condiciones Límite de Operación (CLO).

A principios de los años 80, como consecuencia de los problemas identificados en la industria nuclear de Estados Unidos, la Comisión reguladora de los Estados Unidos (NRC, Nuclear Regulatory Commission”) implementa el programa PETS (“Probabilistic Evaluation of Technical Specifications”). Sin embargo, no fue hasta principios de los 90 cuando se empezaron a desarrollar documentos normativos (NUREG/CR) y guías de aplicación al respecto (USNRC, 2009) (USNRC, 1994) (USNRC, 2009b). A este programa se deben los primeros desarrollos de modelos de riesgo para el análisis de cambios en los intervalos de pruebas (TI) incluidos dentro de los RV y en los tiempos máximos de inoperabilidad (CT) incluidos dentro de las CLO. A nivel nacional, este programa tuvo su equivalente llamado APET (Análisis Probabilista de Especificaciones

Técnicas) impulsado por el CSN en 1989 y desarrollado por la Universidad Politécnica de Valencia (UPV).

En Agosto de 1995, la NRC adopta la política de promover el uso del APS en las centrales nucleares, debiéndose utilizar los modelos de APS y los análisis asociados (por ejemplo, estudios de sensibilidad, análisis de incertidumbre y medidas de importancia) de forma que completen a los estudios deterministas de seguridad.

Desde entonces, la NRC ha estado alentando el uso del APS en el marco de la toma de decisiones informada en el riesgo, tratando de fomentar las aplicaciones del APS para el análisis de cambios en las ETF bajo lo que se denominó RITS (“Risk-Informed Technical Specification”).

En este contexto, en el año 1998 se publicó la primera versión de la guía reguladora RG 1.174 (USNRC, 2011), el cual fue un hito importante en la aplicación del APS para la evaluación del impacto en el riesgo de los cambios de la base de licencia. Esta guía revisada en noviembre 2002, trata de fomentar las aplicaciones del APS en el marco de toma de decisiones informadas en el riesgo, concretamente, en los cambios de bases de licencia. Además, describe toda la documentación necesaria para presentar la solicitud de cambios a la comisión reguladora para su revisión y aprobación. Durante esa anualidad, la NRC también publicó, con el objetivo de analizar cambios particularmente en las ETF (como por ejemplo, Condiciones Límite de Operación (CLO) y Requisitos de Vigilancia (RV), la guía reguladora RG 1.177 (USNRC, 2011b).

En el plano nacional, el CSN publicó, en el año 2007, la Guía de Seguridad GS 1.14 (CSN, 2007c), que se fundamenta en la RG 1.174 (USNRC, 2011) y en los resultados del programa APET llevado a cabo.

Las guías reguladoras RG. 1200 (USNRC, 2009b), RG.1.174 (USNRC, 2011), RG 1.177 (USNRC, 2011b), y la propia GS 1.14 (CSN, 2007c) reconocen la importancia de la identificación y comprensión de las incertidumbres que forman parte del APS y proporcionan una orientación sobre este tema en diferentes grados en el contexto de toma de decisiones utilizando el APS. Por ejemplo, la RG. 1.174 (USNRC, 2011) establece que las incertidumbres que forman parte del análisis de APS sean identificadas y analizadas de tal manera que su impacto sea comprendido, no sólo a nivel de su incidencia en la medida de riesgo final, sino también a nivel de elemento técnico básico. Más recientemente, en el NUREG-1855 (USNRC, 2009) y el EPRI-1016737 (EPRI, 2012) se proponen algunas orientaciones sobre el tratamiento sistemático de incertidumbres asociadas con el uso de la APS en la toma de decisiones informada en el riesgo. Además, en los siguientes trabajos, los cuales representan aportaciones de la presente tesis doctoral (Martorell, y otros, 2014b) (Martorell, Martón, Villamizar, Sánchez, & Carlos, 2014) se proponen las directrices específicas para el tratamiento de las incertidumbres en el análisis de los cambios de ETF, las cuales se describen de manera detallada en los capítulos 3 y 4.

2.6 Optimización multi-objetivo

En los últimos veinte años se han desarrollado numerosos estudios en el campo nuclear enfocados a mejorar la seguridad de los sistemas a partir del estudio de cambios en el diseño y/o en las políticas de pruebas y mantenimiento. En particular, los cambios en las pruebas y actividades de mantenimiento (T&M) se consideran con el doble objetivo de mejorar tanto la flexibilidad como la seguridad en la operación de las CCNN (Haruzunnaman & Aldemir, 1996).

Las actividades de vigilancia y mantenimiento de las ESC de seguridad de las centrales nucleares tienen como finalidad la mejora de la fiabilidad y disponibilidad y en consecuencia, garantizar la seguridad de la central. Sin embargo, durante la realización de estas actividades los sistemas están parcial o totalmente indisponibles. Por tanto, obtener una planificación óptima de las estrategias de pruebas y mantenimiento es uno de los objetivos en el análisis de cambios en las ETF y en el mantenimiento.

En el contexto de esta tesis, el análisis de cambios en requisitos de ETF y el mantenimiento se plantea como un problema de toma de decisiones bajo múltiples criterios (TDMC), que se puede desarrollar conforme a la metodología introducida en el apartado precedente. En este caso, hay que tener en cuenta, al menos, criterios de fiabilidad de componentes y sistemas, su disponibilidad y, por último, el impacto en el riesgo de la central. Otro criterio que también se suele tener en cuenta son los costes repercutidos por la implantación y ejecución de los requisitos de vigilancia y de las actividades de mantenimiento.

En la referencia (Martorell, Sanchez, Carlos, & Serradell , 2004) se plantea que dicho problema de TDMC se puede transformar normalmente en un problema de optimización de dichos requisitos y el mantenimiento bajo múltiples objetivos y/o restricciones. Este apartado se dedica a revisar diferentes planteamientos y herramientas de resolución utilizadas para la optimización multi-objetivo de los requisitos de vigilancia y el mantenimiento aplicado, en particular, a componentes y sistemas de seguridad de centrales nucleares.

2.6.1 Optimización multi-objetivo de las pruebas y mantenimiento

En (Martorell, y otros, 2005) se propone que el problema de optimización de T&M de equipos de seguridad se debe plantear atendiendo, en todo o en parte, a múltiples objetivos, que en sus siglas en inglés son RAMS+C (Reliability, Availability, Maintainability, Safety plus Costs). Así, se plantea un problema de optimización simple-objetivo (SOP) o multi-objetivo (MOP) si se atiende a uno o a varios de los objetivos anteriores, respectivamente, tal como se introduce en (Martorell, Sanchez, Carlos, & Serradell , 2004).

En la presente tesis doctoral, únicamente se va a abordar el MOP. En general, el problema de optimización se formula en términos de un conjunto de funciones objetivo a optimizar, por ejemplo A+C, o RAM+C, etc. El MOP supone la optimización del vector de funciones multi-objetivo, el cual puede estar sujeto a una serie de restricciones, por ejemplo, C puede actuar como restricción. En general, el MOP admite múltiples soluciones, siendo el experto el que debe tomar la decisión sobre la solución particular que resulta la más apropiada a su juicio. En la optimización multi-objetivo no es factible encontrar una única solución óptima. Así, los algoritmos utilizados para la optimización de problemas multi-objetivo están enfocados a encontrar un conjunto de puntos conocidos como Frontera de Pareto.

En general, la optimización de las actividades de T&M bajo criterios RAMS+C se enfrenta a funciones objetivo y restricciones que suelen ser de tipo multi-modal y no lineal, lo que supone un gran reto a la hora de diseñar y utilizar el algoritmo encargado de buscar y encontrar las soluciones.

En la literatura, existen una gran variedad de algoritmos de optimización metaheurísticos, los cuales se utilizan para resolver este tipo de problemas de optimización multi-objetivo. Entre ellos destacan, los algoritmos genéticos (Martorell, Sanchez, Carlos, & Serradell, 2004) (Martorell, Carlos, & Villanueva, 2006) (Volkanovski, Mavko, Bosevski, Cusevski, & Cepin, 2008), optimización por enjambres de partículas (Carlos, Sanchez, Martorell, & Villanueva, 2012), optimización por recocido simulado (Jung & Cho, 1993) y optimización por colonia de hormigas (Deng & Lim, 2010). Además, existen varios trabajos científicos dedicados a resolver problemas multi-objetivo utilizando diferentes técnicas y bajo criterios RAM+C. Dos tipos de aproximaciones utilizando Algoritmos Genéticos (AAGG) se resumen de forma simplificada en (Martorell, Sanchez, Carlos, & Serradell, 2004). En (Hilsmeier, Aldemir, & Vesely, 1995) se presenta un modelo basado en la indisponibilidad dependiente del tiempo, en el cual los autores concluyen que existen diferencias significativas cuando se utiliza una tasa de fallos media en vez de utilizar una tasa de fallos constante. Otros trabajos utilizan de forma combinada la técnica de simulación de Monte Carlo y los AAGG. Así, en (Marseguerra & Zio, 2000) se realiza una optimización del mantenimiento utilizando estas dos técnicas. En (Borgonovo, Marseguerra, & Zio, 2000) se lleva a cabo la simulación de varios aspectos relevantes para la gestión y operación de la planta tales como la edad, reparaciones, obsolescencia, renovación, etc.

Existen numerosos trabajos y modelos, tanto a nivel de componente y sistema, relacionados con la optimización de las políticas de pruebas y mantenimiento y la incorporación del envejecimiento de las ESC utilizando el APS. Autores como (Martorell S., Carlos, Sanchez, & Serradell, 2002) (Gopika, Kushwaha, Verma, & Srividya, 1997) (Muñoz, Martorell, & Serradell, 1997) (Martorell, y otros, 2005) (Cepin, M., 2011) (Volkanovski, Mavko, Bosevski, Cusevski, & Cepin, 2008) hacen énfasis en el potencial de las aplicaciones informadas en el riesgo en el ámbito nuclear. En (Durga Rago, Gopika, Kushwaha, Verma, & Srividya, 2007), los autores realizan una

optimización de las pruebas y mantenimiento basada en algoritmos genéticos y Lógica Fuzzy considerando incertidumbres en los parámetros relativos a fallos y reparaciones. En (Cepin, M., 2002) se propone un método para determinar la planificación óptima de los tiempos de inoperabilidad de sistemas de seguridad basada en la minimización de métricas de riesgo. Otros autores, optimizan los planes de mantenimiento utilizando programación dinámica para minimizar el coste del mantenimiento (Haruzunnaman & Aldemir, 1996) (Apostolakis & Chu, 1980) (Vaurio, 1995). En (Apostolakis & Chu, 1980) se obtienen las expresiones analíticas mostrando las contribuciones más significativas con respecto a la indisponibilidad del sistema. Estos modelos proporcionan información detallada acerca de la importancia relativa de fallos de hardware, fallos en demanda, errores humanos y varios tipos de fallos de causa común.

En (Vaurio, 1995) se presenta un procedimiento general para la optimización de los intervalos de pruebas y mantenimiento de sistemas y componentes relacionados con la seguridad de la planta. El procedimiento se basa en la minimización del coste total de la planta considerando como restricción la limitación del riesgo.

Trabajos en los que se optimiza de forma simultánea el coste y la indisponibilidad a nivel de sistema considerando las incertidumbres epistémicas asociadas al modelado del mantenimiento imperfecto se presentan en (Sánchez, Carlos, Martorell, & Villanueva, 2009) (Torres-Echeverria, Martorell, & Thompson, 2009).

Sin embargo, muchos de los trabajos que se encuentran en la literatura no consideran el efecto del envejecimiento en el proceso de optimización (Cepin, Gomez-Cobo, Martorell, & Samanta, 1999) (Martorell S., Carlos, Sanchez, & Serradell, 2002) (Gopika, Kushwasha, Verma, & Srividya, 1997) (Durga Rago, Gopika, Kushwasha, Verma, & Srividya, 2007) (Cepin, M., 2002) (Apostolakis & Chu, 1980) (Haruzunnaman & Aldemir, 1996). No obstante, diferentes plataformas y organismos reguladores ya habían desarrollado actividades y documentos encaminados a permitir la consideración de la edad del componente en el modelado. Entre estas actividades destaca la recogida y evaluación de los datos relativos a la degradación de las CCNN (USNRC, 2000), la consideración y cuantificación del riesgo utilizando el APS y los modelos de envejecimiento (Cepin & Volkanovski, 2009), el análisis de fallos relacionados con la edad a partir de experiencias operacionales de la planta (USNRC, 1987) (USNRC, 1988) y el desarrollo del procedimiento para transformar los modelos del APS actual a modelos dependientes de la edad (USNRC, 1992) (USNRC, 1990) (USNRC, 1992b).

Es a lo largo de esta última década cuando ha habido una importante proliferación de estudios enfocados en la optimización de los intervalos de T&M considerando el efecto del envejecimiento. Las referencias (Kancev & Cepin, 2011) (Kancev, Cepin, & Gjorgiev, 2014) (Kancev, Gjorgiev, & Cepin, 2011) (Volkanovski, 2012), son un ejemplo. Sin embargo, en todos los casos se echa en falta que el modelo RAMS+C tenga en cuenta de manera explícita el efecto que el envejecimiento y las políticas de T&M tienen sobre dichos atributos que forman parte de los objetivos o restricciones del MOP. Ello impide que la optimización sea completa y eficiente, ya que determinados factores

importantes relacionados con las T&M no pueden formar parte de las variables de decisión a optimizar en dicho MOP. Por ello, la formulación explícita de la relación de atributos RAMS+C de equipos y sistemas de seguridad con respecto a dichos efectos es uno de los objetivos principales del trabajo de esta tesis.

2.6.2 Algoritmos genéticos multi-objetivo

A mediados de los años 80, David Schaffer desarrolló el primer algoritmo genético multi-objetivo (Schaffer, 1985), el algoritmo Vector Evaluation Genetic Algorithm (VEGA). Años más tarde, Kursawe (Kursawe, 1991) desarrolló el algoritmo Evolution Strategies multi-objective optimization (ESMO), el cual aborda el problema multi-objetivo de una forma no agregada. Estas primeras aproximaciones se conocen con el nombre de No-Pareto.

Tras estos primeros métodos de optimización multi-objetivo, Goldberg propuso en 1989 el primer algoritmo basado en el concepto de Frontera de Pareto (Goldberg, 1989). Éste sugirió el uso de asignación de jerarquías y selección basada en no dominancia con el objetivo de desplazar la población hacia la frontera de Pareto y encontrar el conjunto de soluciones que sean no dominadas.

El concepto de dominancia, define que una solución $x(1)$ domina otra solución $x(2)$ si se cumplen las siguientes condiciones:

- La solución $x(1)$ no es de menor calidad que $x(2)$ en todos los objetivos.
- La solución $x(1)$ es estrictamente mejor que $x(2)$ en al menos uno de los objetivos.

Aplicando iterativamente estas reglas sobre un conjunto cualquiera de soluciones de un problema de optimización multi-objetivo, se puede establecer cuáles son las alternativas dominantes, conocidas como conjunto no dominado. Las soluciones restantes forman parte del conjunto de soluciones dominadas. Si se logra establecer cuál es el conjunto de soluciones dominantes a través de todo el espacio objetivo, entonces se habla de Frontera de Pareto.

Existen en la literatura un buen número de aproximaciones de primera generación basadas en la frontera de Pareto, entre las que destacan: MOGA (Multiple Genetic Algorithm) (Fonseca & Fleming, 1993), NGSa (Non-dominated Sorting Genetic Algorithm) (Srinivas & Deb, 1994) y NPGA (Niche Pareto Genetic Algorithm) (Horn, Nafpliotis, & Goldberg, 1994). Estos algoritmos tienen propiedades comunes como que las soluciones se clasifican de acuerdo a su dominancia entre la población y se mantiene la diversidad utilizando estrategias de “colocación”.

La segunda generación de algoritmos genéticos representa una evolución de las primeras generaciones de aproximaciones de Pareto, en las cuales se implementa el uso del elitismo para mejorar la convergencia. Ejemplos de esta generación de algoritmos

genéticos son: SPEA (Strength Pareto Evolutionary Algorithm) (Zitzler, 1999), SPEA2 (Laumanns, Zitzler, & Thiele, 2001), NSGA-II (Deb, Prata, Agarwal, & Meyarivan, 2002) y PAES (Pareto Archived Evolutionary Strategy) (Knowles & Corne, 1999).

De entre los diferentes AGMO de segunda generación, en la presente tesis se ha seleccionado el NSGA-II para abordar el problema de optimización multi-objetivo planteado. Se trata de un algoritmo genético multi-objetivo propuesto en el año 2002 por (Deb, Prata, Agarwal, & Meyarivan, 2002). Es una versión mejorada de su antecesor, el NSGA, desarrollado también por (Srinivas & Deb, 1994). Básicamente, el NSGA-II mejora a la versión anterior en tres aspectos fundamentales: mejora el proceso de ordenamiento de las soluciones no-dominadas, añade el elitismo y finalmente no requiere del parámetro necesario para incrementar la variedad en la población, y para el que no suelen definirse métodos sistematizados de elección. Otro aspecto del NSGA-II es el manejo de restricciones en problemas de optimización multi-objetivo, las cuales se suelen presentar en problemas prácticos. La referencia (Martorell, Sanchez, Carlos, & Serradell, 2004) presenta un ejemplo de uso de dicho algoritmo en este contexto.

2.7 Métricas basadas en los atributos RAM. Medidas de importancia

Las medidas de importancia son una herramienta muy útil para caracterizar los factores que más contribuyen al nivel de riesgo alcanzado, haciendo posible la ordenación y categorización según su importancia de los componentes y sistemas críticos para la seguridad de la instalación y, por tanto, señalando a aquellos que son candidatos para ser objeto de revisión de la efectividad de sus requisitos de vigilancia y su mantenimiento. Para ello se necesita un modelo de riesgo que contemple explícitamente los factores que contribuyen al riesgo.

Tradicionalmente, los Análisis Probabilistas de Seguridad (APS) incluyen el cálculo de diferentes medidas de importancia del riesgo de los factores que forman parte de sus modelos utilizando simples expresiones matemáticas. Estas medidas se cuantifican a nivel de suceso básico, a nivel de iniciador o a nivel de sistema utilizando los modelos del APS.

Las medidas de importancia se utilizan cada vez más en el contexto de la toma de decisiones informada en el riesgo, ya que entre las tareas más típicas dentro de la toma de decisiones se encuentra la de seleccionar y priorizar las Estructuras, Sistemas y Componentes (ESC) críticas para la seguridad a partir de la evaluación de su impacto en el riesgo. Son varias las medidas de importancia propuestas en la literatura y muchas las aplicaciones (Volkanovsky, 2012).

Las medidas de importancia que se utilizan comúnmente son el Factor de Riesgo Incrementado (FIR), el Factor de Reducción del Riesgo (FRR), la medida Fussell-Vesely (FV) y la medida Birnbaum (B) (USNRC, 1992) y el utilizar una medida u otra depende fundamentalmente de su significado y de la aplicación donde se vaya a utilizar.

A continuación se explican brevemente algunas de estas medidas, que se van a utilizar en el contexto de la presente tesis.

La medida del Factor de Incremento del Riesgo (FIR) clasifica el suceso asociado al componente i , por ejemplo referido al suceso de fallo del componente, de acuerdo con el impacto que tiene sobre el nivel de riesgo (incremento) cuando se conoce que ese suceso se da con certeza, es decir, establece la relación entre dicho riesgo incrementado condicionado a la ocurrencia del suceso frente al riesgo base.

La medida del Factor de Reducción del Riesgo (FRR) clasifica el suceso de acuerdo con el impacto que tiene sobre el nivel de riesgo (reducción) cuando se conoce con certeza que dicho suceso no se da. Esta medida da el máximo beneficio esperado, es decir, establece la relación entre el riesgo base y el riesgo reducido condicionado a la no ocurrencia del suceso.

La medida de importancia de Birbaum (B) de un suceso depende exclusivamente de la estructura del sistema. Esta medida obtiene la diferencia entre los dos casos extremos del riesgo condicional introducidos con anterioridad: el riesgo incrementado y el riesgo reducido.

Finalmente, la medida de Fussell-Vesely (FV) obtiene la fracción de riesgo base que se encuentra afectada por el suceso en cuestión. Esta medida expresa la mejora relativa en el riesgo cuando se supone que el suceso básico asignado a un componente nunca va a ocurrir.

En la literatura, algunos autores utilizan estas medidas de seguridad de forma conjunta para tomar decisiones acerca de los factores que más influyen a nivel de riesgo. Así, por ejemplo, en (European Commission, 1999), se utilizan las medidas FV y FIR para establecer categorías con respecto al riesgo. Laitonen, utiliza en (Laitonen & Niemel, 2014) mapas, como por ejemplo, el mapa de la indisponibilidad frente a medida Birbaum o de la medida Fussell-Vesely frente al incremento en el riesgo, para analizar cambios en sistemas desde el punto de vista de la criticidad en la seguridad. Otros autores, como (European Commission, 2014), utilizan medidas de riesgo tradicionales, como el FV, con el objetivo de jerarquizar los componentes en función de su significancia con respecto al envejecimiento.

2.8 Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad permite determinar los factores que más contribuyen a la variación de los datos de salida, de forma que se pueda conocer qué resultados son menos estables en el modelo y, por tanto, donde hay que seguir investigando para eliminar la incertidumbre. El propósito del análisis de sensibilidad consiste en determinar las relaciones entre la incertidumbre en las variables usadas en el análisis y la incertidumbre en las variables dependientes resultantes. Este análisis de sensibilidad consiste en una colección de herramientas que permite dilucidar la salida de un modelo, por ejemplo una métrica de riesgo, a partir de las variables de entrada, por ejemplo, los parámetros del modelo. Existen en la literatura diferentes métodos para llevar a cabo un análisis de sensibilidad (Borgnovo, 2006) (Saltelli, Chan, & Scott, 2000). Tradicionalmente, se utilizaban el coeficiente de correlación parcial y los coeficientes de regresión estandarizados (Nuñez, Leod, & Barón, 1999) (USNRC, 1985).

En los últimos años, se han desarrollado métodos flexibles para la realización del análisis de sensibilidad, los cuales se pueden agrupar en tres tipos (Saltelli, Chan, & Scott, 2000):

- Métodos de Screening, los cuales permiten determinar los factores que mayor impacto ejercen en la variabilidad de las salidas del modelo. Dentro de estos métodos se engloban el método de Morris, el método de Cotter y el método de la bifurcación de Bettonvil.
- Métodos locales, en los cuales se mide la variabilidad que se produce en las salidas del modelo variando cada factor de entrada pero manteniendo el resto fijos. Entre estos métodos se encuentran los métodos directos, el método de la función de Green y los métodos de aproximación por diferencias finitas.
- Métodos globales, los cuales permiten conocer la incertidumbre producida en los resultados, además, de la proporción que es provocada por la incertidumbre de los factores de entrada. Estos métodos se clasifican en dos grandes grupos: los métodos basados en muestreo y los métodos basados en la varianza.

En la presente tesis se ha utilizado el método de la descomposición de la varianza por ser el procedimiento más informativo e intuitivo para resumir la incertidumbre en el resultado del análisis consecuencia de la incertidumbre en las variables de entrada. Según se establece en (Saltelli, Chan, & Scott, 2000) (Sobol, 1993), este procedimiento utiliza diferentes medidas para cuantificar esta incertidumbre, tales como el índice de sensibilidad de primer orden s_j y el índice de efectos totales T_j .

3 Metodología de evaluación del impacto en el riesgo de cambios en requisitos de ETF en presencia de incertidumbre

En este capítulo se propone una metodología de evaluación del impacto en el riesgo de cambios de bases de licencia en presencia de incertidumbres, en particular, para analizar cambios en los requisitos de las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento (ETF) contenidos en las bases de licencia de operación de las centrales nucleares.

Las ETF se dividen en varias categorías las cuales pueden estar sujetas a solicitud de cambio. En particular, existen dos áreas tradicionales de aplicación del Análisis Probabilista de Seguridad (APS) que se refieren al análisis de cambios en los intervalos de prueba de vigilancia (TI), incluidos dentro de los Requisitos de Vigilancia (RV), y cambios en los requisitos del tiempo máximo permitido de inoperabilidad (CT), incluidos en las Condiciones Límite de Operación (CLO). La metodología propuesta en este capítulo está basada en las recomendaciones de la guía reguladora RG 1.174 (USNRC, 2011) de la NRC y la GS 1.14 (CSN, 2007c) del CSN, que establece los principios generales a seguir en lo que se refiere a la toma de decisiones sobre cambios en las bases de licencia por parte del organismo regulador. Además, se atiende a las recomendaciones de la guía reguladora RG 1.177 (USNRC, 2011b), la cual desarrolla dichos principios de manera particular para el análisis de cambios en las ETF.

Estas guías reguladoras, RG 1.174 y RG 1.177, requieren que todas las fuentes de incertidumbre que forman parte del APS sean identificadas y analizadas de tal manera

que su impacto sea comprendido, no solo a nivel de su incidencia en la medida de riesgo final, sino también a nivel del elemento técnico básico. La Figura 3.1 muestra las etapas de la metodología de evaluación del impacto en el riesgo en cambios de ETF mediante el uso del APS.

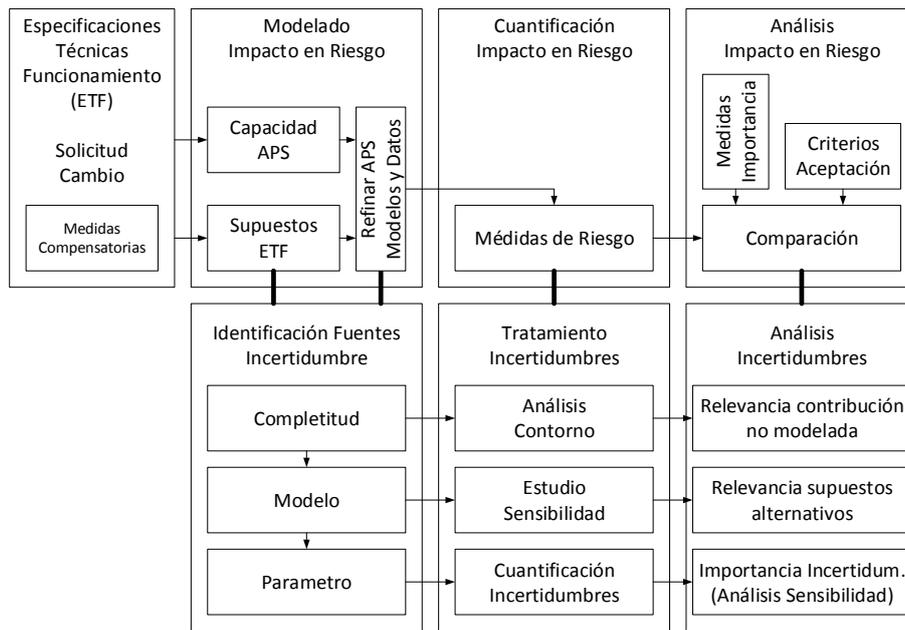


Figura 3.1. Metodología para la toma de decisiones informada en el riesgo

Esta metodología se basa principalmente en cuatro etapas. La primera de ellas consiste en la descripción del problema, definición del cambio y, en su caso, la consideración de medidas compensatorias. Las tres etapas restantes representan los pasos a seguir en la evaluación del impacto en el riesgo de la propuesta de cambio considerada. El enfoque propuesto se basa en el uso del Análisis Probabilista de Seguridad (APS) y consiste en: (1) el modelado del impacto en el riesgo, (2) cuantificación del impacto en el riesgo y (3) análisis del impacto en el riesgo. En cada una de las tres etapas se realiza respectivamente la identificación, el tratamiento y el análisis de incertidumbres de forma integrada. Este enfoque es coherente con los principios generales del marco de la toma de decisiones basadas en el riesgo. En lo que respecta al modelado del riesgo, no sólo se hace hincapié en la cuantificación general abordando las fuentes de incertidumbre vinculadas a los modelos del APS y a los datos, sino también a las fuentes de incertidumbre de modelo y parámetros asociados a los supuestos cambios en las ETF.

3.1 Definición del cambio y uso de medidas compensatorias

Cuando se solicita un cambio en las ETF, debe demostrarse y justificarse la necesidad de éste, detallando las razones por las que se requiere dicho cambio. Estas razones pueden ser entre otras, por ejemplo: la mejora de la seguridad operacional de la planta, la consistencia de la base del riesgo en los requisitos regulatorios y la reducción de cargas innecesarias.

En consonancia con el principio fundamental de que los cambios en las ETF pueden dar lugar a un incremento en el riesgo para la salud y seguridad pública, se deben de establecer, en su caso, medidas compensatorias que equilibren el aumento del riesgo causado. Por ejemplo, para un cambio de los RV, una medida compensatoria podría consistir en la incorporación de una estrategia de pruebas escalonadas. Estas medidas compensatorias se explicarán en detalle en las siguientes secciones.

3.2 Modelado del impacto en el riesgo

Las guías reguladoras proponen el uso del APS para modelar y cuantificar el riesgo. Concretamente, la RG 1.174 (USNRC, 2011b) y la guía de seguridad GS 1.14 (CSN, 2007c) establecen que el uso del APS debe de realizarse de forma que sea consistente con las prácticas aceptadas y además, que la calidad de éste debe de ser medida en términos de su adecuación con respecto al alcance, nivel de detalle y calidad. Además, la GS 1.15 establece las condiciones requeridas para la actualización y el mantenimiento de los APS españoles.

3.2.1 Utilización del APS

El alcance, nivel de detalle y calidad del APS necesarios depende de la aplicación concreta que se esté considerando en cada caso. De ahí que tanto el nivel de detalle como la calidad puedan variar de una aplicación a otra. Un requisito primordial es que el APS deba reflejar de forma realista la característica de diseño, construcción, prácticas y experiencia operativa de la planta. A continuación, se detallan el alcance, calidad y nivel de detalle propuesto en la normativa para abordar la evaluación del impacto en el riesgo utilizando el APS (USNRC, 2009b).

En cuanto al alcance, la evaluación debe abordar todos los modos de operación y eventos de la planta afectados por la ETF. Dependiendo de la aplicación específica considerada podría ser necesario complementar el APS disponible en cada central cuando éste no contemple la totalidad de los aspectos afectados por el cambio.

Así, un APS de nivel 1 a potencia podría ser suficiente para aquellas aplicaciones relacionadas con sistemas de mitigación de accidentes iniciados durante la operación a plena potencia, cuya función es evitar el daño al núcleo, utilizando el valor de la

Frecuencia de Daño al Núcleo (FDN) como medida de riesgo. Para aquellas aplicaciones en las que también fuese necesario considerar las funciones de contención u otros sistemas de mitigación de las consecuencias del accidente sobre control de liberación de radiactividad, se debería complementar el APS de nivel 1 con un nivel 2. Como medida adicional al valor de la FDN se utilizaría la Frecuencia de Grandes Liberaciones Tempranas (FGLT o FGL). En caso de no disponerse de este análisis podría utilizarse la comparación con estudios equivalentes de plantas similares, o complementarse con otras técnicas. También podrían existir aplicaciones concretas relacionadas con sistemas de mitigación de accidentes iniciados en modos de operación distintos de la plena potencia, que, adicionalmente, requiriesen tener en cuenta el riesgo en otros modos de operación de la planta. El mismo criterio podría aplicarse para la consideración de los riesgos asociados a los denominados sucesos externos, tales como incendios, inundaciones y sismos.

Existen incertidumbres asociadas al hecho de que el alcance del APS no sea completo. Estas incertidumbres deberán ser controladas mediante la realización de análisis de sensibilidad adecuados que permitan determinar el impacto de las mismas sobre el riesgo.

El nivel de detalle requerido depende igualmente de cada aplicación específica, según se requiera un análisis de riesgo a nivel de componente, tren o sistema, debiendo ser lo suficientemente completo para modelar el impacto. En el riesgo del cambio propuesto. La caracterización del problema lleva consigo el establecimiento de una relación causa-efecto para identificar las partes afectadas por el cambio que se está evaluando. Desde la perspectiva de la seguridad, un APS debe considerar todos los aspectos negativos para la seguridad de un sistema, identificando los fallos técnicos, los sucesos ambientales y los errores humanos que, por separado o de forma conjunta, puedan conducir a sucesos no deseados. Una vez identificadas las vías de fallo, se cuantifica la probabilidad de cada fallo y de cada combinación de fallos dando una predicción de la frecuencia de ocurrencia de cada suceso no deseado. La fiabilidad global de un sistema se obtiene a partir de la fiabilidad de los factores técnicos y humanos que lo componen.

Finalmente, la calidad se define como la medida de la adecuación del modelo a la realidad. Las guías GS 1.14 (CSN, 2007c) y GS 1.15 se dirigen, entre otros aspectos, a garantizar dicha calidad de los APS.

3.2.2 Incertidumbres. Identificación, caracterización y tratamiento

Los modelos del APS son complejos, ya que en su desarrollo se consideran un gran número de sucesos de diferente naturaleza, sucesos que representan fallos en Estructuras, Sistemas y Componentes (ESC), errores humanos, Fallos de Causa Común (FCC), etc. Además, se precisa el desarrollo de estructuras lógicas (p.e., árboles de sucesos y árboles de fallos) que los relacionan y una valoración de las frecuencias y probabilidades de los sucesos básicos de las mismas. El desarrollo de modelos lógicos junto con la valoración de probabilidades puede introducir incertidumbres que podrían tener un impacto

importante en las predicciones del modelo APS. Este hecho pone de manifiesto la necesidad de considerar el efecto de las incertidumbres. La guía NUREG-1855 (USNRC, 2009) establece los diferentes tipos de incertidumbre que se pueden encontrar y propone directrices para su tratamiento en el marco de las aplicaciones del APS informadas en el riesgo como la que se presenta en este trabajo de tesis.

Existen dos clases de incertidumbre, aleatoria y epistémica. La incertidumbre aleatoria está asociada a la incapacidad para predecir sucesos aleatorios observables. Las incertidumbres epistémicas surgen, sobre todo, de la falta de precisión del modelo para representar la realidad del comportamiento de la planta, en este caso, en términos de riesgo. La incertidumbre epistémica se relaciona con el nivel de creencia que los analistas tienen en la representatividad o validez del modelo y en sus predicciones, es decir, en que grado el APS refleja el diseño, la operación en planta y la respuesta ante los accidentes postulados. A la vez existen tres tipos de incertidumbres epistémicas, la incertidumbre de parámetro, modelo y completitud. En las siguientes secciones se describen cada una de estas incertidumbres.

3.2.2.1 Incertidumbre de parámetro.

La incertidumbre de parámetro está relacionada con la incertidumbre asociada a los parámetros de entrada usados para cuantificar las probabilidades de los sucesos en el modelo lógico del APS. Ejemplos de este tipo de incertidumbre pueden ser las frecuencias de sucesos iniciadores, tasa de fallos de componentes, probabilidad de errores humanos, etc. Para hacer frente a la incertidumbre de los parámetros que afectan a los resultados del APS y a la toma de decisiones final, se requiere que, las incertidumbres de los parámetros se caractericen, se propaguen y se analicen junto al resto de los resultados del APS frente a los criterios de aceptación.

Debido al gran número de parámetros presentes en los modelos y datos del APS, se requiere condicionar el nivel de detalle con el que se va a caracterizar cada uno de los parámetros en función de su contribución a la incertidumbre del resultado final según la aplicación del APS. El NUREG/CR-1855 propone una clasificación para caracterizar los parámetros en tres categorías.

- Categoría I: se utilizan estimaciones medias de los parámetros.
- Categoría II: se utilizan intervalos de incertidumbre de los parámetros.
- Categoría III: se utilizan distribuciones de probabilidad de los parámetros.

El tratamiento habitual de las incertidumbres de parámetro consiste en la propagación de las incertidumbres desde los modelos y parámetros hacia la cuantificación del riesgo. Para ello, se recurre a técnicas de muestreo por Monte Carlo Puro o por hipercubo latino de los datos básicos a partir de su caracterización previa (normalmente probabilista). El muestreo por hipercubo latino es una técnica de Monte Carlo estratificada multivariante sin reemplazo.

Por un método o por otro, la cuantificación de la medida del riesgo se repite un número determinado de veces, tantas como simulaciones sean necesarias correspondiendo al tamaño del muestreo, obteniendo los parámetros y funciones estadísticas representativas de la distribución de riesgo. Si el número de simulaciones realizadas es suficientemente grande, la muestra representará una aproximación a la verdadera distribución de la medida de riesgo, así como una estimación de los parámetros que la caracterizan tales como la media (medida de posición central), la varianza (medida de dispersión) y los percentiles 5% y 95% (medidas de posición no central).

3.2.2.2 Incertidumbre de modelo

La incertidumbre de modelo surge de las diferentes maneras que pueden existir para representar ciertos aspectos de respuesta de la planta. La incertidumbre asociada al modelo y sus partes se suele tratar haciendo suposiciones. En general, la incertidumbre se caracteriza mediante diferentes modelos o hipótesis alternativas y su tratamiento se basa en estudios de sensibilidad de los resultados de la cuantificación del riesgo frente a la utilización de los diferentes supuestos o modelos.

3.2.2.3 Incertidumbre de completitud

La incertidumbre de completitud considera todas las contribuciones que no han sido incluidas en el alcance o en el nivel de detalle del APS. Este apartado se centra en la identificación y el análisis de aquellas contribuciones al riesgo que no hayan sido contempladas en el APS original. El analista tendrá las siguientes opciones para la toma de decisiones:

- 1) Actualizar el APS para incorporar las contribuciones no consideradas.
- 2) Demostrar que las contribuciones no incluidas en el alcance son significativas.
- 3) Utilizar un análisis conservador para cuantificar el riesgo de las contribuciones no incluidas y que no se tienen en cuenta en el modelo detallado de APS.

La primera opción supone pasar de tener incertidumbres de completitud a incertidumbres de modelo y/o de parámetros, que se tratan como se ha señalado en la sección anterior. La segunda y tercera opción incluye el análisis de contorno. En cualquier caso, este tipo de incertidumbre de completitud no se ha incluido en el alcance del presente trabajo de tesis.

3.3 Evaluación del impacto en el riesgo. Métricas de riesgo

La RG 1.174 propone dos medidas para evaluar el impacto en el riesgo en los cambios de licencia y la RG 1.177 establece las mismas métricas para evaluar un cambio en las ETF. Así, utilizando un APS de nivel 1, las métricas de riesgo que se utilizan son la

frecuencia de daño al núcleo media anual antes del cambio (FDN_a) y el incremento medio anual de la frecuencia de daño al núcleo (ΔFDN), que puede formularse de la siguiente forma:

$$\Delta FDN = FDN_d - FDN_a \quad (3.1)$$

donde, FDN_d es la FDN después del cambio en las bases de licencia. La Ecuación (3.1) puede ser reformulada para un único componente de la siguiente forma:

$$\Delta FDN \approx \Delta u_i \cdot (FDN_1 - FDN_0) \quad (3.2)$$

donde

$$\Delta u_i = u_i^d - u_i^a \quad (3.3)$$

siendo u_i^a y u_i^d la indisponibilidad media u_i del componente i antes (a) y después (d) de un cambio el cual genera indisponibilidad. En la Ecuación (3.2), los dos últimos términos representan la FDN condicional cuando se conoce con certeza que el equipo esta indisponible FDN_1 y la FDN cuando se conoce con certeza que el equipo está en operación, FDN_0 .

Los apéndices A de (USNRC, 2011) y B de (USNRC, 2011b) proporcionan una orientación general de cómo utilizar el APS para derivar medidas de riesgo mediante el uso de las Ecuaciones (3.1) a (3.3). Las métricas de riesgo requeridas deben derivarse utilizando las medidas de riesgo básicas e incluyendo en el cálculo el tratamiento adecuado de las incertidumbres epistémicas. En particular, el ΔFDN se puede derivar mediante la adopción de una de las dos alternativas propuestas. Una forma es utilizar la Ecuación (3.2) que muestra de manera explícita su relación con las contribuciones básicas de indisponibilidad para los equipos individuales y la otra alternativa es utilizar los resultados del APS directamente mediante la aplicación de la Ecuación (3.1).

Por otra parte, el uso de APS para evaluar cambios en los requisitos de vigilancia requiere una serie de supuestos típicos del modelo de APS los cuales pueden tener una influencia significativa. El tipo de supuestos que deben de ser reconsiderados y revisados para las evaluaciones de los requisitos de vigilancia, los cuales se explican en detalle en el apartado 2.3.4 de la RG 1.177, se pueden resumir en los siguientes (Kim, Martorell, Vesely, & Samanta, 1994) (USNRC, 1992c):

- (1) Las actividades de pruebas son totalmente eficientes. En el APS convencional se asume que las actividades de pruebas detectan todos los fallos, asumiendo que la indisponibilidad del componente se resetea a cero tras la realización de ésta. Este supuesto debe de ser revisado ya que existen fallos de componentes que atendiendo

a su diseño y al tipo de prueba realizada, no se pueden detectar mediante la realización de pruebas de vigilancia rutinarias.

- (2) El rendimiento del equipo no se ve afectado por la realización de la prueba. En la utilización APS para aplicaciones de riesgo informado se asume que la tasa de fallos es constante y que no se ve afectada por el cambio en el intervalo de pruebas. En general, al aumentar el intervalo de pruebas de los componentes, más allá de un cierto valor, se puede reducir la capacidad de éstos, por ejemplo, aumentando la tasa de fallos. Es por este motivo por el que este supuesto debe de ser revisado, ya que no se podría realizar una modificación del intervalo de pruebas más allá del valor en el que la tasa de fallos del componente se vea afectada. Esto implicaría el uso de otras herramientas de análisis a parte del análisis del riesgo informado.
- (3) La planificación de las pruebas para equipos redundantes. La adopción de un tipo de estrategia de pruebas determinada, por ejemplo, escalonada o secuencial, tiene impacto en las medidas de riesgo calculadas. Por esta razón, se debe de evaluar el impacto en el riesgo considerando las diferentes estrategias, secuencial frente a escalonada, con el fin de determinar su impacto en el cambio considerado.
- (4) Los efectos adversos asociados a la realización de las pruebas como los tiempos de inoperabilidad de equipos debido a éstas.

En la evaluación del impacto en el riesgo de cambios en los requisitos de vigilancia, se deben de considerar los siguientes aspectos ya que pueden influir en el proceso de la toma de decisiones informada en el riesgo (Kim, Martorell, Vesely, & Samanta, 1994) (USNRC, 1992c): el tiempo en el que esta inoperable un equipo debido a los fallos entre pruebas, la indisponibilidad del equipo asociada a la realización de una prueba, el efecto de los errores humanos, el efecto de las pruebas ineficientes para detectar fallos, el efecto de los iniciadores derivados de la realización de la prueba, la degradación de los equipos debido al número de pruebas llevadas a cabo y la mejora de los equipos debido al desarrollo de pruebas.

Tradicionalmente, sólo se tenían en cuenta los dos primeros factores para cuantificar el impacto en el riesgo del cambio en los requisitos de vigilancia. Estos dos factores, indisponibilidad de los equipos debida a fallos no detectados e indisponibilidad de debido a tiempos de inoperabilidad por la realización de la prueba pueden formularse mediante las siguientes ecuaciones:

$$u_s = \frac{1}{2} \cdot \lambda_s \cdot TI \quad (3.4)$$

$$u_T = \frac{\tau}{TI} \quad (3.5)$$

donde λ_s es la tasa de fallos en espera, la frecuencia de la prueba está representada por $1/T_I$ y la duración de la prueba por τ .

Normalmente, el cambio en los requisitos de vigilancia afecta a varios componentes simultáneamente, sobre los cuales se realizan pruebas bajo la misma estrategia o periodicidad, por tanto, se debe de tener en cuenta que el impacto en el riesgo no sólo afecta a un componente, sino a varios. En este caso, en el que los cambios afectan a más de un componente, se debe de utilizar el enfoque dado por la Ecuación (3.1).

Además de las medidas anteriormente descritas, se suelen considerar otras medidas de riesgo de interés para el impacto en el cambio de ETF. En lo que se refiere a cambios en el tiempo máximo permitido de inoperabilidad (CT), en (USNRC, 2011b) se establecen las medidas que permiten evaluar el impacto en el riesgo. Estas medidas son: (1) el riesgo instantáneo, (2) el riesgo simple y (3) el riesgo anual, cuya formulación se presenta a continuación.

Riesgo instantáneo: Se han de considerar tanto el incremento de riesgo, normalmente con respecto al estado base de planta, como el valor de riesgo absoluto condicionado a la ocurrencia de un suceso determinado (por ejemplo la realización de mantenimiento). El incremento de riesgo se puede formular, como:

$$\Delta FDN_x = FDN_{1,x} - FDN_{0,x} \quad (3.6)$$

donde $FDN_{1,x}$ representa el incremento absoluto del nivel de riesgo condicionado a que se conoce con total certeza que ha ocurrido el suceso x que tiene asociado una CLO, mientras que $FDN_{0,x}$ representa la disminución del nivel de riesgo condicionado a que se conoce con total certeza que no ha ocurrido el suceso x que tiene asociado una CLO. El suceso x puede representar un tipo de indisponibilidad de uno o varios equipos de seguridad simultáneamente (por pruebas, mantenimiento, etc.).

Riesgo simple: Expresado por Incremento Condicional de la Probabilidad de Daño al Núcleo (ICPDN) y que representa el riesgo esperado (o riesgo integrado) sobre la duración del periodo de indisponibilidad, el cual se puede formular como:

$$ICPDN_x = d_x \cdot \Delta FDN_x \quad (3.7)$$

donde d_x es el tiempo de indisponibilidad asociado con el CT.

Riesgo anual: Representa la contribución de la desviación al riesgo medio a largo plazo, generalmente a un año, el cual se puede interpretar como el producto de la frecuencia de ocurrencia de la desviación a lo largo de un año por el riesgo simple asociado a la duración de la desviación, que se puede formular como:

$$FDN_x = f_x \cdot ICPDN_x = u_x \cdot \Delta FDN_x \quad (3.8)$$

donde f_x representa la frecuencia, normalmente anual, con que ocurre un suceso determinado.

3.4 Análisis del impacto en el riesgo considerando el efecto de las incertidumbres

3.4.1 Criterios de aceptación

Una vez se ha calculado el impacto en el riesgo, tal y como se establece en el apartado anterior, se deben comparar los resultados obtenidos con los criterios de aceptación establecidos en la RG 1.174 y en la RG 1.177. Teniendo en cuenta que dicha cuantificación debe incluir la caracterización y propagación de incertidumbres tratada en el apartado 3.2.2, en particular, en lo que se refiere a las incertidumbres de parámetros, existen dos enfoques para comparar los resultados:

- El método “risk neutral” que utiliza los valores medios de las medidas de riesgo para comparar los resultados. Este método es el comúnmente utilizado en la toma de decisiones, aunque no contemple toda la información.
- El enfoque “risk adverse”, utiliza el valor medio de las distribuciones que caracterizan la incertidumbre, tratando a los criterios de aceptación como una banda de tolerancia utilizando un percentil superior, normalmente el del 95%.

En general, ambas guías proporcionan directrices de aceptación que se utilizan para justificar un cambio en las bases de licencia y en particular para las ETF. Estos cambios pueden ser aceptados o rechazados en base al APS.

Concretamente la RG 1.174 propone adoptar dos medidas de aceptación para evaluar los cambios en las bases de licencia cuando se utiliza como base un APS de Nivel 1. Estas dos medidas son la FDN y el ΔFDN , las cuales se proponen también en la RG 1.177 para cambios en las ETF.

De este modo, para justificar un cambio en un requisito de vigilancia, las directrices de aceptación en términos de regiones se definen utilizando la pareja de valores $\{FDN, \Delta FDN\}$. Estos valores medios se refieren a los valores medios de las distribuciones de probabilidad obtenidas a partir de la propagación de las incertidumbres de los parámetros de entrada y las incertidumbres de modelo tenidas en cuenta. En la aceptabilidad o no del cambio propuesto se deben tener en cuenta las incertidumbres asociadas a las variables de salida, ya que la representación adecuada de la incertidumbre podría marcar la diferencia entre que el punto definido por la pareja de valores $\{FDN, \Delta FDN\}$ estuviese por encima o por debajo de los límites de aceptación. Las diferentes regiones de aceptación se definen a continuación:

- Si hay un decrecimiento en el valor de FDN, se puede considerar el cambio como aceptable desde el punto de vista del riesgo.
- Cuando el incremento de la FDN es muy pequeño, $< 10^{-6}$ por reactor-año, el cambio será tenido en consideración, independientemente del valor de la FDN (Región III).
- Si $10^{-6} < \Delta FDN < 10^{-5}$ por reactor-año, sólo se considerarán aquellas aplicaciones para las que la FDN total resulte menor que 10^{-4} por reactor-año (Región II).
- Cambios en los requisitos de ETF que dieran lugar a un ΔFDN mayor que 10^{-5} , no serán tenidos en consideración (Región I).

Una representación gráfica de las regiones establecidas anteriormente se muestra en la Figura 3.2.

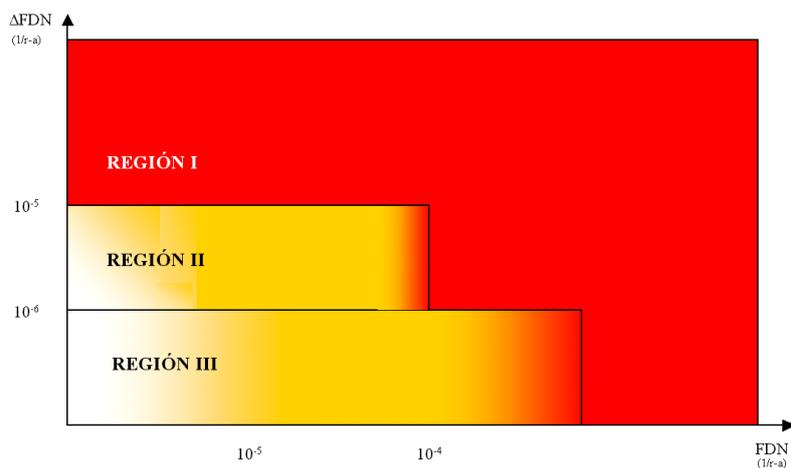


Figura 3.2. Criterios de aceptación

De forma específica, para el análisis de la aceptabilidad en un cambio en el CT de las CLO, se han de considerar, de forma adicional a los límites establecidos anteriormente, los siguientes criterios de aceptación, sobre el riesgo instantáneo y el riesgo simple, los cuales se proponen en la RG 1.177.

- Criterio de aceptación sobre el riesgo instantáneo

Se ha de controlar que los incrementos puntuales de riesgo que conllevan la entrada en la condición límite de operación, CLO, estén dentro de la normalidad de la fluctuación de la evolución del riesgo de la central. Para ello, el riesgo condicional, FDN_1 , asociado con la indisponibilidad del equipo que provoca la entrada en dicha CLO debería estar por debajo de un determinado umbral. Un valor que se suele tomar como límite umbral

del riesgo condicional, utilizando la FDN como medida de riesgo, corresponde a $1 \cdot 10^{-3}$ años⁻¹, que representa el incremento condicional de la FDN (ICPDN, Incremento Condicional de la Probabilidad de Daño al Núcleo).

- Criterio de aceptación sobre el riesgo simple

Para la evaluación del riesgo simple, la guía reguladora RG 1.177 sugiere diferentes valores máximos atendiendo a dos parámetros. Por un lado, se encuentra la magnitud de evaluación del riesgo simple (en este caso será la FDN), a la cual se someterán dichas directrices de aceptación, y por otro, la guía reguladora dicta que se debe atender a la permanencia del cambio, es decir, se debe hacer una distinción entre cambios permanentes y no permanentes. A continuación se muestran dichos umbrales para los casos expuestos.

- a. Cambios permanentes de tiempos máximos permitidos de Inoperabilidad (CT): Para cuantificar el riesgo simple utilizando la magnitud FDN, se recomienda que el Incremento Condicional de la Probabilidad de Daño al Núcleo (ICPDN) no supere el valor de $1 \cdot 10^{-6}$.
- b. Cambios no permanentes de tiempos máximos permitidos de Inoperabilidad (CT). Para este caso se pueden dar dos posibilidades: Al igual que en el caso anterior, que el ICPDN no sea superior a $1 \cdot 10^{-6}$. O bien, que el ICPDN sean inferior a $1 \cdot 10^{-6}$, implementando medidas de compensación efectivas para reducir las fuentes de aumento en el riesgo.

Las propuestas de cambios que conduzcan a la superación de los criterios de aceptación, podrán ser consideradas cuando se cumplan las premisas siguientes:

- Si se demuestra que hay beneficios en la seguridad no reflejados en los resultados cuantitativos.
- Se demuestra que no hay efectos negativos no cuantificados.
- Se propongan medidas compensatorias que supongan un impacto positivo en la seguridad, aun cuando éste no pueda ser estimado numéricamente, para contrarrestar el incremento en el riesgo.

3.4.2 Medidas compensatorias

El objetivo principal de incorporar medidas compensatorias es neutralizar el efecto del impacto del cambio sobre el nivel del riesgo.

Así, los cambios en las ETF pueden causar, como máximo, pequeños incrementos del riesgo. Cuando los valores de incremento en el riesgo se encuentren cerca de los límites de aceptación, se deberán plantear las consiguientes medidas compensatorias, las cuales se incluirán en la documentación aportada dentro de la solicitud del cambio de ETF cuando hayan sido consideradas dentro del análisis.

De la misma manera, una medida compensatoria que neutraliza un incremento en el nivel de riesgo base va a reportar supuestamente una neutralización del efecto de las incertidumbres. No obstante, esta hipótesis requiere ser verificada igualmente repitiendo el análisis probabilista considerando todas las medidas compensatorias incorporadas en el análisis, puesto que en principio no se puede asegurar que exista una relación lineal entre la reducción del riesgo y la reducción de la incertidumbre.

Por ejemplo, entre las medidas compensatorias para los requisitos de vigilancia, concretamente para los intervalos entre pruebas de vigilancia (TI), se podrían incluir las siguientes: la incorporación de pruebas escalonadas, la adecuación de los programas de prueba y mantenimiento, para reducir su incidencia y la mejora de diseño de los sistemas, que reduzca la indisponibilidad global del sistema y por tanto, el riesgo de la planta.

3.4.3 Medidas de importancia y sensibilidad

Las RG 1.174 y RG 1.177 requieren que todas las fuentes de incertidumbre sean identificadas y analizadas.

Las medidas de importancia suministran un camino muy útil para caracterizar los sucesos básicos que contribuyen de forma significativa en el nivel de riesgo alcanzado tras un cambio en las bases de licencia, haciendo posible la ordenación de dichos sucesos básicos según su importancia.

El análisis de sensibilidad ayuda a conocer la influencia que la variación de la probabilidad de un suceso básico tiene sobre el nivel del riesgo tras el cambio.

El uso del análisis de importancia y del análisis de sensibilidad de forma conjunta puede ayudar a la identificación de los parámetros (e hipótesis y modelos) que mayor impacto tienen sobre las diferentes medidas de riesgo y su influencia en la incertidumbre de los resultados obtenidos en la cuantificación de dichas medidas. En la literatura se encuentran trabajos que son un buen ejemplo de la utilización combinada de medidas de importancia tradicionales con técnicas de análisis de sensibilidad con este propósito (Nokland & Aven, 2010) (Borgonovo, Apostolakis, Tarantola, & Saltelli, 2003).

Las medidas de importancia tradicionales pueden ser utilizadas en la clasificación y categorización de iniciadores y sucesos básicos modelados en el APS. En el Capítulo 2 de la presente tesis se describen algunas de estas métricas de riesgo como por ejemplo Fussell-Vesely (FV), Birnbaum (B), el Factor de Incremento del Riesgo (FIR) y el Factor de Reducción del Riesgo (FRR).

Estas medidas de riesgo tradicionales se pueden utilizar para obtener una clasificación de los sucesos básicos más relevantes con respecto al valor medio de las dos métricas de riesgo, la FDN y el incremento en el riesgo tras el cambio (ΔFDN) representados por la pareja de valores $\{FDN, \Delta FDN\}$. Así, por ejemplo, mediante una gestión adecuada de los sucesos básicos más importantes con respecto al ΔFDN se podría devolver el punto dentro de los niveles de aceptación en caso de identificarse la necesidad de medidas

compensatorias que se basarían en la gestión de la contribución al riesgo de dichos sucesos básicos.

En (Reinert & Apostolakis, 2006), se muestra un ejemplo del uso de la medida de importancia FIR en este contexto. El FIR puede utilizarse con respecto a la FDN y a la ΔFDN , con el objetivo de mostrar las partes del APS donde la incertidumbre tiene mayor impacto con respecto al cambio propuesto. La medida FIR con respecto a la FDN se puede calcular directamente del APS mediante la siguiente expresión:

$$FIR_{FDN} = \frac{FDN_1}{FDN} \quad (3.9)$$

Mientras que, la medida FIR con respecto al ΔFDN se puede obtener mediante la siguiente expresión:

$$FIR_{\Delta FDN} = \frac{FIR_d \cdot FDN_d - FIR_a \cdot FDN_a}{FDN_d - FDN_a} \quad (3.10)$$

siendo, el FIR_a y FIR_d el incremento en el factor del riesgo antes (a) y después del cambio (d), respectivamente.

Además, en (Reinert & Apostolakis, 2006) se propone el uso de umbrales para determinar el valor del FIR umbral por debajo del cual se considera que un suceso básico no es importante desde el punto de vista del riesgo. Los valores umbrales se pueden calcular mediante las siguientes expresiones:

$$FIR_{FDN,umbral} = \frac{FDN_{umbral}}{FDN} \quad (3.11)$$

$$FIR_{\Delta FDN,umbral} = \frac{\Delta FDN_{umbral}}{\Delta FDN} \quad (3.12)$$

El FDN_{umbral} es el valor de FDN correspondiente a las líneas verticales entre regiones de la Figura 3.2 según RG 1.174, es decir, 1E-04 y 1E-03. El ΔFDN_{umbral} es el valor del ΔFDN correspondiente a las líneas horizontales entre regiones de la Figura 3.2 según RG 1.174, es decir, 1E-06 y 1E-05. Por tanto, existe una pareja de valores {mínimo, máximo} para la FDN y para el ΔFDN , y consecuentemente hay una pareja de valores límite del FIR {mínimo, máximo} tanto para la FDN como para el ΔFDN . Además estas parejas de valores son específicas del análisis para cada caso particular de un cambio en las ETF.

El análisis de sensibilidad en la presente tesis se ha realizado utilizando el método de la descomposición de la varianza por ser el procedimiento más informativo e intuitivo para resumir la incertidumbre en el resultado del análisis consecuencia de la incertidumbre en las variables de entrada. Según se establece en (Saltelli, Chan, & Scott, 2000) (Sobol,

1993), este procedimiento utiliza diferentes medidas para cuantificar esta incertidumbre, tales como el índice de sensibilidad de primer orden s_j y el índice de efectos totales T_j .

El índice de sensibilidad de primer orden (s_j), representa la contribución de cada factor de entrada x_j a la varianza total de la salida $V^2(y)$ y se expresa mediante la siguiente expresión:

$$s_j = \frac{V^2(E(y|x_j))}{V^2(y)} \quad (3.13)$$

donde $V^2(E(y|x_j))$ es la cantidad de varianza esperada debido al efecto principal que se eliminaría de la varianza total $V^2(y)$ si se pudiera determinar el verdadero valor de x_j .

El índice de sensibilidad de efecto total (T_j) corresponde a la contribución total de la salida y debida al factor x_j , esto es, su efecto de primer orden más todos los efectos de orden superior producto de las interacciones, el cual puede expresarse de la siguiente forma:

$$T_j = \frac{V^2(y|x_{(-j)})}{V^2(f(x))} = \frac{V^2(y - V^2(E(y)|x_{(-j)}))}{V^2(y)} \quad (3.14)$$

donde $x_{(-j)} = (x_1, \dots, x_{j-1}, x_{j+1}, \dots, x_p)$.

Los efectos totales se utilizan para identificar los factores de entrada que no son influyentes. Así, si el efecto total para un factor de entrada es insignificante, entonces este factor se puede fijar a cualquier valor dentro de su gama de incertidumbre.

Para un factor dado x_j , la diferencia entre los índices s_j y T_j representa las interacciones de ese factor con respecto a los otros factores. Cuando el efecto de las interacciones es nulo, se considera un modelo puramente aditivo y además, se cumple que $\sum s_j = 1$.

El cálculo de los índices anteriores requiere la evaluación de integrales p-dimensionales las cuales pueden ser aproximadas mediante un muestreo por Monte Carlo de la función de distribución conjunta de x .

Además, en la presente tesis se ha utilizado el método de las correlaciones de Spearman, desarrollado en 1904, el cual permite analizar las relaciones existentes entre las variables de entrada en el análisis y las variables de salida.

4 Aplicación de la metodología. Cambios en requisitos de vigilancia y condiciones límite de operación

En el presente capítulo se presentan los resultados del caso de aplicación de la metodología propuesta en el Capítulo 3, para la toma de decisiones informada en el riesgo para cambios en base de licencia en centrales nucleares, en presencia de incertidumbre, y en particular para cambios en los requisitos de las Especificaciones técnicas de funcionamiento (ETF).

Como se ha comentado previamente, las ETF constan de varias partes que pueden estar sujetas a solicitud de cambio. En particular, existen dos áreas tradicionales de aplicación del Análisis Probabilista de Seguridad (APS) que se refieren al análisis de cambios en los requisitos del tiempo máximo permitido de inoperabilidad (CT), incluidos en las Condiciones Límite de Operación (CLO) y en los intervalos de prueba de vigilancia (TI), incluidos dentro de los Requisitos de Vigilancia (RV).

En este contexto, el presente capítulo se divide en dos casos de aplicación. En el primer caso de aplicación se evalúa el impacto en el riesgo de un cambio en los RV, en particular en el intervalo de pruebas de vigilancia, TI y en el segundo caso de aplicación se evalúa el impacto en el riesgo de un cambio en las CLO, en particular en el CT.

En ambos casos de aplicación se utiliza un APS de Nivel 1, de eventos internos, adoptándose como métrica de riesgo la Frecuencia de Daño al Núcleo (FDN), para apoyar el análisis de los cambios propuestos.

4.1 Evaluación del impacto en el riesgo de un cambio en la frecuencia de las pruebas de vigilancia

En este apartado se presentan los resultados del caso de aplicación de la metodología descrita en el Capítulo 3 para evaluar el impacto en el riesgo de un cambio en el intervalo entre pruebas de vigilancia (TI).

El caso de aplicación se centra en el Sistema de Protección del Reactor (SPR) de un reactor convencional de agua a presión (PWR) de una planta nuclear.

4.1.1 Descripción del problema y propuesta de cambio

El sistema de Protección del Reactor (SPR) consta de dos trenes (A y B) idénticos, que son física y eléctricamente independientes. En la Figura 4.1 se representa un diagrama simplificado del sistema.

En lo que concierne a la función de disparo del reactor, se produce mediante la apertura de dos interruptores de disparo, 52RTA y 52 RTB, dispuestos en serie, que llevan tensión al sistema de accionamiento de las barras de parada y control del reactor de modo que, por una pérdida de tensión, éstas caen por efecto de la gravedad resultando el disparo del reactor.

Existe un interruptor de by-pass en paralelo con cada uno de los interruptores de disparo del reactor 52RTA/B que permite la prueba de éstos. Estos interruptores de by-pass son los 52BYA y 52BYB. El tren "A" del sistema de protección desenergiza el interruptor de disparo del tren "A" y la bobina de disparo de bajo voltaje del interruptor de by-pass del tren "B". El interruptor de disparo "B" y la bobina de disparo de bajo voltaje del interruptor de by-pass del tren "A" son desenergizados por el sistema de protección "B".

Cuando un interruptor de disparo en el sistema de protección asociado pasa a estar indisponible, los interruptores de by-pass están enclavados de forma que, si por descuido se cierra el segundo interruptor de by-pass a la vez que el primero está cerrado, este segundo interruptor se dispara abriéndose. Esta acción previene el cierre simultáneo de ambos interruptores de by-pass.

El suministro de tensión a la barra de alimentación de accionamiento de barras de control proviene de los motogeneradores MGA/B (dispuestos en paralelo), los cuales se alimentan de los Centros de Potencia CP5B3 y CP6B2, respectivamente. Estos centros de potencia se alimentan a su vez de barras 5A y 6, respectivamente.

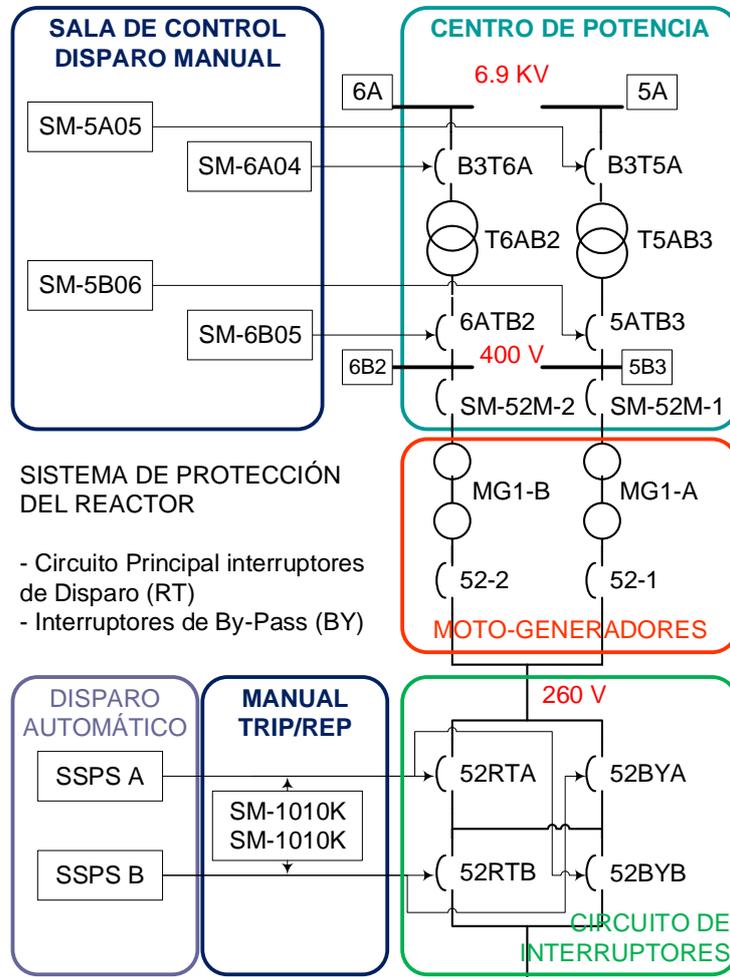


Figura 4.1. Diagrama simplificado del Sistema de Protección del Reactor (SPR)

Los requisitos de vigilancia del SPR establecen la realización de una prueba de vigilancia, con un período entre pruebas (TI) igual a dos meses con una estrategia de pruebas escalonada. El cambio propuesto en el presente caso de aplicación consiste en extender el TI actual de dos a tres meses, es decir, de 1440 horas a 2160 horas.

En general, la estrategia de pruebas escalonada es siempre más favorable puesto que condiciona que se dé un menor impacto en el riesgo que la secuencial. En este sentido, resulta frecuente tomar dicha estrategia escalonada, por ejemplo, como medida compensatoria para disminuir el riesgo. Esto significa que el primer interruptor de

disparo RTA sería probado primero y posteriormente, a los 3 meses siguientes se probaría el segundo interruptor de disparo RTB, y así sucesivamente.

4.1.2 Modelado del riesgo: modelo APS e identificación de las fuentes de incertidumbre

La Figura 4.2, muestra el árbol de fallos, que representa el fallo del SPR como evento “Top” incluido en el APS de nivel 1. Este suceso “Top” modela un único suceso principal “Fallo en la inserción de dos o más barras de control en el núcleo del reactor”.

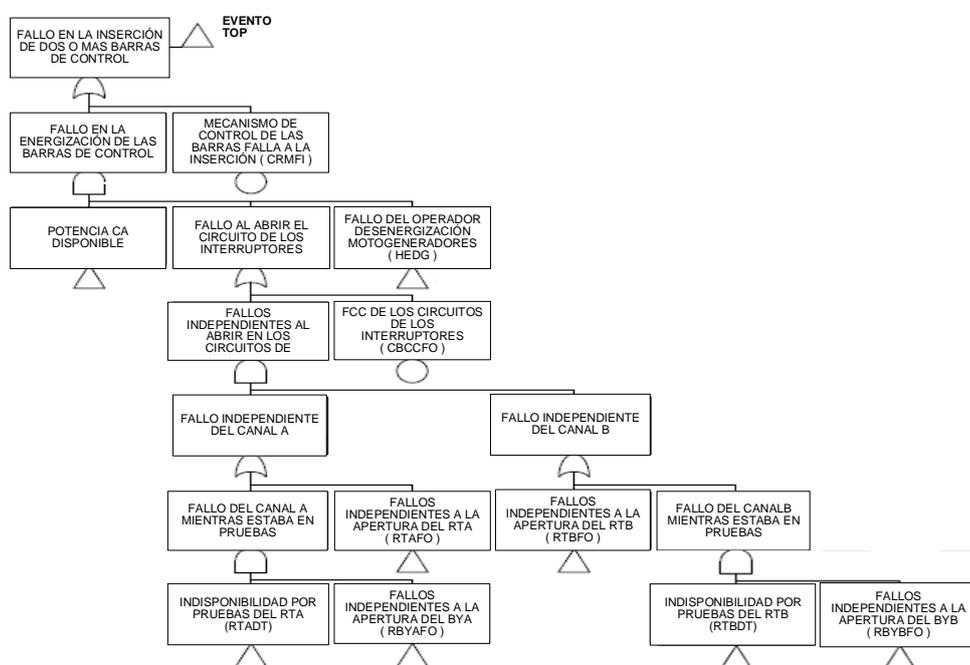


Figura 4.2. Árbol de fallos para el fallo del SPR

Los sucesos básicos más importantes que representan este suceso principal son los sucesos básicos de los componentes como el fallo al insertar las barras de control, CREMFI, el fallo de causa común de los interruptores automáticos, CBCCFO, y el error humano en la desconexión de los motogeneradores, HEDG.

Los dos canales A y B que representan los fallos de los interruptores, están relacionados mediante una puerta “AND”. Este tipo de puerta indica que los interruptores RTA y RTB fallarán en la apertura cuando ocurra el fallo de los dos canales simultáneamente. Los

sucesos básicos relativos a los interruptores para el canal A y B, se modelan mediante los fallos independientes (RTAFO, RTBFO) y las indisponibilidades debidas a la realización de pruebas (RTADT, RTBDT). En el caso de los interruptores de by-pass, los cuales actúan cuando los interruptores, RTA y RTB, están en pruebas, solo tienen un suceso básico relativo a fallos independientes (RBYAFO, RBYBFO).

Los datos utilizados para modelar los sucesos básicos, descritos previamente, se presentan en la Tabla 4.1 y en la Tabla 4.2.

Tabla 4.1. Modelo de los sucesos básicos del SPR

Suceso básico	Descripción	Modelo Suceso Básico	Modelo indisponibilidad* (u)
CRMFI	Mecanismo de las barras de control falla al insertarlas	Espera	$\frac{1}{2} \cdot \lambda_R \cdot MTBRT$
HEDG	Fallo del operador en la desenergización de los moto-generadores	Demanda	ρ_D
CBCCFO	Fallos de Causa Común (FCC) de los interruptores del circuito	Espera	$\frac{1}{2} \cdot \lambda_C \cdot TI$ (Pruebas secuenciales)
RTAFO, RTBFO BYAFO, BYBFO	Fallos independientes a la apertura de los interruptores (RTA, RTB) y los interruptores de by-pass (BYA, BYB)	Espera	$\frac{1}{2} \cdot \lambda_I \cdot TI$
HEMS	Fallo del operador en el disparo manual del reactor	Demanda	ρ_S
RTADT, RTBDT	Indisponibilidad debida a pruebas de los interruptores RTA y RTB	Pruebas	τ/TI

* (Martorell, y otros, 2005)

En la Tabla 4.1, se muestran los sucesos básicos, su descripción y los modelos de indisponibilidad utilizado para su cuantificación según el fallo postulado, los cuales se describen en (Martorell, y otros, 2005). En la Tabla 4.2, se detallan los correspondientes datos y parámetros utilizados para modelar cada suceso básico y la incertidumbre asociada obtenida a partir del APS actual, la cual está caracterizada a partir de la función de densidad de probabilidad (fdd).

Tabla 4.2. Datos y parámetros de los sucesos básicos del SPR

Parámetro	Descripción	Tipo de parámetro	Parámetro/valor
λ_R (h^{-1})	Tasa de fallos de los mecanismos de inserción de las barras de control	Fdd	Gamma(4.32E-09 ; 0.49)
ρ_D (-)	Probabilidad de error humano a la desenergización de los motogeneradores	Fdd	Log-normal(1.05E-01; 5)
λ_C (h^{-1})	Tasa de FCC de los interruptores	Espera	$\lambda_C = \beta * \lambda_I$ Log-normal(1.21E-07; 3)
β (-)	Factor beta para la tasa de FCC de los interruptores	Constante	0.1277 (Prueba secuencial)
λ_I (h^{-1})	Tasa de fallos independiente de los interruptores	Fdd	Gamma(9.47E-07 ; 1.49)
ρ_S (-)	Probabilidad de error humano en el disparo manual del reactor	Fdd	Log-normal(1.66E-01; 5)
MTBRT (h)	Tiempo medio entre disparos del reactor	Constante	2160 [Max TBRT = 13140]
TI (h)	Intervalo entre pruebas	Constante	1440 (TI actual de las ETF)
τ (h)	Duración de la prueba	Constante	1.37

4.1.3 Evaluación del impacto en el riesgo incluyendo el tratamiento de las incertidumbres de parámetro y modelo y medidas compensatorias

En este apartado se realiza la evaluación del impacto del riesgo de una propuesta de cambio en el tiempo en el intervalo entre pruebas (TI) para el SPR de 2 a 3 meses. Para ello, utilizando un APS de nivel 1 se cuantifica mediante el cambio en la frecuencia de daño al núcleo, ΔFDN , el cual puede evaluarse utilizando las Ecuaciones (3.1) a (3.3) (véase Capítulo 3).

En la Tabla 4.3 se presentan los resultados obtenidos en el caso base considerando únicamente la incertidumbre de modelo. En estas tablas se recogen los resultados obtenidos en el caso base mediante los modelos y datos presentados en las Tabla 4.1 y en la Tabla 4.2.

Tabla 4.3. Resultados de la FDN y AFDN para el caso base y los estudios de sensibilidad

ESTUDIO	FDN (year ⁻¹) [2 meses]			ΔFDN (años ⁻¹) [De 2 a 3 meses]		
	Media	5% perc.	95% perc.	Media	5% perc.	95% perc.
Caso Base	3.11E-05	8.21E-06	7.60E-05	1.36E-06	5.89E-08	6.75E-06
Sensibilidad nivel truncación	2.56E-05	9.18E-06	6.42 E-05	1.10E-06	7.17E-08	3.91E-06
Sensibilidad MTBRT	3.80E-05	1.04E-05	9.88E-05	3.93E-05	1.07E-05	9.92E-05
Sensibilidad FFNCT (0.25)	3.11E-05	8.21E-06	9.34E-05	1.10E-06	3.02E-08	3.54E-06
Sensibilidad FFNCT (0.50)	3.11E-05	8.45E-06	8.20E-05	7.13E-07	2.74E-08	2.82E-06
Sensibilidad FFNCT (0.75)	3.11E-05	8.32E-06	8.06E-05	3.82E-07	1.47E-08	1.50E-06
Sensibilidad HEP	3.36 E-05	9.15E-06	8.98E-05	2.77E-06	1.59E-07	9.95E-06
Sensibilidad Estrategia	2.92E-05	7.52E-06	7.67E-05	3.42E-07	1.92E-08	1.18E-06

Con el objetivo de estimar el impacto de la incertidumbre de modelo, además de la incertidumbre de parámetro, sobre la evaluación del impacto en el riesgo de un cambio en el TI, se han realizado diferentes estudios de sensibilidad los cuales se describen a continuación. Además, mediante este análisis se pretende estudiar todos aquellos factores que pudieran compensar el incremento en el riesgo del cambio considerado. Estos estudios se basan en el cambio del nivel de truncación, cambio en fracción de fallos detectados por las pruebas, adopción de estrategias de pruebas escalonadas en vez de secuenciales para los FCC y el cambio en la probabilidad de error humano.

a) Sensibilidad al nivel de truncación

En el caso base, se ha utilizado el nivel de truncación de referencia correspondiente a un valor de 1E-09. Con este nivel se ha observado en todos los casos que de entre todos los sucesos básicos afectados por el cambio, en los conjuntos mínimos de corte que se generan en la ecuación final de daño al núcleo (EFDN) sólo aparecen los sucesos básicos correspondientes a los fallos en la inserción de las barras de control (CRMFI), el error humano (HEDG) y los fallos de causa común (CBCCFO). Es por ello que se cree interesante realizar un estudio de sensibilidad en el que se aumente el nivel de truncación hasta el nivel de truncación de referencia del APS de 1E-08 (Cepin, M., 2005).

b) Sensibilidad al tiempo máximo entre disparos del reactor (MTBRT)

El siguiente estudio de sensibilidad afecta al suceso básico CRMFI correspondiente al fallo en la inserción de los mecanismos de las barras de control. Según establecen las

ETF estos mecanismos deben de probarse cada disparo del reactor. El tiempo máximo entre disparos del reactor (MTBRT) que puede ser considerado coincide con el tiempo entre recargas de combustible siendo igual a 13140 h (18 meses). Sin embargo, el valor que se muestra en la Tabla 4.2, para el parámetro MTBRT es igual a 2160 h (3 meses) el cual se basa en la experiencia operativa real de las plantas, siendo un buen estimador del tiempo medio entre disparos. Sin embargo, en la central se tiene como objetivo la reducción, tanto como sea posible, del tiempo entre disparos del reactor. Por lo tanto, aunque, basada en la experiencia operativa actual de las centrales nucleares del tipo PWR, sea imposible conseguir una MTBRT igual al período de recarga del combustible (18 meses), este estudio de sensibilidad tiene como objetivo evaluar el impacto de esta situación extrema en la evaluación del impacto en el riesgo del cambio en el TI.

c) Sensibilidad a la fracción de fallos no cubierta por las pruebas

El siguiente estudio de sensibilidad se centra en la fracción de fallos no cubierta por las pruebas (FFNCT).

La fiabilidad inherente de un equipo, se divide habitualmente en una contribución de la tasa de fallos relacionada con el tiempo de espera, $\lambda \cdot TI / 2$ (TI representa el intervalo de prueba), la cual se asocia con los fallos que pueden ocurrir mientras el equipo está en espera entre pruebas, y en una contribución relacionada con la demanda, ρ , que se asocia con fallos causados por la demanda y puesta en marcha de los equipos. El riesgo limitado por las pruebas se evalúa mediante la indisponibilidad de los equipos, u , debido a los fallos detectados entre dos pruebas consecutivas. Por tanto, las características de las pruebas en los equipos limita el riesgo.

En este contexto, en este estudio de sensibilidad se va a descomponer la probabilidad de fallo en las dos contribuciones descritas anteriormente, la relacionada con el TI y la relacionada con la demanda, con el objetivo de obtener un riesgo limitado por la prueba menor, ya que éste sólo se ve afectado por la contribución de la tasa de fallos relacionada con el tiempo de espera.

Como consecuencia, en este estudio de sensibilidad se considera esta incertidumbre de modelo al separar en estas dos contribuciones la tasa de fallos del suceso básico CBCCFO. En el APS utilizado, el modelo para este suceso básico asume que todos los FCC de los interruptores de disparo son descubiertos en las pruebas, considerando únicamente la contribución de tasa de fallos en espera.

Los modelos tanto para los fallos independientes, es decir, de los sucesos básicos RT/BY como para el FCC, CBCCFO, deben ser adaptados mediante la introducción de un factor que representa la fracción de fallos no cubiertos por la prueba, FFNCT, el cual oscila en el intervalo [0,1]. Cabe destacar que en el APS actual se asume que la FFNCT es igual a cero. Este estudio de sensibilidad se lleva a cabo adoptando los valores de 0.25, 0.5 y 0.75 para el factor FFNCT.

d) Sensibilidad a la probabilidad de error humano

El siguiente caso de aplicación se centra en la probabilidad de error humano representada por el suceso básico HEDG. El objetivo de esta acción humana es la desenergización de los centros de potencia de alimentación a los motogeneradores, que provocarán la actuación del sistema de protección del reactor. En la Tabla 4.2 se muestra el valor del parámetro ρ_D utilizado para estimar la probabilidad de error humano. Este parámetro, se ha obtenido del NUREG/CR-1278 (USNRC, 1980) y se corresponde con un comportamiento basado en reglas, tanto para la parte cognoscitiva como para la manual de la acción humana, en donde la influencia del estrés se considera a nivel de “experto”.

Este estudio de sensibilidad considera el cambio del nivel de estrés del operador. El NUREG/CR-1278 permite obtener la distribución de probabilidad en demanda del fallo humano en la desenergización de los motogeneradores considerando un nivel de estrés de novato, obteniéndose que ρ_D puede caracterizarse con una distribución de probabilidad log-normal (2.09E-01; 5).

e) Sensibilidad a la estrategia de pruebas

En el último caso de sensibilidad se estudia cómo se vería afectado el impacto en el riesgo asociado con el cambio en el requisito TI en el supuesto de considerar una estrategia de pruebas secuencial en lugar de la escalonada. En general, la estrategia de pruebas escalonada es siempre la más favorable puesto que condiciona que se dé un menor impacto en el riesgo que la secuencial. En este sentido, resulta frecuente tomar dicha estrategia escalonada, por ejemplo, como medida compensatoria (disminuir el riesgo) ante una extensión del TI cuando se parte de una estrategia secuencial.

En este estudio el caso base es el más favorable ya que la estrategia de pruebas actual es escalonada, según se recoge de forma explícita en la ETF analizada. Sin embargo, resulta importante observar la variación en el impacto en el riesgo y evaluar, cuál sería el resultado si tras el cambio (extensión del TI de dos a tres meses) no se mantuviese la estrategia de pruebas escalonada.

Para llevar a cabo dicho estudio de sensibilidad se supone que se parte de una estrategia de pruebas escalonada para el actual requisito TI (2 meses) y que se modifica simultáneamente el TI, que pasa a ser de 3 meses y la estrategia de pruebas pasa a ser secuencial. Para simplificar, sin que tenga repercusión importante en el resultado final, se considera que este nuevo caso es equivalente al caso base con la única excepción que hay que modificar el modelo de indisponibilidad de la Tabla 4.1 correspondiente al suceso básico CBCCFO, el cual pasa a corresponderse con la nueva estrategia de pruebas secuencial tras la extensión del TI. Si se adopta una estrategia de pruebas escalonada, se asume que el FCC se prueba con periodicidad, TI/2 en vez de TI para el caso de pruebas secuenciales. Además, el factor β del modelo de la Tabla 4.2, también se ve afectado por el cambio en la estrategia de pruebas. Este valor se reduce a $\beta = 0.0682$, para una estrategia de pruebas escalonada según se establece en (USNRC, 1988b).

Los resultados obtenidos para los diferentes estudios de sensibilidad realizados se presentan en la Tabla 4.3.

4.1.4 Análisis del impacto en el riesgo considerando incertidumbre de parámetro y modelo

El análisis del impacto en el riesgo del cambio en los requisitos de vigilancia implica no sólo la comparación de los resultados con las guías de aceptación sino además el uso de la incertidumbre y las medidas de importancia tradicionales.

4.1.4.1 Comparación con las guía de aceptación incluyendo el tratamiento de las incertidumbres

Las directrices de aceptación numéricas dadas en la RG 1.174, y adoptadas también en la RG 1.177, en función de las regiones definidas en el espacio de valores {FDN, Δ FDN}, se utilizan para comparar los resultados del impacto en el riesgo del cambio en el Requisito de Vigilancia incluyendo el tratamiento de las incertidumbre de parámetro y de modelo (ver Figura 4.3).

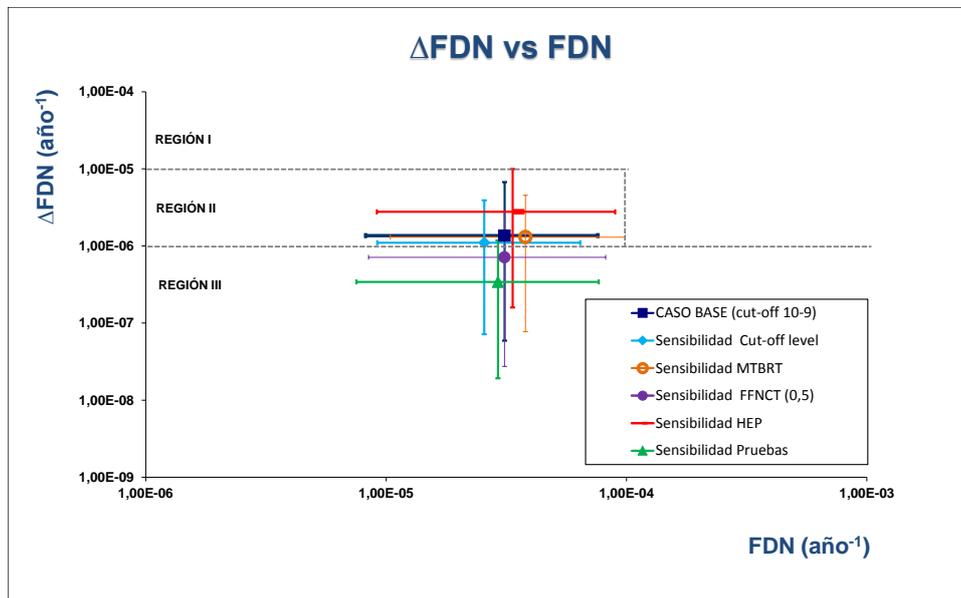


Figura 4.3. Comparación del análisis de riesgo con las guías de aceptación

Según establece la guía reguladora, RG 1.174, el valor medio es la medida apropiada para realizar la comparación de los resultados obtenidos en el APS con los de las guías reguladoras. Estos valores medios se refieren a la media de la distribución de probabilidad resultante de la propagación de las incertidumbres incluidas en el modelo, tanto la incertidumbre de los parámetros de entrada como la incertidumbre de modelo (en la Figura 4.3 el valor medio para cada conjunto).

En general, los resultados de estudios de sensibilidad muestran que las directrices de aceptación se cumplen incluso bajo los supuestos alternativos, tal y como se muestra en la Figura 4.3, no sólo los valores medios, sino también los percentiles 5% y 95%, permanecen en la región de aceptación. De forma tentativa, estos análisis pueden ser utilizados para identificar que medidas compensatorias tomar, véase por ejemplo la importancia de las pruebas escalonadas como medida compensatoria o el impacto de considerar el nivel de estrés "novato" en el modelado del HEP.

Adicionalmente, para determinados casos, como es el del SPR, en la (USNRC, 1956b) se establece dentro del Criterio 29 que "los sistemas de control de reactividad y protección se deben de diseñar para asegurar una probabilidad extremadamente alta de cumplir su función de seguridad en caso de sucesos operacionales previstos".

Como consecuencia, resulta conveniente evaluar la incidencia del cambio en el requisito TI, a nivel únicamente de sistema para justificar el impacto en su fiabilidad. El árbol de fallos representado por la Figura 4.2, puede ser utilizado para cuantificar la fiabilidad del sistema antes y después del cambio.

En la Tabla 4.4 se muestran los resultados obtenidos de fiabilidad para el SPR antes y después del cambio en el TI.

Tabla 4.4. Fiabilidad del SPR antes y después del cambio del TI

Intervalo Pruebas (TI)	SPR Probabilidad de Fallo a la demanda (media)	Percentil 5%	Percentil 95%
2 meses	1,38E-05	1,51E-06	4,09E-05
3 meses	1,83E-05	2,14E-06	5,57E-05

Por otro lado, los valores de fiabilidad se comparan con la norma (IEC 61508, 1998), la cual se describe en detalle en el Capítulo 2 de la presente tesis. El SPR es un sistema instrumentado de seguridad. Para los sistemas operativos bajo demanda, como es el caso del SPR, los niveles SIL se definen en términos de probabilidad media de fallo a la demanda (PFD_{media}) donde la correspondencia de valores se puede observar en la Tabla 2.1. El SPR es de tipo SIL 4 por su importancia para la seguridad de la central y por tanto se le exigen valores de PFD_{media} inferiores a 10^{-4} . Por lo tanto, la comparación de resultados de la Tabla 4.4 con los requisitos SIL de la Tabla 2.1, muestran que para

ambos casos se consigue un nivel SIL de 4, demostrando así que, aunque se realizase el cambio propuesto el nivel de seguridad que se obtendría con respecto al SIL, no variaría significativamente.

4.1.4.2 Medidas de importancia tradicionales para los sucesos básicos

En este apartado se muestran los resultados de la cuantificación de las medidas de importancia tradicionales de los sucesos básicos propuestos en el apartado 4.1.2. Las Tabla 4.5 y la Tabla 4.6, muestran, respectivamente, los resultados obtenidos de las medias de importancia para la FDN antes del cambio (2 meses) y después del cambio (3 meses). En ambas tablas los sucesos básicos se encuentran ordenados con respecto a la medida FV.

Los sucesos básicos del SPR que contribuyen significativamente en el riesgo utilizando las medidas de importancia FV y FIR, son los sucesos correspondientes al fallo en la inserción de los mecanismos de las barras de control, CRMFI, el fallo de causa común de los interruptores, CBCCFO, y el error humano, HEDG.

Tabla 4.5. Medidas de importancia tradicionales de los sucesos básicos para la FDN [2 meses]

Orden	Suceso básico	Indisponibilidad	FV	FIR	FRR
1	CRMFI	4.67E-06	3.63E-02	6926	1.0380
2	1FOAACONTH	9.14E-05	2.24E-01	2379	1.2880
3	1BABCCACBL	8.12E-07	1.53E-03	1916	1
4	CBCCFO	8.70E-05	7.78E-01	883	1.0840
...
249	HEDG	1.05E-01	7.78E-02	1.66	1.0840

Tabla 4.6. Medidas de importancia tradicionales para los sucesos básicos para la FDN [3 meses]

Orden	Suceso básico	Indisponibilidad	FV	FIR	FRR
1	CRMFI	4.66E-06	3.48E-02	6642	1.036
2	1FOAACONTH	9.14E-05	2.14E-01	2282	1.273
3	1BABCCACBL	8.12E-07	1.49E-03	1838	1
4	CBCCFO	1.30E-04	1.16E-01	873	1.131
...
211	HEDG	1.05E-04	1.16E-01	1.985	1.131

En las Tabla 4.5 y Tabla 4.6 hay que tener especial atención en la medida FIR, tal y como se propone en (Reinert & Apostolakis, 2006), ya que se pueden determinar valores

umbrales (mínimo y máximo) con respecto a la FND y al Δ FDN, con los cuales comparar los valores medios anteriores. Utilizando la Ecuación (3.11) y Ecuación (3.12), se pueden calcular los valores umbrales asociados a la FND y al Δ FDN, para este caso de aplicación, obteniéndose:

$$FIR_{FDN, \text{ umbral}} = \{3.2; 32\}$$

$$FIR_{\Delta FDN, \text{ umbral}} = \{0.7; 7.3\}$$

La Tabla 4.7 resume las medidas FIR, para la FDN y Δ FDN, para los sucesos básicos más importantes del SPR, los cuales se pueden comparar con los valores umbrales obtenidos anteriormente. A partir de dicha tabla y considerando los valores umbrales se puede concluir que el suceso básico correspondiente a los fallos de causa común CBCCFO, es importante tanto para la FDN como para el Δ FDN, puesto que la medida FIR está por encima del umbral máximo en ambos casos. Además, se observa como dicho suceso tiene una gran incidencia con respecto al Δ FDN. Ello viene a confirmar que la variación del Δ FDN tras el cambio se debe en gran medida a la variabilidad que sufre la probabilidad de ocurrencia de este suceso básico.

Para el caso base, se ha obtenido un valor para la pareja {FDN, Δ FDN} de {3.11E-05; 1.36E-06}, que tal y como se observa en la Figura 4.3, se sitúa en la Región II. Así, cualquier suceso básico con un valor de FIR_{FDN} mayor de 32 puede cambiar la decisión con respecto a las bases de diseño y ubicar el valor actual de la FDN en la Región I. Además cualquier suceso básico con un valor de $FIR_{\Delta FDN}$ que sea mayor de 7.3, tiene potencia para cambiar las bases de licencia porque podría mover el valor de Δ FDN a la Región I.

Tabla 4.7. FIR de los sucesos básicos del SPR

Suceso básico	FIR_{FDN} [2 meses]	FIR_{FDN} [3 meses]	$FIR_{\Delta FDN}$
CRMFI	6926.00	6642.00	-152.15
CBCCFO	883.00	873.0	651.22
HEDG	1.66	1.99	9.69

4.1.4.3 *Medidas de importancia de la incertidumbre de los parámetros*

El análisis de sensibilidad se utiliza para el llevar a cabo el análisis y la categorización de la influencia de los parámetros del modelo. Su objetivo es dilucidar la dependencia de la salida del modelo, por ejemplo, una métrica de riesgo dada, con respecto al conjunto de datos de entrada, por ejemplo, los parámetros que se utilizan en los sucesos básicos y analizar como la incertidumbre de la salida del modelo depende de la incertidumbre de la entrada de los parámetros.

En este caso en particular, se han utilizado dos medidas de sensibilidad para calcular la importancia de la incertidumbre de los parámetros de entrada con respecto a la FDN y a la Δ FDN. Estos son el método de la descomposición de la varianza propuesto por (Saltelli, Chan, & Scott, 2000) (Sobol, 1993) y el coeficiente de correlación de Spearman. Para el caso de la descomposición de la varianza se han cuantificado los índices de primer orden s_j y el índice de efecto total T_j , utilizando las expresiones presentadas en el apartado 3.4.3.

La Tabla 4.8 y la Tabla 4.9, muestran, respectivamente, los resultados de las medidas de importancia de la incertidumbre para la FDN y Δ FDN.

La Tabla 4.8, muestra que el parámetro ($\rho_{1FOIHRECAH}$) asociado a una probabilidad de error humano es responsable del 66 % de la variabilidad de la FDN. Los parámetros $F_{1IE0000S2F}$, $\rho_{1F1AISPREH}$, y $F_{1FOAACONTH}$ también son responsables de una parte importante de la variabilidad (13%, 9,7%, 5,6% respectivamente). De los parámetros anteriores ninguno de ellos pertenece al SPR.

La Tabla 4.9 muestra los sucesos básicos asociados con el SPR los cuales están correlacionados positivamente con el Δ FDN. Observando el índice de Sobol de primer orden, el parámetro más importante es el de la probabilidad de error humano en la desenergización de los motogeneradores (ρ_D), el cual es el responsable del 68,6% de la variabilidad del Δ FDN, y el parámetro λ_C asociado al FCC a la apertura de los interruptores, que explica el 10,5% de la variabilidad de Δ FDN.

Tabla 4.8. Resumen de los análisis de sensibilidad para la FDN

Suceso básico	Modelo	Parámetro	s_j	T_j	$T_j - s_j$	Spearman
1FOIHRECAH	Demanda	$\rho_{1FOIHRECAH}$	0.660	0.669	0,009	0,35
1IE0000S2F	Frecuencia	$F_{1IE0000S2F}$	0.130	0.176	0,046	0,517
1F1AISPREH	Demanda	$\rho_{1F1AISPREH}$	0.097	0.102	0,005	-0,034
1FOAACONTH	Demanda	$\rho_{1FOAACONTH}$	0.056	0.020	-0,036	0,312
1CP300043F						
1CP300048F	Espera	λ_{CPVP0F}	0.013	0.000	-0,013	-0,027
1CP300052F						
1IE0000RTF	Frecuencia	$F_{1IE0000RVF}$	0.009	0.037	0,028	0,087
1FOILREP3H	Demanda	$\rho_{1FOILREP3H}$	0.008	0.011	0,003	-0,039
1BM14001AL	Demanda	$\rho_{1BM14001AL}$	0.005	0.028	0,023	0,159
1FDOEDYBLH	Demanda	$\rho_{1FDOEDYBLH}$	0.001	0.043	0,042	0,243
		sum	0,979	-		

Tabla 4.9. Resumen del análisis de sensibilidad para el Δ FDN

Suceso básico	Modelo	Parámetro	s_j	T_j	$T_j - s_j$	Spearman
HEDG	Demanda	ρ_D	0.686	0.688	0,002	0,821
CBCCFO	Espera	λ_C	0.105	0.096	-0,009	0,524
1FOSSNIVTH	Demanda	$\rho_{1FOSSNIVTH}$	0.034	0.029	-0,005	0,095
1VN360077U						
1VN360078U	Espera	λ_{VN-U}	0.028	0.035	0,007	0,13
1VN360079U						
1CTEMP7PCF	Demanda	$\rho_{1CTEMP7PCF}$	0.025	0.028	0,003	0,003
CND900000F	Demanda	$\rho_{CND900000F}$	0.023	0.028	0,005	0,059
1F6ILREP1H	Demanda	$\rho_{1F6ILREP1H}$	0.023	0.024	0,001	0,09
1M3AA00D1M	Demanda	ρ_{1M3AA}	0.021	0.029	0,008	-0,064
1CBBV7A1FF						
1CBBV7A2RF	Espera	λ_{CB-F}	0.014	0.000	-0,014	0,022
1CBBV7L1FF						
1CF360003I	Demanda	$\rho_{1CF360003I}$	0.013	0.028	0,015	0,022
1FDOEDYBLH	Demanda	$\rho_{1FDOEDYBLH}$	0.009	0.015	0,006	-0,015
1VK360001F						
1VK360002F	Demanda	ρ_{VKAA0F}	0.007	0.006	-0,001	0,029
1VK360008F						
		sum	0,988	-		

4.2 Evaluación del impacto en el riesgo de un cambio en el tiempo máximo permitido de inoperabilidad

En este apartado se presentan los resultados del caso de aplicación de la metodología propuesta en el Capítulo 3 para evaluar el impacto en el riesgo de un cambio en el tiempo máximo permitido de inoperabilidad, CT.

El caso de aplicación se centra en el sistema de acumuladores (SA) de un reactor convencional de agua a presión (PWR) de una central nuclear.

4.2.1 Descripción del problema y propuesta de cambio

El sistema de acumuladores (SA) constituye la parte pasiva de los sistemas de refrigeración de emergencia del núcleo. Su misión es producir una inyección rápida de agua borada en el reactor para evitar un aumento no deseado de la temperatura del núcleo como consecuencia de una pérdida de refrigerante en el circuito primario (LOCA). El agua borada mantenida a presión en los tanques acumuladores fluye en dirección al núcleo tan pronto la presión en el circuito primario desciende por debajo de la presión existente en los tanques acumuladores. Dicho sistema no se activa por ningún otro

mecanismo que el descrito, siendo por tanto un mecanismo de inyección de naturaleza pasiva.

En la Figura 4.4 se muestra el esquema simplificado del SA de un reactor convencional PWR. Básicamente, este sistema está formado por tres trenes idénticos y redundantes, cuya función es la inyección de agua borada desde los tanques al sistema principal de refrigeración del reactor. Cada circuito primario está compuesto por una válvula motorizada (MV) y dos válvulas de control (CV). Cada tren tiene un tanque presurizado de agua borada mantenido a una presión entre $43,6 \text{ kg/cm}^2$ y $46,9 \text{ kg/cm}^2$. En la tubería de unión de cada tanque acumulador con el circuito primario existen dos válvulas de retención que impiden el paso de refrigerante del primario a los acumuladores y una válvula motorizada enclavada abierta y desenergizada. Esta válvula se emplea para aislar los acumuladores en el momento de la parada de la central, evitando así la descarga en el circuito primario.

El contenido de los acumuladores se descarga automáticamente en el circuito primario cuando la despresurización de éste provoca una inversión de presión a través de las válvulas de retención mencionadas anteriormente. Los acumuladores están conectados a un suministro de nitrógeno el cual mantiene la presión. En el caso en que durante la operación normal de la central la presión desciende por debajo del mínimo indicado, por efecto de fugas de válvulas, etc., se añade nitrógeno hasta restablecer la presión normal de funcionamiento.

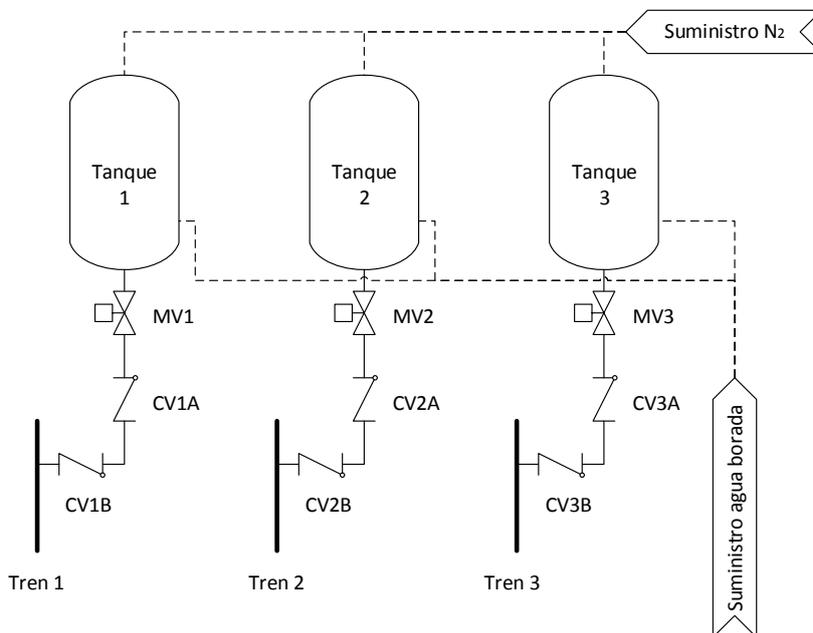


Figura 4.4. Esquema simplificado Sistema de Acumuladores (SA)

La Condición Límite de Operación (CLO) que se estudia corresponde al SA que resulta de aplicabilidad para el APS de nivel 1 y 2, indica que cualquier acción (mantenimiento, pruebas, etc) llevada a cabo, en la cual algún acumulador se encuentre inoperable, el SA debe retornar al estado operable a plena en un tiempo máximo de inoperabilidad de 1 hora (CT = 1 hr), con un margen de 6 horas adicionales para llevar a la planta a espera caliente. Esta acción afecta a las condiciones de acumulador operable referidas a los valores de los parámetros de volumen de agua borada, concentración de boro y presión de nitrógeno apropiados, quedando excluida la no operabilidad como consecuencia de que la válvula de aislamiento no esté abierta. Se entiende que el límite de tiempo establecido para llevar a cabo la citada acción puede resultar insuficiente para corregir algunas de las causas que originan la entrada en el mismo, por lo que en este caso de aplicación se propone la extensión del CT correspondiente de 1 hora hasta 24 horas.

4.2.2 Modelado del riesgo: modelo APS e identificación de las fuentes de incertidumbre

La Figura 4.5, muestra el árbol de fallos, que representa el fallo de dos de los tres trenes redundantes en la inyección de agua borada en el circuito primario de refrigeración del núcleo. El árbol de fallos original permite el cálculo de la Frecuencia de Daño al Núcleo (FDN) pero para el cálculo de las medidas de riesgo FDN_0 y FDN_1 es necesario introducir algunos elementos adicionales en el modelo general del APS de nivel 1 utilizado.

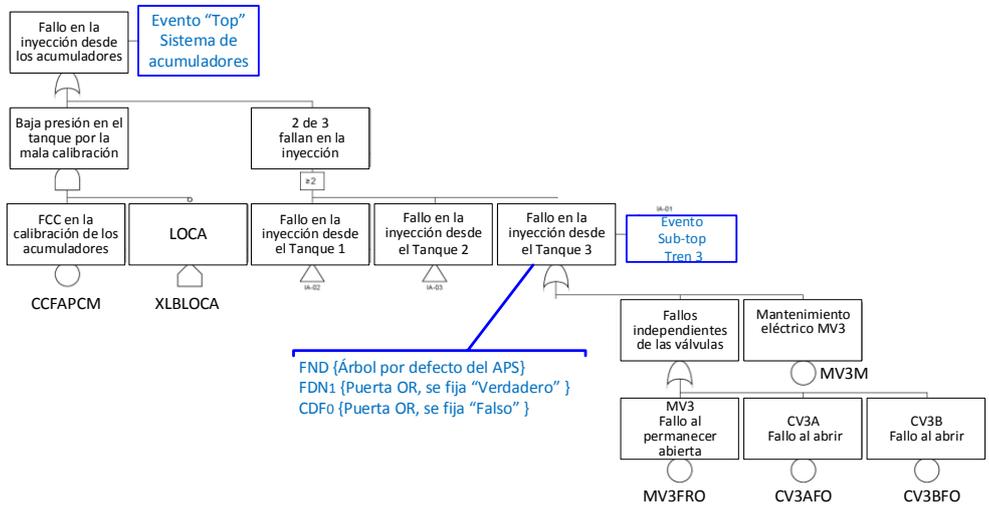


Figura 4.5. Árbol de fallos del SA

El principal cambio realizado se aplica sobre la puerta “or” la cual representa “el fallo en la inyección de agua borada del tren 3” que si se fija como valor “verdadero”, permite el cálculo de la FDN₁ y si se fija como valor “falso”, permite el cálculo de la FDN₀.

En la Tabla 4.10 se muestran los sucesos básicos del SA, la descripción y el modelo de indisponibilidad utilizado. Además, en la Tabla 4.11 se describen sus correspondientes parámetros e incertidumbres asociadas al APS actual utilizado, las cuales están caracterizadas por la función de densidad (fdd).

Tabla 4.10. Sucesos básicos del SA

Suceso básico	Descripción	Modelo Suceso Básico	Modelo indisponibilidad* (u)
MV#FRO	MV#1,2,3 fallan al permanecer abiertas	Espera	$1/2 \cdot \lambda_{MV} \cdot TI1$
MV#M	MV#1,2,3 fuera de servicio por mantenimiento	Demanda	ρ_M
CV#	CV # 1A, 1B, 2A, 2B, 3A, 3B fallan al abrir	Espera	$1/2 \cdot \lambda_{CV} \cdot TI2$
CCFAPCM	FCC. Error humano en la Calibración de presión de los acumuladores	Demanda	ρ_{CCF}

* (Martorell, y otros, 2005)

Tabla 4.11. Datos y parámetros de los sucesos básicos del SA

Parámetro	Descripción	Tipo de parámetro	Parámetro/valor
λ_{MV} (h ⁻¹)	Tasa de fallos de las válvulas motorizadas	fdd	Gamma(3.98E-08 ;0.5)
ρ_D (-)	Indisponibilidad debido al tiempo fuera de servicio por el mantenimiento	fdd	Log-normal(2.1E-05; 3)
λ_{CV} (h ⁻¹)	Tasa de fallos de las válvulas de control	fdd	Gamma(1.18E-05 ; 0.5)
ρ_{FCC} (-)	Probabilidad de FCC debida al Erro humano en la calibración	fdd	Log-normal(1.1E-05; 10)
RI (h)	Periodo entre recargas	Constante	13140
TI1 (h)	Intervalo de pruebas de las válvulas motorizadas	Constante	13140
TI2 (h)	Intervalo de pruebas de las válvulas de retención	Constante	13140
d _M (h)	Tiempo de inoperabilidad por mantenimiento (igual a CT)	Constante	1 o 24 (Cambio CT)
f _M (años ⁻¹)	Frecuencia de entrar en la CLO, correspondiente a la CT	Constante	4.874E-03

En la Tabla 4.11, el valor de la TI1 para las válvulas motorizadas se basa en los requisitos de vigilancia de las ETF, las cuales imponen una prueba funcional en cada período de recarga. Además, se requiere una prueba funcional de válvulas de retención con intervalo entre pruebas TI2, igual a la RP. El d_M representa el tiempo máximo permitido de inoperabilidad (CT) debido a la realización del mantenimiento. Además, el valor para f_M representa la frecuencia de entrar en la CLO, es decir la frecuencia en la que se realiza el mantenimiento correctivo que es el único que se considera en el APS utilizado.

4.2.3 Evaluación del impacto en el riesgo incluyendo el tratamiento de las incertidumbres de parámetro

En este apartado se realiza la evaluación del impacto en el riesgo de una propuesta de cambio de tiempo máximo permitido de inoperabilidad (CT) para el SA de 1 a 24 horas. Para ello, utilizando un APS de nivel 1 se evalúan el cambio de la Frecuencia de Daño al Núcleo, ΔFDN y el riesgo simple, ICPDN, tal y como se describe en el apartado 3.3. En la Tabla 4.12 y la Tabla 4.13, se recogen los resultados obtenidos en cada caso, considerando únicamente incertidumbre de parámetro.

En estas tablas se presentan los resultados obtenidos en el caso base, calculados mediante los modelos y datos presentados en las Tabla 4.10 y Tabla 4.11.

Tabla 4.12. Resultados para la FDN y ΔFDN para el caso base y los estudios de sensibilidad

ESTUDIO	FDN (año ⁻¹)			ΔFDN (año ⁻¹) [Cambio CT de 1 a 24 horas]		
	Media	5% perc.	95% perc.	Media	5% perc.	95% perc.
Caso Base	1.43E-05	5.09E-06	3.39E-05	1.96E-11	1.04E-12	7.17E-11
Sensibilidad cut-off	1.31E-05	4.63E-06	2.85E-05	1.75E-11	7.24E-13	7.18E-11
Sensibilidad TI1	1.41E-05	5.09E-06	3.39E-05	1.92E-11	1.10E-12	6.96E-11
Sensibilidad TR	1.42E-05	5.16E-06	2.97E-05	1.88E-11	1.24E-12	6.68E-11
Sensibilidad FCC	1.41E-05	5.10E-06	3.39E-05	1.90E-11	1.06E-12	6.80E-11
Sensibilidad d_M	1.43E-05	5.09E-06	3.39E-05	2.45E-11	1.31E-12	8.96E-11
Sensibilidad f_M	1.43E-05	5.09E-06	3.39E-05	3.83E-11	2.04E-12	1.40E-10

Tabla 4.13. Resultados para la FDN₁ y ICPDN para el caso base y los estudios de sensibilidad

ESTUDIO	FDN ₁ (años ⁻¹)			ICPDN (-) [CT = 24 horas]		
	Media	5% perc.	95% perc.	Media	5% perc.	95% perc.
Caso Base	1.52E-05	5.87E-06	3.42E-05	4.03E-09	2.14E-10	1.47E-08
Sensibilidad cut-off	1.40E-05	5.46E-06	3.08E-05	3.59E-09	1.48E-10	1.47E-08
Sensibilidad TI1	1.52E-05	5.87E-06	3.42E-05	3.95E-09	2.25E-10	1.43E-08
Sensibilidad TR	1.63E-05	1.30E-05	3.49E-05	3.86E-09	2.54E-10	1.37E-08
Sensibilidad FCC	1.52E-05	5.87E-06	3.42E-05	3.89E-09	2.17E-10	1.39E-08
Sensibilidad d _M	1.52E-05	5.87E-06	3.42E-05	5.03E-09	2.68E-10	1.84E-08
Sensibilidad f _M	1.52E-05	5.87E-06	3.42E-05	4.03E-09	2.14E-10	1.47E-08

Con el objetivo de estimar, además de la incertidumbre de parámetro, el impacto de la incertidumbre de modelo en la evaluación del impacto en el riesgo de un cambio en el CT, se han realizado diferentes análisis de sensibilidad los cuales se describen a continuación:

a) Sensibilidad al intervalo entre pruebas (TI1) de las válvulas motorizadas

El siguiente estudio de sensibilidad afecta al intervalo entre pruebas de las válvulas motorizadas (MV#FRO), TI1, que según las ETF actuales es de 18 meses, coincidiendo con el tiempo entre recargas de combustible del reactor. En esta prueba se debe demostrar que las válvulas se abren automáticamente después de recibir la señal de inyección de seguridad. Además, los RV de los acumuladores imponen que la operabilidad de estos debe demostrarse una vez como mínimo cada 12 horas, comprobando, entre otras cosas, que las MV#FRO estén abiertas. En general, si algún tren redundante está indisponible por esta razón, se observará durante la realización de esta prueba de vigilancia. Así, mediante la reducción del intervalo de pruebas TI1 de las válvulas motorizadas de 13140 a 12 horas se debería compensar el impacto en el riesgo, FDN del cambio en el CT.

b) Sensibilidad al periodo entre recargas de combustible (RI)

El siguiente estudio de sensibilidad se centra en el periodo de recarga de combustible de la central, RI. Según establecen las ETF, las válvulas motorizadas (MV) y las válvulas de retención (CV) deben probarse como mínimo en cada parada de recarga de combustible, siendo RI igual a 13140 h (18 meses). Sin embargo, en la central se tiene como objetivo la reducción, tanto como sea posible, de las paradas del reactor. Por lo tanto, este estudio de sensibilidad tiene como objetivo evaluar el impacto en el riesgo de la extensión en el RI de 18 a 24 meses.

c) Sensibilidad al Fallo de Causa Común (FCC)

El siguiente estudio de sensibilidad considerado, afecta al Fallo de Causa Común (FCC), representado por el suceso básico, CCFAPCM, véase Tabla 4.10. Este suceso representa el FCC debido a un error humano en la calibración de la presión de los acumuladores. El valor para el parámetro de probabilidad de fallo, ρ_{FCC} , adoptado para estimar esta probabilidad de error humano para el caso base, el cual se muestra en Tabla 4.11. Este valor de probabilidad se obtiene del NUREG/CR-1278 (USNRC, 1980), considerando que la acción humana se realiza por dos técnicos de instrumentación, al menos uno de ellos "experto". En este contexto, el presente estudio de sensibilidad se refiere a la influencia de tener sólo un técnico "experto", en vez de dos, para realizar esta acción, obteniendo de igual forma, una probabilidad de fallo definida por una distribución Log-normal ($3.59E-05$; 10).

d) Sensibilidad a d_M

En el siguiente estudio de sensibilidad, se considera el tiempo de inoperabilidad debida a la realización del mantenimiento, d_M , que es el tiempo máximo permitido de inoperabilidad, CT, 1 hora para el caso base o 24 horas después de realizar el cambio. Como ya se ha comentado anteriormente, en esta CLO del sistema de acumuladores se requiere que los tres trenes redundantes se encuentren en operación a plena potencia, o en espera caliente en las 6 horas siguientes de realizar en este caso la acción de mantenimiento. Por tanto, en el presente estudio se tiene como objetivo la evaluación del impacto de la ampliación de este tiempo de inoperabilidad, CT, añadiendo las 6 horas para que la planta se encuentre en espera caliente. En consecuencia, se considera la extensión del valor d_M de 24 a 30 horas.

e) Sensibilidad a f_M

Finalmente, el último estudio de sensibilidad se centra en el cambio en la frecuencia para entrar en dicha CLO, f_M . Esta frecuencia se aplica según las ETF sólo en el caso de que la planta entre en mantenimiento correctivo para restablecer la operabilidad tras el fallo de un tren del SA. Cabe destacar que para flexibilizar la operación de las centrales, reducir la duración de la recarga y mejorar la logística se suele llevar a cabo mantenimiento preventivo, normalmente cada 18 meses coincidiendo con el tiempo de recarga de combustible. En este estudio de sensibilidad, el valor para f_M debe actualizarse para que considere además de la frecuencia de mantenimiento correctivo ($0.004874 \text{ año}^{-1}$), la frecuencia de realización del mantenimiento preventivo ($1/18 \text{ año}^{-1}$).

Los resultados obtenidos para los estudios de sensibilidad planteados se presentan en las Tabla 4.12 y Tabla 4.13.

4.2.4 Análisis del impacto en el riesgo considerando incertidumbre de parámetro y modelo

El análisis del impacto en el riesgo del cambio en las CLO implica no sólo la comparación de los resultados con las guías de aceptación sino además el uso de la incertidumbre y las medidas de importancia tradicionales.

4.2.4.1 Comparación con las guía de aceptación incluyendo el tratamiento de las incertidumbres

Este apartado tiene como objetivo comparar los resultados de los estudios de sensibilidad presentados en el apartado anterior con los criterios de aceptación. En primer lugar, se comparan la pareja de valores {F_{DN}, ΔF_{DN}} correspondiente al primer criterio de comparación según se establece en RG 1.174 (USNRC, 2011) y en la GS 1.14 (CSN, 2007c). Para ello, en la Figura 4.6 se representan los valores obtenidos para {F_{DN}, ΔF_{DN}} incluyendo el tratamiento de las incertidumbres de parámetro y modelo. De forma similar, las parejas de valores {I_{CPDN}, F_{DN1}} se comparan con el segundo criterio de aceptación establecido en la RG 1.177 (USNRC, 2011b), tal y como se observa en la Figura 4.7.

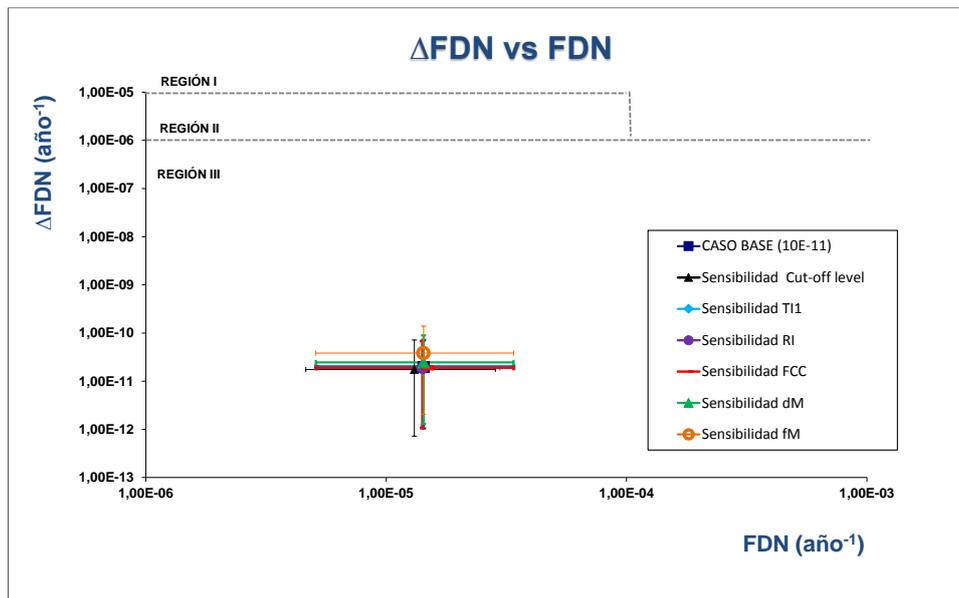


Figura 4.6. Impacto en el cambio de CT en {F_{DN}, ΔF_{DN}}.

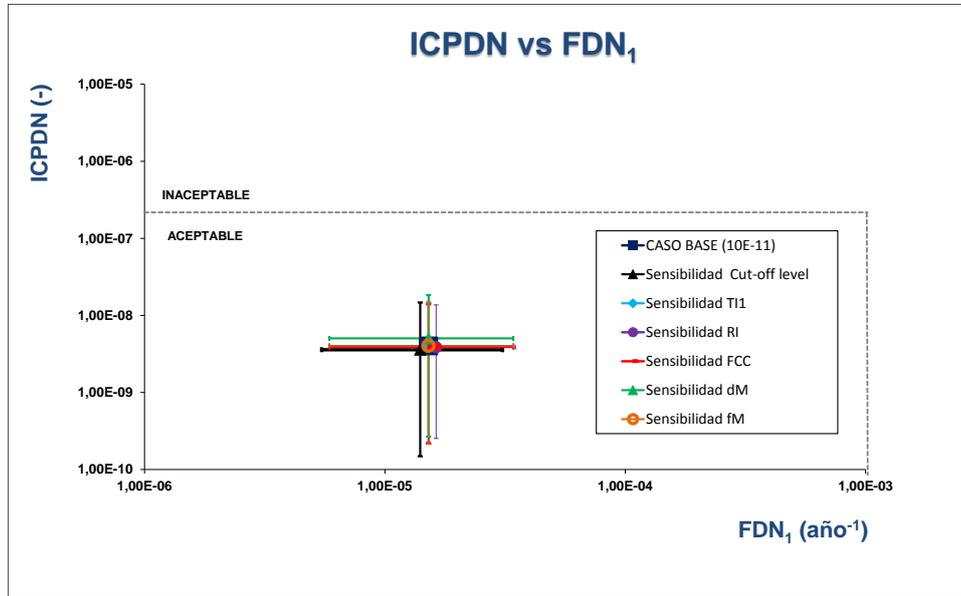


Figura 4.7. Impacto en el cambio de CT en {ICPDN, FDN₁}.

Al igual que en el caso de aplicación de cambios en los RV, y según se establece en la RG 1.174 (USNRC, 2011) y en la GS 1.14 (CSN, 2007c), los valores medios son las medidas numéricas apropiadas para llevar a cabo la comparación de los resultados del APS con los criterios de aceptación. En general, los resultados de los estudios de sensibilidad muestran que las directrices de aceptación se cumplen incluso bajo los supuestos alternativos, tal y como se muestra en la Figura 4.6 y la Figura 4.7, no sólo los valores medios, sino también los percentiles 5% y 95%, permanecen en la región de aceptación.

4.2.4.2 Medidas de importancia tradicionales para los sucesos básicos

En el siguiente apartado se muestran las medidas de riesgo tradicionales de los sucesos básicos para analizar el impacto en el riesgo de las incertidumbres de parámetro y de modelo, tanto para las métricas de nivel 1, FDN y Δ FDN, como para las de nivel 2 y 3, FDN₁. El uso de las medidas de importancia para las métricas del Nivel 1, FDN y Δ FDN, se realizaría de forma similar al caso de aplicación presentado en la apartado 4.1.4. Por este motivo, este caso de aplicación se centra únicamente en el estudio de las medidas de importancia de la medida de riesgo del nivel 2 y 3, FDN₁.

Así, en la Tabla 4.14 se resumen los resultados derivados de las medidas de importancia tradicionales correspondientes a la medida del riesgo FDN₁ clasificados de acuerdo con

la medida FIR. Esta medida de importancia se puede utilizar para llevar a cabo una gestión adecuada de los sucesos básicos más influyentes con respecto al ICPDN y la FDN₁.

Tabla 4.14. Medidas de importancia para FDN₁

Orden	Suceso básico	Descripción suceso básico	FIR	FV
1		Mecanismos barras de control fallan al insertar	17330.0	2.42E-02
2		FCC Baterías GOB1A/GOB1B	2257.0	5.04E-04
3		FCC abrir interruptores	1858.0	3.27E-03
4		Operador falla al control del sistema AAA	1803.0	1.22E-01
5		Rotura tanque 91T06	1391.0	8.97E-05
6		Rotura tubería 36134	1391.0	8.47E-06
7		Rotura tubería 91037	1391.0	8.47E-06
8		FCC al arrancar las bombas 43P03A/B/C/D	653.0	4.59E-02
9		FCC al arrancar los ventiladores 3A04A/B/C/D/E/F	648.8	1.94E-02
10		FCC al operar los ventiladores 43A04A/B/C/D/E/F	647.4	1.26E-02
11		FCC al operar las bombas 43P03A/B/C/D	621.3	2.11E-04
12		Fallo eléctrico local de la barra G1B	462.3	2.01E-03
13		Fallo eléctrico local de la barra G1A	382.7	1.66E-03
14		Indisponibilidad por mantenimiento tren A de ARS	144.0	2.05E-02
15		FCC al arrancar las bombas 36P02A/B	137.1	4.09E-02
16		FCC al operar las bombas 36P02A/B	137.1	6.90E-03
17		FCC al operar los ventiladores 81A52A/B	136.9	3.82E-02
18		FCC al arrancar los ventiladores 81A52A/B	136.9	5.13E-03
19		FCC al controlar la VCF-3601/8	131.7	7.53E-03
20		Fallo eléctrico local de la barra 7A (tren A)	128.5	7.48E-04
21		Indisponibilidad por mantenimiento barra 7A	127.1	6.90E-04
22		FCC al arrancar las bombas 44P03A/B/C/D	119.4	1.27E-05
23		Probabilidad perdida externa potencia en 24 horas	97.5	9.78E-03
24		Pérdida de función del Cable 01BAB21A	89.1	2.02E-03
25		Pérdida de función del transformador T9AB3	89.1	5.45E-04
26		Indisponibilidad por mantenimiento transformador T9AB3	89.1	5.26E-04
27		Apertura prematura interruptores 52/B3T9A	89.1	3.80E-04
28		Apertura prematura interruptores 52/9ATB3	89.1	2.44E-04
29		Fallo eléctrico local de la barra CP 9B3	89.1	2.01E-04
30		FCC al arrancar las bombas 14P01A/B	77.1	2.37E-02
31		FCC al operar las bombas 14P01A/B	77.1	4.91E-04
32		FCC al operar las bombas 44P03A/B/C/D	76.5	1.15E-02
33		FCC al abrir las válvulas VM-4401/5/7/8	72.2	1.67E-03
33		Fallo eléctrico local de la barra CCM 9C3-1	65.4	2.42E-04
34		Pérdida de función del Cable 01BAD34AA	65.4	2.41E-04
...				
898	MV1FRO	Fallo al permanecer abierta MV1	1.2	8.06E-05
899	CV1A	Fallo al abrir CV1A	1.2	2.25E-05
900	CV1B	Fallo al abrir CV1B	1.2	2.25E-05
901	CV2A	Fallo al abrir CV2A	1.2	2.25E-05
902	CV2B	Fallo al abrir CV2B	1.2	2.25E-05
...				
931	MV1M	Indisponibilidad por mantenimiento MV1	1.2	5.11E-02
932	MV2M	Indisponibilidad por mantenimiento MV2	1.2	5.09E-02
...				
1205	CCFAPCM	FCC por error humano: calibración SA	1.2	5.59E-06
...				

De forma similar a lo que se ha realizado para el FIR con respecto a la FDN y Δ FDN (apartado 4.1.4), se obtienen los valores umbrales para el FIR con respecto a la FDN₁ y al ICPDN utilizando los resultados del caso base (Tabla 4.13) y los valores umbrales para la FDN₁ y el ICPDN que se muestran en la Figura 4.7.

Así, se obtiene la pareja de valores $\{FIR_{FDN_1}, FIR_{ICPDN}\}$ igual a $\{65.8; 124\}$. Estos valores fijan los límites de aceptación para un cambio en el CT con respecto a la FDN₁ y al ICPDN. Como consecuencia, cualquier suceso básico con un valor de FIR con respecto a FDN₁ mayor que 65.8 (ver Tabla 4.14, marcados en azul) representa una configuración de alto riesgo si el componente al que representa este suceso pertenece al sistema afectado por el CT, en este caso el SA. Este componente no podría estar indisponible, al mismo tiempo que se extiende el CT, debido a que esta configuración representaría una alta vulnerabilidad con respecto al riesgo de nivel 2 de la central. De igual forma, cualquier suceso básico con un FIR con respecto a ICPDN mayor que 124 (ver Tabla 4.14, marcados en rojo), representaría una configuración de alto riesgo. Este impacto en el riesgo se podría reducir mediante alguna medida compensatoria, aunque en este caso de aplicación como el FIR_{FDN_1} es menor que el FIR_{ICPDN} no es posible aplicar ninguna medida compensatoria para los sucesos básicos. Finalmente, cualquier suceso básico con un FIR con respecto a FDN₁ inferior a 65.8 (ver Tabla 4.14, marcados en verde) representa una configuración aceptable. Sin embargo, todos los sucesos básicos con valores de FIR dentro de la región aceptable pero que se encuentren cerca de los límites $\{65.8; 124\}$ deberían someterse a programas de gestión para reducir su impacto en el riesgo.

4.2.4.3 Medidas de importancia de la incertidumbre de los parámetros

En esta apartado se lleva a cabo un análisis de sensibilidad con el objetivo observar la influencia de los parámetros que definen los sucesos básico, en la salida del modelo, es decir en la FDN₁.

En la Tabla 4.15 se muestran, los resultados de las medidas de importancia de la incertidumbre la FDN₁. Al igual que en el apartado 4.1.4, estas medidas se han calculado utilizando el método de la descomposición de la varianza propuesto por (Saltelli, Chan, & Scott, 2000) (Sobol, 1993) y el coeficiente de correlación de Spearman. Para el caso de la descomposición de la varianza se han cuantificado los índices de primer orden s_j y el índice de efecto total T_j , utilizando las expresiones presentadas en el Capítulo 3.

Los resultados muestran que la incertidumbre del parámetro correspondiente a la probabilidad de fallo del operador al cambio a modo recirculación bajo demanda es la más importante de acuerdo con ambas clasificaciones y es responsable de más del 60% (S_i) de la variabilidad de la FDN₁. Los parámetros que representan la frecuencia de iniciadores de accidentes (LOCA pequeño, LOCA grande, rotura de los tubos de los generadores de vapor, LOCA intermedio, etc) se encuentran entre los parámetros con una importancia en la incertidumbre más grande según el ranking de Spearman. Estos

parámetros también son importantes con respecto a los índices de Sobol, el s_j y/o de T_j , los cuales representan casi el 39% de la variabilidad de la FDN_1 . Finalmente, otros parámetros como la probabilidad de error humano en el control manual del sistema de agua de alimentación auxiliar o del sistema “Feed and Bleed”, los fallos de causa común de bombas y válvulas, son significativos, aunque despreciables desde el punto de vista del porcentaje de la variabilidad que explican.

Tabla 4.15. Resumen del análisis de sensibilidad para FDN_1

Modelo	Descripción parámetro	s_j	T_j	$T_j - s_j$	Spearman
Frecuencia	Frecuencia de LOCA pequeño			0	0.312
Probabilidad	Fallo del operador al cambio a recirculación en demanda	0.616	0.847	0,231	0.295
Frecuencia	Frecuencia de LOCA grande	0	0.047	0,047	0.258
Frecuencia	Frecuencia de pérdida del Sistema de Agua de Alimentación Auxiliar (AAA)	0	0.044	0,044	0.199
Probabilidad	Fallo del operador en el control manual del AAA bajo demanda	0	0.084	0,084	0.183
Probabilidad	Fallo del operador en el control manual del "Feed & Bleed" bajo demanda			0	0.183
Frecuencia	Frecuencia de la rotura de los turbos de los Generadores de vapor	0.164	0.062	-0,102	0.155
Probabilidad	FCC al arrancar las bombas bajos demanda 43P03A/B/C/D			0	0.138
Frecuencia	Frecuencia de LOCA intermedio	0.219	0.137	-0,082	0.117
Frecuencia	Frecuencia de SBO				0.107
Probabilidad	FCC al arrancar en demanda de las bombas 36P02A/B				0.102
Probabilidad	Fallo al abrir el interruptor de la bomba bajo demanda 44P03A				0.102
Tasa de fallo	Fallo al permanecer abierta la válvula motorizada VM-3635				0.097
Tasa de fallo	Fallo al permanecer abierta la válvula motorizada VCF- 3602				0.081
Sum		0.999			

5 APSE incorporando la efectividad del mantenimiento y de las pruebas

El objetivo de este capítulo se centra en extender el modelo actual de APS para adaptarlo a un nuevo APS Extendido (APSE) que tenga en cuenta de forma explícita no sólo el efecto del envejecimiento sino también el efecto de las políticas de gestión de componentes activos, en particular, las pruebas y mantenimientos. Así, este APSE debe ser coherente con los criterios establecidos en la IS-25 (CSN, 2010b) y permitir su aplicación para la evaluación de la seguridad de las CCNN en el horizonte 2020 dentro del marco de la toma de decisiones informadas en el riesgo, de acuerdo con la guía reguladora RG 1.174 (GS 1.14 del CSN).

Así, atendiendo al nivel de detalle actual de los APS estándar en las CCNN españolas, los modelos y datos del APS deben ser adaptados integrando los diferentes aspectos señalados desde el nivel más bajo, es decir, fiabilidad del componente atendiendo al modelado explícito de su envejecimiento y el efecto de las políticas de gestión de activos, vigilancia y mantenimiento sobre el mismo, hasta el nivel de planta, por ejemplo para la cuantificación de la Frecuencia de Daño al Núcleo (FDN) cuando se considera el APS de nivel 1. En los siguientes apartados se muestran los nuevos modelos formulados para desarrollar el APSE.

5.1 Efectividad del mantenimiento y de las pruebas

El envejecimiento se define como la degradación constante que sufren los equipos en el transcurso del tiempo debido a las condiciones de funcionamiento, incluidas la explotación normal y los transitorios. El grado de envejecimiento de los equipos es consecuencia de diferentes mecanismos de degradación que actúan sobre el mismo a lo largo de su vida operativa entre los cuales se puede destacar las condiciones de servicio, operacionales y medioambientales, a los que se encuentra sometido.

Como ya se ha comentado en los capítulos anteriores, los componentes están sometidos a actividades de vigilancia y mantenimiento con el fin de controlar y gestionar este envejecimiento. Por tanto, resulta necesario cuantificar el efecto que tienen estas actividades, como por ejemplo el mantenimiento preventivo, sobre la edad del componente. El envejecimiento de los equipos actúa sobre las características de fiabilidad de los mismos y como consecuencia, en los modelos de indisponibilidad a través de la tasa de fallos, función de la edad.

En (Martorell, y otros, 2005) se revisa el papel que juegan las actividades de mantenimiento y pruebas para alcanzar niveles adecuados de fiabilidad, disponibilidad y seguridad de los equipos relacionados con la seguridad de las centrales. Además, se describen conceptos básicos como la fiabilidad natural e inherente, la degradación de los equipos y el envejecimiento de éstos, y la mantenibilidad. También se describe la eficacia del mantenimiento, a partir del mantenimiento imperfecto y se presta especial importancia a describir los efectos positivos y negativos de las actividades de mantenimiento y pruebas.

En este contexto, en los apartados posteriores se describe el efecto que tienen las actividades de mantenimiento y vigilancia sobre la edad de los equipos.

5.1.1 Efectividad de las actividades de mantenimiento

El mantenimiento representa todas las actividades realizadas en los equipos con el objetivo de analizar, mantener y restaurar su capacidad funcional. Este mantenimiento puede tener tanto efectos positivos como negativos sobre la edad de los equipos. Entre los efectos positivos destacan dos de ellos. El primero está relacionado con el mantenimiento correctivo, el cual restaura la capacidad operacional del equipo cuando está fallado o degradado y el segundo tiene que ver con el mantenimiento preventivo, el cual incrementa la fiabilidad intrínseca de estos equipos más allá de su fiabilidad natural, por ejemplo, controlando que la degradación de éste se encuentre por debajo de un determinado nivel. Sin embargo, la degradación de los equipos sujetos a mantenimiento correctivo y preventivo, depende también de las condiciones de trabajo y de las características de las actividades que se realicen sobre éstos.

Es importante señalar, el efecto negativo que tiene el mantenimiento sobre los equipos, ya que la realización de las diferentes actividades genera un tiempo en el cual el equipo está fuera de servicio y por tanto, una indisponibilidad. Estos efectos negativos dependen de las características físicas, de diseño y mantenibilidad de los equipos. La mantenibilidad representa la capacidad de un elemento, bajo determinadas condiciones de uso, para conservar, o ser restaurado a un estado en el que pueda realizar la función requerida, cuando el mantenimiento se realiza bajo determinadas condiciones y usando procedimientos y recursos establecidos.

Tradicionalmente, el efecto del mantenimiento en el estado de un componente se basaba en dos situaciones extremas. Una situación asume que la edad del componente tras la realización de una actividad de mantenimiento es reseteada a cero, es decir, se considera que el componente está como nuevo, modelo que se conoce como “Good As New” (GAN). La otra posibilidad extrema es que la edad del componente tras realizar una actividad de mantenimiento sea la misma que antes de su realización, modelo conocido como “Bad as Old” (BAO), siendo la influencia del efecto del mantenimiento en la edad del componente nula. Estas dos situaciones no son suficientes para modelar el comportamiento de los equipos en la realidad, ya que la mayoría de las actividades de mantenimiento se encuentran en un estado intermedio entre ambas, y el proceso que modeliza este comportamiento recibe el nombre de mantenimiento imperfecto. Estos modelos de mantenimiento imperfecto se basan en la idea de que el mantenimiento mejora la edad del componente en función de un factor de efectividad (ϵ), el cual varía en el intervalo $[0,1]$. Entre los modelos de comportamiento imperfecto que existen en la literatura se pueden mencionar, el modelo “Proportional Age Reduction” (PAR), y el modelo “Proportional Age Setback” (PAS), con lo que se abarcan prácticamente todas las posibilidades en cuanto a la modelización del efecto del mantenimiento preventivo sobre el estado del equipo (Sánchez, Carlos, Martorell, & Villanueva, 2009) (Martorell, Sánchez, & Serradell, 1999).

Tal y como se ha descrito en el Capítulo 2, existen varios tipos de mantenimiento y por consiguiente, la efectividad del mantenimiento depende, en particular, del tipo de mantenimiento que se esté considerando en cada caso. Así, por ejemplo, las actividades de mantenimiento correctivo se consideran como reparaciones mínimas, es decir que la edad del componente tras realizar la acción correctiva es la misma que antes de realizarla lo que corresponde a un modelo BAO, asumiendo que la efectividad del mantenimiento es igual a cero. En el caso del mantenimiento preventivo se asume que la edad del componente después del mantenimiento se reduce en función del parámetro de efectividad ϵ , de forma que el componente tras ser mantenido se encuentra en un estado intermedio entre las situaciones, BAO y GAN.

5.1.2 Eficiencia de las actividades de pruebas

Los requisitos de vigilancia implican la realización de pruebas periódicas, por ejemplo, con una periodicidad mensual o trimestral. El propósito principal de la prueba es asegurar que, en caso de accidente, los equipos de los sistemas de seguridad que normalmente se encuentran en modo de espera estén operables cuando sean demandados. Durante la realización de las pruebas, se pueden detectar fallos que hayan ocurrido desde la realización de la última prueba o desde el último momento en que el equipo estuvo en operación.

Como en el caso del mantenimiento, las actividades de pruebas, también pueden llevar asociadas tanto efectos positivos como negativos. El efecto positivo que introducen es la capacidad de las pruebas para detectar los fallos ocultos, y de esta manera limitar el riesgo, debido al tiempo que el equipo está fuera de servicio por estos fallos no detectados. Este efecto depende no sólo de las características de fiabilidad del equipo, como la tasa de fallos, o al intervalo de pruebas (TI), sino también de la eficiencia de la prueba. Esta eficiencia se define como la capacidad de la prueba para cubrir sólo una fracción de fallos ocultos.

Por el contrario, algunas pruebas pueden tener un impacto negativo en la seguridad debido a sus efectos no deseados, como, por ejemplo, errores en la realización de la prueba que causan transitorios de la central, el desgaste de los equipos debido a las pruebas, etc. A menudo, un efecto negativo importante se debe al tiempo en el que el componente está fuera de servicio debido a la realización de la prueba, el cual depende de las características de los equipos.

Los sistemas de seguridad de las centrales nucleares se componen de trenes redundantes, compuestos por equipos altamente fiables, normalmente en modo de espera, los cuales deben de realizar una determinada función de seguridad. Las estrategias de pruebas establecen la agrupación de los equipos, de forma simultánea, mediante la programación de las pruebas por tren o por grupos, formados por equipos de las mismas características, aplicando para todos ellos el mismo intervalo de pruebas, TI.

5.2 Desarrollo de los modelos extendidos

En este apartado se van a desarrollar los modelos necesarios para obtener el APS Extendido (APSE). Para ello en los siguientes apartados se formulan: el modelo de edad, el modelo de tasa de fallos y el modelo de indisponibilidad para que sean dependientes de la edad e incorporen, de forma explícita, el efecto de la edad y de las políticas de pruebas y mantenimiento.

5.2.1 Modelo de edad

La fiabilidad de un equipo representa su capacidad para responder y mantener la operación sin fallo, es decir, con un comportamiento dentro de sus especificaciones de diseño, bajo condiciones dadas y durante un periodo de tiempo determinado o hasta una cierta edad. La fiabilidad natural es la fiabilidad del equipo no sometida a ninguna actividad de mantenimiento, la cual depende exclusivamente de sus características físicas o de diseño, mientras que la fiabilidad intrínseca es el valor de fiabilidad, en principio superior al valor natural, logrado con un mantenimiento de calidad, normalmente programado.

La edad de un componente se define como el periodo de tiempo transcurrido desde su instalación, teniendo en cuenta los efectos que las condiciones de trabajo y las actividades de mantenimiento a las que esté sometido, tienen sobre su vida útil. La evolución de la edad en el periodo $m+1$ entre dos mantenimientos consecutivos, m y $m+1$, viene dada por la siguiente expresión (Martorell, Sánchez, & Serradell, 1999):

$$w_{m+1} = w_m^+ + (t - t_m) \quad (5.1)$$

donde w_m^+ representa la edad del componente inmediatamente después del mantenimiento m , t es el tiempo cronológico transcurrido desde que el componente fue instalado, y t_m es el tiempo en el que se lleva a cabo la actividad de mantenimiento, m . Como se ha comentado en el apartado anterior, otro efecto a considerar en la edad del equipo es el introducido por la realización de las tareas de pruebas y mantenimiento, las cuales afectan directamente a la edad del componente. En general, se puede asumir que cada actividad de mantenimiento mejora la edad del componente en cierto grado, dependiendo de su efectividad, esto se conoce como mantenimiento imperfecto, que es una generalización natural de dos situaciones extremas, situación GAN y BAO (véase apartado 5.1.1). Este mantenimiento imperfecto se puede modelar mediante los modelos Proportional Age Reduction (PAR) y Proportional Age Setback (PAS). La selección del modelo apropiado en cada caso depende del tipo de componente, mecanismo de fallo y el tipo de actividad de mantenimiento. En los siguientes apartados se describen en detalle ambos modelos.

5.2.1.1 Modelo PAR

En el modelo PAR, se asume que cada actividad de mantenimiento reduce, proporcionalmente a su efectividad ε , el incremento de edad del componente desde el mantenimiento anterior. En este modelo, se introduce el efecto que tiene el mantenimiento sobre la edad del componente mediante el factor ε , que representa la efectividad del mantenimiento, el cual varía entre 0 y 1.

De este modo, bajo el supuesto de modelo PAR y asumiendo que el tiempo en el que el componente está fuera de servicio es despreciable frente al comparado entre el transcurrido entre dos actividades de mantenimiento consecutivas, la evolución de la edad del componente en el periodo $m+1$, entre las actividades de mantenimiento m y $m+1$, viene dada por la siguiente expresión:

$$w_{m+1}(t) = t - \varepsilon \cdot t_m \quad (5.2)$$

El modelo PAR, explicado con detalle en (Martorell, Sánchez, & Serradell, 1999) considera que el mantenimiento reduce, en función de ε , la edad ganada entre dos actividades de mantenimiento consecutivas.

5.2.1.2 Modelo PAS

En el modelo PAS se asume, que cada actividad de mantenimiento reduce, proporcionalmente a su efectividad ε , la edad que el componente tenía inmediatamente antes de la realización de dicho mantenimiento.

La evolución de la edad del componente en el periodo $m+1$, entre las actividades de mantenimiento m y $m+1$, bajo el supuesto del modelo PAS, viene dada por la siguiente expresión (Martorell, Sánchez, & Serradell, 1999):

$$w_{m+1}(t) = t - \Delta w_m \quad (5.3)$$

donde:

$$\Delta w_m = \varepsilon \cdot \sum_{k=0}^{m-1} (1 - \varepsilon)^k \cdot t_{m-k} \quad (5.4)$$

Así, mientras que en la aproximación PAR se considera que la actividad de mantenimiento reduce, de forma parcial, la edad que el componente ha ganado desde el último mantenimiento permaneciendo el resto de la edad invariable, el modelo PAS considera que cada actividad de mantenimiento reduce la edad total del componente.

5.2.2 Modelo de tasa de fallos incorporando el envejecimiento y el mantenimiento imperfecto

Tradicionalmente, el Análisis Probabilista de Seguridad (APS) estándar de una central nuclear asume una tasa de fallos constante para los componentes en espera, es decir:

$$\lambda(w(t)) = \lambda_0 \tag{5.5}$$

Para el desarrollo del APS extendido resulta necesario, como se ha indicado anteriormente, formular los modelos de tasa de fallos con dependencia explícita de la edad, de forma que se tenga en cuenta el envejecimiento del equipo en los modelos del APS. En la literatura han sido propuestos diferentes modelos de fiabilidad con dependencia temporal (USNRC, 1992) (USNRC, 1990) (Kancev & Cepin, 2011) (Martorell, Sánchez, & Serradell, 1999). La selección del modelo de tasa de fallos más adecuado es función de aspectos tales como el tipo de componente, su modo de operación, los mecanismos de envejecimiento considerados o el mantenimiento que se le aplica. Por otro lado, la edad del componente es función de las actividades de mantenimiento que se han realizado durante su vida. La efectividad de los programas de mantenimiento y pruebas resultan fundamentales para garantizar la fiabilidad de los equipos permitiendo una operación segura de las centrales nucleares, tanto durante la vida de diseño como en la operación a largo plazo.

Entre los modelos de tasa de fallos dependientes del tiempo comúnmente utilizados destacan el modelo lineal, exponencial o Weibull (USNRC, 1990). En este desarrollo se ha utilizado un modelo de envejecimiento lineal por tratarse de uno de los más simples, aunque la formulación podría aplicarse para cualquiera de los modelos anteriores. De acuerdo con un modelo de envejecimiento lineal, la tasa de fallos dependiente de la edad se expresa como:

$$\lambda(w(t)) = \lambda_0 + \alpha \cdot w(t) \tag{5.6}$$

donde t es el tiempo cronológico, α representa la tasa de envejecimiento lineal y $w(t)$ es la edad del componente en t , que depende de la efectividad del programa de mantenimiento llevado a cabo. En la Ecuación (5.6), el primer término del sumando, λ_0 , representa la tasa de fallos intrínseca de diseño del componente, mientras que el segundo término del sumando, $\alpha \cdot w(t)$ representa la tasa de fallos asociada a la degradación del equipo por envejecimiento, que es compensada mediante la efectividad que posea el programa de mantenimiento preventivo.

De esta forma, si se considera, por ejemplo, el periodo $m+1$ después del mantenimiento m y sustituyendo la Ecuación (5.2) en la Ecuación (5.6), se obtiene la tasa de fallos dependiente de la edad del componente bajo un modelo de mantenimiento imperfecto PAR, donde el parámetro de efectividad del mantenimiento, ε , varía en el rango $[0,1]$.

$$\lambda_{m+1}(t) = \lambda(w_{m+1}(t)) = \lambda_0 + \alpha \cdot (t - \varepsilon \cdot t_m) \tag{5.7}$$

Así, utilizando la ecuación anterior, la tasa de fallos media, λ_{m+1}^* , en un periodo entre dos actividades de mantenimiento consecutivas, m and $m+1$, puede evaluarse mediante la siguiente expresión:

$$\lambda_{m+1}^*(t) = \frac{1}{t_{m+1} - t_m} \int_{t_m}^{t_{m+1}} \lambda_{m+1}(t) dt \quad (5.8)$$

obteniéndose:

$$\lambda_{m+1}^* = \lambda_0 + \alpha \cdot \frac{M}{2} + \alpha \cdot (1 - \varepsilon) \cdot t_m \quad (5.9)$$

La Ecuación (5.9) representa la tasa de fallos, entre dos actividades de mantenimiento consecutivas, m y $m+1$, la cual incluye el efecto del envejecimiento utilizando un modelo lineal de tasa de envejecimiento y un modelo de mantenimiento imperfecto PAR, con una efectividad del mantenimiento ε . Además, en esta ecuación, M representa la periodicidad entre las actividades de Mantenimiento Preventivo por Tiempo (MPT).

Si se considera un modelo de envejecimiento PAS y tasa de envejecimiento lineal, se obtiene, sustituyendo la Ecuación (5.3) en la Ecuación (5.6), que la tasa de fallos tras el mantenimiento m viene dada por:

$$\lambda_{m+1}(t) = \lambda(w_{m+1}(t)) = \lambda_0 + \alpha \cdot (t - \Delta w_m) \quad (5.10)$$

sustituyendo en la Ecuación (5.8) e integrando la tasa de fallos media, λ_{m+1}^* , entre dos mantenimientos consecutivos, m y $m+1$, viene dada por:

$$\lambda_{m+1}^* = \lambda(w_{m+1}(t)) = \lambda_0 + \alpha \cdot \frac{M}{2} + \alpha \cdot (t_m - \Delta w_m) \quad (5.11)$$

La Ecuación (5.11) representa la tasa de fallos media entre dos actividades de mantenimiento m and $m+1$, la cual incluye el efecto del envejecimiento, utilizando para ello un modelo de envejecimiento lineal α , y el efecto del mantenimiento realizado sobre la edad del componente, mediante un modelo PAS con efectividad ε . Además, M representa el periodo entre las actividades de mantenimiento y Δw_m se obtiene mediante la Ecuación (5.4).

Utilizando los resultados de (Martorell, Sánchez, & Serradell, 1999), se observa que la tasa de fallos considerando un modelo PAS converge asintóticamente a:

$$\lambda_a^* = \lambda_0 + \alpha \cdot \frac{M}{2} \cdot \left(\frac{2 - \varepsilon}{\varepsilon} \right) \quad (5.12)$$

5.2.3 Modelo de tasa de fallos incorporando la eficiencia de las pruebas

El objetivo principal de una prueba de vigilancia consiste en detectar fallos ocultos para que el componente pueda ser restaurado a su estado de operacional, habitualmente a un estado BAO, mediante la realización de mantenimiento correctivo. Por tanto, y desde el punto de vista de la fiabilidad, la edad del componente tras realizar la prueba es básicamente la misma que antes de realizarla (USNRC, 1990). Sin embargo, el análisis de fiabilidad debe considerar la eficiencia de la prueba. Existen en la bibliografía varias aproximaciones que tienen en cuenta en cierta medida la eficiencia de las pruebas (USNRC, 1992) (Torres-Echeverria, Martorell, & Thompson, 2009). En (Torres-Echeverria, Martorell, & Thompson, 2009), se utiliza una cobertura de pruebas de los mecanismos de fallo, la cual se define como el porcentaje de fallos detectados y no detectados que se observan durante las pruebas. Por tanto, la eficiencia de la prueba, η , puede ser formulada, como el porcentaje de la tasa total de fallos que se detecta durante la realización de la prueba, llamada también cobertura de prueba, la cual varía en el intervalo $[0,1]$. En (USNRC, 1992) y (USNRC, 1988) se dan valores de eficiencia de las pruebas para varios tipos de equipos. En este contexto, la tasa de fallos dependiente de la edad se puede dividir en dos fracciones: la detectada y la no detectada.

$$\lambda_{m+1}^* = \eta \cdot \lambda_{m+1}^* + (1 - \eta) \cdot \lambda_{m+1}^* \quad (5.13)$$

En la Ecuación (5.13), la primera contribución del primer sumando representa la tasa de fallos dependiente de la edad asociada con los fallos detectados por la prueba λ_{m+1}^D y el segundo sumando, la tasa de fallos dependiente de la edad asociada con los fallos no detectados por la prueba, λ_{m+1}^U , es decir:

$$\lambda_{m+1}^D = \eta \cdot \lambda_{m+1}^* \quad (5.14)$$

$$\lambda_{m+1}^U = (1 - \eta) \cdot \lambda_{m+1}^* \quad (5.15)$$

siendo $(1 - \eta)$ la Fracción de Fallos no Cubierta por las Pruebas (FFNCT).

Además de las pruebas de vigilancia, existen en la central, una gran cantidad de componentes sobre los que se realizan pruebas funcionales durante la recarga de combustible de la central. Habitualmente, dicha recarga se lleva a cabo con un intervalo entre 12 y 24 meses, conociéndose éste como intervalo entre recargas (RI). Normalmente un valor típico de este intervalo, RI, es de 18 meses. Para este tipo de pruebas funcionales se asume que el intervalo entre pruebas es igual a RI. En ocasiones, estas pruebas funcionales implican probar de forma completa la capacidad de los componentes, por este motivo estas pruebas normalmente se realizan cuando el equipo se encuentra

trabajando en las condiciones de funcionamiento reales en caso de emergencia. En este caso la eficiencia de las pruebas funcionales para la detección de fallos ocultos es prácticamente del 100 %, siendo η igual a 1. De manera similar a los requisitos de vigilancia, en la terminología de fiabilidad, los intervalos entre pruebas funcionales, llamados también intervalo entre recargas, se denominan intervalos BAO debido a que la edad del componente tras llevar a cabo la prueba es básicamente la misma que la edad del componente antes de la prueba, es decir, la edad no se ve afectada por la realización de la prueba.

Así, existen componentes críticos en la central sobre los que se realizan los dos tipos de pruebas: una prueba de vigilancia y otra prueba funcional, realizando esta última cada recarga de combustible de la central.

En este contexto y con el objetivo de introducir la eficiencia de las pruebas funcionales o de recarga, la tasa de fallos no detectados por la prueba de vigilancia, λ_{m+1}^U , dada por la Ecuación (5.15), puede dividirse, a su vez, en dos nuevas contribuciones: la debidas a los fallos detectados y no detectados tras la realización de la prueba funcional de recarga, tal y como se muestra en las siguientes expresiones:

$$\lambda_{m+1}^{UD} = \eta_{RI} \cdot \lambda_{m+1}^U \quad (5.16)$$

$$\lambda_{m+1}^{UU} = (1 - \eta_{RI}) \cdot \lambda_{m+1}^U \quad (5.17)$$

siendo, η_{RI} , la eficiencia de la prueba funcional de recarga tomando valores en el intervalo $[0, 1]$, pero habitualmente muy cerca de 1. Además, la Ecuación (5.16) representa la tasa de fallos dependiente de la edad asociada con los fallos detectados por la prueba funcional entre recargas, mientras que la Ecuación (5.17) representa la tasa de fallos dependiente de la edad asociada con los fallos que permanecen sin ser detectados tras la realización de la prueba funcional entre recargas. Normalmente estos fallos permanecen sin ser detectados hasta el final de la vida de diseño de la planta.

La formulación propuesta de la Ecuación (5.13) a la Ecuación (5.17) se puede ajustar a los diferentes supuestos considerados en el APS estándar. Por ejemplo, en muchas ocasiones en el APS estándar únicamente se lleva a cabo un test funcional, que representa una suposición muy conservadora donde de forma implícita se considera que η es igual a 0, mientras que η_{RI} es igual a 1. De forma alternativa, el APS estándar considera sólo la realización de una prueba de vigilancia que supone asumir de forma implícita que η_{RI} es igual a 0.

5.2.4 *Modelo de indisponibilidad*

En relación a los modelos de indisponibilidad, se pueden utilizar los mismos que forman parte del APS estándar pero incorporando el efecto del envejecimiento a partir de los nuevos modelos de fiabilidad desarrollados. De forma análoga, los árboles de sucesos y fallos del APS estándar se pueden adaptar para incorporar los nuevos modelos de fiabilidad a utilizar en la cuantificación de las diferentes métricas de riesgo, tal como la FDN.

Como se ha introducido en apartados anteriores, los requisitos de vigilancia conllevan la realización de pruebas periódicas realizadas con diferente periodicidad y que pueden tener sobre el equipo tanto efectos positivos como negativos. El efecto positivo de la prueba reside en su capacidad para detectar fallos ocultos y de esta manera limitar el riesgo asociado a los tiempos de inoperabilidad no detectados de los componentes de seguridad. Este riesgo se conoce como “riesgo limitado por las pruebas” y depende principalmente de la fiabilidad de los equipos: la tasa de fallos, de la eficiencia de las pruebas, etc. A menudo, las pruebas también introducen un efecto negativo importante que es el tiempo de inoperabilidad detectado el cual representa el tiempo en el que el equipo está fuera de servicio debido a la realización de éstas, es decir, el riesgo causado por las pruebas. Este efecto negativo depende principalmente de las características de las pruebas de los equipos. Este efecto negativo sólo se considera para las pruebas de vigilancia en servicio y no para las pruebas funcionales durante la recarga, ya que no generan tiempos de indisponibilidad de la planta al encontrarse en parada.

Por otra parte, con el objetivo de considerar el impacto en el riesgo del mantenimiento, es necesario tener en cuenta no sólo su impacto en la fiabilidad de los componentes, sino también el tiempo que el componente se encuentra indisponible como consecuencia de la realización del mantenimiento preventivo, correctivo, reemplazamientos, etc, siempre y cuando no se lleven a cabo durante la recarga de combustible de la central.

En resumen, las contribuciones de indisponibilidad de un componente normalmente en espera se dividen en dos categorías: a) la indisponibilidad debida a fallos aleatorios, y b) la indisponibilidad debida al tiempo que el equipo está fuera de servicio como consecuencia de la realización de pruebas y/o mantenimientos.

5.2.4.1 *Indisponibilidad debida a la falta de fiabilidad*

En este apartado se adoptan las bases de la formulación para la indisponibilidad debida a fallos que se establecen en (Martorell, Sánchez, & Serradell, 1999) (Sánchez, Carlos, Martorell, & Villanueva, 2009) pero considerando las contribuciones de la tasa de fallos dependiente de la edad introducida en el apartado 5.2.3. Así la indisponibilidad del componente debido a la falta de fiabilidad puede evaluarse mediante el uso de las siguientes expresiones:

$$u_{m+1}^D \approx \frac{1}{2} \cdot \lambda_{m+1}^D \cdot TI \quad (5.18)$$

$$u_{m+1}^{UD} \approx \frac{1}{2} \cdot \lambda_{m+1}^{UD} \cdot RI \quad (5.19)$$

$$u_{m+1}^{UU} \approx \rho + \frac{1}{2} \cdot \lambda_{m+1}^{UU} \cdot L \quad (5.20)$$

donde $m+1$ representa las contribuciones de la indisponibilidad evaluadas tras la realización de la actividad de mantenimiento m , u_{m+1}^D es la indisponibilidad asociada a la falta de fiabilidad debida a los fallos detectados por las pruebas de vigilancia, u_{m+1}^{UD} , es la indisponibilidad asociada a la falta de fiabilidad debida a los fallos no detectados por las prueba de vigilancia pero que han sido detectados posteriormente por la prueba funcional y u_{m+1}^{UU} , es la indisponibilidad asociada a la falta de fiabilidad debida a los fallos que no han sido detectados ni por la prueba de vigilancia ni por la prueba funcional. La notación utilizada ha sido la siguiente:

ρ = probabilidad de fallo en demanda,

λ_{m+1}^D = tasa de fallos dependiente de la edad asociada con los fallos detectados (apartado 5.2.3),

λ_{m+1}^{UD} = tasa de fallos dependiente de la edad asociada con los fallos no detectados por la prueba de vigilancia pero que son detectados posteriormente por una prueba funcional (apartado 5.2.3),

λ_{m+1}^{UU} = tasa de fallos dependiente de la edad asociada con los fallos que no son detectados ni por la prueba de vigilancia, ni por la prueba funcional (apartado 5.2.3)

TI = intervalo de las pruebas de vigilancia,

RI = intervalo de las pruebas funcionales, (considerada, en este caso, igual a RI , intervalo entre recargas)

L = vida del componente.

En lo que se refiere al parámetro, L , el cual representa la vida del componente hay que tener en cuenta varias suposiciones. En el caso en que el componente no haya sido reemplazado durante la vida de diseño, el parámetro L será igual a la vida de diseño. Si el componente ha sido reemplazado en intervalos de tiempo iguales, L será igual a una constante e igual al periodo entre reemplazamientos. Finalmente, si el componente es reemplazado según la condición de éste, por ejemplo, cuando la tasa de fallos supere un límite fijado, el parámetro L será igual a la vida residual del componente.

5.2.4.2 Indisponibilidad debida a los tiempos fuera de servicio

En este apartado se presentan los modelos de indisponibilidad del componente debida a los tiempos fuera de servicio por la realización de pruebas y mantenimientos. Estos modelos se basan en los utilizados en (Martorell, Sánchez, & Serradell, 1999) (Sánchez, Carlos, Martorell, & Villanueva, 2009), pero considerando, en este caso, la tasa de fallos dependiente de la edad de los fallos que han sido detectados y posteriormente reparados en la planta operando a plena potencia. Las expresiones de las diferentes contribuciones se muestran a continuación:

$$u_{m+1}^T \approx \frac{\tau}{Tl} \quad (5.21)$$

$$u_{m+1}^M \approx \frac{\sigma}{M} \quad (5.22)$$

$$u_{m+1}^C \approx \lambda_{m+1}^D \cdot \mu \quad (5.23)$$

$$u_{m+1}^O \approx \frac{\Gamma}{L} \quad (5.24)$$

donde, $m+l$ representa las contribuciones de la indisponibilidad las cuales han sido evaluadas entre dos actividades de mantenimiento consecutivas m y $m+l$, u_{m+1}^T representa la indisponibilidad debida a la realización de pruebas, u_{m+1}^M es la indisponibilidad debida a la realización de mantenimiento preventivo, u_{m+1}^C es la indisponibilidad debida a la realización de mantenimiento correctivo, y u_{m+1}^O es la contribución a la indisponibilidad debida a los reemplazamientos. Además, la notación utilizada en las expresiones anteriores se describe a continuación:

τ = tiempo fuera de servicio debido a la realización de la prueba el cual es equivalente a la duración de la prueba,

σ = tiempo fuera de servicio debido a la realización del mantenimiento preventivo el cual es equivalente a la duración de este,

M = intervalo entre mantenimientos preventivos por tiempo,

μ = tiempo fuera de servicio debido a la realización de las reparaciones,

Γ = tiempo fuera de servicio debido a los reemplazamientos

5.2.4.3 Indisponibilidad a nivel de sistema

La indisponibilidad de un sistema, $U(x)$, el cual está compuesto por varios componentes, puede evaluarse utilizando el análisis de árbol de fallos (FTA). La solución del árbol de fallos determina los conjuntos mínimos de corte (MCS), que representan combinaciones únicas de fallos de componentes que producen un fallo del sistema. Utilizando los MCS, la indisponibilidad del sistema puede evaluarse mediante la siguiente expresión:

$$U(x) \approx \sum_j \prod_k u_{jk}(x) \quad (5.25)$$

donde el sumatorio en j se extiende al número de MCS y el productorio k se extiende al número de sucesos básicos incluidos en el correspondiente MCS. Además $u_{jk}(x)$ representa la indisponibilidad asociada con el suceso básico k del MCS j , el cual cuantifica un estado de indisponibilidad de un componente de seguridad que depende del vector de variables de decisión x . Este estado de indisponibilidad puede evaluarse mediante las expresiones formuladas de la Ecuación (5.18) a la (5.24).

5.2.5 Modelo extendido del riesgo

Existen en la literatura diferentes enfoques que se pueden utilizar para transformar un Análisis Probabilista de Seguridad (APS) estándar en un APS extendido dependiente de la edad (European Commission, 2014) (USNRC, 1992). Aunque, tal y como se muestra en (USNRC, 1992), destacan dos de ellos para llevar a cabo esta tarea. El primer enfoque se basa en la evaluación reiterada del APS estándar un número determinado de veces, cada evaluación se realiza con una tasa de fallos diferente, la cual ha sido actualizada en función de la edad del componente y de las políticas de mantenimiento y prueba que se han ido llevando a cabo, proyectando una visión del riesgo de la central a modo foto fija. Este enfoque es muy sencillo y se basa en una aproximación gradual de la tasa de fallos dependiente del tiempo aunque presenta una carencia bastante importante. Esta carencia reside en que la edad de los componentes y el efecto que tienen las actividades de pruebas y mantenimiento sobre esta, no se tiene en cuenta de forma explícita en los modelos, sino, implícitamente, en el recalcado de la tasa de fallos. La actualización del APS de las centrales nucleares se realiza utilizando este enfoque, mediante lo que se conoce con el nombre de “Living APS”, en el cual, las tasas de fallos de los componentes son actualizadas en la revisión de los APS de las centrales. Estas revisiones, tal y como se exige en la instrucción de seguridad, IS-25 (CSN, 2010b), se llevan a cabo con cierta periodicidad con el objetivo de reflejar tanto los cambios de diseño como los cambios operaciones y de gestión (mantenimiento y pruebas) que hayan ocurrido en la planta desde la última revisión.

El segundo enfoque, y el que se ha desarrollado en la presente tesis doctoral, consiste en sustituir los modelos de fiabilidad e indisponibilidad en el APS estándar con el objetivo

de obtener un APS Extendido (APSE). Este APSE, incorpora los modelos planteados en los apartados anteriores con la finalidad de que sea dependiente de la edad y que incorpore explícitamente el envejecimiento y las políticas de mantenimiento y pruebas. El APSE, se utiliza para cuantificar la indisponibilidad de componentes y/o sistemas y la Frecuencia de Daño al Núcleo (FDN).

Para cuantificar el efecto del envejecimiento en el riesgo, se utilizan las métricas de riesgo planteadas en el Capítulo 3, evaluando la FDN media anual, que puede ser reformulada para un solo componente i , de la siguiente forma:

$$FDN = FDN_i^0 + u_i \cdot (FDN_i^1 - FDN_i^0) = FDN_i^0 + u_i \cdot B_i \quad (5.26)$$

donde u_i [-] representa la indisponibilidad media de un componente dado i , FDN_i^1 [años⁻¹] representa el incremento en el riesgo cuando el componente i está fuera de servicio y FDN_i^0 [year⁻¹] representa el riesgo reducido cuando el componente i no está fuera de servicio. Además, B_i es una medida de importancia tradicional, medida de Birnbaum (véase Capítulo 2), del componente i .

La metodología propuesta el Capítulo 3 se ha adaptado con el objetivo de abordar el impacto en el riesgo del envejecimiento de los equipos. Por tanto, utilizando un APS Extendido con los modelos propuestos en apartados anteriores, las métricas de riesgo necesarias para evaluar el impacto en el riesgo del envejecimiento serán la FDNE media y el incremento en la FDNE anual debido al envejecimiento, los cuales se formulan:

$$\Delta FDNE = FDNE_i - FDNE_f \quad (5.27)$$

donde $FDNE_i$ y $FDNE_f$ son respectivamente la FDN al inicio (i) y al final (f) de un periodo dado, en el cual se quiere evaluar el efecto del envejecimiento. La Ecuación (5.27) se puede particularizar para el caso de un único componente i , sustituyendo la Ecuación (5.26) en la Ecuación (5.27), como sigue:

$$\Delta FDNE \approx \Delta u_i \cdot B_i \quad (5.28)$$

donde:

$$\Delta u_i = u_i^f - u_i^i \quad (5.29)$$

siendo u_i^i y u_i^f , respectivamente, la indisponibilidad media del componente i , al inicio (i) y al final (f) de un periodo dado en el cual se quiere evaluar el efecto del envejecimiento. Las indisponibilidades u_i^i y u_i^f se formulan utilizando las expresiones de la Ecuación (5.18) a la Ecuación (5.24).

Cabe destacar que las frecuencias de daño al núcleo $FDNE_i$ y $FDNE_f$ dependientes de la edad se han obtenido utilizando un APS Extendido (APSE) de nivel 1. Cuando se considera el envejecimiento de varios componentes la FDN_f aumentará significativamente a causa de la acumulación del envejecimiento (USNRC, 1990). Por esta razón, resulta conveniente considerar únicamente las contribuciones de la indisponibilidad dependientes de la edad de los componentes más relevante con respecto al APSE resultante. Para ello, se utilizan las medidas de importancia tradicionales descritas en el Capítulo 2 para seleccionar y jerarquizar los componentes más críticos desde el punto de vista del envejecimiento. En este contexto, (European Commission, 2014) propone utilizar la medida de Fussell-Vessely (USNRC, 1992), para llevar a cabo éste análisis de importancia. Esta medida permite mostrar el perfil de riesgo, el cual puede cambiar considerablemente debido al envejecimiento. Utilizando la Ecuación (5.26), la medida FV para el componente i puede formularse como sigue:

$$FV_i = \frac{FDN - FDN_i^0}{FDN} \quad (5.30)$$

La Ecuación (5.30) muestra la importancia del componente i para la FDN, el cual depende de su indisponibilidad, u_i , y de la importancia funcional o estructural, B_i . El perfil de importancia de los componentes puede variar con la consideración del envejecimiento de varios componentes, ya que cambios en la u_i , pueden generar cambios en la importancia de los componentes con respecto la central. La medida de FV se puede utilizar para identificar de los componentes más críticos, los más afectados por el envejecimiento, formulándola de la siguiente manera:

$$FV_i^{\Delta FDN} \approx \frac{\Delta FDN_i}{\Delta FDN} \approx \frac{\Delta u_i \cdot B_i}{\Delta FDN} \quad (5.31)$$

5.3 Toma de Decisiones informada en los resultados del APS extendido

El APS Extendido (APSE) obtenido en base a los principios generales introducidos en los apartados anteriores debe ser coherente con los criterios establecidos en la IS-25 (CSN, 2010b) y además, debe permitir afrontar su aplicación para la evaluación de la seguridad de las CCNN en el horizonte 2020 dentro del marco de la toma de decisiones informadas en el Riesgo, de acuerdo con la guía reguladora RG 1.174 (USNRC, 2011) y la guía de seguridad GS 1.14 del CSN (CSN, 2007c), tal como se esquematiza en la Figura 5.1.

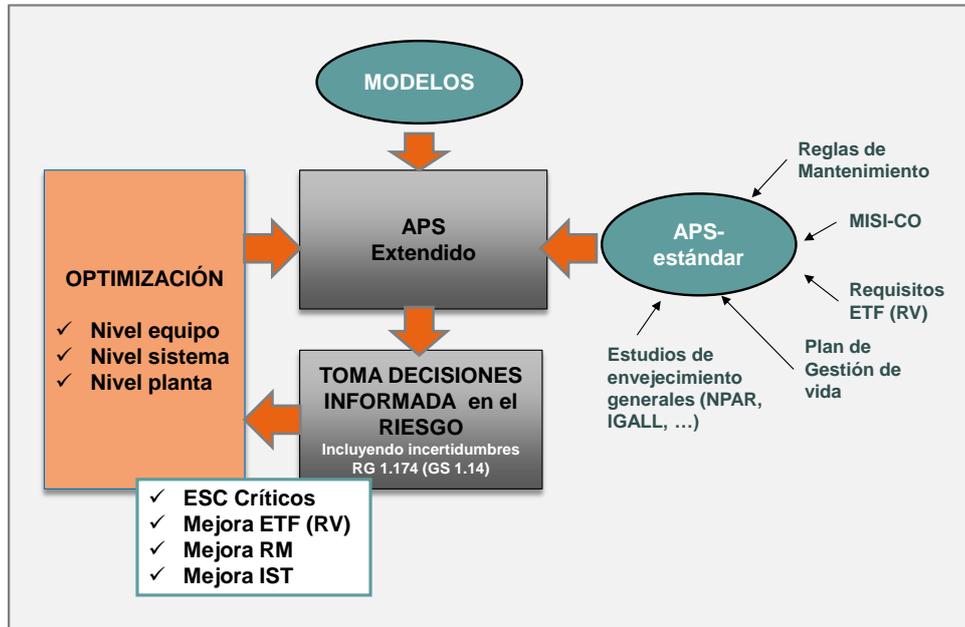


Figura 5.1. Elementos de la TDIR mediante la utilización del APSE.

Así, el APSE puede formar parte del proceso de Toma de Decisiones Informada en el Riesgo (TDIR) mediante la evaluación del impacto en el riesgo del efecto del envejecimiento y de la gestión de activos, pero también, resultará fundamental para re-evaluar el papel, desde el punto de vista del impacto en el riesgo, de un posible cambio de los requisitos establecidos en la licencia que autorizará la operación de las CCNN en el horizonte 2020, en particular, las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento (ETF en IS-32 del CSN) y de los Programas de Revisiones e Inspecciones Periódicas (IS-23 del CSN)

6 Aplicación de la metodología de toma de decisiones utilizando los modelos APSE

Este capítulo se centra en la aplicación de la metodología de la toma de decisiones informada en el riesgo utilizando los modelos propuestos en el Capítulo 5. Para ello y previamente a la toma de decisiones, resulta recomendable identificar los sistemas y componentes por su impacto en el riesgo. Así, en el presente capítulo, se realiza en primer lugar una jerarquización de los sistemas más importantes con respecto al riesgo utilizando un Análisis Probabilista de Seguridad (APS) de Nivel I de una central nuclear de Agua a Presión. Una vez seleccionado el sistema más crítico se reformulan los modelos, tal y como se detalla en el Capítulo 5, y se evalúa la importancia de cada uno de los componentes de éste con respecto al envejecimiento. Posteriormente, se calcula el impacto en el riesgo del componente que más influye en el riesgo desde el punto de vista del envejecimiento y se proponen algunas medidas compensatorias para gestionarlo. En el análisis del impacto en el riesgo se ha tenido en cuenta la incertidumbre asociada tanto a los parámetros como al propio modelo. Finalmente, se lleva a cabo una optimización de las políticas de prueba y mantenimiento de uno de los sistemas que ha resultado crítico en la etapa del análisis de importancia a nivel de sistema.

6.1 Selección de sistemas críticos para la gestión del riesgo

El objetivo de este apartado se centra en el uso de métricas de riesgo y medidas de importancia con el objetivo de realizar una priorización y clasificación de Estructuras, Sistemas, y Componentes (ESC).

Con el objetivo de obtener una jerarquización de los sistemas más importantes con respecto al riesgo, se utilizan las medidas de importancia tradicionales Fussell-Vesely (FV) y el Factor de Incremento en el Riesgo (FIR) (USNRC, 1992).

En la Tabla 6.1, se presentan los resultados obtenidos de las medidas FV y FIR para los sistemas más representativos de una central nuclear, ordenados con respecto a la medida FV.

Tabla 6.1. Medidas de importancia FV y FIR

Sistema	Descripción	FV	FIR
AAA	Sistema de agua de Alimentación Auxiliar	5.17E-01	47000
HPIS	Sistema de inyección a alta presión	3.92E-01	524
PPCS	Sistema de control de presión del primario	2.77E-01	423
LPIS	Sistema de inyección a baja presión	1.34E-01	573
ESW	Agua de servicios esenciales	1.06E-01	3200
RS	Agua de refrigeración de servicios esenciales	5.41E-02	366
AC	Suministro de energía eléctrica CA 120 V	4.19E-02	3.97
SPR	Sistema de protección del reactor	3.04E-02	29400
SBO	Generadores diésel alternativo, Station Blackout	2.32E-02	1.58
EDG	Generadores diésel de emergencia	2.14E-02	68.1
CA	Suministro de energía eléctrica CA 6,9 KV y 400 V.	1.77E-02	582
MSS	Sistema principal de vapor	1.75E-02	12.6
DC	Suministro de energía eléctrica DC 125 V.	9.79E-03	4110
SGIS	Sistema de aislamiento de los sistemas de vapor	4.14E-03	7.49
SSPS	Sistema de protección del reactor de estado sólido	3.45E-03	4.42
ESAS	Sistema de actuación del sistema de salvaguardias	3.19E-03	10.4
RTS	Sistema de disparo del reactor	1.61E-04	1.06

Además de las medidas de importancia tradicionales, se utilizan diferentes formas de clasificar los sistemas según las fuentes bibliográficas consultadas (European Commission, 1999) (Laitonen & Niemel, 2014). Así, en (European Commission, 1999), se propone utilizar estas dos medidas de forma combinada para categorizar los sistemas con respecto al riesgo siguiendo el criterio establecido en la Tabla 6.2.

Tabla 6.2. Criterio de las categorías de riesgo

Criterio de Categoría del Riesgo		
	FV	FIR
<i>Alto</i>	> 0.001 ($\sigma > 0.005$)	
<i>Potencialmente alto</i>	< 0.001 ($\sigma < 0.005$)	> 2
<i>Bajo</i>	< 0.001 ($\sigma < 0.005$)	< 2

(EC, 1999)

De este modo, utilizando este criterio, en la Tabla 6.1 se muestran las categorías asociadas a cada sistema. En esta tabla, cada categoría se encuentra marcada con un color: en rojo los sistemas cuyo valor de FV esté por encima de 0.001 (riesgo alto), en

amarillo aquellos cuyo FV sea menor que 0.001 y el valor del FIR mayor que dos (riesgo potencialmente algo) y finalmente, en verde aquellos sistemas cuyo FV sea menor que 0.001 y el valor del FIR menor que dos (riesgo bajo).

El siguiente paso consiste en la cuantificación de las medidas de contribución al riesgo. El riesgo inherente de un sistema puede ser expresado a partir de su indisponibilidad, U_i , y de la medida de importancia Birnbaum, B_i . Se utiliza la metodología propuesta en (Laitonen & Niemel, 2014), el cual plantea el mapa U_i - B_i para analizar cambios en sistemas desde el punto de vista de la criticidad en la seguridad. La interpretación de ambas medidas de importancia es bastante sencilla, la indisponibilidad del sistema es una medida directa de la fiabilidad y calidad de equipos o sistemas mientras que la medida Birnbaum mide el margen de seguridad inherente de la estructura restante si el componente falla.

En la Figura 6.1 se muestran los resultados obtenidos para los sistemas considerados en la Tabla 6.1.

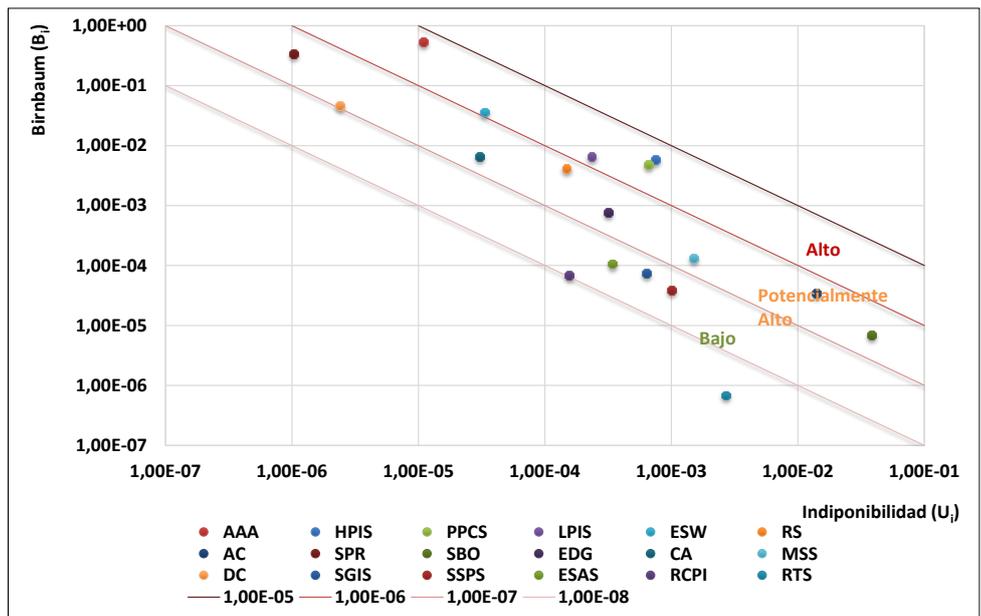


Figura 6.1. . Mapa $\{U_i - B_i\}$ de los sistemas

En esta figura, las líneas oblicuas negras representan las líneas con igual valor de riesgo (líneas de isorriesgo), el cual se calcula como el producto de la indisponibilidad del componente por la medida de importancia Birnbaum. Los valores de riesgo para cada

componente pueden desplazarse de forma horizontal y vertical. Se desplazarán horizontalmente cuando hayan cambios referentes a la fiabilidad del componente y verticalmente cuando haya cambios referentes a la estructura del sistema siguiendo el principio de defensa en profundidad.

En la Figura 6.1, los sistemas identificados como más importantes se encuentran cerca de la línea de isorriesgo más elevada cuyo valor de riesgo es de $1.00E-05$. Estos resultados obtenidos son coherentes con los criterios establecidos según la Tabla 6.2, ya que los sistemas que se encuentran cerca de esta línea de isorriesgo están catalogados como de alto riesgo. Los sistemas que se encuentran entre las líneas de isorriesgo $1.00E-07$ y $1.00E-06$ son catalogados como de riesgo potencialmente alto, y los sistemas entre las líneas de isorriesgo de $1.00E-08$ y $1.00E-07$ son los catalogados como de bajo riesgo

Finalmente, la última métrica considerada en esta aplicación para clasificar los sistemas es el nivel de integridad de seguridad determinada (SIL). Los niveles SIL, para sistemas que trabajan bajo demanda, se definen en términos de probabilidad media de fallo a la demanda, tal y como se describe en el Capítulo 2. En la Figura 6.2 se presentan los resultados obtenidos para esta métrica.

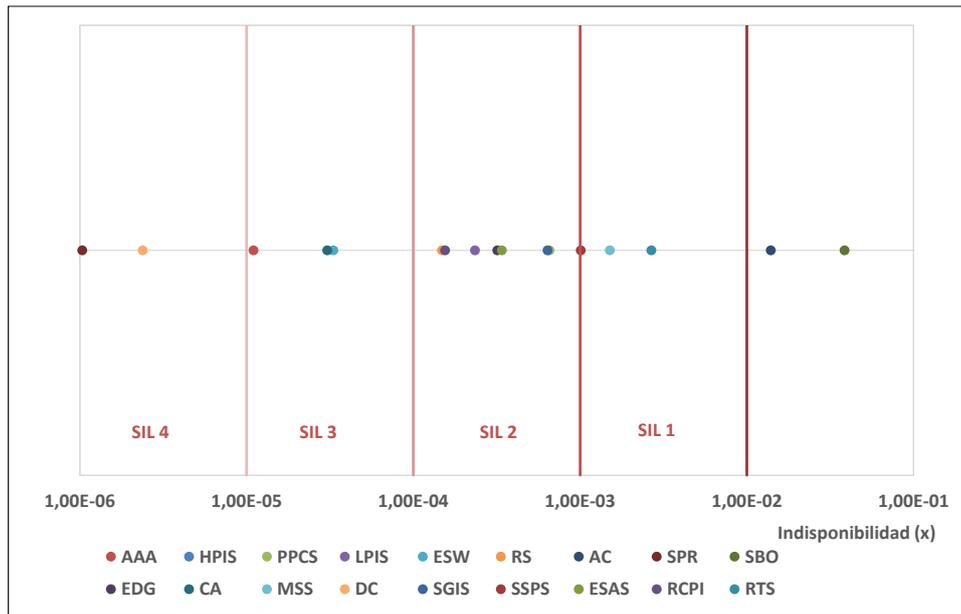


Figura 6.2. SIL sistemas

La comparación de los resultados de la Figura 6.2 con los requisitos de SIL de la Tabla 2.1, según la norma IEC 61508, muestra que el nivel más bajo, SIL 1 se obtiene con dos

sistemas de seguridad, el sistema de suministro de energía eléctrica de corriente alterna de 120 V (AC) y el sistema de generadores diésel alternativo para un "Station Blackout" (SBO). En el otro extremo, el nivel más alto, SIL 4 se consigue por varios sistemas, tales como el sistema de Agua de Alimentación Auxiliar (AAA), el suministro de energía eléctrica de corriente continua de 125 V (DC) y el sistema de protección del reactor (SPR).

Como resultado de todos los análisis de importancia realizados (véase la Tabla 6.1, Figura 6.1 y Figura 6.2), el sistema de Agua de Alimentación Auxiliar (AAA) y el sistema de inyección a alta presión (HPIS) han sido clasificados como dos de los sistemas más críticos con respecto a la contribución de la Frecuencia de Daño al Núcleo (FDN). Concretamente, el sistema AAA es el sistema que tiene el valor más elevado en la medida de importancia de FV y si se observa el mapa U_i-B_i , el punto para este sistema es el que se encuentra más cerca de la línea de isorriesgo con mayor valor de riesgo. En cuanto al valor del SIL para este sistema es el nivel más alto, SIL 4, con valores de indisponibilidad pequeños los cuales oscilan entre $1E-05$ y $1E-04$. Esta última medida por ella misma no aporta mucha información en el contexto de la toma de decisiones, si no se analiza conjuntamente con el valor de Birnbaum.

6.2 Selección de componentes críticos para la gestión del riesgo considerando el envejecimiento

El objetivo de este apartado se centra en la realización de una priorización basada en el impacto en el riesgo del envejecimiento de los componentes de uno de los sistemas críticos seleccionados en el apartado anterior. La metodología aplicada para realizar dicha priorización se basa en la propuesta en (European Commission, 2014). Para ello, el primer paso consiste en la reformulación de los modelos de fiabilidad e indisponibilidad de los componentes del sistema de forma que incluyan de forma explícita el envejecimiento y las pruebas y mantenimiento, utilizando la formulación propuesta en el Capítulo 5. El sistema seleccionado para realizar el caso de aplicación, es el sistema de Agua de Alimentación Auxiliar (AAA), puesto que según se ha demostrado en el apartado anterior es uno de los sistemas más críticos con respecto a su contribución a la FDN. Una vez reformulados los modelos para este sistema, se incluyen en el APS estándar para obtener el APS Extendido (APSE). Este APSE se utiliza para llevar a cabo una priorización de los sucesos básicos relativos al sistema AAA utilizando las medidas de importancia tradicionales de (USNRC, 1992) y las métricas de riesgo propuestas en (Laitonen & Niemel, 2014) con el objetivo de evaluar el efecto del envejecimiento en el riesgo considerando un periodo de observación de 10 años.

La selección de los componentes críticos para la gestión del riesgo se realiza en dos etapas. En primer lugar se seleccionan los sucesos básicos que comprenden el 95% de la indisponibilidad del sistema según los conjuntos mínimos de corte obtenidos con un nivel de truncación de $1E-09$. En segundo lugar, con el fin de simplificar el problema se

ha realizado un cribado de los sucesos básicos obtenidos en función de la medida de importancia FV al inicio del periodo de observación FV_0 , seleccionando aquellos cuyo valor sea superior a 0.005, tal y como se propone en (European Commission, 2014). En la Tabla 6.3 se muestran los sucesos básicos finalmente seleccionados.

Tabla 6.3. Datos sucesos básicos del sistema AAA

Suceso básico	Descripción	α	M [h]	ε [-]	η [-]	η_{RI} [-]	TI [h]	RI [h]
FCV02SBY	Válvula control caudal FCV02 fallo al permanecer abierta	4.11E-10	13140	0.6	0.6	1	4130	4616
MDP01FCC	FCC motobombas MDP01/03 fallo al arrancar	--	--	--	--	--	--	--
FCV01SBY	Válvula control caudal FCV01 fallo al permanecer abierta	4.11E-10	13140	0.6	0.6	1	4130	4616
FCV03SBY	Válvula control caudal FCV03 fallo al permanecer abierta	4.11E-10	13140	0.6	0.6	1	4130	4616
TDP01DEM	Turbobomba TDP01 fallo al arrancar	3.08E-11	13140	0.6	0.44	1	2160	13140
MOV02DEM	Motoválvula MOV12 fallo al abrir	4.11E-10	13140	0.6	0.6	1	4130	13140
SWI03DEM	Interruptor motobomba SWI03 fallo al cerrar	2.63E-11	13140	0.6	0.2	1	2160	13140
SWI01DEM	Interruptor motobomba SWI01 fallo al cerrar	2.63E-11	13140	0.6	0.2	1	2160	13140
FAN01FCC	FCC ventiladores FAN01/03 fallo al arrancar	--	--	--	--	--	--	--
MOV01SBY	Motoválvula MOV01 fallo al abrir	4,57E-11	13140	0.6	0,45	1	2160	13140
MOV03SBY	Motoválvula MOV03 fallo al abrir	4,57E-11	13140	0.6	0,45	1	2160	13140

Estos sucesos básicos corresponden principalmente a tres tipos de fallos, Fallos de Causa Común (FCC), fallos en espera (SBY) y fallos en demanda (DEM). Además, se distinguen diferentes tipos de componente sujetos al modelado de la indisponibilidad dependiente del tiempo: válvulas de control de caudal (FCV), válvulas motorizadas (MOV), válvulas neumáticas (AOV), bombas motorizadas (MDP), turbobombas (TDP), ventiladores (FAN), controladores de caudal (MFC), relés (REL) e interruptores (SWI). En la Tabla 6.3 se muestran los datos relativos a fiabilidad y a las actividades de mantenimiento y pruebas utilizados en el modelado de estos sucesos básicos.

En la Tabla 6.4 se muestran los resultados obtenidos, mostrando el FV para el instante inicial (FV_0) y final (FV_{10}) del periodo de observación de 10 años. Además, se muestra el coeficiente FV_0/FV_{10} , el cual proporciona información acerca de los componentes que son más sensibles respecto al envejecimiento.

Tabla 6.4. Resultados del análisis de importancia a nivel de suceso básico FV_{10} y FV_0/ FV_{10}

Suceso básico	Descripción	$FV_0(-)$	$FV_{10}(-)$	FV_0/ FV_{10}
FCV02SBY	Válvula controladora de caudal FCV02 fallo al permanecer abierta	1.151E-01	3.478E-01	3.022
MDP01FCC	FCC motobombas MDP01/03 fallo al arrancar	3.62E-02	1.17E-01	3.230
FCV01SBY	Válvula controladora de caudal FCV01 fallo al permanecer abierta	3.28E-02	2.57E-01	7.836
FCV03SBY	Válvula controladora de caudal FCV03 fallo al permanecer abierta	3.34E-02	2.61E-01	7.796
TDP01DEM	Turbobomba TDP01 fallo al arrancar	2.11E-02	2.98E-02	1.411
MOV02DEM	Motoválvula MOV12 fallo al abrir	1.03E-02	1.68E-01	16.290
SWI03DEM	Interruptor motobomba SWI03 fallo al cerrar	6.03E-03	2.26E-02	3.758
SWI01DEM	Interruptor motobomba SWI01 fallo al cerrar	5.89E-03	2.24E-02	3.812
FAN01FCC	FCC ventiladores FAN01/03 fallo al arrancar	1.970E-03	--	--
MOV01SBY	Motoválvula MOV01 fallo al abrir	1.347E-04	-	-
MOV03SBY	Motoválvula MOV03 fallo al abrir	1.347E-04	-	-

Este estudio también se ha realizado de forma gráfica utilizando el mapa u_i-B_i (Laitonen & Niemel, 2014), el cual se representa en la Figura 6.3 y que permite cuantificar el riesgo intrínseco de un componente a partir de dos medidas de importancia: la indisponibilidad del componente, u_i y su medida de importancia Birnbaum, B_i . A partir de la Figura 6.3 se puede observar el efecto del envejecimiento en términos de riesgo.

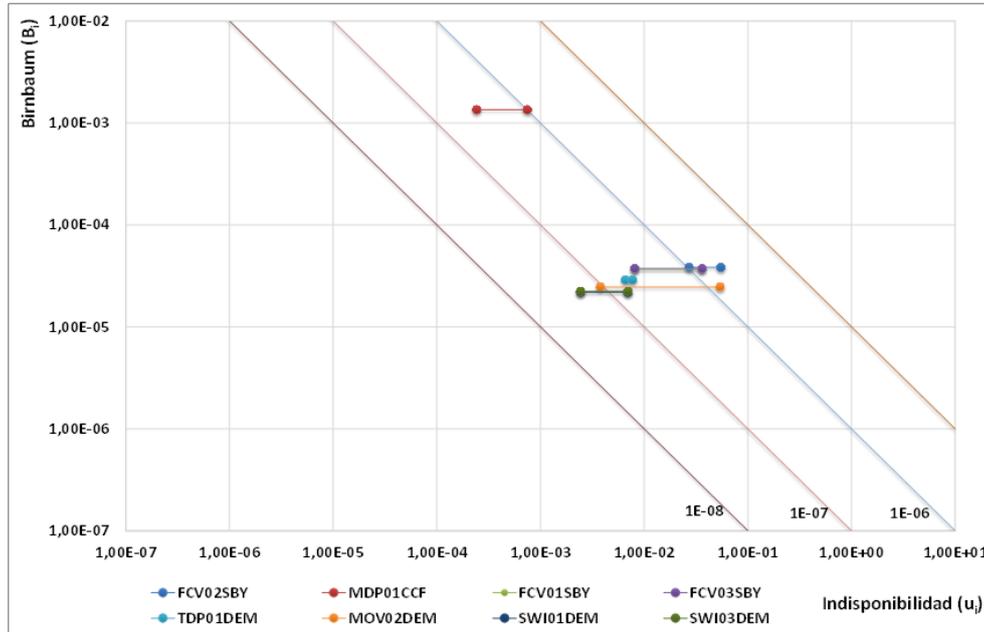


Figura 6.3. Mapa $\{u_i - B_i\}$ de los sucesos básicos teniendo en cuenta el envejecimiento mediante el APSE

Los resultados obtenidos en la Tabla 6.4 y el la Figura 6.3, permiten identificar el componente del sistema AAA más afectado por el envejecimiento. En la Tabla 6.4, se muestra que el suceso básico MOV02DEM es uno de los más importantes dentro del sistema, atendiendo a la medida FV_{10} , es decir, el FV al final del periodo representado y a su coeficiente FV_0/FV_{10} , que es el mayor. Además, en la Figura 6.3 se puede observar como el aumento de la indisponibilidad para este suceso básico debido al envejecimiento es uno de los más acentuados, situando al punto en una línea de isoriesgo de valor elevado.

Por tanto, en este estudio se concluye que el suceso básico MOV02DEM es uno de los más críticos con respecto al envejecimiento del sistema de AAA. Este suceso básico corresponde al fallo al permanecer abierta la motoválvula MOV02, la cual se encuentra ubicada en la línea de vapor del sistema de AAA.

En el apartado siguiente se realiza el estudio de impacto en el riesgo del envejecimiento y de las políticas de vigilancia y mantenimiento de este componente crítico.

6.3 Estudio del impacto en el riesgo del envejecimiento y de las políticas de vigilancia y mantenimiento de un componente crítico

Este caso de aplicación se centra en analizar el impacto en el riesgo del envejecimiento y de las políticas de vigilancia y mantenimiento de un componente crítico de la planta, concretamente la moto-válvula (MOV02) del sistema de agua de alimentación auxiliar, que tal y como se ha demostrado en el apartado anterior, es uno de los más críticos con respecto al envejecimiento del sistema de AAA.

6.3.1 Datos y modelado del riesgo

El suceso básico MOV02DEM corresponde al fallo al permanecer abierta la motoválvula MOV02. Esta motoválvula se encuentra ubicada en la línea de vapor del sistema de AAA. Esta válvula se encuentra normalmente abierta y su función es controlar el flujo desde el sistema de AAA hasta los Generadores de Vapor (GVs) en el secundario de un reactor de Agua a Presión de una Central Nuclear.

En este caso de aplicación se ha cuantificado la FDN utilizando el APSE, en el cual se han incorporado los modelos de fiabilidad e indisponibilidad del Capítulo 5, para el suceso básico MOV02DEM, con el objetivo de observar el efecto del envejecimiento y de las políticas de vigilancia y mantenimiento de este componente crítico en el riesgo de la planta.

En la Tabla 6.5 se muestran los datos utilizados para el modelado del suceso básico MOV02DEM. Al igual que en el APS estándar, todas los parámetros exceptuando a la tasa de fallos de la MOV, la cual se ha caracterizado por la función de densidad de probabilidad (fdd), se han considerado constante, es decir, se han utilizado valores medios. La tasa de fallos se ha modelado como una variable aleatoria suponiendo un modelo de distribución de probabilidad gamma. En la Tabla 6.5, el valor del factor de envejecimiento lineal (α), para todos los casos considerados, ha sido obtenido a partir de la base de datos genérica TIRGALEX (USNRC, 1988). El TIRGALEX considera que el valor de α para este tipo de válvulas es igual a $4.11E-11 \text{ h}^{-2}$.

Con el objetivo de observar el efecto del envejecimiento y de las políticas de mantenimiento y pruebas se han estudiado diferentes casos de aplicación. El primer caso que se plantea es el correspondiente al APS estándar actual, el cual no tienen en cuenta el envejecimiento ni las políticas de mantenimiento y pruebas en la tasa de fallos. Normalmente, esta tasa de fallos es actualizada con cierta periodicidad para reflejar tanto los cambios de diseño como los cambios operacionales de la planta.

A continuación se describen los casos planteados, en los cuales se ha utilizado el modelo APSE descrito anteriormente. En el primer caso planteado, Caso 1, se han utilizado datos bibliográficos genéricos disponibles para las válvulas motorizadas en centrales nucleares

de agua a presión (USNRC, 1992) (USNRC, 1988). Los datos utilizados tanto para los parámetros relativos al mantenimiento como los relativos a las pruebas se muestran en la Tabla 6.5. Tal y como se muestra en dicha tabla, se considera que las actividades de mantenimiento tienen una efectividad (ϵ) de 0.6 y se realizan con un intervalo entre mantenimientos (M) de 13140 horas, coincidiendo éste con cada recarga de combustible de la central. Además, se realizan dos pruebas, la primera de ellas corresponde con una prueba en servicio, en la cual se llevan a cabo operaciones rutinarias de control de apertura y cierre con una eficiencia (η) de 0.6 y con un intervalo de pruebas (TI) de 2160 horas. La segunda prueba consiste en una prueba funcional completa que se realiza en un intervalo (RI) correspondiente a cada recarga, es decir cada 13140 horas con una eficiencia (η_{RI}) de 1, en la que se detectan todos los posibles fallos debidos a la degradación por envejecimiento del componente.

Partiendo del Caso 1, se han realizado diferentes análisis de sensibilidad de los parámetros relativos al mantenimiento (M, ϵ) y a las pruebas o inspecciones en servicio (TI, η) con el objetivo de analizar cómo afectan estos al nivel de riesgo de la planta. El primer caso de sensibilidad planteado se centra en observar la influencia en el riesgo de un cambio en el intervalo entre pruebas, para ello este intervalo (TI) se ha reducido de 2160 horas a 720 horas, obteniendo así el Caso 2. Otro análisis de sensibilidad realizado sobre el Caso 1 ha consistido en aumentar la eficiencia de las pruebas (η), Caso 3, pasando de una eficiencia de 0.6 a una eficiencia de 0.9.

Los siguientes análisis de sensibilidad planteados, Caso 4 y Caso 5, se realizan con el objetivo de observar el efecto de la política de mantenimiento llevada a cabo en el envejecimiento, para ello se realiza un cambio en el intervalo entre mantenimiento (M) reduciéndolo de 13140 a 4320 horas y un aumento de la efectividad del mantenimiento (ϵ) realizado de 0.6 a 0.9, respectivamente, tal y como se muestra en la Tabla 6.5.

Finalmente, con el objetivo de analizar el efecto de incluir el modelo de tasa de fallos dependiente de la edad en el APS estándar, se presenta el Caso 6. En este caso se han considerado los intervalos de pruebas y mantenimiento correspondientes al APS actual. Además, se considera que tanto las pruebas en servicio como la prueba funcional que se realiza cada recarga son pruebas perfectas, es decir, con una eficiencia de uno. La efectividad de mantenimiento que se toma en este caso es de 0.8, considerando una efectividad que se asemeja bastante a la realidad de las operaciones de la planta.

Tabla 6.5. Parámetros de fiabilidad, mantenimiento y pruebas para MOV

Parámetro	APS actual	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
λ_0 (h ⁻¹)	Gamma(4.45E-11. 0.5)	Gamma(4.4 5E-11. 0.5)					
α (h ⁻²)	No envejecimiento	4.11E-10	4.11E-10	4.11E-10	4.11E-10	4.11E-10	4.11E-10
M (h)	No mantenimiento	13140	13140	13140	4320	13140	13140
ε	-	0.6	0.6	0.6	0.6	0.9	0.8
T (h)	4616	2160	720	2160	2160	2160	4616
η	-	0.6	0.6	0.9	0.6	0.6	1
TF (h)	-	13140	13140	13140	13140	13140	13140
η_{RI}	-	1	1	1	1	1	1

6.3.2 Evaluación y análisis del impacto en el riesgo de acuerdo con la RG 1.174

A continuación se realiza la evaluación del impacto en el riesgo de acuerdo con la RG 1.174 (USNRC, 2011) y GS 1.14 (CSN, 2007c) de los casos considerados para ello se calcula la Frecuencia de Daño al Núcleo (FDN) utilizando para cada uno de ellos los datos expuestos en la Tabla 6.5. Los valores condicionales para FDN_1 y FDN_0 se han obtenido como se propone en el Capítulo 3. Utilizando el APSE mediante la incorporación de la tasa de fallos para el suceso básico MOV02DEM, la cual incluye el efecto del envejecimiento y de las políticas de mantenimiento y pruebas, se calculan los valores de $FDNE_i$ y $FDNE_f$, siendo, respectivamente, la frecuencia de daño al núcleo utilizando el APSE inicial y final, considerando un periodo de observación de 10 años.

En la Tabla 6.6 se muestran los resultados de la $FDNE_i$, $FDNE_f$ y el incremento ΔFDN en el periodo de tiempo considerado, de cada uno de los casos planteados en el apartado anterior, con el fin de estudiar el efecto del envejecimiento y las políticas de mantenimiento y pruebas consideradas en la evaluación de impacto en el riesgo.

Posteriormente, en el análisis del impacto en el riesgo, se comparan los resultados con los niveles de aceptación de la guía reguladora, RG 1.174 (USNRC, 2011) y de la GS 1.14 (CSN, 2007c). En ambos documentos se utiliza la pareja de valores $\{FND_0, \Delta FDN\}$ para evaluar el impacto en el riesgo. Para este caso concreto en el que se considera el APS con la incorporación del envejecimiento, APSE, se utilizan los valores $\{FNDE_i, \Delta FNE\}$. De acuerdo con la RG 1.174, la medida numérica adecuada para realizar la

comparación de los resultados del APS con los criterios de aceptación es la media, la cual se obtiene mediante los valores medios de la propagación de la incertidumbre de las distribuciones de probabilidad de los parámetros de entrada y de la incertidumbre representada de forma explícita por el modelo utilizado. Por tanto, para realizar este análisis, se observará en la Figura 6.4 el punto medio para cada pareja $\{FNDE_i, \Delta FDNE\}$. Los casos que se comparan con los niveles de aceptación son los correspondientes con los casos presentados en la Tabla 6.5 los cuales han sido explicados en detalle anteriormente.

Tabla 6.6. Resultados FDNE y $\Delta FDNE$ para cada caso considerado

	FDNE _i (año ⁻¹)			FDNE _t (año ⁻¹)			$\Delta FDNE = FDNE_t - FDNE_i$		
	Media	5% Perc.	95% Perc.	Media	5% Perc.	95% Perc.	Media	5% Perc.	95% Perc.
APS Estándar	9.42E-06	3.44E-06	2.17E-05	9.42E-06	3.44E-06	2.17E-05	-	-	-
Caso 1	1.08E-05	3.24E-06	2.60E-05	1.24E-05	3.71E-06	2.86E-05	1.76E-06	5.63E-07	4.05E-06
Caso 2	9.36E-06	3.34E-06	1.80E-05	1.19E-05	4.06E-06	3.01E-05	1.51E-06	5.45E-07	3.40E-06
Caso 3	9.28E-06	3.31E-06	2.11E-05	1.03E-05	3.71E-06	2.46E-05	8.20E-07	2.98E-07	1.75E-06
Caso 4	1.02E-05	3.62E-06	2.37E-05	1.21E-05	3.91E-06	3.38E-05	2.02E-06	6.30E-07	4.70E-06
Caso 5	1.03E-05	3.68E-06	2.43E-05	1.11E-05	3.56E-06	2.67E-05	4.53E-07	1.13E-07	1.13E-06
Caso 6	1.01E-05	3.58E-06	2.03E-05	9.55E-06	3.34E-06	2.04E-05	3.61E-07	1.25E-07	8.20E-07

El primer caso representado en la Figura 6.4 ha sido el correspondiente al APS estándar actual. Como cabe esperar en este caso el incremento en FDNE, es prácticamente nulo, puesto que no se ha considerado envejecimiento, no se incrementaría la indisponibilidad debido a este factor y por tanto la FDNE en un periodo de tiempo considerado no se vería modificada. El Caso 1, como se ha mencionado anteriormente se cuantifica utilizando los modelos propuestos en Capítulo 5 y utilizando datos bibliográficos. En este caso se puede ver como el nivel de riesgo representado por la pareja $\{FNDE_i, \Delta FDNE\}$ se encuentra en la Región II según las zonas de aceptación de la guía RG 1.174. Según esta guía reguladora en esta región se han de llevar a cabo medidas compensatorias para gestionar los efectos de la edad. Estas medidas compensatorias hacen referencia a cambios en la política de mantenimiento y requisitos de vigilancia, mediante la adaptación de sus parámetros, con el objetivo de que el riesgo de la central se encuentre dentro de los niveles de aceptación. Debido a este hecho, a partir del Caso 1, se han realizado diferentes estudios de sensibilidad modificando los parámetros relativos a los programas de mantenimiento y pruebas.

Como se puede observar en la Figura 6.4, cuando se modifica la política de pruebas en servicio, disminuyendo el intervalo entre pruebas (TI), Caso 2, o aumentando la

eficiencia de estas (η), Caso 3, el nivel de riesgo disminuye de forma considerable con respecto al Caso 1. Cabe destacar que el decremento es menor en el Caso 3, obteniendo valores de $\{FNDE_i, \Delta FDNE\}$ dentro del nivel de aceptación (Región III). Este hecho pone de manifiesto la importancia de llevar a cabo una gestión de las políticas de pruebas, ya que estos parámetros son importantes para una adecuada gestión de la seguridad de la central, un cambio en ellos para un componente crítico tiene efecto a nivel de riesgo global.

Como se ha comentado anteriormente con el objetivo de extrapolar los datos del modelo APS estándar a un modelo el cual tenga en cuenta el efecto del envejecimiento y de las políticas de mantenimiento y pruebas se presenta en la Figura 6.4, el Caso 6. Como se observa en esta figura el nivel de riesgo representado por la pareja $\{FNDE_i, \Delta FDNE\}$ se encuentra en la Región II según las zonas de aceptación de la guía RG 1.174.

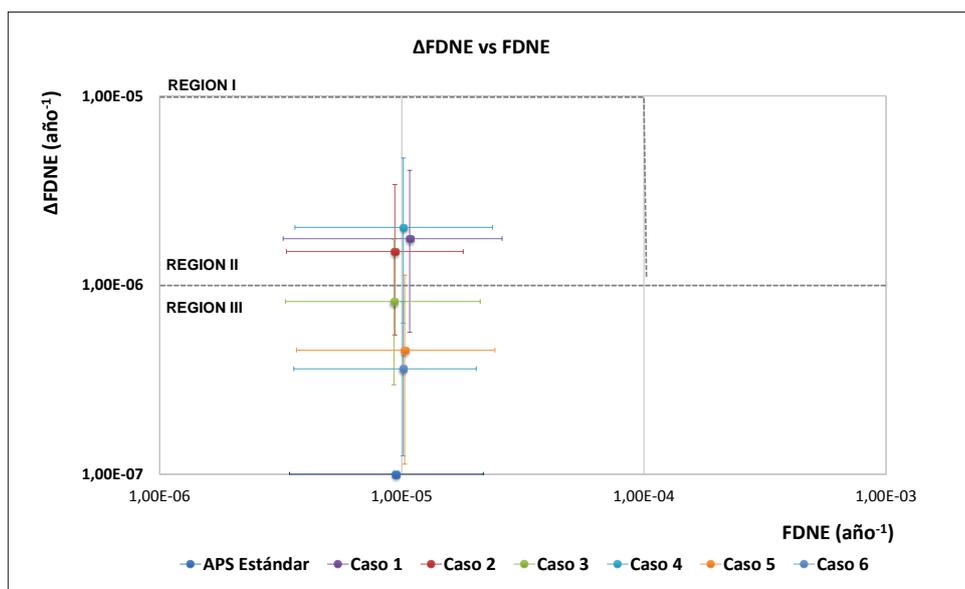


Figura 6.4. Criterios de aceptación para FDNE y $\Delta FDNE$ para los casos analizados

6.4 Optimización de la vigilancia y mantenimiento de un sistema considerando envejecimiento de sus componentes

El objetivo de este caso de aplicación es la optimización de las actividades de pruebas y mantenimiento considerando explícitamente la efectividad del mantenimiento y la eficacia de las pruebas para equipos compuestos por varios subcomponentes. Este caso de aplicación se centra en un sistema crítico, concretamente en el sistema de inyección a alta presión (HPIS) por su sencillez en el modelado y además, por ser un sistema crítico desde el punto de vista del riesgo, tal y como se ha demostrado en el apartado 6.1. El sistema HPIS de un reactor convencional PWR está compuesto por tres bombas accionadas por motor (MDP) y siete válvulas motorizadas (MOV). Estos componentes presentan diferentes modos de fallo y comportamiento y sobre éstos se aplican múltiples y diferentes actividades de pruebas y de mantenimiento (Mullor, Sánchez, Martorell, & Martínez, 2006) (Mullor, Martorell, Sánchez, & Martínez, 2007). Además, tanto las MOV como las MDP se dividen en dos subcomponentes que se tratan por separado, el motor y el cuerpo en el caso de la MDP y el actuador y el cuerpo en el caso de la MOV. En los siguientes apartados, se define el problema de optimización que se lleva a cabo, la descripción del problema, los datos utilizados y los resultados obtenidos.

6.4.1 Problema de optimización

Un problema de optimización multi-objetivo (MOP) es aquel que incluye un vector \mathbf{x} de variables de decisión, un conjunto de funciones objetivo $\mathbf{f}(\mathbf{x})$, y un conjunto de restricciones $\mathbf{g}(\mathbf{x})$, tanto sobre los criterios como sobre las variables de decisión.

En particular, para el problema que se analiza en este caso de aplicación, las variables de decisión \mathbf{x} son la frecuencia de los requisitos de las pruebas de vigilancia y de las acciones de mantenimiento, mientras que el vector de funciones objetivo y restricciones vienen dados por:

$$\mathbf{y} = \mathbf{f}(\mathbf{x}) = (U(\mathbf{x}), C(\mathbf{x})) \quad (6.1)$$

$$\mathbf{z} = \mathbf{g}(\mathbf{x}) = (U(\mathbf{x}) \leq U_i, C(\mathbf{x}) \leq C_i) \quad (6.2)$$

Donde, $U(\mathbf{x})$ es la indisponibilidad del Sistema, calculada mediante las Ecuaciones (5.18) a (5.25) del Capítulo 5 y $C(\mathbf{x})$ es el coste total, el cual ha sido evaluado utilizando las contribuciones de coste presentadas en (Martorell, y otros, 2005). Tal y como se describe en el Capítulo 2, este coste está compuesto por los costes de realización de las diferentes actividades de pruebas y mantenimiento realizadas sobre los componentes: coste de mantenimiento preventivo, coste de reemplazo, coste de mantenimiento correctivo y coste de las pruebas de vigilancia.

El problema de optimización se ha realizado utilizando un Algoritmo Genético rápido de ordenamiento de no-dominancia (NSGA-II) (Deb, Prata, Agarwal, & Meyarivan, 2002) implementado en Matlab.

6.4.2 Descripción del problema y datos

Los diferentes ejemplos de aplicación se han desarrollado considerando el Sistema de Inyección a Alta Presión (HPIS) de un reactor PWR. El HPIS es un sistema normalmente en espera formado principalmente por 3 bombas y siete válvulas tal como se muestra en el esquema simplificado de la Figura 6.5.

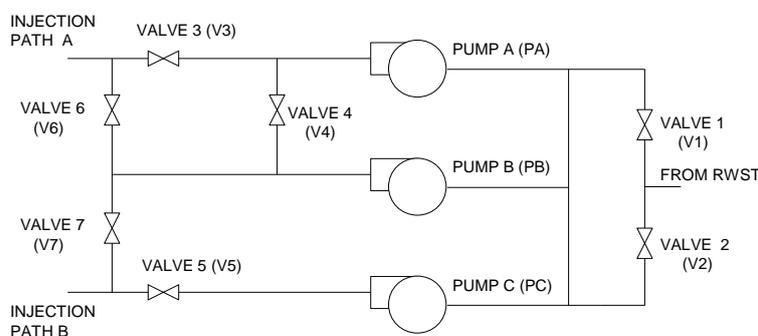


Figura 6.5. Sistema de inyección de alta presión

Bajo condiciones accidentales el sistema HPIS puede ser utilizado para extraer calor del reactor en el caso en el que los generadores de vapor estén indisponibles. Por ejemplo, en el caso en el que se produjese un LOCA pequeño, la función de seguridad HPIS llevaría agua del Tanque de alimentación auxiliar para descargarla en las ramas frías del sistema de refrigeración del reactor a través de cualquier de los dos caminos de inyección. Normalmente, las bombas descargan agua en los caminos de inyección de A y B a través de las válvulas de V3 y V5, aunque válvulas de cruce V4, V6 y V7 proporcionan trayectorias alternativas de flujo en caso de fallo de la alimentación normal.

Como se ha comentado anteriormente, tanto, las válvulas motorizadas como las motobombas se dividen en dos subcomponentes que se tratan por separado, el motor de la bomba (MB) y el cuerpo de la bomba (CB) en el caso de las bombas accionadas por motor y el cuerpo de la válvula (CV) y el actuador de la válvula (AV) en el caso de las válvulas motorizadas (Mullor, Sánchez, Martorell, & Martínez, 2006) (Mullor, Martorell, Sánchez, & Martínez, 2007).

Con el fin de obtener la función objetivo expresada por la Ecuación (6.1) es necesario cuantificar la indisponibilidad y el coste total del sistema. Los datos relativos a fallos y mantenimiento como el valor de la eficacia de mantenimiento y los parámetros de fiabilidad (α , para el caso lineal o β y γ para Weibull), provienen de estimaciones de datos reales con el fin de obtener los modelos y datos que mejor representen el comportamiento de cada uno de los subcomponentes considerados. Se han tomado los valores de las estimaciones de los siguientes parámetros: la eficacia del mantenimiento (ϵ), el tipo de modelo de mantenimiento imperfecto (PAS / PAR), la probabilidad de fallo por demanda (ρ), y la tasa de fallos inicial en espera (λ_0), el tipo de modelo de envejecimiento (Lineal / Weibull) y los factores de fiabilidad (α , β , γ) tanto para las bombas (motor y cuerpo) así como para las válvulas (actuador y cuerpo) (Mullor, Sánchez, Martorell, & Martínez, 2006).

En la Tabla 6.7 se muestran los valores utilizados se muestran los valores utilizados en este proceso de optimización tanto los provenientes de estimaciones de datos reales como otros parámetros obtenidos de bases de datos genéricas. Los datos relativos a la eficiencia de las pruebas se han obtenido del NUREG/CR-5587 (USNRC, 1992). Tal y como se ha comentado en el Capítulo 5 de la presente tesis doctoral, la eficiencia de las pruebas puede formularse como el porcentaje de la tasa de fallos total que se ha detectado por la prueba. Se ha de tener en cuenta que TI representa el intervalo entre pruebas de vigilancia mientras que RI representa el intervalo entre pruebas funcionales, coincidiendo éste con el periodo de recarga de combustible de la central. Los parámetros que define la eficiencia de las pruebas de vigilancia y funcionales son η y η_{RI} , respectivamente. Los valores utilizados en ambos casos para cada subcomponente en el caso de aplicación se muestran en la Tabla 6.7. Además, los parámetros para calcular el coste tal y como se establece en (Martorell, y otros, 2005), se resumen en la Tabla 6.8. En esta tabla se considera, tal y como se describe en el Capítulo 2, que c_i es el coste asociado a la realización de una prueba de vigilancia, c_m es el coste del mantenimiento preventivo por tiempo, c_c es el coste asociado a las actividades de mantenimiento correctivo necesarias y c_o , es el coste asociado a la pérdida de producción como consecuencia de actividad de mantenimiento preventivo no programadas que excedan del tiempo máximo permitido de inoperabilidad (CT).

El HPIS es un sistema que normalmente se encuentra en espera y que periódicamente se revisa de acuerdo con las actuales Especificaciones Técnicas de Funcionamiento (ETF) y siguiendo la planificación del mantenimiento.

Tabla 6.7. Parámetros de los subcomponentes para el cálculo de la indisponibilidad

<i>Parámetro</i>	Bomba motorizadas (MDP)		Válvula motorizada (MOV)		<i>Unidades</i>
	<i>Cuerpo bombas (CB)</i>	<i>Motor bombas (MB)</i>	<i>Cuerpo válvulas (CV)</i>	<i>Actuador válvulas (AV)</i>	
ρ	5.18E-04	1.25E-05	1.81E-03	1.25E-05	[-]
λ_0	2.30E-05	3.89E-06	6.80E-06	7.00E-06	[1/h]
Modelo MI	PAR	PAS	PAR	PAS	--
M	4320	4320	4320	4320	[h]
ε	0.77	0.29	0.76	0.84	--
σ	10	10	1	1	[h]
Modelo Edad	Lineal	Weibull	Lineal	Weibull	--
α	1.73E-09	1.00E-10	2.37E-09	1.73E-09	[h ⁻²]
β	--	4.87	--	7.47	--
γ	--	33347	--	15397	--
TI	2184	2184	2184	2184	[h]
η	{1,0.44}	{1,0.44}	{1, 0.6}	{1, 0.6}	--
RI	13140	13140	13140	13140	[h]
η_{RI}	1	1	1	1	--
τ	4	4	1	1	[h]
μ	24	24	2,6	2,6	[h]
Γ	50	50	6	6	[h]
L	122640	122640	122640	122640	[h]

Tabla 6.8. Parámetros de coste

<i>Parámetro</i>	<i>Cuerpo bombas (CB)</i>	<i>Motor bombas (MB)</i>	<i>Cuerpo válvulas (CV)</i>	<i>Actuador válvulas (AV)</i>	<i>Unidades</i>
c_t	400	400	100	100	[€]
c_c	25920	2880	2808	312	[€]
c_m	7200	800	720	80	[€]
c_o	32400	3600	3240	360	[€]

(Martorell, y otros, 2005)

En la Tabla 6.9, se establecen las estrategias de pruebas de vigilancia y mantenimiento preventivo para el sistema HPIS.

Tabla 6.9. Estrategias de pruebas de vigilancia y mantenimiento

	<i>Intervalo</i>	<i>Componente</i>	<i>Subcomponente</i>	<i>Tipo de mantenimiento/ Pruebas</i>
Estrategia de mantenimiento	<i>M1</i>	V1, V2, V3, V4, V5, V6, V7	CV	Mecánico
	<i>M2</i>	V1, V2, V3, V4, V5, V6, V7	AV	Eléctrico
	<i>M3</i>	PA, PB, PC	CB	Mecánico
	<i>M4</i>	PA, PB, PC	MB	Eléctrico
Estrategia de Pruebas	<i>TI1</i>	V1, V2	--	Prueba de vigilancia
	<i>TI2</i>	V3, V5, PA, PB, PC	--	Prueba de vigilancia
	<i>TI3</i>	V4, V6, V7	--	Prueba de vigilancia

El sistema HPIS se encuentra sometido a cuatro estrategias de mantenimiento, las dos primeras {M1, M2} aplican al conjunto de válvulas del sistema, aunque M1 hace referencia a las actividades de mantenimiento de la parte mecánica, al cuerpo de las válvulas, BV, mientras que M2 hace referencia a las actividades de mantenimiento de la parte eléctrica, es decir, al actuador de las válvulas (AV). De forma similar ocurre con las estrategias para el conjunto de bombas, M3 aplica a la parte mecánica de las bombas (CB) y M4 a la parte eléctrica de estas (MB). Todas las estrategias de mantenimiento preventivo se realizan inicialmente con el mismo intervalo, M, igual a 4320 horas.

Tal y como se observa en la Tabla 6.9, las estrategias de pruebas de vigilancia se agrupan en tres estrategias {TI1, TI2, TI3}. Según las especificaciones técnicas de funcionamiento, el valor de TI es igual a 2184 horas para las tres estrategias y para los dos tipos de subcomponentes, mecánicos y eléctricos, tanto para válvulas como para bombas.

6.4.3 Resultados optimización. Criterios de aceptación y restricciones

El primer paso, antes de proceder al proceso de optimización, consiste en modelizar el árbol de fallos del sistema HPIS simplificado de la Figura 6.5 con el fin de determinar, tras su resolución los conjuntos mínimos de corte resultantes (MCS). La función objetivo considerada viene dada por la Ecuación (6.1), compuesta por la indisponibilidad y el coste total del sistema y los parámetros a optimizar representados por el vector de

variables de decisión x , el cual contiene una solución al problema de optimización que puede ser codificada, para el caso de aplicación que nos ocupa, como:

$$x = \{M1, M2, M3, M4, T11, T12, T13\} \quad (6.3)$$

donde M_i y T_{1i} son los intervalos de pruebas y mantenimientos sometidos a las estrategias de pruebas definidas en la Tabla 6.9.

Las restricciones impuestas a las diferentes estrategias de pruebas y mantenimiento preventivo son:

- El intervalo de pruebas y de mantenimiento preventivo para todos los componentes de un mismo grupo toma el mismo valor bajo una estrategia de pruebas y mantenimiento dada.
- Se impone una cota inferior al valor del periodo de pruebas y al valor del periodo de mantenimiento preventivo donde el valor mínimo para cualquier intervalo debe de ser, para cada uno de ellos,

$$T_{1i} > 24 \qquad M_i > 720$$

- Los límites superiores para los intervalos correspondientes a cada estrategia de prueba y de mantenimiento preventivo quedan fijados en

$$T_{1i} < 80000 \qquad M_i < 4320$$

En la Tabla 6.10 se resumen alguno de los parámetros más relevantes del algoritmo NSGA-II (Deb, Prata, Agarwal, & Meyarivan, 2002) adoptados en el proceso de optimización.

Tabla 6.10. Parámetros del algoritmo NSGA-II

<i>Parámetro</i>	<i>Valor</i>
Generaciones	1000
Tamaño de población	100
Tasa de cruce	2/7
Tipo de cruce	Cruce aritmético
Tasa de mutación	2/7
Tipo de mutación	Mutación gaussiana
Criterio de parada	Máximo número de generaciones

En este caso de aplicación se han llevado a cabo seis problemas de optimización multi-objetivo, los cuales se muestran en la Tabla 6.11. En cada caso, la función objetivo está

compuesta por la indisponibilidad y los costes totales calculados con los parámetros de las Tabla 6.7 y Tabla 6.8, respectivamente.

En los tres primeros casos se considera una eficiencia de las pruebas de vigilancia igual a uno. Eso significa que la realización de la prueba es perfecta y se detectan todos los fallos durante la realización de la misma. Esta situación es la ideal pero se aleja bastante de la operación real de la planta. Por este motivo se plantean los últimos tres casos, en los cuales se ha considerado una eficiencia de la prueba para las bombas (cuerpo y motor) y las válvulas (cuerpo y actuador) igual a 0.6 y 0.4, respectivamente (USNRC, 1992).

Tabla 6.11. Planteamiento de los casos considerados

Caso #	Eficiencia prueba {MDP, MOV}	Descripción	Variables de decisión
Caso 1	{1,1}	TI optimización	{TI1, TI2, TI3}
Caso 2	{1,1}	TI y M optimización	{TI1, TI2, TI3, M1, M2, M3, M4}
Caso 3	{1,1}	TI y M optimización	{TI1, TI2, TI3, M1, M2, M3, M4}
		Mantenimiento agrupado por el tipo de mantenimiento (mecánico o eléctrico)	siendo: M1=M3 M2=M4
Caso 4	{0.6, 0.4}	TI optimización	{TI1, TI2, TI3}
Caso 5	{0.6, 0.4}	TI y M optimización	{TI1, TI2, TI3, M1, M2, M3, M4}
Caso 6	{0.6, 0.4}	TI y M optimización	{TI1, TI2, TI3, M1, M2, M3, M4}
		Mantenimiento agrupado por el tipo de mantenimiento (mecánico o eléctrico)	siendo: M1=M3 M2=M4

Cada caso de aplicación dentro de los tres primeros como en los tres últimos casos se diferencia en las variables de decisión utilizadas en la optimización (véase Tabla 6.11). Así, el Caso 1 y el Caso 4 se centran en la optimización sólo del intervalo de las pruebas de vigilancia (TI). En el Caso 2 y Caso 5, se optimiza conjuntamente los intervalos de prueba (TI) y los intervalos de mantenimiento preventivo (M). Finalmente, en el caso 3 y Caso 6, se consideran en el problema de optimización TI y M, pero el mantenimiento se agrupa según el tipo de mantenimiento, eléctrico o mecánico, teniendo en cuenta que cada tipo se realiza en el mismo intervalo de mantenimiento para bombas y válvulas, es decir, M1 es igual a M3 y M2 es igual a M4, como se muestra en la Tabla 6.11.

En la Figura 6.6 y Figura 6.7 se muestran los resultados obtenidos del proceso de optimización. La Figura 6.6 muestra las fronteras de Pareto para los Casos 1 a 3, teniendo en cuenta que el envejecimiento del componente no se ve afectado por la realización de la prueba de vigilancia, es decir, eficiencia de la prueba, η , igual a uno. Por otro lado, la

Figura 6.7 muestra las fronteras de Pareto para los Casos 4 a 6, teniendo en cuenta que el envejecimiento del componente se ve afectado por la realización de las pruebas, considerando que las eficiencias de las pruebas, η , son 0.6 para las bombas y 0.4 para las válvulas.

Cuando se comparan ambas figuras, se observa la importancia de considerar la eficiencia de las pruebas en el modelo, ya que la indisponibilidad en los casos representados en la Figura 6.6 esta subestimada, se alcanzan valores menores, con respecto a la indisponibilidad obtenida en todos los casos representados en la Figura 6.7.

En ambas figuras, se obtienen mejores resultados en la optimización cuando se optimiza de forma conjunta los intervalos prueba y mantenimiento, en el Caso 2 y Caso 5; mientras que en los casos en que sólo se optimiza el intervalo de pruebas (Caso 1 y Caso 4) se obtienen siempre los peores resultados. En los primeros dos casos los valores de indisponibilidad y coste total obtenidos son significativamente inferiores que los obtenidos en los dos últimos.

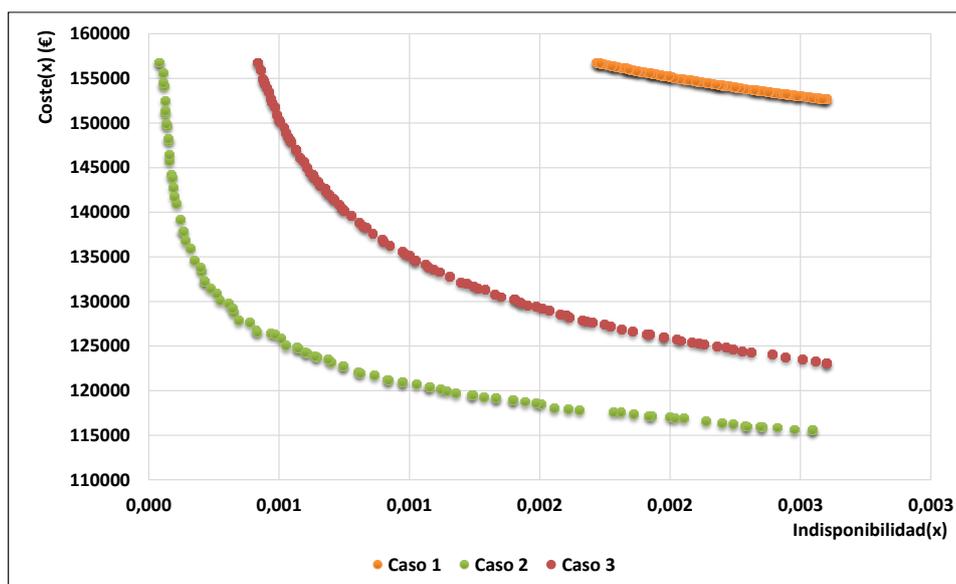


Figura 6.6. Frontera de Pareto obtenida en los casos estudiados casos 1 a 3

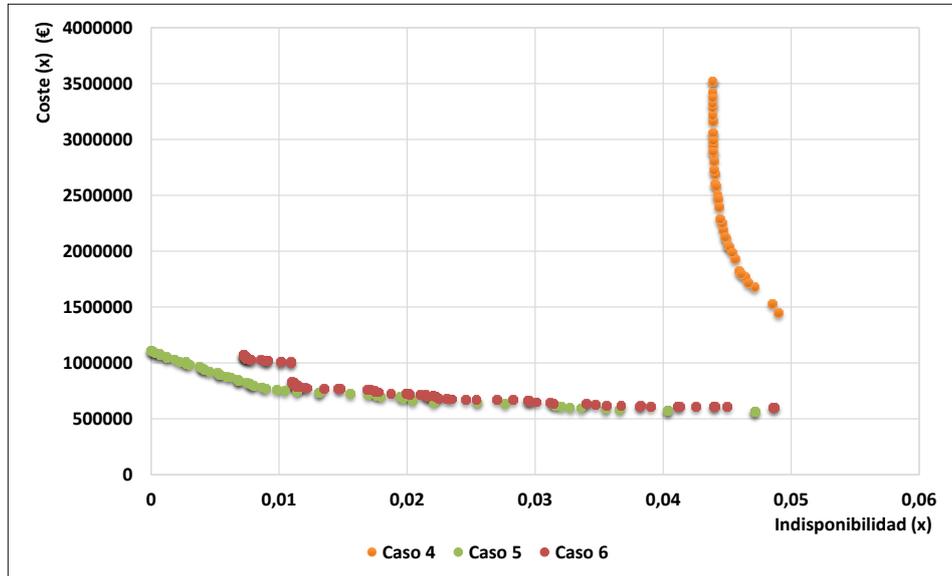


Figura 6.7. Frontera de Pareto obtenida en los casos estudiados casos 4 a 6

Como se ha comentado anteriormente la mejor estrategia de mantenimiento consiste en optimizar tomando variables de decisión de forma separada para pruebas (práctica habitual) y para el mantenimiento mecánico y eléctrico de bombas y válvulas. Aunque esta separación no es la práctica de mantenimiento más habitual en la central ya que éstas suelen estar agrupadas por tipo de mantenimiento (mecánico o eléctrico), coordinando las periodicidades de mantenimiento. Los resultados de las fronteras de Pareto de esta práctica habitual están representadas por el Caso 3 y Caso 6. En los cuales se obtienen ligeramente peores resultados en los casos en los que el mantenimiento no está agrupado (Caso 2 y Caso 5).

7 Conclusiones y aportaciones

7.1 Conclusiones y trabajo futuro

En el capítulo inicial se ponía de manifiesto la necesidad y se fijaba como objetivo del presente trabajo de tesis el poseer herramientas, modelos y métodos que permitan evaluar y analizar la seguridad de las Centrales Nucleares (CCNN) en presencia de incertidumbres de diversos tipos, tanto en el proceso de renovación de licencia en la vida de diseño como en el hipotético pero realista escenario de una posible extensión de vida de las CCNN. En ambos casos, la central debe afrontar una Revisión Periódica de Seguridad (RPS), la cual implica, entre otros aspectos, el análisis del impacto en el riesgo del envejecimiento y de los programas de gestión de activos de la central, tales como las políticas de vigilancia y mantenimiento.

El Análisis Probabilista de Seguridad (APS) es una técnica esencial para evaluar, analizar y mejorar la seguridad de las centrales nucleares, siendo una herramienta eficiente para la evaluación del impacto en el riesgo debido a cambios en la base de licencia y en particular para las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento (ETF). No obstante, como se ha puesto de manifiesto durante la realización de la tesis, los modelos del APS estándar no están preparados para evaluar el impacto en el riesgo del envejecimiento de las Estructuras Sistemas y Componentes (ESC) ya que no utiliza tasas de fallo dependientes explícitamente ni del envejecimiento, ni de la efectividad de las políticas de mantenimiento y de las pruebas llevadas a cabo. Además, los modelos y datos del APS están afectados por diversos tipos de incertidumbres, las cuales han de ser consideradas de manera adecuada cuando los resultados del APS se toman como base en el proceso de toma de decisiones sobre aspectos relativos a la seguridad de las CCNN.

En este contexto, la presente tesis se ha dividido en dos partes. La primera de ellas se ha dirigido a proponer y aplicar una metodología de toma de decisiones basada en la utilización de los modelos y datos del APS para llevar a cabo la evaluación del impacto en el riesgo de cambios en las bases de licencia, concretamente en las ETF de las CCNN, en presencia de incertidumbres. En relación a la aplicación de la metodología propuesta, se han desarrollado dos casos de demostración, en los que se ha evaluado el impacto en

el riesgo de cambios en los requisitos de vigilancia (RV) y en el tiempo permitido de inoperabilidad (CT) respectivamente. Como consecuencia del trabajo realizado en esta parte de la tesis se han elaborado varias publicaciones, entre las que destacan (Martorell, y otros, 2014b) y (Martorell, Martón, Villamizar, Sánchez, & Carlos, 2014) por su impacto internacional y nivel de detalle.

La segunda parte de la tesis ha tenido como objetivo el dar respuesta a la necesidad de extender los modelos actuales del APS para evaluar de manera apropiada la seguridad de las CCNN que se encuentran en las fases intermedias y finales de su ciclo de vida de diseño, con la posibilidad de plantearse su operación a largo plazo, donde el envejecimiento puede llegar a manifestarse de manera más evidente y donde se precisa de modelos más dinámicos que permitan la planificación de las actividades de vigilancia y mantenimiento ajustadas a la previsión de la evolución del envejecimiento de ESC en el medio y largo plazo. Así, se han adaptado y desarrollado los modelos de fiabilidad y disponibilidad convencionales de ESC para que consideren de forma explícita no sólo el efecto del envejecimiento, sino también el efecto de las políticas de gestión de componentes activos, en particular de las pruebas y mantenimiento. Finalmente, estos modelos se han incorporado al APS con el objetivo de obtener un nuevo APS Extendido (APSE). Cabe destacar que este APSE se ha desarrollado de forma que resulta coherente con los criterios establecidos en la IS-25 (CSN, 2010b) y que permite afrontar su aplicación para la evaluación de la seguridad de las CCNN en el horizonte 2020 dentro del marco de la toma de decisiones informada en el riesgo, de acuerdo con la guía reguladora 1.174 (USNRC, 2011) y la guía de seguridad 1.14 (CSN, 2007c).

Además, en relación con el nuevo APSE propuesto, se han desarrollado diversos casos de demostración. Los casos de aplicación muestran cómo el impacto del riesgo no sólo se ve afectado por el envejecimiento de los equipos críticos sino que depende también de las prácticas de mantenimiento y pruebas llevadas a cabo sobre el equipo, así como de su efectividad. Lo interesante del nuevo modelo de APSE es que permite abordar explícitamente el análisis del efecto de las medidas compensatorias, en términos de mejora de los programas de mantenimiento y requisitos de vigilancia, sobre el cumplimiento de los criterios de seguridad impuestos por la reglamentación actual de las centrales nucleares. De esta manera, resulta posible cuantificar en términos de riesgo la incidencia de cambios en las políticas de vigilancia y mantenimiento de equipos que resulten necesarias para acomodar y gestionar correctamente el impacto del envejecimiento de equipos, en particular los que resulten críticos para la central en su operación en el medio y largo plazo. El trabajo realizado se encuentra publicado en una revista internacional (Martón, Sánchez, & Martorell, 2015), que representa una aportación importante de la presente tesis doctoral.

Todas las aportaciones generadas y la presente tesis doctoral pretenden servir de ayuda en las evaluaciones de la seguridad de las CCNN, y en el contexto de las RPS, tanto en la operación dentro de la vida de diseño como en la operación a largo plazo. Tanto la metodología propuesta como los modelos planteados pueden ayudar a gestionar la operación segura de las plantas tanto a corto como a largo plazo.

En cuanto al trabajo futuro, dentro de la misma línea de investigación de la presente tesis existen diferentes áreas que han quedado abiertas y que requieren de un trabajo adicional, las cuales resultan de gran interés por el impacto que los resultados pueden traer sobre el modelo de APSE como representación más realista de la realidad de las CCNN. En concreto, cabe destacar las siguientes áreas:

- Los modelos actuales de fiabilidad e indisponibilidad de ESC deben ser extendidos en cuanto a nivel de detalle desde la representación de los modos de fallo hasta el de las causas de fallo dominantes. La causa de fallo constituye el nivel de representación más elemental, que permite representar adecuadamente el efecto del envejecimiento. No todas las causas de fallo de las ESC dependen del envejecimiento, además, las que dependen pueden tener un comportamiento distinto en función de la edad de la ESC, por lo que deben ser tratadas de manera independiente.
- Tanto los modelos básicos del APS como los del APSE dependen de multitud de parámetros que deben ser caracterizados y estimados a partir de la información disponible de bases de datos genéricas y sobre todo de datos particulares de la central nuclear. La estimación de parámetros de tasas de fallos de ESC está muy consolidada, aunque debería adaptarse desde su actual estimación a nivel de modo de fallo hasta su estimación a nivel de causa de fallo según lo descrito en el párrafo precedente.
- Por el contrario, los parámetros relacionados con la efectividad de la vigilancia y el mantenimiento no se consideran normalmente en el APS, salvo en el contexto de esta tesis con el APSE. En esta tesis se ha puesto de manifiesto la relevancia de la efectividad de la vigilancia y del mantenimiento sobre la gestión del envejecimiento y por ello sobre la fiabilidad de equipos y nivel de riesgo de la central nuclear. Sin embargo, en el APSE se han utilizado datos de envejecimiento genéricos, al igual que en otros trabajos consultados en la literatura, pero se requiere una estimación más realista basada en la información disponible de planta. Al igual que ocurre en la estimación de tasas de fallos, es preciso disponer de datos reales de la central para poder estimar adecuadamente dichas efectividades, lo cual es todavía más importante debido a que las políticas de vigilancia y mantenimiento son muy dependientes de la realidad de cada central nuclear. Por tanto, queda pendiente profundizar en la estimación de parámetros de efectividad de la vigilancia y el mantenimiento de ESC a nivel de modos y causas de fallo. Este último nivel es el más recomendable puesto que las actividades de mantenimiento se dirigen a contrarrestar las causas dominantes. Para el caso de la efectividad de la vigilancia bastaría considerar el nivel de modo de fallo.

Otro gran tema de trabajo futuro lo constituye al análisis y modelado de las acciones humanas. El factor humano junto a las ESC juega un papel fundamental en la seguridad de las centrales nucleares. Así se pone de manifiesto, por ejemplo, en la presencia que éste tiene en los modelos y datos del APS. Por otro lado, la actuación humana resulta

imprescindible en la implantación y desarrollo de las actividades de vigilancia y mantenimiento citadas anteriormente, por lo que juega un papel fundamental igualmente en la gestión del envejecimiento. Así pues, los nuevos modelos y datos del APSE deben de ser adecuados para contemplar el papel del factor humano en el contexto de la gestión de la seguridad de la operación de las centrales nucleares en el medio y largo plazo.

7.2 Principales aportaciones

La presente tesis ha generado las siguientes aportaciones a nivel de artículos, capítulos de libro, congresos internacionales y congresos nacionales. Para facilitar la comprensión y la relación que tienen las diferentes aportaciones realizadas con los capítulos de la presente tesis, se presenta la Tabla 7.1, donde cada aportación se encuentra ligada al capítulo al que se hace referencia.

Tabla 7.1. Aportaciones versus Capítulos

Aportación	Capítulo 3	Capítulo 4	Capítulo 5	Capítulo 6
1			x	x
2	x	x		
3	x	x		
4			x	x
5	x	x		
6	x	x		
7			x	x
8	x	x		
9	x	x		
10			x	x
11			x	x
12			x	x
13			x	x
14	x	x		
15	x	x		
16	x	x		
17	x	x		
18			x	
19			x	x
20	x	x		

7.2.1 Publicaciones en revistas relacionadas con la tesis:

1. **Título:** Ageing PSA incorporating effectiveness of maintenance and testing
Autores: Martón Lluch, Isabel; Martorell Alsina, Sebastián, Sánchez Galdón, Ana Isabel
Revista: Reliability Engineering and System Safety (ISSN 0951-8320)
Volumen: 139 Páginas: 131-140 Año: 2015
doi:10.1016/j.res.2015.03.022
2. **Título:** Evaluation of risk impact of changes to surveillance requirements addressing model and parameter uncertainties
Autores: Martorell Alsina, Sebastián Salvador; Villamizar León, Maryory Patricia; Martón Lluch, Isabel; Villanueva López, José Felipe; Carlos Alberola, Sofía; Sánchez Galdón, Ana Isabel
Revista: Reliability Engineering and System Safety (ISSN 0951-8320)
Volumen: 126 Páginas: 153-165 Año: 2014
doi:10.1016/j.res.2014.02.003
3. **Título:** Evaluation of risk impact of changes to completion times addressing model and parameter uncertainties
Autores: Martorell Alsina, Sebastián Salvador; Martón Lluch, Isabel; Villamizar León, Maryory Patricia; Carlos Alberola, Sofía; Sánchez Galdón, Ana Isabel
Revista: Reliability Engineering and System Safety (ISSN 0951-8320)
Volumen: 130 Páginas: 190-201 Año: 2014
doi:10.1016/j.res.2014.06.003

7.2.2 Presentaciones realizadas en congresos internacionales

4. **Título:** Evaluation of risk impact of equipment ageing and asset management for LWR Gen II and III NPPs in the horizon 2020
Autores: Isabel Martón, Ana Isabel Sánchez, Sebastián Martorell, Sofia Carlos
Congreso: European Safety and Reliability Conference. ESREL2014
Lugar: Wroclaw, Polonia Fecha: 14-19/09/2014
ISBN: 978-1-138-02681-0
5. **Título:** Effect of human factor in the analysis of changes to Limiting Conditions for Operation (LCO) applied to Residual Heat Removal system.
Autores: Pablo Martorell, Isabel Martón, Ana Isabel Sánchez, Sebastián Martorell, Matilde Saiz.
Congreso: European Safety and Reliability Conference. ESREL2014

Lugar: Wroclaw, Polonia Fecha: 14-19/09/2014
ISBN: 978-1-138-02681-0

6. **Título:** New Challenges and opportunities in reliability and risk based optimization
Autores: Sebastián Martorell, Maryory Villamizar, Isabel Martón, Ana Isabel Sánchez, Sofia Carlos
Congreso: Evolutionary and Deterministic Methods for Design, Optimization and Control with Applications to Industrial and Societal Problems. Eurogen 2013
Lugar: Las Palmas de Gran Canaria Fecha: 6-9/10/2013
ISBN: 978-84-616-6249-4

7. **Título:** Testing and maintenance optimization of HPIS system under unavailability and costs criteria considering the effect of uncertainties on the aging modelling
Autores: Ana Isabel Sánchez, Isabel Martón, Sebastián Martorell, Sofia Carlos, Maryory Villamizar
Congreso: Evolutionary and Deterministic Methods for Design, Optimization and Control with Applications to Industrial and Societal Problems. Eurogen 2013
Lugar: Las Palmas de Gran Canaria Fecha: 6-9/10/2013
ISBN: 978-84-616-6249-4

8. **Título:** An approach for the evaluation of risk impact of changes addressing uncertainties in a Surveillance Requirement optimization context
Autores: Ana Isabel Sánchez, Isabel Martón, Sebastián Martorell, Sofia Carlos, Maryory Villamizar
Congreso: Evolutionary and Deterministic Methods for Design, Optimization and Control with Applications to Industrial and Societal Problems. Eurogen 2013
Lugar: Las Palmas de Gran Canaria Fecha: 6-9/10/2013
ISBN: 978-84-616-6249-4

9. **Título:** Overall treatment of uncertainties in the context of risk-informed decision-making on Completion Time changes
Autores: Sebastián Martorell, Maryory Villamizar, Isabel Martón, José Felipe Villanueva, Ana Isabel Sánchez, Sofia Carlos
Congreso: European Safety and Reliability Conference ESREL 2013
Lugar: Amsterdam Fecha: 29/09/2013
ISBN: 978-1-138-00123-7

7.2.3 Presentaciones realizadas en congresos nacionales

10. **Título:** Optimización multiobjetivo de la vigilancia y mantenimiento de sistemas considerando envejecimiento
Autores: Isabel Martón, Sebastián Martorell, Ana Isabel Sánchez, Sofía Carlos
Congreso: XVI Congreso de Confiabilidad
Lugar: San Sebastián Fecha: 2-4/12/2014
ISBN: 978-84-697-1911-4

11. **Título:** Desarrollo del APSE y aplicaciones
Autores: Isabel Martón, Sebastián Martorell, Ana Isabel Sánchez
Congreso: XVI Congreso de Confiabilidad
Lugar: San Sebastián Fecha: 2-4/12/2014
ISBN: 978-84-697-1911-4

12. **Título:** Optimización de las pruebas y mantenimiento considerando múltiples modos de fallo, envejecimiento y mantenimiento imperfecto
Autores: Isabel Martón, Sebastián Martorell, Sofía Carlos, Ana Isabel Sánchez
Congreso: 40ª Reunión Anual de la sociedad Nuclear española
Lugar: Valencia Fecha: 1-3/10/2014
ISBN: 978-84-697-1656

13. **Título:** Evaluación del impacto en el riesgo del envejecimiento y la gestión de activos en el horizonte 2020
Autores: Isabel Martón, Sebastián Martorell, Sofía Carlos, Ana Isabel Sánchez
Congreso: 40ª Reunión Anual de la sociedad Nuclear española
Lugar: Valencia Fecha: 1-3/10/2014
ISBN: 978-84-697-1656

14. **Título:** Metodología de evaluación del impacto en el riesgo de cambios en tiempos máximos de indisponibilidad de equipos de seguridad integrando tratamiento y análisis de incertidumbres
Autores: Sebastián Martorell, Maryory Villamizar, Isabel Martón, José Felipe Villanueva, Ana Isabel Sánchez, Sofía Carlos
Congreso: 39ª Reunión Anual de la sociedad Nuclear española
Lugar: Reus Fecha: 25-27/09/2013

15. **Título:** Metodología de evaluación del impacto en el riesgo de requisitos de vigilancia de equipos de seguridad integrando tratamiento y análisis de incertidumbres de modelo y parámetro
Autores: Sebastián Martorell, Maryory Villamizar, Isabel Martón, José Felipe Villanueva, Ana Isabel Sánchez, Sofía Carlos
Congreso: 39ª Reunión Anual de la sociedad Nuclear española
Lugar: Reus **Fecha:** 25-27/09/2013

16. **Título:** Evaluación de requisitos de vigilancia integrando incertidumbres de modelo y parámetro
Autores: Sebastián Martorell, Maryory Villamizar, Isabel Martón, José F. Villanueva, Sofía Carlos, Ana Isabel Sánchez
Congreso: XV Congreso de Confiabilidad
Lugar: Madrid **Fecha:** 27-29/11/2013
ISBN: ISSN 978-84-695-9167-3

17. **Título:** Evaluación del efecto del envejecimiento sobre la disponibilidad de sistemas de seguridad
Autores: Isabel Martón, Sebastián Martorell, Ana Isabel Sánchez, Sofía Carlos
Congreso: XV Congreso de Confiabilidad
Lugar: Madrid **Fecha:** 27-29/11/2013
ISBN: ISSN 978-84-695-9167-3

18. **Título:** Tratamiento de las incertidumbres de completitud en el análisis de cambios de AOT
Autores: Isabel Martón, Sebastián Martorell, Ana Isabel Sánchez, Sofía Carlos
Congreso: XIV Congreso de Confiabilidad
Lugar: Madrid **Fecha:** 28-30/11/2012
ISBN: 978-84-695-5932-1

19. **Título:** Optimización integral del mantenimiento mediante el uso de técnicas heurísticas
Autores: Sebastián Martorell, Ana Isabel Sánchez, Isabel Martón, Sofía Carlos
Congreso: XIII Congreso de Confiabilidad
Lugar: Zaragoza **Fecha:** 24-26/11/2011
ISBN: 978-84-695-1440-5

20. **Título:** Tratamiento de las incertidumbres en el análisis probabilista de cambios de AOT
Autores: Isabel Martón, Sebastián Martorell, Ana Isabel Sánchez, Sofía Carlos, José Felipe Villanueva, Maryory Villamizar
Congreso: XIII Congreso de Confiabilidad
Lugar: Zaragoza Fecha: 24-26/11/2011
ISBN: 978-84-695-1440-5

8 Referencias

- Apostolakis, G., & Chu, T. (1980). The unavailability of systems under periodic test and maintenance. *Nuclear Technology*, 50, 5-15.
- Aven, T. (1992). *Reliability and Risk Analysis*. Ed. Elsevier Applied Science.
- Borgonovo, E. (2006). Measuring uncertainty importance: investigation and comparison of alternative approaches. *Risk Analysis*, 26(5), 1349-1361.
- Borgonovo, E., Apostolakis, G. E., Tarantola, S., & Saltelli, A. (2003). Comparison of global sensitivity analysis techniques and importance measures in probabilistic safety assessment. *Reliability Engineering and System Safety*, 79(2), 175-185.
- Borgonovo, E., Marseguerra, M., & Zio, E. (2000). A Monte Carlo methodological approach to plant availability modelling with maintenance, aging and obsolescence. *Reliability Engineering and System Safety*, 61-73.
- Carlos, S., Sanchez, A., Martorell, S., & Villanueva, J. (2012). Particle Swarm Optimization of safety components and systems of nuclear power plants under uncertain maintenance planning. *Advances in Engineering Software*, 50, 12-18.
- Cepin, M. (2011). Risk-informed decision-making related to the on-line maintenance. *Nuclear Engineering and Design*, 241, 1108-1113.
- Cepin, M., & Volkanovski, A. (2009). Consideration of ageing within probabilistic safety assessment models and results. *Kerntechnik*, 74, 140-149.
- Cepin, M. (2005). Analysis of truncation limit in probabilistic safety assessment. *Reliability Engineering and System Safety*, 87, 395-403.
- Cepin, M. (2002). Optimization of safety equipment outages improves safety. *Reliability Engineering and System Safety*, 77, 71-80.
- Cepin, M., & Martorell, S. (2002). Evaluation of allowed outage time considering a set of plant configuration., 78, págs. 259-266.
- Cepin, M., Gomez-Cobo, A., Martorell, S., & Samanta, P. (1999). Methods for testing and maintenance of safety related systems: examples from an IAEA Research

- Project. *Proceedings of the ESREL'99: Safety Reliability. Volumen 1*, (págs. 247-251).
- CSN. (2010). *IS-26. Instrucción sobre requisitos básicos de seguridad aplicables a las instalaciones nucleares*. Consejo de Seguridad Nuclear.
- CSN. (2010b). *IS-25. Instrucción sobre criterios y requisitos sobre la realización de los análisis probabilistas de seguridad y sus aplicaciones*. Madrid: Consejo de Seguridad Nuclear (CSN).
- CSN. (2009). *IS-22. Instrucción sobre gestión del envejecimiento y operación a largo plazo de las centrales nucleares*. Consejo de Seguridad Nuclear.
- CSN. (2009b). *IS-23. Instrucción sobre inspección en servicio de centrales nucleares*. Consejo de Seguridad Nuclear (CSN).
- CSN. (2009c). *IS-32. Instrucción sobre Especificaciones Técnicas de Funcionamiento de centrales nucleares*. Consejo de Seguridad Nuclear (CSN).
- CSN. (2007). *IS-15. Instrucción sobre requisitos de vigilancia de la eficiencia del mantenimiento en centrales nucleares*. Madrid: Consejo de Seguridad Nuclear (CSN).
- CSN. (2007b). *GS 1.18. Medida de la eficacia del mantenimiento en centrales nucleares*. Madrid: Consejo de Seguridad Nuclear.
- CSN. (2007c). *GS 1.14. Criterios básicos para la realización de aplicaciones de los Análisis Probabilistas de Seguridad. Revision 1*. Madrid: Consejo de Seguridad Nuclear (CSN).
- CSN. (2004). *GS 1.15. Actualización y Mantenimiento de los Análisis Probabilistas de Seguridad*. Madrid: Consejo Superior Nuclear (CSN).
- CSN. (1995). *GS 1.10. Revisiones periódicas de la seguridad de las centrales nucleares*. Madrid: Consejo de Seguridad Nuclear.
- Deb, K., Prata, A., Agarwal, S., & Meyarivan, T. (2002). NSGA-II. A fast and elitist multiobjective genetic algorithm. *Transactions on Evolutionary Computation*, 6(2), 182-197.
- Deng, G. F., & Lim , W. T. (2010). Ant colony optimization for Markowitz mean-variance portafolio model. *ICCCI 2010 Part III*, (págs. 406-415). Berlin.
- Durga Rago, K., Gopika, V., Kushwasha, H., Verma, A., & Srividya, A. (2007). Test interval optimization of safety systems of nuclear power plants using fuzzy-genetic approach. *Reliability Engineering and System Safey*, 92, 895-901.
- EPRI. (2012). *EPRI-1016737. Practical Guidance on the Use of Probabilistic Risk Assessment in Risk-Informed Applications with a Focus on the Treatment of Uncert ainty*. Electric Power Research Energy (EPRI).

- European Commission. (2014). *Feasibility Study for applicability of Ageing PSA model results in Risk-informed Decision Process*. JRC, Science and Policy Reports. APSA Network.
- European Commission . (2013). *COM-253. Communication from the Commission to the European Parliament, The Council, The European Economic and Social committee and The Committee of the Region*. Brussels.
- European Commission. (2013b). *The European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan)*. Communication from the Commission to the European Parliament [SWD(2013) 157].
- European Commission. (1999). *Report on risk informed in-service inspection and in-service testing. Final Report*. Nuclear Safety and the Environment.
- Fonseca, C. M., & Fleming, P. J. (1993). Genetic algorithms for multiobjective optimization: Formulation, discussion and generalization. *5th International Conference on Genetic Algorithms* (págs. 416-423). San Mateo (California): Morgan Kaufman.
- Foro Nuclear. (2012). *Operación a largo plazo del parque nuclear español*. Foro de la Industria Nuclear Española.
- Goldberg, D. E. (1989). *Genetic Algorithms in search, optimization and machine learning*. Reading MA: Addison-Wesley Pub. Co.
- Gopika, V., Kushwaha, H., Verma, A., & Srividya, A. (1997). Optimization of ISI interval using genetic algorithms of risks informed in-service inspection. *Reliability Engineering and System Safety*, 86, 107-120.
- Haruzunnaman, M., & Aldemir, T. (1996). Optimization of standby safety system maintenance schedules in nuclear power plants. *Nuclear Technology*, 3(113), 354-367.
- Hilsmeier, T., Aldemir, T., & Vesely, W. (1995). Time-dependent unavailability of aging standby components based on nuclear plant data. *Reliability Engineering and System Safety*, 47, 199-205.
- Horn, J., Nafpliotis, N., & Goldberg, D. E. (1994). A niched Pareto genetic algorithm for multiobjective optimization. *1st IEEE Conference Evolutionary Computation* (págs. 82-87). Piscataway, NY: IEEE Press.
- IAEA. (2013). *International Generic Ageing Lessons Learnet (IGALL)*. Vienna: International Atomic Energy Agency.
- IAEA. (2010). *Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants*. IAEA Safety Standards Series SSG-3.

- IAEA. (1992). *Procedures for conducting Probabilistic Safety Assessment of Nuclear Power Plants (level 1)*. International Atomic Energy Agency: Safety Series no 50.
- IEC 61508. (1998). *Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety instrumented systems for the process industry sector. Parts 1-7*. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission.
- Jung, W., & Cho, N. (1993). Determination of design alternatives and performance criteria for safety systems in a nuclear power plant via simulated annealing. *Reliability Engineering and System Safety*, 50, 12-18.
- Kancev, D., Cepin, M., & Gjorgiev, B. (2014). Development and application of a living probabilistic safety assessment tool: Multi-objective multi-dimensional optimization of surveillance requirements in NPPs considering their ageing. *Reliability Engineering and System Safety*, 131, 135-147.
- Kancev, D., & Cepin, M. (2011). Evaluation of risk and cost using an age-dependent unavailability modelling of test and maintenance for standby components. *Journal of Loss Prevention Process Industry*, 24(2), 146-155.
- Kancev, D., Gjorgiev, B., & Cepin, M. (2011). Optimization of test interval for aging equipment: A multi-objective genetic algorithm approach. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 24, 397-404.
- Kim, I. S., Martorell, S., Vesely, W., & Samanta, P. K. (1994). Risk analysis of surveillance requirements including their adverse effects. *Reliability Engineering and System Safety*, 45(3), 225-234.
- Knowles, J. D., & Corne, D. W. (1999). The Pareto archived evolution strategy: A new baseline algorithm for Pareto multiobjective optimization. *Congress on Evolutionary Computation* (págs. 98-105). Piscataway, NY: IEEE Press.
- Kumamoto, H., & Henley, E. (1996). *Probabilistic Risk Assessment and Management for Engineers and Scientists 2ed*. Ed. IEEE Press.
- Kursawe, F. (1991). A variant of evolution strategies for vector optimization. *1st Workshop Parallel Problem Solving from Nature* (págs. 193-197). Berlin: Springer.
- Laitonen, J., & Niemel, L. (2014). Analyzing system changes with importance measure pairs: Risk increase factor and Fussell-Vesely compared to Birnbaum and failure probability. *Proceedings of Probabilistic Safety Assessment and management (PSAM 12)*.
- Laumanns, M., Zitzler, E., & Thiele, L. (2001). *SPEA2: Improving the strength Pareto evolutionary algorithm. TIK-report*. Zurich: Computer Engineering and Networks Lab(TIK), Swiss Federal Institute Technology.

-
- Marseguerra, M., & Zio, E. (2000). Optimizing maintenance and repair policies via a combination of genetic algorithms and Monte Carlo Simulation. *Reliability Engineering and System Safety*, 67, 61-73.
- Martón, I., Sánchez, A., & Martorell, S. (2015). Ageing PSA incorporating effectiveness of maintenance and testing. *Reliability Engineering and System Safety*, 139, 131-140.
- Martorell, S., Martón, I., Villamizar, M., Sánchez, A., & Carlos, S. (2014). Evaluation of risk impact of changes to Completion Times addressing model and parameter uncertainties. *Reliability Engineering and System Safety*, 130, 190-201.
- Martorell, S., Martón, I., Villamizar, M., Sánchez, A., Carlos, S., & Villanueva, J. (2014b). Evaluation of risk impact of changes to surveillance requirements addressing model and parameter uncertainties. *Reliability Engineering and System Safety*, 126, 153-165.
- Martorell, M., Carlos, S., & Villanueva, J. (2006). Use of multiple objective evolutionary algorithms in optimizing surveillance requirements. *Reliability Engineering and System Safety*, 91(9), 1027-1038.
- Martorell, S., Villanueva, J., Nebot, Y., Sánchez, A., Pitarch, J., & Serradell, V. (2005). RAMS+C informed decision making with application to multi-objective optimization of technical specifications and maintenance using genetic algorithms. *Reliability Engineering and System Safety*, 87(1), 65-75.
- Martorell, S., Sánchez, A., Carlos, S., & Serradell, V. (2004). Alternatives and challenges in optimizing industrial safety using genetic algorithm. *Reliability Engineering and System Safety*, 91(9), 25-38.
- Martorell, S., Carlos, S., Sánchez, A., & Serradell, V. (2002). Constrained optimization of test intervals using a steady-state genetic algorithm. *Reliability Engineering and System Safety*, 67, 215-232.
- Martorell, S.; Sánchez, A.; Serradell, V. (1999). Age-dependent reliability model considering effects of maintenance and working conditions. *Reliability Engineering and System Safety*, 64, 19-31.
- Mullor, R., Martorell, S., Sánchez, A., & Martínez, N. (2007). Motor-operated valve maintenance optimization considering multiple failure modes and imperfect maintenance models. *annual European Safety and Reliability Conference ESREL*.
- Mullor, R., Sánchez, A., Martorell, S., & Martínez, N. (2006). Parameters estimation under preventive imperfect maintenance. *Annual European Safety and Reliability Conference ESREL*.

- Muñoz, A., Martorell, S., & Serradell, V. (1997). Genetic algorithms in optimizing surveillance and maintenance of components. *Reliability Engineering and System Safety*, 57, 107-120.
- Nitoi, M., & Rodinov, A. (2012). Ageing probabilistic safety assessment network-Recent Developments. *Progress in Nuclear Energy*, 56, 71-78.
- Nokland, T. E., & Aven, T. (2010). On the use of uncertainty importance measures in reliability and risk analysis. *Reliability Engineering and System Safety*, 95, 127-133.
- Núñez, J. E., Leod, M., & Barón, J. H. (1999). *Técnicas Estadísticas Avanzadas en el Análisis de Grandes Modelos Computacionales*. Argentina: AMCA ISBN 987-96707-2-8.
- Reinert, J., & Apostolakis, G. E. (2006). Including model uncertainty in risk informed decision making. *Annals of Nuclear Technology*, 33, 354-369.
- Saltelli, A., Chan, K. E., & Scott, E. M. (2000). Sensitivity Analysis. En *Chichester*. John Wiley and Sons.
- Sánchez, A., Carlos, S., Martorell, S., & Villanueva, J. (2009). Addressing imperfect maintenance modelling uncertainty in unavailability and cost based optimization. *Reliability Engineering and System Safety*, 94, 22-32.
- Schaffer, J. (1985). Multiple objective optimization with vector evaluated genetic algorithms. *International Conference of Genetic Algorithms and their applications*, (págs. 93-110). Pittsburgh, PA.
- SNETP. (2013). *Strategic Research and Innovation Agenda*. Sustainable Nuclear Energy Technology Platform. NUGENIA.
- Sobol, I. M. (1993). Sensitivity Analysis for non-linear mathematical models. *Mathematical modelling and Computational Experiment*, 1(4), 407-414.
- Srinivas, N., & Deb, K. (1994). Multiobjective optimization using nondominated-sorting in genetic algorithms. *Evolutionary Computation*, 2(3), 221-248.
- Torres-Echeverria, A., Martorell, S., & Thompson, H. (2009). Modelling and optimization of proof testing policies for safety instrumented systems. *Reliability Engineering and System Safety*, 95(4), 838-854.
- USNRC. (2011). *RG 1.174. An Approach for Using Probabilistic Risk Assessment in Risk-Informed Decisions on Plant-Specific Changes to the Licensing Basis Revision 2*. Washington DC: Nuclear Regulatory Commission.
- USNRC. (2011b). *RG 1.177. An approach for plant-specific, Risk-Informed decision making: Technical Specifications. Revision 1*. Nuclear Regulatory Commission (NRC).

- USNRC. (2009). *CR/NUREG-1855. Guidance of the Treatment of Uncertainties Associated with PRAs in Risk-Informed Decision Making. Volume 1.* Nuclear Regulatory Commission.
- USNRC. (2009b). *RG 1.200. An Approach for determining the Technical Adequacy of Probabilistic Risk Assessment Results for Risk-Informed Activities. Revision 2.* Washington DC: Nuclear Regulatory Commission (NRC).
- USNRC. (2007). *NUREG/CR-6268. Common-Cause Failure Database and Analysis System: Event Data Collection Classification, and Coding.* Nuclear Regulatory Commission (NRC).
- USNRC. (2001). *NUREG-1801: Generic Aging Lessons Learned (GALL) report.* Washington D.C: Nuclear Regulatory Commission (NRC).
- USNRC. (2000). *NUREG/CR-6679. Assessment of Age-Related Degradation of Structures and Passive Components for U.S. Nuclear Power Plants.* Nuclear Regulatory Commission (NRC).
- USNRC. (1995). *NUREG/CR-2815. Probabilistic safety analysis procedures guide. Revision 1.* Nuclear Regulatory Commission (NRC).
- USNRC. (1994). *Handbook of methods for Risk Based analysis of Technical Specifications.* Nuclear Regulatory Commission (NRC).
- USNRC. (1992). *NUREG/CR-5587. Approaches for Age-Dependent Probabilistic Safety Assessments with emphasis on Priorization and Sensitivity Studies.* Nuclear Regulatory Commission (NRC).
- USNRC. (1992b). *NUREG/CR-5378. Aging data analysis and risk assessment development and demonstration study.* Nuclear Regulatory Commission (NRC).
- USNRC. (1992c). *NUREG/CR-5775. Quantitative evaluation of surveillance test intervals including test-caused risk.* Nuclear Regulatory Commission (NRC).
- USNRC. (1991). *NUREG-1144 : Nuclear Plant Ageing Research (NPAR) Program Plant.* Washington DC: Nuclear Regulatory Commission (NRC).
- USNRC. (1990). *NUREG/CR-5510. Evaluations of Core Melt Frequency Effects due to Component aging and maintenance.* Nuclear Regulatory Commission (NRC).
- USNRC. (1988). *NUREG/CR-5248. Priorization of TIRGALEX Recommended Components for Further Aging Research.* Nuclear Regulatory Commission (NRC).
- USNRC. (1988b). *Procedures for treating common causes failures in safety and reliability studies.* Nuclear Regulatory Commission (NRC).

- USNRC. (1987). *NUREG/CR-4747. An aging Failure Survey of Light Water Reactor Safety Systems and Componentes. Volumen 1*. Nuclear Regulatory Commission (NRC).
- USNRC. (1985). *NUREG/CR -4122. Program and user's guide for the calculation of partial correlation and standardized regression coefficients*. Washington DC: Science Applications International Corporation .
- USNRC. (1980). *NUREG/CR-1278. Handbook of human reliability analysis with emphasis on nuclear power plant applications*. Nuclear Regulatory Commission (NRC).
- USNRC. (1956). *10 CFR Part 54, PART 54. Requirements for renewal of operating licenses for nuclear power plants*. Nuclear Regulatory Commission (NRC).
- USNRC. (1956b). *10CFR-Part 50. Domestic Licensing of production and utilization facilities*. Nuclear Regulatory Commission (NRC).
- Vaurio, J. (1995). Optimization of test and maintenance intervals based on risk and cost. *Reliability Engineering and System Safety*, 49, 23-36.
- Volkanovsky, A. (2012). Method for assessment of ageing based on PSA results. *Nuclear Engineering and Design*, 246, 141-146.
- Volkanovski, A., Mavko, B., Bosevski, T., Cusevski, A., & Cepin, M. (2008). Genetic algorithm optimization of the maintenance scheduling of generating units in a power system. *Reliability Engineering and System Safety*, 93(6), 779-789.
- Zitzler, E. (1999). *Evolutionary Algorithms for Multiobjective Optimization: Methods and Applications*. Zurich: PHD Thesis, Swiss Federal Institute Technology.