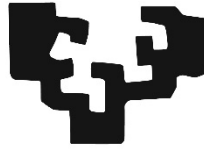


eman ta zabal zazu



Universidad
del País Vasco

Euskal Herriko
Unibertsitatea

TRABAJO DE FIN DE MASTER

Análisis y definición del procedimiento de proyección de transitorios en centrales nucleares

Asier Ignacio Conde Arano

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA
INDUSTRIAL, INTENSIFICACIÓN EN INGENIERÍA
NUCLEAR Y RADIOLÓGICA**

Dirigido por Fernando Legarda Ibañez

Curso 2016-2017



Ingeniaritza Goi Eskola Teknikoa
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Bilbao

ÍNDICE

ÍNDICE	1
RESUMEN	2
1. LISTA DE TABLAS, ILUSTRACIONES, GRÁFICAS, ECUACIONES Y ACRÓNIMOS	3
1.1. Tablas	3
1.2. Ilustraciones	3
1.3. Gráficas	4
1.4. Ecuaciones.....	5
1.5. Acrónimos	6
2. INTRODUCCIÓN.....	7
2.1. Contexto.....	7
2.2. Objetivos	15
3. ESTADO DEL ARTE	16
4. RECOPIACIÓN DE LOS CICLOS CONTABILIZADOS EN LAS SRL	18
4.1. Transitorios anómalos.....	29
5. CONTAJE DE LOS TRANSITORIOS.....	39
6. COMPARACIÓN DE CENTRALES.....	44
7. PONDERACIÓN DE LOS TRANSITORIOS	52
7.1. Severidad.....	56
7.2. Gasto en fatiga	59
7.2.1. Vasija del reactor.....	64
7.2.2. Bombas de refrigerante del reactor (BRR)	73
7.2.3. Presionador	76
7.2.4. Generadores de vapor (GGVV).....	79
8. PROYECCIÓN DE LOS TRANSITORIOS	88
9. DEFINICIÓN DE METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN	97
10. RESULTADOS, CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS.....	115
11. REFERENCIAS	116
ANEXO I: CÁLCULOS APLICADOS	120
ANEXO II: DIAGRAMAS	124

RESUMEN

El presente proyecto se desarrolla con el objetivo de determinar una metodología de proyección del número de transitorios que ocurrirán en la Operación a Largo Plazo (OLP) en una central nuclear, que aúne todas las metodologías utilizadas en las centrales nucleares estudiadas. Con ello se pretende establecer las bases para la proyección de los ciclos de los transitorios requerida en los Análisis de Envejecimiento en Función del Tiempo (AEFT) de fatiga metálica de futuras Solicitudes de Renovaciones de Licencia (SRL) de operación, encontrándose siempre del lado de la seguridad a través de suposiciones conservadoras. Para ello, se ha optado por analizar los datos de las Solicitudes de Renovación de Licencia (SRL) de las centrales PWR y obtener información sobre el impacto del gasto en fatiga de varios de los componentes más relevantes de estas centrales.

Laburpena

Proiektu honetan 60 eta 80 urte barru zentral nuklear baten eragiketa baldintzetan egongo diren aldaketak aurreikusteko metodologia garatzen da. Metodologia honek Estatu Batuetan erabiltzen diren metodologia guztiak batzen ditu. Helburua lan egiteko lizentzien berrikuntza eskaeren neke-kalkuluak arintzea da, beti ere, segurtasuneko ikuspuntu kontserbadore batetik. Horretarako, PWR zentralen berrikuntza eskaerak aztertzea erabaki da zentraletatik gehien eskatutako materialen neke-inpaktuari buruzko informazioa lortzeko.

Abstract

This project develops a methodology to determine the number of transients that occur in a Long Term Operation (LTO) in a nuclear power plant, considering all the methodologies used in the studied nuclear power plants. This is to establish the bases of the projection of the cycles of the transients required in the Time-Limited Aging Analysis (TLAA) of metal fatigue of future License Renewal Applications (LRA), always looking from a conservative side of safety. For that, it was decided to analyze the data of LRA's of PWR plants and get the information of fatigue in several of the most used components at the nuclear power plants.

1. LISTA DE TABLAS, ILUSTRACIONES, GRÁFICAS, ECUACIONES Y ACRÓNIMOS

1.1. Tablas

TABLA 1- OCURRENCIA DE TRANSITORIOS EN CADA CENTRAL.....	21
TABLA 2- TASA ANUAL DE OCURRENCIA DE TRANSITORIOS EN CADA CENTRAL	22
TABLA 3- TRANSITORIOS PROYECTADOS EN CADA CENTRAL	23
TABLA 4- TASA ANUAL DE CICLOS PROYECTADOS EN CADA CENTRAL.....	24
TABLA 5- PORCENTAJE DE CENTRALES QUE CUENTAN CADA TRANSITORIO	25
TABLA 6- FRECUENCIA DE APARICIÓN DE TODOS LOS DATOS DE CONTAJE	26
TABLA 7- GRUPOS DE CENTRALES COMPARADAS.....	46
TABLA 8- TRANSITORIOS ESTUDIADOS EN CADA GRUPO	47
TABLA 9- FACTOR DE PONDERACIÓN RESPECTO A LA VARIACIÓN DE PRESIÓN	53
TABLA 10- COEFICIENTES APLICADOS A LA VELOCIDAD DE VARIACIÓN MEDIA DE LA TEMPERATURA	53
TABLA 11- FACTOR DE SEVERIDAD RESPECTO A LA VARIACIÓN DE TEMPERATURA.....	53
TABLA 12- DATOS EJEMPLO DE PONDERACIÓN.....	54
TABLA 13- EJEMPLO DE PONDERACIÓN.....	54
TABLA 14- VALORES TOTALES DE SEVERIDAD POR ZONAS.....	56
TABLA 15- SEVERIDAD DE LOS TRANSITORIOS (RAMA CALIENTE Y FRÍA)	57
TABLA 16- SEVERIDAD DE LOS TRANSITORIOS (VAPOR Y AGUA DE ALIMENTACIÓN).....	58
TABLA 17- FACTORES DE PONDERACIÓN POR TRANSITORIO (RAMA CALIENTE Y RAMA FRÍA)	60
TABLA 18- FACTORES DE PONDERACIÓN POR TRANSITORIO (VAPOR Y AGUA DE ALIMENTACIÓN).....	61
TABLA 19- COMPARACIÓN DE FACTORES DE PONDERACIÓN EN LAS ZONAS EN EL CALENTAMIENTO DEL RCS	62
TABLA 20- COMPARACIÓN DE FACTORES DE PONDERACIÓN EN LAS ZONAS EN LOS DISPAROS DEL REACTOR	62
TABLA 21- COMPARACIÓN DE FACTORES DE PONDERACIÓN EN LAS ZONAS EN LA PRUEBA DE RODAJE DE TURBINA.....	63
TABLA 22- TRANSITORIOS QUE CUMPLEN CON DIFERENTES PORCENTAJES	94
TABLA 23- CÁLCULO DE PROYECCIÓN PROPUESTA.....	95
TABLA 24- DATOS CICLOS ESTIMADOS "CALENTAMIENTO RCS"	99

1.2. Ilustraciones

ILUSTRACIÓN 1-DIAGRAMA COMPARACIÓN VIDA ÚTIL Y DE DISEÑO	7
ILUSTRACIÓN 2- FASES DE LA VIDA DE UNA CENTRAL NUCLEAR.....	8
ILUSTRACIÓN 3- VISIÓN GENERAL DE LAS ACTIVIDADES PARA OLP	9
ILUSTRACIÓN 4-METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL FACTOR DE USO (CUF).....	11
ILUSTRACIÓN 5- REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE LA METODOLOGÍA DE RESOLUCIÓN DE UN AEFT.....	12
ILUSTRACIÓN 6- EJEMPLO DE DIAGRAMA DE CAJAS.....	45
ILUSTRACIÓN 7- DIAGRAMA DE LAS DIFERENTES ZONAS A ESTUDIAR	52
ILUSTRACIÓN 8- VASIJAS DEL REACTOR.....	64
ILUSTRACIÓN 9- BOMBA DE REFRIGERANTE DEL REACTOR	73
ILUSTRACIÓN 10- PRESIONADOR	76

ILUSTRACIÓN 11- DIAGRAMA DE UN GENERADOR DE VAPOR	79
ILUSTRACIÓN 12-ESQUEMA GRÁFICO DE LA METODOLOGÍA ESTADÍSTICA UTILIZADA.	120
ILUSTRACIÓN 13- GRÁFICAS CON DISTRIBUCIONES IGUALES (IZQUIERDA) Y DIFERENTES (DERECHA)	122

1.3. Gráficas

GRÁFICA 1- REACTORES EN EL MUNDO SEGÚN EDAD	8
GRÁFICA 2- AÑOS DE INICIO Y DE OPERACIÓN HASTA SRL DE LAS CENTRALES DE EE.UU.	27
GRÁFICA 3- HISTOGRAMA DE PÉRDIDA DE POTENCIA ELÉCTRICA EXTERIOR	30
GRÁFICA 4- TRANSITORIOS ANÓMALOS BEAVER VALLEY.....	31
GRÁFICA 5-DISPAROS DEL REACTOR DE TODAS LAS CENTRALES	32
GRÁFICA 6- TRANSITORIOS ANÓMALOS BYRON	33
GRÁFICA 7- TRANSITORIOS ANÓMALOS BRAIDWOOD	34
GRÁFICA 8-TRANSITORIOS ANÓMALOS DE MILLSTONE.....	35
GRÁFICA 9-TRANSITORIOS ANÓMALOS DE PALISADES	36
GRÁFICA 10-TRANSITORIOS ANÓMALOS DE PALO VERDE	37
GRÁFICA 11- TRANSITORIOS ANÓMALOS DE SALEM	38
GRÁFICA 12- PÉRDIDA DE CARGA EN FUNCIÓN DEL AÑOS DE INICIO DE OPERACIÓN	39
GRÁFICA 13- GRAN REDUCCIÓN DE CARGA EN ESCALÓN CON DESCARGA DE VAPOR EN FUNCIÓN DE LOS AÑOS DE OPERACIÓN	40
GRÁFICA 14- DISPAROS DEL REACTOR EN FUNCIÓN DEL AÑO DE INICIO DE OPERACIÓN	41
GRÁFICA 15- TASA ANUAL DEL CALENTAMIENTO Y ENFRIAMIENTO DEL RCS A RITMO DE 55,5 °C/H EN CADA CENTRAL ANALIZADA	42
GRÁFICA 16- TASA ANUAL DE LA ACTUACIÓN INADVERTIDA DE LA ASPERSIÓN AUXILIAR EN CADA CENTRAL ANALIZADA	43
GRÁFICA 17- DIAGRAMA DE CAJAS DE 15 CENTRALES CON 6 TRANSITORIOS.....	48
GRÁFICA 18- DIAGRAMA DE CAJAS DE 13 CENTRALES Y 7 TRANSITORIOS	49
GRÁFICA 19- DIAGRAMA DE CAJAS DE 13 CENTRALES Y 7 TRANSITORIOS (MISMA ESCALA)	49
GRÁFICA 20- DIAGRAMA DE CAJAS DE 6 CENTRALES Y 14 TRANSITORIOS	50
GRÁFICA 21- DIAGRAMA DE CAJAS DE 9 CENTRALES Y 9 TRANSITORIOS	51
GRÁFICA 22- VASIJA DEL REACTOR SIN PONDERAR (1/2)	66
GRÁFICA 23- VASIJA DEL REACTOR SIN PONDERAR (2/2)	66
GRÁFICA 24-DIAGRAMA VASIJA SUPERIOR (E < 10 MM DE ESPESOR)	67
GRÁFICA 25-DIAGRAMA VASIJA SUPERIOR (20 MM < E < 50 MM DE ESPESOR)	68
GRÁFICA 26-DIAGRAMA VASIJA SUPERIOR (100 MM DE ESPESOR < E)	69
GRÁFICA 27- VASIJA DEL REACTOR SIN PONDERAR (INFERIOR).....	70
GRÁFICA 28-DIAGRAMA VASIJA INFERIOR (E < 10 MM DE ESPESOR)	71
GRÁFICA 29-DIAGRAMA VASIJA INFERIOR (20 MM < E < 50 MM DE ESPESOR).....	71
GRÁFICA 30-DIAGRAMA VASIJA INFERIOR (100 MM DE ESPESOR < E)	72
GRÁFICA 31- BRR SIN PONDERAR	73
GRÁFICA 32-DIAGRAMA BRR (E < 10 MM DE ESPESOR).....	74
GRÁFICA 33-DIAGRAMA BRR (20 MM < E < 50 MM DE ESPESOR)	75
GRÁFICA 34- DIAGRAMA BRR (100 MM DE ESPESOR < E)	75
GRÁFICA 35- PRESIONADOR SIN PONDERAR	76
GRÁFICA 36- DIAGRAMA PRESIONADOR (E < 10 MM DE ESPESOR)	77
GRÁFICA 37-DIAGRAMA PRESIONADOR (20 MM < E < 50 MM DE ESPESOR)	78
GRÁFICA 38- DIAGRAMA PRESIONADOR (100 MM DE ESPESOR < E)	78
GRÁFICA 39- GGVV SIN PONDERAR	80

GRÁFICA 40- DIAGRAMA GGVV (E < 10 MM DE ESPESOR) RAMA CALIENTE.....	80
GRÁFICA 41-DIAGRAMA GGVV (20 MM < E < 50 MM DE ESPESOR), RAMA CALIENTE.....	81
GRÁFICA 42- DIAGRAMA GGVV (100 MM DE ESPESOR < E) RAMA CALIENTE,.....	81
GRÁFICA 43- DIAGRAMA GGVV (E < 10 MM DE ESPESOR) RAMA FRÍA	82
GRÁFICA 44-DIAGRAMA GGVV (20 MM < E < 50 MM DE ESPESOR), RAMA FRÍA	82
GRÁFICA 45- DIAGRAMA GGVV (100 MM DE ESPESOR < E) RAMA FRÍA,	83
GRÁFICA 46- DIAGRAMA GGVV (E < 10 MM DE ESPESOR) VAPOR.....	84
GRÁFICA 47-DIAGRAMA GGVV (20 MM < E < 50 MM DE ESPESOR), VAPOR.....	84
GRÁFICA 48- DIAGRAMA GGVV (100 MM DE ESPESOR < E), VAPOR.....	85
GRÁFICA 49-DIAGRAMA GGVV (E < 10 MM DE ESPESOR) AGUA DE ALIMENTACIÓN.....	86
GRÁFICA 50-DIAGRAMA GGVV (20 MM < E < 50 MM DE ESPESOR), AGUA DE ALIMENTACIÓN	86
GRÁFICA 51- DIAGRAMA GGVV (100 MM < E DE ESPESOR) AGUA DE ALIMENTACIÓN	87
GRÁFICA 52-DIAGRAMA DE PROYECCIÓN DE BEAVER VALLEY (CALENTAMIENTO RCS).....	89
GRÁFICA 53-DIAGRAMA DE PROYECCIÓN DE PALISADES (PÉRDIDA DE CARGA).....	90
GRÁFICA 54-DIAGRAMA DE PROYECCIÓN DE PALO VERDE (PÉRDIDA PARCIAL DE CAUDAL)	90
GRÁFICA 55- DIAGRAMA DE PROYECCIÓN DE BYRON U1 (GRAN REDUCCIÓN DE CARGA EN ESCALÓN).....	91
GRÁFICA 56-- DIAGRAMA DE PROYECCIÓN DE FARLEY (ACTUACIÓN INADVERTIDA DE ASPERSIÓN AUXILIAR)	91
GRÁFICA 57- DIAGRAMA DE PROYECCIÓN DE MILLESTONE U3 (PÉRDIDA PARCIAL DE CAUDAL).....	92
GRÁFICA 58- CALENTAMIENTO RCS (CICLOS/AÑO EN FUNCIÓN DE AÑOS DE OPERACIÓN).....	98
GRÁFICA 59- CALENTAMIENTO RCS (CICLOS ESTIMADOS EN FUNCIÓN DE AÑOS DE OPERACIÓN)	100
GRÁFICA 60- DISPARO DEL REACTOR (CICLOS ESTIMADOS EN FUNCIÓN DE AÑOS DE OPERACIÓN)	101
GRÁFICA 61- PÉRDIDA DE CARGA (CICLOS ESTIMADOS EN FUNCIÓN DE AÑOS DE OPERACIÓN)	101
GRÁFICA 62- INYECCIÓN DE SEGURIDAD (CICLOS ESTIMADOS EN FUNCIÓN DE AÑOS DE OPERACIÓN)	102
GRÁFICA 63- AUMENTO DE POTENCIA EN RAMPA 5% (CICLOS ESTIMADOS EN FUNCIÓN DE AÑOS DE OPERACIÓN)	102
GRÁFICA 64- ACTUACIÓN INADVERTIDA DE ASPERSIÓN AUXILIAR (CICLOS ESTIMADOS EN FUNCIÓN DE AÑOS DE OPERACIÓN)	103
GRÁFICA 65-DIAGRAMA DE PROYECCIONES EN CALENTAMIENTO RCS (TÍPICA)	104
GRÁFICA 66-DIAGRAMA DE PROYECCIONES EN PÉRDIDA DE CARGA	105
GRÁFICA 67-DIAGRAMA DE PROYECCIONES EN DISPAROS DEL REACTOR (BILINEAL)	106
GRÁFICA 68-DIAGRAMA DE PROYECCIONES EN AUMENTO DE POTENCIA EN RAMPA DEL 5% (CRECIENTE SIEMPRE)	107
GRÁFICA 69-DIAGRAMA DE PROYECCIONES EN SISMO BASE DE OPERACIÓN (SIN CONTAJE)	108
GRÁFICA 70- ELECCIÓN DEL PORCENTAJE DE DISEÑO A 60 AÑOS.....	109
GRÁFICA 71- ELECCIÓN DEL PORCENTAJE DE DISEÑO A 80 AÑOS.....	110
GRÁFICA 72- DIAGRAMA PROYECCIÓN PROPUESTO EN CALENTAMIENTO RCS	112
GRÁFICA 73- DIAGRAMA PROYECCIÓN PROPUESTO EN PÉRDIDA DE CARGA	112
GRÁFICA 74- DIAGRAMA PROYECCIÓN PROPUESTO EN DISPAROS DEL REACTOR	113
GRÁFICA 75- DIAGRAMA PROYECCIÓN PROPUESTO EN AUMENTO DE POTENCIA EN RAMPA 5%.....	113
GRÁFICA 76- DIAGRAMA DE PROYECCIÓN PROPUESTO EN SISMO BASE DE OPERACIÓN	114

1.4. Ecuaciones

ECUACIÓN 1.....	121
ECUACIÓN 2.....	122

1.5. Acrónimos

AEFT: Análisis de Envejecimiento en Función del Tiempo

BRR: Bombas de Refrigerante del Reactor

BWR: Boiling Water Reactor

CUF: Cumulative Usage Factor

CVCS: Sistema de Control Químico y de Volumen

ESC: Estructuras, Sistemas y Componentes

FBR: Fast Breeder Reactor

GCR: Gas-Cooled Reactor

GGVV: Generadores de Vapor

IAEA: International Atomic Energy Agency

LOCA: Loss Of Coolant Accident

LRA: License Renewal Application

TAAA: Time-Limited Aging Analysis

LRA: License Renewals Operation

LTO: Long Term Operation

LWGR: Light Water Graphite Reactor

NRC: Nuclear Regulatory Commission

OBE: Operating Basis Earthquake

OLP: Operación a Largo Plazo

PGE: Plan de Gestión del Envejecimiento

PHWR: Pressurized Heavy Water Reactor

PRIS: Power Reactor Information System

PWR: Pressurized Water Reactor

RCC-M: Règles de Conception et de Construction des Matériels Mécaniques

RCS: Reactor Coolant System

SRL: Solicitud de Renovación de Licencia

2. INTRODUCCIÓN

2.1. Contexto

Los componentes de las centrales nucleares sufren procesos de envejecimiento como consecuencia de la operación y del tiempo. A lo largo de la vida de una central es necesario prestar atención a los mecanismos de envejecimiento de las Estructuras y Componentes (ESC) que pudieran afectar a su nivel de seguridad. Esto es especialmente crucial para la posible extensión de vida de la instalación y para decidir su remodelación o su parada y desmantelamiento.

Si no se mitiga el envejecimiento de las centrales, se reducirían los márgenes de seguridad proporcionados en el diseño y esto incrementaría el riesgo contra la seguridad y la salud pública.

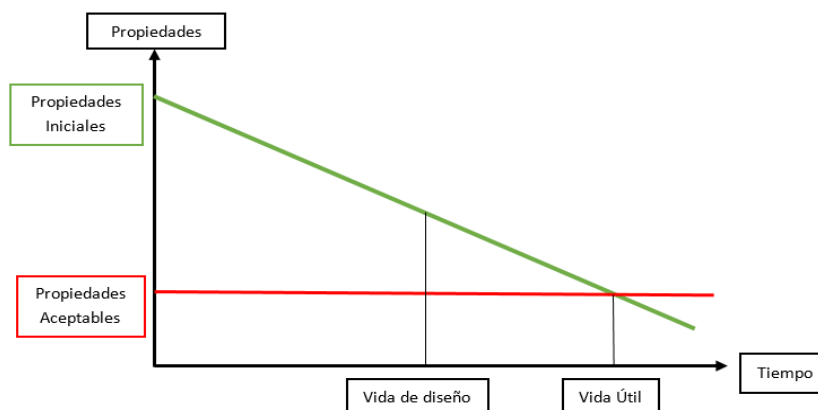


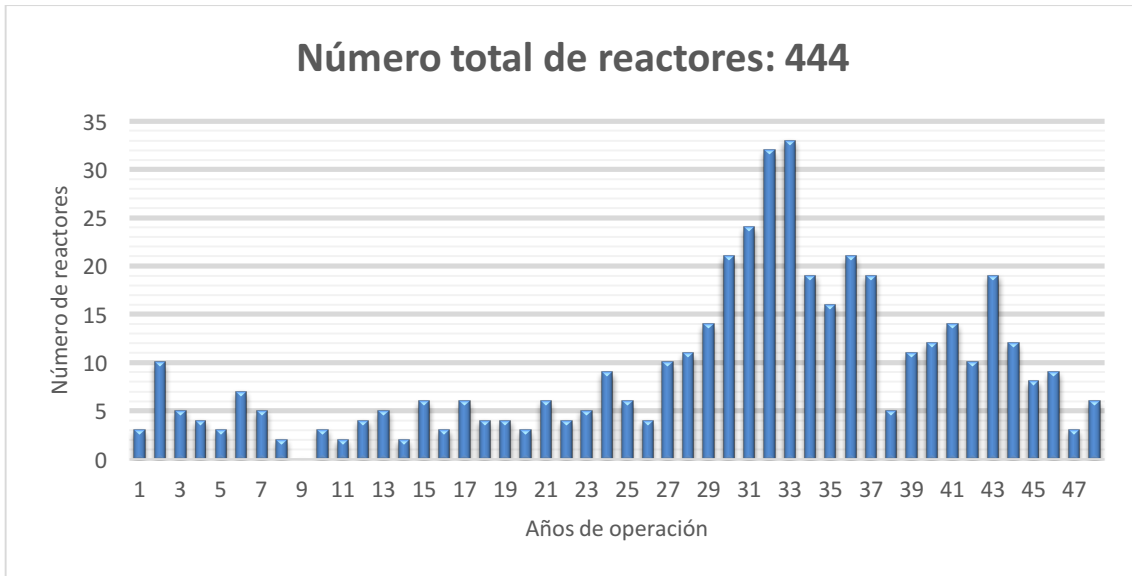
Ilustración 1-Diagrama comparación Vida útil y de diseño

La experiencia operativa muestra que los fallos relacionados con el envejecimiento, ocurren por procesos de degradación como corrosión, erosión, fragilización inducida por irradiación, fatiga, desgaste, fluencia, etc.

Aparte del impacto en la seguridad, el envejecimiento de los ESC junto con su diseño puede tener una repercusión económica importante en la operación de la planta, como por ejemplo en el reemplazo de los generadores de vapor o las tapas de las vasijas de ciertos reactores de tipo PWR.

Actualmente todas las plantas nucleares deben realizar una gestión del envejecimiento desde el comienzo de su operación. Esto permite diagnosticar la velocidad con la que se degradan estos componentes a partir de la monitorización, las inspecciones y los mantenimientos adecuados.

Actualmente existen 444 (285 PWR, 78 BWR, 49 PHWR, 15 LWGR, 14 GCR y 3 FBR) reactores en operación en los estados miembros de la IAEA [1], más del 60% de los cuales han estado en servicio durante más de 30 años.



Gráfica 1- Reactores en el mundo según edad

La mayoría de las centrales están llegando a su vida de diseño (30 o 40 años) y como se ha comprobado, la severidad de la operación ha sido menor que la supuesta en el diseño. Para seguir aprovechando y sacando rendimiento a estas plantas, las empresas propietarias de las centrales están apostando por la operación más allá de su vida de diseño. Esta operación se denomina Operación a Largo Plazo (OLP). Para conseguir la autorización de la OLP se debe presentar una solicitud de renovación de licencia de operación (SRL o LRA en inglés) aprobadas por la autoridad competente.

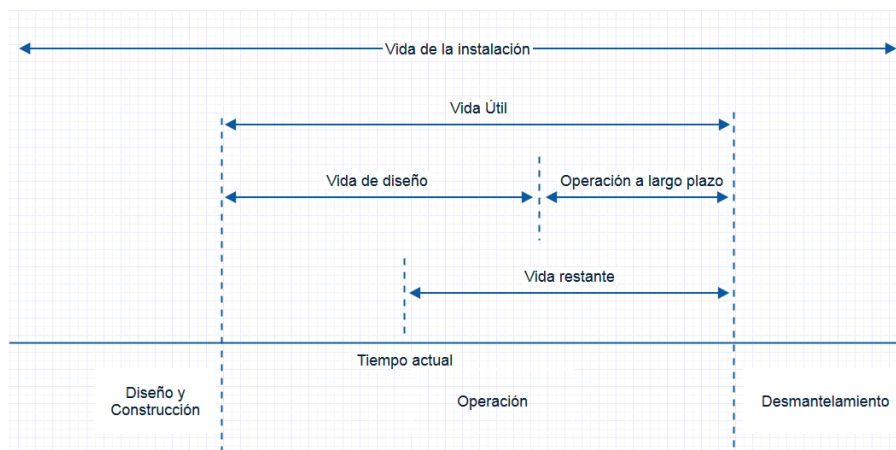


Ilustración 2- Fases de la vida de una central nuclear

En Europa, con estas SRLs a algunas plantas se les ha permitido operar durante al menos 10 años más. En los Estados Unidos más del 80% de las centrales tienen permiso para operar hasta los 60 años. La OLP es la manera de mantener en operación a las plantas

asegurando un nivel de seguridad dentro de los límites admisibles, más allá de su vida de diseño, después de una evaluación para asegurar que los requisitos de seguridad se mantienen vigentes.

La justificación de la OLP requiere, entre otros trabajos, la resolución de los Análisis de Envejecimiento en Función del Tiempo (AEFT) de determinados componentes que están en el alcance de la normativa del “Safety Reports Series nº57” de la IAEA [2].

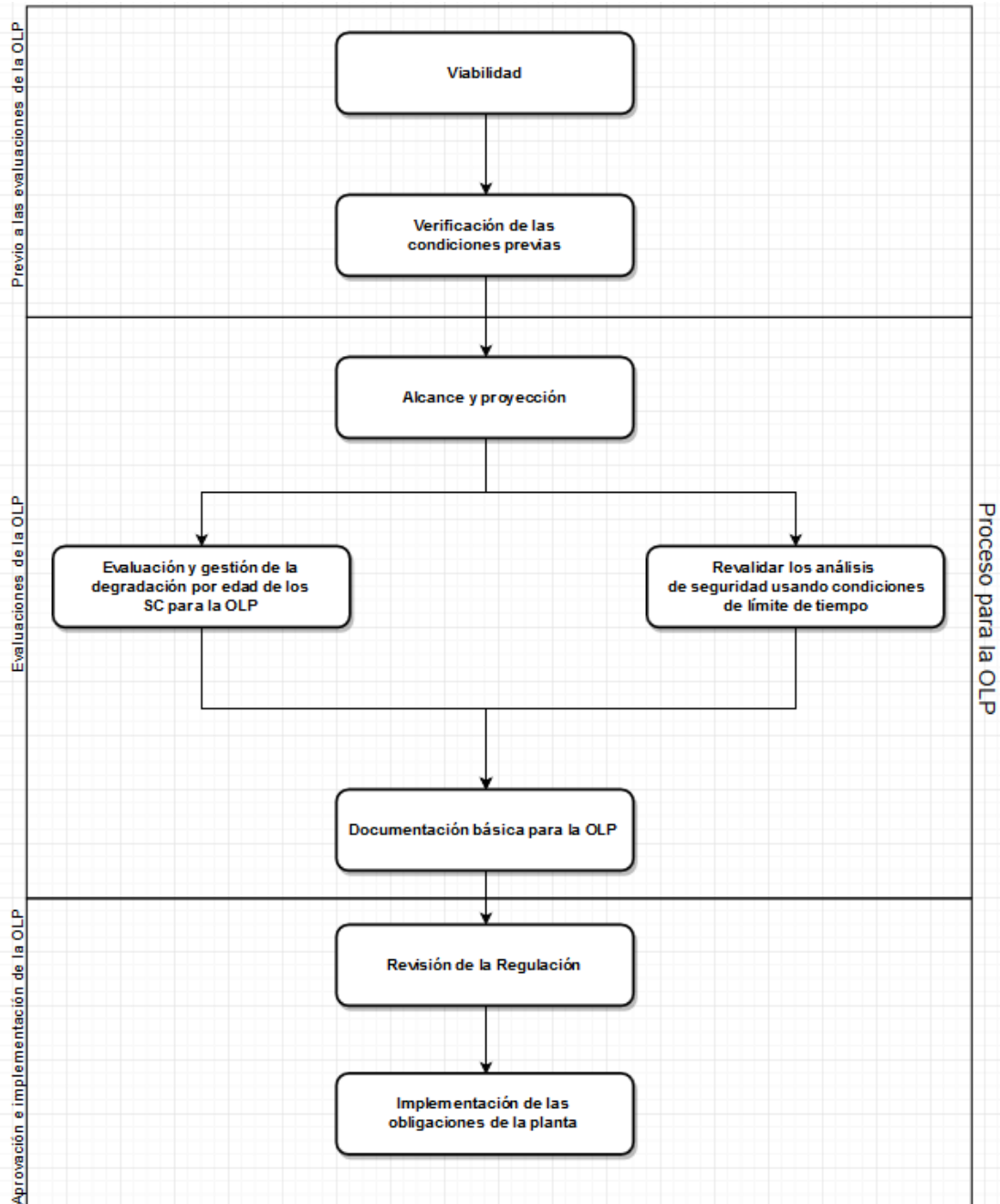


Ilustración 3- Visión general de las actividades para OLP

Los AEFT son aquellos cálculos o análisis que afectan a ESC y consideran la hipótesis de un tiempo de operación limitado para justificar la capacidad de dichos ESC para cumplir con su función.

Existen diferentes tipos de AEFT y cada uno debe ser analizado y estudiado en todas las solicitudes de renovación de licencia como establece la normativa NUREG-1800 [3]:

1. Análisis de la vasija del reactor por fragilización neutrónica.
2. Fatiga metálica.
3. Requisitos medioambientales del equipo eléctrico.
4. Análisis de los tendones pretensados de la contención de hormigón.
5. Análisis de fatiga de la placa de revestimiento de la contención, contención metálica y penetraciones.
6. Análisis específicos de cada planta.

Este documento se va a centrar en el análisis de los AEFTs de fatiga metálica. La fatiga es el fenómeno por el cual un componente puede alcanzar la rotura al estar sometido a cargas cíclicas reducidas, incluso por debajo del límite elástico. La rotura tiene su explicación por la iniciación y propagación de grietas en cada ciclo de carga.

Para resolver un AEFT de fatiga metálica existen tres procedimientos que se explican en la normativa de la IAEA [4].

1. Verificar que los análisis de diseño siguen siendo válidos para el nuevo período de tiempo de explotación propuesto y por tanto no es preciso llevar a cabo un nuevo análisis. Para ellos se demuestra que las hipótesis y condiciones del análisis ya consideran la gestión del envejecimiento dentro del periodo de operación de largo plazo y que los criterios de aceptación proporcionan un margen razonable para asegurar el cumplimiento de la función en dicho periodo.
2. Reevaluar o rehacer el análisis para el nuevo periodo de vida solicitado y verificar que se cumplen los criterios de aceptación establecidos.
3. Demostrar que los efectos del envejecimiento pueden ser gestionados durante el nuevo tiempo de explotación.

En los análisis de fatiga se evalúa el daño acumulado de un componente debido a la acción de cargas cíclicas producidas por los cambios de temperatura, presión y flujo en los diferentes sistemas, denominadas transitorios, que ocurren en la operación de una central, mediante un parámetro denominado factor de uso acumulado (Cumulative Usage Factor CUF).

Según se recoge en la sección III del código ASME [5] que establece la normativa para el diseño de los componentes de las centrales nucleares el factor de uso acumulado "CUF" debe ser inferior a 1 para garantizar que no se van a iniciar fisuras por fatiga. Este parámetro se calcula aplicando la regla de Miner. Para realizar este análisis se necesitan los datos de los ciclos de carga y descarga que ha sufrido o que va a sufrir ese componente a lo largo del tiempo.

El fallo operando bajo un estado de cargas de amplitud $\Delta\sigma_i$, se produce cuando se alcanzan N_i ciclos. Si el número de ciclos operando bajo este estado de cargas es $n_1 < N_1$, no se producirá el fallo, sino un determinado daño o uso. Si se trata de un espectro de diferentes niveles de carga, se produce una fracción de daño U_i , por cada uno de los diferentes niveles de tensión del espectro. El fallo de la pieza se producirá cuando se produzca el 100% de uso:

$$U_1 + U_2 + U_3 + \dots + U_i \geq 1$$

Siendo la fracción de uso:

$$U_i = \frac{n_i}{N_i}$$

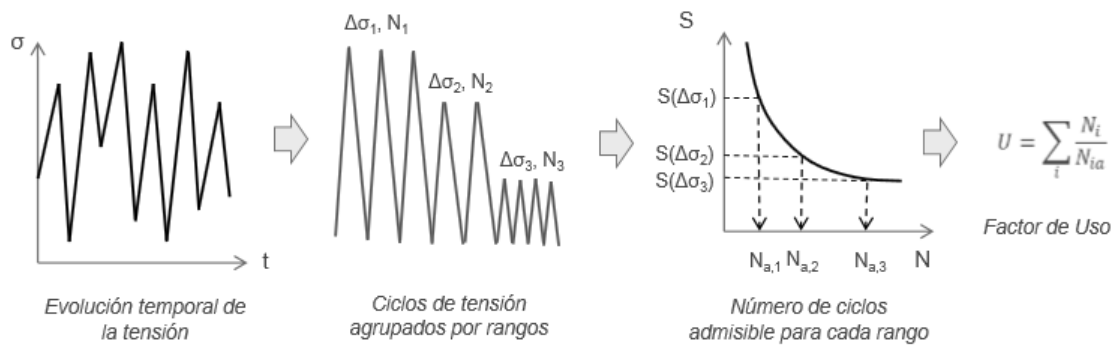


Ilustración 4-Metodología de cálculo del factor de uso (CUF)

A continuación, se describe la metodología propuesta para resolver un AEFT de fatiga metálica con cálculo de CUF de acuerdo a cada uno de los tres procedimientos anteriormente descritos.

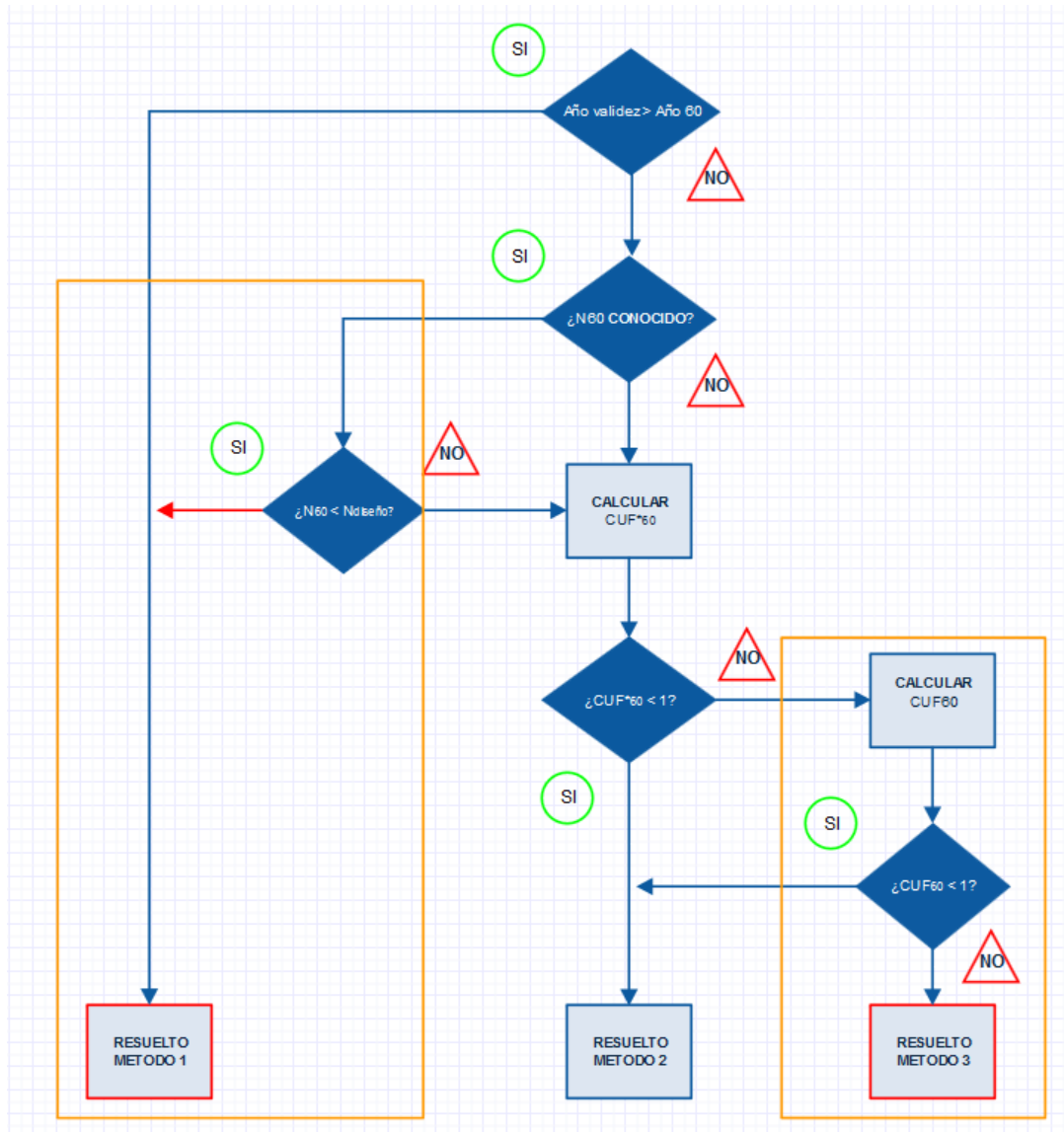


Ilustración 5- Representación esquemática de la metodología de resolución de un AEFT

En primer lugar, se comprobará si el año hasta el cual permanecen validos los cálculos de fatiga del componente ($Año_{validez}$) es posterior o igual a aquel en el que finaliza el periodo de extensión de la operación a 60 años típicamente ($Año_{60}$). En caso de que se cumpla, el AEFT quedará resuelto de acuerdo a lo definido por el Método 1.

Si no se satisface lo afirmado anteriormente, el AEFT todavía puede ser resuelto de acuerdo a lo definido en el Método 1. Para ello se realizará la contabilidad de los transitorios hasta la fecha final del análisis y se proyectará el número de ciclos esperados desde dicha fecha hasta los 60 años. Posteriormente se verificará que, en cada uno de los transitorios considerados en el diseño a fatiga del componente, el número de

ocurrencias extrapoladas al periodo de extensión de la operación a 60 años (N_{60}) es menor que el de diseño ($N_{diseño}$). En caso de que cumpla, el AEFT quedará resuelto de acuerdo a lo definido por el Método 1.

Si el paso anterior no se satisface en alguno de los transitorios considerados en el diseño a fatiga del componente, los procedimientos 2 y 3 deberán ser empleados en la resolución. Otro hecho que podría obligar a adoptar los procedimientos 2 ó 3, es que alguno de los transitorios no haya podido ser contabilizado, ya que entonces no podría realizarse la verificación de la ecuación ($N_{60} < N_{diseño}$) en todos los transitorios.

El método 2 requerirá reevaluar el cálculo de fatiga. Para ello en primer lugar se determinarán aquellas localizaciones del componente de las cuales se dispone de un cálculo del factor de uso acumulado. Conocido el valor del factor de uso acumulado obtenido a partir del número de transitorios previsto en el diseño ($CUF_{diseño}$) y suponiendo que las condiciones de operación no se modificarán durante el periodo de la operación a largo plazo, se llevará a cabo una estimación provisional y conservadora del factor de uso acumulado a 60 años (CUF_{60}^*) según se define en la ecuación:

$$CUF_{60}^* = \frac{Año_{60} - Año_{instalación}}{A} \cdot CUF_{diseño}$$

Donde:

- $Año_{instalación}$ es el año en el que se ha instalado o sustituido el componente.
- $Año_{60}$ es el año en el que finaliza el periodo de extensión de la operación a 60 años.
- A es el número de años de diseño del componente.

Existen dos situaciones:

Por un lado, si en todas las localizaciones del componente se verifica que $CUF_{60}^* < 1$, entonces el AEFT quedará resuelto con lo definido por el Método 2.

Por otro lado, si en alguna de las localizaciones del componente no se cumple que $CUF_{60}^* < 1$, entonces será necesario llevar a cabo un recálculo del mismo en dicha localización. Los cálculos originales del $CUF_{diseño}$, utilizados para la estimación del CUF_{60}^* , presentan un elevado conservadurismo en tanto que el número de transitorios considerados en el diseño puede ser muy superior al que realmente se ha dado durante la operación de la central. Por ello, en estas localizaciones se llevará a cabo un re-análisis del CUF_{60} teniendo en cuenta la extrapolación del número de ocurrencias basada en la contabilización real.

Una vez obtenido el valor del CUF_{60} , siguiendo el procedimiento descrito en el párrafo anterior, se comprobará que cumple con $CUF_{60} < 1$. En caso afirmativo se considerará que el AEFT quedará resuelto de acuerdo a lo definido por el Método 2.

En caso negativo el AEFT deberá ser resuelto de acuerdo a lo definido en el Método 3 y por tanto deberá ser gestionado mediante el programa de gestión del envejecimiento de fatiga metálica.

En la Ilustración 6 se han recuadrado las dos vías por las que es importante el contaje de los transitorios. Contabilizar los transitorios permite resolver los AEFTs por los Métodos 1 y 3, evitando tener que realizar un nuevo cálculo de fatiga o la monitorización de los ESC. En las dos vías remarcadas es de vital importancia la manera en la que se proyectan los ciclos de los transitorios para la OLP, ya que dependen directamente de estos valores el cumplir o no con los ciclos de diseño o con el CUF_{60} .

2.2. Objetivos

En este Trabajo Fin de Máster se lleva a cabo el estudio los análisis de fatiga metálica de las SRLs de las plantas de acceso público, identificando los transitorios contabilizados en cada planta. Se han seleccionado las PWR por ser las plantas más extendidas (285 unidades de las 444 en operación) [1].

Se realizarán una serie de análisis de los datos obtenidos como la variabilidad existente en la contabilidad y proyección realizada de las diferentes plantas, la tasa de ocurrencia anual de los diferentes transitorios, la variabilidad de las ocurrencias de cada transitorio en función del año de inicio de operación, la severidad de la operación de las centrales nucleares y se identificarán los transitorios con datos anómalos o fuera de rango. Asimismo, se compararán las maneras de proyectar dichos transitorios a 60 años de cada planta y la cantidad de transitorios sufridos hasta la fecha de la solicitud.

Una vez realizado lo anterior se definirá una metodología de proyección de los transitorios para el periodo de extensión de vida de operación alternativa a las utilizadas en las plantas, siguiendo criterios de proyección conservadores.

Por último, se aplicará la metodología de proyección definida y se analizará lo que ocurre con las plantas a 60 y a 80 años.

3. ESTADO DEL ARTE

En alusión al procedimiento de extrapolación de ciclos de los transitorios en estudio, no existe actualmente ninguna referencia en normativas, ni procedimientos sobre cómo llevar a cabo la misma, sin embargo, es un aspecto fundamental para la OLP en lo que a la fatiga metálica se refiere. De ahí el interés del estudio que se realiza en este Trabajo Fin de Master para poder definir una posible metodología que estandarice este procedimiento.

La importancia de este procedimiento radica en la necesidad de realizar un estudio del número de ciclos de cada transitorio que se prevé que ocurran a 60 años y en función de la proyección que se realice a 80 años también.

Habiendo analizado las solicitudes de licencia públicas, se ha comprobado que existen diferentes estrategias. Cada planta analizada, utiliza un criterio específico a la hora de realizar estas proyecciones, sin embargo, éstas se pueden agrupar básicamente en dos metodologías, las cuales se detallan a continuación.

1. Cuando existen datos en la contabilidad:

- En la gran mayoría de los transitorios estudiados se ha observado una metodología de proyección lineal. Esta metodología no se apoya en ningún dato de diseño del transitorio o del componente en estudio y solamente se proyectan los ciclos del transitorio con la misma frecuencia con la que han ocurrido hasta la fecha del análisis.
- Existe otro tipo de proyección muy similar a la anteriormente descrita, pero con un matiz de conservadurismo. En este caso la proyección lineal se incrementa en una cantidad que se puede denominar como margen de seguridad.
- En una de las plantas, para los transitorios de los disparos del reactor, se ha utilizado el método anterior, pero se le ha añadido una desviación a medida que llega al final de su vida para aumentar el conservadurismo en la proyección.
- En otro caso las proyecciones del número de transitorios se han dividido en dos tasas de ciclos ocurridos por año. La primera está basada en el valor acumulado de transitorios ocurridos desde la puesta en marcha de la planta, y el segundo en un periodo de acumulación basado en los últimos 9 años de operación. Estas ratios de acumulación se combinan con un factor de peso, correspondiente a 1 para el término de ciclo largo y 3 para el ciclo corto. De esta manera se le da más peso al historial de operación más reciente en los cálculos de las proyecciones futuras. Esto

se basa en que el historial más reciente de operación es mejor predictor de la operación futura de la planta.

- Otra opción encontrada es la de utilizar los ciclos ocurridos en los últimos 10-15 años de operación y proyectarlos linealmente.
- A pesar de no haberse encontrado en ninguna de las SRLs analizadas, existe otro modo de proyectar que utiliza la pendiente de diseño del transitorio. Este método se realiza dividiendo los ciclos límite de diseño del transitorio entre los años de diseño iniciales del componente.

2. Cuando no existen datos en la contabilidad:

- En el caso de que existan transitorios con cero transitorios contabilizados se ha observado que se procede aumentando en una unidad la proyección o asumiendo que no va a ocurrir ningún ciclo de ese transitorio en la OLP.
- Sobre los transitorios que no se espera que ocurran, como los que habitualmente ocurren antes o durante la primera puesta en marcha de la planta, se asume de forma conservadora que ocurrirá un evento de este tipo durante el periodo extra de operación.

4. RECOPIACIÓN DE LOS CICLOS CONTABILIZADOS EN LAS SRL

La recopilación de la información de las SRLs se ha obtenido a través de la página web de la Nuclear Regulatory Commission (NRC) [6]. En la página web de la NRC aparecen las SRLs aprobadas de las plantas americanas. Se ha elegido estudiar las SRLs de las centrales nucleares tipo PWR. Como se ha comentado antes, las centrales PWR suponen más del 64% de los reactores en operación. En EE.UU. de los 99 reactores en operación, 65 son de este mismo tipo, y suscita un mayor interés que el estudiar reactores menos utilizados.

En la página web de la NRC [6] se encuentran las SRLs que se han otorgado. Existe la problemática de que no toda la documentación sigue un modelo único. Esto conlleva a encontrar diferencias en la información de la contabilidad sobre los transitorios ocurridos en cada planta y en los métodos utilizados para su contaje y proyección.

Las plantas PWR de las solicitudes estudiadas son las siguientes: Beaver Valley [7], Byron [8], Braidwood [8], Callaway [9], Cook [10], Davis Besse [11], Harris [12], Farley [13], Millstone [14], Palisades [15], Palo Verde [16], Prairie Island [17], Salem [18], Sequoyah [19], Three Mile Island [20], Vogtle [21] y Wolf Creek [22].

Al recopilar todos los datos de los transitorios, se han elegido los transitorios más relevantes en la contabilidad de las plantas para un mejor análisis posterior y poder compararlas de una manera más efectiva sin introducir ningún sesgo en el análisis que distorsionen las conclusiones. Estos transitorios están clasificados de la siguiente manera según el ANSI-N18.2 [23]:

- Condiciones normales:

Las condiciones normales son cualquiera de los modos de operación que pueden suceder durante la operación normal de las plantas, como arranques, paradas, y transitorios inducidos por el control de la planta.

- Condiciones alteradas:

Las condiciones alteradas son los transitorios que resultan de los incidentes derivados de la operación normal, como disparos del reactor, disparos de las bombas de alimentación o de circulación, pérdida de potencia, etc...

- Condiciones de emergencia:

Las condiciones de emergencia son los incidentes infrecuentes cuya ocurrencia debe ser tomada en consideración. En la práctica solamente los incidentes con un número de ocurrencias postuladas menor de 10 aproximadamente, están incluidos en esta categoría.

- Condiciones de fallo:

Las condiciones de fallo son aquellas que tienen una probabilidad extremadamente baja de que ocurran, como un “Loss Of Cooling Accident” (LOCA), eyección de una barra de control, rotura de línea de vapor, etc...

- Condiciones de ensayo:

Son las condiciones de prueba de sobrepresión incluyendo los ensayos hidrostáticos y de fugas.

Ciertos transitorios se encuentran contabilizados por las propias plantas y se pueden encontrar en los documentos de los Planes de Gestión del Envejecimiento (PGE), datos históricos de cada planta, histogramas de potencia de operación y producción bruta diaria y de los sistemas integrados de gestión de la explotación de cada planta.

La contabilidad de los transitorios que la planta no contabiliza se puede obtener de la revisión de otra documentación como:

- Actas de inspección.
- Comunicados de ensayos y pruebas.
- Experiencia operativa.
- Informes de las administraciones.
- Informes de disparos programados y no programados.
- Informes de secciones.
- Informes de sucesos.
- Libros de operación de sala de control.
- Modificaciones de diseño.
- Partes diarios de incidencias.
- Partes diarios de operación.
- Registros de mantenimiento.
- Procedimientos de operación (anormal, emergencia, cambios de procedimiento, etc.).

La recopilación de toda esta información requiere la colaboración de distintas áreas de la planta (Experiencia operativa, Química y Radioquímica, Ingeniería del reactor y resultados, Mantenimiento Mecánico, Combustible, etc.).

En las Tablas 1, 2, 3 y 4 mostradas a continuación se presentan los datos obtenidos en las solicitudes, el contaje y la proyección a 60 años, la tasa de ocurrencia anual y la proyectada para cada uno de los transitorios.

En dichas tablas también se adjunta un análisis descriptivo de los datos disponibles con los valores máximos y mínimos, el valor promedio, el rango y la desviación típica.

Aquellas celdas que no poseen ningún valor son debidas a que no existen datos sobre ese transitorio en la SRL de la central correspondiente. Los datos con un valor de 0 se han contabilizado y tenido en cuenta en la recopilación de datos y en el posterior análisis.

A simple vista se puede observar que tanto la central de Byron como la de Braidwood han contabilizado varios transitorios de una forma diferente al resto de plantas. La SRL de estas centrales es conjunta, de ahí que compartan este modo de contabilizar, pero en determinados transitorios su contabilidad es muy superior a la del resto. Esta diferencia también está presente en el transitorio de “Reciclado del agua de alimentación en parada caliente” en las plantas de Palo Verde y Salem. No se hace referencia al modo de contabilizar ninguno de estos transitorios, por lo que resulta difícil encontrarle explicación.

	Años	Calentamiento ritmo ≤	Enfriamiento ≤ 55,5 °	Aumento rampa a plena potencia	Reducción rampa a plena potencia	Aumento escalón de potencia	Reducción escalón de potencia	Gran reducción en escalón de potencia	Fluctuación de potencia	Aumento 15% de potencia	Reducción 15% de potencia	Reciclaje de potencia	Lazo fuerte (Arranque)	Un calentamiento de potencia	Un tren de potencia del agua fuerte	Igual de potencia	Apriete de potencia	Recarga
Beaver Valley U1	28,00	116	115	831	830	1	10	14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Beaver Valley U2	17,00	31	30	761	760	5	5	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Byron U1	27,00	71	70	3422	3422	600	600	60	-	145	145	530	-	-	-	2.631	22	18
Byron U2	25,00	64	63	3146	3146	600	600	60	-	107	107	415	-	-	-	2.484	19	16
Braidwood U1	25,00	39	38	1530	1530	282	282	29	-	103	103	350	-	-	-	1.180	19	15
Braidwood U2	24,00	39	38	1530	1530	282	282	29	-	114	114	380	-	-	-	1.973	19	15
Callaway	27,00	29	29	178	184	24	20	6	-	93	92	134	-	-	-	-	-	17
Cook U1	24,00	44	44	-	-	73	57	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cook U2	21,00	50	50	-	-	73	57	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Davis-Besse	31,00	65	64	-	-	34	71	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Harris	18,00	40	40	535	444	0	13	6	-	0	0	100	-	-	-	-	-	24
Farley U1	26,00	36	32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Farley U2	22,00	19	22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Millstone U2	27,00	61	61	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15	-	-	-
Millstone U3	17,00	34	33	447	388	4	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Palisades	34,00	134	119	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Palo Verde	20,00	64	63	-	-	297	162	-	-	-	-	3.752	-	-	-	-	21	-
Prairie Island U1	33,00	69	68	475	534	38	49	13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salem U1	28,50	63	63	764	764	41	41	17	-	-	-	737	-	-	-	-	-	-
Salem U2	25,60	67	66	472	472	18	18	4	-	-	-	1.245	-	-	-	-	-	-
Sequoyah U1	30,00	62	61	-	-	-	-	15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sequoyah U2	30,00	49	48	-	-	-	-	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Three Mile Island	26,70	49	49	126	126	-	-	21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vogtle U1	18,00	31	30	-	-	-	-	-	-	95	48	-	-	-	-	-	-	12
Vogtle U2	16,00	25	25	-	-	-	-	-	-	61	20	-	-	-	-	-	-	10
Wolf Creek	20,00	27	25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14

Promedio	53,01	51,80	1093,65	1086,92	148,25	142,13	18,63	-	-	89,75	78,63	849,22	-	-	15,00	2067,00	20,00	15,67	3,
Mín	18,92	22,00	126,02	126,02	0,00	5,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	0,00	0,00	15,00	1180,00	19,00	10,00	0,
Máx	133,96	119,00	3422,10	3422,10	600,00	600,00	60,00	0,00	0,00	145,00	145,00	3752,00	0,00	0,00	15,00	2631,00	22,00	24,00	50
Rango	115,04	97,00	3296,08	3296,08	600,00	595,00	60,00	0,00	0,00	145,00	145,00	3652,00	0,00	0,00	0,00	1451,00	3,00	14,00	50

	Año de inicio de o	Años de cont	Años de operación pedir renovac	Calentamiento RCS : ≤ 55,5 °C/h (100	Enfriamiento RCS : 55,5 °C/h (100	Aumento de pote rampa a razón de plena pot/n	Reducción de pote rampa a razón de plena pot/n	Aumento de la c escalón del 10% ó potencia	Reducción de la c escalón del 10% ó potencia	Gran reducción de en escalón con des vapor	Fluctuaciones en i estacionari	Aumento de carg 15% de la potenc	Reducción de carg 15% de la potenc	Reciclado de ag alimentación en caliente	Lazo fuera de se (Arranque/Par	Un calentador del alimentación fu servicio	Un tren de calent del agua de alime fuera de serv	Iguación de concentración d	Apriete-Desapri pernos de la tap vasija	Recarga de comb	Pérdida de ca
<i>Beaver Valley U1</i>	1976,00	28,00	31,00	4,14	4,11	29,68	29,64	0,04	0,36	0,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
<i>Beaver Valley U2</i>	1987,00	17,00	20,00	1,82	1,76	44,76	44,71	0,29	0,29	0,18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1
<i>Byron U1</i>	1985,00	27,00	28,00	2,63	2,59	126,74	126,74	22,22	22,22	2,22	-	5,37	5,37	19,63	-	-	-	97,44	0,81	0,67	0,1
<i>Byron U2</i>	1987,00	25,00	26,00	2,56	2,52	125,84	125,84	24,00	24,00	2,40	-	4,28	4,28	16,60	-	-	-	99,36	0,76	0,64	0,0
<i>Braidwood U1</i>	1987,00	25,00	26,00	1,56	1,52	61,20	61,20	11,28	11,28	1,16	-	4,12	4,12	14,00	-	-	-	47,20	0,76	0,60	0,0
<i>Braidwood U2</i>	1988,00	24,00	25,00	1,63	1,58	63,75	63,75	11,75	11,75	1,21	-	4,75	4,75	15,83	-	-	-	82,21	0,79	0,63	0,0
<i>Callaway</i>	1984,00	27,00	27,00	1,04	1,04	6,36	6,57	0,86	0,71	0,21	-	3,32	3,29	4,79	-	-	-	-	-	0,61	0,0
<i>Cook U1</i>	1974,00	24,00	29,00	1,83	1,83	-	-	3,04	2,38	0,04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
<i>Cook U2</i>	1977,00	21,00	26,00	2,38	2,38	-	-	3,48	2,71	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
<i>Davis-Besse</i>	1977,00	31,00	33,00	2,10	2,06	-	-	1,10	2,29	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Harris</i>	1986,00	18,00	20,00	2,22	2,22	29,72	24,67	0,00	0,72	0,33	-	-	-	5,56	-	-	-	-	-	1,33	0,0
<i>Farley U1</i>	1977,00	26,00	26,00	1,38	1,23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1
<i>Farley U2</i>	1981,00	22,00	22,00	0,86	1,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1
<i>Millstone U2</i>	1975,00	27,00	29,00	2,26	2,26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,56	-	-	-	0,0
<i>Millstone U3</i>	1986,00	17,00	18,00	2,00	1,94	26,29	22,82	0,24	0,41	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
<i>Palisades</i>	1971,00	34,00	34,00	3,94	3,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,4
<i>Palo Verde</i>	1986,00	20,00	22,00	3,20	3,15	-	-	14,85	8,10	-	-	-	-	187,60	-	-	-	-	1,05	-	0,6
<i>Prairie Island U1</i>	1974,00	33,00	34,00	2,10	2,07	14,40	16,17	1,27	1,63	0,43	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
<i>Salem U1</i>	1976,00	28,50	33,00	2,21	2,21	26,81	26,81	1,44	1,44	0,60	-	-	-	25,86	-	-	-	-	-	-	0,0
<i>Salem U2</i>	1981,00	25,60	28,00	2,62	2,58	18,44	18,44	0,70	0,70	0,16	-	-	-	48,63	-	-	-	-	-	-	0,0
<i>Sequoyah U1</i>	1980,00	30,00	33,00	2,07	2,04	-	-	-	-	0,49	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
<i>Sequoyah U2</i>	1981,00	30,00	32,00	1,64	1,60	-	-	-	-	0,67	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
<i>Three Mile Island</i>	1974,00	26,70	34,00	1,84	1,84	4,72	4,72	-	-	0,79	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Vogtle U1</i>	1987,00	18,00	20,00	1,72	1,67	-	-	-	-	-	-	5,28	2,67	-	-	-	-	-	-	0,67	0,0
<i>Vogtle U2</i>	1989,00	16,00	18,00	1,56	1,56	-	-	-	-	-	-	3,81	1,25	-	-	-	-	-	-	0,63	0,1
<i>Wolf Creek</i>	1985,00	20,00	21,00	1,35	1,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,70	0,1

<i>Promedio</i>	1981,19	24,65	26,73	2,10	2,06	44,52	44,01	6,03	5,69	0,71	-	4,42	3,67	37,61	-	-	0,56	81,55	0,84	0,72	0,1
<i>Mín</i>	1971,00	16,00	18,00	0,86	1,00	4,72	4,72	0,00	0,29	0,00	0,00	3,32	1,25	4,79	0,00	0,00	0,56	47,20	0,76	0,60	0,0
<i>Máx</i>	1989,00	34,00	34,00	4,14	4,11	126,74	126,74	24,00	24,00	2,40	0,00	5,37	5,37	187,60	0,00	0,00	0,56	99,36	1,05	1,33	1,4

	Años c	Calentami ≤ 55,5 e	Enfriamie 55,5 eC	Aumento rampa a plena pc	Reducción rampa a plena pc	Aumento escalón d p	Reducción escalón d p	Gran redu en escalón	Fluctuac est	Aumento 15% de li	Reducción 15% de li	Recicla alimenta c	Lazo fui (Arran	Un calent aliment	Un tren c del agua del agua fuerza	Igual concent	Apriete pernos c	Recarga
<i>Beaver Valley U1</i>	28,00	200	200	1.781	1.781	21	21	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Beaver Valley U2</i>	17,00	109	109	2.686	2.686	18	18	11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Byron U1</i>	27,00	117	117	4.445	4.445	727	727	73	-	277	277	920	-	-	-	4.677	48	40
<i>Byron U2</i>	25,00	103	103	4.441	4.441	727	727	73	-	247	247	810	-	-	-	5.074	47	40
<i>Braidwood U1</i>	25,00	75	75	1.998	1.998	361	361	36	-	175	175	610	-	-	-	2.116	47	39
<i>Braidwood U2</i>	24,00	69	69	2.207	2.207	361	361	36	-	188	188	645	-	-	-	2.935	48	40
<i>Callaway</i>	27,00	65	65	251	276	61	48	13	-	176	175	186	0	-	-	-	-	39
<i>Cook U1</i>	24,00	110	110	-	-	183	143	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cook U2</i>	21,00	145	142	-	-	212	166	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Davis-Besse</i>	31,00	128	128	-	-	67	140	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Harris</i>	18,00	133	133	1.783	1.480	0	43	20	0	0	0	1.500	0	-	-	0	-	80
<i>Farley U1</i>	26,00	75	75	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Farley U2</i>	22,00	65	65	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Millstone U2</i>	27,00	135	135	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	53	-	-	-
<i>Millstone U3</i>	17,00	111	115	1.555	1.350	14	25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Palisades</i>	34,00	240	240	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Palo Verde</i>	20,00	214	210	-	-	990	540	-	-	-	-	12.507	-	-	-	-	68	-
<i>Prairie Island U1</i>	33,00	126	124	864	970	76	98	26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Salem U1</i>	28,50	133	133	1.608	1.608	86	86	36	-	-	-	737	-	-	-	-	-	-
<i>Salem U2</i>	25,60	157	155	1.106	1.106	42	42	10	-	-	-	1.245	-	-	-	-	-	-
<i>Sequoyah U1</i>	30,00	125	125	-	-	-	-	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Sequoyah U2</i>	30,00	99	99	-	-	-	-	41	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Three Mile Island</i>	26,70	99	99	255	255	-	-	43	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Vogtle U1</i>	18,00	77	75	-	-	-	-	-	-	200	91	-	-	-	-	-	-	41
<i>Vogtle U2</i>	16,00	74	77	-	-	-	-	-	-	158	58	-	-	-	-	-	-	36
<i>Wolf Creek</i>	20,00	60	57	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38

Promedio	117,08	116,73	1921,54	1892,54	246,63	221,63	30,06	-	-	177,63	151,38	2128,89	-	-	53,00	2960,40	51,60	43,67
Mín	60,00	57,00	251,00	255,00	0,00	18,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	186,00	0,00	0,00	53,00	0,00	47,00	36,00
Máx	240,00	240,00	4445,00	4445,00	990,00	727,00	73,00	0,00	0,00	277,00	277,00	12507,00	0,00	0,00	53,00	5074,00	68,00	80,00
Rango	180,00	183,00	4194,00	4190,00	990,00	709,00	73,00	0,00	0,00	277,00	277,00	12321,00	0,00	0,00	0,00	5074,00	21,00	44,00
Desviación	46,41	46,03	1323,20	1325,13	308,45	247,03	21,43	-	-	82,15	94,61	3909,99	0,00	-	-	2054,97	9,18	13,70

	Año de i	Añ	Años d pec	Calentar ≤ 55,5	Enfriami 55,5	Aumen rampa plena	Reducci rampa plena	Aumer escalón	Reducc escalón	Gran rer en esci	Fluctua e	Aume 015% d	Reduc 015% d	Redic alimen	Lazo f (Arr.	Un caler alime	Un tren del agu fue	lgr conce	Aprie perno	Recarg	Pér
Beaver Valley U1	1976,00	28,00	31,00	2,63	2,65	29,69	29,72	0,63	0,34	0,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
Beaver Valley U2	1987,00	17,00	20,00	1,82	1,84	44,77	44,79	0,30	0,30	0,19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1
Byron U1	1985,00	27,00	28,00	1,40	1,43	31,00	31,00	3,85	3,85	0,39	-	4,00	4,00	11,82	-	-	-	62,00	0,79	0,67	0,0
Byron U2	1987,00	25,00	26,00	1,11	1,14	37,00	37,00	3,63	3,63	0,37	-	4,00	4,00	11,29	-	-	-	74,00	0,80	0,69	0,0
Braidwood U1	1987,00	25,00	26,00	1,03	1,05	13,37	13,37	2,26	2,26	0,20	-	2,06	2,06	7,43	-	-	-	26,74	0,80	0,69	0,0
Braidwood U2	1988,00	24,00	25,00	0,84	0,86	18,81	18,81	2,19	2,19	0,19	-	2,06	2,06	7,36	-	-	-	26,72	0,81	0,69	0,1
Callaway	1984,00	27,00	27,00	1,09	1,09	2,21	2,79	1,12	0,85	0,21	-	2,52	2,52	1,58	-	-	-	-	-	0,67	0,0
Cook U1	1974,00	24,00	29,00	1,84	1,84		-	3,06	2,39	0,06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
Cook U2	1977,00	21,00	26,00	2,44	2,36		-	3,56	2,79	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
Davis-Besse	1977,00	31,00	33,00	2,17	2,21		-	1,14	2,38	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Harris	1986,00	18,00	20,00	2,22	2,22	29,72	24,67	0,00	0,71	0,33	-	0,00	0,00	33,33	-	-	-	-	-	1,33	0,0
Farley U1	1977,00	26,00	26,00	1,15	1,27		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,4
Farley U2	1981,00	22,00	22,00	1,21	1,13		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,4
Millstone U2	1975,00	27,00	29,00	2,24	2,24		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,15	-	-	-	0,0
Millstone U3	1986,00	17,00	18,00	1,79	1,91	25,77	22,37	0,23	0,42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
Palisades	1971,00	34,00	34,00	4,08	4,65		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,5
Palo Verde	1986,00	20,00	22,00	3,75	3,68		-	17,33	9,45	-	-	-	-	218,88	-	-	-	-	1,18	-	0,8
Prairie Island U1	1974,00	33,00	34,00	2,10	2,06	14,40	16,16	1,41	1,81	0,48	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
Salem U1	1976,00	28,50	33,00	2,22	2,22	26,79	26,79	1,43	1,43	0,60	-	-	-	0,00	-	-	-	-	-	-	0,0
Salem U2	1981,00	25,60	28,00	2,61	2,59	18,43	18,43	0,70	0,70	0,17	-	-	-	0,00	-	-	-	-	-	-	0,0
Sequoyah U1	1980,00	30,00	33,00	2,10	2,13		-	-	-	0,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
Sequoyah U2	1981,00	30,00	32,00	1,66	1,70		-	-	-	0,70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
Three Mile Island	1974,00	26,70	34,00	1,50	1,50	3,87	3,87	-	-	0,66	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vogtle U1	1987,00	18,00	20,00	1,10	1,07		-	-	-	-	-	2,50	1,02	-	-	-	-	-	-	0,69	0,0
Vogtle U2	1989,00	16,00	18,00	1,11	1,18		-	-	-	-	-	2,20	0,86	-	-	-	-	-	-	0,59	0,0
Wolf Creek	1985,00	20,00	21,00	0,83	0,80		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,60	0,0

Promedio	1981,19	24,65	26,73	1,85	1,88	22,75	22,29	2,68	2,22	0,35	-	2,42	2,06	32,41	-	-	1,15	47,37	0,87	0,73	0,1
Mín	1971,00	16,00	18,00	0,83	0,80	2,21	2,79	0,00	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,15	26,72	0,79	0,59	0,0
Máx	1989,00	34,00	34,00	4,08	4,65	44,77	44,79	17,33	9,45	0,70	0,00	4,00	4,00	218,88	0,00	0,00	1,15	74,00	1,18	1,33	1,5
Rango	18,00	18,00	16,00	3,25	3,85	42,56	42,00	17,33	9,15	0,70	0,00	4,00	4,00	218,88	0,00	0,00	0,00	47,28	0,39	0,74	1,5

En la primera parte del análisis de los datos, se va a detallar qué transitorios han sido tenidos en cuenta por más centrales nucleares.

Este análisis tiene su interés, ya que se puede ver que los datos con los que se va a trabajar a partir de ahora no son muy homogéneos. Es un punto a tener muy en cuenta a la hora de llegar a conclusiones y ver qué análisis se pueden aplicar en cada situación.

Calentamiento RCS a ritmo $\leq 55,5$ °C/h (100 °F/h)	100,0%
Enfriamiento RCS a ritmo $\leq 55,5$ °C/h (100 °F/h)	100,0%
Aumento de potencia en rampa a razón del 5% de plena potencia/minuto	50,0%
Reducción de potencia en rampa a razón del 5% de plena potencia/minuto	50,0%
Aumento de la carga en escalón del 10% de plena potencia	61,5%
Reducción de la carga en escalón del 10% de plena potencia	61,5%
Gran reducción de la carga en escalón con descarga de vapor	61,5%
Fluctuaciones en régimen estacionario	0,0%
Aumento de carga de 0-15% de la potencia total	26,9%
Reducción de carga de 0-15% de la potencia total	26,9%
Reciclado de agua de alimentación en parada caliente	34,6%
Lazo fuera de servicio (Arranque/Parada)	0,0%
Un calentador del agua de alimentación fuera de servicio	0,0%
Un tren de calentadores del agua de alimentación fuera de servicio	3,8%
Igualación de la concentración de boro	15,4%
Apriete-Desapriete de pernos de la tapa de la vasija	19,2%
Recarga de combustible	34,6%
Pérdida de carga	65,4%
Pérdida de potencia eléctrica exterior	84,6%
Pérdida parcial de caudal	76,9%
Disparo del reactor	88,5%
Actuación inadvertida de la aspersion auxiliar	34,6%
Sismo base de operación (OBE)	0,0%
Excesivo caudal de agua de alimentación	0,0%
Despresurización inadvertida del RCS	0,0%
Inicio inadvertido de un lazo inactivo	0,0%
Caída de barra de control	42,3%
Actuación inadvertida de la inyección de seguridad	46,2%

Tabla 5- Porcentaje de centrales que cuentan cada transitorio

En la Tabla 5 se puede observar la gran variabilidad del número de centrales que han considerado cada uno de los transitorios. Solo existen dos transitorios que han sido tenidos en cuenta por todas las centrales y 11 transitorios de 28 (un 39%) que los han considerado en más de la mitad de las centrales.

Esta diferencia entre las centrales pone de manifiesto los diferentes criterios a la hora de resolver los AEFT para las SRLs. Resulta necesario remarcar que las centrales que se van a estudiar no son todas las PWR's que han realizado la solicitud, sino que son las centrales que en sus solicitudes disponían de información sobre los ciclos contabilizados de cada transitorio.

Esto indica que no es recomendable llevar a cabo la comparación con todas las centrales a la vez, ya que no van a disponer de la misma información. Se tendrá que realizar por grupos de centrales que compartan el mayor número de transitorios contabilizados posible a fin de no introducir un sesgo en los análisis realizados.

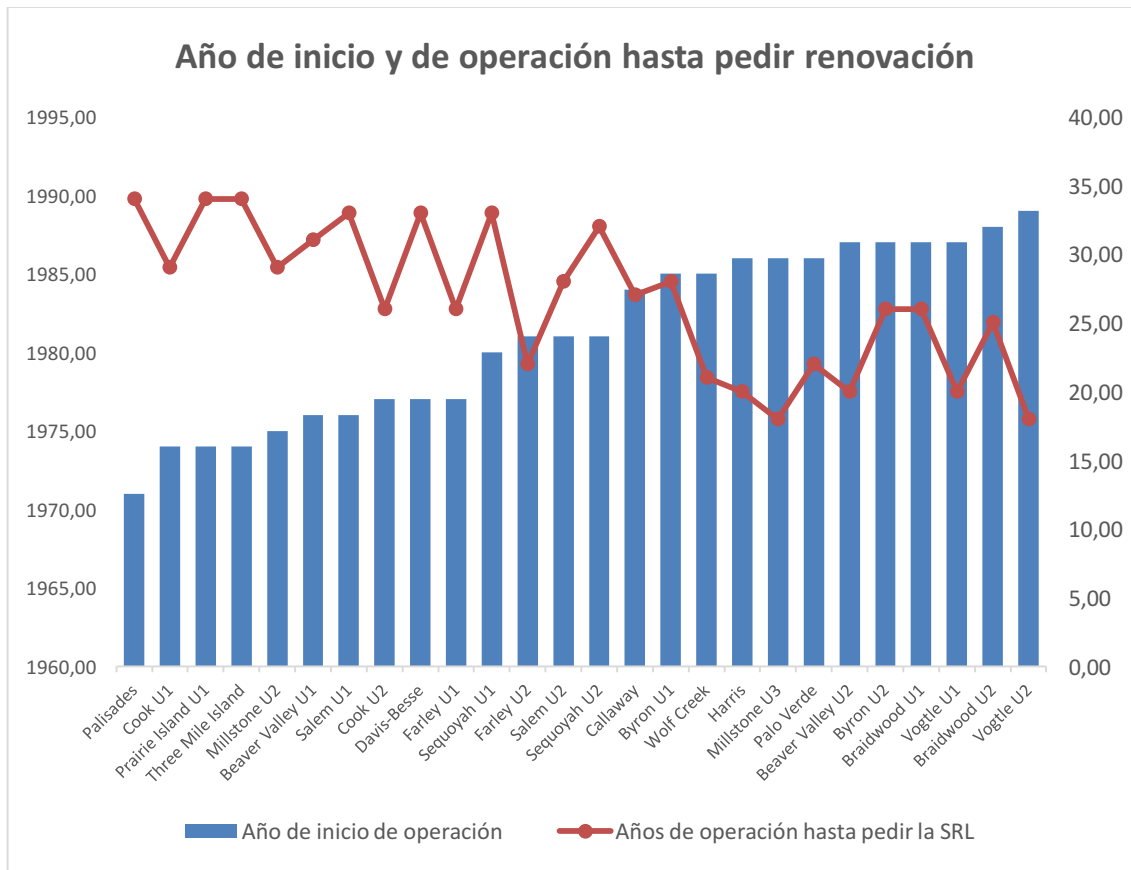
En la Tabla 6 se puede observar que el 50 % de los transitorios analizados, presentan una tasa anual de ocurrencia menor que 1. Asimismo, el 95% de los mismos no supera una tasa de 30 ocurrencias anuales. Existen tasas de ocurrencia anual de hasta 187 ciclos. Esta tabla solamente da una idea de la distribución de los datos que se manejan, en ningún caso se puede deducir que los datos sean altos, bajos, anómalos o que suponen una operación de la planta inusual, ya que para ello se deben comparar los ciclos de diseño correspondientes al transitorio en cuestión.

Ciclos/año	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje acumulado
0	60	17,60%	17,60%
0,05	19	5,57%	23,17%
0,2	54	15,84%	39,00%
0,3	13	3,81%	42,82%
0,5	12	3,52%	46,33%
1	30	8,80%	55,13%
2	40	11,73%	66,86%
5	61	17,89%	84,75%
10	10	2,93%	87,68%
22	13	3,81%	91,50%
30	13	3,81%	95,31%
40	0	0,00%	95,31%
50	4	1,17%	96,48%
60	0	0,00%	96,48%
70	4	1,17%	97,65%
80	0	0,00%	97,65%
90	1	0,29%	97,95%
100	2	0,59%	98,53%
110	0	0,00%	98,53%
188	5	1,47%	100,00%
TOTAL	341	100,00%	

Tabla 6- Frecuencia de aparición de todos los datos de contaje

A continuación, se realizará un análisis de los datos obtenidos de los contajes de los transitorios de cada central. En este análisis se puede observar de una manera general el modo de operación de cada central, pudiendo estimar qué central ha sufrido una operación con un mayor número de transitorios. Como primer análisis se va a comparar la fecha de las SRLs de cada central con los años de operación de cada una de ellas. En

los análisis siguientes se van a ordenar las centrales por el año de inicio de operación para poder obtener una relación de las tasas de ocurrencia de los transitorios con la edad de las centrales.



Gráfica 2- Años de inicio y de operación hasta SRL de las centrales de EE.UU.

Se observa en la Gráfica 2 la homogeneidad en la edad de los reactores a la hora de pedir la renovación de licencia. Esta homogeneidad que se establece entre los 25 y 30 años de operación se ve distorsionada por varios reactores. Estos reactores coinciden con las segundas unidades de las centrales, que siendo más jóvenes han sido sometidas al mismo estudio por parte de la empresa correspondiente aprovechando la necesidad de la primera unidad.

Los datos que se salen de la norma son los de la central de Vogtle, Harris, Palo Verde y Wolf Creek, en los cuales la renovación de sus licencias ha sido realizada entre los 18 y 22 años de operación, es decir, a mitad de su vida de diseño inicial.

A continuación, se van a analizar por separado los datos de contajes y las proyecciones recopilados de las SRLs de cada una de las centrales estudiadas. En un posterior análisis, estos datos se ponderarán para darle un enfoque de severidad a cada transitorio según la variación de temperatura, presión y espesor de pared del componente en estudio y

con ello, una estimación del gasto en fatiga de los distintos componentes de cada central a lo largo de los años de operación.

4.1. Transitorios anómalos

En el primer análisis de los datos que se va a realizar, se han identificado los valores de las tasas de ocurrencias anómalos de cada transitorio. Para realizar esta identificación de los valores anómalos, se ha realizado un análisis de la distribución de los datos. Para cada uno de los transitorios analizados, se va a realizar un estudio de los cuartiles. Los cuartiles son los tres valores de la variable que dividen a un conjunto de datos ordenados en cuatro partes iguales. Q1, Q2 y Q3 determinan los valores correspondientes al 25%, al 50% y al 75% de los datos, coincidiendo por tanto Q2 con la mediana de la muestra analizada.

Datos: 2, 5, 3, 6, 7, 4, 9

2, 3, 4, 5, 6, 7, 9



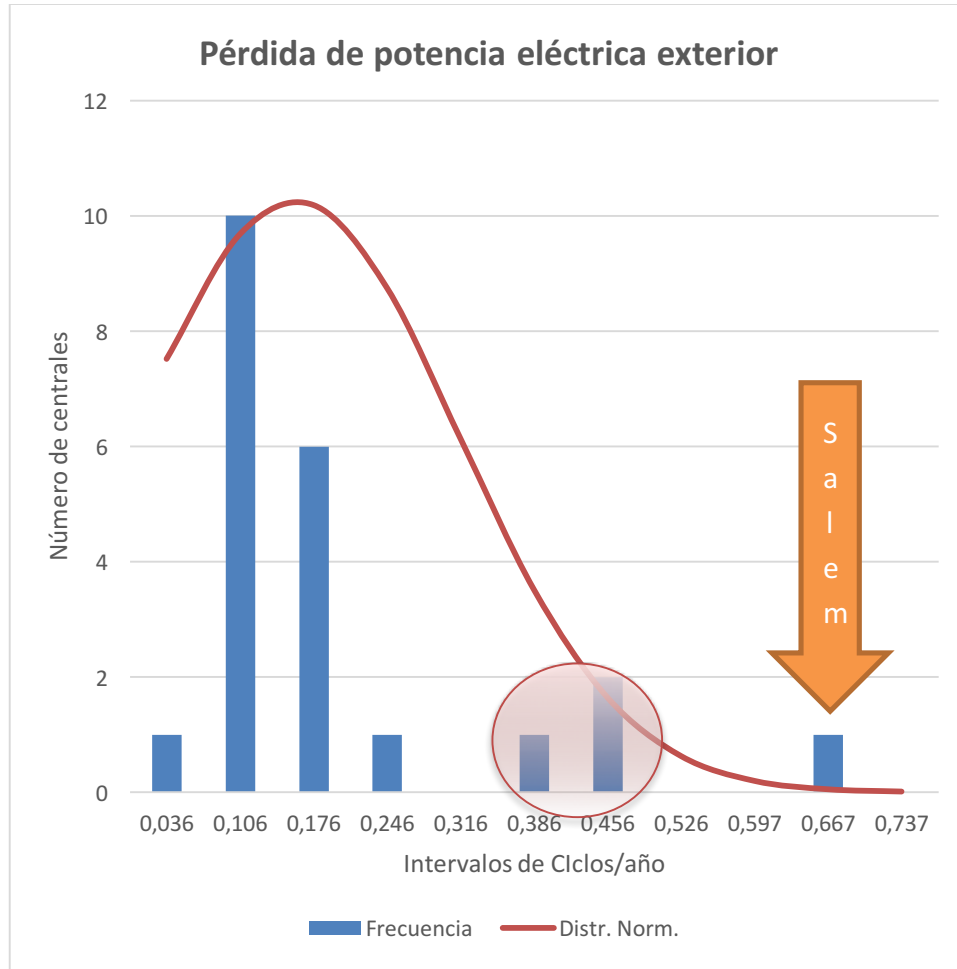
Q1 Q2 Q3

La distancia o rango intercuartil es una forma de comprender la propagación o "dispersión" de un conjunto de números. El rango intercuartil se define como la diferencia entre el cuartil superior Q3 y el cuartil inferior Q1 de un conjunto de datos y provee una medida de la dispersión o variabilidad de la distribución. Los cinco valores formados por los tres cuartiles, el máximo y el mínimo proveen una descripción de la forma general de una distribución de datos.

A la hora de identificar los valores anómalos superiores de la muestra, si superan al valor del Q3 de cada serie de datos en 1,5 veces el rango intercuartil, estos se consideran anómalos leves. Si superasen el valor de Q3 en 3 veces el rango intercuartil se denominarían valores extremos. Por otro lado, para identificar los valores anómalos inferiores de la muestra, se comprobará si el valor analizado es menor que el valor de Q1 en 1,5 veces el rango intercuartil.

Con la intención de ilustrar los análisis de los datos anómalos, se han realizado los histogramas de los datos de cada transitorio disponible.

Los histogramas se realizan contabilizando el número de datos que caen en un rango determinado de valores. En estos histogramas se pueden identificar datos que se salen del rango y que representan el valor de un transitorio en una central específica.



Gráfica 3- Histograma de pérdida de potencia eléctrica exterior

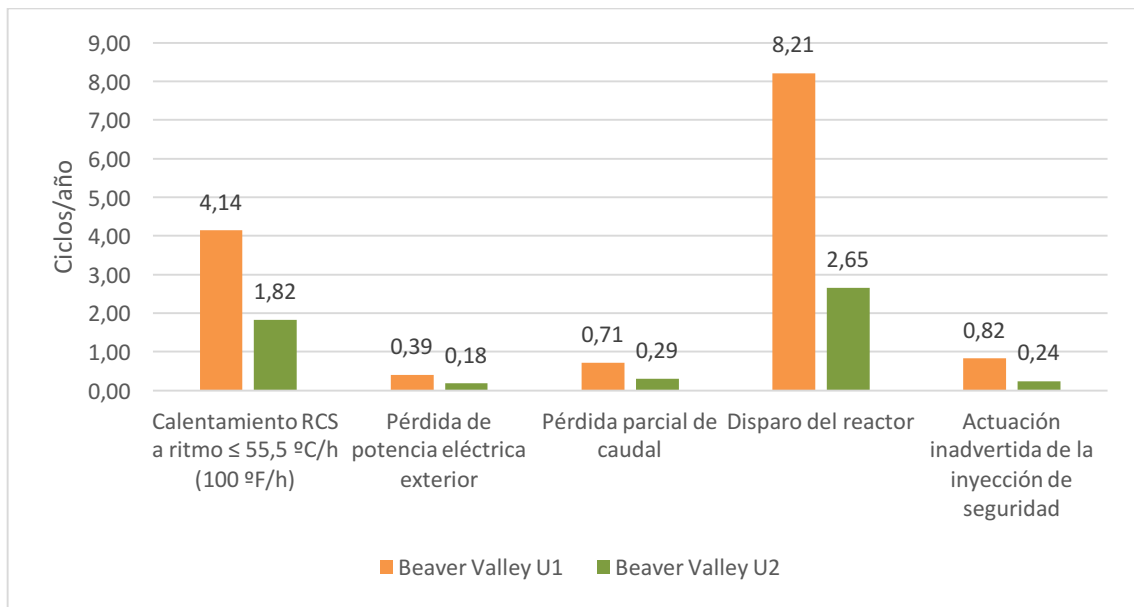
A parte de estos datos anómalos, se han remarcado otros que no cumplían con la definición de valor anómalo descrita anteriormente, pero que se diferenciaban de la media en gran medida por lo que se ha optado por buscar una justificación para esos valores. La identificación de estos transitorios anómalos se ha llevado a cabo a través de los histogramas de cada uno de los transitorios [\[Anexo 2\]](#). En la Gráfica 8 se puede observar la existencia de una central con una tasa de 0,667ciclos/año (Salem) y otras 3 centrales que prácticamente doblan la media de la tasa para este transitorio. En este caso el límite para denominar anómalo un dato se sitúa en 0,32 ciclos/año.

A continuación, se realizará un estudio de todas aquellas centrales que dispongan de algún dato anómalo con respecto al resto de las plantas analizadas.

Beaver Valley

Al analizar los datos de la tasa anual de ocurrencia de transitorios de la central, se obtienen varios transitorios en los cuales la tasa de ocurrencia es mucho mayor que en otras centrales. A continuación, se analizan estos transitorios atípicos:

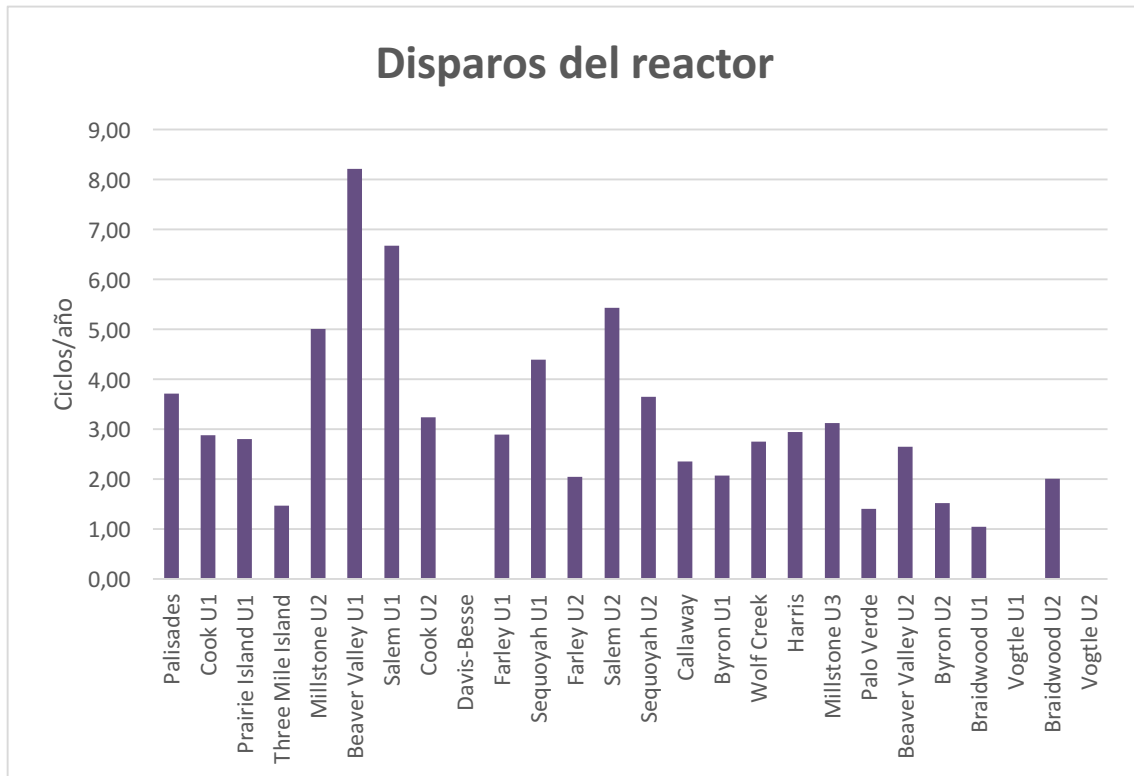
- Disparos del reactor en la unidad 1.
- Pérdida de potencia eléctrica en las dos unidades.
- Pérdida parcial de caudal en las dos unidades.
- Activación inadvertida de la inyección de seguridad en la unidad 1.
- Calentamiento del RCS en las dos unidades.



Gráfica 4- Transitorios anómalos Beaver Valley

Como se puede apreciar en la Gráfica 4 la unidad 1 ha experimentado un mayor número de ciclos/año que la unidad 2 en la gran mayoría de transitorios, pero especialmente en los destacados anteriormente. Cabe decir que la unidad 2 entró en operación 11 años más tarde que la unidad 1, observándose que, en la gran mayoría de los transitorios, la unidad 1 supera de una manera significativa a la unidad 2 que está en la media de ocurrencia sus ciclos contabilizados. Esto podría explicar la diferencia tan grande entre los dos datos, dado que la unidad 2 cuenta con 11 años más de experiencia de operación que la unidad 1 en su inicio. A pesar de haberse concluido anteriormente que existía independencia de las tasas de ocurrencia de los transitorios con la edad de las plantas en general, si se comparan dos reactores de la misma planta se pueden observar en ocasiones disminuciones de las tasas de los transitorios en la segunda unidad.

En el caso que se está analizando la mayor diferencia se puede observar en los disparos del reactor. En la unidad 1 se llega a una tasa de más de 8 disparos al año, mientras que en la unidad 2, no llega a 3. El valor de la unidad 1, comparado con el del resto de centrales está 3 veces por encima del promedio como se puede ver en el gráfico siguiente.



Gráfica 5-Disparos del reactor de todas las centrales

Otro de los transitorios que destacan por su gran tasa de aparición es la “Actuación inadvertida de la inyección de seguridad”. Como en el caso anterior, la unidad 1 prácticamente triplica a la unidad 2 en tasa de ocurrencia de ciclos de este transitorio.

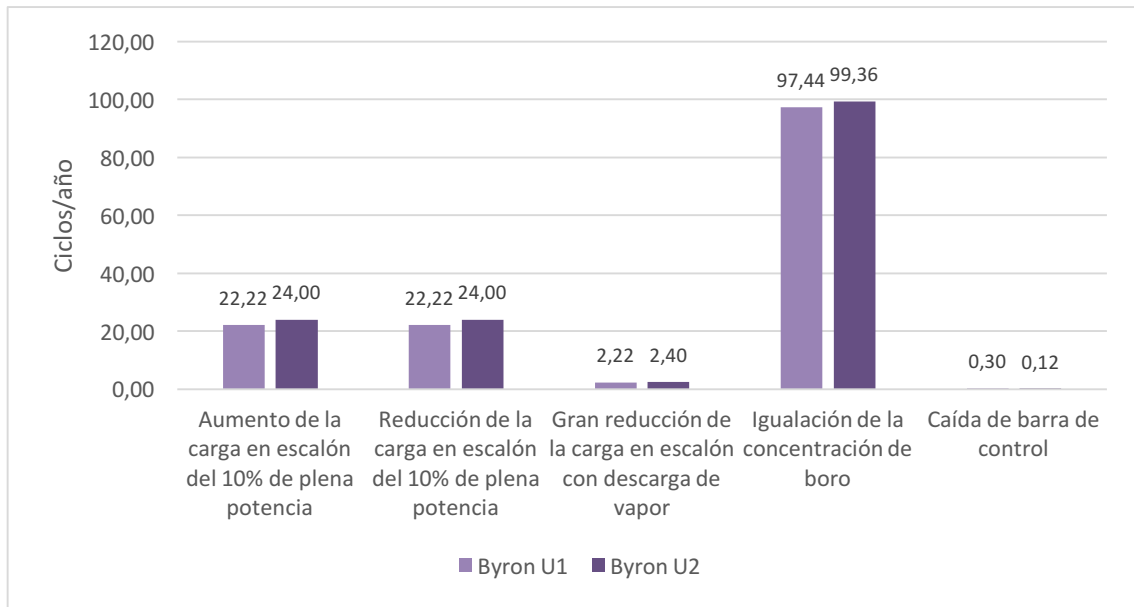
Respecto a la “Pérdida de potencia eléctrica exterior” y “Pérdida parcial de caudal”, las dos unidades están por encima de la media, siendo estas medias 0,16 ciclos/año y 0,12 ciclos/año respectivamente para cada transitorio [\[Sección 4.1\]](#).

Byron

A la hora de analizar los transitorios de la central de Byron, se han identificado cinco transitorios que difieren notablemente de los valores medios del resto de centrales. A continuación, se analizarán estos cinco transitorios con el fin de establecer a que son debidas estas desviaciones tan grandes.

Transitorios anómalos:

- Aumento y reducción de carga en escalón de un 10% en las dos unidades.
- Gran reducción de carga externa con descarga de vapor en las dos unidades.
- Igualación de concentración de boro en las dos unidades.
- Caída de barra de control en la unidad 1.



Gráfica 6- Transitorios anómalos Byron

Tanto la planta de Byron como la planta de Braidwood, en los inicios de su operación, funcionaron de modo que tenían que seguir la demanda de la red, es decir, el reactor entregaba la potencia solicitada por la turbina. Este modo de operación implica cambios de la potencia en un número muy superior a cuando se trabaja en base. Debido a esa operación inicial acomodándose a la demanda de la red, son las dos únicas plantas que han contabilizado la igualación de la concentración de boro.

En un reactor de agua a presión (PWR) el control de la reactividad se realiza por medio de dos sistemas separados e independientes: los bancos de barras de control y el Sistema de Control Químico y de Volumen (CVCS) en el circuito primario. Mediante los bancos de barras de control se controlan los cambios en la reactividad en condiciones de operación normal y en transitorios previstos en funcionamiento, limitando el daño a los elementos combustibles.

Mediante la inyección o dilución de boro se mantienen las condiciones límite de diseño de los elementos combustibles en condiciones de operación. Ambos sistemas son capaces de mantener el reactor subcrítico en condiciones de parada en caliente.

Respecto a los datos de los “Aumentos y disminuciones en escalón del 10% de plena potencia” hay que subrayar que a pesar de que el transitorio se define desde el 100% de

potencia, estos transitorios se contabilizan en todo el rango de potencias. De aquí que el contaje sea tan alto y de esta manera se considera de forma conservadora el gasto en fatiga producido.

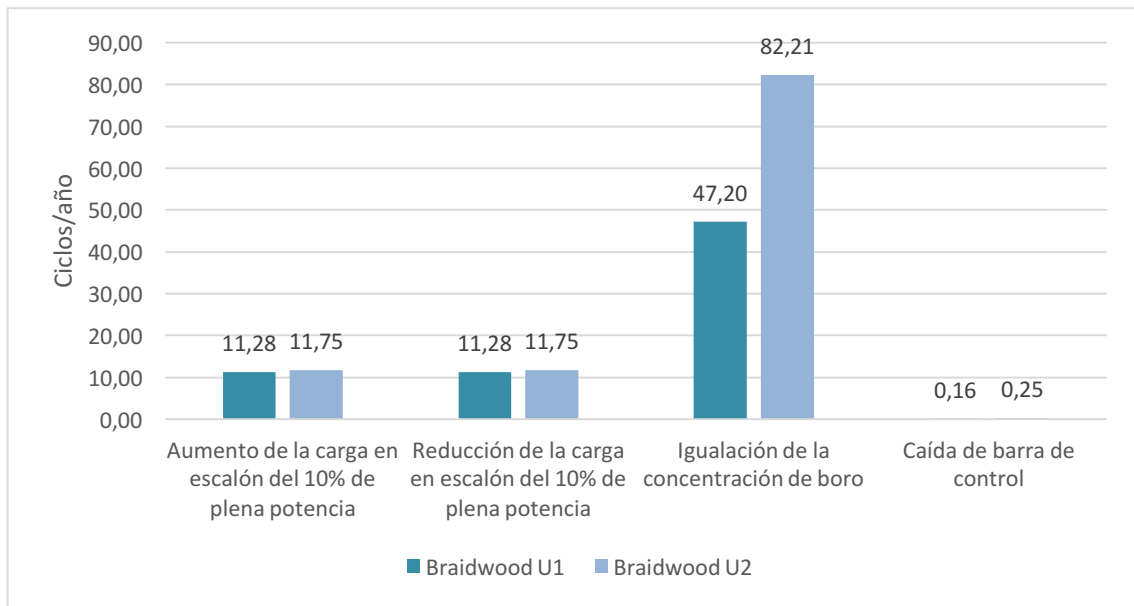
En la unidad 1 tanto la “Gran reducción de la carga en escalón con descarga de vapor” y la “Caída de barras de control” superan de la media del resto de plantas, 0,71 ciclos/año y 0,17 ciclos/años respectivamente. En la unidad 2 solamente el valor de la tasa de ocurrencia del transitorio “Gran reducción de la carga en escalón con descarga de vapor” sobrepasa de la media. Estos valores no tienen explicación en las propias SRLs.

Braidwood

Al analizar los transitorios de la central de Braidwood, se han podido identificar cuatro transitorios que difieren respecto la media del resto de centrales que son analizadas a continuación.

Transitorios anómalos:

- Aumento y reducción de carga en escalón de un 10% en las dos unidades.
- Igualación de la concentración de boro en las dos unidades.
- Caída de barras de control en las dos unidades.



Gráfica 7- Transitorios anómalos Braidwood

El análisis es prácticamente el mismo que en la central de Byron. Dado que la licencia de renovación se ha realizado conjuntamente, los métodos y los criterios para el contaje de

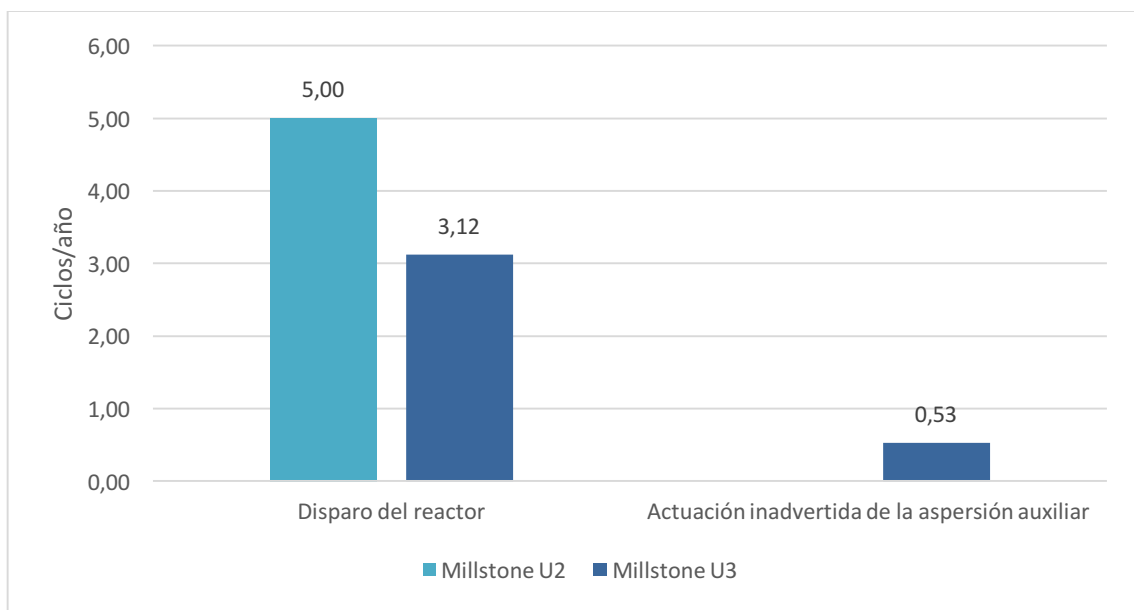
transitorios es el mismo. El modo de operación de las dos centrales ha sido similar y se pueden llegar a las mismas conclusiones que en el caso de Byron.

Millstone

Se han detectado dos transitorios de la central de Millstone que difieren de la media de todas las centrales. Estos transitorios son los siguientes.

Transitorios anómalos:

- Disparos del reactor en la unidad 2.
- Actuación inadvertida de la aspersión auxiliar en la unidad 3.

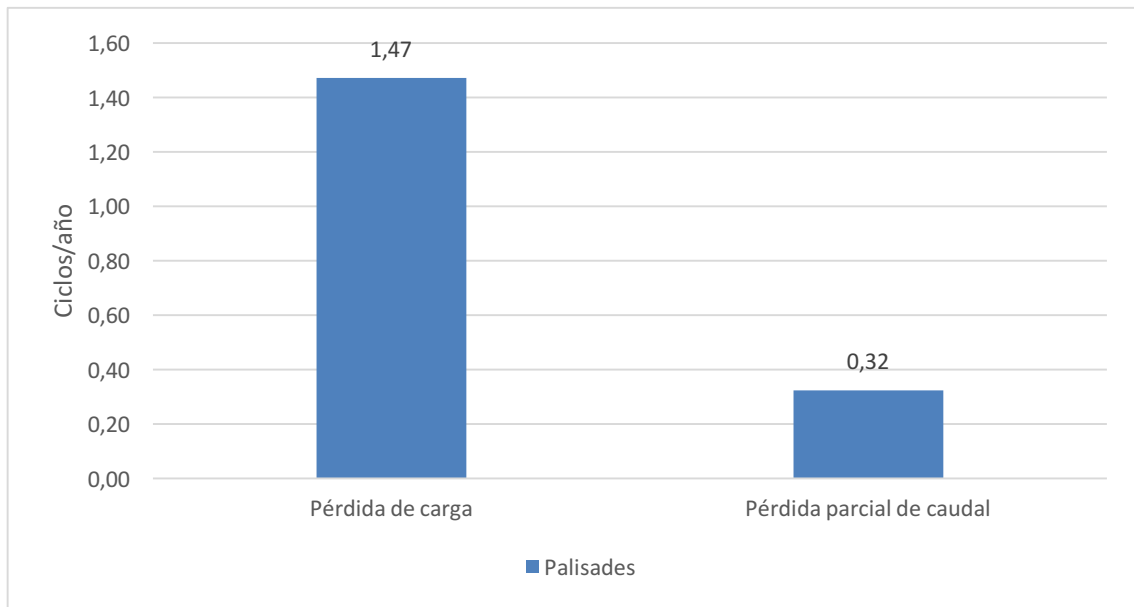


Gráfica 8-Transitorios anómalos de Millstone

La unidad 2 con una tasa de 5 disparos del reactor por año, destaca en la Gráfica 5. En la SRL no se menciona nada fuera de lo común a la hora del recuento de disparos del reactor como de las actuaciones inadvertidas de la aspersión auxiliar con una tasa de 0,53 ciclos/año. En la unidad 2 no se han recogido datos sobre la “Actuación inadvertida de la aspersión auxiliar”.

Palisades

En la central de Palisades se han realizado la contabilidad de los transitorios durante 34 años.



Gráfica 9-Transitorios anómalos de Palisades

El dato de la contabilidad de ciclos ocurridos del transitorio “Pérdida de carga” es extremadamente alto en comparación con las demás centrales y al no tener datos de cómo se realizó la contabilidad no se puede analizar. Teniendo en cuenta que la tasa media de ocurrencia para este transitorio es de 0,20 ciclos/año y la central tiene una tasa de 1,47 ciclos/año, cualquier estudio estadístico con este dato distorsionará los resultados del análisis.

Respecto a la “Pérdida parcial de caudal” y a pesar de ser mayor que la media, no representa un valor fuera de los límites de análisis.

No existe información sobre el modo de operación de la central y por ello es difícil realizar ningún análisis sobre los resultados del recuento.

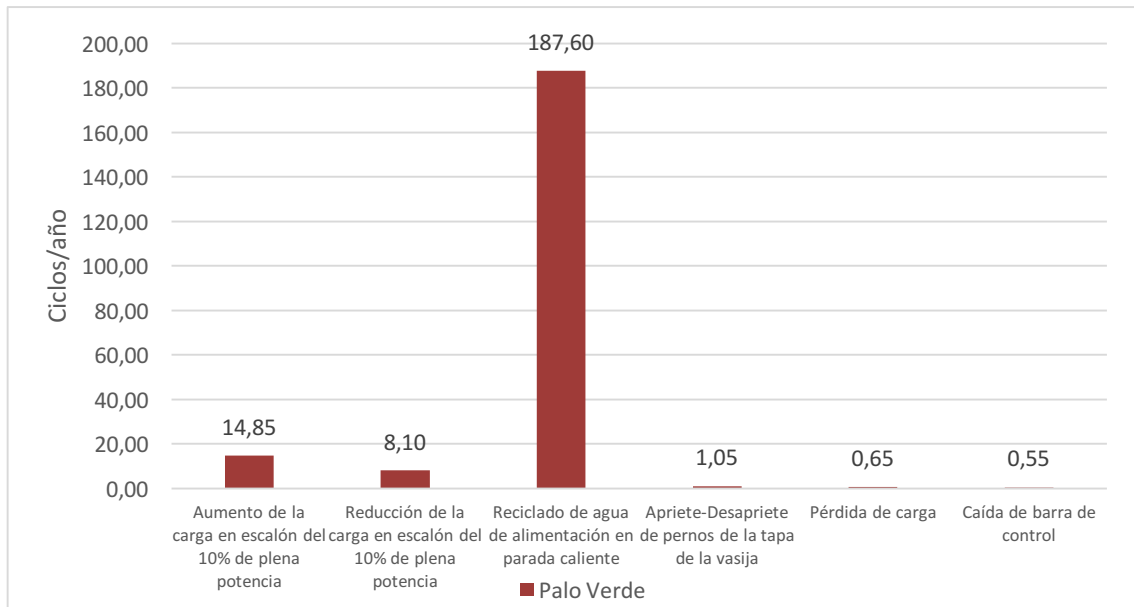
Palo Verde

En Palo Verde se han identificado 6 transitorios (Aumento y reducción de carga se contabiliza como dos) con una tasa de ocurrencia por año por encima de la media.

Transitorios anómalos:

- Aumento y reducción de carga en escalón de 10%.

- Reciclado de agua de alimentación en parada caliente.
- Apriete y desapriete de pernos de la tapa de la vasija.
- Perdida de carga.
- Caída de barras de control.



Gráfica 10-Transitorios anómalos de Palo Verde

Uno de los motivos que podría justificar los valores anómalos encontrados en el transitorio “Aumento y reducción de carga en escalón del 10%” es que no se han contado los transitorios de manera separada. Además, debido a una falta de descripción del transitorio, solo han contabilizado los cambios de potencia ocurridos entre el 90 y 100% de potencia.

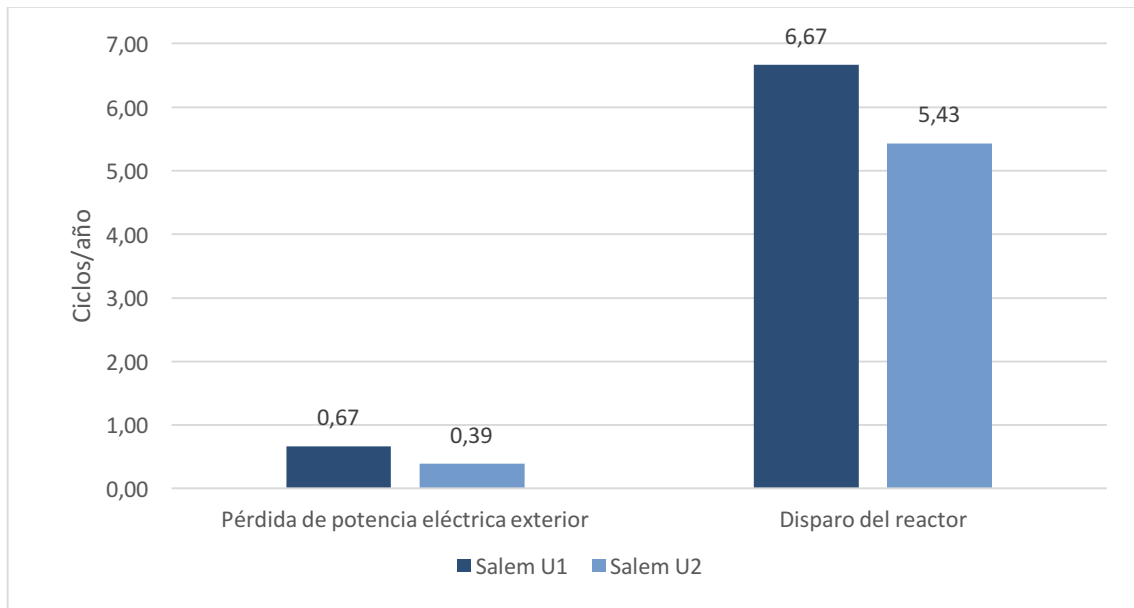
Sobre el resto de transitorios anómalos no hay información adicional y por lo tanto resulta difícil obtener conclusiones que justifiquen los datos disponibles en la SRL.

Salem

Se han detectado dos transitorios que destacan respecto al resto de centrales. Estos datos anómalos se repiten en las dos unidades, aunque en la segunda unidad no sean tan altos, también sobrepasan la media respecto a las demás centrales.

Transitorios anómalos:

- Disparos del reactor.
- Pérdidas de potencia eléctrica exterior.



Gráfica 11- Transitorios anómalos de Salem

No existe ninguna indicación en la SRL que pueda explicar los valores tan altos de estos transitorios.

Harris

La central de Harris solo tiene un transitorio fuera de lo común respecto al resto de centrales nucleares. Su número de “Recargas de combustible” es muy superior al de la media, e indica que la central a diferencia del resto no ha cambiado su modo de operación y ha mantenido una frecuencia de recargas de 9 meses. En su proyección a 60 años, llegan a los 80 ciclos (límite máximo de diseño).

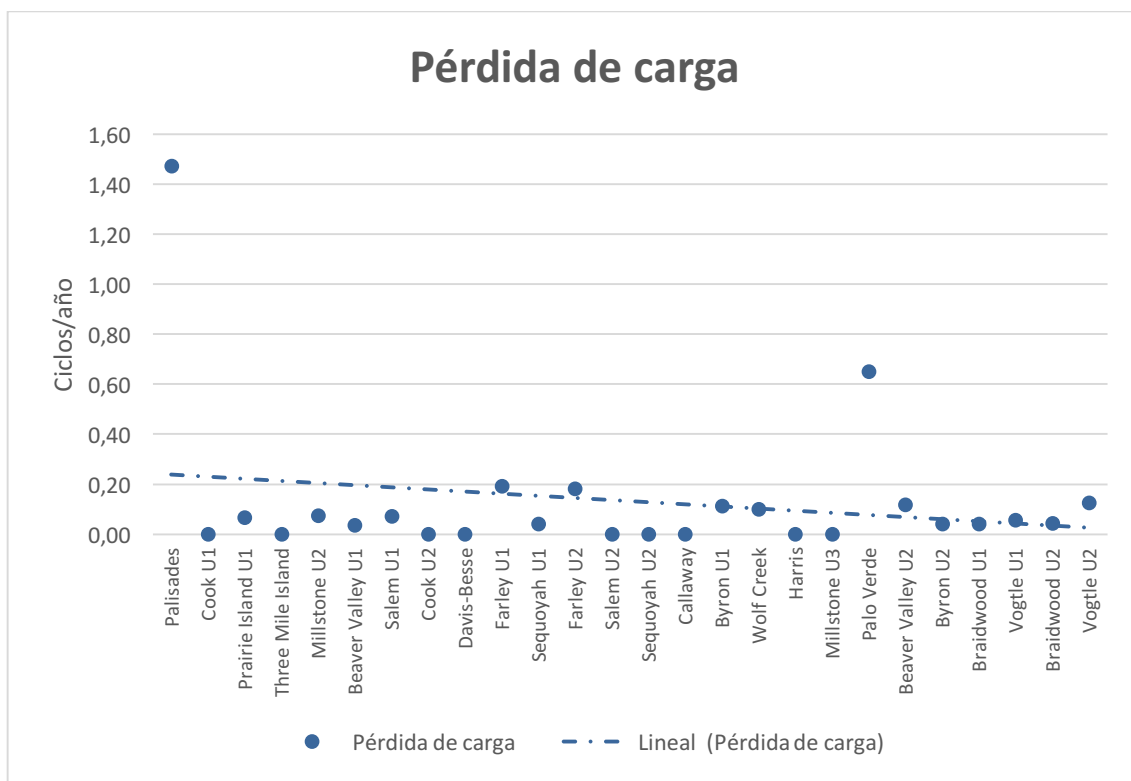
La central actualmente opera en ciclos de 18 meses ya que si no hubieran cambiado el periodo de recargas el límite máximo de ciclos lo cumplirían a los 40 años.

Se han analizado los datos del Power Reactor Information System (PRIS) de la IAEA [1] y se ha concluido que al menos hasta 2005 la central ha operado con un ciclo de combustible de 9 meses. A partir de aquí en algún momento han cambiado a un ciclo de 18 meses para poder llegar sin sobrepasar el límite de ciclos de recarga de combustible a los 60 años de operación.

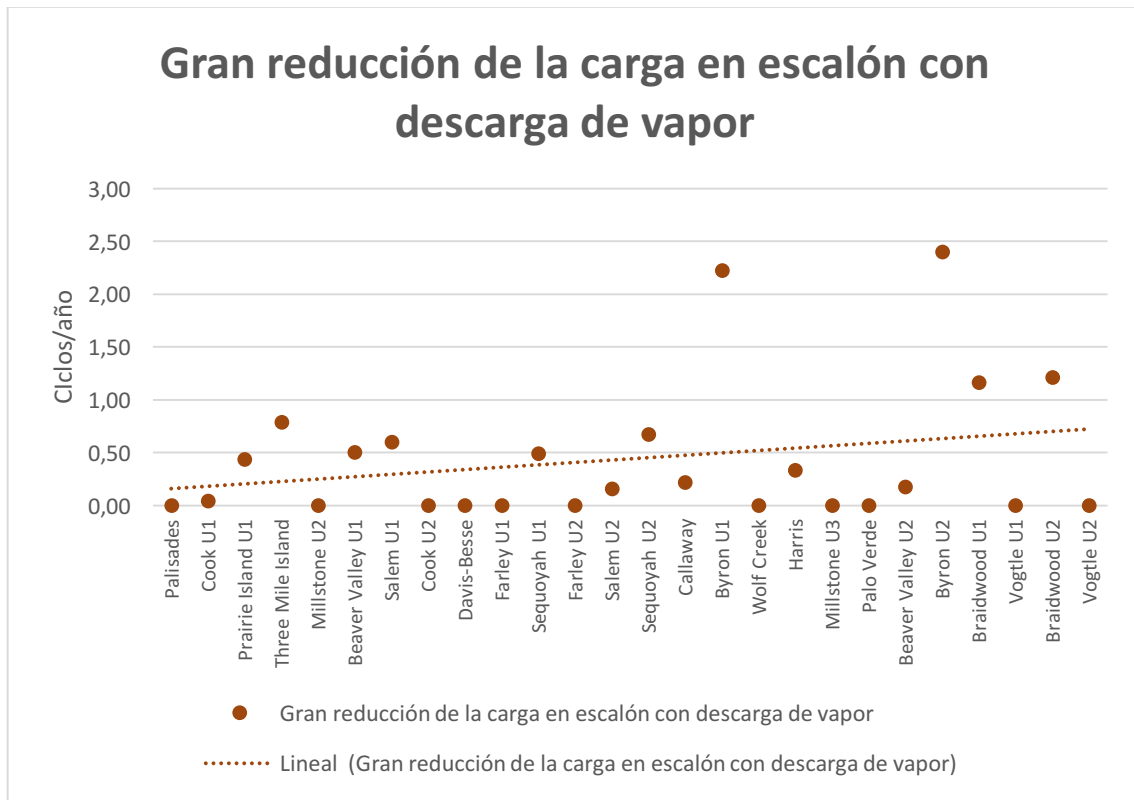
5. CONTAJE DE LOS TRANSITORIOS

En este apartado se realiza el análisis de los datos de contaje obtenidos en cada SRL. A la hora de afrontar el estudio de los datos de los transitorios de cada central cabría esperar que las centrales con más años de operación (las más antiguas) hubieran sufrido un mayor número de transitorios en comparación con las centrales más recientes, dado que era tecnología menos madura y la experiencia operativa era muy escasa. Se ha llevado a cabo un análisis con el fin de encontrar una relación entre la edad de la planta y el número de ciclos ocurridos en ella [\[Anexo 2\]](#), en dicho análisis en la gran mayoría de transitorios estudiados no existe una tendencia clara a que el número de ciclos de cada transitorio al año se vea reducido.

A modo de ejemplo se muestran en la Gráfica 12 y en la Gráfica 13 la relación entre el año de inicio de la planta y la tasa del transitorio “Pérdida de carga” y “Gran reducción de carga en escalón con descarga de vapor” respectivamente. Se observa que no existe ninguna relación clara entre los ciclos ocurridos con los años de operación. Se podría concluir que la cultura de seguridad a la hora de construir una central nuclear y de operarla ha sido elevada desde el inicio, y solamente las condiciones exclusivas de cada central (ambientales, del personal, etc.) han intervenido en la diferente operación de éstas.

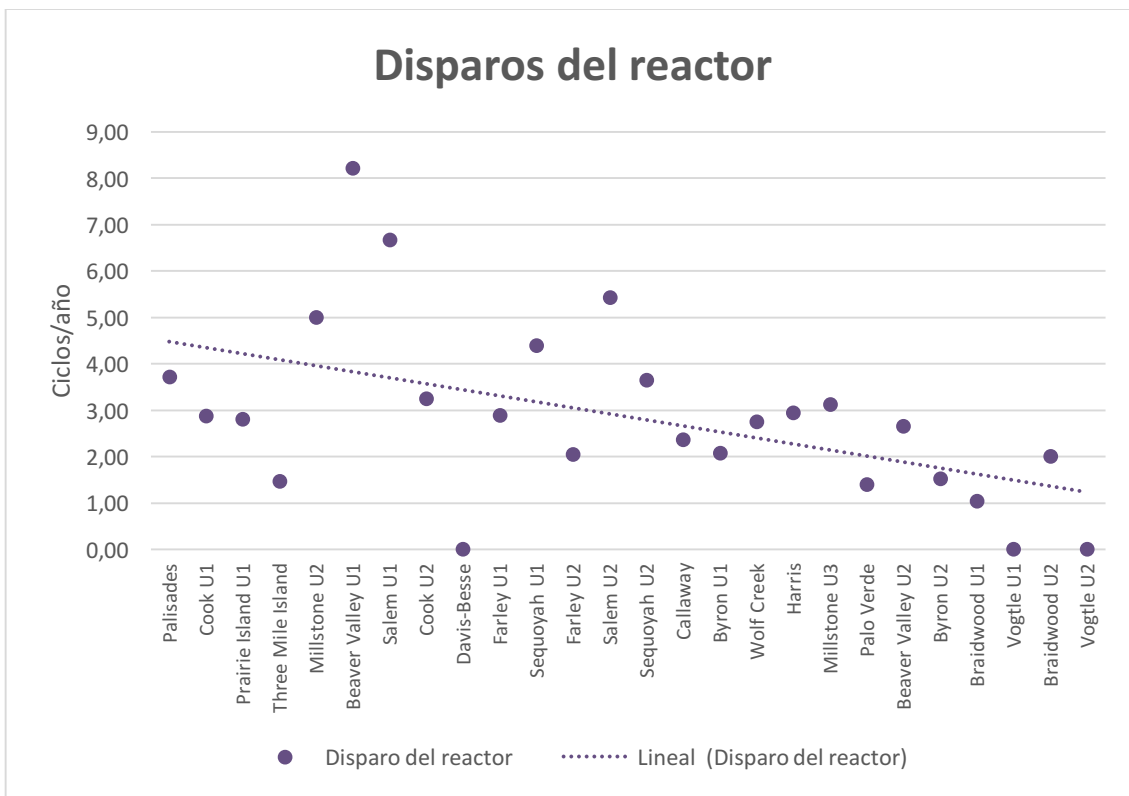


Gráfica 12- Pérdida de carga en función de los años de inicio de operación



Gráfica 13- Gran reducción de carga en escalón con descarga de vapor en función de los años de operación

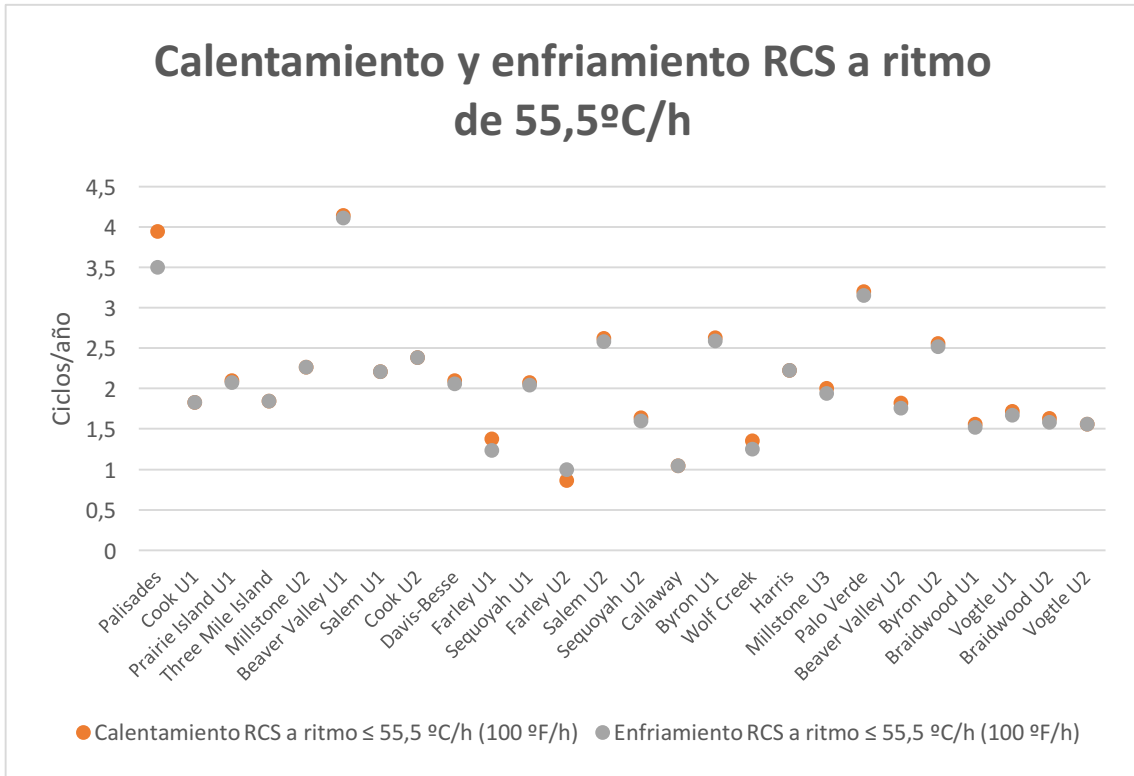
Solo existe una excepción y es en los “Disparos del reactor”. Analizando la Gráfica 13, se puede ver una leve tendencia hacia la disminución de la tasa anual de disparos del reactor contra menor sea la edad de la central. Estos datos se ven respaldados por la tendencia existente para reducir el tiempo en el que la planta se encuentra inoperable, como sucede en los disparos del reactor y hacer que esta sufra un menor número de ciclos de este tipo a medida que la experiencia de los operarios aumenta.



Gráfica 14- Disparos del reactor en función del año de inicio de operación

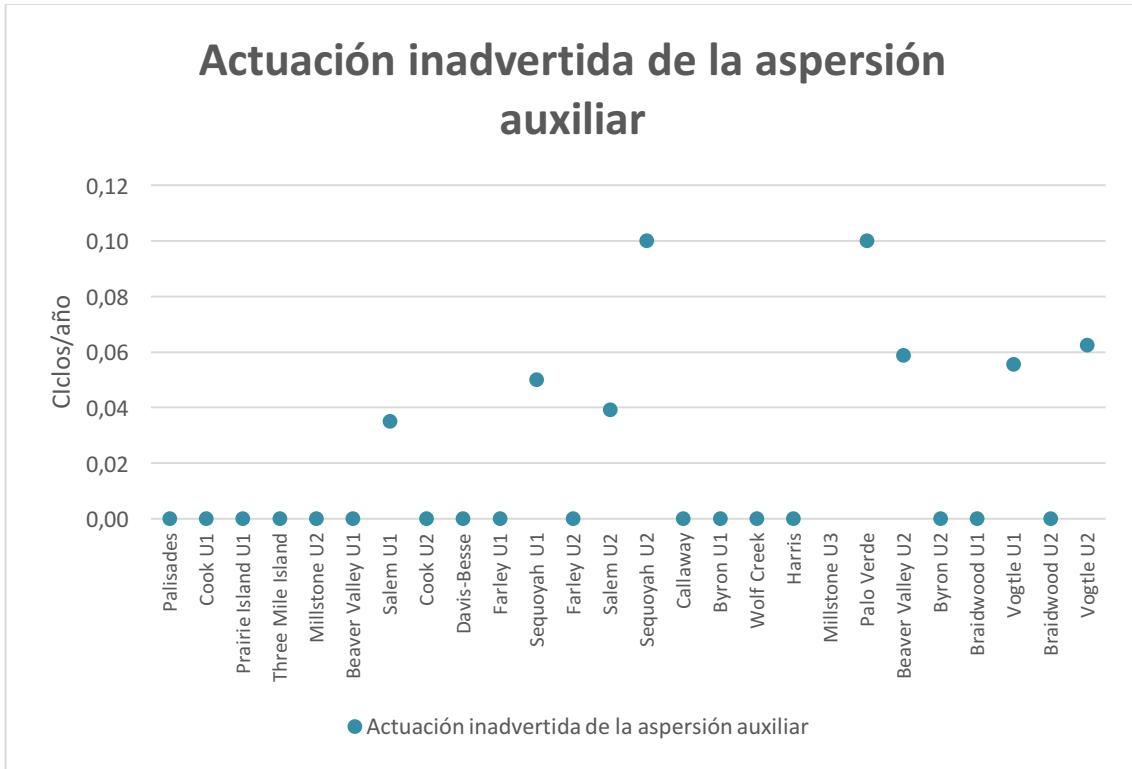
Por lo tanto, se ha comprobado la independencia de la edad de operación de las centrales con la tasa de ocurrencia de los transitorios, salvo en los casos en los que existen dos unidades en una misma planta y varios años de diferencia. Este fenómeno solo ocurre con la planta de Beaver Valley, en la que la diferencia de edad de los reactores es de 11 años, teniendo en cuenta la experiencia operativa adquirida en la primera unidad, cabría esperar que esta experiencia extra sí haya podido ser la causante de esta diferencia en la tasa de ocurrencia de transitorios entre las dos unidades de esta central.

A la hora de analizar las tasas de ocurrencia de cada transitorio, si se dispusiera de datos en todas las centrales, el resultado del análisis se obtendría de manera más directa y clara. Pero esto no es así dado que las diferentes SRLs no han reflejado los mismos transitorios y en algunos casos no los han contabilizado de igual manera. Debido a la independencia de la edad de operación de las centrales con la tasa de ocurrencia de los transitorios, el análisis deberá ir enfocado en otro sentido al de comparar los datos en función de la edad de operación. Para el único transitorio en el que se dispone de datos contabilizados en todas las centrales es el de “Calentamiento y enfriamiento del RCS a ritmo de 55,5°C/h”, la gráfica es así:



Gráfica 15- Tasa anual del calentamiento y enfriamiento del RCS a ritmo de 55,5 °C/H en cada central analizada

Para el resto de los transitorios que no han sido contabilizados de igual modo por todas las plantas, la tasa de ocurrencia anual sería similar a la mostrada para el transitorio “Actuación inadvertida de la aspersión auxiliar”, observándose una gran heterogeneidad en los datos [\[Anexo 2\]](#):



Gráfica 16- Tasa anual de la Actuación inadvertida de la aspersion auxiliar en cada central analizada

En todas las SRLs el número de datos es diferente y las centrales que disponen de estos también lo es. Por ello a continuación se estudiará con detalle los transitorios con datos anómalos con respecto al resto de los datos de las centrales disponibles para poder dar respuesta a las diferencias entre los datos recopilados de las SRLs. Más adelante se compararán las centrales que comparten el mayor número de transitorios para poder obtener conclusiones que se ajusten de mejor manera a la realidad.

6. COMPARACIÓN DE CENTRALES

A fin de comparar las centrales se ha realizado un estudio estadístico previo a la representación gráfica siguiendo la metodología del [\[Anexo 1\]](#). Se han estudiado los datos de los ciclos/año de cada central de modo que resulte posible realizar una comparación para ver el número de ciclos que ha sufrido cada central y así poder valorar qué central o centrales han podido sufrir una operación con más o menos ciclos ocurridos.

Para poder realizar una comparación de las muestras de datos entre sí, es necesario conocer las características de los datos que se analizan. En un primer momento para cada caso se ha realizado un estudio de la distribución de los datos de cada muestra mediante la prueba de Shapiro-Wilk con el objetivo de conocer la forma de la distribución de estos. La prueba de Shapiro-Wilk es la que mejor se ajusta a muestras con un número de datos menor que 50. Esta prueba ha permitido determinar que la población muestral analizada de cada planta no sigue una distribución normal.

Se ha determinado que la prueba no paramétrica para realizar las comparaciones entre los datos de las centrales que más se ajusta al tipo de muestra de las plantas disponible es la de Kruskal-Wallis, ya que no se dispone de valores atípicos extremos (mayores que Q3 en 3 veces el rango intercuartil) en las muestras como se ha podido comprobar anteriormente en la obtención de los valores anómalos leves. La prueba de Kruskal-Wallis compara las medianas de los datos si estos disponen de distribuciones análogas, sino solamente pueden comparar el rango promedio de los datos de cada muestra. Estos rangos son ponderaciones de los datos que se disponen, esta ponderación depende de la totalidad de los datos y sus valores.

Dada la naturaleza de esta prueba y la de los datos analizados, este análisis no dispone de una gran potencia (probabilidad de detectar efectos estadísticamente significativos) pero de sus resultados es posible concluir si existe o no al menos una muestra de datos que tenga diferencias significativas con el resto. Si se da el caso de disponer de diferencias significativas entre las diferentes muestras, la prueba de Kruskal-Wallis no permite determinar entre cuales de ellas existen, por lo tanto, se va a necesitar una prueba Post-Hoc la cual mediante comparaciones múltiples dos a dos y controlando la significancia permite conocer cuáles difieren entre sí. En este caso la prueba que más se ajusta al análisis es la de Bonferroni que da como resultado los grupos de muestras que se podrían agrupar por compartir características similares.

Para realizar un análisis visual de cada central y poder compararlas entre sí después de haberlo realizado de forma estadística, se ha decidido llevar a cabo una representación en diagrama de cajas de cada una de las centrales. Esta representación soporta los análisis estadísticos realizados y permite visualizar qué centrales comparten resultados

y qué grupos tienen en común valores similares en los datos de los transitorios contabilizados.

En el ejemplo de la Ilustración 6, se ha realizado un diagrama de cajas en el que se representa la distribución de los datos de cada central mediante los cuartiles 1 y 3, valores extremos y la dispersión. Para calcular la dispersión de las cajas se ha restado al mayor valor de la muestra que no sea atípico el cuartil 3 de la propia muestra.

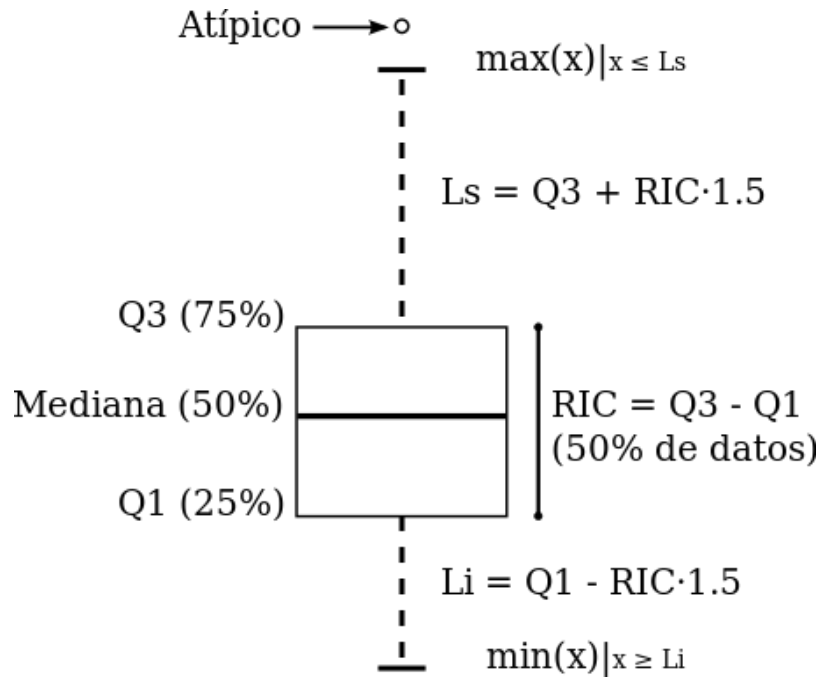


Ilustración 6- Ejemplo de diagrama de cajas

Se han calculado los valores atípicos de igual manera que en el análisis de los histogramas anteriormente comentado. Estos datos que en muchos análisis son datos espurios, en los análisis de la ponderación serán tenidos en cuenta. A pesar de que el problema es que dificultan la interpretación de las gráficas, pero, aportan información útil y por ello no se sacarán de las interpretaciones ni de los análisis.

Como se ha comentado anteriormente, no sería del todo correcto comparar las centrales que no tengan contabilizados los mismos transitorios, ya que se introduciría un sesgo en el análisis de las mismas. Por ello se han agrupado las centrales con los mismos transitorios contabilizados, con el fin de comparar las centrales bajo las mismas condiciones.

Se ha considerado oportuno realizar cuatro grupos.

1. 15 centrales con 6 transitorios.
2. 13 centrales con 7 transitorios.
3. 6 centrales con 14 transitorios.
4. 9 centrales con 9 transitorios.

15 Centrales	13 Centrales	6 Centrales	9 Centrales
Beaver Valley U1	Beaver Valley U1	Beaver Valley U1	Beaver Valley U1
Beaver Valley U2	Beaver Valley U2	Beaver Valley U2	Beaver Valley U2
Byron U1	Byron U1	Byron U1	Byron U1
Byron U2	Byron U2	Byron U2	Byron U2
Braidwood U1	Braidwood U1	Braidwood U1	Braidwood U1
Braidwood U2	Braidwood U2	Braidwood U2	Braidwood U2
Callaway	Callaway	Callaway	Callaway
Cook U1	Cook U1	Cook U1	Cook U1
Cook U2	Cook U2	Cook U2	Cook U2
Davis Besse	Davis Besse	Davis Besse	Davis Besse
Harris	Harris	Harris	Harris
Farley U1	Farley U1	Farley U1	Farley U1
Farley U2	Farley U2	Farley U2	Farley U2
Milestone U2	Milestone U2	Milestone U2	Milestone U2
Milestone U3	Milestone U3	Milestone U3	Milestone U3
Palisades	Palisades	Palisades	Palisades
Palo Verde	Palo Verde	Palo Verde	Palo Verde
Prairie Island	Prairie Island	Prairie Island	Prairie Island
Salem U1	Salem U1	Salem U1	Salem U1
Salem U2	Salem U2	Salem U2	Salem U2
Sequoyah U1	Sequoyah U1	Sequoyah U1	Sequoyah U1
Sequoyah U2	Sequoyah U2	Sequoyah U2	Sequoyah U2
Three Mile Island	Three Mile Island	Three Mile Island	Three Mile Island
Vogtle U1	Vogtle U1	Vogtle U1	Vogtle U1
Vogtle U2	Vogtle U2	Vogtle U2	Vogtle U2
Wolf Creek	Wolf Creek	Wolf Creek	Wolf Creek

Tabla 7- Grupos de centrales comparadas

Los grupos 1 y 2 analizan prácticamente las mismas centrales, solamente se incorpora al grupo 1 la central de Sequoyah con sus dos unidades. Por otro lado, el grupo 4 abarca las centrales que por su bajo número de transitorios contabilizados se quedaban fuera de los análisis realizados en el resto de los grupos.

En la elección de estos grupos se quedan fuera de los estudios las centrales de Davis Besse y la de Three Mile Island por disponer de pocos datos contabilizados en sus SRLs y no encajar en ninguno de los grupos realizados en la Tabla 7.



Los transitorios analizados en cada grupo se presentan a continuación:

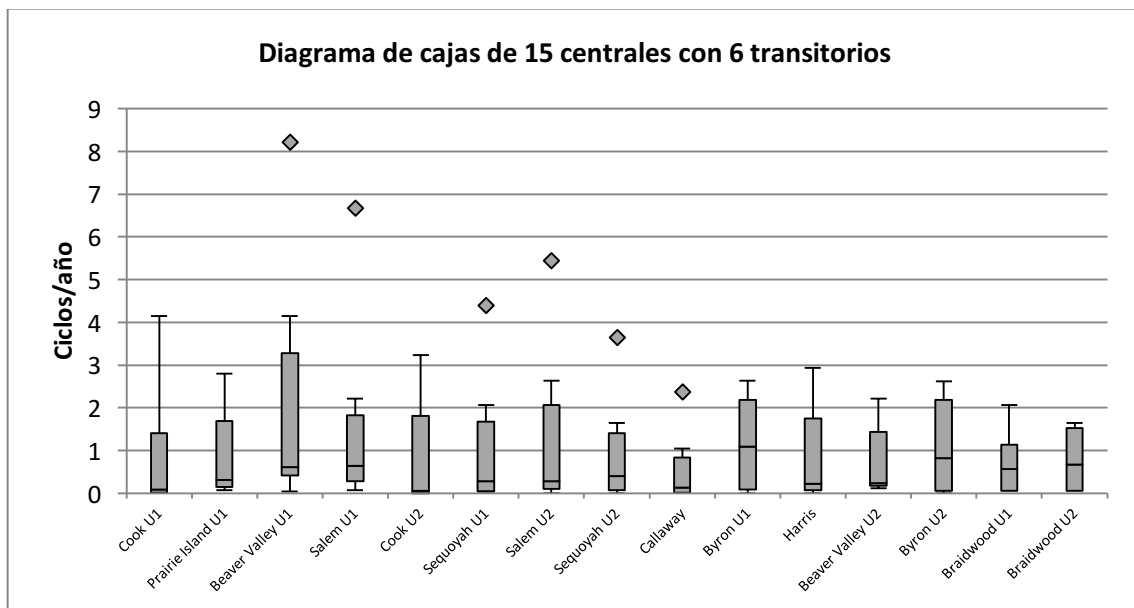
Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4
15 Centrales	13 Centrales	6 Centrales	9 Centrales
Calentamiento RCS a ritmo $\leq 55,5$ °C/h (100 °F/h)	Calentamiento RCS a ritmo $\leq 55,5$ °C/h (100 °F/h)	Calentamiento RCS a ritmo $\leq 55,5$ °C/h (100 °F/h)	Calentamiento RCS a ritmo $\leq 55,5$ °C/h (100 °F/h)
Gran reducción de la carga en escalón con descarga de vapor	Reducción de la carga en escalón del 10% de plena potencia	Enfriamiento RCS a ritmo $\leq 55,5$ °C/h (100 °F/h)	Enfriamiento RCS a ritmo $\leq 55,5$ °C/h (100 °F/h)
Pérdida de carga	Gran reducción de la carga en escalón con descarga de vapor	Gran reducción de la carga en escalón con descarga de vapor	Pérdida de carga
Pérdida de potencia eléctrica exterior	Pérdida de carga	Aumento de carga de 0-15% de la potencia total	Pérdida de potencia eléctrica exterior
Pérdida parcial de caudal	Pérdida de potencia eléctrica exterior	Reducción de carga de 0-15% de la potencia total	Pérdida parcial de caudal
Disparo del reactor	Pérdida parcial de caudal	Reciclado de agua de alimentación en parada caliente	Disparo del reactor
	Disparo del reactor	Recarga de combustible	Actuación inadvertida de la aspersión auxiliar
		Pérdida de carga	Excesivo caudal de agua de alimentación
		Pérdida de potencia eléctrica exterior	Caída de barra de control
		Pérdida parcial de caudal	
		Disparo del reactor	
		Excesivo caudal de agua de alimentación	
		Despresurización inadvertida del RCS	
		Caída de barra de control	

Tabla 8- Transitorios estudiados en cada grupo

Grupo 1: 15 centrales con 6 transitorios

En este grupo se compara el mayor número de centrales analizadas con el mayor número de transitorios contabilizados en las SRLs. Por lo tanto, la comparación entre estas centrales será la más rigurosa que se podría realizar.

El análisis de Kruskal-Wallis que realiza una comparación de los rangos promedio de los datos, proporciona una significancia de **0,959 > valor-p=0,05**, se puede afirmar que no existen diferencias significativas entre las plantas analizadas de este grupo por lo que no se encontrarán grupos diferentes en la representación del diagrama de cajas.



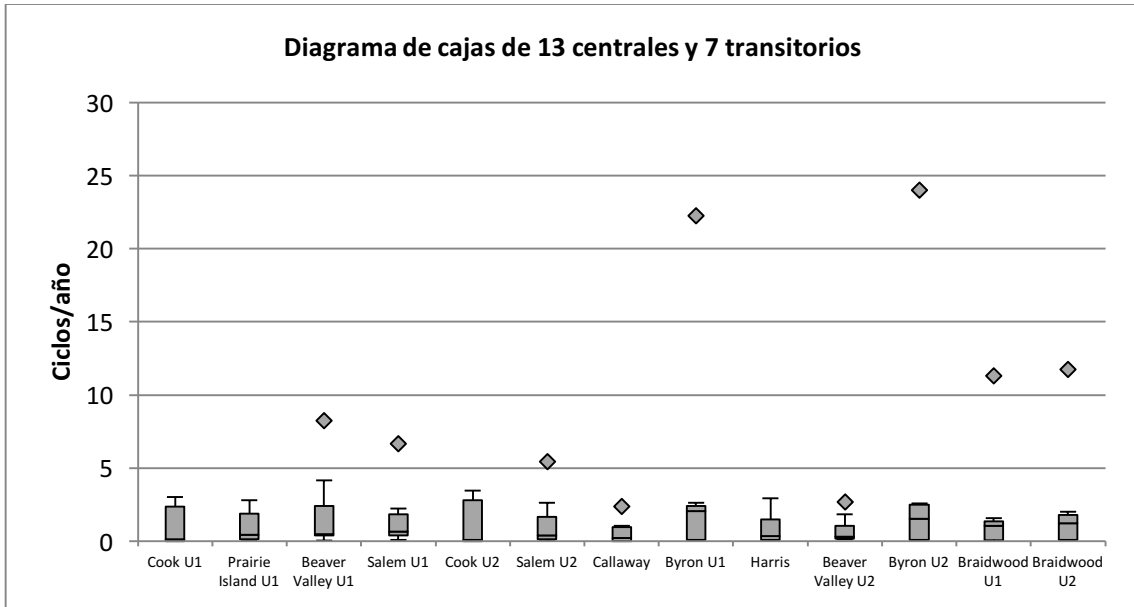
Gráfica 17- Diagrama de cajas de 15 centrales con 6 transitorios

El diagrama de cajas (Gráfica 17) confirma que no existen diferencias significativas y permite concluir que estas centrales han sufrido un número de transitorios equivalente entre ellas a pesar de ser diseños diferentes y estar ubicadas en lugares diferentes. El que existan diseños de plantas diferentes implica que la operación de esas plantas podría ser diferente a pesar de que el tipo de reactor PWR sea el mismo. Esta diferencia también es apreciable en el mayor o menor límite de ciclos de diseño de cada uno.

Grupo 2: 13 centrales con 7 transitorios

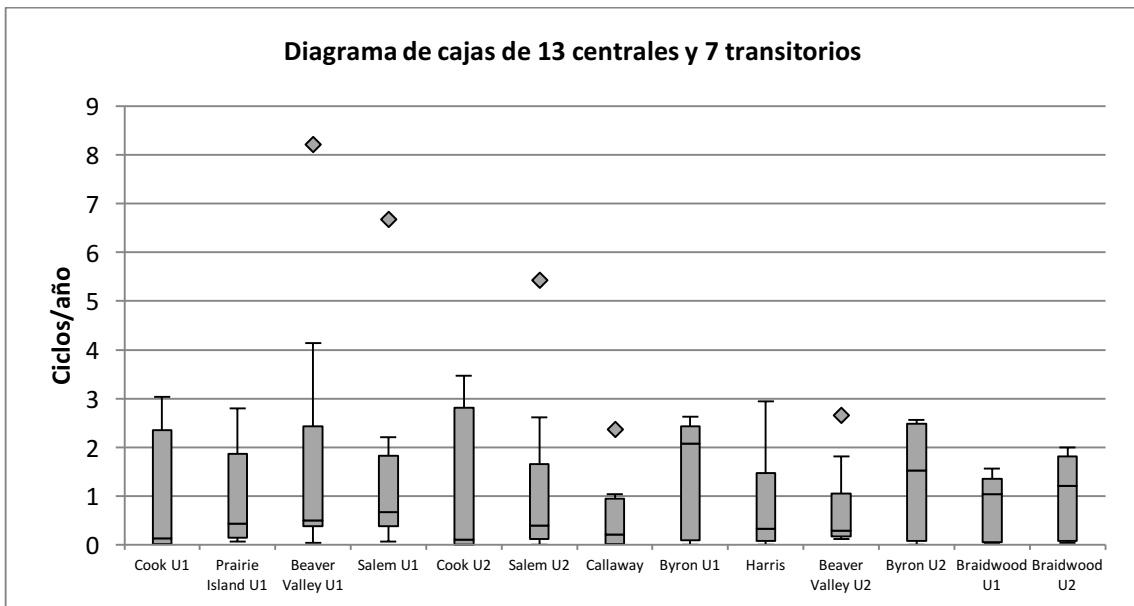
Este análisis no difiere en gran medida del anterior. Las centrales son las mismas, pero sin la central de Sequoyah y con un transitorio más ("Reducción de la carga en escalón del 10%").

En este caso el análisis de Kruskal-Wallis proporciona una significancia de **0,991 > valor-p=0,05**. Esto vuelve a indicar que no existen diferencias significativas en el rango promedio de las muestras de cada central.



Gráfica 18- Diagrama de cajas de 13 centrales y 7 transitorios

A primera vista, el diagrama de cajas (Gráfica 18) sale muy diferente al anterior. Esto es debido a que el transitorio extra introducido en el análisis es un transitorio con valores muy altos en comparación con el resto. Esto hace que la mayoría de esos valores cumplan los criterios para considerarlos anómalos y se representen con un punto. Si se ponen los ejes del diagrama a la misma escala que el anterior (sin tener en cuenta los valores anómalos), se puede ver una gran similitud entre las dos graficas como cabría esperar. Solo se aprecian diferencias en las medianas de cada central, lo que indica que en este análisis tampoco se ven grupos diferenciados de centrales.

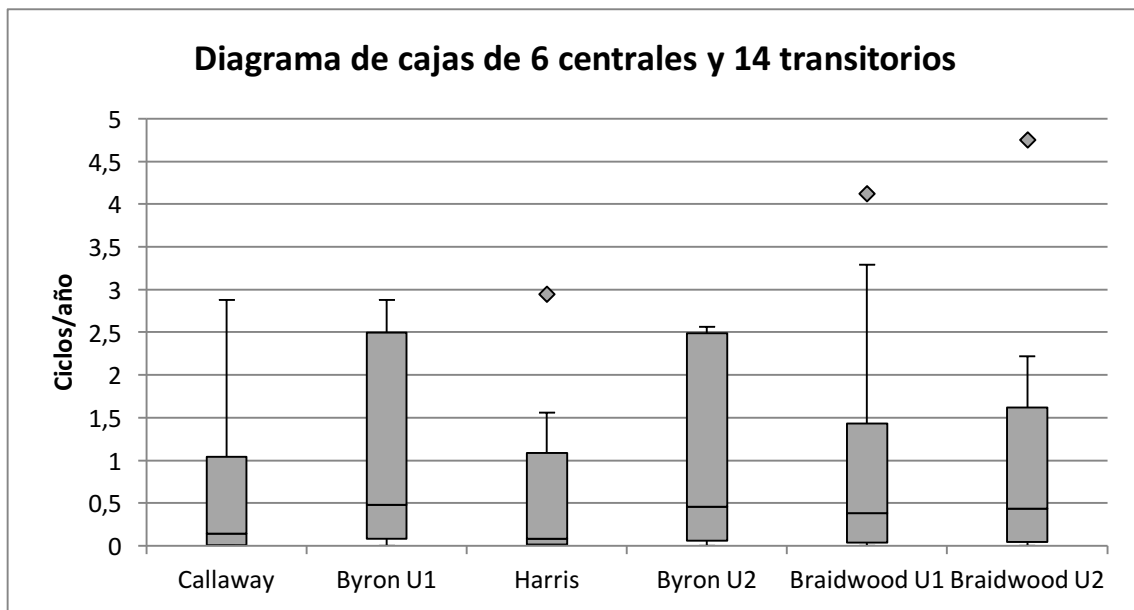


Gráfica 19- Diagrama de cajas de 13 centrales y 7 transitorios (Misma escala)

Grupo 3: 6 centrales y 14 transitorios

El análisis de este grupo maximiza el número de transitorios a estudio. Puesto que en los dos anteriores análisis no existían diferencias entre un gran número centrales con pocos transitorios, el análisis con un número elevado de transitorios puede ser interesante para el estudio. De hecho, lo ideal sería tener datos de todos los transitorios para una buena comparación.

En el análisis de Kruskal- Wallis realizado, la significancia da un valor de **0,725 >valor-p=0,05**, valor que vuelve a indicar que no existen diferencias significativas entre los rangos promedio de las muestras de cada central. Se puede confirmar esta premisa observando al diagrama de cajas (Gráfica 20).



Gráfica 20- Diagrama de cajas de 6 centrales y 14 transitorios

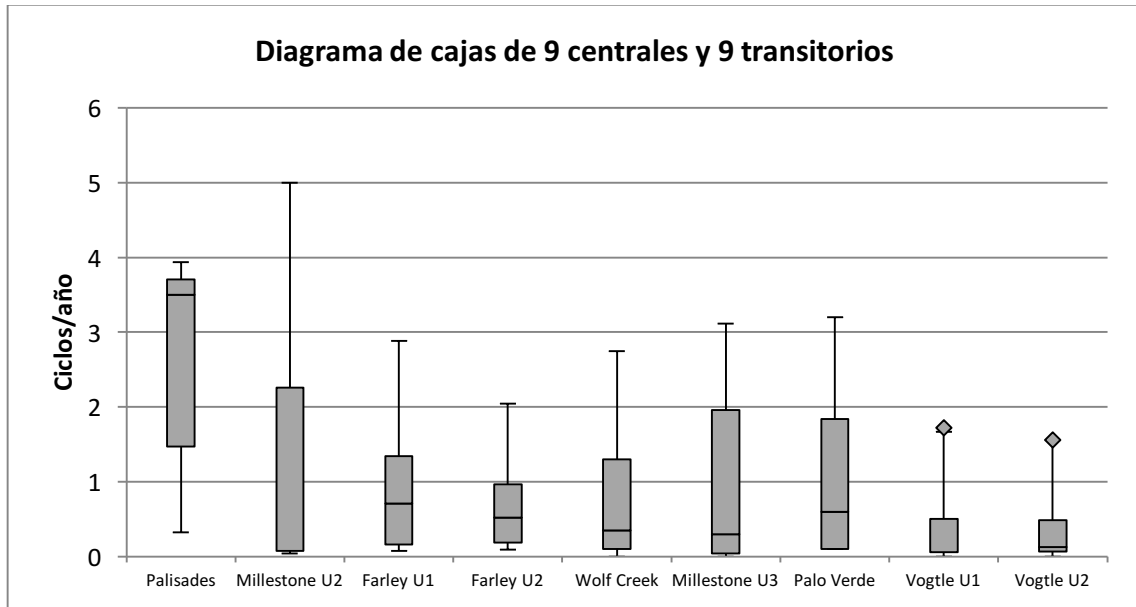
En este análisis las centrales son las que se corresponden con un mayor número de transitorios contabilizados en la SRL pertinente. A pesar de compararse el doble de transitorios en cada una con respecto a los análisis de los Grupos 1 y 2 (13 y 15 centrales respectivamente), el resultado sigue siendo que las centrales han sufrido un número similar de transitorios a lo largo de su operación.

Grupo 4: 9 centrales y 9 transitorios

Dado que en los tres análisis anteriores se han utilizado prácticamente las mismas centrales, se ha querido recoger aquellas no analizadas hasta ahora en un grupo, a pesar de que no todas tengan los mismos transitorios.

Para el análisis de Kruskal-Wallis la significancia ha dado un valor de **0,132 >valor-p=0,05**. Este valor sigue proporcionando la conclusión de que no existen diferencias significativas entre los rangos promedio de las muestras de cada central, pero al ser tan

bajo, esas diferencias se hacen más visibles en el diagrama de cajas. Este valor tan bajo se puede deber a la gran diferencia entre número de datos de cada muestra y a que no todas las centrales tienen los mismos transitorios. Por ello, no se puede concluir que los transitorios sufridos por estas centrales hayan sido diferentes.



Gráfica 21- Diagrama de cajas de 9 centrales y 9 transitorios

7. PONDERACIÓN DE LOS TRANSITORIOS

En el siguiente apartado, se ha realizado un estudio en el que se han ponderado los distintos transitorios según su severidad respecto al gasto en fatiga.

Para realizar esta ponderación se va a utilizar un método basado en la normativa de la RCC-M [24], en la que se aplica un factor al número de ciclos ocurridos del transitorio en función de las variaciones de temperatura y presión que se producen durante el transitorio.

El criterio utilizado para la ponderación requiere la diferenciación de cuatro zonas, siendo estas la rama caliente, la rama fría, zona de vapor y la zona de agua de alimentación.

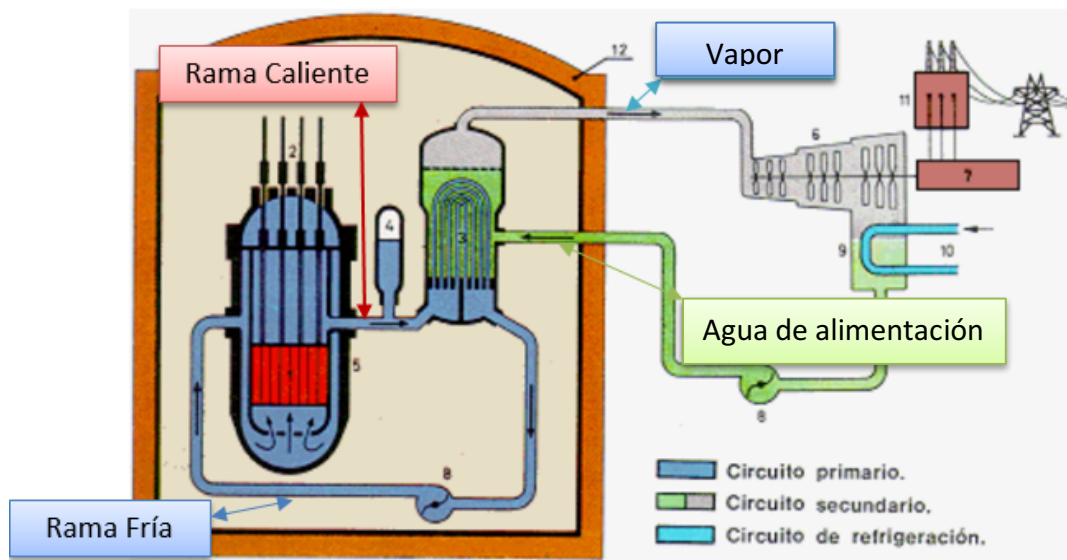


Ilustración 7- Diagrama de las diferentes zonas a estudiar

Cada zona engloba a diferentes componentes sujetos a estudio:

- Rama caliente: Vasija superior, presionador y generador de vapor.
- Rama fría: Vasija inferior, bombas de recirculación, generador de vapor.
- Vapor: Generador de vapor.
- Agua de alimentación: Generador de vapor.

Para la aplicación de los factores de ponderación se compara en un primer momento la variación de presión máxima en el transitorio respecto a la presión de diseño del componente o componentes a estudio de la zona correspondiente. Con esa variación en

porcentaje, se entra en la Tabla 9 y se obtiene el factor correspondiente a ese transitorio en la zona estudiada.

Variación de presión (% respecto de diseño)	Factor
$\Delta P \leq 20$	0
$20 < \Delta P \leq 40$	0,05
$40 < \Delta P \leq 60$	0,2
$60 < \Delta P \leq 80$	0,5
$80 < \Delta P \leq 100$	1

Tabla 9- Factor de ponderación respecto a la variación de presión

Posteriormente, se debe aplicar el coeficiente de la temperatura, considerando el valor más bajo de entre los dos supuestos siguientes:

1. La amplitud de la variación de la temperatura del transitorio a estudio.
2. La velocidad de variación media de la temperatura del transitorio, expresado en $^{\circ}\text{C}/\text{hora}$ y multiplicado por un factor dependiendo del espesor de pared del componente a estudio.¹

Espesor de la pared del componente a estudio	Coficiente aplicado a la velocidad variación media de temperatura F_{esp}
$e \leq 10 \text{ mm}$	0.01
$10 \text{ mm} < e \leq 20 \text{ mm}$	0.05
$20 \text{ mm} < e \leq 50 \text{ mm}$	0.2
$50 \text{ mm} < e \leq 100 \text{ mm}$	0.5
$100 \text{ mm} < e$	1

Tabla 10- Coeficientes aplicados a la velocidad de variación media de la temperatura

Variación de temperatura ($^{\circ}\text{C}$)	Factor
$\Delta T \leq 25$	0
$25 < \Delta T \leq 50$	0,2
$50 < \Delta T \leq 100$	2
$100 < \Delta T \leq 150$	5
$150 < \Delta T \leq 200$	15
$200 < \Delta T \leq 250$	30
$\Delta T > 250$	40

Tabla 11- Factor de severidad respecto a la variación de temperatura

Una vez obtenido el menor valor de entre los dos supuestos, se entra en la Tabla 11 con él y se obtiene el factor que le corresponda. Obtenidos los dos factores de ponderación de la presión y la temperatura se suman antes de aplicarlos a la tasa de ciclos/año sin

¹ En la normativa de la RCC-M [24] se diferencian 5 espesores para aplicar el factor, sin embargo, en este análisis se han utilizado solamente 3 (gris) que se corresponden con los dos valores extremos y el valor intermedio. Se ha realizado de esta manera puesto que no cabe esperar diferencias significativas en el comportamiento de los factores de ponderación con respecto a los dos rangos de espesores no analizados

ponderar. El resultado obtenido es un valor en “ciclos/año ponderados” que tiene relación con el gasto en fatiga de los componentes.

A continuación, se detalla un ejemplo aclaratorio del método utilizado:

En este ejemplo se ha utilizado el transitorio de “Excesivo caudal de alimentación” para la rama caliente. Los datos que caracterizan a este transitorio se pueden encontrar en la Tabla 12.

Zona	Rama caliente
Transitorio	Excesivo caudal de alimentación
ΔP	6,5 MPa, 37.95%, 58,3 °C
ΔT	58.3 °C
$\Delta T'$	1920 °C/h

Tabla 12-Datos ejemplo de ponderación

Conociendo las características del transitorio y de la zona se ha calculado el factor de ponderación para la variación de temperatura y presión del transitorio. En la variación de presión se mira cual es la presión de diseño para esa zona (17.3 MPa) y se obtiene la presión del transitorio en estudio en porcentaje respecto a la presión de diseño y se entra en la Tabla 9 para obtener el factor. En la variación de temperatura se comparan los dos supuestos anteriormente descritos y se elige el menor valor de entre los dos para cada uno de los espesores (amarillo). Con ese Valor se entra en la Tabla 11 y se obtiene el coeficiente correspondiente.

	$e \leq 10 \text{ mm}$ ($F_{\text{esp}}=0.01$)	$20 \text{ mm} < e \leq 50 \text{ mm}$ ($F_{\text{esp}}=0.2$)	$100 \text{ mm} < e$ ($F_{\text{esp}}=1$)
Supuesto 1 (ΔT)	53.8	53.8	53.8
Supuesto 2 ($\Delta T' \times F_{\text{esp}}$)	19.2	384	1920
Factor de ponderación de Temperatura (Tabla 11)	0	2	2
Factor de ponderación de Presión (Tabla 9)	0.05	0.05	0.05
Total	0.05	2.05	2.05

Tabla 13- Ejemplo de ponderación

A la hora de analizar los generadores de vapor se presentan datos de los cambios de temperatura y presión en el vapor. Para obtener la presión de vapor se ha utilizado la simplificación de considerar la presión en el generador de vapor en la parte secundaria como la presión de vapor a la temperatura de saturación del vapor [25] [26]. Dentro del

generador de vapor el agua de alimentación que entra a una temperatura determinada, intercambia calor con la zona del primario y aumenta su temperatura hasta alcanzar la temperatura de saturación. Una vez alcanzado empieza el cambio de estado y en la ascensión del vapor creado, se arrastra agua líquida. Este fenómeno es el causante de que se dispongan secadores del vapor para que, una vez llevado el vapor a las turbinas, las gotas de agua no dañen los álabes. Por lo tanto, no existe solamente vapor saturado en el secundario del generador de vapor, sino que existe una mezcla. Con la simplificación de asumir que solo existe vapor saturado, se está incurriendo a una suposición conservadora respecto a los cambios de presión que ocurrirán en el generador de vapor [27].

Al aplicar los factores de ponderación a los diferentes transitorios de cada central en estudio, estos datos adquieren una nueva dimensión. El factor de ponderación establece una mayor o menor severidad al transitorio en estudio dependiendo de la zona que se esté analizando. Si se aplica esta ponderación al número de ciclos límite de diseño de un transitorio nos ofrece información sobre la severidad de éste y si se multiplica la tasa de ciclos ocurrida para un transitorio determinado se puede considerar como un indicador del gasto en fatiga de ese componente.

A continuación, se va a estudiar la aplicabilidad del factor de ponderación con su respectivo análisis.

7.1. Severidad

La severidad es un factor que representa la aportación de cada uno de los transitorios al gasto en fatiga según los ciclos límite de diseño y se calcula a través del producto del factor de ponderación obtenido por el número de ciclos de diseño de cada uno de los transitorios analizados.

En la tabla 15 y 16 se representan todos los factores de ponderación aplicados, tanto de temperatura como de presión de cada una de las zonas estudiadas y con cada uno de los espesores, a los ciclos límite de diseño de cada transitorio. En ellas se puede diferenciar qué transitorio es más severo en qué parte del sistema y en qué espesor.

En la Tabla 14 se representan los valores totales de severidad calculados para cada zona y espesor. En ella se puede ver que la zona que más sufre por las características de los transitorios que se producen en ella es la rama de agua de alimentación. Por otro lado, se puede ver que, a mayor espesor, mayor será la severidad que sufra el componente.

	<i>Espesor</i>		
	e < 10mm	20mm < e < 50mm	e > 100mm
<i>Rama Caliente</i>	431	693	7.191,5
<i>Rama Fría</i>	309	365	1.583,5
<i>Vapor</i>	323	325	1.143
<i>Agua de alimentación</i>	4.827	60.629	68.147

Tabla 14- Valores totales de severidad por zonas

En cada zona se ha realizado un análisis de que transitorio es el que más severidad aporta al sistema. Esta aportación está representada con un porcentaje sobre el total de la severidad de esa zona para cada uno de los espesores. Para las zonas de rama caliente fría y vapor el transitorio que más severidad aporta al sistema en todos los espesores estudiados es el “Calentamiento y enfriamiento del RCS”. Para la zona de agua de alimentación los transitorios de condiciones alteradas en espesores “<10mm” suponen el 70% de la severidad y para mayores espesores el “Aumento de potencia en rampa de 5%” adquiere una gran importancia debido al gran número de ciclos de diseño que dispone (12.500 ciclos).

Es destacable el transitorio de “Disparos del reactor” para la zona de la rama caliente en los espesores de <10mm y “20mm < e < 50mm” alcanzando unos porcentajes sobre la severidad total para esa zona de 23%. Para los mismos espesores, pero para la zona de vapor el transitorio que destaca es el de “Excesivo caudal de alimentación” con un 23% en los dos espesores.

**R
a
m
a
c
a
l
i
e
n
t
e**

Disminución de potencia en rampa a 5% de plena potencia/minuto	0,85	4,96%	32,00	108,00	0,000	0,000	0,000	0,00%
Aumento de la carga en escalón del 10% de plena potencia	0,6	3,50%	4,50	162,00	0,000	0,000	0,000	0,00%
Reducción de la carga en escalón del 10% de plena potencia	0,55	3,21%	4,50	162,00	0,000	0,000	0,000	0,00%
Gran reducción de la carga en escalón con descarga de vapor	0,875	5,11%	21,00	75,60	0,000	0,000	0,000	0,00%
Aumento de carga de 0-15% de la potencia total	0	0,00%	5,30	10,60	0,000	0,000	0,000	0,00%
Reducción de carga de 0-15% de la potencia total	0	0,00%	5,30	10,60	0,000	0,000	0,000	0,00%
Lazo fuera de servicio (arranque)	4,2	24,52%	8,70	5760,00	4,000	0,000	4,000	0,93%
Lazo fuera de servicio (parada)	10	58,38%	50,00	900,00	16,000	0,000	16,000	3,71%
Un calentador de agua de alimentación fuera de servicio	0,5	2,92%	2,50	12,85	0,000	0,000	0,000	0,00%
Un tren de calentadores de agua de alimentación fuera de servicio	0,7	4,09%	5,00	24,00	0,000	0,000	0,000	0,00%

CONDICIONES ALTERADAS								
DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante	ΔP respecto Pdisño [K]	ΔT hot leg [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación	Severidad
Pérdida de carga, sin disparo inmediato de turbina o reactor	5,5	32,11%	37,00	3805,00	4,000	16,000	20,000	4,63%
Pérdida de potencia eléctrica exterior	2,2	12,84%	25,00	6000,00	0,000	0,000	0,000	0,00%
Pérdida parcial de caudal	3,5	20,43%	55,00	3960,00	4,000	16,000	20,000	4,63%
Disparo del reactor	3,75	21,89%	50,00	3780,00	20,000	80,000	100,000	23,17%
Actuación inadvertida de la aspersión auxiliar	8	46,70%	0,00	0,00	2,000	0,000	2,000	0,46%
Excesivo caudal de agua de alimentación	6,5	37,95%	58,30	1920,00	1,500	0,000	1,500	0,35%
Caida barra de control	3,6	21,02%	47,00	5640,00	4,000	16,000	20,000	4,63%
Despresurización inadvertida del RCS	10	58,38%	57,00	342,00	4,000	0,000	4,000	0,93%

CONDICIONES DE PRUEBA								
DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante	ΔP respecto Pdisño	ΔT hot leg [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación	Severidad
Prueba hidrostática del lado primario	21,42	74,96%	0,00	0,00	2,500	0,000	2,500	0,58%
Prueba hidrostática del lado secundario	10,21	59,60%	0,00	0,00	1,000	0,000	1,000	0,23%
Prueba de fugas del lado primario	10	58,38%	194,00	64,66	40,000	0,000	40,000	9,27%
Prueba de rodaje de la turbina	4	23,35%	60,00	216,00	0,500	0,000	0,500	0,12%

CONDICIONES DE ADICIONALES								
DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante	ΔP respecto Pdisño	ΔT hot leg [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación	Severidad
Cierre de una válvula de aislamiento despues de la apertura erronea de una válvula de control a 0% de carga	1,7	9,92%	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00%
Parada de una de las bombas de alimentación	0,41	2,39%	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00%
Parada de dos de las bombas de alimentación	0,48	2,80%	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00%
Aislamiento de los trenes de calentadores	0,48	2,80%	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00%
Arranque de un tren de calentadores	0,325	1,90%	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00%

CONDICIONES NORMALES								
DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante	ΔP respecto Pdisño	ΔT cold leg [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación	Severidad
Calentamiento RCS a ritmo ≤ 55,5°C/h (100°F/h)	12,25	71,51%	250,000	55,500	100,000	0,000	100,000	32,31%
Enfriamiento RCS a ritmo ≤ 55,5°C/h (100°F/h)	12,25	71,51%	250,000	55,500	100,000	0,000	100,000	32,31%
Aumento de potencia en rampa a 5% de plena potencia/minuto	0,55	3,21%	4,500	116,540	0,000	0,000	0,000	0,00%
Disminución de potencia en rampa a 5% de plena potencia/minuto	0,85	4,96%	4,000	116,540	0,000	0,000	0,000	0,00%
Aumento de la carga en escalón del 10% de plena potencia	0,6	3,50%	3,750	385,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Reducción de la carga en escalón del 10% de plena potencia	0,55	3,21%	3,750	385,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Gran reducción de la carga en escalón con descarga de vapor	0,875	5,11%	8,000	411,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Aumento de carga de 0-15% de la potencia total	0	0,00%	0,900	10,800	0,000	0,000	0,000	0,00%
Reducción de carga de 0-15% de la potencia total	0	0,00%	0,900	10,800	0,000	0,000	0,000	0,00%
Lazo fuera de servicio (arranque)	4,2	24,52%	1,800	43,200	4,000	0,000	4,000	1,29%
Lazo fuera de servicio (parada)	10	58,38%	5,200	748,000	16,000	0,000	16,000	5,17%
Un calentador de agua de alimentación fuera de servicio	0,5	2,92%	3,600	18,510	0,000	0,000	0,000	0,00%
Un tren de calentadores de agua de alimentación fuera de servicio	0,7	4,09%	6,300	30,240	0,000	0,000	0,000	0,00%

CONDICIONES ALTERADAS								
DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante	ΔP respecto Pdisño	ΔT cold leg [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación	Severidad
Pérdida de carga, sin disparo inmediato de turbina o reactor	5,5	32,11%	21,000	2400,000	4,000	0,000	4,000	1,29%
Pérdida de potencia eléctrica exterior	2,2	12,84%	14,000	252,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Pérdida parcial de caudal	3,5	20,43%	14,000	1080,000	4,000	0,000	4,000	1,29%
Disparo del reactor	3,75	21,89%	20,000	1440,000	20,000	0,000	20,000	6,46%
Actuación inadvertida de la aspersión auxiliar	8	46,70%	0,000	0,000	2,000	0,000	2,000	0,65%
Excesivo caudal de agua de alimentación	6,5	37,95%	75,000	3857,000	1,500	0,000	1,500	2,42%
Caida barra de control	3,6	21,02%	14,000	2520,000	4,000	0,000	4,000	1,29%
Despresurización inadvertida del RCS	10	58,38%	20,000	120,000	4,000	0,000	4,000	1,29%

CONDICIONES DE PRUEBA								
DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante	ΔP respecto Pdisño	ΔT cold leg [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación	Severidad
Prueba hidrostática del lado primario	21,42	74,96%	0,000	0,000	2,500	0,000	2,500	0,81%
Prueba hidrostática del lado secundario	10,21	59,60%	0,000	0,000	1,000	0,000	1,000	0,32%
Prueba de fugas del lado primario	10	58,38%	194,000	64,660	40,000	0,000	40,000	12,92%
Prueba de rodaje de la turbina	4	23,35%	60,000	216,000	0,500	0,000	0,500	0,16%

CONDICIONES DE ADICIONALES								
DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante	ΔP respecto Pdisño	ΔT cold leg [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación	Severidad
Cierre de una válvula de aislamiento despues de la apertura erronea de una válvula de control a	1,7	9,92%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00%

**R
a
m
a
c
a
l
i
e
n
t
e**

**R
a
m
a
c
a
l
i
e
n
t
e**

Disminución de potencia en rampa a 5% de plena potencia/minuto	0,85	4,96%	32,00	108,00	0,000	0,000	0,000	0,00%
Aumento de la carga en escalón del 10% de plena potencia	0,6	3,50%	4,50	162,00	0,000	0,000	0,000	0,00%
Reducción de la carga en escalón del 10% de plena potencia	0,55	3,21%	4,50	162,00	0,000	0,000	0,000	0,00%
Gran reducción de la carga en escalón con descarga de vapor	0,875	5,11%	21,00	75,60	0,000	0,000	0,000	0,00%
Aumento de carga de 0-15% de la potencia total	0	0,00%	5,30	10,60	0,000	0,000	0,000	0,00%
Reducción de carga de 0-15% de la potencia total	0	0,00%	5,30	10,60	0,000	0,000	0,000	0,00%
Lazo fuera de servicio (arranque)	4,2	24,52%	8,70	5760,00	4,000	0,000	4,000	0,58%
Lazo fuera de servicio (parada)	10	58,38%	50,00	900,00	16,000	0,000	16,000	4,61%
Un calentador de agua de alimentación fuera de servicio	0,5	2,92%	2,50	12,85	0,000	0,000	0,000	0,00%
Un tren de calentadores de agua de alimentación fuera de servicio	0,7	4,09%	5,00	24,00	0,000	0,000	0,000	0,00%

CONDICIONES ALTERADAS								
DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante	ΔP respecto Pdisño	ΔT hot leg [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación	Severidad
Pérdida de carga, sin disparo inmediato de turbina o reactor	5,5	32,11%	37,00	3805,00	4,000	16,000	20,000	2,88%
Pérdida de potencia eléctrica exterior	2,2	12,84%	25,00	6000,00	0,000	0,000	0,000	0,00%
Pérdida parcial de caudal	3,5	20,43%	55,00	3960,00	4,000	160,000	164,000	23,65%
Disparo del reactor	3,75	21,89%	50,00	3780,00	20,000	80,000	100,000	14,42%
Actuación inadvertida de la aspersión auxiliar	8	46,70%	0,00	0,00	2,000	0,000	2,000	0,29%
Excesivo caudal de agua de alimentación	6,5	37,95%	58,30	1920,00	1,500	0,000	1,500	8,87%
Caida barra de control	3,6	21,02%	47,00	5640,00	4,000	16,000	20,000	2,88%
Despresurización inadvertida del RCS	10	58,38%	57,00	342,00	4,000	40,000	44,000	6,34%

CONDICIONES DE PRUEBA								
DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante	ΔP respecto Pdisño	ΔT hot leg [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación	Severidad
Prueba hidrostática del lado primario	21,42	74,96%	0,00	0,00	2,500	0,000	2,500	0,36%
Prueba hidrostática del lado secundario	10,21	59,60%	0,00	0,00	1,000	0,000	1,000	0,14%
Prueba de fugas del lado primario	10	58,38%	194,00	64,66	40,000	0,000	40,000	5,77%
Prueba de rodaje de la turbina	4	23,35%	60,00	216,00	0,500	2,000	2,500	0,36%

CONDICIONES DE ADICIONALES								
DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante	ΔP respecto Pdisño	ΔT hot leg [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación	Severidad
Cierre de una válvula de aislamiento despues de la apertura erronea de una válvula de control a 0% de carga	1,7	9,92%	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00%
Parada de una de las bombas de alimentación	0,41	2,39%	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00%
Parada de dos de las bombas de alimentación	0,48	2,80%	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00%
Aislamiento de los trenes de calentadores	0,48	2,80%	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00%
Arranque de un tren de calentadores	0,325	1,90%	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00%

CONDICIONES NORMALES								
DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante	ΔP respecto Pdisño	ΔT cold leg [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación	Severidad
Calentamiento RCS a ritmo ≤ 55,5°C/h (100°F/h)	12,25	71,51%	250,000	55,500	100,000	0,000	100,000	27,36%
Enfriamiento RCS a ritmo ≤ 55,5°C/h (100°F/h)	12,25	71,51%	250,000	55,500	100,000	0,000	100,000	27,36%
Aumento de potencia en rampa a 5% de plena potencia/minuto	0,55	3,21%	4,500	116,540	0,000	0,000	0,000	0,00%
Disminución de potencia en rampa a 5% de plena potencia/minuto	0,85	4,96%	4,000	116,540	0,000	0,000	0,000	0,00%
Aumento de la carga en escalón del 10% de plena potencia	0,6	3,50%	3,750	385,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Reducción de la carga en escalón del 10% de plena potencia	0,55	3,21%	3,750	385,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Gran reducción de la carga en escalón con descarga de vapor	0,875	5,11%	8,000	411,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Aumento de carga de 0-15% de la potencia total	0	0,00%	0,900	10,800	0,000	0,000	0,000	0,00%
Reducción de carga de 0-15% de la potencia total	0	0,00%	0,900	10,800	0,000	0,000	0,000	0,00%
Lazo fuera de servicio (arranque)	4,2	24,52%	1,800	43,200	4,000	0,000	4,000	1,09%
Lazo fuera de servicio (parada)	10	58,38%	5,200	748,000	16,000	0,000	16,000	4,38%
Un calentador de agua de alimentación fuera de servicio	0,5	2,92						

Disminución de potencia en rampa a 5% de plena potencia/minuto	1,02	12,55%	10,000	36,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Aumento de la carga en escalón del 10% de plena potencia	0,42	5,17%	4,500	486,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Reducción de la carga en escalón del 10% de plena potencia	0,447	5,50%	4,000	486,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Gran reducción de la carga en escalón con descarga de vapor	0,938	11,54%	9,200	981,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Aumento de carga de 0-15% de la potencia total	0,2	2,46%	2,000	4,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Reducción de carga de 0-15% de la potencia total	0,2	2,46%	2,000	4,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Lazo fuera de servicio (arranque)	0	0,00%	1,400	28,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Lazo fuera de servicio (parada)	0	0,00%	13,000	936,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Un calentador de agua de alimentación fuera de servicio	0,4	4,92%	4,000	20,570	0,000	0,000	0,000	0,00%
Un tren de calentadores de agua de alimentación fuera de servicio	0,7	8,61%	7,000	33,600	0,000	0,000	0,000	0,00%

CONDICIONES ALTERADAS								
DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante reactor [MPa]	ΔP respecto Pdiámetro [%]	ΔT steam [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación	Severidad
Pérdida de carga, sin disparo inmediato de turbina o reactor	2,654	32,64%	24,000	8640,000	4,000	0,000	4,000	1,24%
Pérdida de potencia eléctrica exterior	2,2	27,06%	25,000	5835,000	2,000	0,000	2,000	0,62%
Pérdida parcial de caudal	1,4	17,22%	15,000	20000,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Disparo del reactor	2	24,60%	20,000	1008,000	20,000	0,000	20,000	6,19%
Actuación inadvertida de la aspersión auxiliar	8	98,40%	0,000	0,000	10,000	0,000	10,000	3,10%
Excesivo caudal de agua de alimentación	5	61,50%	83,900	6040,800	15,000	60,000	75,000	23,22%
Caida barra de control	2	24,60%	20,000	180,000	4,000	0,000	4,000	1,24%
Despresurización inadvertida del RCS	2,05	25,22%	18,000	108,000	1,000	0,000	1,000	0,31%

CONDICIONES DE PRUEBA								
DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante reactor [MPa]	ΔP respecto Pdiámetro [%]	ΔT steam [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación	Severidad
Prueba hidrostática del lado primario	0	0,00%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Prueba hidrostática del lado secundario	8	98,40%	0,000	0,000	5,000	0,000	5,000	1,55%
Prueba de fugas del lado primario	0	0,00%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Prueba de rodaje de la turbina	4	49,20%	60,000	216,000	2,000	0,000	2,000	0,62%

CONDICIONES DE ADICIONALES								
DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante reactor [MPa]	ΔP respecto Pdiámetro [%]	ΔT steam [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación	Severidad
Cierre de una válvula de aislamiento despues de la apertura erronea de una válvula de control a 0% de carga	1,5	18,45%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Parada de una de las bombas de alimentación	0,41	5,04%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Parada de dos de las bombas de alimentación	0,7	8,61%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Aislamiento de los trenes de calentadores	0,48	5,90%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Arranque de un tren de calentadores	0,325	4,00%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00%

CONDICIONES NORMALES								
DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante reactor [MPa]	ΔP respecto Pdiámetro [%]	ΔT FW [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación	Severidad
Calentamiento RCS a ritmo ≤ 55,5°C/h (100%/h)	6,4	78,72%	100,000	22,200	100,000	0,000	100,000	2,07%
Enfriamiento RCS a ritmo ≤ 55,5°C/h (100%/h)	6,4	78,72%	100,000	22,200	100,000	0,000	100,000	2,07%
Aumento de potencia en rampa a 5% de plena potencia/minuto	0,9	11,07%	70,000	252,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Disminución de potencia en rampa a 5% de plena potencia/minuto	1,02	12,55%	70,000	252,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Aumento de la carga en escalón del 10% de plena potencia	0,42	5,17%	4,000	529,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Reducción de la carga en escalón del 10% de plena potencia	0,447	5,50%	3,500	529,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Gran reducción de la carga en escalón con descarga de vapor	0,938	11,54%	30,000	3272,000	0,000	40,000	40,000	0,83%
Aumento de carga de 0-15% de la potencia total	0,2	2,46%	153,300	76,500	0,000	0,000	0,000	0,00%
Reducción de carga de 0-15% de la potencia total	0,2	2,46%	153,300	367,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Lazo fuera de servicio (arranque)	0	0,00%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Lazo fuera de servicio (parada)	0	0,00%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Un calentador de agua de alimentación fuera de servicio	0,4	4,92%	16,700	120,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Un tren de calentadores de agua de alimentación fuera de servicio	0,7	8,61%	33,300	10000,000	0,000	24,000	24,000	0,50%

CONDICIONES ALTERADAS								
DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante reactor [MPa]	ΔP respecto Pdiámetro [%]	ΔT FW [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación	Severidad
Pérdida de carga, sin disparo inmediato de turbina o reactor	2,654	32,64%	200,000	34200,000	4,000	1200,000	1204,000	24,94%
Pérdida de potencia eléctrica exterior	2,2	27,06%	200,000	34200,000	2,000	600,000	602,000	12,47%
Pérdida parcial de caudal	1,4	17,22%	190,000	46285,000	0,000	1200,000	1200,000	24,86%
Disparo del reactor	2	24,60%	120,000	8640,000	20,000	800,000	820,000	16,99%
Actuación inadvertida de la aspersión auxiliar	8	98,40%	0,000	0,000	10,000	0,000	10,000	0,21%
Excesivo caudal de agua de alimentación	5	61,50%	0,000	0,000	15,000	0,000	15,000	0,31%
Caida barra de control	2	24,60%	180,000	12960,000	4,000	400,000	404,000	8,37%
Despresurización inadvertida del RCS	2,05	25,22%	200,000	38400,000	1,000	300,000	301,000	6,24%

CONDICIONES DE PRUEBA								
DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante reactor [MPa]	ΔP respecto Pdiámetro [%]	ΔT FW [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación	Severidad
Prueba hidrostática del lado primario	0	0,00%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Prueba hidrostática del lado secundario	8	98,40%	0,000	0,000	5,000	0,000	5,000	0,10%
Prueba de fugas del lado primario	0	0,00%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Prueba de rodaje de la turbina	4	49,20%	60,000	216,000	2,000	0,000	2,000	0,04%

CONDICIONES DE ADICIONALES								
DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante reactor [MPa]	ΔP respecto Pdiámetro [%]	ΔT FW [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación	Severidad
Cierre de una válvula de aislamiento despues de								

Disminución de potencia en rampa a 5% de plena potencia/minuto	1,02	12,55%	10,000	36,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Aumento de la carga en escalón del 10% de plena potencia	0,42	5,17%	4,500	486,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Reducción de la carga en escalón del 10% de plena potencia	0,447	5,50%	4,000	486,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Gran reducción de la carga en escalón con descarga de vapor	0,938	11,54%	9,200	981,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Aumento de carga de 0-15% de la potencia total	0,2	2,46%	2,000	4,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Reducción de carga de 0-15% de la potencia total	0,2	2,46%	2,000	4,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Lazo fuera de servicio (arranque)	0	0,00%	1,400	28,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Lazo fuera de servicio (parada)	0	0,00%	13,000	936,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Un calentador de agua de alimentación fuera de servicio	0,4	4,92%	4,000	20,570	0,000	0,000	0,000	0,00%
Un tren de calentadores de agua de alimentación fuera de servicio	0,7	8,61%	7,000	33,600	0,000	0,000	0,000	0,00%

CONDICIONES ALTERADAS								
DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante reactor [MPa]	ΔP respecto Pdiámetro [%]	ΔT steam [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación	Severidad
Pérdida de carga, sin disparo inmediato de turbina o reactor	2,654	32,64%	24,000	8640,000	4,000	0,000	4,000	1,23%
Pérdida de potencia eléctrica exterior	2,2	27,06%	25,000	5835,000	2,000	0,000	2,000	0,62%
Pérdida parcial de caudal	1,4	17,22%	15,000	20000,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Disparo del reactor	2	24,60%	20,000	1008,000	20,000	0,000	20,000	6,15%
Actuación inadvertida de la aspersión auxiliar	8	98,40%	0,000	0,000	10,000	0,000	10,000	3,08%
Excesivo caudal de agua de alimentación	5	61,50%	83,900	6040,800	15,000	60,000	75,000	23,08%
Caida barra de control	2	24,60%	20,000	180,000	4,000	0,000	4,000	1,23%
Despresurización inadvertida del RCS	2,05	25,22%	18,000	108,000	1,000	0,000	1,000	0,31%

CONDICIONES DE PRUEBA								
DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante reactor [MPa]	ΔP respecto Pdiámetro [%]	ΔT steam [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación	Severidad
Prueba hidrostática del lado primario	0	0,00%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Prueba hidrostática del lado secundario	8	98,40%	0,000	0,000	5,000	0,000	5,000	1,54%
Prueba de fugas del lado primario	0	0,00%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Prueba de rodaje de la turbina	4	49,20%	60,000	216,000	2,000	0,000	2,000	0,62%

CONDICIONES DE ADICIONALES								
DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante reactor [MPa]	ΔP respecto Pdiámetro [%]	ΔT steam [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación	Severidad
Cierre de una válvula de aislamiento despues de la apertura erronea de una válvula de control a 0% de carga	1,5	18,45%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Parada de una de las bombas de alimentación	0,41	5,04%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Parada de dos de las bombas de alimentación	0,7	8,61%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Aislamiento de los trenes de calentadores	0,48	5,90%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Arranque de un tren de calentadores	0,325	4,00%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00%

CONDICIONES NORMALES								
DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante reactor [MPa]	ΔP respecto Pdiámetro [%]	ΔT FW [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación	Severidad
Calentamiento RCS a ritmo ≤ 55,5°C/h (100%/h)	6,4	78,72%	100,000	22,200	100,000	0,000	100,000	0,16%
Enfriamiento RCS a ritmo ≤ 55,5°C/h (100%/h)	6,4	78,72%	100,000	22,200	100,000	0,000	100,000	0,16%
Aumento de potencia en rampa a 5% de plena potencia/minuto	0,9	11,07%	70,000	252,000	0,000	26400,000	26400,000	43,54%
Disminución de potencia en rampa a 5% de plena potencia/minuto	1,02	12,55%	70,000	252,000	0,000	26400,000	26400,000	43,54%
Aumento de la carga en escalón del 10% de plena potencia	0,42	5,17%	4,000	529,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Reducción de la carga en escalón del 10% de plena potencia	0,447	5,50%	3,500	529,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Gran reducción de la carga en escalón con descarga de vapor	0,938	11,54%	30,000	3272,000	0,000	40,000	40,000	0,07%
Aumento de carga de 0-15% de la potencia total	0,2	2,46%	153,300	76,500	0,000	0,000	0,000	0,00%
Reducción de carga de 0-15% de la potencia total	0,2	2,46%	153,300	367,000	0,000	1000,000	1000,000	1,65%
Lazo fuera de servicio (arranque)	0	0,00%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Lazo fuera de servicio (parada)	0	0,00%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Un calentador de agua de alimentación fuera de servicio	0,4	4,92%	16,700	120,000	0,000	0,000	0,000	0,00%
Un tren de calentadores de agua de alimentación fuera de servicio	0,7	8,61%	33,300	10000,000	0,000	24,000	24,000	0,04%

CONDICIONES ALTERADAS								
DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante reactor [MPa]	ΔP respecto Pdiámetro [%]	ΔT FW [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación	Severidad
Pérdida de carga, sin disparo inmediato de turbina o reactor	2,654	32,64%	200,000	34200,000	4,000	1200,000	1204,000	1,99%
Pérdida de potencia eléctrica exterior	2,2	27,06%	200,000	34200,000	2,000	600,000	602,000	0,99%
Pérdida parcial de caudal	1,4	17,22%	190,000	46285,000	0,000	1200,000	1200,000	1,98%
Disparo del reactor	2	24,60%	120,000	8640,000	20,000	800,000	820,000	3,33%
Actuación inadvertida de la aspersión auxiliar	8	98,40%	0,000	0,000	10,000	0,000	10,000	0,02%
Excesivo caudal de agua de alimentación	5	61,50%	0,000	0,000	15,000	0,000	15,000	0,02%
Caida barra de control	2	24,60%	180,000	12960,000	4,000	1200,000	1204,000	1,99%
Despresurización inadvertida del RCS	2,05	25,22%	200,000	38400,000	1,000	300,000	301,000	0,50%

CONDICIONES DE PRUEBA								
DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante reactor [MPa]	ΔP respecto Pdiámetro [%]	ΔT FW [K]	°C/h				

7.2. Gasto en fatiga

El gasto en fatiga es el proceso de cambio estructural, permanente, progresivo y localizado que ocurre en un material sujeto a tensiones y deformaciones variables y que produce fisuras o la fractura completa tras un número suficiente de fluctuaciones.

En la Tabla 17 y 18 se representan todos los factores de ponderación aplicados, tanto de temperatura como de presión de cada una de las zonas estudiadas y con cada uno de los espesores. En ella se puede diferenciar qué parte del sistema sufre más con cada transitorio y en qué medida se ve afectada respecto al gasto en fatiga.

Para realizar estas tablas al igual que en el apartado anterior, se ha optado por utilizar los transitorios que afectan a los generadores de vapor, en los cuales aplican un mayor número de transitorios y su estudio englobaría al resto de componentes a estudiar. El estudio de las zonas más exhaustivo y por separado se realiza a continuación de este.

Rama	Disminución de potencia en rampa a 5% de plena potencia/minuto	0,85	4,96%	32,00	108,00	0,000	0,000	0,000				
	Aumento de la carga en escalón del 10% de plena potencia	0,6	3,50%	4,50	162,00	0,000	0,000	0,000				
	Reducción de la carga en escalón del 10% de plena potencia	0,55	3,21%	4,50	162,00	0,000	0,000	0,000				
	Gran reducción de la carga en escalón con descarga de vapor	0,875	5,11%	21,00	75,60	0,000	0,000	0,000				
	Aumento de carga de 0-15% de la potencia total	0	0,00%	5,30	10,60	0,000	0,000	0,000				
	Reducción de carga de 0-15% de la potencia total	0	0,00%	5,30	10,60	0,000	0,000	0,000				
	Lazo fuera de servicio (arranque)	4,2	24,52%	8,70	5760,00	0,050	0,000	0,050				
	Lazo fuera de servicio (parada)	10	58,38%	50,00	900,00	0,200	0,000	0,200				
	Un calentador de agua de alimentación fuera de servicio	0,5	2,92%	2,50	12,85	0,000	0,000	0,000				
	Un tren de calentadores de agua de alimentación fuera de servicio	0,7	4,09%	5,00	24,00	0,000	0,000	0,000				
	CONDICIONES ALTERADAS											
	DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante rector	AP respecto Pdiseno [kG]	ΔT hot leg [K]	%C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación				
	Pérdida de carga, sin disparo inmediato de turbina o reactor	5,5	32,11%	37,00	3805,00	0,050	0,200	0,250				
Pérdida de potencia eléctrica exterior	2,2	12,84%	25,00	6000,00	0,000	0,000	0,000					
Pérdida parcial de caudal	3,5	20,43%	55,00	3960,00	0,050	0,200	0,250					
Disparo del reactor	3,75	21,89%	50,00	3780,00	0,050	0,200	0,250					
Actuación inadvertida de la aspersión auxiliar	8	46,70%	0,00	0,00	0,200	0,000	0,200					
Excesivo caudal de agua de alimentación	6,5	37,95%	58,30	1920,00	0,050	0,000	0,050					
Caida barra de control	3,6	21,02%	47,00	5640,00	0,050	0,200	0,250					
Despresurización inadvertida del RCS	10	58,38%	57,00	342,00	0,200	0,000	0,200					
CONDICIONES DE PRUEBA												
DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante	AP respecto Pdiseno	ΔT hot leg [K]	%C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación					
Prueba hidrostática del lado primario	21,42	74,96%	0,00	0,00	0,500	0,000	0,500					
Prueba hidrostática del lado secundario	10,21	59,60%	0,00	0,00	0,200	0,000	0,200					
Prueba de fugas del lado primario	10	58,38%	194,00	64,66	0,200	0,000	0,200					
Prueba de rodaje de la turbina	4	23,35%	60,00	216,00	0,050	0,000	0,050					
CONDICIONES DE ADICIONALES												
DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante	AP respecto Pdiseno	ΔT hot leg [K]	%C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación					
Cierre de una válvula de aislamiento despues de la apertura erronea de una válvula de control a 0% de carga	1,7	9,92%	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000					
Parada de una de las bombas de alimentación	0,41	2,39%	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000					
Parada de dos de las bombas de alimentación	0,48	2,80%	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000					
Aislamiento de los trenes de calentadores	0,48	2,80%	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000					
Arranque de un tren de calentadores	0,325	1,90%	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000					

Rama	CONDICIONES NORMALES											
	DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante	AP respecto Pdiseno	ΔT cold leg [K]	%C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación				
	Calentamiento RCS a ritmo ≤ 55,5°C/h (100°F/h)	12,25	71,51%	250,000	55,500	0,500	0,000	0,500				
	Enfriamiento RCS a ritmo ≤ 55,5°C/h (100°F/h)	12,25	71,51%	250,000	55,500	0,500	0,000	0,500				
	Aumento de potencia en rampa a 5% de plena potencia/minuto	0,55	3,21%	4,500	116,540	0,000	0,000	0,000				
	Disminución de potencia en rampa a 5% de plena potencia/minuto	0,85	4,96%	4,000	116,540	0,000	0,000	0,000				
	Aumento de la carga en escalón del 10% de plena potencia	0,6	3,50%	3,750	385,000	0,000	0,000	0,000				
	Reducción de la carga en escalón del 10% de plena potencia	0,55	3,21%	3,750	385,000	0,000	0,000	0,000				
	Gran reducción de la carga en escalón con descarga de vapor	0,875	5,11%	8,000	411,000	0,000	0,000	0,000				
	Aumento de carga de 0-15% de la potencia total	0	0,00%	0,900	10,800	0,000	0,000	0,000				
	Reducción de carga de 0-15% de la potencia total	0	0,00%	0,900	10,800	0,000	0,000	0,000				
	Lazo fuera de servicio (arranque)	4,2	24,52%	1,800	43,200	0,050	0,000	0,050				
	Lazo fuera de servicio (parada)	10	58,38%	5,200	748,000	0,200	0,000	0,200				
Un calentador de agua de alimentación fuera de servicio	0,5	2,92%	3,600	18,510	0,000	0,000	0,000					
Un tren de calentadores de agua de alimentación fuera de servicio	0,7	4,09%	6,300	30,240	0,000	0,000	0,000					
CONDICIONES ALTERADAS												
DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante	AP respecto Pdiseno	ΔT cold leg [K]	%C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación					
Pérdida de carga, sin disparo inmediato de turbina o reactor	5,5	32,11%	21,000	2400,000	0,050	0,000	0,050					
Pérdida de potencia eléctrica exterior	2,2	12,84%	14,000	252,000	0,000	0,000	0,000					
Pérdida parcial de caudal	3,5	20,43%	14,000	1080,000	0,050	0,000	0,050					
Disparo del reactor	3,75	21,89%	20,000	1440,000	0,050	0,000	0,050					
Actuación inadvertida de la aspersión auxiliar	8	46,70%	0,000	0,000	0,200	0,000	0,200					
Excesivo caudal de agua de alimentación	6,5	37,95%	75,000	3857,000	0,050	0,200	0,250					
Caida barra de control	3,6	21,02%	14,000	2520,000	0,050	0,000	0,050					
Despresurización inadvertida del RCS	10	58,38%	20,000	120,000	0,200	0,000	0,200					
CONDICIONES DE PRUEBA												
DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante	AP respecto Pdiseno	ΔT cold leg [K]	%C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación					
Prueba hidrostática del lado primario	21,42	74,96%	0,000	0,000	0,500	0,000	0,500					
Prueba hidrostática del lado secundario	10,21	59,60%	0,000	0,000	0,200	0,000	0,200					
Prueba de fugas del lado primario	10	58,38%	194,000	64,660	0,200	0,000	0,200					
Prueba de rodaje de la turbina	4	23,35%	60,000	216,000	0,050	0,000	0,050					
CONDICIONES DE ADICIONALES												
DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante	AP respecto Pdiseno	ΔT cold leg [K]	%C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación					
Cierre de una válvula de aislamiento despues de la apertura erronea de una válvula de control a 0% de carga	1,7	9,92%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000					
Parada de una de las bombas de alimentación	0,41	2,39%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000					

Rama	Disminución de potencia en rampa a 5% de plena potencia/minuto	0,85	4,96%	32,00	108,00	0,000	0,000	0,000				
	Aumento de la carga en escalón del 10% de plena potencia	0,6	3,50%	4,50	162,00	0,000	0,000	0,000				
	Reducción de la carga en escalón del 10% de plena potencia	0,55	3,21%	4,50	162,00	0,000	0,000	0,000				
	Gran reducción de la carga en escalón con descarga de vapor	0,875	5,11%	21,00	75,60	0,000	0,000	0,000				
	Aumento de carga de 0-15% de la potencia total	0	0,00%	5,30	10,60	0,000	0,000	0,000				
	Reducción de carga de 0-15% de la potencia total	0	0,00%	5,30	10,60	0,000	0,000	0,000				
	Lazo fuera de servicio (arranque)	4,2	24,52%	8,70	5760,00	0,050	0,000	0,050				
	Lazo fuera de servicio (parada)	10	58,38%	50,00	900,00	0,200	0,000	0,200				
	Un calentador de agua de alimentación fuera de servicio	0,5	2,92%	2,50	12,85	0,000	0,000	0,000				
	Un tren de calentadores de agua de alimentación fuera de servicio	0,7	4,09%	5,00	24,00	0,000	0,000	0,000				
	CONDICIONES ALTERADAS											
	DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante rector	AP respecto Pdiseno	ΔT hot leg [K]	%C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación				
	Pérdida de carga, sin disparo inmediato de turbina o reactor	5,5	32,11%	37,00	3805,00	0,050	0,200	0,250				
Pérdida de potencia eléctrica exterior	2,2	12,84%	25,00	6000,00	0,000	0,000	0,000					
Pérdida parcial de caudal	3,5	20,43%	55,00	3960,00	0,050	0,200	0,250					
Disparo del reactor	3,75	21,89%	50,00	3780,00	0,050	0,200	0,250					
Actuación inadvertida de la aspersión auxiliar	8	46,70%	0,00	0,00	0,200	0,000	0,200					
Excesivo caudal de agua de alimentación	6,5	37,95%	58,30	1920,00	0,050	0,000	0,050					
Caida barra de control	3,6	21,02%	47,00	5640,00	0,050	0,200	0,250					
Despresurización inadvertida del RCS	10	58,38%	57,00	342,00	0,200	0,000	0,200					
CONDICIONES DE PRUEBA												
DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante	AP respecto Pdiseno	ΔT hot leg [K]	%C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación					
Prueba hidrostática del lado primario	21,42	74,96%	0,00	0,00	0,500	0,000	0,500					
Prueba hidrostática del lado secundario	10,21	59,60%	0,00	0,00	0,200	0,000	0,200					
Prueba de fugas del lado primario	10	58,38%	194,00	64,66	0,200	0,000	0,200					
Prueba de rodaje de la turbina	4	23,35%	60,00	216,00	0,050	0,000	0,050					
CONDICIONES DE ADICIONALES												
DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante	AP respecto Pdiseno	ΔT hot leg [K]	%C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación					
Cierre de una válvula de aislamiento despues de la apertura erronea de una válvula de control a 0% de carga	1,7	9,92%	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000					
Parada de una de las bombas de alimentación	0,41	2,39%	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000					
Parada de dos de las bombas de alimentación	0,48	2,80%	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000					
Aislamiento de los trenes de calentadores	0,48	2,80%	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000					
Arranque de un tren de calentadores	0,325	1,90%	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000					

Rama	CONDICIONES NORMALES											
	DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante	AP respecto Pdiseno	ΔT cold leg [K]	%C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación				
	Calentamiento RCS a ritmo ≤ 55,5°C/h (100°F/h)	12,25	71,51%	250,000	55,500	0,500	0,000	0,500				
	Enfriamiento RCS a ritmo ≤ 55,5°C/h (100°F/h)	12,25	71,51%	250,000	55,500	0,500	0,000	0,500				
	Aumento de potencia en rampa a 5% de plena potencia/minuto	0,55	3,21%	4,500	116,540	0,000	0,000	0,000				
	Disminución de potencia en rampa a 5% de plena potencia/minuto	0,85	4,96%	4,000	116,540	0,000	0,000	0,000				
	Aumento de la carga en escalón del 10% de plena potencia	0,6	3,50%	3,750	385,000	0,000	0,000	0,000				
	Reducción de la carga en escalón del 10% de plena potencia	0,55	3,21%	3,750	385,000	0,000	0,000	0,000				
	Gran reducción de la carga en escalón con descarga de vapor	0,875	5,11%	8,000	411,000	0,000	0,000	0,000				
	Aumento de carga de 0-15% de la potencia total	0	0,00%	0,900	10,800	0,000	0,000	0,000				
	Reducción de carga de 0-15% de la potencia total	0	0,00%	0,900	10,800	0,000	0,000	0,000		</		

V
a
p
o
r

Disminución de potencia en rampa a 5% de plena potencia/minuto	1,02	12,55%	10,000	36,000	0,000	0,000	0,000
Aumento de la carga en escalón del 10% de plena potencia	0,42	5,17%	4,500	486,000	0,000	0,000	0,000
Reducción de la carga en escalón del 10% de plena potencia	0,447	5,50%	4,000	486,000	0,000	0,000	0,000
Gran reducción de la carga en escalón con descarga de vapor	0,938	11,54%	9,200	981,000	0,000	0,000	0,000
Aumento de carga de 0-15% de la potencia total	0,2	2,46%	2,000	4,000	0,000	0,000	0,000
Reducción de carga de 0-15% de la potencia total	0,2	2,46%	2,000	4,000	0,000	0,000	0,000
Lazo fuera de servicio (arranque)	0	0,00%	1,400	28,000	0,000	0,000	0,000
Lazo fuera de servicio (parada)	0	0,00%	13,000	936,000	0,000	0,000	0,000
Un calentador de agua de alimentación fuera de servicio	0,4	4,92%	4,000	20,570	0,000	0,000	0,000
Un tren de calentadores de agua de alimentación fuera de servicio	0,7	8,61%	7,000	33,600	0,000	0,000	0,000

CONDICIONES ALTERADAS

DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante reactor [MPa]	ΔP respecto Diseño [%]	ΔT steam [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación
Pérdida de carga, sin disparo inmediato de turbina o reactor	2,654	32,64%	24,000	8640,000	0,050	0,000	0,050
Pérdida de potencia eléctrica exterior	2,2	27,06%	25,000	5835,000	0,050	0,000	0,050
Pérdida parcial de caudal	1,4	17,22%	15,000	20000,000	0,000	0,000	0,000
Disparo del reactor	2	24,60%	20,000	1008,000	0,050	0,000	0,050
Actuación inadvertida de la aspersión auxiliar	8	98,40%	0,000	0,000	1,000	0,000	1,000
Excesivo caudal de agua de alimentación	5	61,50%	83,900	6040,800	0,500	2,000	2,500
Caida barra de control	2	24,60%	20,000	180,000	0,050	0,000	0,050
Despresurización inadvertida del RCS	2,05	25,22%	18,000	108,000	0,050	0,000	0,050

CONDICIONES DE PRUEBA

DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante reactor [MPa]	ΔP respecto Diseño [%]	ΔT steam [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación
Prueba hidrostática del lado primario	0	0,00%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Prueba hidrostática del lado secundario	8	98,40%	0,000	0,000	1,000	0,000	1,000
Prueba de fugas del lado primario	0	0,00%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Prueba de rodaje de la turbina	4	49,20%	60,000	216,000	0,200	0,000	0,200

CONDICIONES DE ADICIONALES

DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante reactor [MPa]	ΔP respecto Diseño [%]	ΔT steam [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación
Cierre de una válvula de aislamiento despues de la apertura erronea de una válvula de control a 0% de carga	1,5	18,45%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Parada de una de las bombas de alimentación	0,41	5,04%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Parada de dos de las bombas de alimentación	0,7	8,61%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Aislamiento de los trenes de calentadores	0,48	5,90%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Arranque de un tren de calentadores	0,325	4,00%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

CONDICIONES NORMALES

DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante reactor [MPa]	ΔP respecto Diseño [%]	ΔT FW [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación
Calentamiento RCS a ritmo ≤ 55,5°C/h (100°F/h)	6,4	78,72%	100,000	22,200	0,500	0,000	0,500
Enfriamiento RCS a ritmo ≤ 55,5°C/h (100°F/h)	6,4	78,72%	100,000	22,200	0,500	0,000	0,500
Aumento de potencia en rampa a 5% de plena potencia/minuto	0,9	11,07%	70,000	252,000	0,000	0,000	0,000
Disminución de potencia en rampa a 5% de plena potencia/minuto	1,02	12,55%	70,000	252,000	0,000	0,000	0,000
Aumento de la carga en escalón del 10% de plena potencia	0,42	5,17%	4,000	529,000	0,000	0,000	0,000
Reducción de la carga en escalón del 10% de plena potencia	0,447	5,50%	3,500	529,000	0,000	0,000	0,000
Gran reducción de la carga en escalón con descarga de vapor	0,938	11,54%	30,000	3272,000	0,000	0,200	0,200
Aumento de carga de 0-15% de la potencia total	0,2	2,46%	153,300	76,500	0,000	0,000	0,000
Reducción de carga de 0-15% de la potencia total	0,2	2,46%	153,300	367,000	0,000	0,000	0,000
Lazo fuera de servicio (arranque)	0	0,00%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Lazo fuera de servicio (parada)	0	0,00%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Un calentador de agua de alimentación fuera de servicio	0,4	4,92%	16,700	120,000	0,000	0,000	0,000
Un tren de calentadores de agua de alimentación fuera de servicio	0,7	8,61%	33,300	1000,000	0,000	0,200	0,200

CONDICIONES ALTERADAS

DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante reactor [MPa]	ΔP respecto Diseño [%]	ΔT FW [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación
Pérdida de carga, sin disparo inmediato de turbina o reactor	2,654	32,64%	200,000	34200,000	0,050	15,000	15,050
Pérdida de potencia eléctrica exterior	2,2	27,06%	200,000	34200,000	0,050	15,000	15,050
Pérdida parcial de caudal	1,4	17,22%	190,000	46200,000	0,000	15,000	15,000
Disparo del reactor	2	24,60%	120,000	8640,000	0,050	2,000	2,050
Actuación inadvertida de la aspersión auxiliar	8	98,40%	0,000	0,000	1,000	0,000	1,000
Excesivo caudal de agua de alimentación	5	61,50%	0,000	0,000	0,500	0,000	0,500
Caida barra de control	2	24,60%	180,000	12960,000	0,050	5,000	5,050
Despresurización inadvertida del RCS	2,05	25,22%	200,000	38400,000	0,050	15,000	15,050

CONDICIONES DE PRUEBA

DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante reactor [MPa]	ΔP respecto Diseño [%]	ΔT FW [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación
Prueba hidrostática del lado primario	0	0,00%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Prueba hidrostática del lado secundario	8	98,40%	0,000	0,000	1,000	0,000	1,000
Prueba de fugas del lado primario	0	0,00%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Prueba de rodaje de la turbina	4	49,20%	60,000	216,000	0,200	0,000	0,200

CONDICIONES DE ADICIONALES

DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante reactor [MPa]	ΔP respecto Diseño [%]	ΔT FW [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación
Cierre de una válvula de aislamiento despues de la apertura erronea de una válvula de control a 0% de carga	1,5	18,45%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

A
g
u
a
d
e
a
l
i
m
e
n
t
a
c
i
ó

V
a
p
o
r

Disminución de potencia en rampa a 5% de plena potencia/minuto	1,02	12,55%	10,000	36,000	0,000	0,000	0,000
Aumento de la carga en escalón del 10% de plena potencia	0,42	5,17%	4,500	486,000	0,000	0,000	0,000
Reducción de la carga en escalón del 10% de plena potencia	0,447	5,50%	4,000	486,000	0,000	0,000	0,000
Gran reducción de la carga en escalón con descarga de vapor	0,938	11,54%	9,200	981,000	0,000	0,000	0,000
Aumento de carga de 0-15% de la potencia total	0,2	2,46%	2,000	4,000	0,000	0,000	0,000
Reducción de carga de 0-15% de la potencia total	0,2	2,46%	2,000	4,000	0,000	0,000	0,000
Lazo fuera de servicio (arranque)	0	0,00%	1,400	28,000	0,000	0,000	0,000
Lazo fuera de servicio (parada)	0	0,00%	13,000	936,000	0,000	0,000	0,000
Un calentador de agua de alimentación fuera de servicio	0,4	4,92%	4,000	20,570	0,000	0,000	0,000
Un tren de calentadores de agua de alimentación fuera de servicio	0,7	8,61%	7,000	33,600	0,000	0,000	0,000

CONDICIONES ALTERADAS

DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante reactor [MPa]	ΔP respecto Diseño [%]	ΔT steam [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación
Pérdida de carga, sin disparo inmediato de turbina o reactor	2,654	32,64%	24,000	8640,000	0,050	0,000	0,050
Pérdida de potencia eléctrica exterior	2,2	27,06%	25,000	5835,000	0,050	0,000	0,050
Pérdida parcial de caudal	1,4	17,22%	15,000	20000,000	0,000	0,000	0,000
Disparo del reactor	2	24,60%	20,000	1008,000	0,050	0,000	0,050
Actuación inadvertida de la aspersión auxiliar	8	98,40%	0,000	0,000	1,000	0,000	1,000
Excesivo caudal de agua de alimentación	5	61,50%	83,900	6040,800	0,500	2,000	2,500
Caida barra de control	2	24,60%	20,000	180,000	0,050	0,000	0,050
Despresurización inadvertida del RCS	2,05	25,22%	18,000	108,000	0,050	0,000	0,050

CONDICIONES DE PRUEBA

DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante reactor [MPa]	ΔP respecto Diseño [%]	ΔT steam [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación
Prueba hidrostática del lado primario	0	0,00%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Prueba hidrostática del lado secundario	8	98,40%	0,000	0,000	1,000	0,000	1,000
Prueba de fugas del lado primario	0	0,00%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Prueba de rodaje de la turbina	4	49,20%	60,000	216,000	0,200	0,000	0,400

CONDICIONES DE ADICIONALES

DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante reactor [MPa]	ΔP respecto Diseño [%]	ΔT steam [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación
Cierre de una válvula de aislamiento despues de la apertura erronea de una válvula de control a 0% de carga	1,5	18,45%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Parada de una de las bombas de alimentación	0,41	5,04%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Parada de dos de las bombas de alimentación	0,7	8,61%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Aislamiento de los trenes de calentadores	0,48	5,90%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Arranque de un tren de calentadores	0,325	4,00%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

CONDICIONES NORMALES

DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante reactor [MPa]	ΔP respecto Diseño [%]	ΔT FW [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación
Calentamiento RCS a ritmo ≤ 55,5°C/h (100°F/h)	6,4	78,72%	100,000	22,200	0,500	0,000	0,500
Enfriamiento RCS a ritmo ≤ 55,5°C/h (100°F/h)	6,4	78,72%	100,000	22,200	0,500	0,000	0,500
Aumento de potencia en rampa a 5% de plena potencia/minuto	0,9	11,07%	70,000	252,000	0,000	0,000	0,000
Disminución de potencia en rampa a 5% de plena potencia/minuto	1,02	12,55%	70,000	252,000	0,000	0,000	0,000
Aumento de la carga en escalón del 10% de plena potencia	0,42	5,17%	4,000	529,000	0,000	0,000	0,000
Reducción de la carga en escalón del 10% de plena potencia	0,447	5,50%	3,500	529,000	0,000	0,000	0,000
Gran reducción de la carga en escalón con descarga de vapor	0,938	11,54%	30,000	3272,000	0,000	0,200	0,200
Aumento de carga de 0-15% de la potencia total	0,2	2,46%	153,300	76,500	0,000	0,000	0,000
Reducción de carga de 0-15% de la potencia total	0,2	2,46%	153,300	367,000	0,000	0,000	0,000
Lazo fuera de servicio (arranque)	0	0,00%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Lazo fuera de servicio (parada)	0	0,00%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Un calentador de agua de alimentación fuera de servicio	0,4	4,92%	16,700	120,000	0,000	0,000	0,000
Un tren de calentadores de agua de alimentación fuera de servicio	0,7	8,61%	33,300	1000,000	0,000	0,200	0,200

CONDICIONES ALTERADAS

DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante reactor [MPa]	ΔP respecto Diseño [%]	ΔT FW [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación
Pérdida de carga, sin disparo inmediato de turbina o reactor	2,654	32,64%	200,000	34200,000	0,050	15,000	15,050
Pérdida de potencia eléctrica exterior	2,2	27,06%	200,000	34200,000	0,050	15,000	15,050
Pérdida parcial de caudal	1,4	17,22%	190,000	46200,000	0,000	15,000	15,000
Disparo del reactor	2	24,60%	120,000	8640,000	0,050	5,000	5,050
Actuación inadvertida de la aspersión auxiliar	8	98,40%	0,000	0,000	1,000	0,000	1,000
Excesivo caudal de agua de alimentación	5	61,50%	0,000	0,000	0,500	0,000	0,500
Caida barra de control	2	24,60%	180,000	12960,000	0,050	15,000	15,050
Despresurización inadvertida del RCS	2,05	25,22%	200,000	38400,000	0,050	15,000	15,050

CONDICIONES DE PRUEBA

DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante reactor [MPa]	ΔP respecto Diseño [%]	ΔT FW [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación
Prueba hidrostática del lado primario	0	0,00%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Prueba hidrostática del lado secundario	8	98,40%	0,000	0,000	1,000	0,000	1,000
Prueba de fugas del lado primario	0	0,00%	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Prueba de rodaje de la turbina	4	49,20%	60,000	216,000	0,200	0,000	0,200

CONDICIONES DE ADICIONALES

DESCRIPCIÓN DEL TRANSITORIO	ΔP refrigerante reactor [MPa]	ΔP respecto Diseño [%]	ΔT FW [K]	°C/h	Factor ΔP	Factor ΔT	SUMA Factor de Ponderación
Cierre de una válvula de aislamiento despues de la apertura erronea de una válvula de control a 0% de carga	1,5	18,45%	0,000				

Para poder realizar una mejor interpretación de las matrices de factores de ponderación anteriores, se realiza la ponderación de 3 transitorios. Los transitorios elegidos son “Calentamiento del RCS a ritmo de 55,5 °C/h”, “Disparos del reactor” y “Prueba rodaje de turbina” por ser los tipos más representativos de las ponderaciones de todos los transitorios analizados. En este análisis se muestra la influencia del espesor con el factor de ponderación y una comparación de las 4 zonas en las que se ha dividido el sistema.

El análisis de los transitorios escogidos, ha permitido determinar 3 posibles casos. En el primero de ellos se pueden encontrar valores en los que el gasto en fatiga es igual en las cuatro zonas y para dos de los tres espesores estudiados. En este caso para los espesores de <10 mm y espesores entre 20 y 50 mm y para las cuatro zonas se tiene de un factor de ponderación de 0,500. En la zona de agua de alimentación el factor de ponderación se mantiene constante para todos los espesores estudiados.

Calentamiento del RCS a ritmo de 55,5 °C/h	e ≤ 10 mm	20 mm < e ≤ 50 mm	100 mm < e
Rama Caliente	0,5	0,5	2,5
Rama Fría	0,5	0,5	2,5
Vapor	0,5	0,5	2,5
Agua de alimentación	0,5	0,5	0,5

Tabla 19- Comparación de factores de ponderación en las zonas en el calentamiento del RCS

Existe un segundo caso en la Tabla 16 donde el efecto de las diferentes zonas a estudio empieza a influir en los resultados. El hecho de que los transitorios en la zona de agua de alimentación son más severos dado que sus variaciones de temperatura son más altas en comparación con las otras ramas, se puede observar en las demás zonas los valores de gasto en fatiga son bajos (menores de 0,5 ciclos/año). Sin embargo, cuando se observa la zona de agua de alimentación las diferencias son apreciables respecto a las demás zonas. Incluso, la comparación entre espesores menores de 10 mm y superiores a 20 mm en este transitorio muestra una gran diferencia. Tanto es así, que los espesores más altos sufren un gasto en fatiga que dobla a los espesores más bajos.

Disparos del reactor	e ≤ 10 mm	20 mm < e ≤ 50 mm	100 mm < e
Rama Caliente	0,25	0,25	0,25
Rama Fría	0,05	0,05	0,05
Vapor	0,05	0,05	0,05
Agua de alimentación	2,05	5,05	5,05

Tabla 20-Comparación de factores de ponderación en las zonas en los disparos del reactor

Por último, existe un último caso relacionado con las “Pruebas de rodaje de la turbina” donde se ve claramente esa dependencia con el espesor de los factores de ponderación más elevados.

A medida que aumenta el espesor el factor de ponderación también lo hace y en este caso con independencia de la zona que se esté valorando, salvo en la zona de agua de alimentación que se mantiene constante y con un valor muy por encima comparado con los factores de las otras zonas.

<u>Prueba rodaje de turbina</u>	$e \leq 10 \text{ mm}$	$20 \text{ mm} < e \leq 50 \text{ mm}$	$100 \text{ mm} < e$
Rama Caliente	0,05	0,25	2,05
Rama Fría	0,05	0,25	2,05
Vapor	0,2	0,4	2,2
Agua de alimentación	15,05	15,05	15,05

Tabla 21- Comparación de factores de ponderación en las zonas en la prueba de rodaje de turbina

Una vez aplicados los factores de ponderación a todos los datos de contaje, se realizará el análisis de cuatro componentes principales de cada una de las centrales, considerando tres espesores distintos y diferentes condiciones de presión y temperatura dependiendo de las zonas en las que se encuentren dichos componentes. El tratamiento de estos datos se ha realizado de igual modo que los análisis de comparaciones múltiples realizados anteriormente, mediante el mismo análisis estadístico anteriormente comentado [\[Anexo 1\]](#) y una representación de los datos para una comparación más intuitiva.

Cada muestra analizada dispone de una gran cantidad de ceros y esto distorsiona mucho la posible interpretación de las comparaciones. Se ha optado por eliminar los transitorios que por su naturaleza tenían una ponderación de cero en todas las plantas, de este modo los datos representados y los análisis estadísticos dan una información más detallada [\[Anexo 2\]](#).

También se han representado las centrales de Davis Besse y la central de Three Mile Island aunque como consecuencia de su falta de datos, su aportación en muchos análisis es despreciable. Todas las pruebas estadísticas se han realizado incluyendo estas dos centrales.

A la hora de realizar los diagramas de cajas se representan los valores atípicos de cada una de las distribuciones. Estos valores, a pesar de ser tratados y representados como anómalos, tienen peso en la interpretación de los resultados, ya que no pueden obviarse al ser datos con un interés muy alto por la información que arrojan.

7.2.1. Vasija del reactor

La vasija del reactor es el componente mas importante del sistema de refrigeración. La cual se define como la parte del circuito primario que hace posible la generacion de vapor a partir del calor generado por la fision en el nucleo. En su interior se alojan los elementos combustibles que componen el nucleo, las estructuras de soporte del mismo, las barras de control, el blindaje térmico, etc.

La vasija es un cilindro de eje vertical, cerrado en sus dos bases por cubiertas semiesfericas, de las cuales la inferior es fija y la superior desmontable. El material de la vasija suele ser acero con bajo contenido en carbono, o aleaciones especiales resistentes a la rotura fragil, recubierta en la parte en contacto con el refrigerante de una lamina de acero inoxidable.

En primer lugar, se ha realizado el análisis comparativo entre centrales, tomando en consideración únicamente la vasija del reactor. Este componente se ha dividido en dos partes (superior e inferior), esto es debido a que parte del mismo se ve afectado principalmente por la rama caliente y otra parte por la rama fría, las cuales sufren diferentes variaciones de temperatura durante los distintos transitorios estudiados.

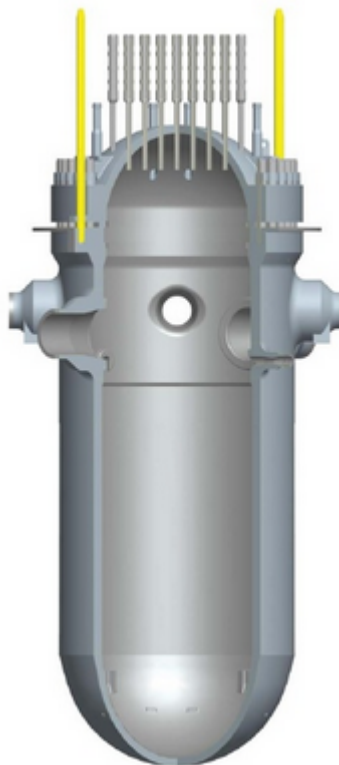


Ilustración 8- Vasija del reactor

Para cada caso se han recogido los datos de los transitorios que afectan directamente a cada componente. En un primer gráfico se van a representar los datos para cada central sin ponderación y a continuación se representarán los datos de las ponderaciones de

estos datos para tres espesores diferentes. El análisis de estos datos se realiza comparando, en primer lugar, los datos sin ponderación con los ponderados y, posteriormente, entre los distintos espesores, buscando dar respuesta a los datos más destacados. El objetivo de este análisis es ver el efecto de la ponderación en los diferentes transitorios y su respuesta al aplicarlo a las centrales analizadas y ver si éstas han tenido un comportamiento diferente entre sí.

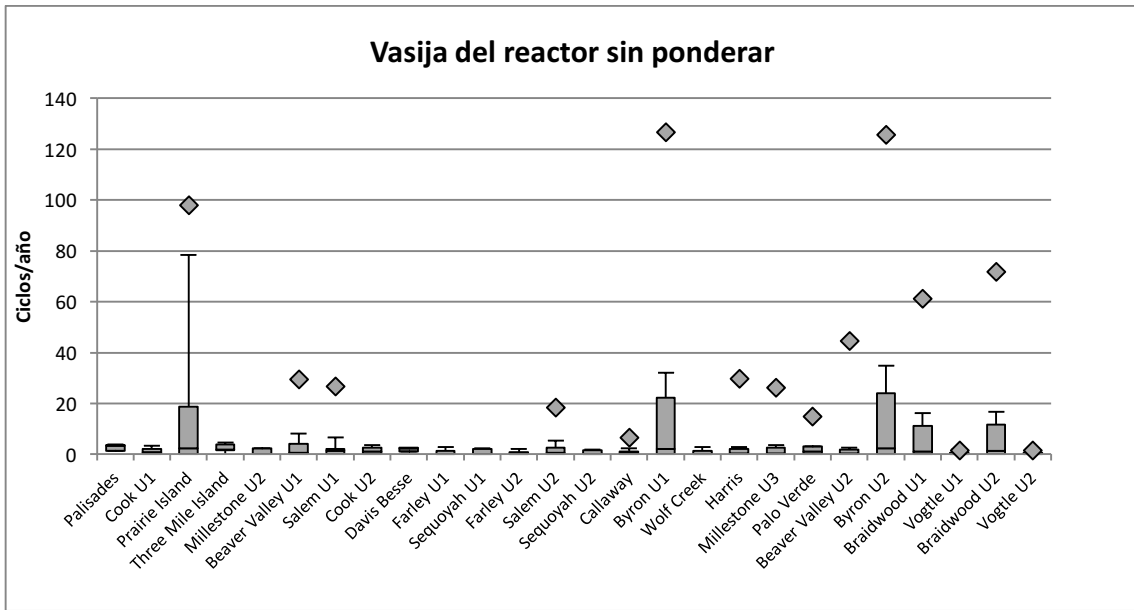
En estas gráficas se representan los diagramas de cajas, la mediana y los rangos promedio de cada central, encontrándose las centrales ordenadas según el año de comienzo de operación. Como se ha comentado anteriormente estos rangos son ponderaciones de los datos que se disponen, esta ponderación depende de la totalidad de los datos y sus valores. Al promedio de este rango para los datos de cada central se ha denominado rango promedio. Se representan los rangos porque en los estudios estadísticos y debido a la naturaleza de la muestra de datos (pocos datos, distribución no normal, etc.), los resultados de la prueba estadística que se utiliza solamente puede interpretarse haciendo referencia a las diferencias entre los valores rango promedio de cada muestra [\[Anexo 1\]](#).

También se ha representado el promedio de los rangos promedio que ilustra la comparación de los datos entre centrales en relación a los rangos promedio.

En las gráficas de datos sin ponderar no se representan los rangos promedio de las muestras dado que con estos datos no se ha realizado ningún análisis comparativo ni estadístico donde se haya tenido que obtener el rango promedio de los datos. Este análisis no se ha llevado a cabo puesto que el análisis de comparación de los datos de conteo sin ponderar de las centrales se ha realizado anteriormente [\[4.2.2\]](#) y en él se ha buscado la mejor comparación de las centrales con el mayor número de transitorios que tengan en común contabilizados todas las centrales. En este caso la representación de los datos sin ponderar se utiliza para la comparación de los datos ponderados y sin ponderar de cada central y poder sacar conclusiones del efecto de los factores de ponderación.

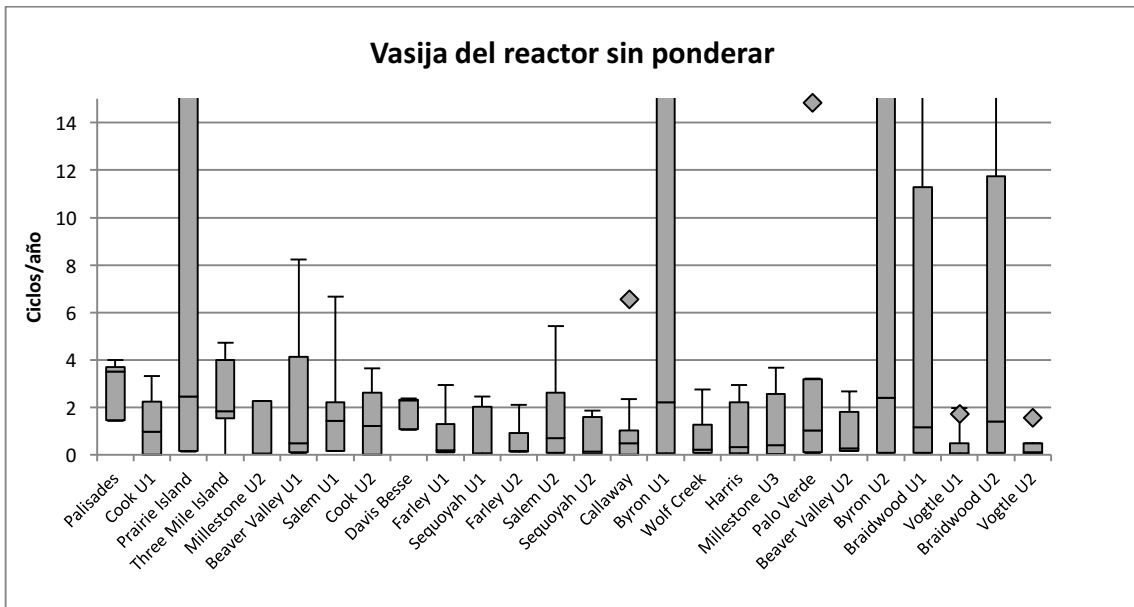
Vasija superior

La Gráfica 22 muestra los datos sin ponderar en las muestras analizadas, en las que se puede observar la existencia de numerosos valores atípicos que han sido calculados según el procedimiento indicado en el apartado [\[4.2.1\]](#) y [\[Anexo 1\]](#).



Gráfica 22- Vasija del reactor sin ponderar (1/2)

En el Gráfico 23 se ha realizado un cambio en la escala del Gráfico 22 para poder visualizar los valores más bajos y para poder compararlos con los datos ponderados y ver como varía la tendencia en cada central.

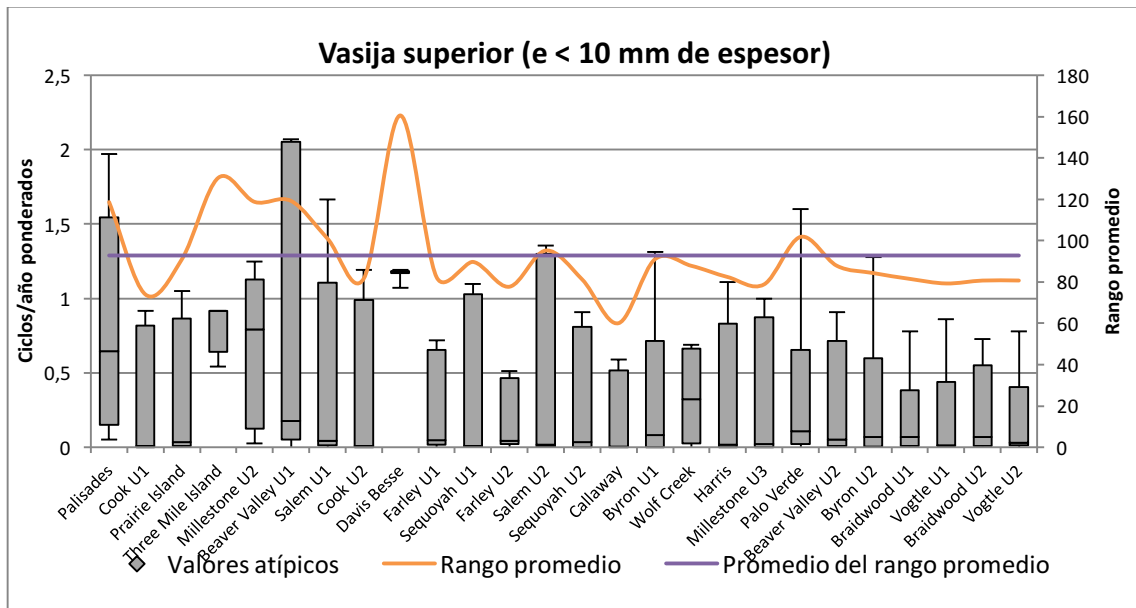


Gráfica 23- Vasija del reactor sin ponderar (2/2)

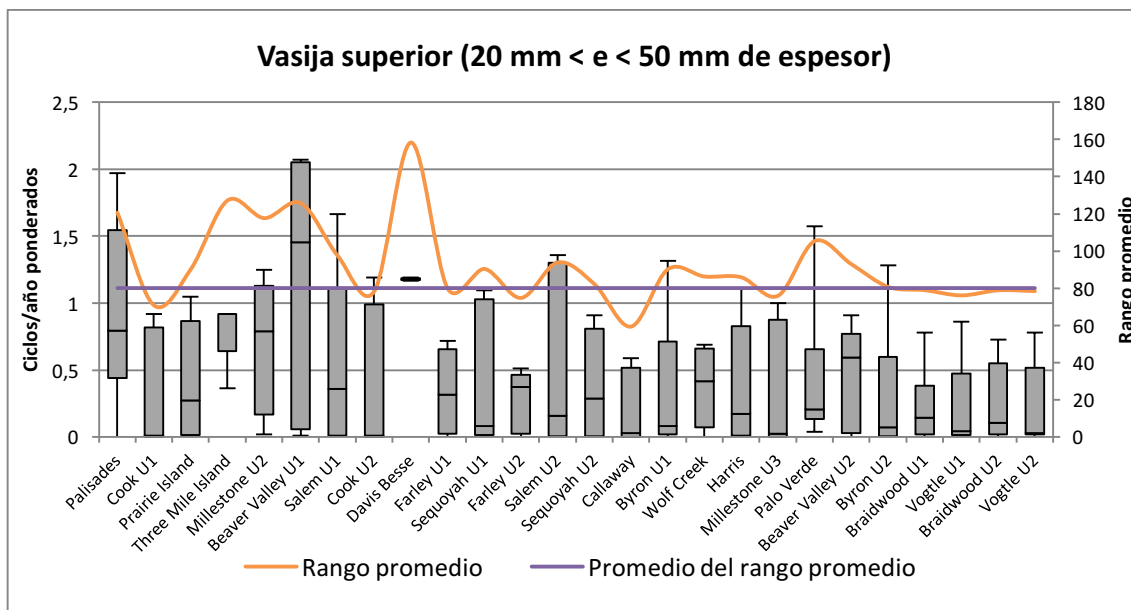
Antes de proceder con la comparación entre datos no ponderados y ponderados, se lleva a cabo una comparación entre los valores obtenidos para los distintos espesores. En una primera comparación entre las gráficas de datos ponderados se ve claramente que los datos de los espesores “< 10 mm” y “20 mm < e < 50 mm” las gráficas son muy parecidas entre sí. Esto no ocurre de igual modo con el espesor más elevado.

Entrando en el análisis del efecto de la ponderación en los datos, cabe destacar que los datos más altos sin ponderar desaparecen en todas las gráficas ponderadas con independencia del espesor. En el caso de la central de Prairie Island los 5 datos más altos se corresponden con los transitorios de “Aumento y reducción de potencia en rampa del 5%”, “Aumento y reducción de la carga en escalón del 10%” y el de “Gran reducción de carga en escalón con descarga de vapor”. Los factores de ponderación que aplican a estos transitorios para los espesores de “< 10 mm” y “20 mm < e < 50 mm” son **cero**. Por ello estos valores anómalos desaparecen de las Gráficas 24 y 25. Para el espesor más elevado (>100 mm) solamente el factor del “Aumento y reducción de potencia en rampa del 5%” se eleva a **0,2**, de ahí que los valores de esta Gráfica 26 sean diez veces la de las anteriores.

Estudiando los casos de las dos unidades de las centrales Byron y Braidwood se puede concluir prácticamente lo mismo que con la central de Prairie Island. En estos casos, solamente los transitorios de “Aumento y reducción de potencia en rampa del 5%” y “Aumento y reducción de la carga en escalón del 10%” son los que influyen con el mismo factor de ponderación, lo que varía entre ellas son los números de ciclos que se aplican al factor.



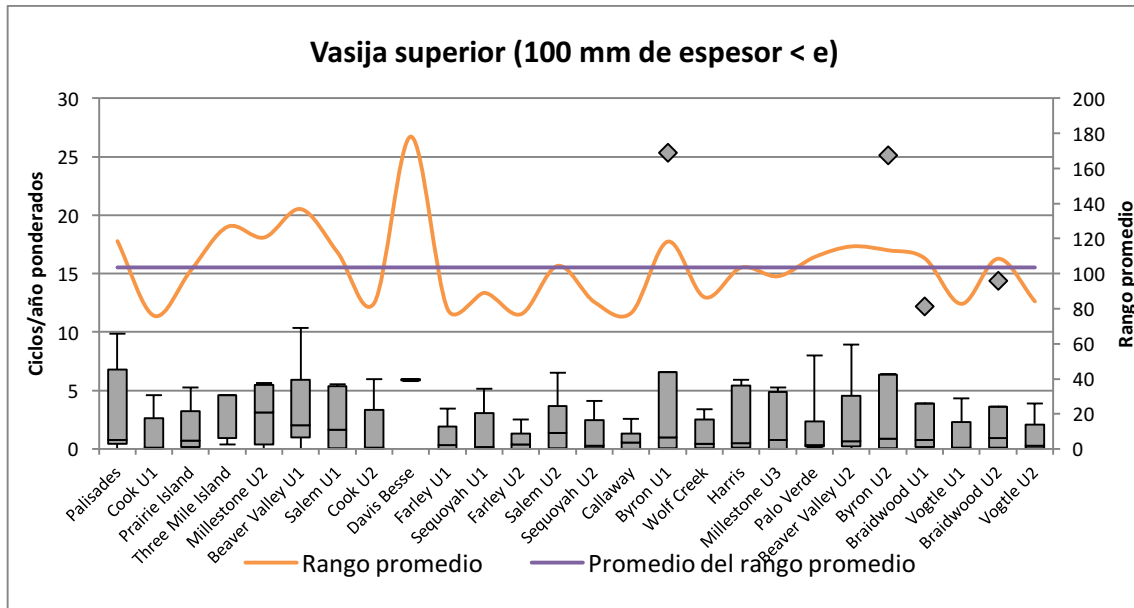
Gráfica 24-Diagrama Vasija superior (e < 10 mm de espesor)



Gráfica 25-Diagrama Vasija superior (20 mm < e < 50 mm de espesor)

En las Gráficas 24 y 25 anterior llama la atención el dato de la unidad 1 de Beaver Valley, ya que su máximo está muy por encima de las demás centrales. Este hecho se puede explicar por los dos valores altos existentes en los transitorios de “Calentamiento y Enfriamiento del RCS” y de los “Disparos del reactor”. El factor de ponderación es de **0,5** y **0,25** para los espesores de “< 10 mm” y “20 mm < e < 50 mm” respectivamente, mientras que para el mayor de los espesores el factor aumenta hasta **2,5**, siendo esta la justificación de los valores más elevados de la Gráfica 26 y explicaría ese valor máximo representado en la Gráfica 26. A pesar de esto, las pruebas de Kruskal-Wallis para los espesores de “< 10 mm” y “20 mm < e < 50 mm” con una significancia de **0,828 >valor-p=0,05** y **0,690 >valor-p=0,05** respectivamente, muestran que no existen diferencias significativas entre las centrales. Aun así, la representación del rango promedio si ofrece varios picos pronunciados de máximos en Beaver Valley (Unidad 1 y 2), Milestone 2 y Palisades, y un mínimo en Callaway. Los máximos en las centrales Davis Besse y Three Mile Island no se deben tener en cuenta debido a su bajo número de datos como hemos mencionado anteriormente.

A pesar de estos máximos, la tasa de ciclos/año de transitorios ponderados de todas las centrales es de 2 ciclos/año, y es admisible decir que al menos en los espesores “< 10 mm” y “20 mm < e < 50 mm” de los componentes, el gasto en fatiga es bajo comparado con los espesores más grandes que se ven en la Gráfica 26.



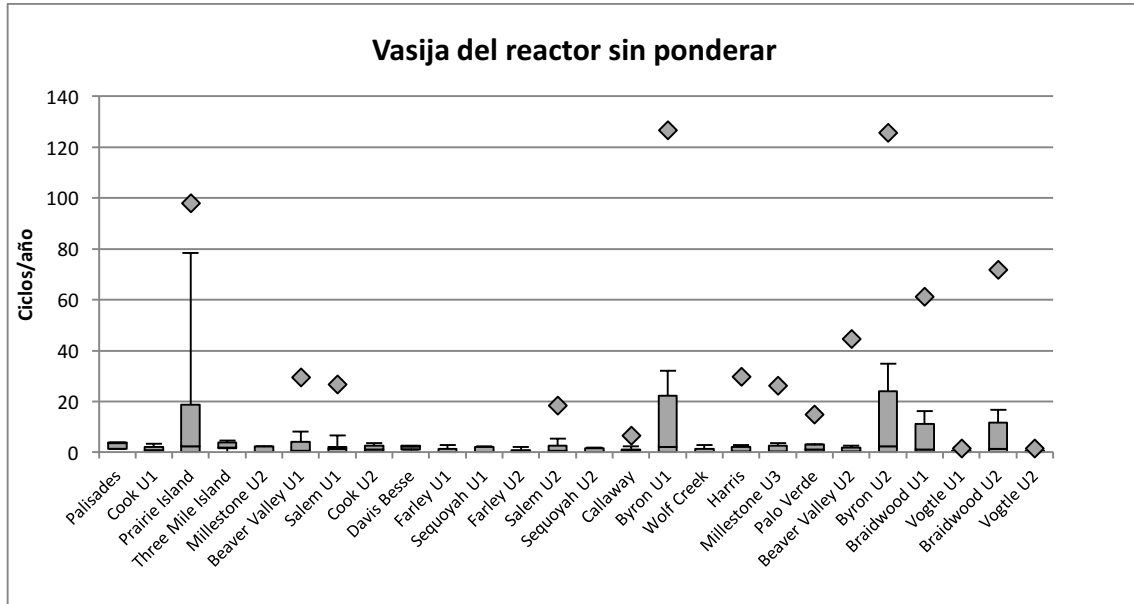
Gráfica 26-Diagrama Vasija superior (100 mm de espesor < e)

Por el contrario, en la Gráfica 26 de vasija superior para espesores mayores a 100 mm el gasto en fatiga general es ligeramente mayor. Tampoco se aprecian diferencias significativas entre la tasa de ciclos ocurridos en las diferentes centrales, como así lo indica con una significancia de **0,761 >valor-p=0,05** la prueba estadística de Kruskal-Wallis.

En este caso sí se ven dos valores en la central de Byron que doblan prácticamente al segundo valor más alto. El transitorio que destaca entre los datos recopilados es el de “Aumento de potencia en rampa del 5%”. Sabiendo que la central de Byron y Braidwood han realizado la solicitud de renovación de licencia de manera conjunta, no cabe la posibilidad de que la contabilidad se haya llevado a cabo de diferente modo, por lo que se puede concluir que esta central ha sufrido un mayor gasto en fatiga debido a la tasa de transitorios en comparación con la de Braidwood como se puede apreciar en la Gráfica 26.

Vasija inferior

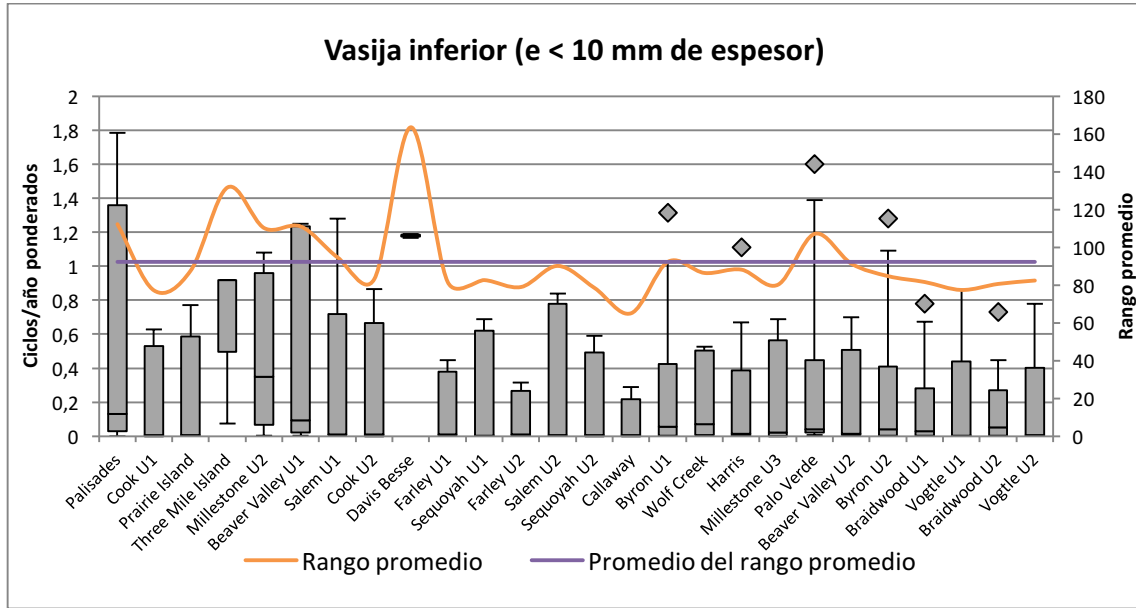
En el análisis de la parte inferior de la vasija, la Gráfica 27 es exactamente la misma que la Gráfica 22 anteriormente analizada.



Gráfica 27- Vasija del reactor sin ponderar (inferior)

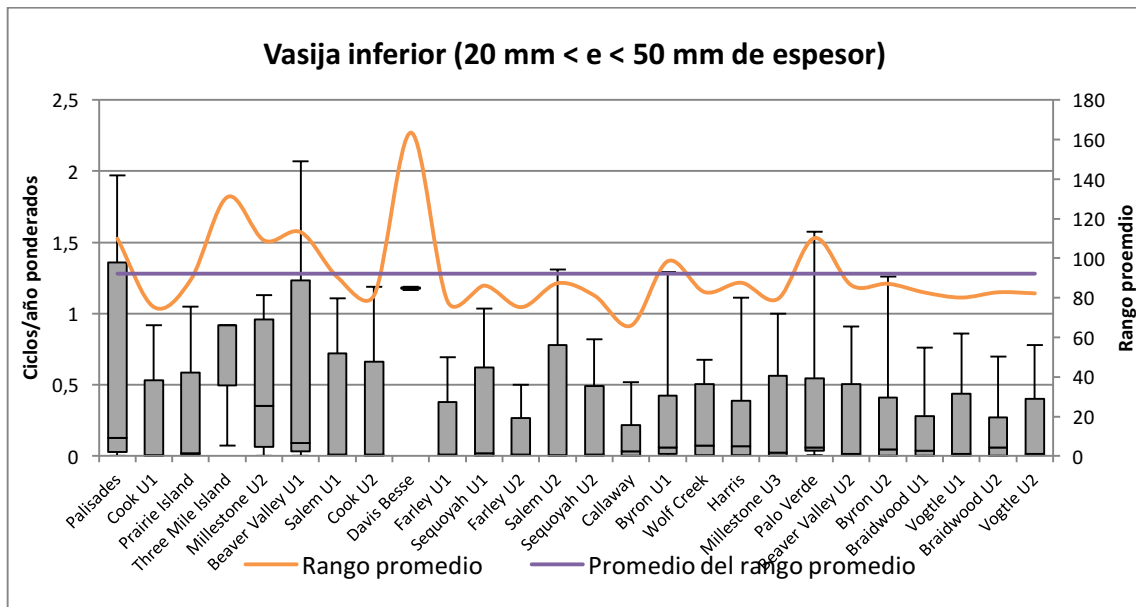
En este caso la Gráficas 28, 29 y 30 muestran una tendencia similar, salvo que en la Gráfica 30 los valores maximos representados son cuatro veces mayores que en las Gráficas 28 y 29. Dado que los transitorios que aplican a la vasija inferior son los mismos que los que aplican a la vasija superior cabría esperar un comportamiento parecido de los datos. En esta ocasión queda de manifiesto que los factores de ponderacion en la

rama fría, que es la que influye en esta parte de la vasija, generalmente son menores que en la rama caliente anteriormente analizada.

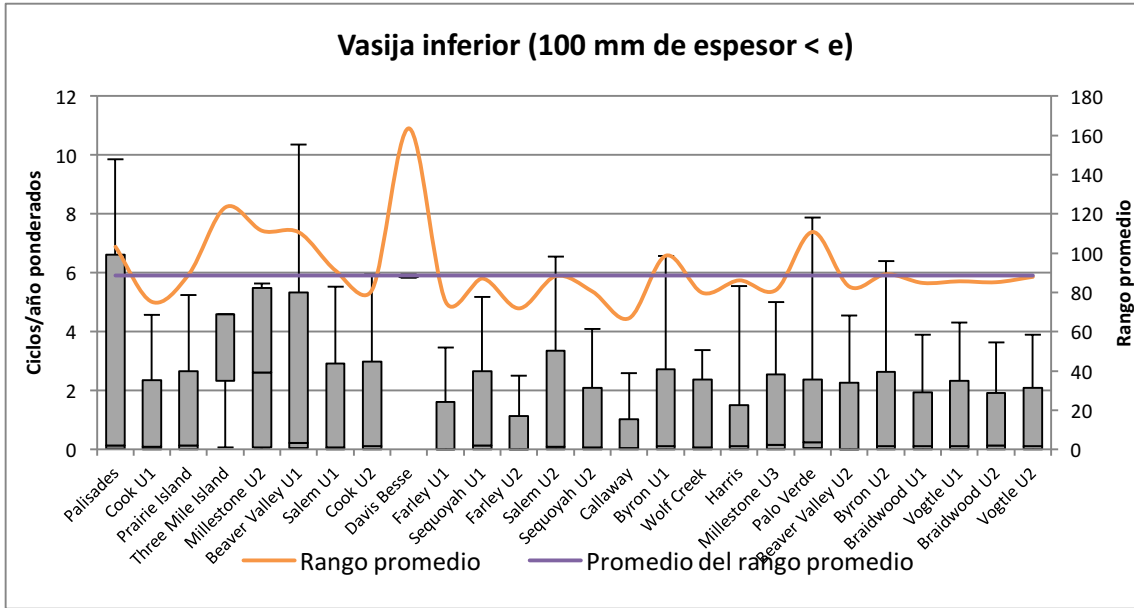


Gráfica 28-Diagrama Vasija inferior (e < 10 mm de espesor)

Como se puede ver en las tres gráficas, las diferencias entre los datos de las plantas no son significativas y esto se comprueba con los analisis de Kruskal-Wallis realizados. En este caso para cada espesor la significancia ha dado $0,937 > \text{valor-p}=0,05$, $0,926 > \text{valor-p}=0,05$ y $0,953 > \text{valor-p}=0,05$ (“< 10 mm” y “20 mm < e < 50 mm” y >100 mm respectivamente).



Gráfica 29-Diagrama Vasija inferior (20 mm < e < 50 mm de espesor)



Gráfica 30-Diagrama Vasija inferior (100 mm de espesor < e)

7.2.2. Bombas de refrigerante del reactor (BRR)

Se ha realizado el análisis de los cambios en la presión y temperatura que sufren los componentes de la bomba de refrigerante del reactor en la rama fría la cual hace circular refrigerante con un caudal constante, para eliminar el calor del núcleo del reactor.

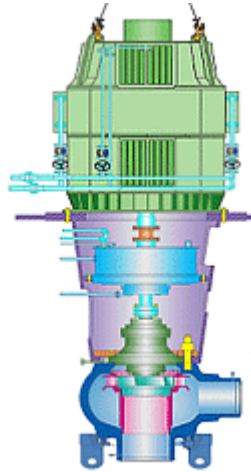
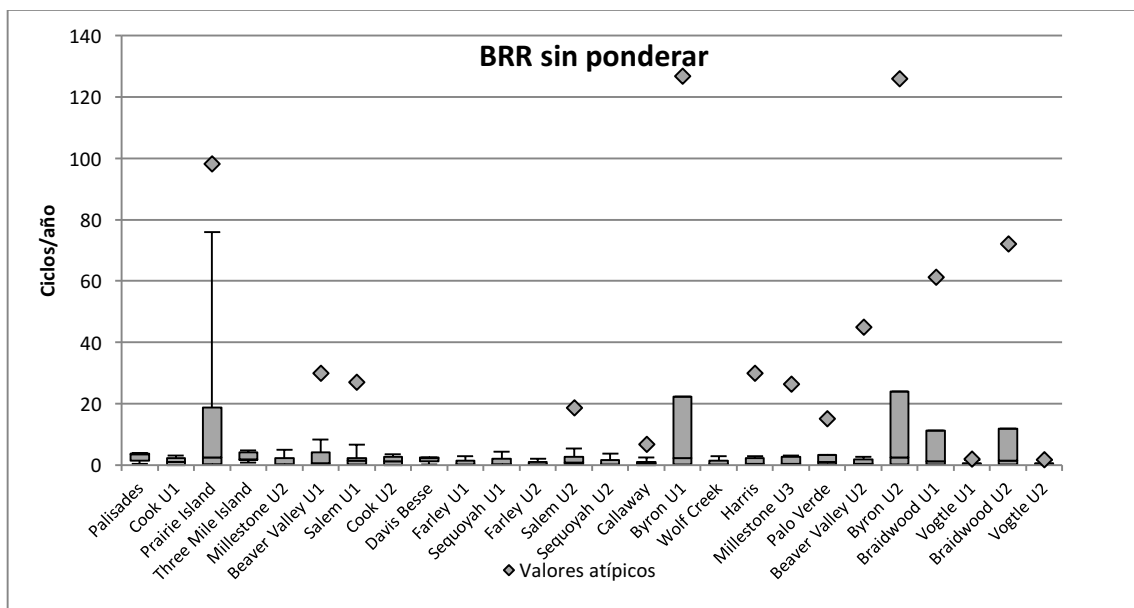


Ilustración 9- Bomba de refrigerante del reactor

Como en el caso anterior se va a comparar el efecto de los factores de ponderación sobre los datos de la tasa de ocurrencia de los transitorios que aplican a este componente.

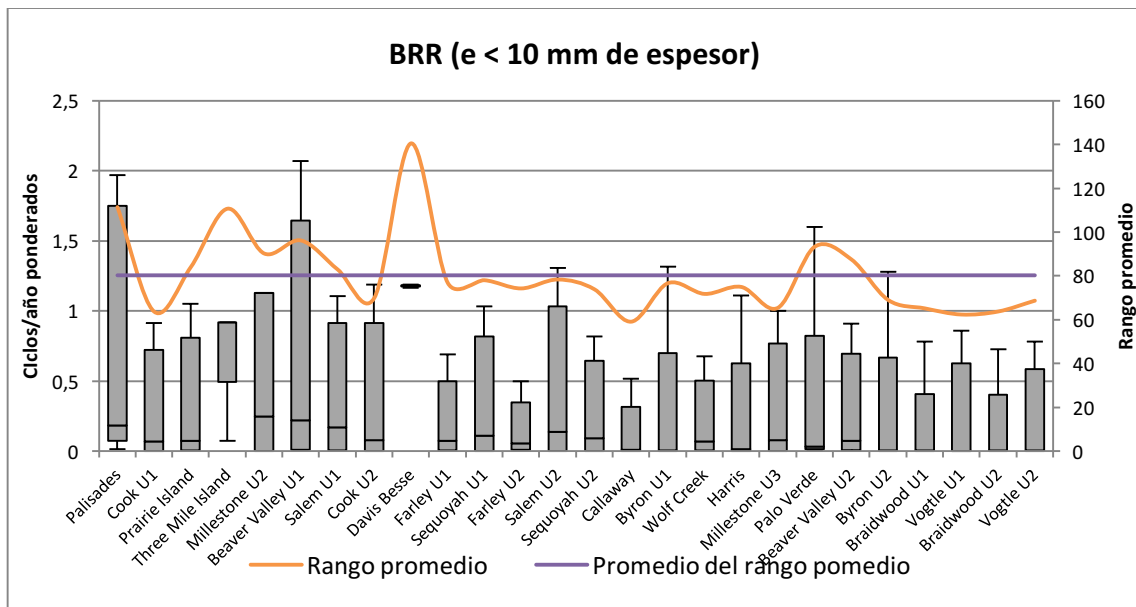
Los datos utilizados en este análisis son prácticamente los mismos que en la vasija. La Gráfica 31 difiere en poca medida de la anterior analizada (Gráfica 27).



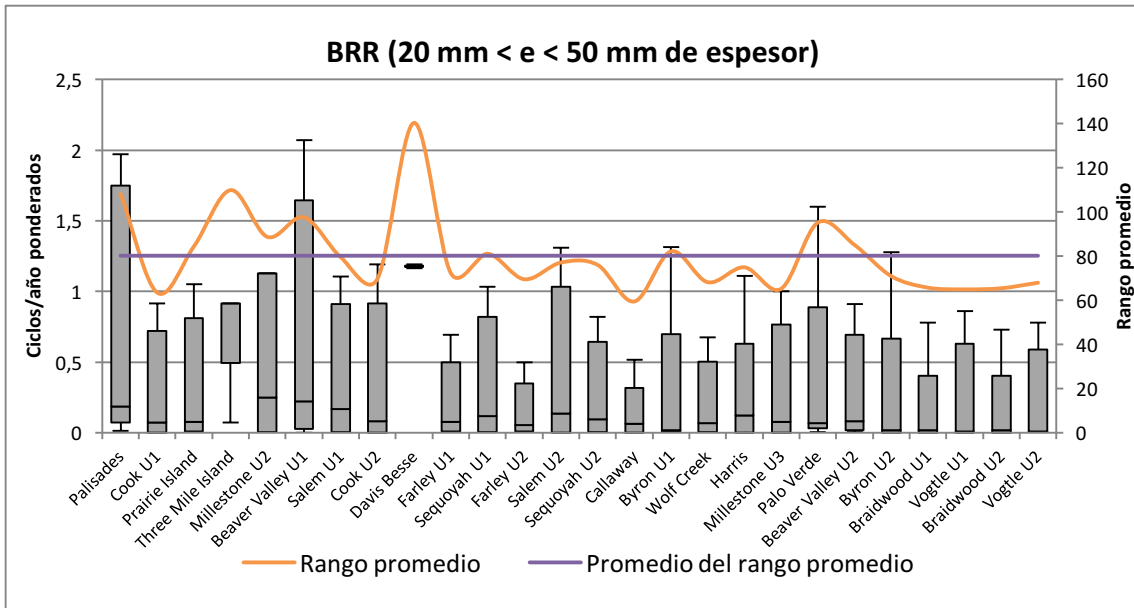
Gráfica 31- BRR sin ponderar

El análisis en este componente es prácticamente el mismo que en la parte inferior de la vasija, dado que los transitorios son casi los mismos y la zona en estudio es la misma. La comparativa de las gráficas de las BRR y de la vasija inferior es prácticamente igual.

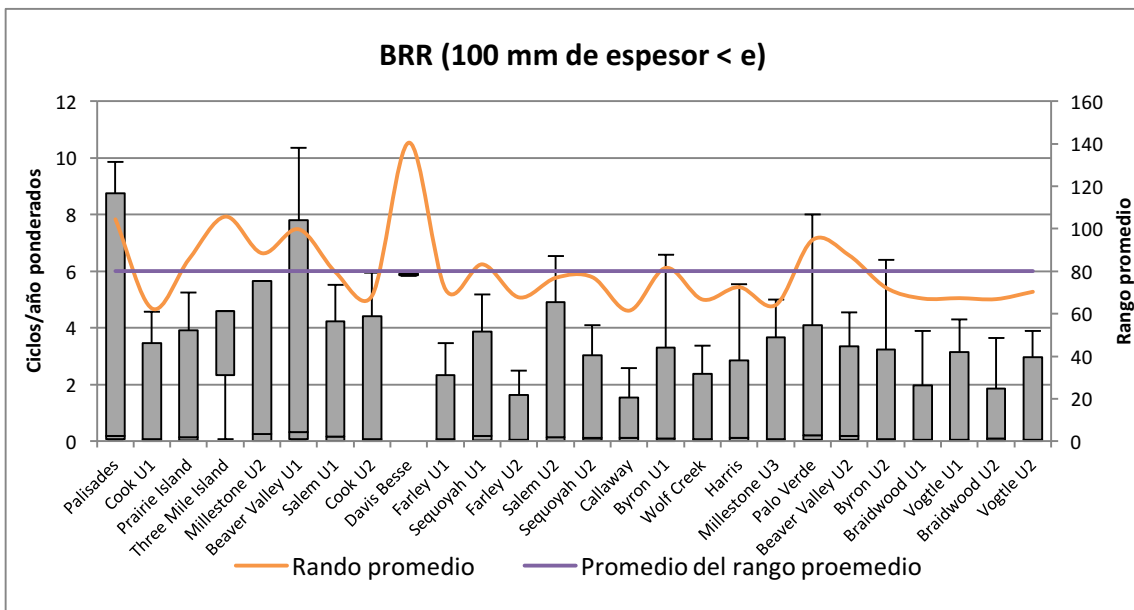
Las Gráficas 32, 33 y 34 muestran que de los resultados del análisis se puede concluir que en esta rama los transitorios son menos severos en cuanto al gasto en fatiga como se ha comentado en la vasija inferior. Los valores máximos de la tasa de ocurrencia (ciclos/año) ponderada son muy bajos en comparación a otras zonas incluso en los mayores espesores, los cuales suelen ser los que más sufren las variaciones de temperatura. La prueba estadística realizada, vuelve a señalar que no existen diferencias significativas entre centrales para ninguno de los espesores con una significancia de **0,903 > valor-p=0,05**, **0,917 > valor-p=0,05** y **0,938 > valor-p=0,05** “< 10 mm” y “20 mm < e < 50 mm” y >100 mm respectivamente.



Gráfica 32-Diagrama BRR (e < 10 mm de espesor)



Gráfica 33-Diagrama BRR (20 mm < e < 50 mm de espesor)



Gráfica 34- Diagrama BRR (100 mm de espesor < e)

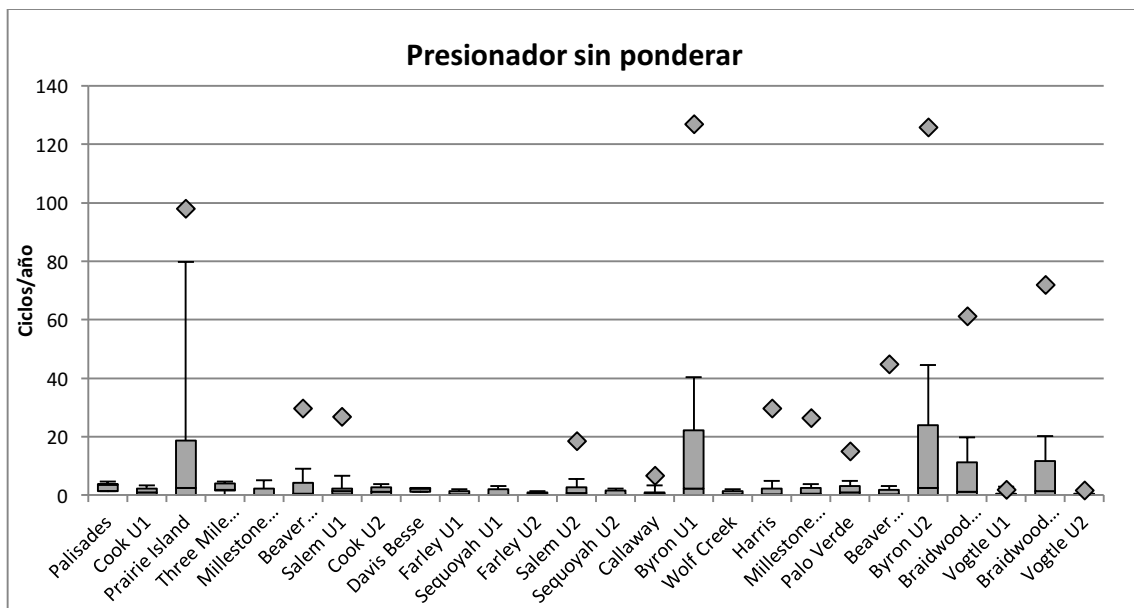
7.2.3. Presionador

EL presionador se encarga de mantener la presión del sistema primario de refrigeración del reactor en estado estacionario y atenúa los cambios del mismo en los transitorios. También contribuye al mantenimiento de la cantidad de agua total del circuito primario, introduciendo o extrayendo agua del mismo en combinación con otros sistemas.



Ilustración 10- Presionador

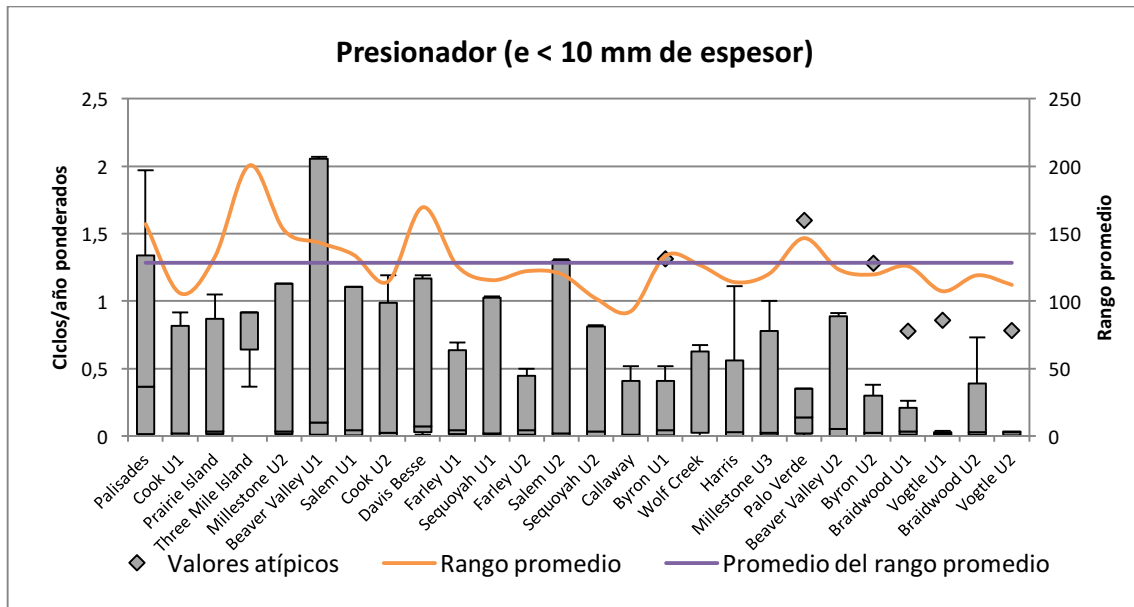
La realización de la Gráfica 35 con los datos sin ponderación del presionador, se ha llevado a cabo con los transitorios que aplican a este componente y a pesar de eso la gráfica es prácticamente la misma que en los análisis anteriores.



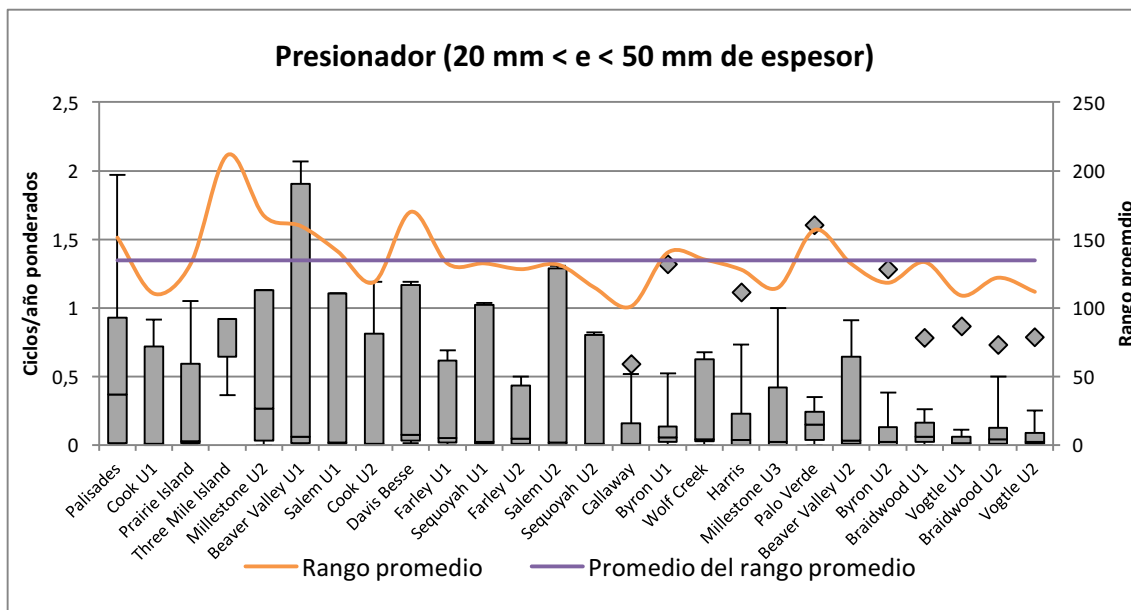
Gráfica 35- Presionador sin ponderar

Los transitorios que aplican al presionador son prácticamente los mismos que se han estudiado en el análisis de la parte superior de la vasija del reactor. Los resultados obtenidos en este componente son equivalentes en gran medida a los obtenidos en la vasija. La prueba estadística realizada en este componente para las Gráficas 36, 37 y 38 representadas a continuación ha dado una significancia de **0,917 >valor-p=0,05** y **0,894 >valor-p=0,05** y **0,835 >valor-p=0,05** respectivamente lo que vuelve a indicar que no existen diferencias significativas entre los rangos promedio de los datos de las diferentes centrales.

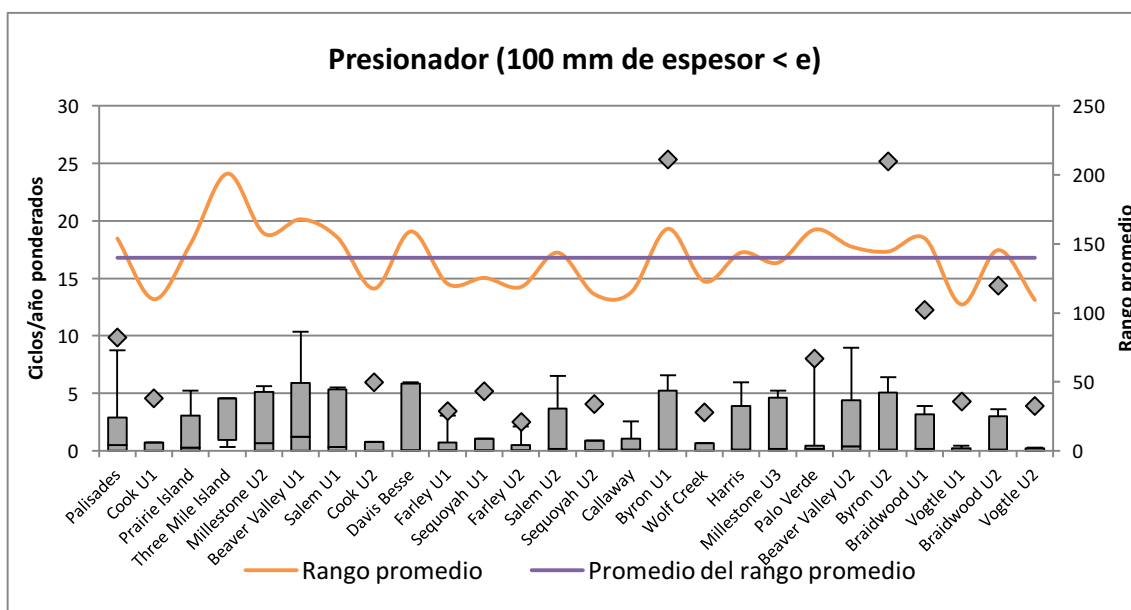
Los datos que destacan en la comparación de todas las gráficas son los mismos que los analizados en la vasija superior y llevan a las mismas conclusiones.



Gráfica 36- Diagrama Presionador (e < 10 mm de espesor)



Gráfica 37-Diagrama Presionador (20 mm < e < 50 mm de espesor)



Gráfica 38- Diagrama Presionador (100 mm de espesor < e)

Al igual que en el análisis de la vasija, la central de Byron, con sus dos unidades, destaca por su valor máximo en la gráfica los espesores mayores de 100 mm. El valor es prácticamente el mismo que en la vasija y por ello se puede concluir que es consecuencia de los mismos factores que se han comentado anteriormente.

7.2.4. Generadores de vapor (GGVV)

El generador de vapor es donde se produce la transmisión de calor entre los circuitos primario y secundario y la ebullición del refrigerante secundario, suministrado en forma líquida por los sistemas de agua de alimentación, con el fin de producir el vapor a alta presión que impulsa la turbina. Constituye el foco frío o sumidero de calor del sistema primario durante la operación normal, la parada caliente y la fase inicial del enfriamiento a parada fría, con distintos aportes de agua de alimentación para cada caso. También permite extraer excesos de calor producidos en el sistema primario en condiciones anormales o de accidente mediante la actuación de las válvulas de alivio y seguridad asociadas. En cada lado se pasa de la zona de la rama caliente a la rama fría y de Agua de alimentación a vapor respectivamente. Este hecho implica que, en este componente, los transitorios afecten de todas las maneras que se han tenido en cuenta, puesto que se verá afectado por las diferentes caracterizaciones de cada transitorio en cada zona al albergar a las 4 zonas estudiadas.

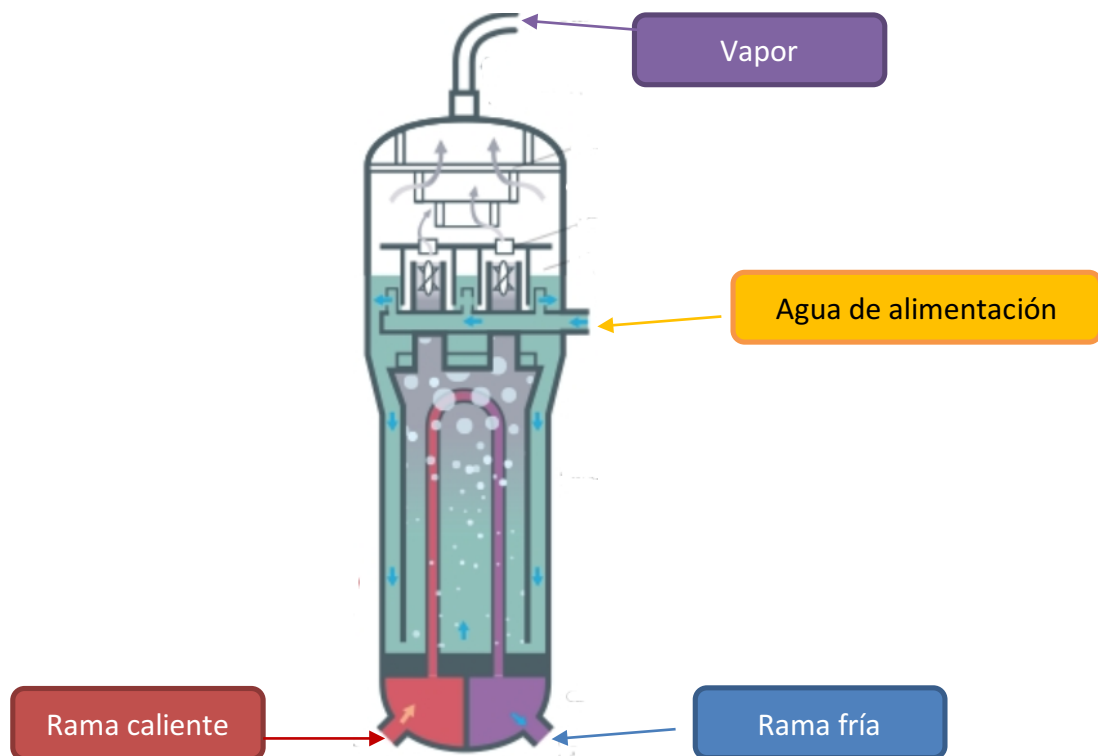
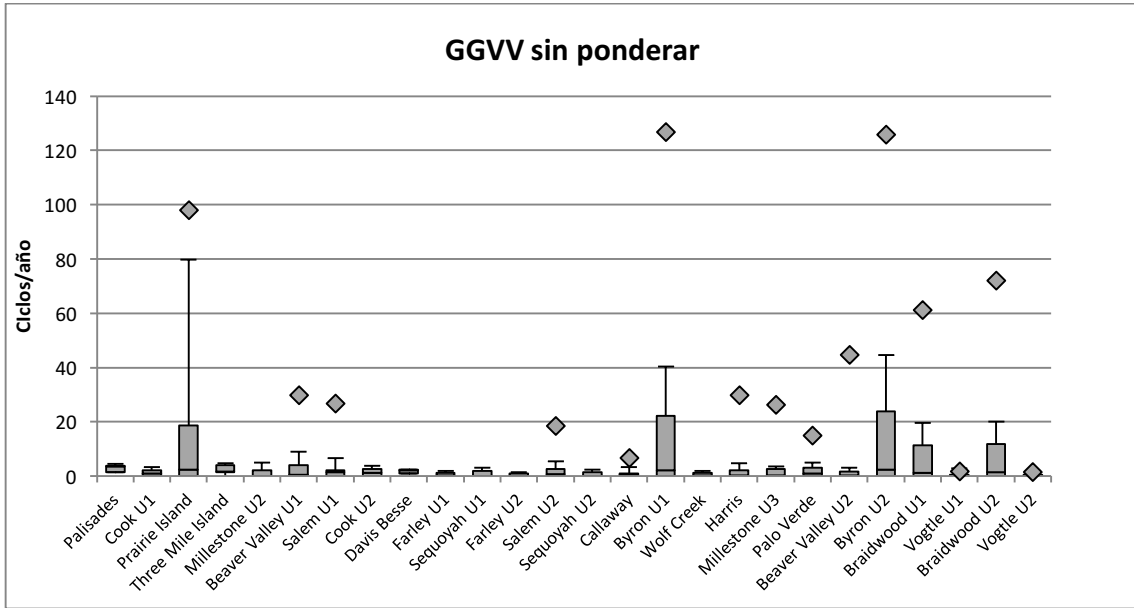


Ilustración 11- Diagrama de un generador de vapor

Este componente se encuentra expuesto a los transitorios ya analizados en el presionador. En este caso se han tenido en cuenta dos puntos que cambian respecto a los análisis anteriores, la diferente presión de diseño que se dispone en la zona del secundario respecto a la del primario, que afecta a las zonas de vapor y agua de

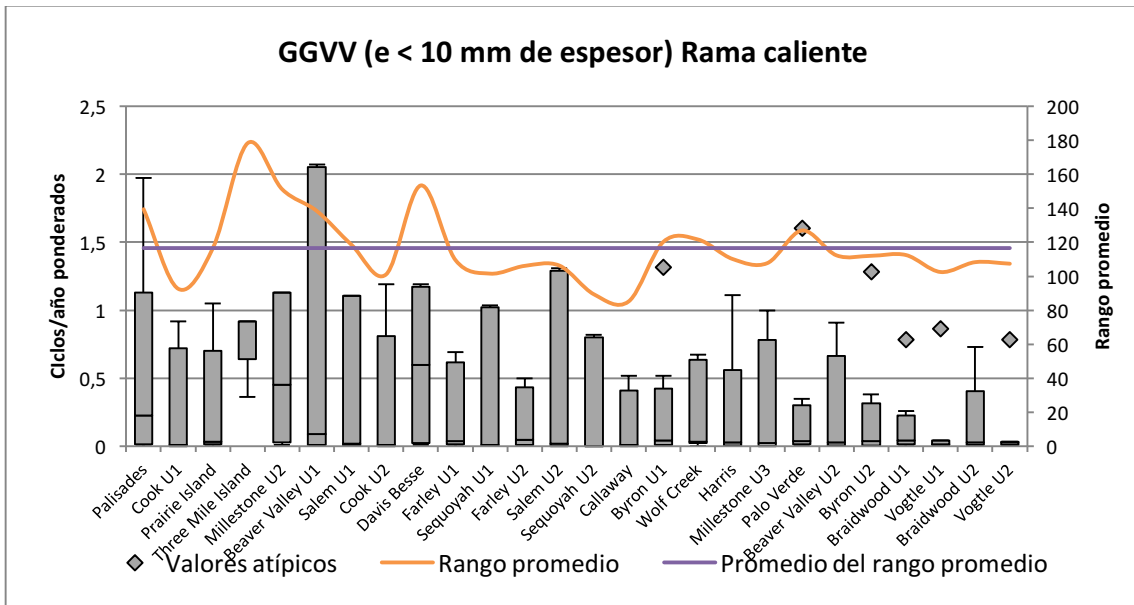
alimentación y la no aplicación de la prueba hidrostática del primario a la zona del secundario.



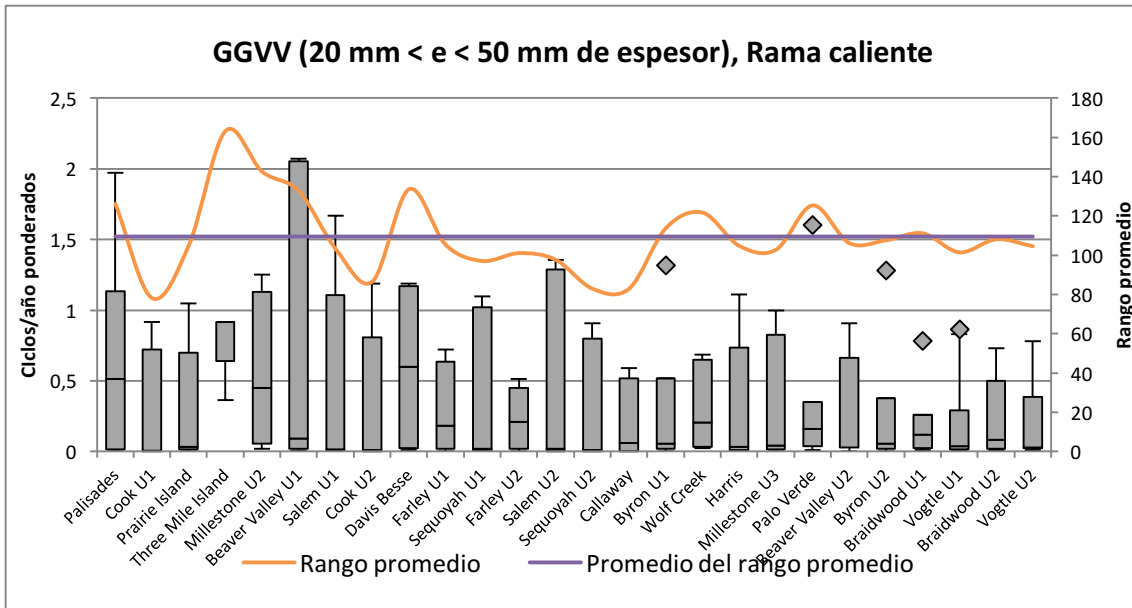
Gráfica 39- GGVV sin ponderar

GGVV, rama caliente

El análisis de la rama caliente, al no cambiar en gran medida los transitorios que le afectan con respecto al resto de componentes analizados, se obtienen los resultados de los anteriores análisis en el presionador y en la parte superior de la vasija.

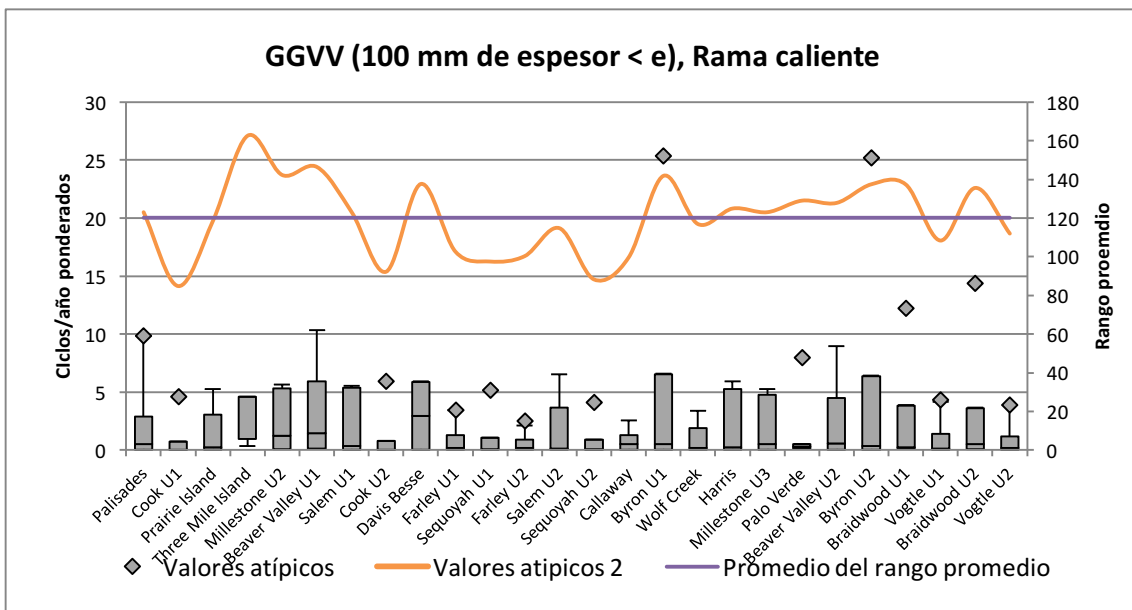


Gráfica 40- Diagrama GGVV (e < 10 mm de espesor) Rama caliente



Gráfica 41-Diagrama GGVV (20 mm < e < 50 mm de espesor), Rama caliente

Esto muestra que, para espesores pequeños, el gasto en fatiga ha sido bajo en todas las centrales respecto a mayores espesores en general y que para los espesores mayores de 100 mm, éste ha sido más elevado sobre todo en la central de Byron.

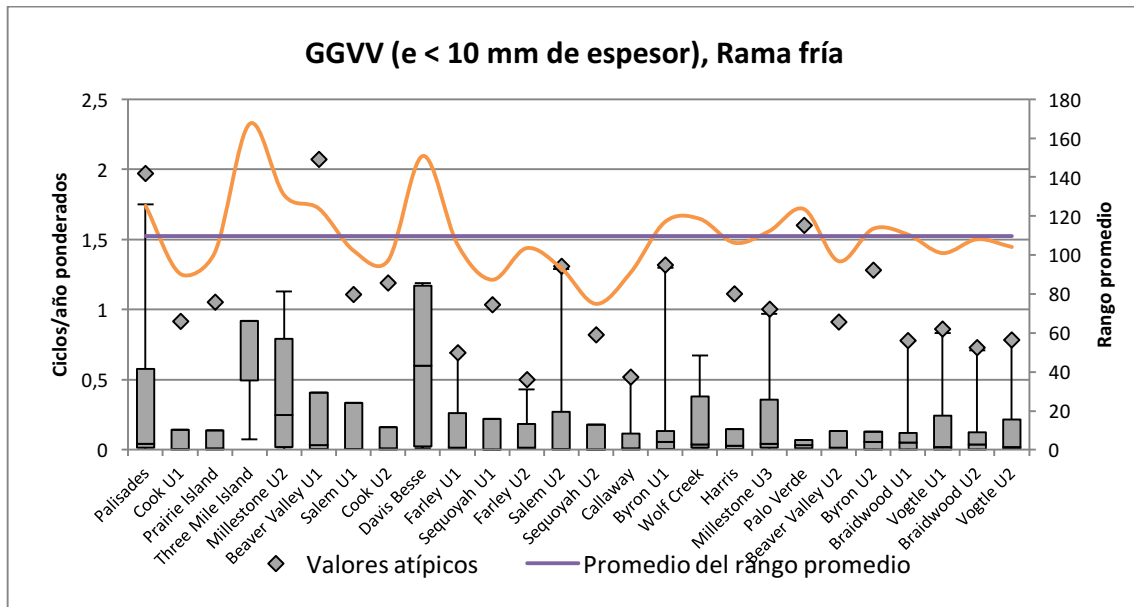


Gráfica 42- Diagrama GGVV (100 mm de espesor < e) Rama caliente

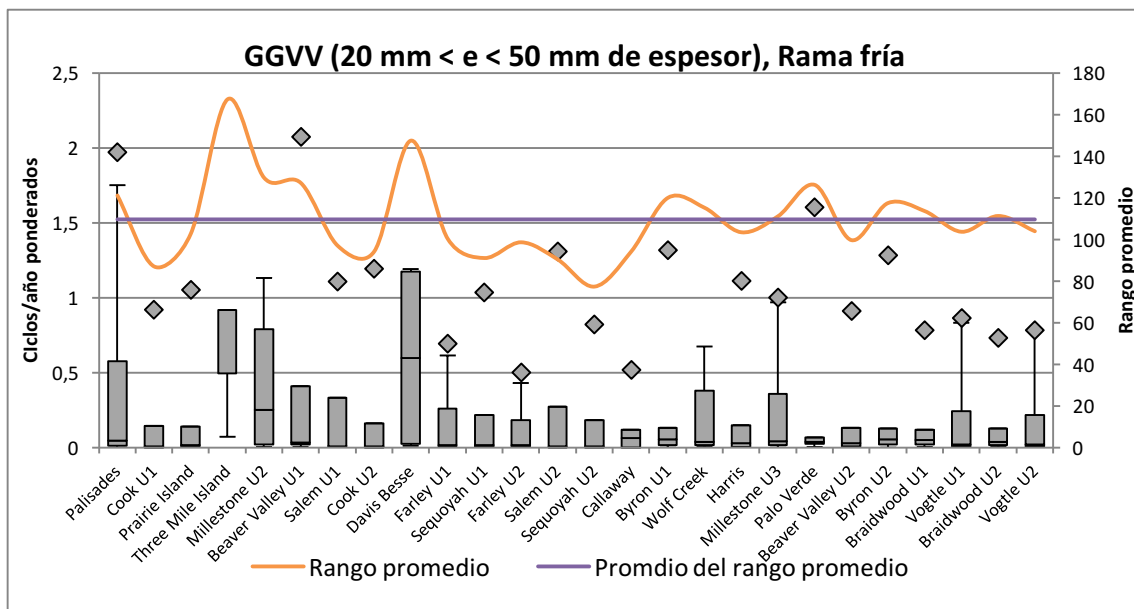
Como cabría esperar, los análisis estadísticos en la rama caliente de los dos espesores más bajos “< 10 mm” y “20 mm < e < 50 mm” han mostrado que no existen diferencias significativas entre centrales con una significancia de **0,930 >valor-p=0,05** y **0,923 >valor-p=0,05** respectivamente y para espesores y >100 mm se ha obtenido una significancia de **0,876 >valor-p=0,05**.

GGVV, rama fría

En las Gráficas 44, 45 y 46 de la rama fría, se confirma lo que se ha visto anteriormente. Los transitorios en esta zona del primario no son tan severos como en las demás zonas. De ahí que el valor de los ciclos/año ponderados sea menor bajo para cualquier espesor (Max. 2.1 ciclos/año) en comparación de otras zonas.



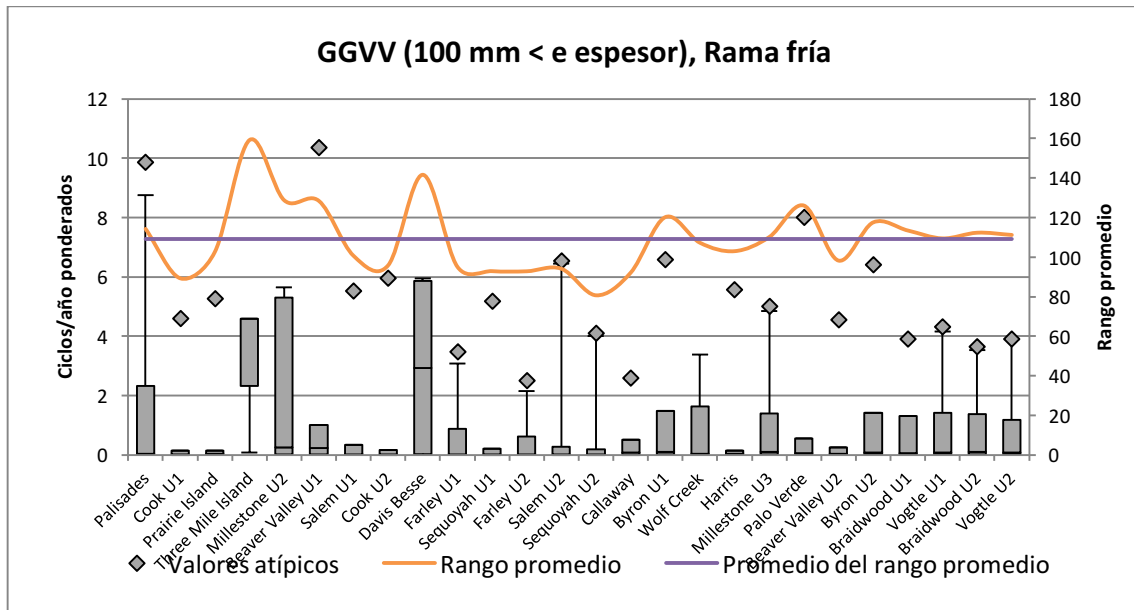
Gráfica 43- Diagrama GGVV ($e < 10$ mm de espesor) Rama fría



Gráfica 44-Diagrama GGVV ($20 \text{ mm} < e < 50$ mm de espesor), Rama fría

Existe una excepción en la que este valor es relativamente alto en comparación con las demás centrales. La central de Palisades se representa de tal manera que manifiesta un

valor alto de ciclos ponderados en comparación con el resto de centrales lo cual tiene relación directa con el gasto en fatiga. Para encontrar la respuesta a este dato se puede ver que en la tasa de ocurrencia de las “Pérdidas de carga”, la central dispone de uno de los denominados datos anómalos, con un valor de 1,47 ciclos/año cuando la media de las demás centrales está en 0,20 ciclos/año. Aun así, el valor obtenido con la ponderación es bajo, lo que lleva a reforzar la conclusión de que la zona de la rama fría no afecta en gran medida al gasto en fatiga.



Gráfica 45- Diagrama GGVV (100 mm de espesor < e) Rama fría,

Los estudios estadísticos realizados para las Gráficas 43, 44 y 45 (“< 10 mm” y “20 mm < e < 50 mm” y “>100 mm”) muestran que siguen sin haber diferencias significativas entre las centrales con una significancia de $0,952 > \text{valor-p}=0,05$, $0,951 > \text{valor-p}=0,05$ y $0,982 > \text{valor-p}=0,05$ respectivamente.

Como se ha observado en otros análisis, la severidad de los transitorios en espesores pequeños es baja en comparación con los espesores mayores y en este caso el sistema se comporta de igual manera.

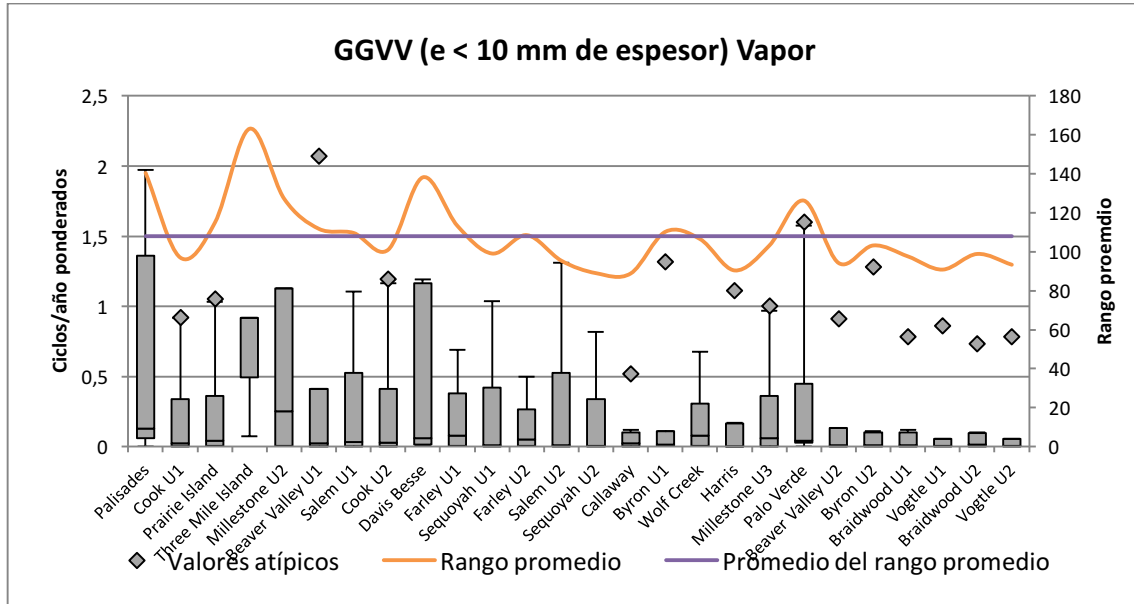
GGVV, Vapor

Los datos obtenidos en la zona de vapor de los GGVV muestran unos valores semejantes a los estudios de las zonas anteriormente realizados y con valores destacables que se pueden explicar de la misma manera que anteriormente.

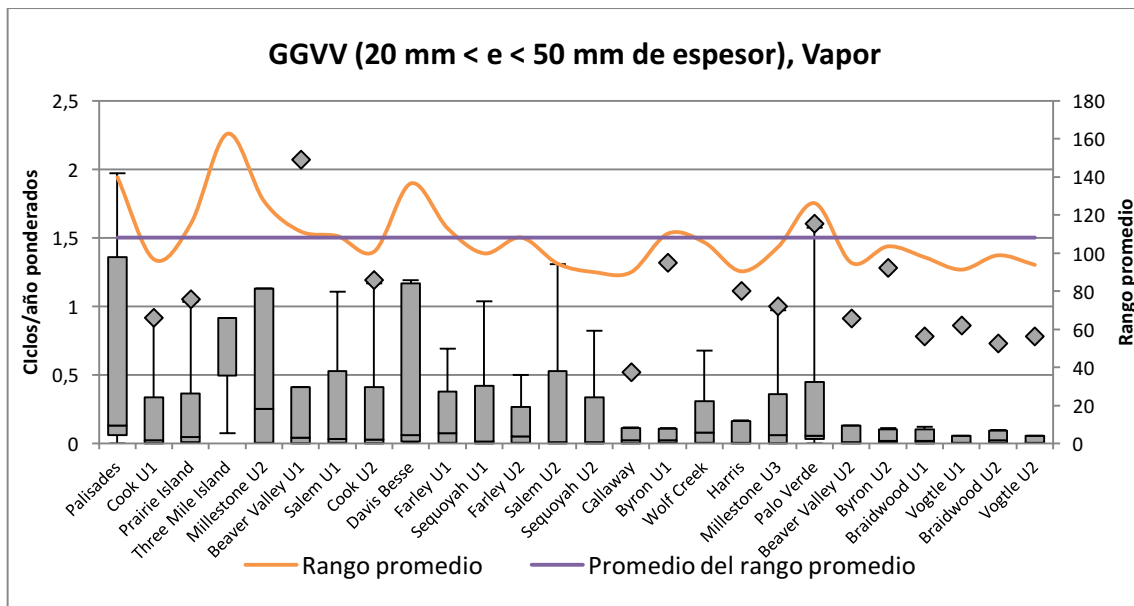
Los factores de ponderación de esta zona son semejantes a los de la zona de rama caliente e incluso en muchos casos están por debajo. En esta zona respecto a las anteriores es donde se aplica la presión de diseño más baja (13 Mpa). Siendo los cambios de presión en el GGVV bajos en comparación con otras zonas y que la variación

de la presión hay que utilizarla en porcentaje respecto a la presión de diseño, estos factores no son muy diferentes a los de otras zonas.

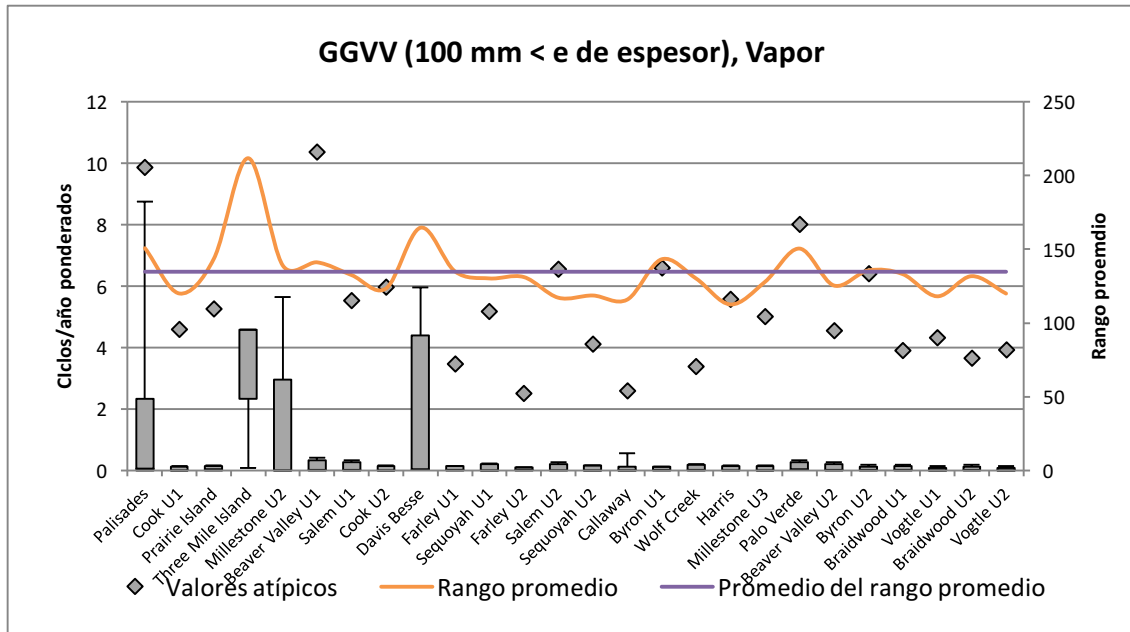
Se vuelve a poner de manifiesto que en las Gráficas 46 y 47, de espesores “<10 mm” y “20 mm < e < 50 mm”, que los factores de ponderación no cambian y sus máximos valores son bajos. En cambio, en la Gráfica 48 de espesores “>100 mm” los valores aumentan al igual que en los anteriores análisis de otras zonas y componentes.



Gráfica 46- Diagrama GGVV (e < 10 mm de espesor) Vapor



Gráfica 47-Diagrama GGVV (20 mm < e < 50 mm de espesor), Vapor

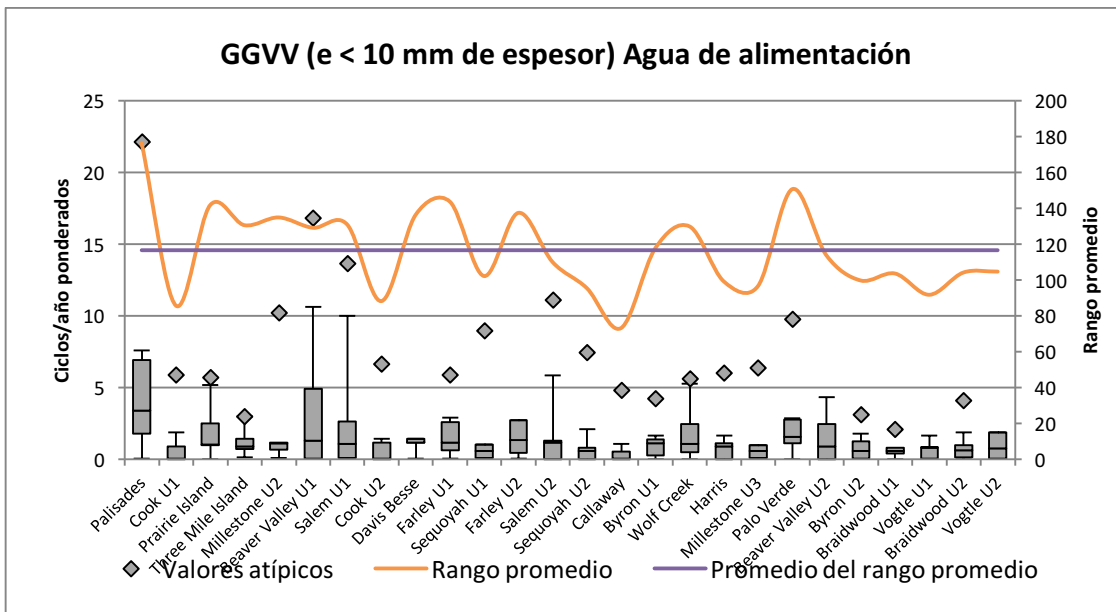


Gráfica 48- Diagrama GGTV (100 mm de espesor < e), Vapor

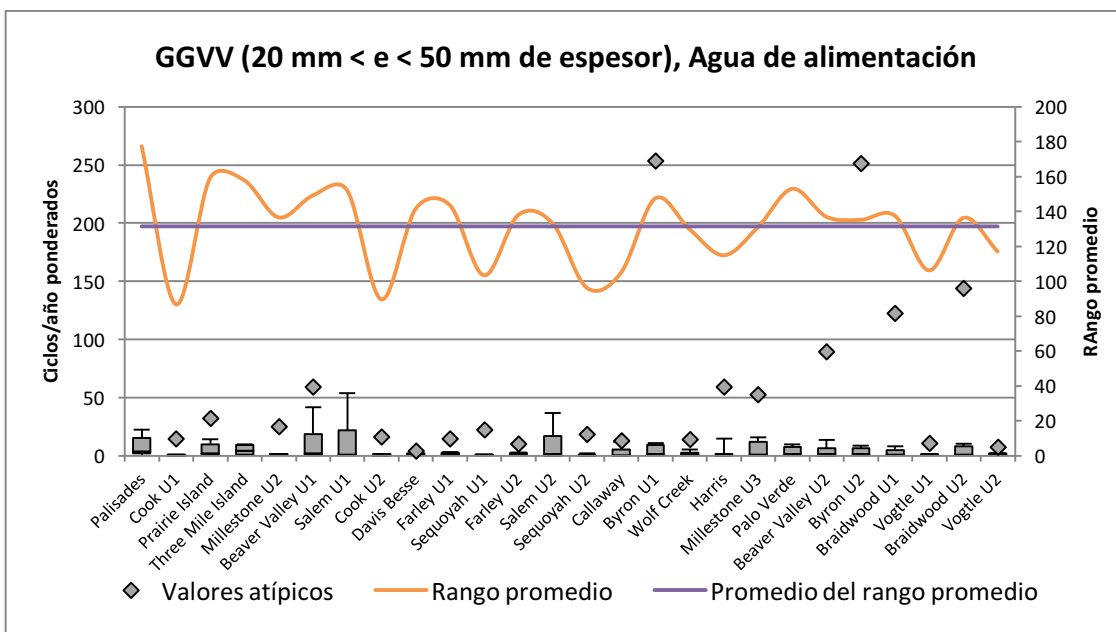
Respecto a los análisis estadísticos realizados en estos espesores, no existen diferencias significativas entre las distintas centrales. Este resultado viene dado por una significancia de **0,984 >valor-p=0,05** para espesores < 10 mm, de **0,988 >valor-p=0,05** para espesores > de 20 mm y **0,997 >valor-p=0,05** para espesores de “>100 mm”.

GGTV, agua de alimentación

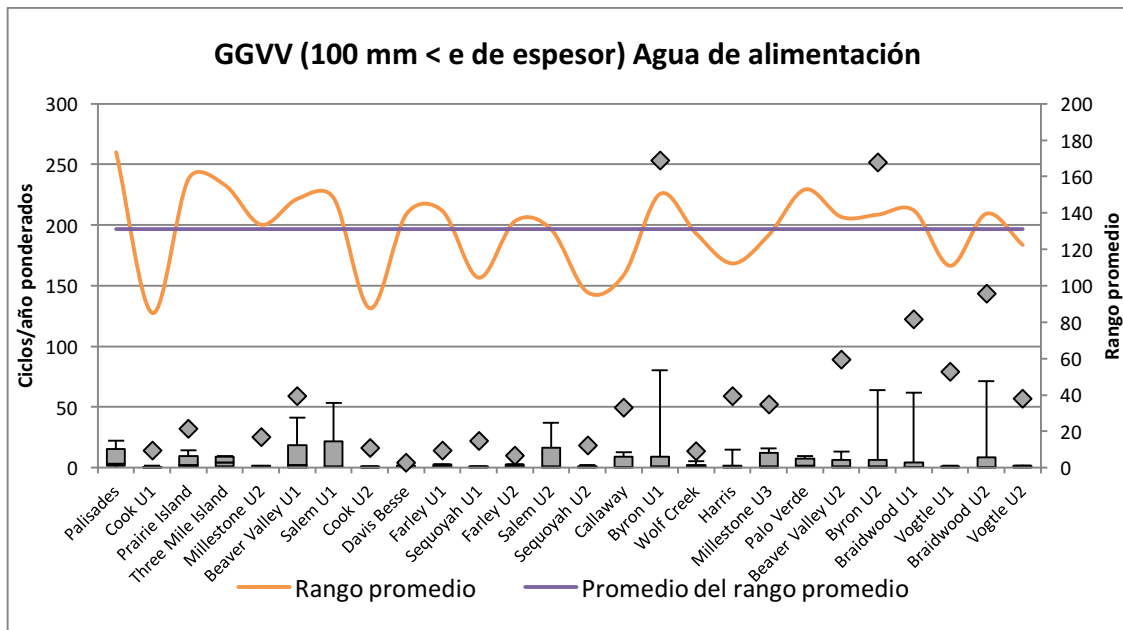
A la hora de estudiar el caso de las zonas del agua de alimentación, se ve que tanto para espesores pequeños (“< 10 mm” Gráfica 49) como para grandes espesores (“20 mm < e < 50 mm” Gráfica 50 y “>100 mm” Gráfica 51) el gasto en fatiga es mucho mayor que en otros componentes. Como se ve en la Tabla 16 de la ponderación por transitorio, en la zona de agua de alimentación las variaciones de temperatura son significativamente más elevadas que en las demás zonas en esos mismos transitorios. Esto junto con una velocidad de variación de la temperatura considerable, hace que los factores de ponderación sean mayores.



Gráfica 49-Diagrama GGVV (e < 10 mm de espesor) Agua de alimentación



Gráfica 50-Diagrama GGVV (20 mm < e < 50 mm de espesor), Agua de alimentación



Gráfica 51- Diagrama GGVV (100 mm < e de espesor) Agua de alimentación

Comparando los valores máximos en los gráficos, se puede observar que los valores obtenidos son prácticamente 10 veces mayores para espesores pequeños (“< 10 mm”) y alrededor de 20 veces mayor para espesores grandes (“20 mm < e < 50 mm” y “>100 mm”).

Respecto al análisis comparativo de las centrales, no se encuentran diferencias significativas al realizar la prueba estadística de Kruskal-Wallis, con una significancia de **0,360 >valor-p=0,05** para espesores “< 10 mm”, de **0,695 >valor-p=0,05** para espesores > de 20 mm y **0,727 >valor-p=0,05** para espesores de “>100 mm”. Es destacable el valor de la prueba estadística para espesores “< 10 mm”, indica que los rangos promedio de cada muestra están más alejados del promedio del rango promedio de todas las centrales en general.

A pesar de que la prueba no muestre que existan diferencias significativas sí se puede observar que las unidades 1 y 2 de Byron y las unidades 1 y 2 de Braidwood muestran unos valores sustancialmente elevados de gasto en fatiga para espesores de “20 mm < e < 50 mm” en comparación con el resto de plantas al igual que pasa con los análisis de otras zonas.

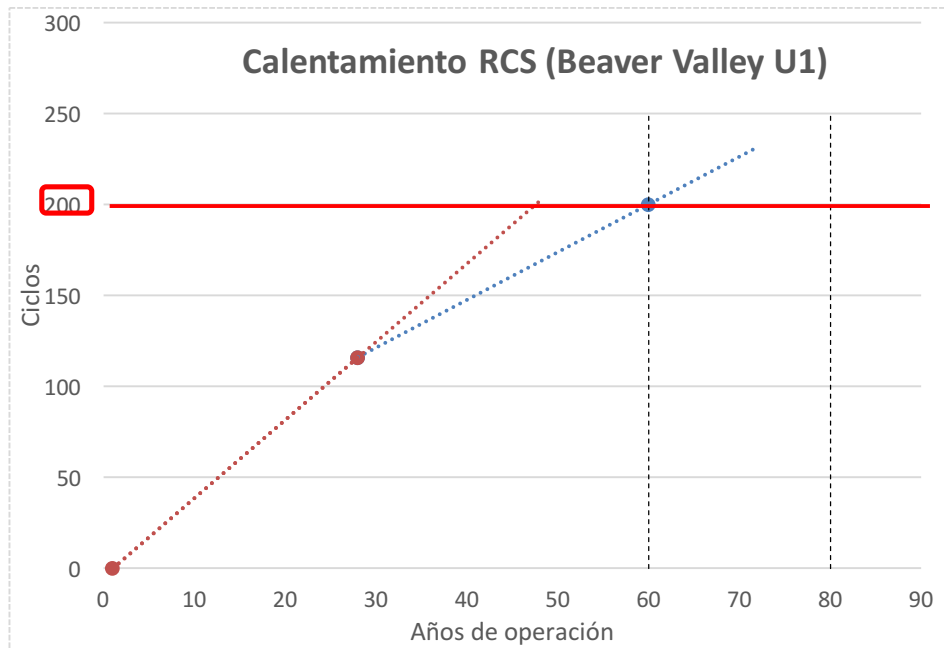
8. PROYECCIÓN DE LOS TRANSITORIOS

Con el objetivo de realizar el análisis de los datos de las proyecciones de los distintos transitorios a 60 años, se analizará en primer lugar cómo han proyectado estos datos las diferentes centrales.

En primer lugar, se analizarán los métodos de proyección definidos en la [\[Sección 3.4\]](#) y que han sido utilizados cada uno de los transitorios de las distintas SRLs. Además, se llevará a cabo un análisis gráfico de los mismos. No se han podido analizar aquellas proyecciones de tipo lineal que aplican un margen de seguridad o desviación, ni aquellas que utilizan el historial de operación puesto que es necesaria la contabilidad anual de las unidades y esta no aparece en las SRLs o no se ha encontrado evidencia de ellas en las SRLs).

Dado que la información que viene en las SRLs en ocasiones es escasa, el mejor modo de obtención del tipo de proyección realizada por las plantas para los diferentes transitorios es a través de la representación gráfica, con ella, se obtienen una mejor visión de cómo han proyectado las diferentes plantas, los datos de contaje y los de proyección de cada transitorio y central, de esta manera se puede apreciar el grado de conservadurismo utilizado en cada uno de ellos.

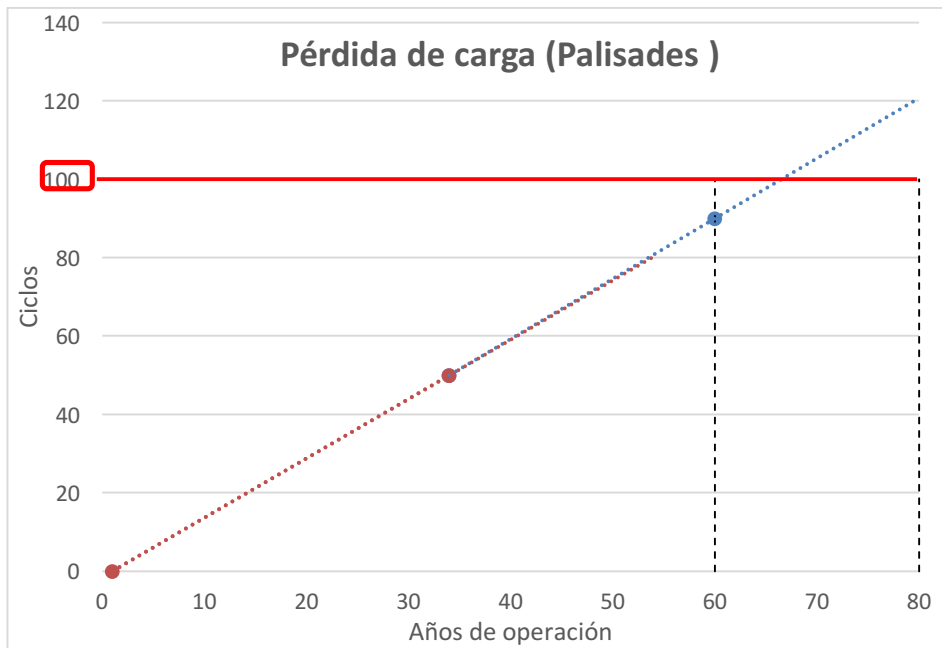
Dado que el número de graficas resultante del análisis es elevado, se muestran todas ellas en el [\[Anexo 2\]](#) y solamente se analizan en profundidad aquellos tipos de proyecciones que resultan ser representativas del resto de los casos. En color rojo se representan los datos de contaje de las plantas, en azul las proyecciones, el límite de diseño en rojo y los periodos de 60 y 80 años en negro.



Gráfica 52-Diagrama de proyección de Beaver Valley (Calentamiento RCS)

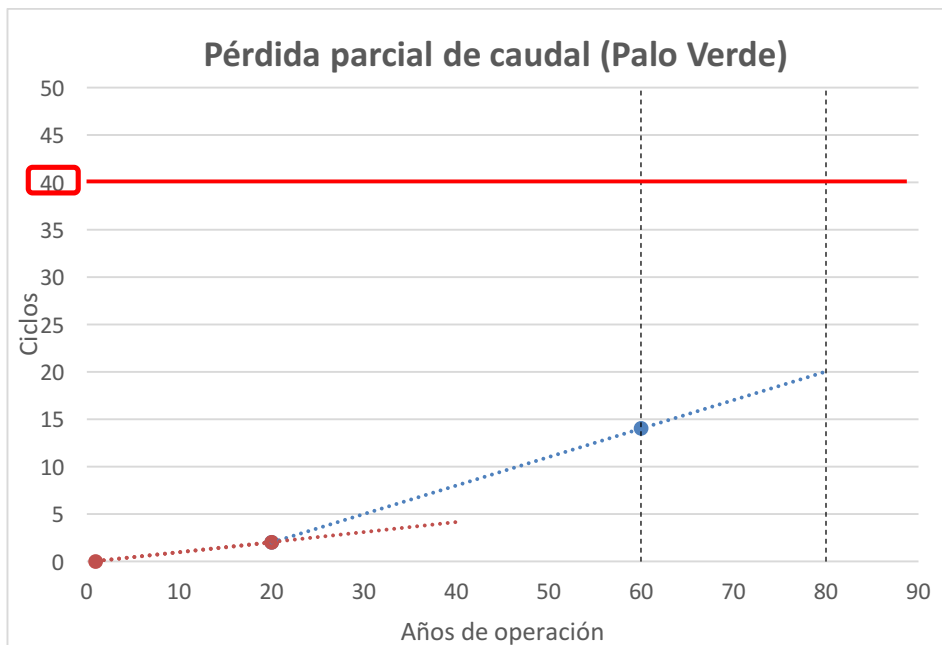
En la Gráfica 52 se ve cómo en la planta de Beaver Valley el contaje del transitorio de “Calentamiento del RCS a ritmo de 55,5°C/h” tiene una tasa de ocurrencia prácticamente igual a la de diseño (alcanza los ciclos límite de diseño a 40 años, en este caso 200 ciclos). El criterio seguido en la proyección de este transitorio ha establecido una pendiente menor que la tendencia de la contabilidad, dando como resultado 200 ciclos a 60 años, que coinciden exactamente con los ciclos de diseño. Es muy probable que este transitorio se vigile con el fin de determinar si la contabilidad de ciclos futura supera la pendiente establecida. En caso de que la ocurrencia futura de ciclos de este transitorio superase la pendiente establecida, quedaría completamente descartada la posibilidad de proyectar dicho transitorio a 80 años.

En la Gráfica 53 la planta de Palisades en el transitorio de “Pérdida de carga”, al igual que en la gran mayoría de los transitorios proyectados, se ha realizado la proyección de manera lineal, es decir, utilizando la misma tasa de ciclos/año contabilizada hasta los 60 años de operación.



Gráfica 53-Diagrama de proyección de Palisades (Pérdida de carga)

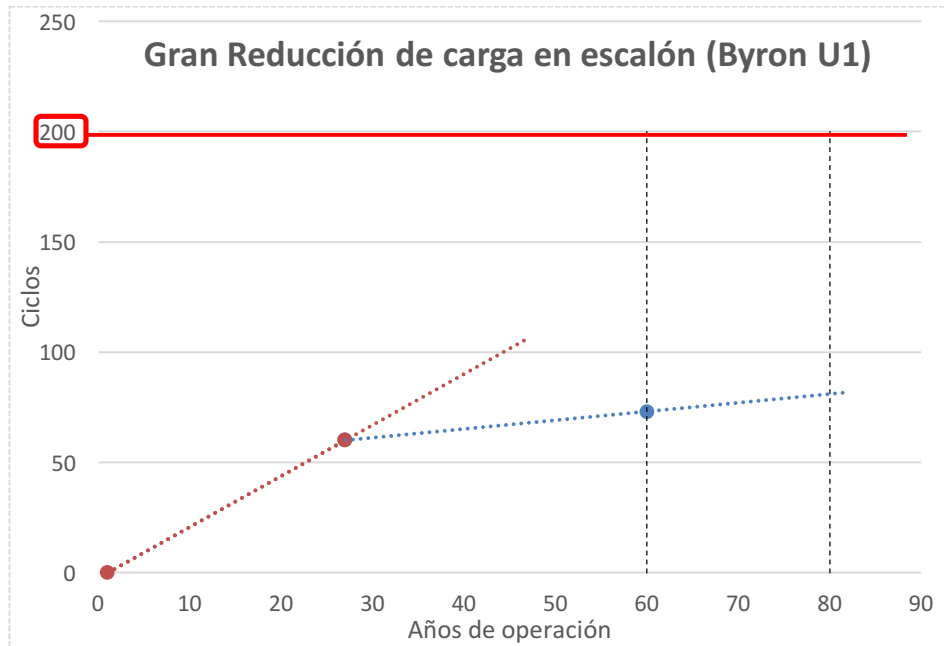
En la Gráfica 54, las proyecciones del transitorio “Pérdida parcial de caudal” en la planta de Palo Verde se ha realizado de una manera mas conservadora que la tendencia recogida en el contaje de la planta. En este caso el límite de ciclos de diseño es de 40 y si se mantuviese la pendiente de proyección, esta central en este transitorio cumpliría con los ciclos de diseño incluso a 80 años.



Gráfica 54-Diagrama de proyección de Palo verde (Pérdida parcial de caudal)

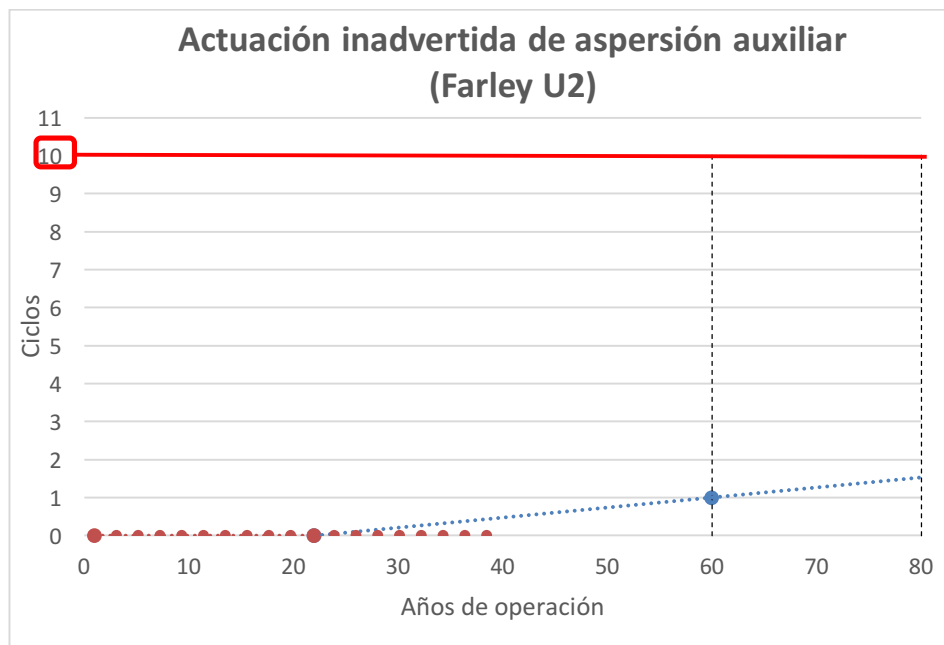
En el cuarto ejemplo de proyección, la Gráfica 55 utiliza una proyección menos conservadora que la definida por la contabilidad. Esto puede deberse a que se han cogido los últimos años de operación para realizar la proyección o simplemente han

utilizado un criterio más realista ajustándose a los ciclos ocurridos durante el último periodo de operación de la planta.

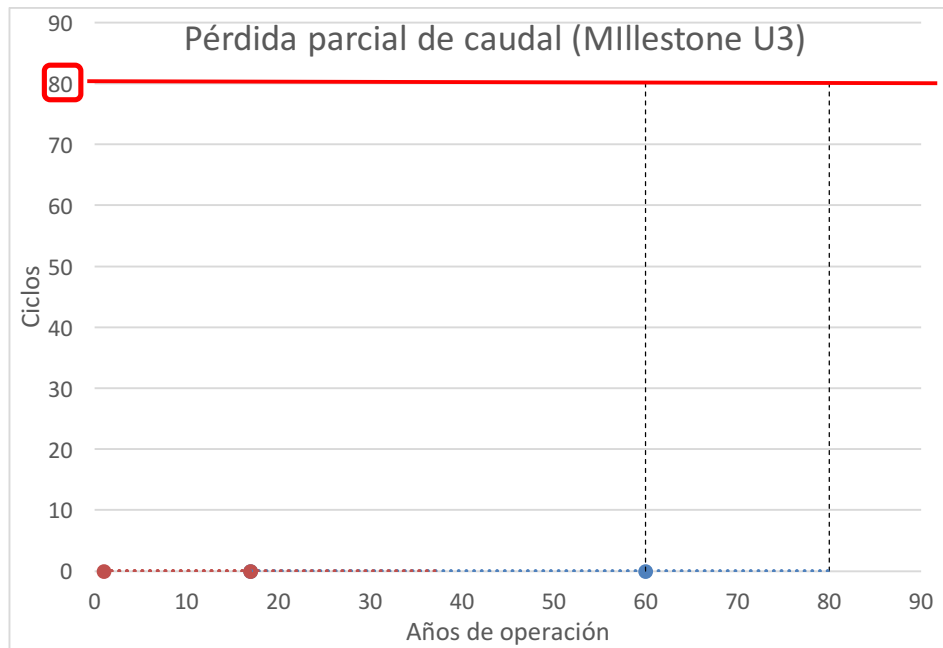


Gráfica 55- Diagrama de proyección de Byron U1 (Gran reducción de carga en escalón)

En este caso, la central de Farley no ha registrado ninguna ocurrencia del transitorio de “Actuación inadvertida de la aspersion auxiliar”, y a diferencia de otras plantas que no proyectaban ningún ciclo como en la Gráfica 56, en Farley han proyectado al menos 1.



Gráfica 56-- Diagrama de proyección de Farley (Actuación Inadvertida de aspersion auxiliar)



Gráfica 57- Diagrama de proyección de Millestone U3 (Pérdida parcial de caudal)

Como resumen de todos los datos, se puede afirmar que el método de proyección utilizado en la mayoría de los casos por las plantas es la proyección lineal, lo que determina que los ciclos esperables a 60 años vienen establecidos por la tendencia de los ciclos ocurridos durante la vida de la planta a fecha del análisis. También es muy utilizada la proyección según los últimos años de operación, que dan como resultado proyecciones con menor número de transitorios debido a la operación de las plantas. Esto ocurre dado que la tasa de ocurrencias de los transitorios a medida que pasa el tiempo se va reduciendo.

Basado en los datos obtenidos, se ha realizado un estudio sobre los métodos de proyección de las centrales con el fin de definir un único método que pudiese responder de manera satisfactoria en todos los casos.

El estudio compara la forma de proyectar de cada central y transitorio con el criterio de que la proyección propuesta debe englobar a las realizadas por las plantas estudiadas que ayudará más adelante a definir una metodología global.

El análisis se ha llevado a cabo a través del estudio de 16 transitorios y 26 centrales. En este análisis se estudia con qué valor de porcentaje del límite de los ciclos de diseño sumado al contaje disponible para cada transitorio, se consigue englobar a un mayor número de proyecciones a 60 años llevadas a cabo por las centrales estudiadas.

En la Tabla 22 se han representado los porcentajes de transitorios que cumplen el criterio de ser más conservadores que los datos de las centrales estudiadas. En la primera fila (en verde) el porcentaje de los ciclos límite de diseño que se han añadido a la contabilidad y para cada transitorio, el porcentaje de proyecciones realizadas con el método propuesto a 60 años que superan a la proyección a 60 años de las plantas

estudiadas. La última fila (en rojo) representa el número de transitorios que se han sobrepasado de límite de diseño.

A medida que se añade a la contabilidad un porcentaje mayor del número de ciclos de diseño, el número de proyecciones que superan a las de las plantas estudiadas aumenta, así como, el número de transitorios superan el límite de diseño. No se representan porcentaje mayores de 50 porque el número de transitorios que, con dicha pendiente, superaban el límite de diseño a 60 años crecía rápidamente.

% Ciclos de Diseño	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
Disparo Reactor	22%	30%	30%	39%	52%	78%	83%	91%	96%
Calentamiento RCS	0%	0%	23%	38%	46%	62%	77%	81%	92%
Pérdida de potencia Exterior	59%	73%	73%	86%	86%	91%	95%	95%	95%
Pérdida de carga	83%	83%	88%	92%	92%	92%	92%	96%	96%
Pérdida parcial de caudal	75%	79%	88%	96%	100%	100%	100%	100%	100%
Aumento de carga en escalón	94%	94%	94%	94%	94%	100%	100%	100%	100%
Gran reducción de carga	88%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Enfriamiento RCS	0%	0%	17%	38%	50%	58%	71%	83%	92%
Reducción de carga en escalón	94%	94%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Actuación aspersión auxiliar	8%	38%	38%	69%	69%	92%	92%	100%	100%
Caída barra de control	82%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Actuación inyección seguridad	62%	69%	69%	85%	92%	100%	100%	100%	100%
Aumento de potencia en rampa 5%	92%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Reducción de potencia en rampa 5%	92%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Aumento de 0-15% potencia total	13%	38%	63%	75%	100%	100%	100%	100%	100%
Reducción 0-15% potencia total	38%	63%	75%	75%	100%	100%	100%	100%	100%
Reciclado de agua de alimentación	33%	56%	78%	78%	78%	78%	78%	78%	78%
Excesivo caudal de alimentación	91%	91%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Despresurización inadvertida del RCS	55%	73%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Total a 60 años	55%	63%	71%	79%	83%	89%	92%	95%	97%
Por encima del límite de diseño a 60 años.	0	0	0	0	0	0	3	7	7
Total a 80 años	100%	100%	99,67%	99%	98%	97%	95%	86%	80%
Por encima del límite de diseño a 80 años.	0	0	1	4	7	9	15	42	63

Tabla 22- Transitorios que cumplen con diferentes porcentajes

Se procede a realizar un ejemplo del cálculo de la metodología para ilustrar mejor la Tabla 19:

Se elige el transitorio de “Calentamiento del RCS” que dispone de un límite de ciclos de diseño de 200.

Para el cálculo de este ejemplo se elige aleatoriamente un 40% de los ciclos de diseño a sumar al contaje obtenido hasta la fecha del análisis:

- $Proy. Propuesta = Contaje + (Límite de 200 \text{ ciclos} \times \frac{40 (\text{Porcentaje elegido})}{100})$

Como ejemplo en la central de Byron U1:

- $Proy. Propuesta = 71 + (Límite de 200 \text{ ciclos} \times \frac{40 (\text{Porcentaje elegido})}{100}) = 151 \text{ ciclos a 60 años}$

Por último, se representan en la Tabla 20 los datos de años de contaje, el número de ciclos de contaje y la proyección de las centrales que son determinados en las SRLs estudiadas.

	Años de contaje	Contaje	60 años		80 años	
			Proy. centrales 60 años	Proy. Propuesta 60 años	Proy centrales 80 años	Proy propuesta 80 años
<i>Beaver Valley U1</i>	28	116	200	196	253	246
<i>Beaver Valley U2</i>	17	31	109	111	145	148
<i>Byron U1</i>	27	71	117	151	145	199
<i>Byron U2</i>	25	64	103	144	125	190
<i>Braidwood U1</i>	25	39	75	119	96	165
<i>Braidwood U2</i>	24	39	69	119	86	163
<i>Callaway</i>	28	29	65	109	88	159
<i>Cook U1</i>	24	44	110	124	147	168
<i>Cook U2</i>	21	50	145	130	194	171
<i>Davis-Besse</i>	31	65	128	145	171	200
<i>Harris</i>	18	40	133	120	177	158
<i>Farley U1</i>	26	36	75	116	98	163
<i>Farley U2</i>	22	19	65	99	89	141
<i>Millstone U2</i>	27	61	135	141	180	189
<i>Millstone U3</i>	17	34	111	114	147	151
<i>Palisades*</i>	34*	134*	240*	309*	322*	488*
<i>Palo Verde*</i>	20*	64*	214*	239*	289*	364*
<i>Prairie Island U1</i>	33	63	126	143	173	202
<i>Salem U1</i>	28	63	133	143	177	193
<i>Salem U2</i>	25	67	157	147	208	193
<i>Sequoyah U1</i>	30	64	125	144	166	197
<i>Sequoyah U2</i>	30	49	99	129	132	182
<i>Three Mile Island</i>	29	49	99	129	131	181
<i>Vogtle U1</i>	18	31	77	111	99	149
<i>Vogtle U2</i>	16	25	74	105	96	141
<i>Wolf Creek</i>	20	27	60	107	77	147

Tabla 23- Cálculo de proyección propuesta

*Las centrales de Palisades y Palo Verde tienen un límite de diseño de 500 ciclos.

A la hora de evaluar los resultados obtenidos con la suposición del ejemplo anterior se puede observar que el 100% de las centrales cumpliría a 60 años el límite de diseño de 200 ciclos/año. Por otro lado, el 80% de las proyecciones a 60 años serían más conservadoras que las proyecciones realizadas por las plantas. Por otro lado, el 92% de las centrales cumpliría con el límite de diseño a 80 años si se sigue la proyección determinada por las centrales. Sin embargo, aproximadamente un 96% de las centrales cumpliría con el límite si se siguiese con la metodología propuesta.

Esta metodología se ha aplicado en todos y cada uno de los 16 transitorios analizados correspondientes a las 26 centrales a estudio. Una vez realizados los cálculos se realizan las comparaciones entre diferentes proyecciones y se estudia cada caso. Los resultados obtenidos en todos los casos proporcionan una idea sobre cuál es el porcentaje de ciclos de diseño a aplicar en la proyección con el que mejor se cumplen las premisas de ser más conservador que la proyección de las centrales analizadas y es el que mejor cumple las premisas de ser más conservador que las centrales de los Estados Unidos y no superar los límites de diseño. Con esta información se puede definir una metodología nueva a la hora de proyectar los transitorios.

9. DEFINICIÓN DE METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN

El análisis de las proyecciones de las SRLs ha permitido determinar la inexistencia de un criterio común y estandarizado. La definición de una nueva metodología de proyección pretende aunar los distintos criterios en base a los datos analizados de las SRLs estudiadas. Al no existir un criterio común, se ha optado por que el criterio propuesto utilice como condición limitante que la proyección resultante del mismo englobe a aquellas realizadas en las SRLs de las centrales analizadas. Para ello, la proyección de los ciclos propuesta deberá ser mayor que la realizada por las plantas y a su vez, la proyección no deberá igualar ni superar la proyección con la tasa de diseño de cada transitorio, ni el límite de ciclos de diseño.

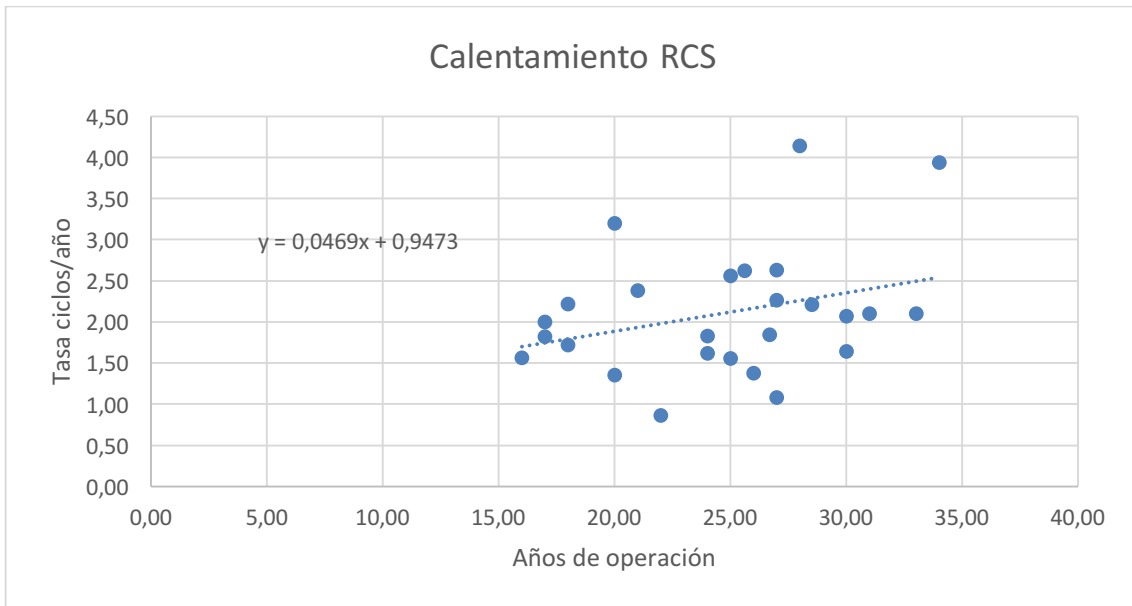
La justificación de la elección de estos criterios se basa en la posibilidad de realizar una proyección común para todos los tipos de transitorios siendo ésta conservadora respecto a las proyecciones ya realizadas en las plantas estudiadas y que estas proyecciones no alcancen un grado de conservadurismo excesivo llegando a la tasa de diseño ni al límite de diseño.

En la metodología propuesta se va a incrementar el contaje obtenido hasta la fecha de la SRL en un porcentaje de los ciclos límite de diseño de cada transitorio, no requiriendo esta metodología el conocimiento de los datos anuales de los contajes de los transitorios. El porcentaje de los ciclos de diseño utilizados se elegirá dependiendo del grado de conservadurismo que se desee aplicar en la proyección. A mayor porcentaje de ciclos de diseño, mayor será el conservadurismo.

En la definición de la metodología de proyección de ciclos basada en la información obtenida en los análisis anteriores se utilizarán cinco transitorios tipo que cabría esperar encontrarse en las plantas, en función de la frecuencia con la que se producen. Estos transitorios serán representativos de todos los transitorios que se pueden encontrar en el contaje. En cada uno de estos transitorios se aplicarán y compararán diferentes maneras de proyectar.

Para la obtención de los datos de contajes de los diferentes transitorios a estudio se han realizado estimaciones basadas en los datos disponibles de cada transitorio y cada central estudiada. La metodología seguida para la obtención de estos datos de cada transitorio es la siguiente:

En primer lugar, se parte de la distribución de los datos de la tasa de ciclos/años obtenida para cada central en función de sus años de contaje tal y como se muestra en la Gráfica 58.



Gráfica 58- Calentamiento RCS (ciclos/año en función de años de operación)

A partir de estos datos, se realiza un ajuste lineal obteniendo la recta que mejor se ajusta a los mismos. Con los ajustes exponenciales, logarítmicos, etc... se obtenían estadísticos R^2 muy bajos y se ha optado por usar la lineal. La ecuación de la recta obtenida se utiliza para la obtención de la tasa media de ocurrencia para cada año de operación desde el año 0 hasta el año 40. A cada tasa media de ocurrencia se le asigna una desviación estándar relacionada con los datos de las plantas estudiadas. Por lo tanto para cada periodo se obtiene una distribución normal de la tasa de ocurrencia con su media y su desviación teóricas.

Al analizar las rectas de tendencia de los transitorios, se puede concluir que la tasa es creciente a medida que los años de operación avanzan en la mayoría de casos. Este hecho choca con la idea de que el número de ocurrencias de los transitorios tiende a disminuir o a estabilizarse a medida que se aumenta la experiencia de operación. Por lo tanto, se ha optado por representar los datos de una forma lineal, pero con pendiente negativa.

La Tabla 24 corresponde a los datos del transitorio “calentamiento del RCS” que se está utilizando como ejemplo. Para la obtención de los datos estimados en cada periodo de tiempo se obtienen los datos teóricos de la media y su desviación. Con estos datos teóricos, se genera la estimación del contaje anual de una planta que se comporte de una manera similar a la distribución de datos disponible de todas las centrales estudiadas. Para ello, se generan una serie de datos aleatorios para cada intervalo de tiempo con su distribución de la media y desviación y se obtiene promedio de estas

medias y desviaciones estimadas para su correspondiente periodo de tiempo. De esta manera contra mayor sea el número de datos aleatorios generados, el promedio tenderá a la media y varianza teóricas y la central estimada se comportará de una manera más parecida a los datos de las distribuciones disponibles. Para determinar el valor del número de datos a utilizar en la generación de las medias y desviaciones estimadas se ha realizado un análisis de sensibilidad de este dato con 100, 500, 1000 y 1500 valores. Se ha observado que con 1500 valores no existía tanta dispersión en relación a la curva teórica haciendo que de un periodo a otro se diese una disminución en el número de ciclos, hecho el cual no puede darse físicamente dado que el número de ciclos siempre va en aumento o se mantiene estable. El número de ciclos se obtiene multiplicando las medias, ya sean teóricas o estimadas, con el año correspondiente.

Año operación	Media teórica	σ teórica	Media estimada	σ estimada	Nº ciclos estimado	Nº ciclos teórico
40	0,95	0,35	1,41	0,58	57	38
38	1,04	0,38	1,40	0,53	53	40
36	1,13	0,41	1,41	0,49	51	41
34	1,23	0,45	1,39	0,49	47	42
32	1,32	0,48	1,42	0,48	46	42
30	1,42	0,52	1,44	0,52	43	42
28	1,51	0,55	1,53	0,54	43	42
26	1,60	0,59	1,61	0,58	42	42
24	1,70	0,62	1,69	0,62	41	41
22	1,79	0,65	1,80	0,66	40	39
20	1,89	0,69	1,86	0,68	37	38
18	1,98	0,72	1,99	0,72	36	36
16	2,07	0,76	2,04	0,75	33	33
14	2,17	0,79	2,15	0,80	30	30
12	2,26	0,82	2,26	0,82	27	27
10	2,35	0,86	2,33	0,85	23	24
8	2,45	0,89	2,46	0,90	20	20
6	2,54	0,93	2,50	0,91	15	15
4	2,64	0,96	2,66	0,94	11	11
2	2,73	1,00	2,77	1,00	6	5
0	2,82	1,03	2,83	1,02	0	0

Tabla 24- Datos ciclos estimados "Calentamiento RCS"

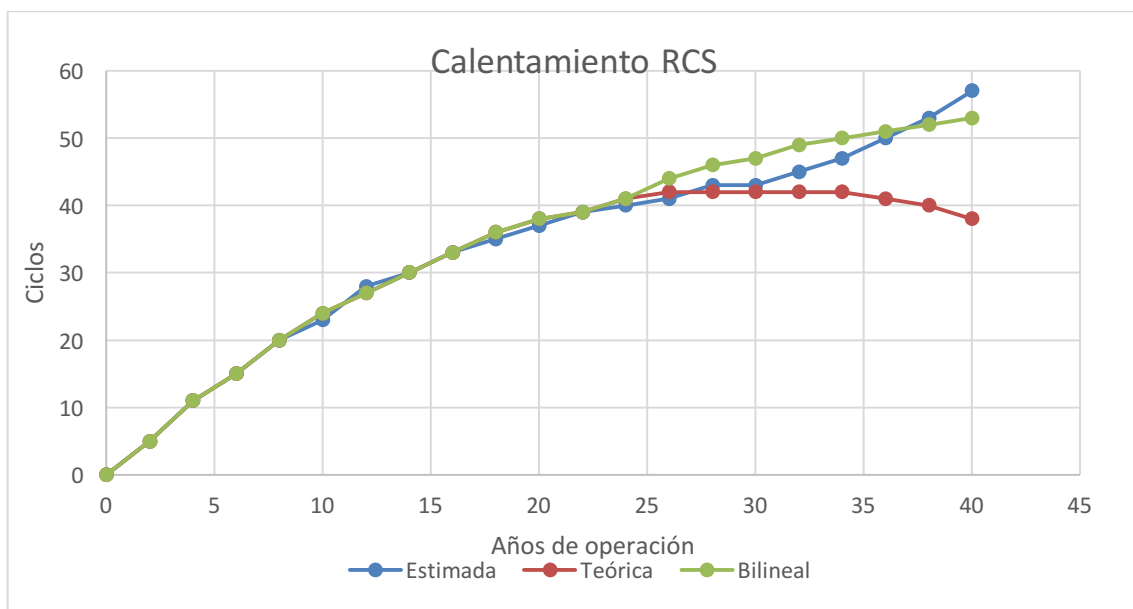
En base al mismo criterio anteriormente mencionado de que la tasa no debería crecer con el paso de los años, el número de ciclos ocurridos en una planta tampoco puede decrecer ya que este es acumulativo. Con esta premisa se han analizado las gráficas obtenidas y muchas muestran pendientes nulas o negativas.

Dado que esto no es físicamente posible se ha optado por detectar ese punto de cambio de pendiente en la curva de los ciclos ocurridos y estimar los ciclos ocurridos a partir de

ese punto con la tasa media del punto anterior, la cual se supone la tasa mínima para cada transitorio. Esta tasa mínima se define como el valor más bajo de la tasa de ocurrencia de un transitorio que puede alcanzar basado en que el margen de mejora de los componentes y la operación, la tasa va disminuyendo a medida que aumentan los años de operación de la planta, y por tanto, la experiencia operativa de la misma pero no baja de un límite mínimo ya que la tasa de ocurrencia 0 no se puede conseguir. De esta manera la curva se mantiene creciente para el periodo de tiempo a estudio.

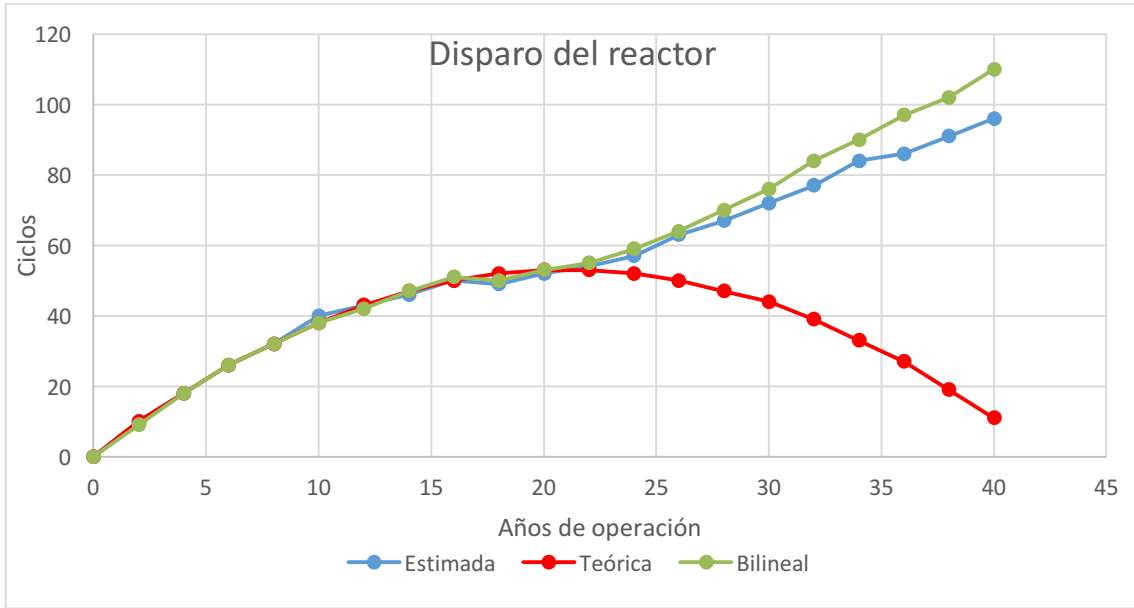
Por otro lado, existen determinados transitorios cuyo número mínimo de ciclos se encuentra ligado a las ocurrencias de otros transitorios. Es conocido que tras una “Recarga de combustible” se va a producir un “Calentamiento del RCS” por ejemplo. Por tanto, la proyección de estos transitorios se realizará según la estimación mencionada anteriormente hasta el primer año en el que el número de ciclos comience a decrecer, y de ahí en adelante, se aplicará la proyección basada en la suma de aquellos transitorios que provoquen que el transitorio estudiado ocurra.

En la Gráfica 59 se pueden observar tres curvas, la teórica, la estimada y la bilineal. Las curvas teórica y estimada se grafican con los datos de la Tabla 24, la curva bilineal se obtiene al introducir una tasa mínima que de antemano ya se sabe qué valor tiene debido a que está influenciada por otros transitorios. En este caso, por ejemplo, cuando se recarga el combustible, seguidamente va a haber un calentamiento del RCS, de ahí que como mínimo exista una tasa de ocurrencia igual a la tasa de recarga de combustible de la central. Se puede concluir que tanto la curva con el método propuesto como con la forma bilineal dan resultados parecidos y permite aplicar a los demás transitorios que no se sepan esta tasa mínima por adelantado el método expuesto.

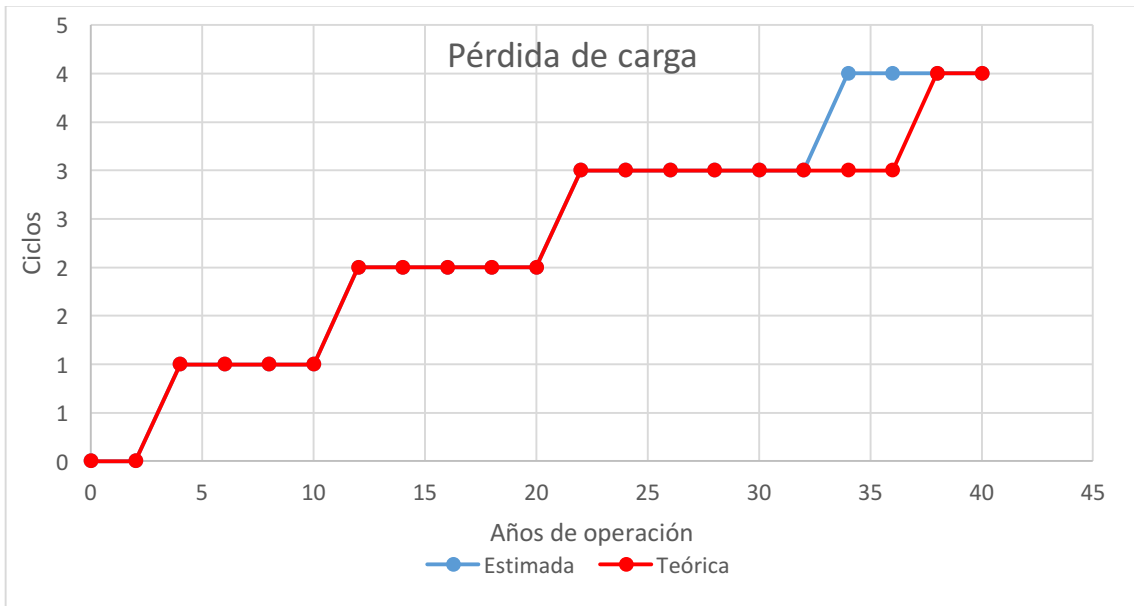


Gráfica 59- Calentamiento RCS (ciclos estimados en función de años de operación)

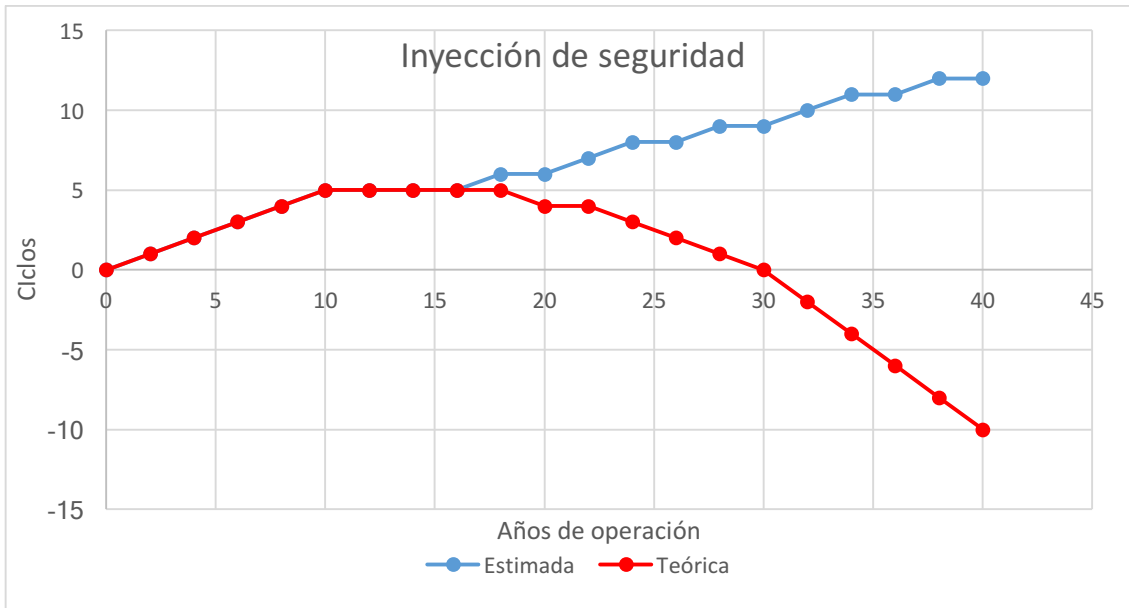
Como otros ejemplos de contabilidades estimadas más representativas disponemos de las siguientes gráficas.



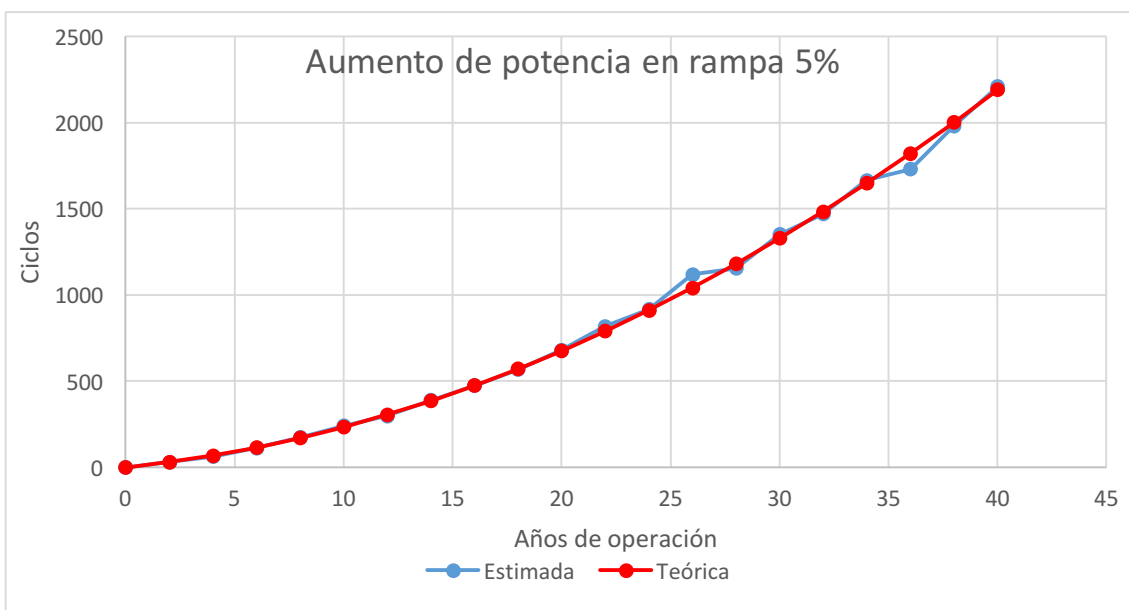
Gráfica 60- Disparo del reactor (ciclos estimados en función de años de operación)



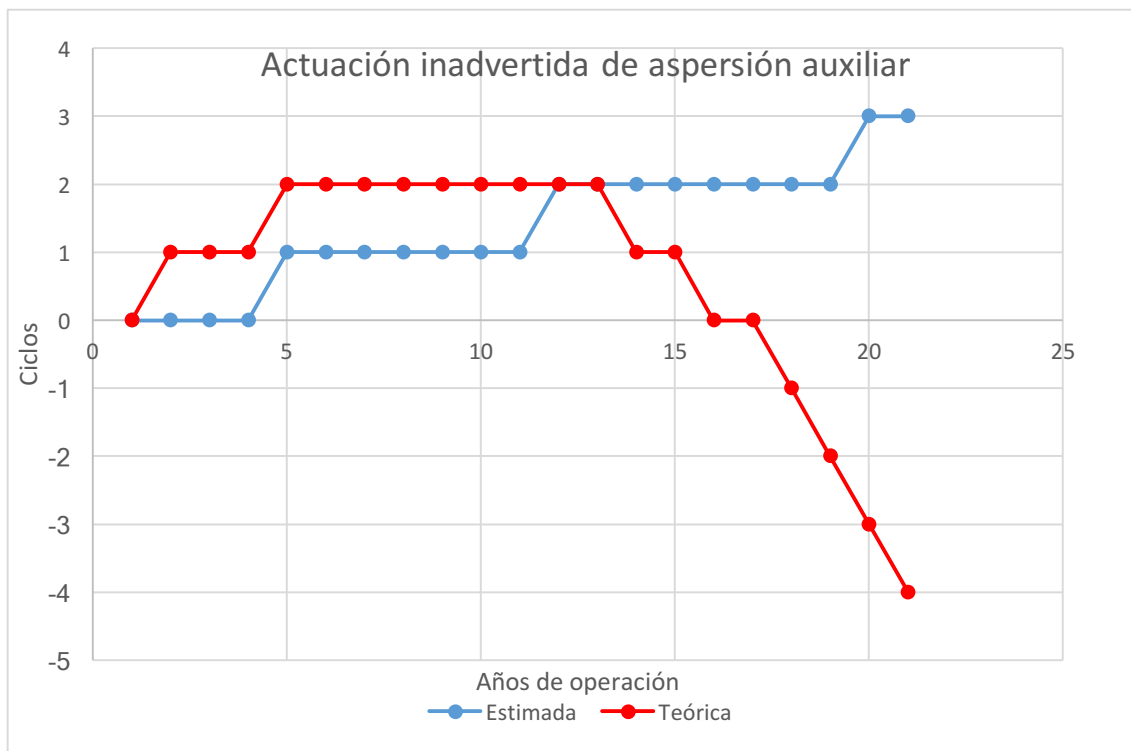
Gráfica 61- Pérdida de carga (ciclos estimados en función de años de operación)



Gráfica 62- Inyección de seguridad (ciclos estimados en función de años de operación)



Gráfica 63- Aumento de potencia en rampa 5% (ciclos estimados en función de años de operación)



Gráfica 64- Actuación inadvertida de aspersión auxiliar (ciclos estimados en función de años de operación)

Esta metodología ha permitido estimar la contabilidad anual de los transitorios basándose en los datos de las SRLs, lo que permite definir y aplicar una metodología de proyección optimizada a partir de dicha estimación.

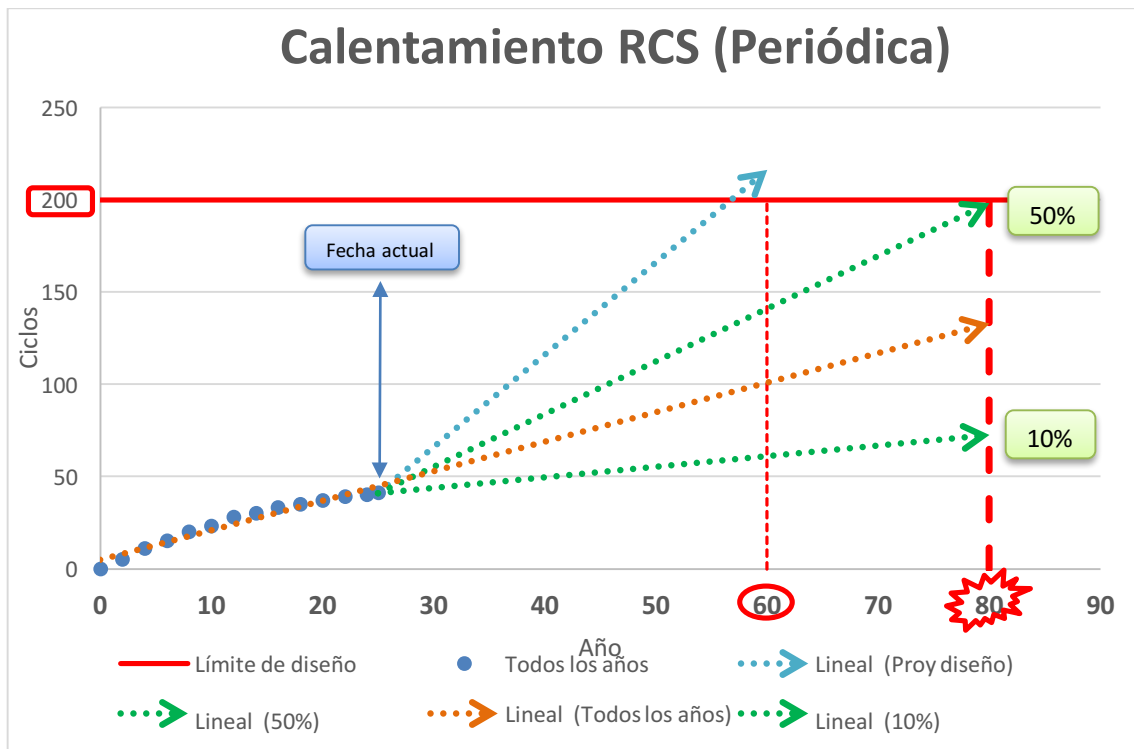
La estimación del contaje anual ha permitido definir 5 tipos de distribuciones de los ciclos ocurridos anualmente que servirán para definir la metodología de proyección que mejor se ajuste a cada uno de ellos.

1. Periódica.
2. Esporádica.
3. Bilineal.
4. Creciente.
5. Sin contaje.

El primero de ellos es un transitorio en el que la tasa de ocurrencia es relativamente constante a lo largo de los años de operación y se distingue una tendencia clara hacia el valor mínimo en la tasa de ocurrencia de los transitorios. El año elegido como fecha actual, es decir, momento en el que finaliza el contaje y comienza la proyección, es el promedio de los años de operación de las centrales en estudio (25 años).

En la Gráfica 65 se pueden ver los límites de 60 y 80 años de operación, con el límite de ciclos de diseño y 3 tipos de proyecciones para una contabilidad anual periódica. Las proyecciones que se representan son las siguientes:

- Lineal: Se utiliza la tasa de ocurrencia media de ciclos/año durante toda la operación y se mantiene hasta los 60 años.
- Diseño: Se calcula la tasa de diseño con los ciclos límite de diseño a 40 años y se proyecta con ella desde la fecha actual.
- Propuesta: Se suma un porcentaje de los ciclos límite de diseño al contaje disponible a en la fecha actual. Este porcentaje varía entre el 10% y el 50% según lo definido en la [\[Sección 4.4\]](#).



Gráfica 65-Diagrama de proyecciones en Calentamiento RCS (Típica)

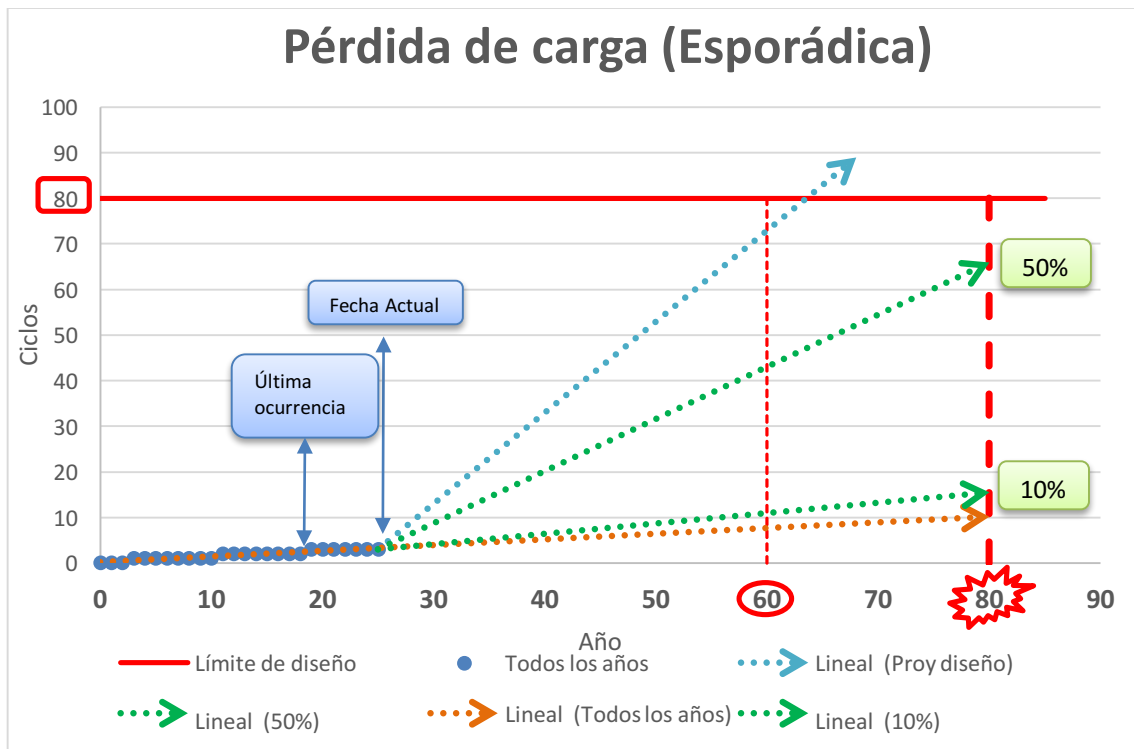
Esta representación permite analizar de una manera rápida la situación respecto a la de diseño de este transitorio y sus posibles evoluciones.

La proyección lineal (verde), es la más utilizada en las centrales estudiadas.

Las líneas de las proyecciones en las que se han sumado al contaje actual acumulado de un 10% y un 50% de los ciclos de diseño son las dos líneas verdes. Este rango de proyección será el que se ponga a prueba en todas las situaciones de las centrales analizadas y se estudie su conservadurismo y aplicabilidad. En este caso la proyección de 50% cumple con ser más conservadora que los dos tipos de proyecciones lineales y también cumple con el límite de diseño a 60 años. La proyección de 10% es menos conservadora que la lineal y también cumple con el criterio de diseño a 60 años. A la hora de estudiar las proyecciones a 80 años, la de 50% no cumple con el límite (valor de 200 ciclos exactamente) y la de 10% si cumple.

En la Gráfica 66 se representa el segundo supuesto, en el que la tasa de ocurrencia es más baja que en el transitorio mostrado en la Gráfica 65 y no se distingue una tendencia clara de ocurrencias, esto es, una contabilidad esporádica. Este supuesto también contemplaría la opción de que la última ocurrencia se hubiese producido años atrás de la fecha actual, creando incertidumbre a la hora de proyectar los ciclos a largo plazo.

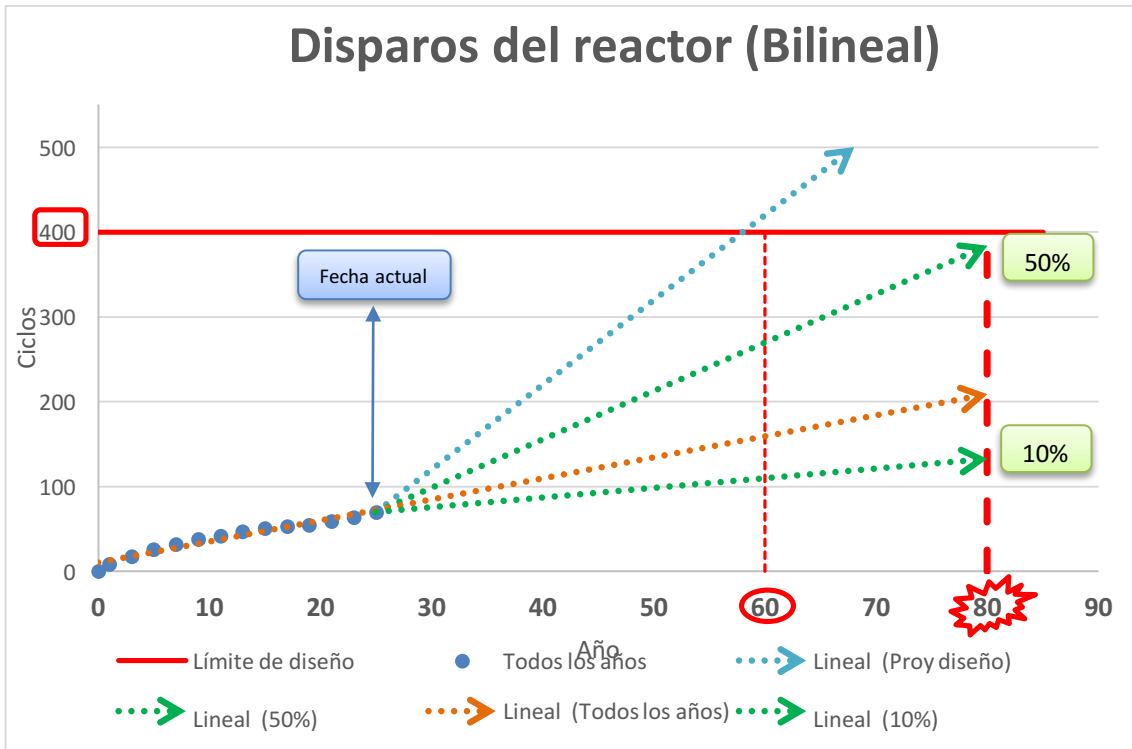
Para abordar este tipo de transitorios, se opta por trasladar el número de ciclos contabilizados a la fecha del análisis hasta la fecha actual de análisis y proyectar desde ahí para obtener un mayor nivel de conservadurismo.



Gráfica 66-Diagrama de proyecciones en pérdida de carga

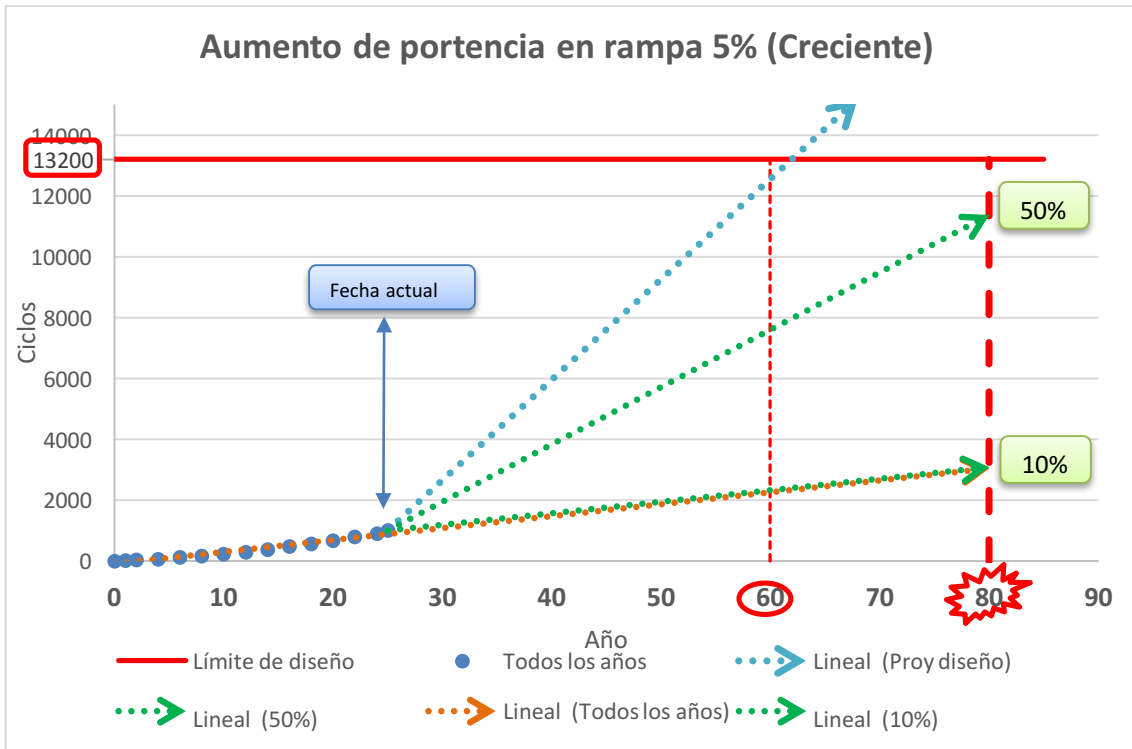
En este tipo de transitorios las proyecciones lineales no proporcionan una proyección muy conservadora a 60 años. Las dos proyecciones propuestas, de 10% y 50% respectivamente, cumplen con todos los criterios tanto a 60 como a 80 años de proyección.

En la Gráfica 67 se representa el transitorio de “Disparos del reactor” como contabilidad anual de tipo bilineal, en este caso se trata de un transitorio que dispone de una tasa mínima que empieza en el año 20 de operación aproximadamente. Esta tasa mínima ha sido calculada con los datos de los transitorios de “Inyección de seguridad”, “Caída de barra de control”, “Pérdida parcial de caudal” y “Pérdida de potencia eléctrica”. Se observa que las proyecciones propuestas cumplen con los límites de diseño tanto para la operación a 60 años como para 80 años. Cabe decir que la proyección con la tasa de diseño desde la fecha actual no cumple ni a 60 años de operación.



Gráfica 67-Diagrama de proyecciones en disparos del reactor (Bilineal)

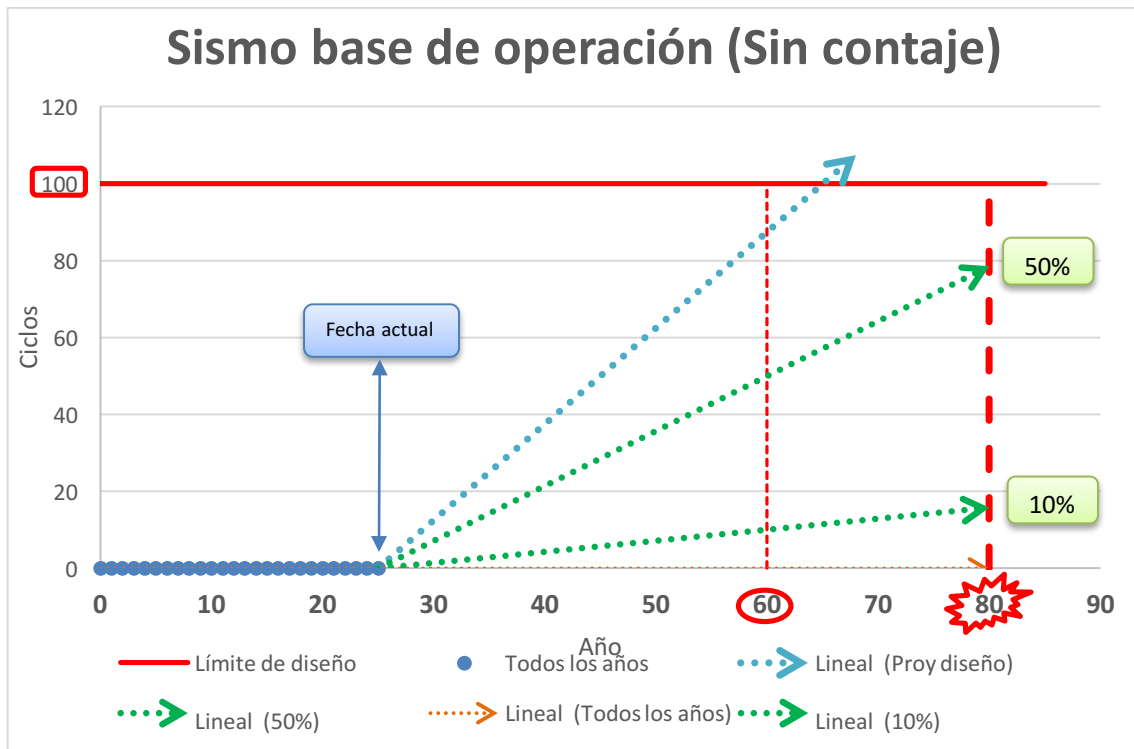
Como cuarto tipo de distribución de datos generada, se dispone de la Gráfica 68. Este transitorio es el de "Aumento de potencia en rampa del 5%". Al igual que en el anterior tipo de distribución generada se cumple que las proyecciones propuestas cumplen los criterios límite de diseño para 60 años y 80 años de operación. Es destacable que la proyección del 10% sobre el límite de diseño coincide con la proyección lineal de los datos.



Gráfica 68-Diagrama de proyecciones en aumento de potencia en rampa del 5% (Creciente siempre)

Por último, se analizará en la Gráfica 69 un caso en el que no se hayan contabilizado ninguna ocurrencia del transitorio “Sismo base de operación” en estudio.

En este caso, al igual que en la anterior metodología propuesta, se proyecta desde la fecha del análisis a pesar de que no ha habido ningún contaje de este transitorio y se sumaría entre un 10% y un 50% de los ciclos de diseño para ese transitorio según lo establecido en la [\[Sección 4.4\]](#). Al igual que en los casos anteriores las dos proyecciones propuestas, cumplen todos los criterios tanto a 60 como a 80 años.



Gráfica 69-Diagrama de proyecciones en Sismo base de operación (sin contaje)

Los análisis llevados a cabo hasta ahora únicamente han considerado un rango de porcentajes de los ciclos de diseño a aplicar a los ciclos contabilizados, sin embargo, resulta de gran importancia determinar qué porcentaje resulta el óptimo a la hora de realizar la proyección de los transitorios.

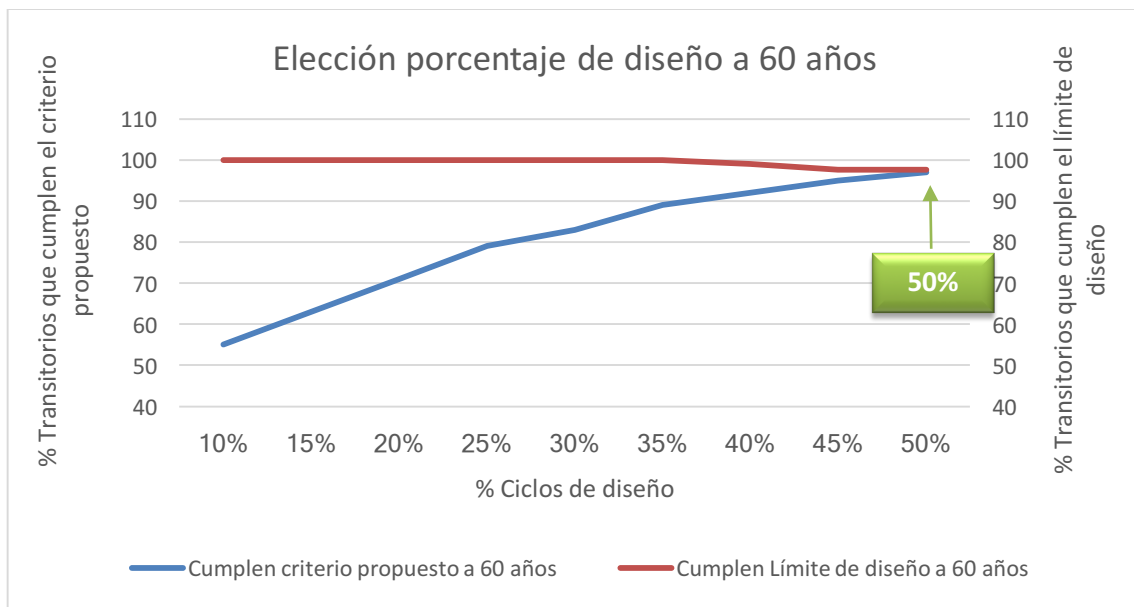
La elección de la proyección óptima se basa en encontrar el valor de este porcentaje que maximice el número de proyecciones hechas por las centrales estudiadas englobadas por la metodología de proyección propuesta y que cumpla a 60 y 80 años de operación.

A continuación, se han representado dos gráficas para evaluar la elección del porcentaje a proyectar óptimo entre el 10% y el 50% representado anteriormente, la Gráfica 70 muestra los datos de los transitorios que para cada porcentaje utilizado de 10%-50% cumplen el criterio propuesto de ser más conservadores que las proyecciones de las centrales estudiadas a 60 años (azul). En la misma Gráfica 71 se representan los transitorios que a 60 años cumplen los límites de diseño para cada transitorio.

Se puede observar que para un valor del porcentaje de los ciclos de diseño a utilizar en la proyección de 50% se obtienen los valores máximos de cumplimiento de los dos criterios representados. En este caso si se siguiese aumentando el porcentaje, el número de transitorios que quedarían englobados por la metodología de proyecciones propuesta aumentaría hasta el 100% rápidamente pero el número de proyecciones que cumplirían el límite de diseño decrecería con igual rapidez.

En el caso de realizar una proyección a 60 años el punto óptimo de la Gráfica 70 en base a maximizar el número de transitorios que queden englobados por la proyección establecida, siendo por tanto más conservador y cumpliendo el límite de diseño a 60 años se encuentra en el punto de corte entre el porcentaje de transitorios cuya proyección queda envuelta por la metodología propuesta y el porcentaje de transitorios cuya proyección cumple con los criterios de diseño. Este punto tiene un valor de 50% del límite de ciclos de diseño para cada transitorio, y por tanto se obtiene que la proyección óptima es aquella que:

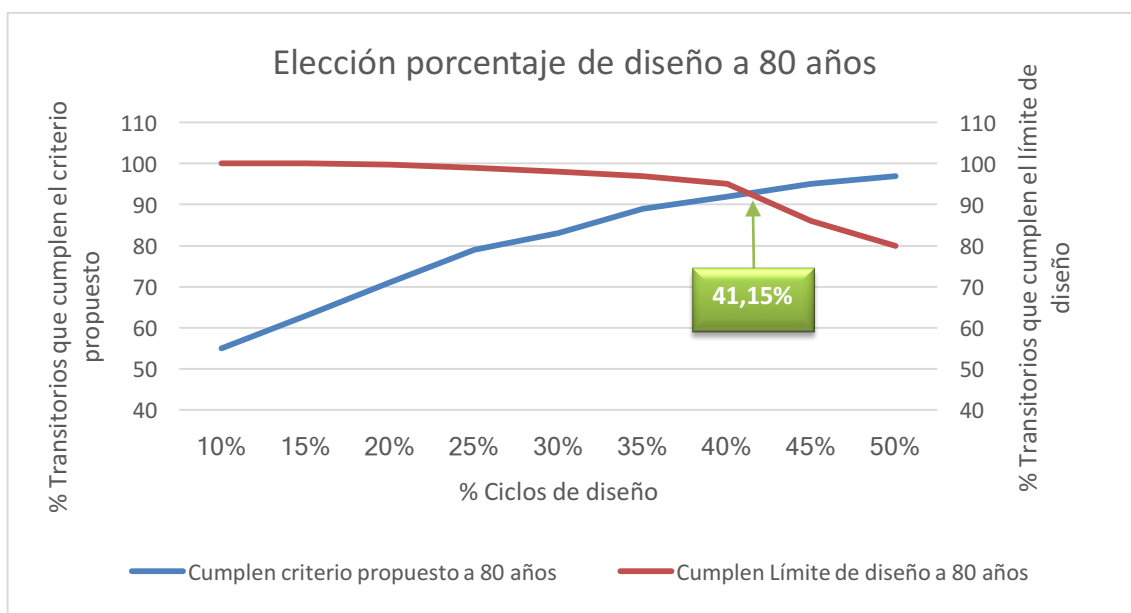
- Es más conservadora que la utilizada en un 97% de los transitorios proyectados por las centrales y que cumple en un 97,7% de los transitorios analizados con el límite de ciclos de diseño a 60 años.



Gráfica 70- Elección del porcentaje de diseño a 60 años

Asumiendo que las proyecciones de las centrales estudiadas van a seguir la misma tendencia desde los 60 años hasta los 80 años de operación y que la propuesta de proyección a 60 años se va a comportar de igual manera, se ha realizado el mismo análisis anterior para elegir el porcentaje óptimo a utilizar en la proyección.

Se puede observar en la Gráfica 71 que contra menor sea el porcentaje del límite de diseño con el que se proyecta mayor será el número de transitorios proyectados en las SRLs de las centrales en estudio que cumplan con el límite de diseño a 80 años, pero menor será el número de transitorios de las centrales en estudio que queden englobados por el criterio propuesto.



Gráfica 71- Elección del porcentaje de diseño a 80 años

En el caso de realizar una proyección a 80 años el punto óptimo de la Gráfica 71 en base a maximizar el número de transitorios que queden englobados por la proyección establecida, siendo por tanto más conservador y cumpliendo el límite de diseño a 80 años se encuentra en el punto de corte entre el porcentaje de transitorios cuya proyección queda envuelta por la metodología propuesta y el porcentaje de transitorios cuya proyección cumple con los criterios de diseño y tiene un valor de 41,15% del límite de ciclos de diseño para cada transitorio, se obtiene por tanto que la proyección óptima es aquella que:

- Es más conservadora que la utilizada en un 92% de los transitorios proyectados por las centrales y que cumple en un 95% de los transitorios analizados con el límite de ciclos de diseño a 80 años.

El grado de conservadurismo del procedimiento de proyección definido se comprueba proyectando desde el inicio de operación de la planta y verificando si se alcanza la fecha del análisis (fecha en la que se han basado los cálculos en la SRL) con un número de eventos mayor o menor al contabilizado por la propia planta. Para ello se realizan los siguientes pasos:

1. Se proyecta con el mismo criterio de sumar el 41% de los ciclos de diseño a la contabilidad de los transitorios obtenida desde el inicio de operación de la central.
2. Se compara el número de ciclos proyectados con la contabilidad de la planta en la fecha del análisis. El número de ocurrencias proyectadas, en base al criterio de proyección establecido, deberá ser mayor o igual que la contabilidad realizada por la propia planta.

3. La proyección de los ciclos a 60 años se realizaría partiendo desde la fecha del análisis, aplicando el criterio resultante de sumar el 41% de los ciclos de diseño a la contabilidad registrada por la planta.
4. En caso de no cumplirse lo establecido en el paso 2, se incrementaría el porcentaje de ciclos de diseño a sumar hasta obtener el mismo número de ciclos contabilizados por la planta en la fecha del análisis. Esto supone utilizar la misma pendiente (ciclos/años) entre las dos fechas. Una vez obtenido este nuevo porcentaje se proyectaría con él hasta la fecha de operación a largo plazo deseada.

El número de ciclos de los transitorios que a la fecha del análisis igualen o superen el 41% (a 60 años) o el 50% (a 80 años) de los ciclos límite del transitorio en estudio tendrán una proyección más conservadora o igual que los transitorios que no alcancen el porcentaje del número de ciclos comentado.

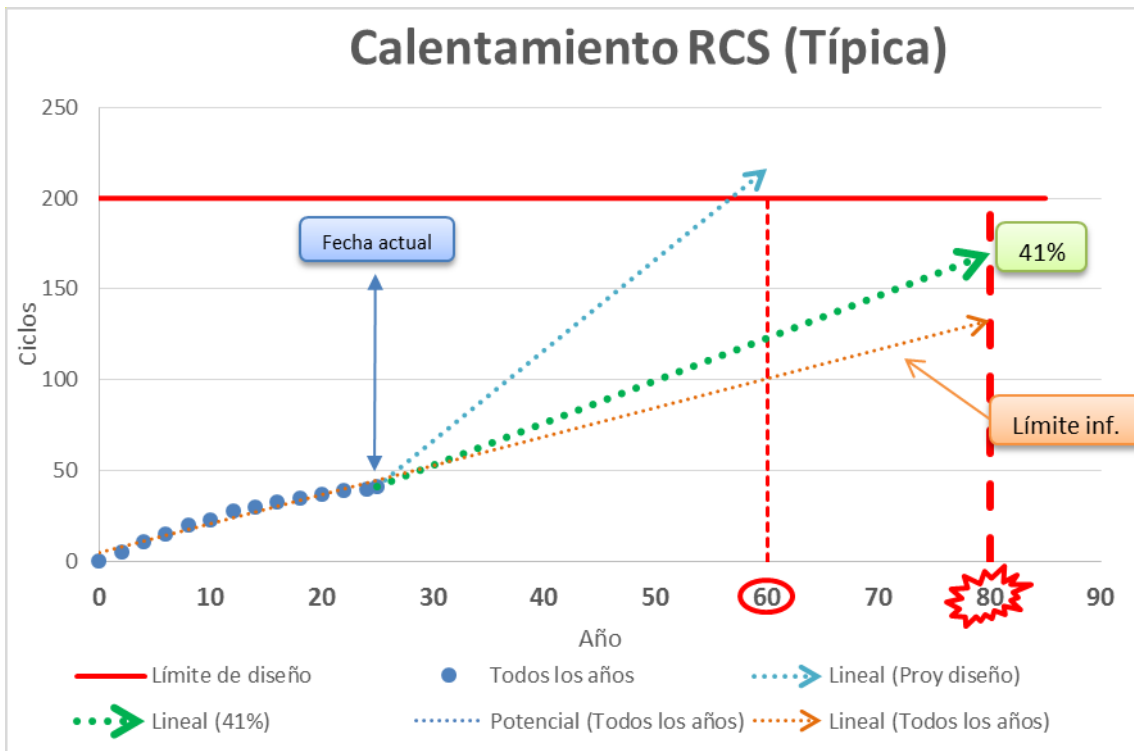
Esto hace que solamente con fijarse en el número de ciclo de cada transitorio, se pueda definir un porcentaje para la proyección de dicho transitorio.

Para realizar esta metodología de proyección se recomienda que:

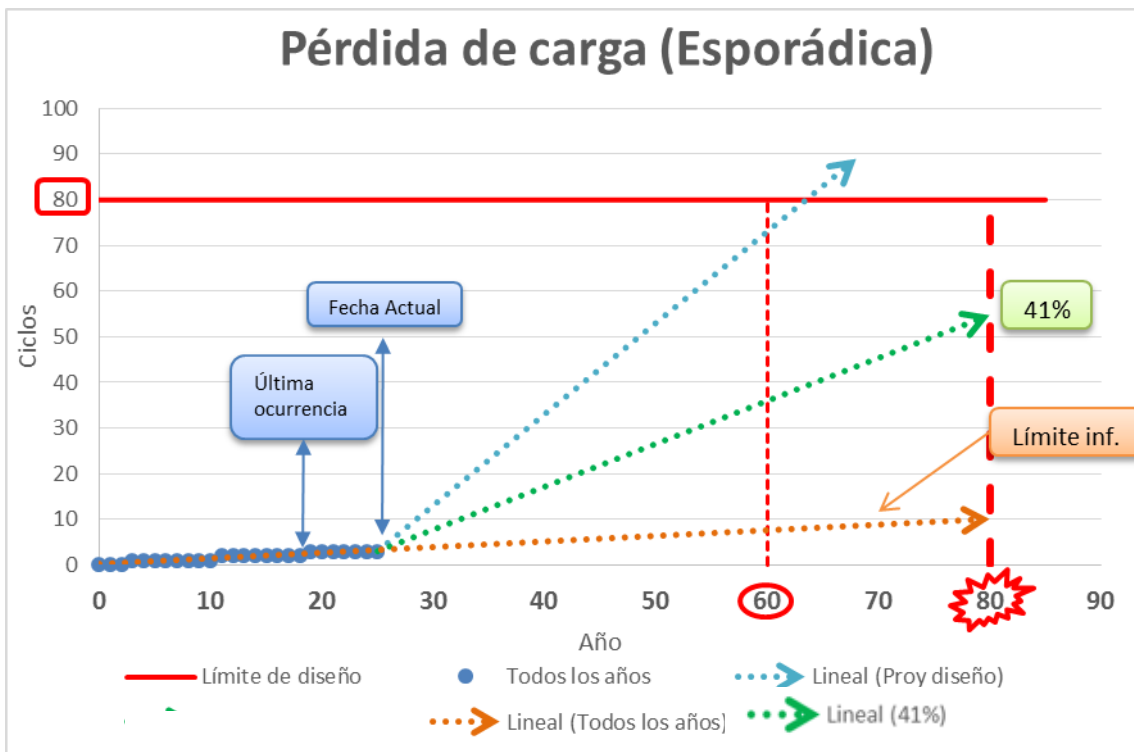
- El valor obtenido en la proyección propuesta supere al valor obtenido en la proyección lineal a 60 años. En caso de que no se verifique este criterio, se deberá aumentar el porcentaje hasta superar la proyección lineal.
- El valor obtenido en la proyección propuesta, además, deberá ser inferior al valor de la proyección con la pendiente de diseño a 60 años.

A la hora de elegir el porcentaje sobre el límite de ciclos de diseño solamente se propone un valor óptimo de porcentaje que cumple con los criterios establecidos: 1- límite diseño y 2- proyección de centrales envuelta. Si se proyecta de manera que se elija un valor alto del porcentaje del límite de los ciclos de diseño a sumar a los ciclos contabilizados, se estará realizando una proyección más conservadora, por otro lado, si este valor es bajo pero siempre superior a la proyección lineal del historial de ocurrencias del transitorio en estudio se estará realizando una proyección más realista pero con un nivel de conservadurismo menor.

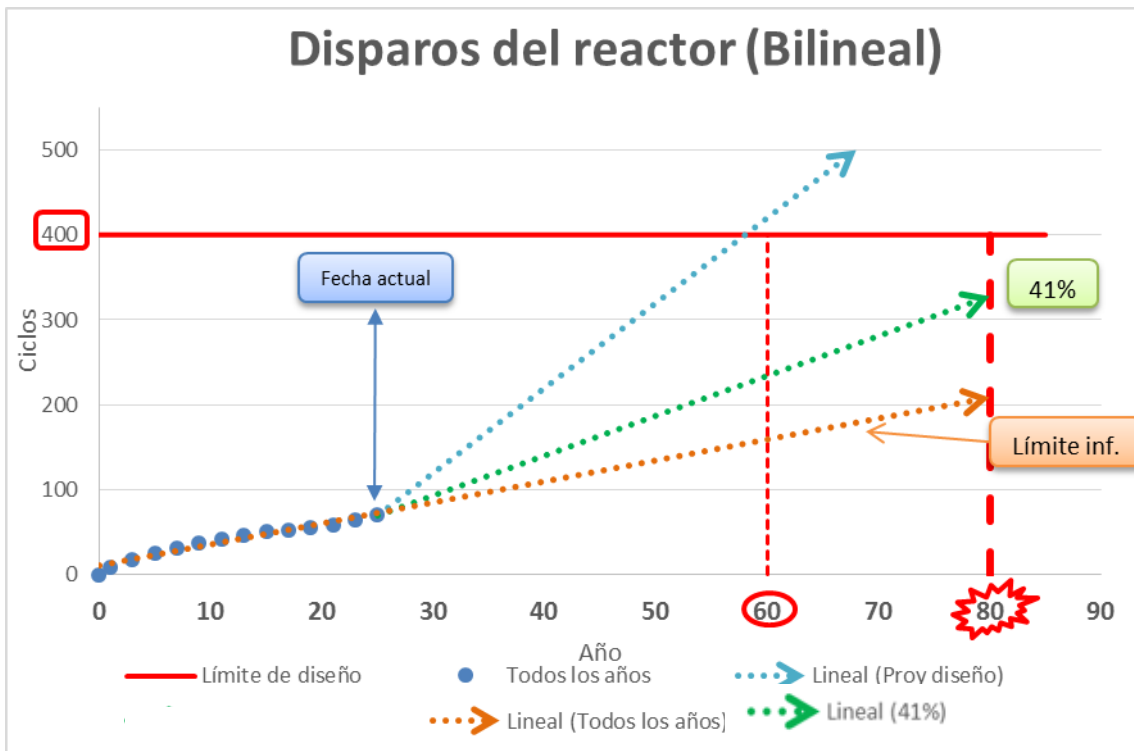
Utilizando el valor de 41% como el valor óptimo a aplicar a los límites de diseño de cada transitorio se han realizado las proyecciones sobre los cinco tipos de distribuciones de datos más significativas anteriormente estudiadas. En ellas se han marcado el límite inferior como el valor de la proyección lineal a 60 años, como se ha comentado en las recomendaciones. Si con este porcentaje se cumple en la mayoría de casos para un periodo de 80 años, también cumplirá para los 60 años. Se verifica que el tipo de contabilidad no influye en los resultados finales de la proyección.



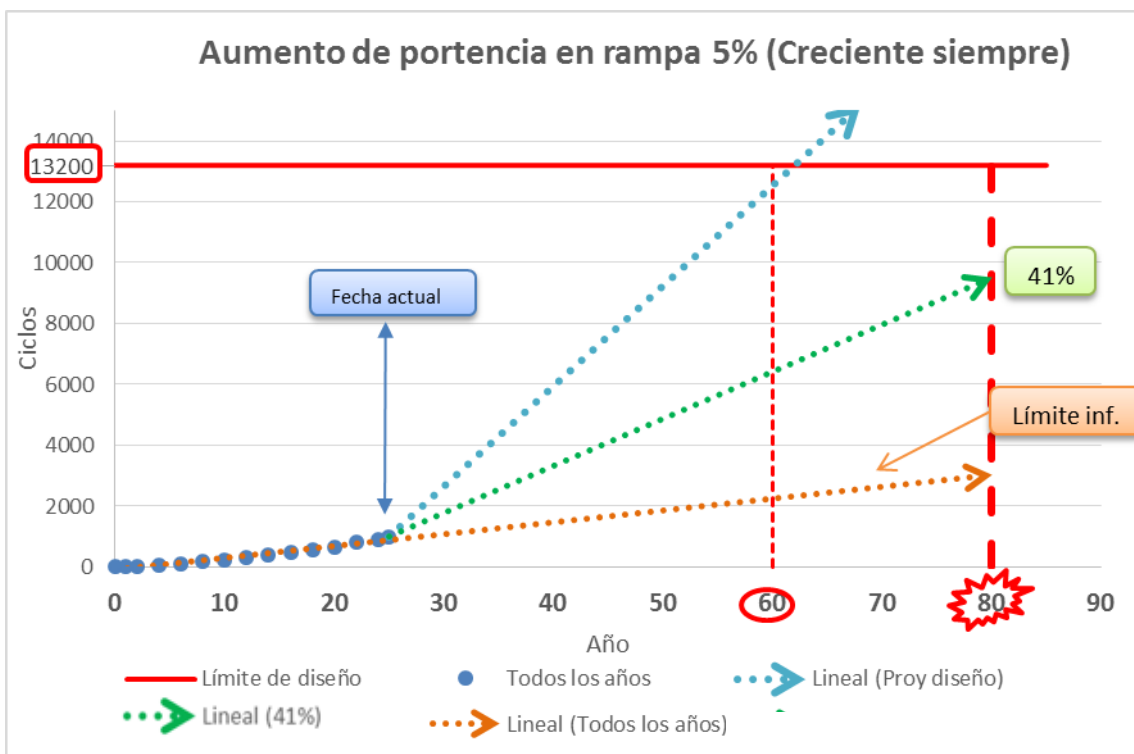
Gráfica 72- Diagrama proyección propuesto en Calentamiento RCS



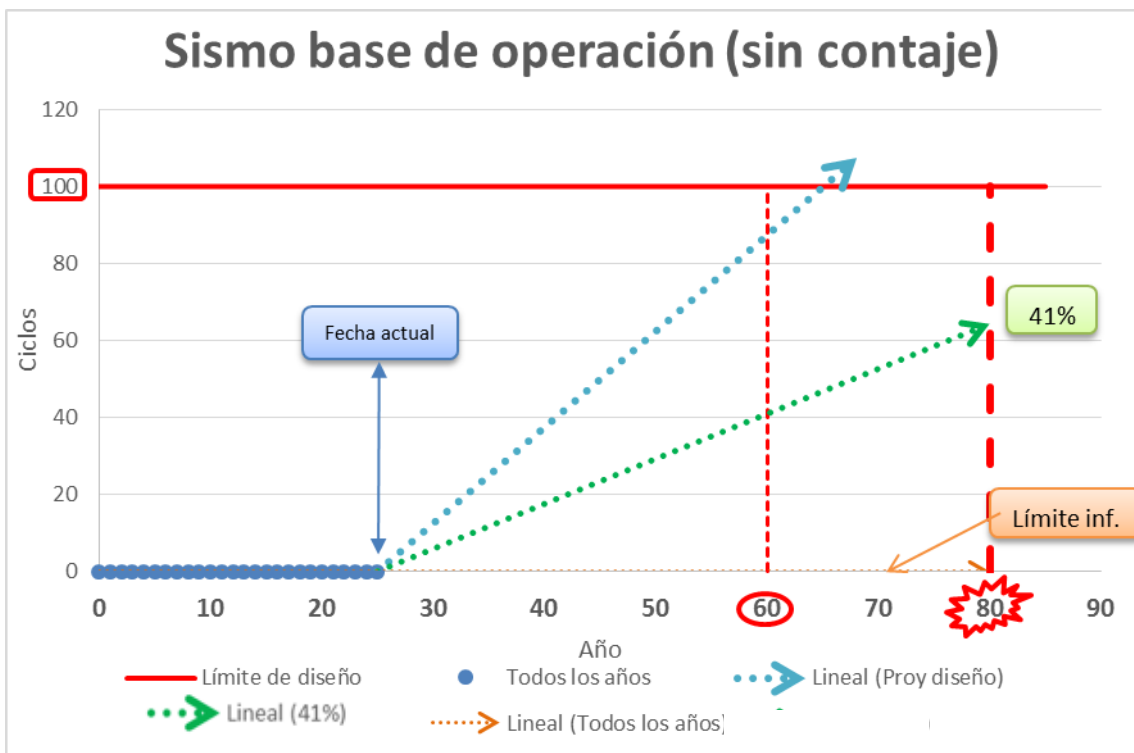
Gráfica 73- Diagrama proyección propuesto en pérdida de carga



Gráfica 74- Diagrama proyección propuesto en disparos del reactor



Gráfica 75- Diagrama proyección propuesto en Aumento de potencia en rampa 5%



Gráfica 76- Diagrama de proyección propuesto en Sismo base de operación

10.RESULTADOS, CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS.

Como resultado de los análisis presentados en este proyecto fin de máster, es posible concluir que las centrales PWR estudiadas han sufrido una operación similar, en lo que a número de transitorios sufrido y gasto en fatiga se refiere hasta la fecha de su SRL. En los análisis y en las comparaciones de los datos sin ponderación y con ponderación entre plantas y componentes no existe ninguna central de las 26 estudiadas que despunte en gasto en fatiga a pesar de las grandes diferencias respecto a los años de operación y diseños. Debido a la no existencia de diferencias significativas entre centrales, se ha podido definir un método de proyección de los ciclos de transitorios para la OLP.

Se ha conseguido que el método de proyección a 60 años sea más conservador que el realizado en la gran mayoría de los transitorios (97%) para cada central estudiada y cumpliendo con el límite de diseño en más del 97,7 % de ellos, con independencia de si los datos disponibles para cada transitorio sean contajes anuales o solamente el valor total de los ciclos. Si la proyección es a 80 años, los porcentajes de las proyecciones de los transitorios que son más conservadores y de las proyecciones que cumplen el límite de diseño a este periodo son 92% y 95% respectivamente.

Como línea futura sería de gran ayuda disponer de los datos de contaje anual de un elevado número de reactores para poder realizar un análisis más detallado, pudiendo realizar una metodología más ajustada y un estudio de la tendencia de la ocurrencia de los transitorios a lo largo de la vida de la planta. Esto implicaría unos mejores resultados y menor coste para las empresas propietarias de las plantas puesto que los trabajos de monitorización y de gestión de vida se podrían ajustar de tal manera que se reduzcan mucho los costes sin perder seguridad.

En un futuro, sería de interés realizar el mismo estudio que se ha realizado, con las plantas BWR. Sometiendo a los datos de las SRLs a los mismos análisis que se han hecho en este proyecto. En la página web de la NRC se pueden encontrar 15 SRLs para plantas de este tipo y 12 de ellas disponen de información sobre los transitorios que aplican a este tipo de centrales. Estos transitorios son diferentes a los estudiados en las PWR. Al igual que en las PWRs, existe variabilidad en el número de datos que recoge cada planta en sus SRLs con su correspondiente dificultad para analizarlas al igual que las PWR.

11.REFERENCIAS

- [1] IAEA, International atomic energy agency, «PRIS, Power Reactor Information System,» [En línea]. Available: <https://www.iaea.org/pris/>.
- [2] IAEA, International Atomic Energy Agency, *Safe Long Term Operation of Nuclear Power Plants*.
- [3] USNRC, United States Nuclear Regulatory Commission, *Standard Review Plan for Review of License Renewal Applications for Nuclear Power Plants*.
- [4] IAEA, International Atomic Energy Agency, *Ageing Management for Nuclear Power Plants: International Generic Ageing Lessons Learned (IGALL)*.
- [5] ASME, American Society of Mechanical Engineers.
- [6] USNRC, United States Nuclear Regulatory Commission.
- [7] FENOC, *Beaver Valley Power Station License Renewal Application*, 2007.
- [8] Exelon, *Byron and Braidwood Stations, Units 1 and 2*, 2013.
- [9] Union Electric Company, *License Renewal Application Callaway Plant Unit 1*, 2011.
- [10] I&M, Indiana Michigan Power company, *License Renewal Application Donald C.Cook Nuclear Plant*, 2003.
- [11] FirstEnergy Nuclear Operating Company, *License Renewal Application Davis-Besse Power Station*, 2010.
- [12] Progress Energy, *Harris Nuclear Plant License Renewal Application*, 2006.

- [13] SNC, Southern Nuclear Operating Company, Inc, *Joseph M. Farley License Renewal Application*, 2003.
- [14] Dominion Nuclear Connecticut, Inc, *Millstone Power Station Unit 2 y 3 Application for Renewed Operating License*, 2004.
- [15] NMC, Nuclear Management Company, *Palisades Nuclear Plant Application for Renewed Operating License*, 2005.
- [16] APS, Arizona Public Service Company, *License Renewal Application Palo Verde Nuclear Generating Station Units 1,2 and 3*, 2009.
- [17] NPS, Northern States Power Company, *Application for renewed operating licenses Prairie Island nuclear generating plant unit 1 and 2*, 2008.
- [18] PSEG Nuclear LLC, *License Renewal Application Salem nuclear generating station*, 2009.
- [19] Tennessee Valley Authority, *License Renewal Application Sequoyah Nuclear plant unit 1 and 2*, 2013.
- [20] AmerGen Energy Company, LLC, *License Renewal Application Three Mile Island Nuclear Station Unit 1*, 2008.
- [21] SNC, Southern Nuclear Operating Company, *Vogtle Electric Generating plant Unit 1 and 2 License Renewal Application*, 2007.
- [22] WCNOG, Wolf Creek Nuclear Operating Corporation, *License Renewal Application Wolf Creek Generating Station Unit 1*, 2006.
- [23] American National Standards Institute, *Nuclear safety criteria for the Design of Pressurized Water Reactor Plants*, 1973.

- [24] AFCEN, *RCC-M "Règles de Conception et de Construction des Matériels Mécaniques des Îlots Nucléaires PWR"*, or in English, "*Design and Construction Rules for the Mechanical Components of PWR Nuclear Islands*", 2012.
- [25] N. E. T. a. M. S. Kazimi, *Nuclear Systems Volume I: Thermal Hydraulic Fundamentals*, 2011.
- [26] EPRI, *Nuclear power maintenance source book*.
- [27] L. T. a. J. Weisman, *Thermal Analysis of Pressurized Water Reactors*, 3 ed., American Nuclear Society, 1996.
- [28] EPRI, *BWR Pilot Plant Life Extension Study at the Monticello Plant: Phase 1*, 1987.
- [29] EPRI, *PWR Pilot Plant Life Extension Study at Surry Unit 1: Phase 2*, 1989.
- [30] EPRI, *PWR Pilot Plant Life Extension Study at Surry Unit 1: Phase 1*, 1987.
- [31] España, *Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre Energía Nuclear..*
- [32] España, *R. D. 1836/1999, de 3 de diciembre, Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas..*
- [33] España, *Ley 33/2007, de 7 de noviembre, de reforma de la Ley 15/1980, de 22 de abril, de creación del Consejo de Seguridad Nuclear..*
- [34] España, *Ley 15/1980, de 22 de abril, de creación del Consejo de Seguridad Nuclear..*
- [35] España, *Instrucción IS-22, de 1 de julio de 2009, del Consejo de Seguridad Nuclear..*
- [36] NRC, Nuclear Regulatory Commission, *Requirements for Renewal of Operating Licenses For Nuclear Power Plants..*, 1991.

[37] NEI, Nuclear Energy Institute, *Industry guideline for implementing the requirements of 10CFR54*.

[38] Duke Energy, «www.progress-energy.com,» [En línea]. Available: <https://www.progress-energy.com/assets/www/docs/company/HarrisMediaGuide.pdf>.

ANEXO I: CÁLCULOS APLICADOS

Cálculo Estadístico

En los cálculos estadísticos realizados, se ha seguido la siguiente metodología paso por paso.

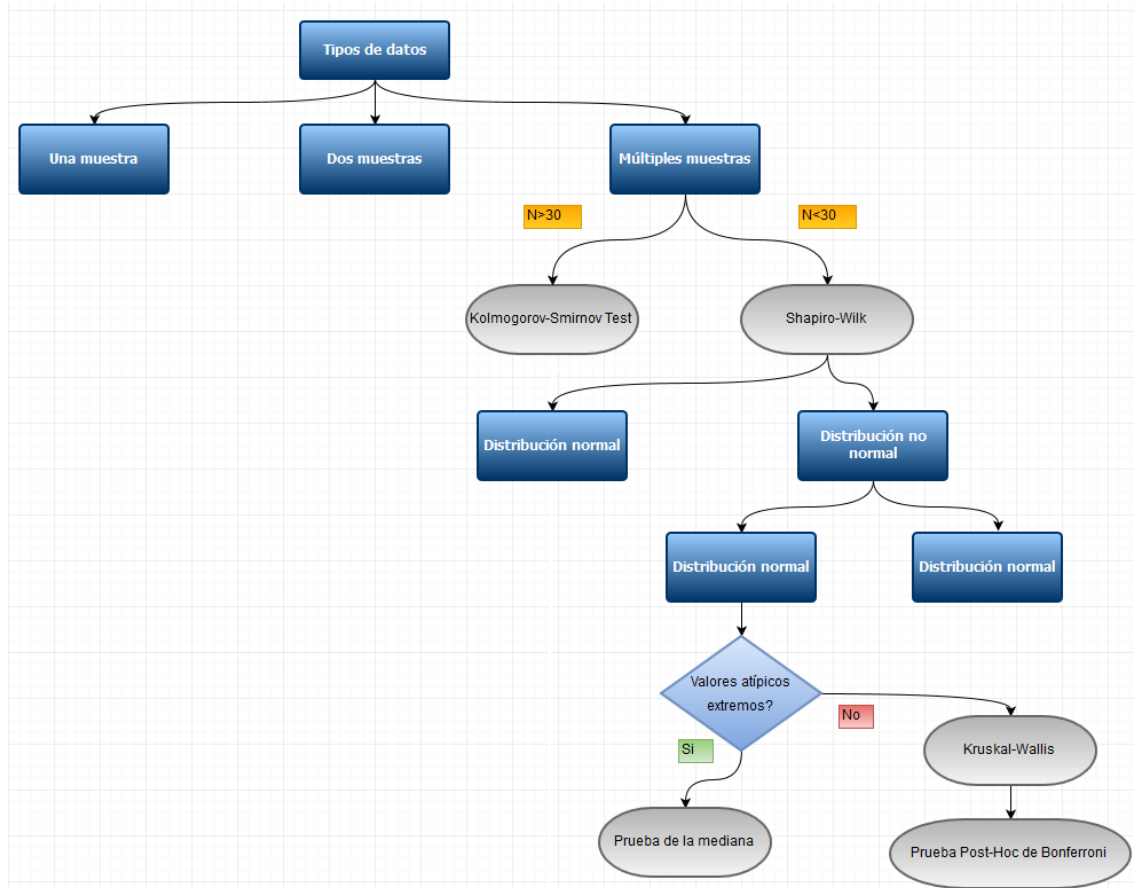


Ilustración 12-Esquema gráfico de la metodología estadística utilizada.

Debido a la naturaleza de los datos obtenidos de las 16 SRLs, en las cuales muchas de ellas han seguido un método de conteo diferente de los transitorios y han dado más relevancia a unos que a otros, se puede decir que se tienen muestras de datos muy heterogéneas en cada uno de los análisis realizados.

A partir de aquí la necesidad de saber qué tipo de distribución de datos se dispone es esencial para escoger un camino que permita realizar un análisis de los datos disponibles y que posibilite una interpretación de los resultados que sean lo más ajustada posible a la realidad. Por ello, se realiza la prueba de Shapiro-Wilk para cada una de las muestras de datos analizadas.

La elección de la prueba de Shapiro-Wilk frente a la de Kolmogorov-Smirnov se justifica con el número de datos disponibles en cada muestra. Si este número es menor de 30 datos, la prueba que devuelve los resultados más potentes es la de Shapiro-Wilk.

La prueba de **Shapiro- Wilk** se realiza de la siguiente manera:

1. Se dispone de una muestra (x_1, x_2, \dots, x_n) y se ordena de menor a mayor, obteniendo el nuevo vector muestra.

$$(x_{(1)}, x_{(2)}, \dots, x_{(n)})$$

Siendo $x_{(i)}$ el i –ésimo valor de la muestra tras la ordenación.

2. Se calcula el estadístico del contraste:

$$W = \frac{1}{nS^2} \left(\sum_{i=1}^n a_{in} (x_{(n-i+1)} - x_{(i)}) \right)^2$$

Ecuación 1

n : número de muestras

S^2 : Varianza estadística de la muestra

3. Siendo s^2 la *varianza muestral*

$$n = \begin{cases} \frac{n}{2} & \text{si } n \text{ es par} \\ \frac{n-1}{2} & \text{si } n \text{ es impar} \end{cases}$$

4. a_{in} = el valor de un coeficiente de Shapiro-Wilk que se encuentra tabulado para cada tamaño de muestra y la posición i de cada observación.

5. El contraste de normalidad se plantea de la siguiente manera:

H_0 : *La muestra procede de una población normal*

Frente a la alternativa:

H_1 : *La muestra no procede de una población normal*

6. La zona de aceptación para H_0 :

Está formado por todos los valores del estadístico de prueba W_C menores al valor esperado o tabulado $W_{(1-\alpha;n)}$

Zona de aceptación = $W_{\text{calculado}} \leq W_{(1-\alpha;n)}$

En todos los análisis se ha encontrado que las distribuciones de las muestras son no normales. Avanzando un paso más en el análisis estadístico, se establece que los datos de cada una de las plantas analizadas son independientes. Por ello se utiliza la prueba de Kruskal-Wallis para comparar las medianas de las muestras de datos.

Para interpretar los resultados de la prueba no paramétrica de Kruskal-Wallis, hay que fijarse en la forma de la distribución de los datos por muestra que se dispone. Si estos datos tienen una distribución semejante (izquierda de la Ilustración 13), se puede comparar las medianas de cada muestra. Mientras que si se dispone de datos en los que las distribuciones son diferentes (derecha de la Ilustración 13), solo se va a poder analizar la semejanza del rango promedio de éstas. En este caso y fijándose en el estudio anterior de Shapiro-Wilk, se puede afirmar que las distribuciones de todas las muestras realizadas, son diferentes.

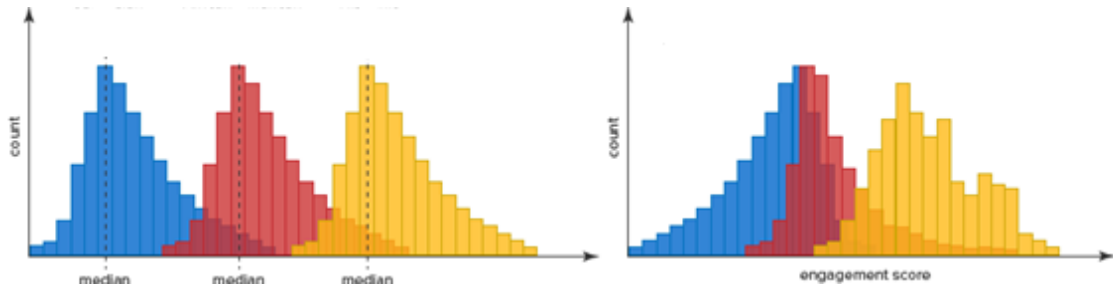


Ilustración 13- Gráficas con distribuciones iguales (izquierda) y diferentes (derecha)

En estas condiciones la prueba de Kruskal-Wallis pierde potencia. Teniendo en cuenta que esta prueba no tiene una gran potencia en comparación con las pruebas que trabajan con distribuciones de datos normales, al comparar solamente las medianas de las muestras se pierde una gran cantidad de datos y solamente se pueden comparar los rangos promedio haciendo que las comparaciones de cada muestra sean aún menos potentes.

La prueba de **Kruskal-Wallis** se realiza de la siguiente manera:

1. Ordenar las observaciones en rangos de todos los grupos, del más pequeño al mayor.
2. Se asigna el rango para cada observación en función de cada grupo de contraste, se realiza el sumatorio de los rangos, se eleva al cuadrado este valor y se divide entre el número de elementos que contiene n_j .
3. Se aplica el estadístico de Kruskal-Wallis:

$$H = \left[\frac{12}{N(N+1)} \sum_{j=1}^k \frac{R_j^2}{n_j} \right] - 3(N+1)$$

Ecuación 2

N: Número total de casos.

R_j : Rango de cada muestra.

n_j : Número de casos en cada muestra.

4. Calcular el número de grados de libertad:

$$gl = \text{grupos} - 1$$

5. Se plantean las hipótesis:

a. H_0 : Las muestras no tienen diferencias significativas.

b. H_a : Las muestras tienen diferencias significativas.

6. Comparar el estadístico H, con los grados de libertad, en la tabla de distribución de Ji cuadrada.

Si $H \geq \chi_{r-1, 1-\alpha}^2$, se rechaza la hipótesis nula

Si $H \leq \chi_{r-1, 1-\alpha}^2$, se acepta la hipótesis nula

En los casos analizados se han obtenido diferentes resultados dependiendo de los datos a analizar. Si los resultados indican que no existen diferencias significativas en los rangos promedios de los datos analizados, el análisis termina ahí. Sin embargo, si existen

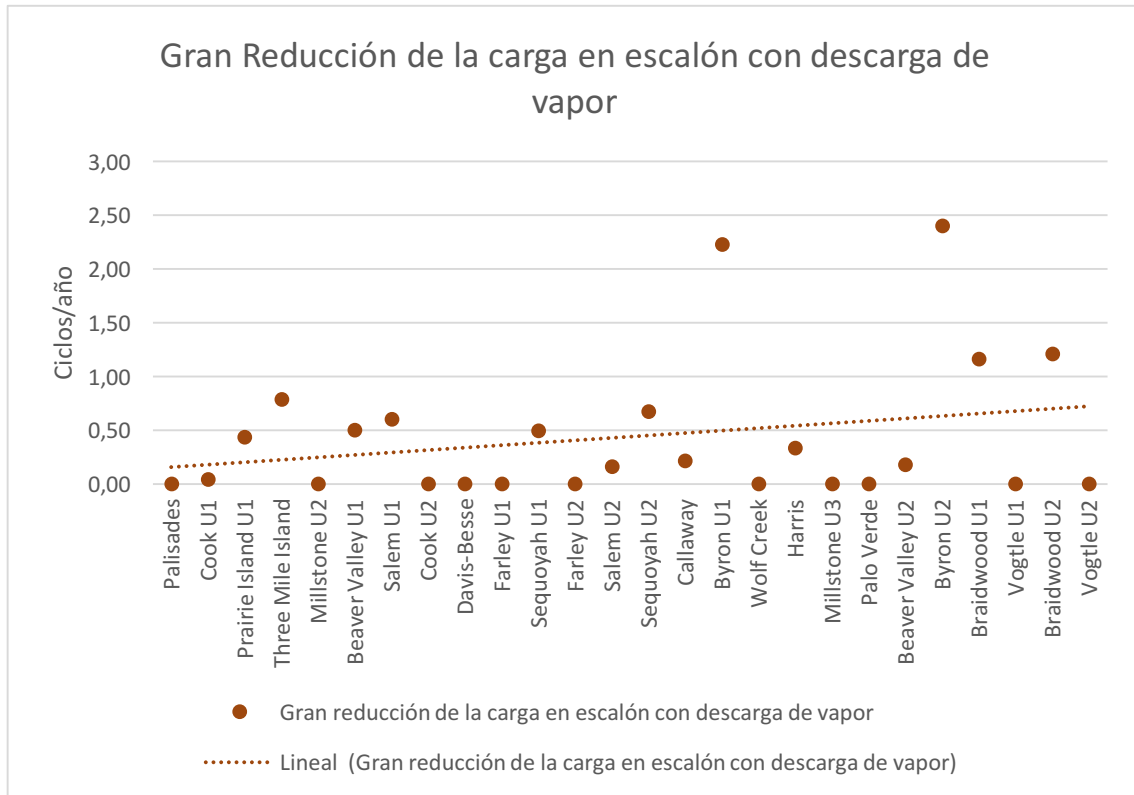
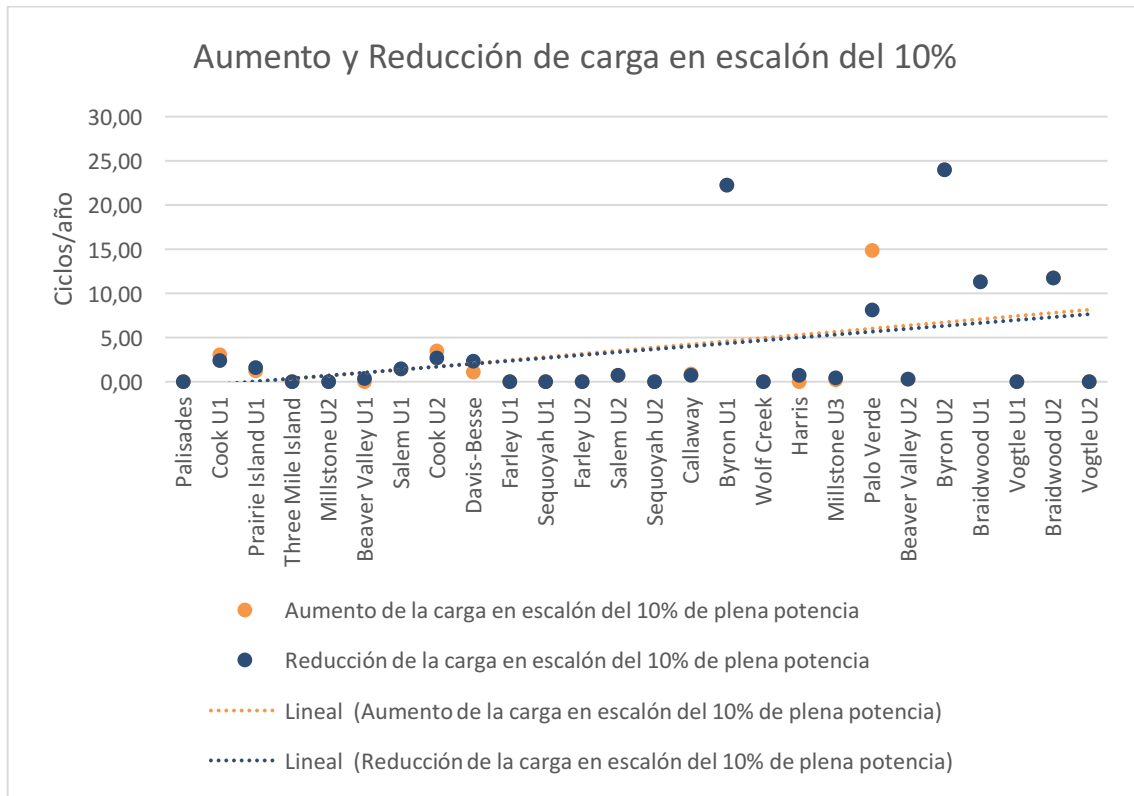
diferencias significativas entre las muestras a estudiar hay que realizar un nuevo análisis para encontrar cuales son esos grupos que difieren entre sí ya que la prueba de Kruskal-Wallis no aporta esta información. Para ello se utiliza la prueba Post-Hoc de Bonferroni que permite determinar entre que grupos se producen las mencionadas diferencias.

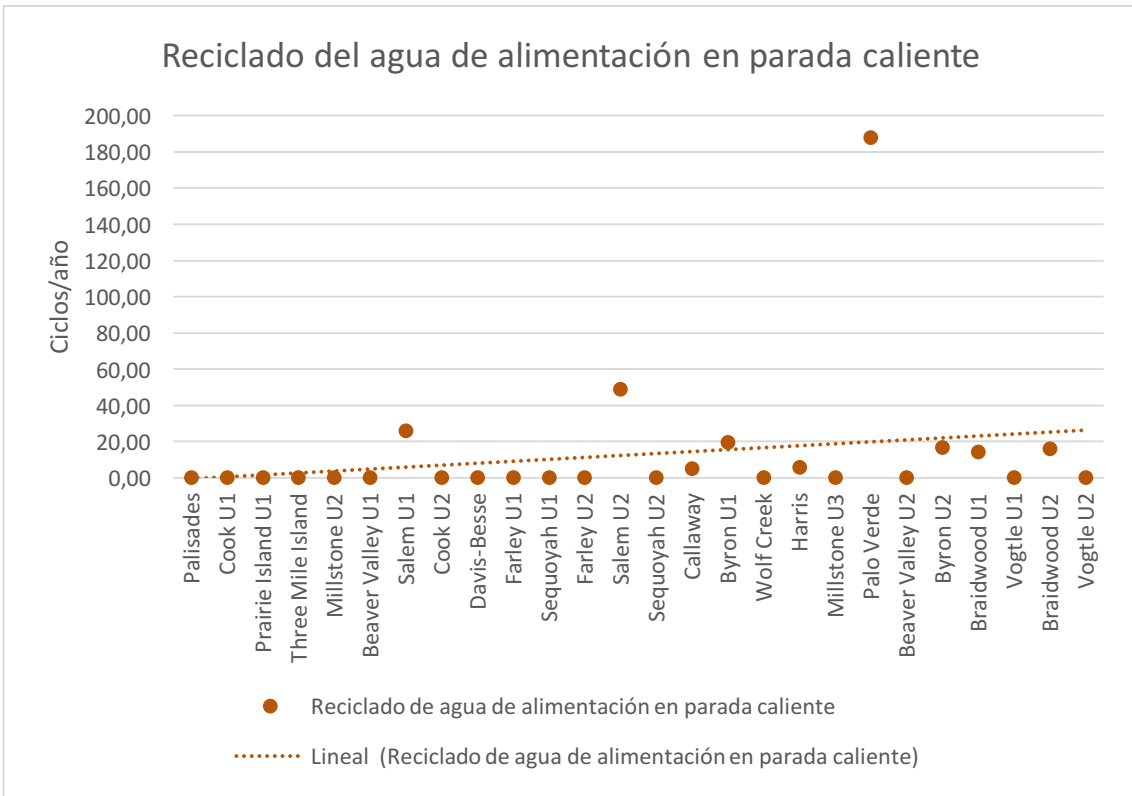
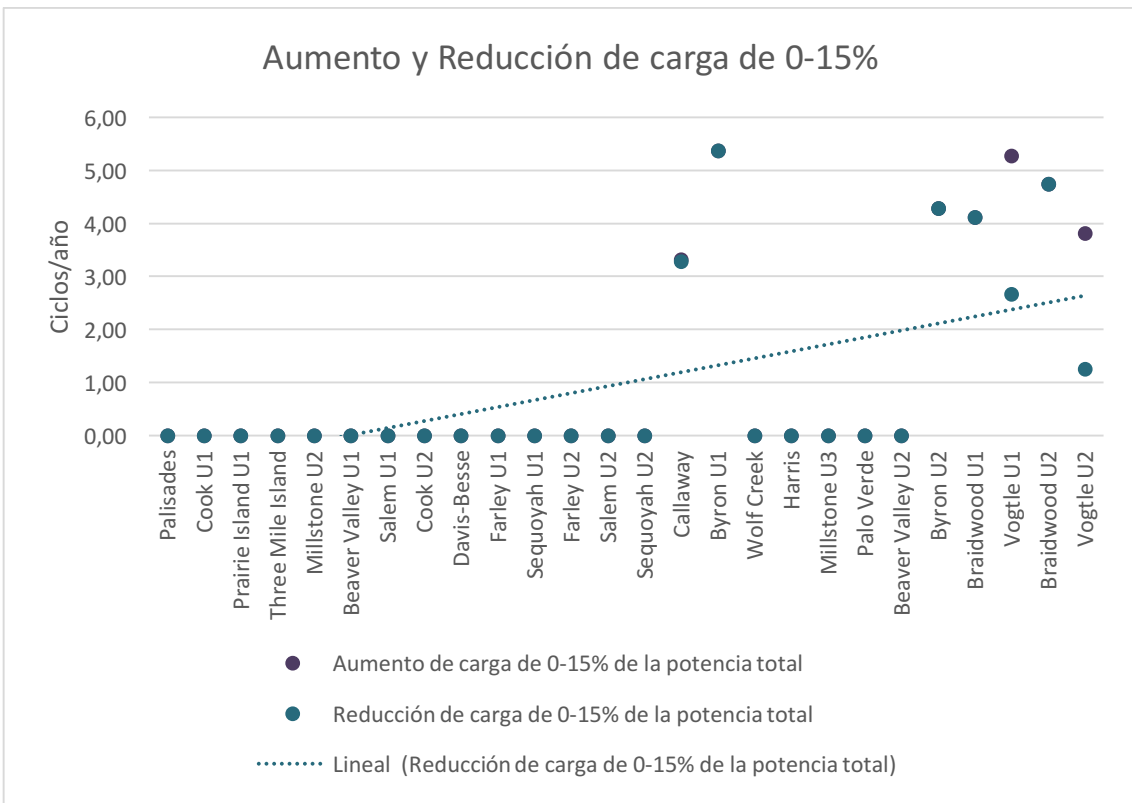
ANEXO II: DIAGRAMAS

Índice de diagramas

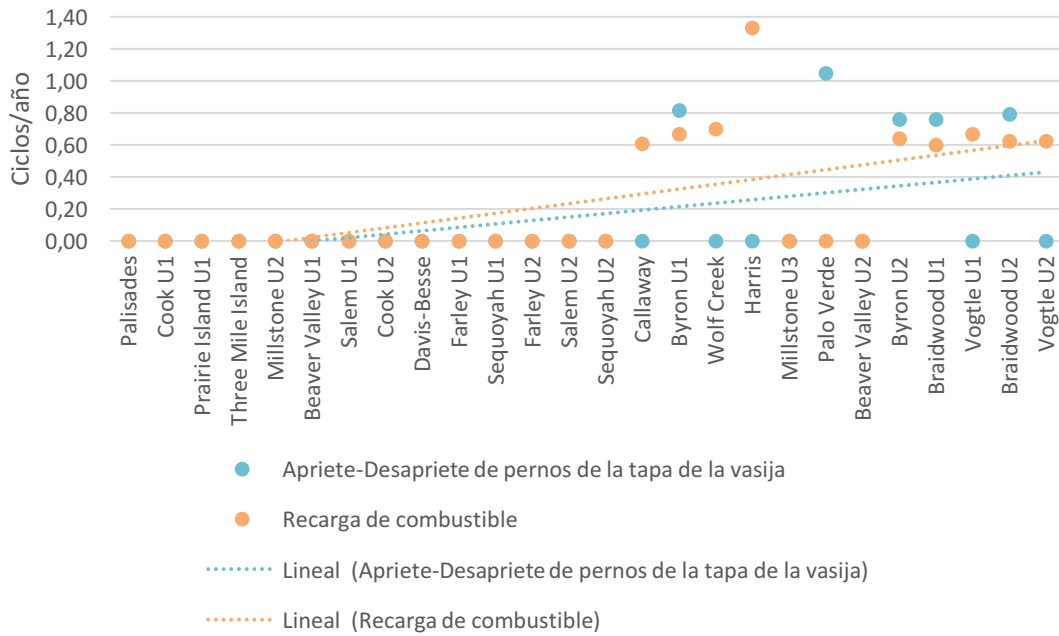
1. [Contaje en función de los años de operación](#)
2. [Histogramas de contaje sin ponderación](#)
3. [Diagramas de proyección](#)
 - a. Calentamiento RCS
 - b. Disparos del reactor
 - c. Pérdida de potencia exterior
 - d. Pérdida de carga
 - e. Pérdida parcial e caudal
 - f. Aumento de carga en escalón
 - g. Enfriamiento RCS
 - h. Reducción de carga en escalón
 - i. Actuación inadvertida de aspersion auxiliar
 - j. Caída de barra de control
 - k. Actuación inadvertida de la inyección de seguridad

Contaje en función de los años de operación

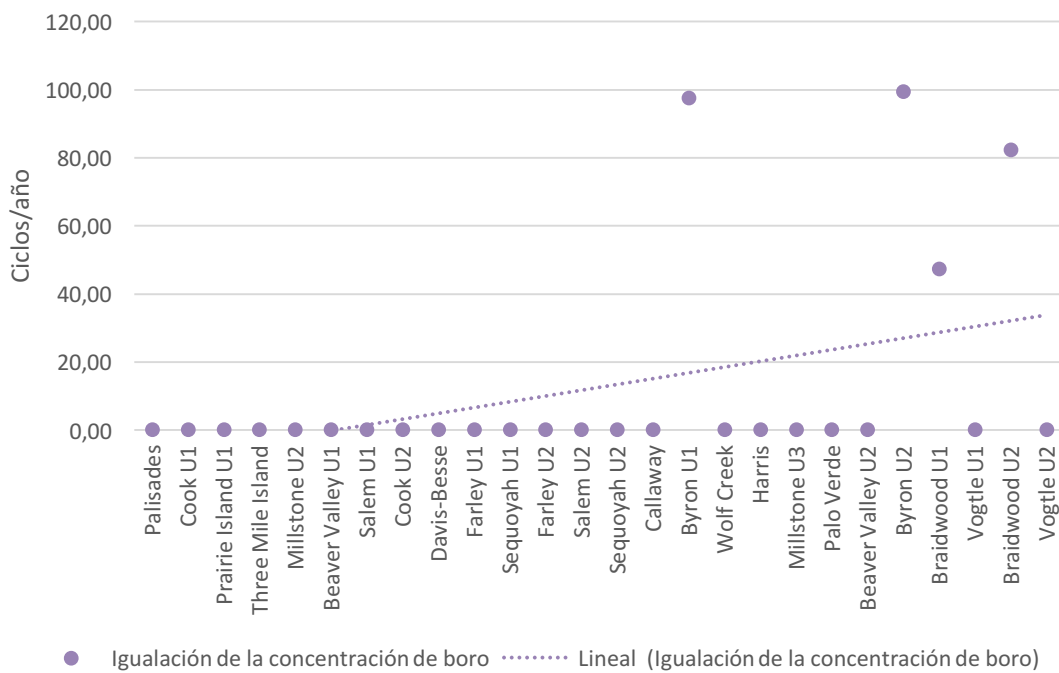


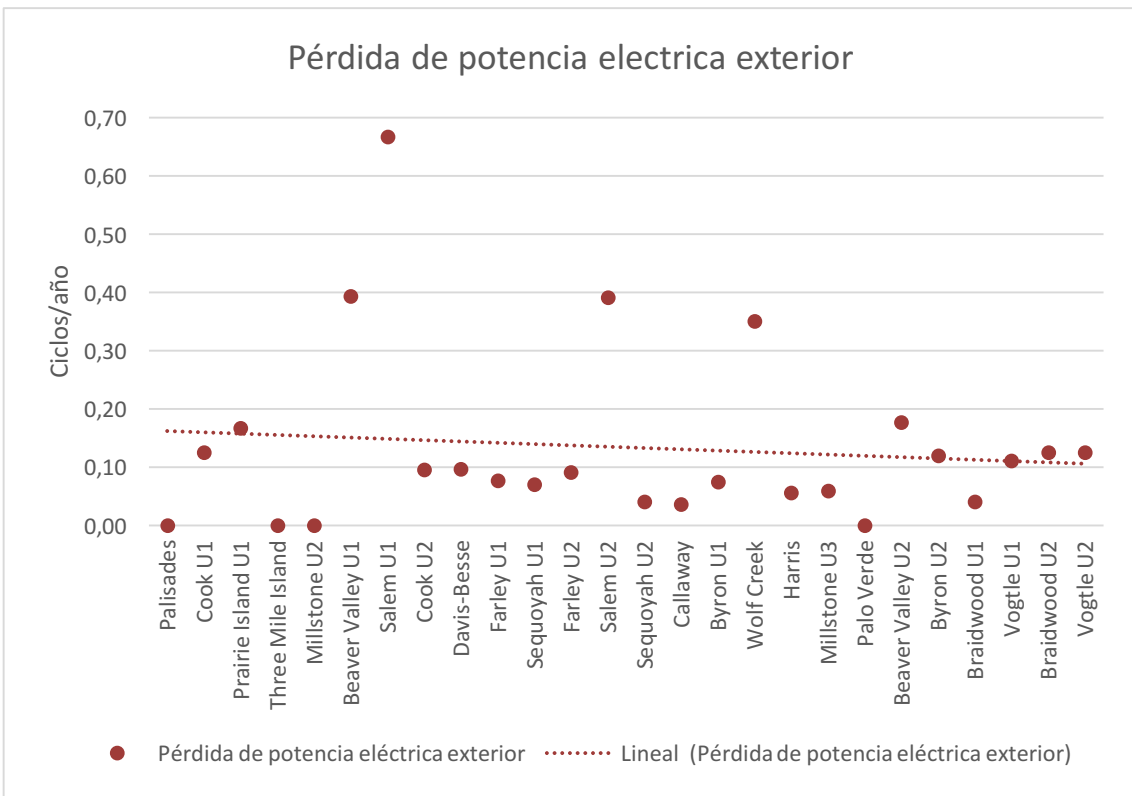
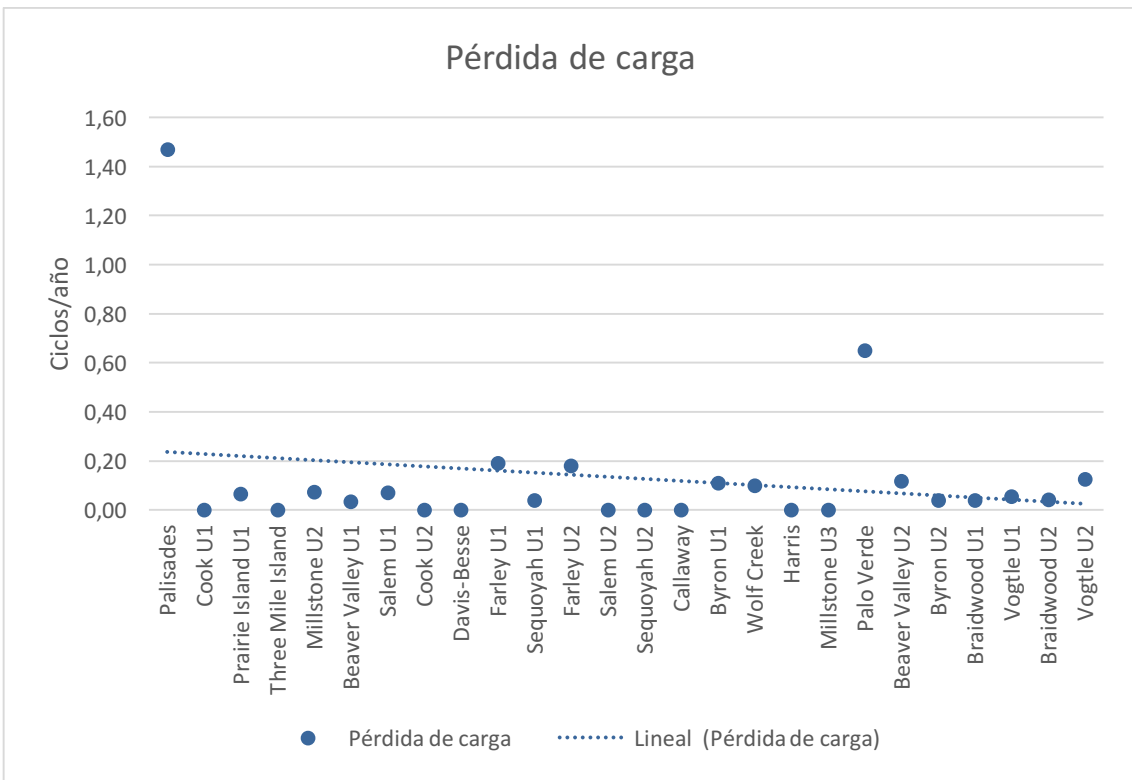


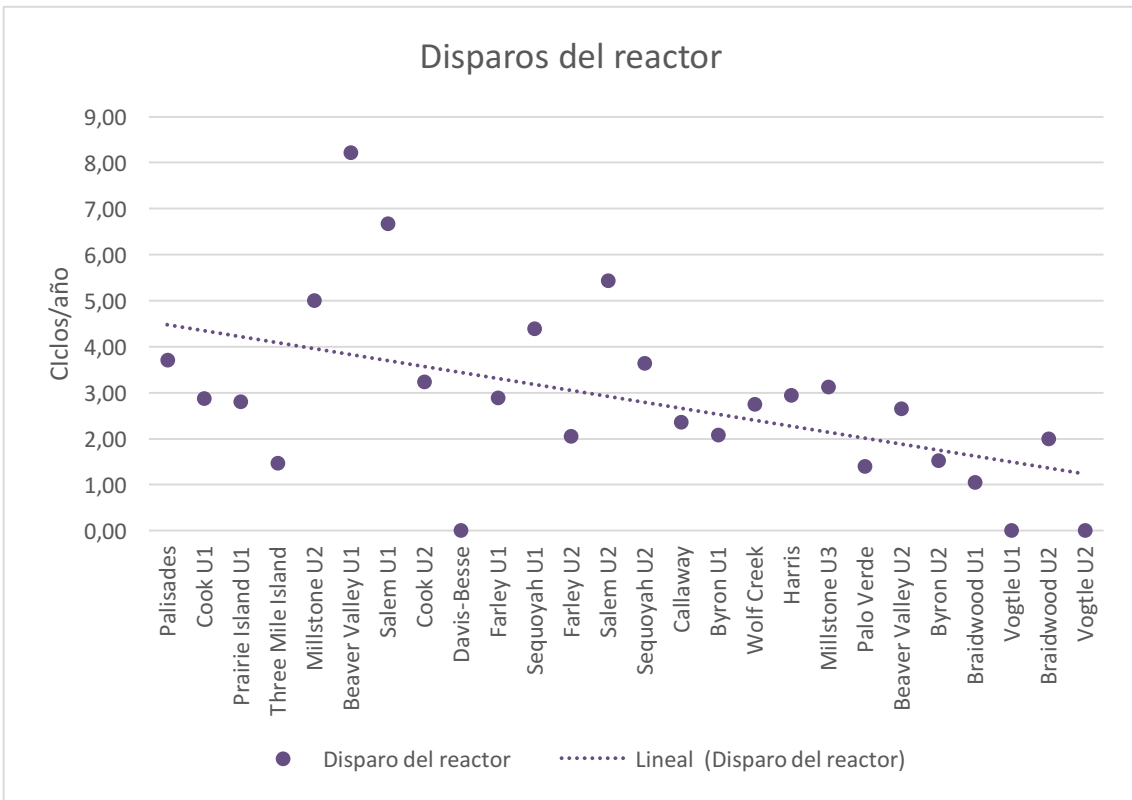
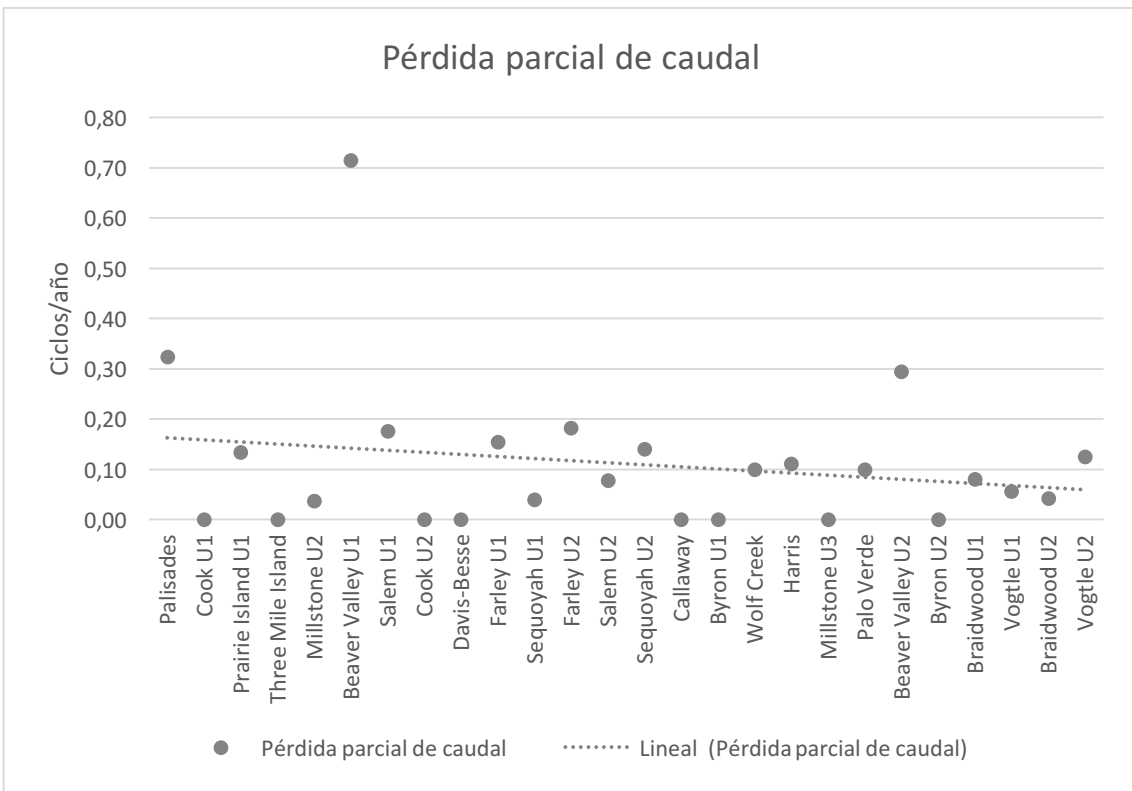
Apriete y desapriete de pernos de la tapa de la vasija / Recarga de combustible

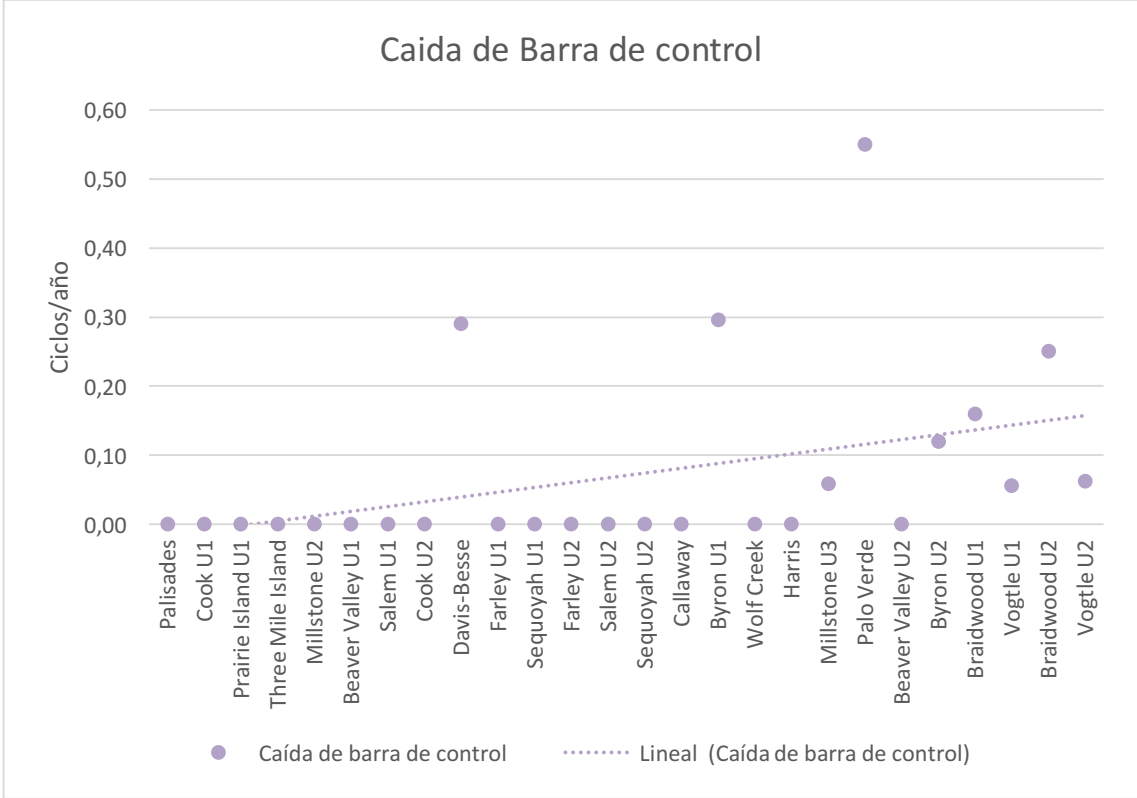
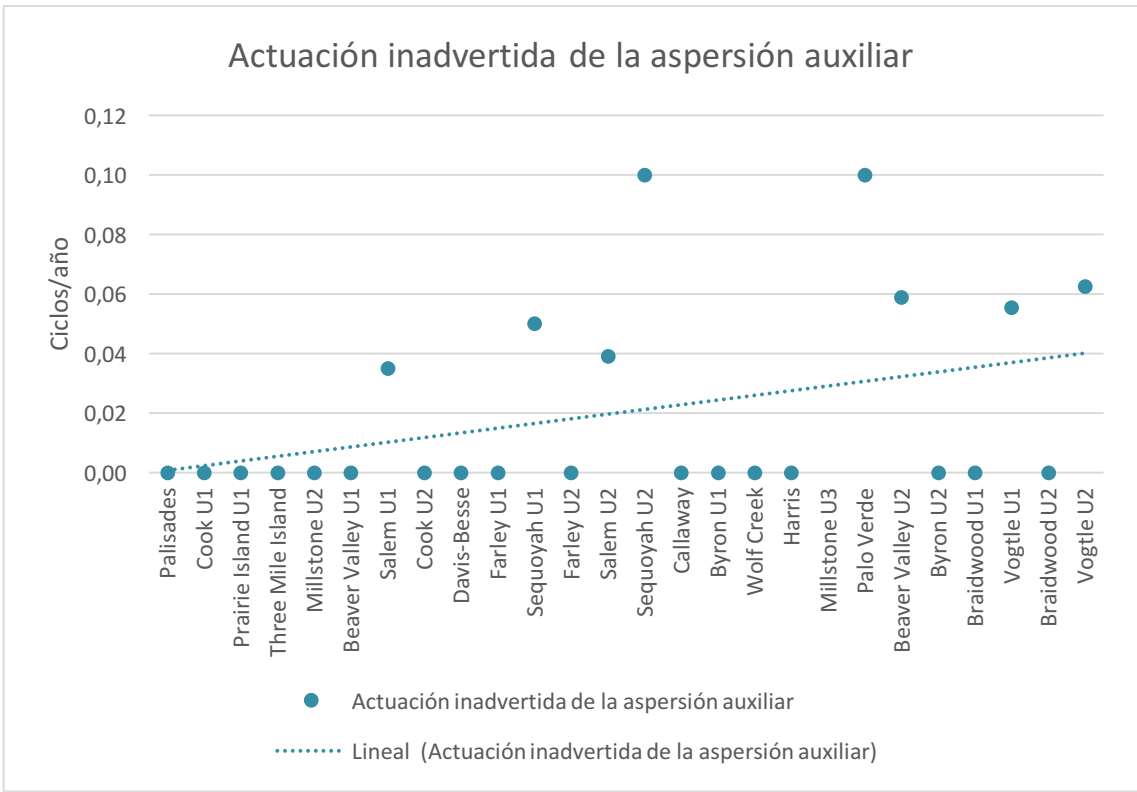


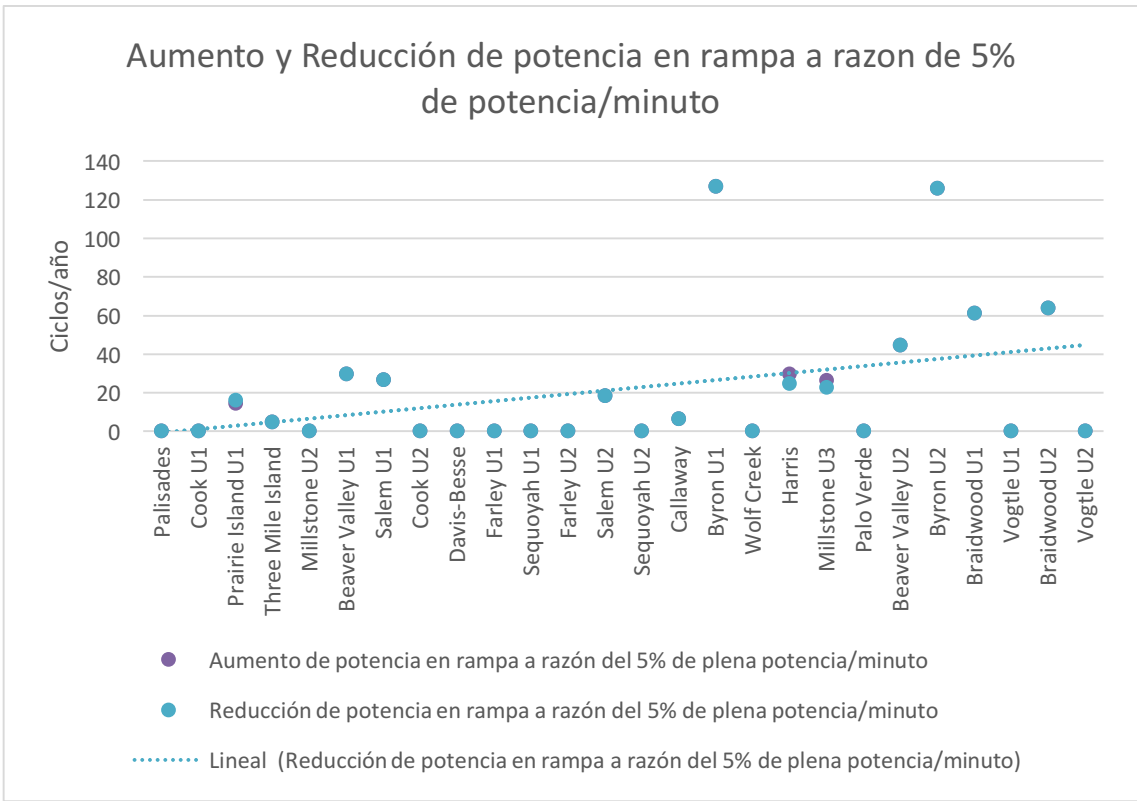
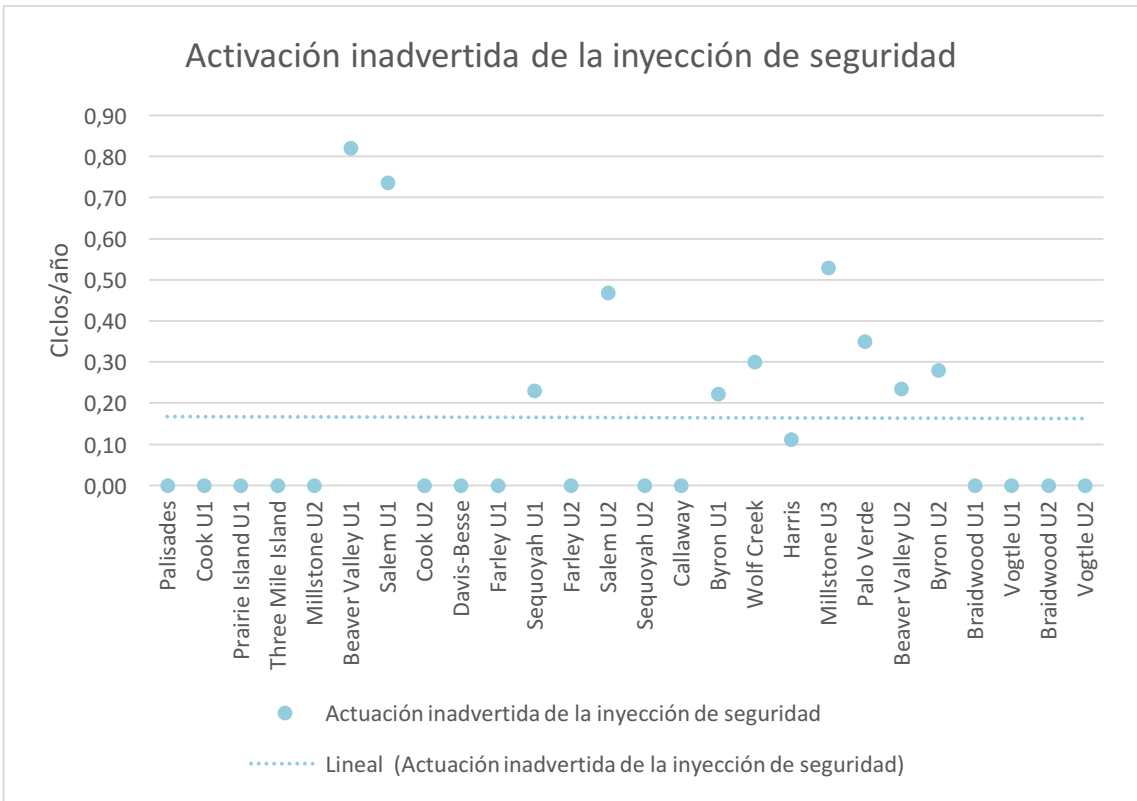
Igualación de la concentración de Boro

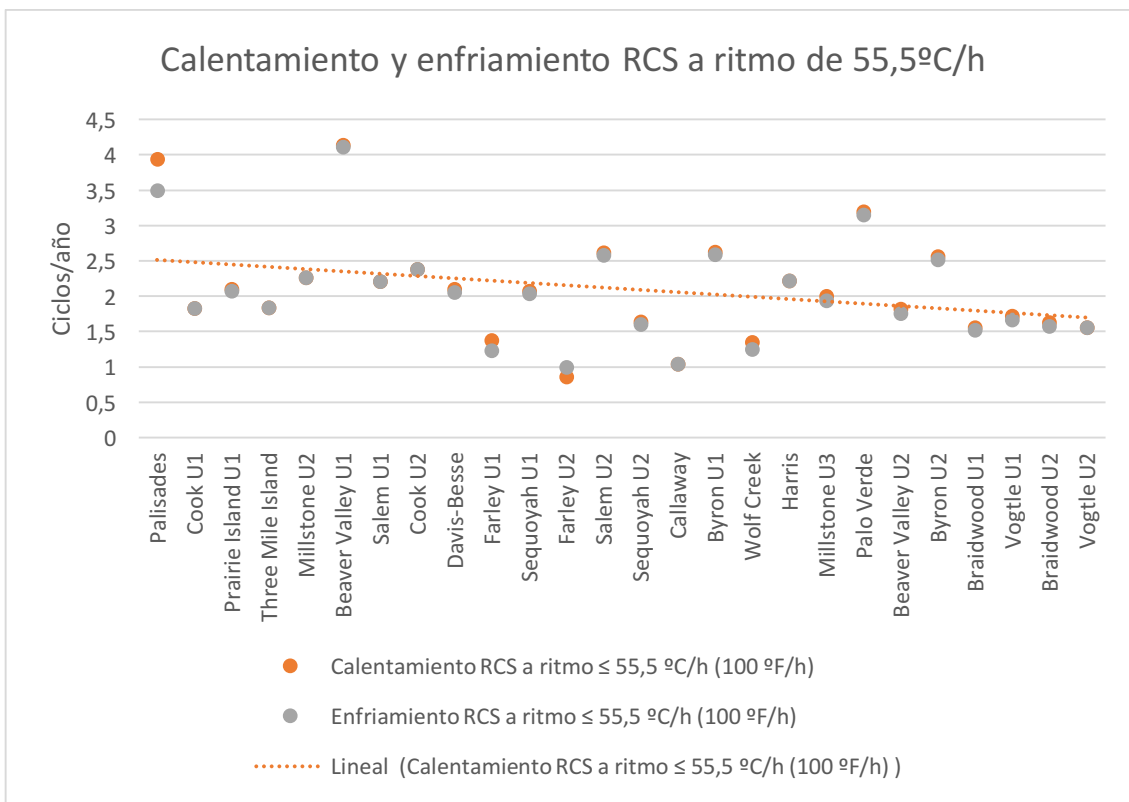




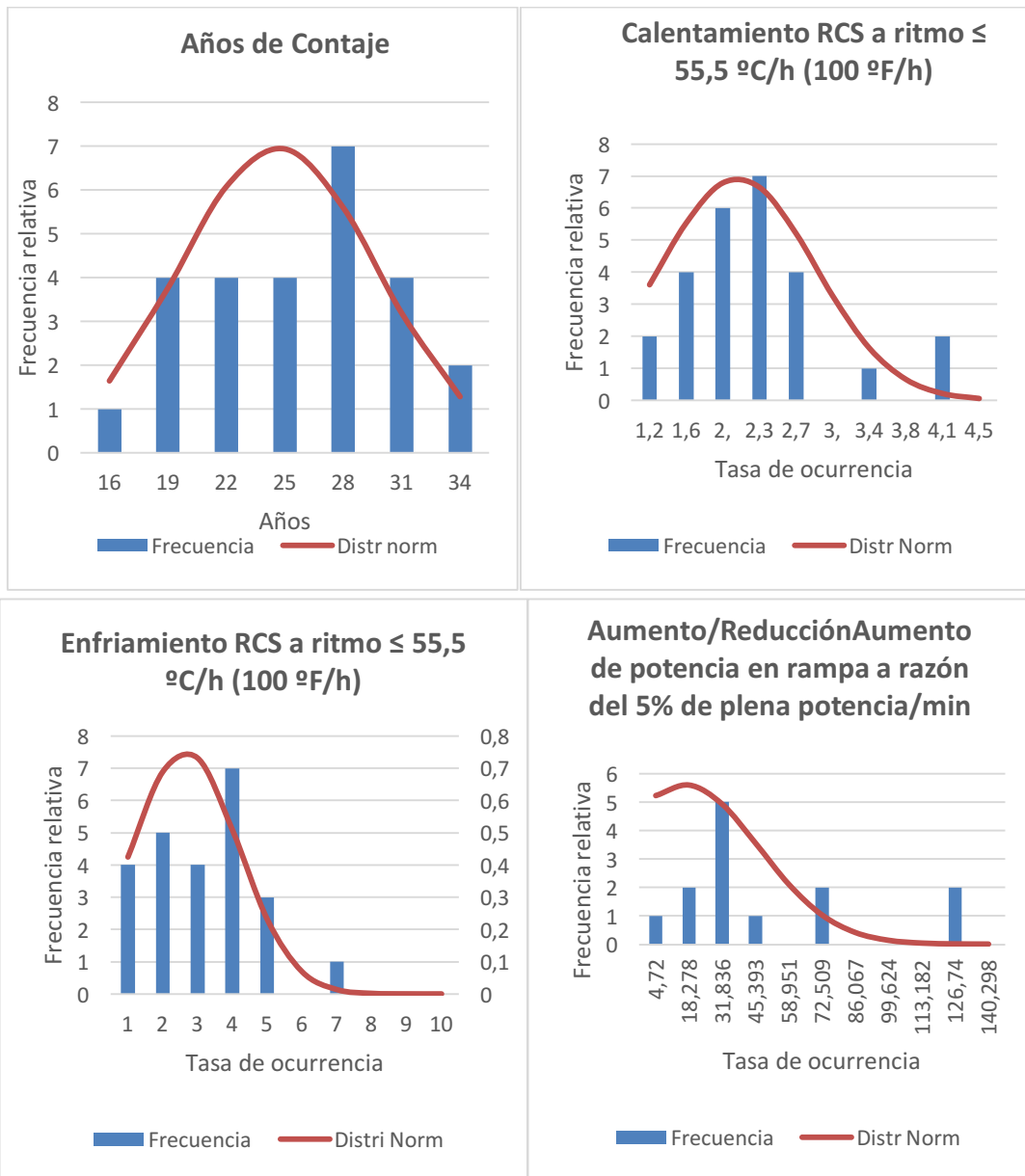


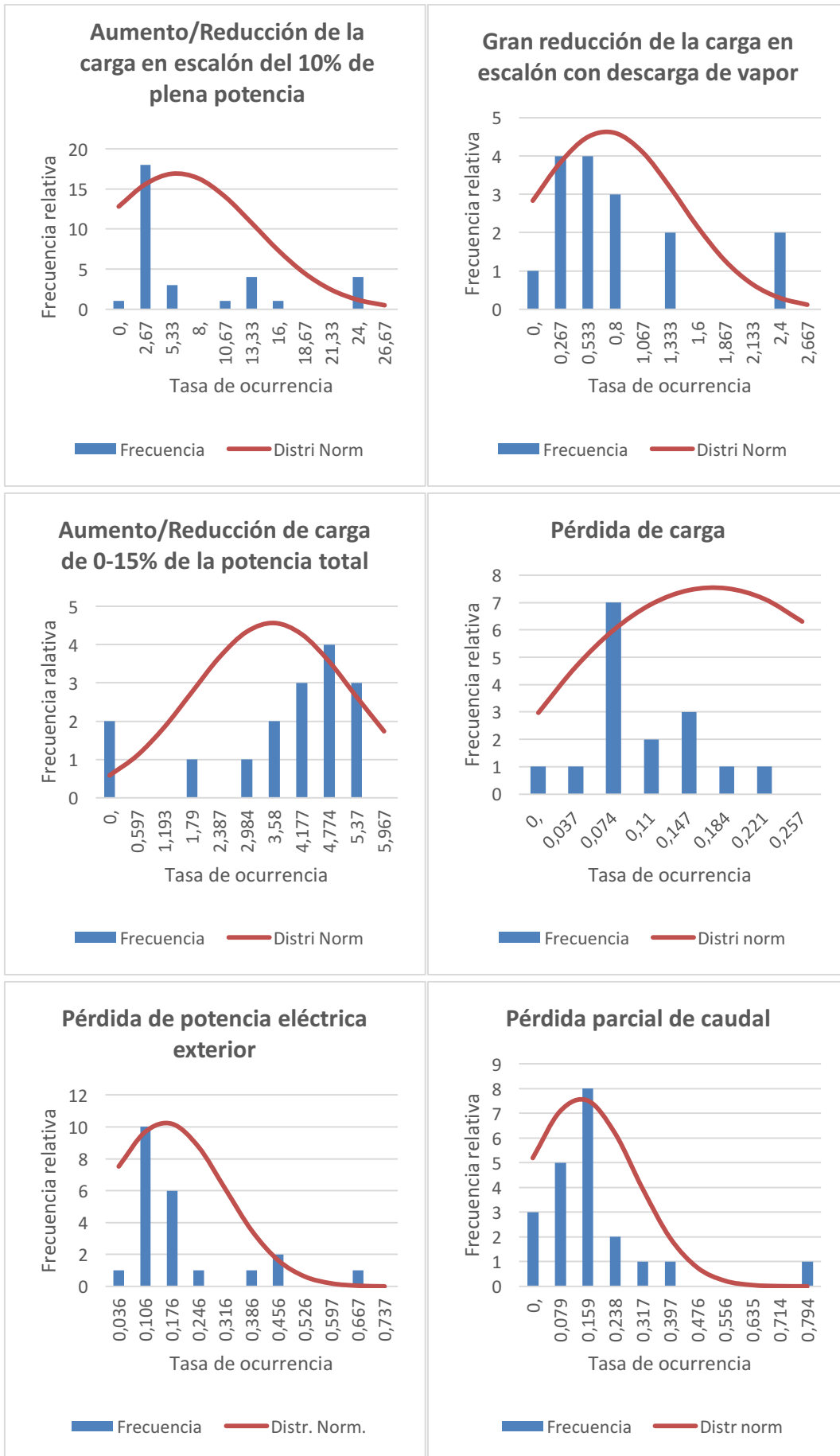


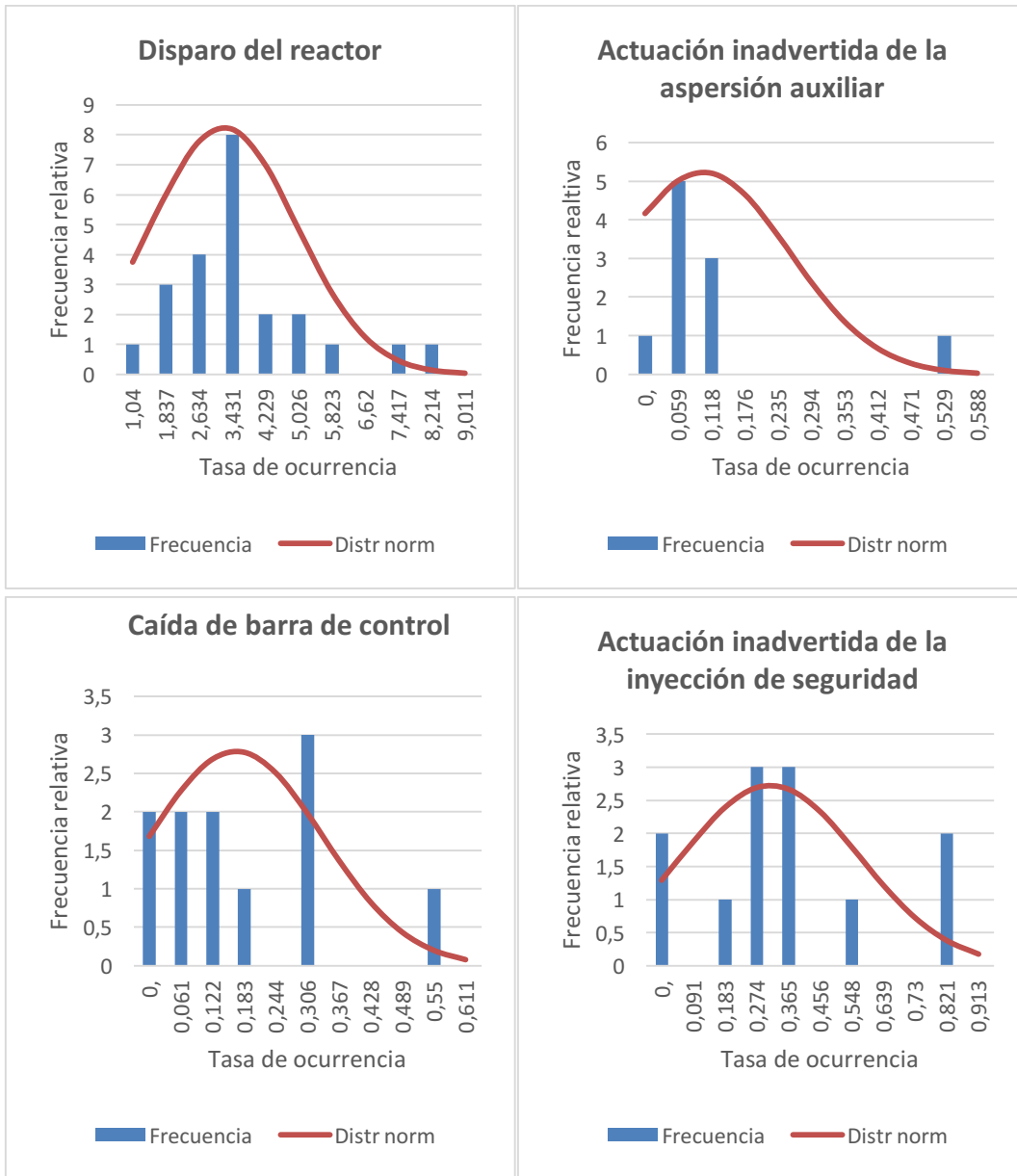




Histogramas del contaje sin ponderación

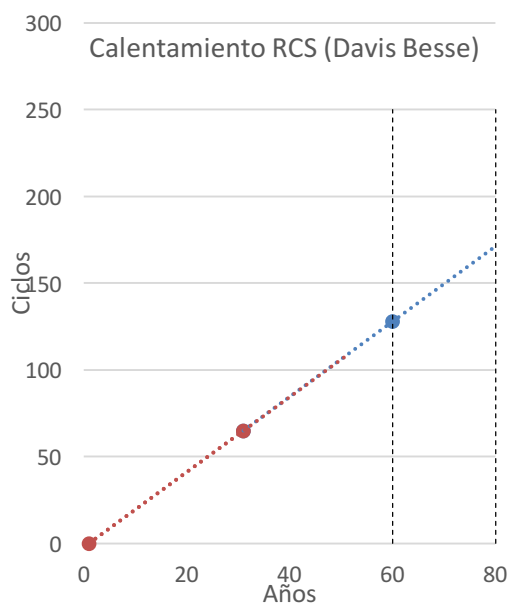
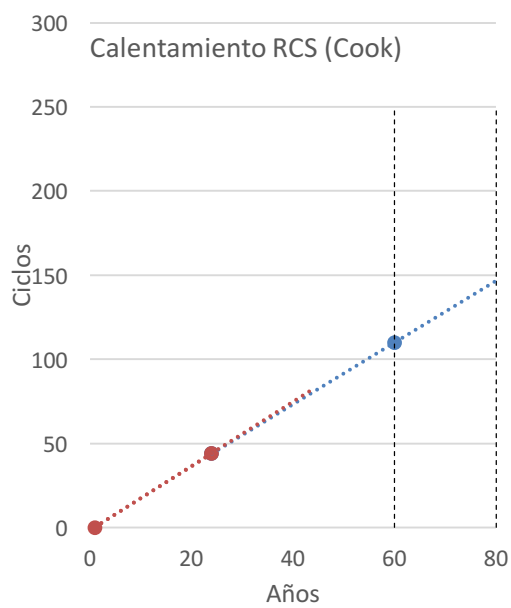
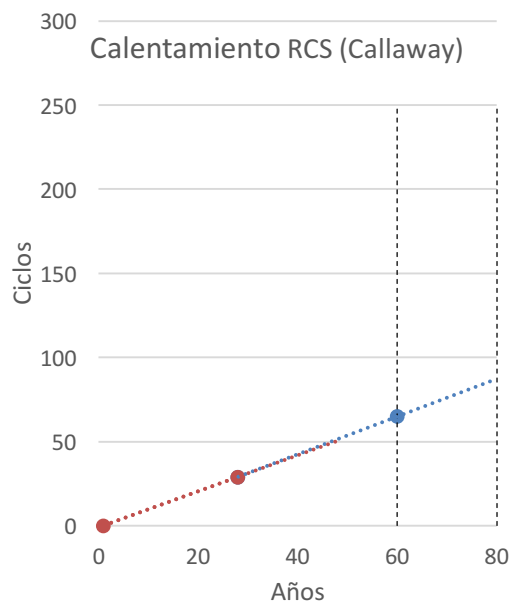
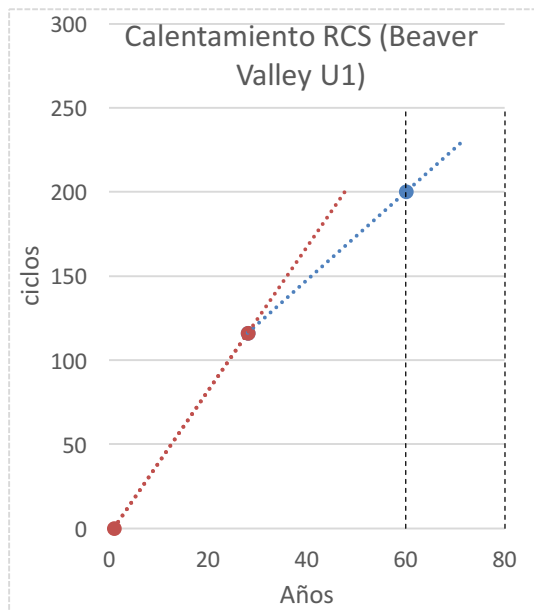


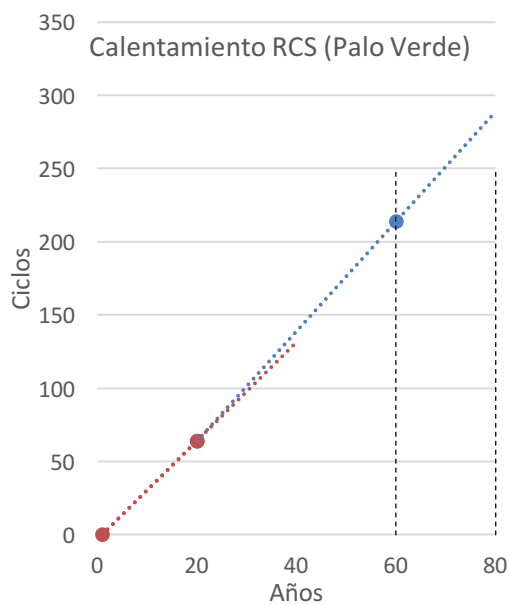
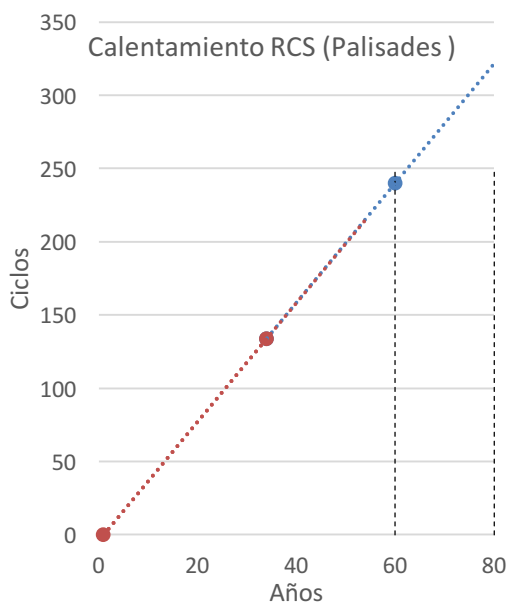
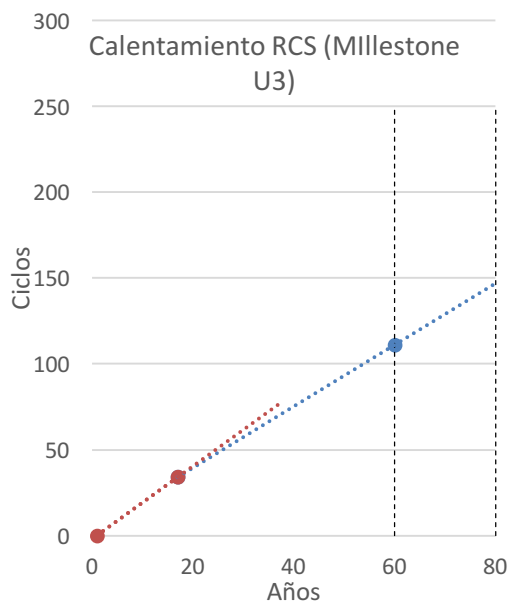
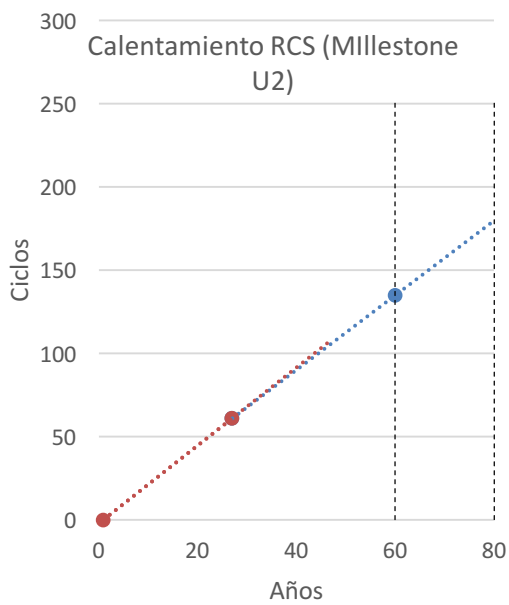
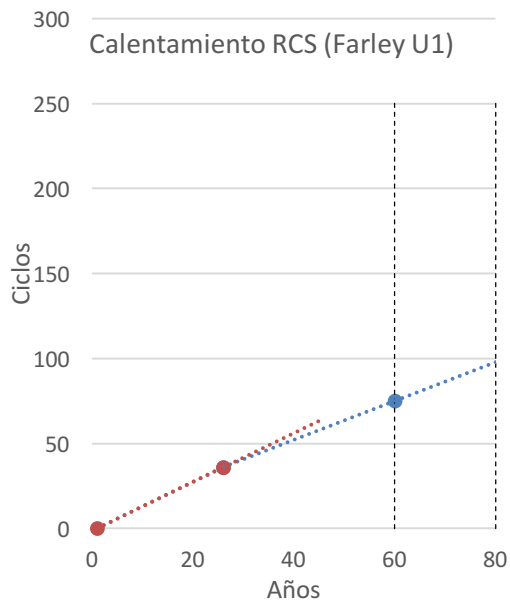
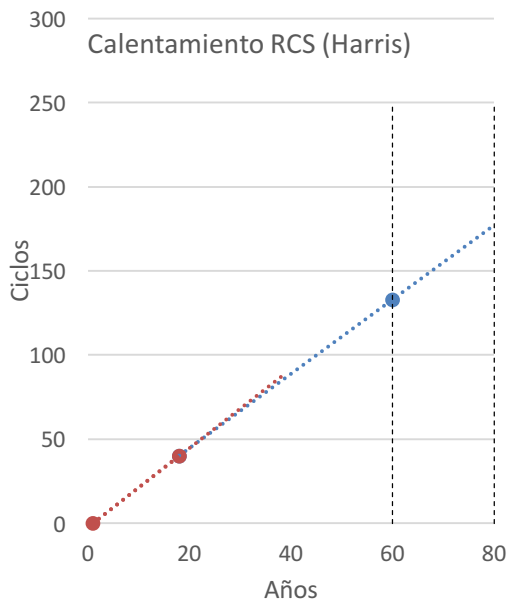


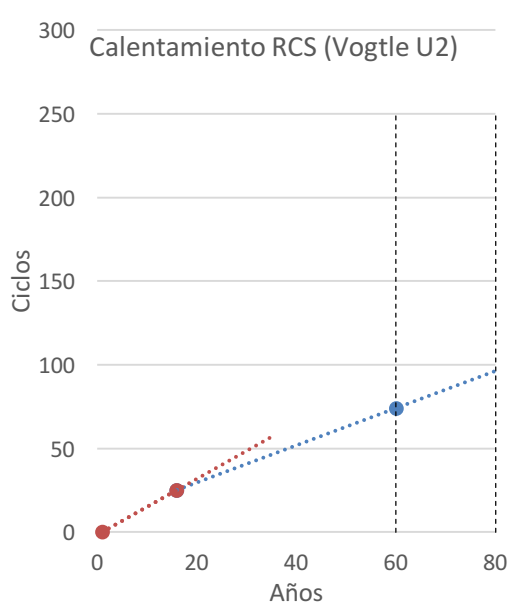
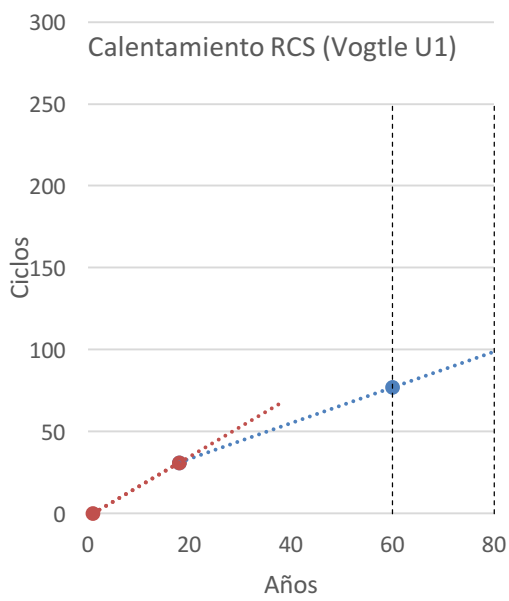
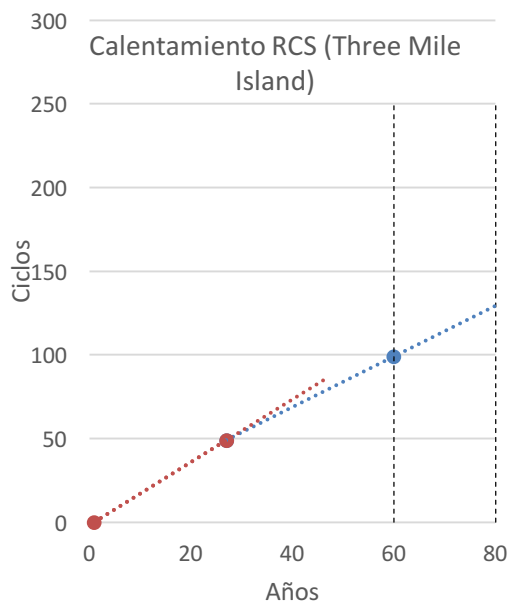
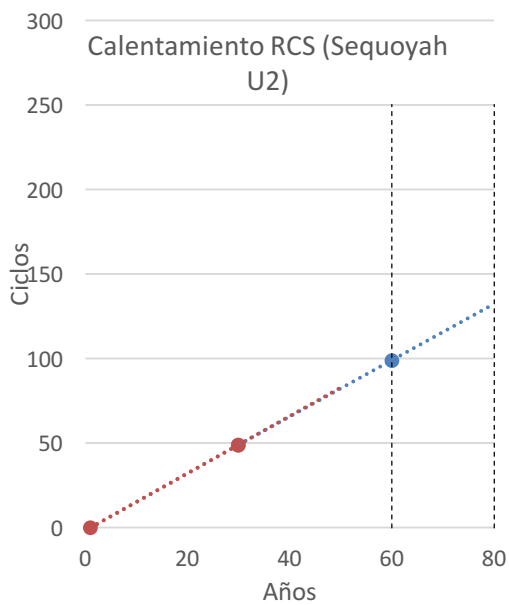
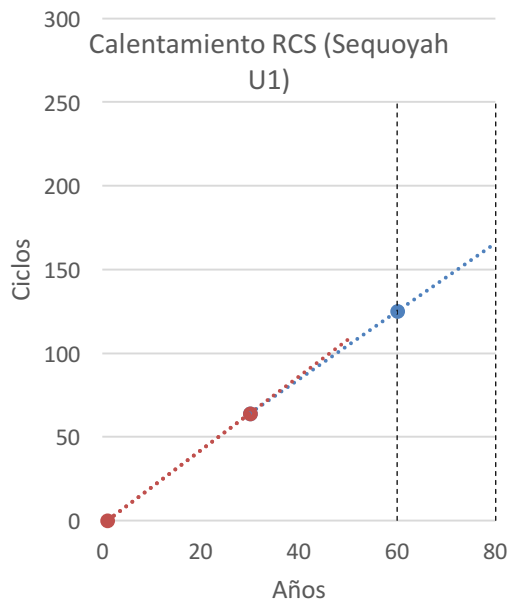
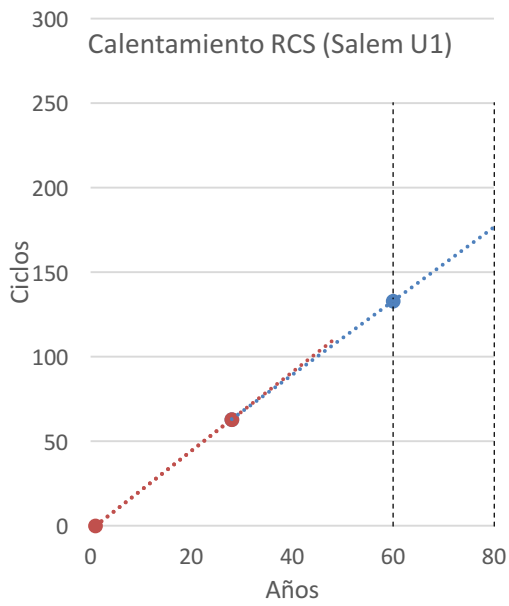


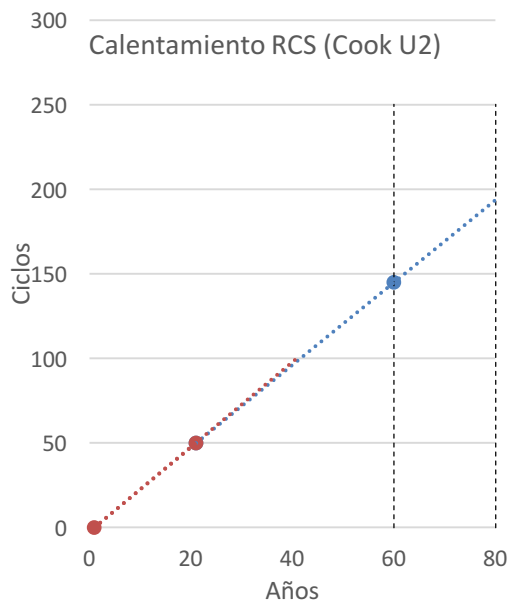
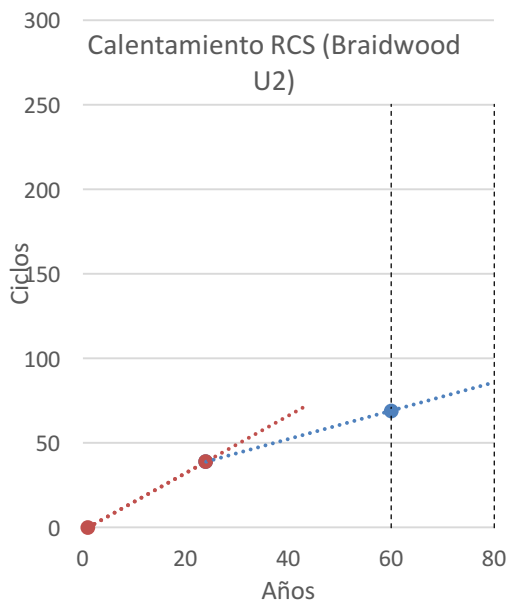
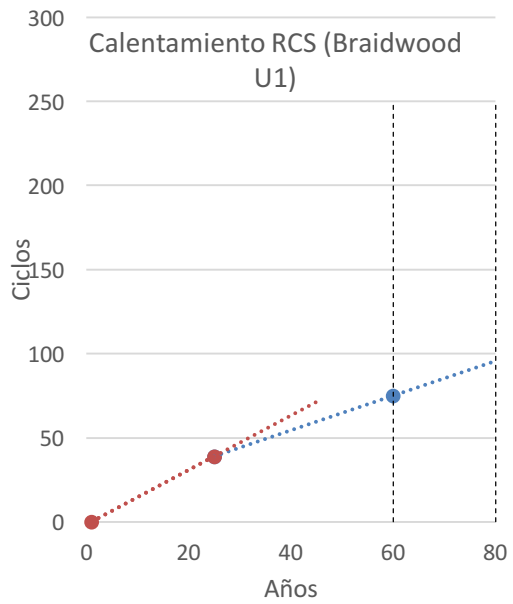
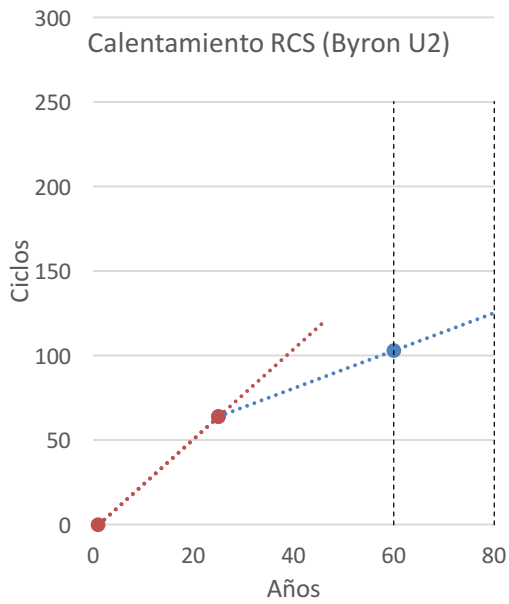
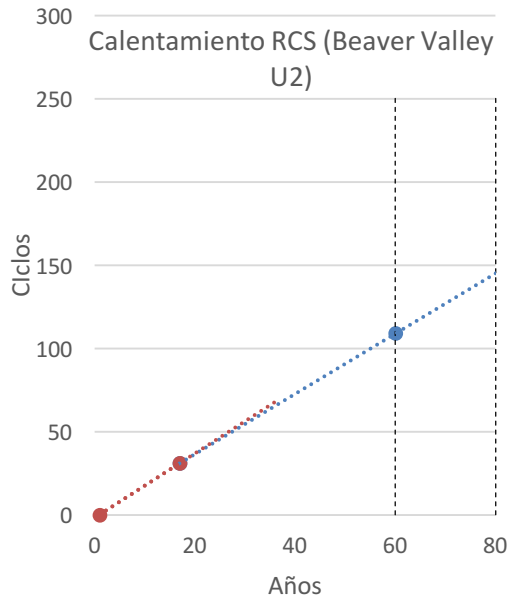
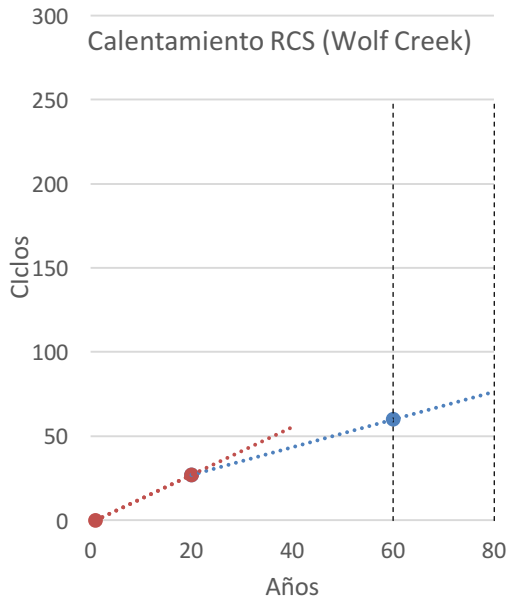
Diagramas de proyección

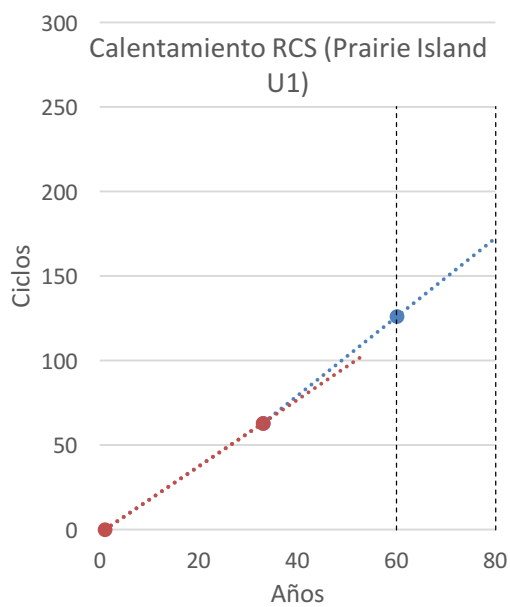
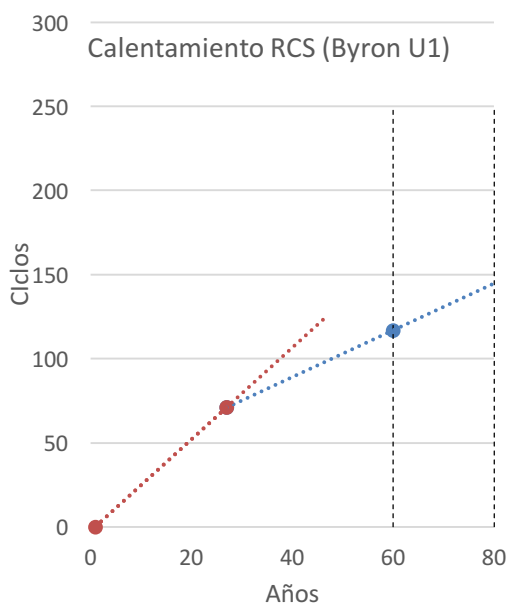
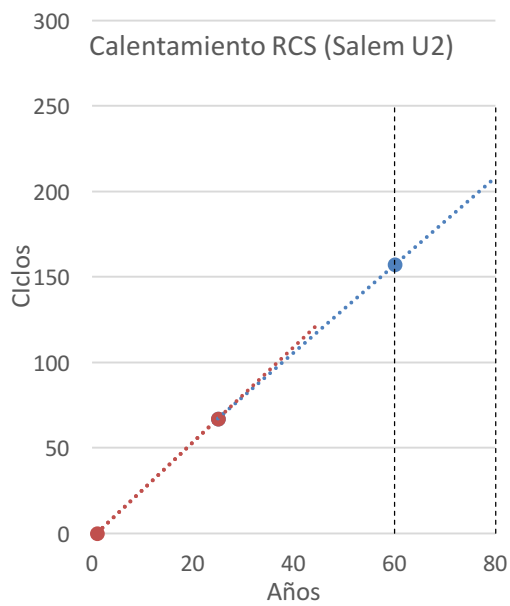
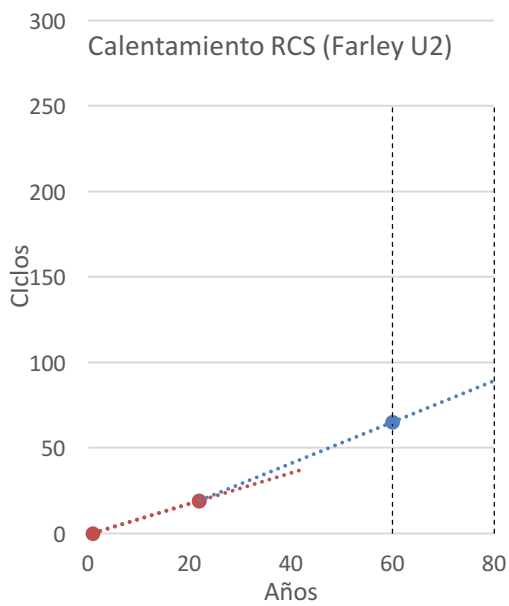
Calentamiento RCS



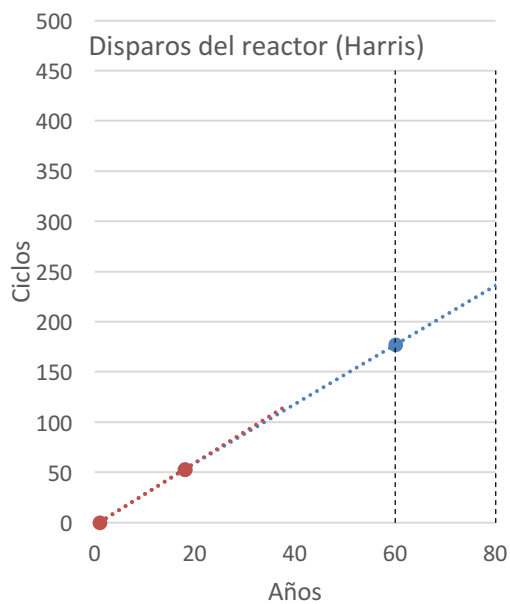
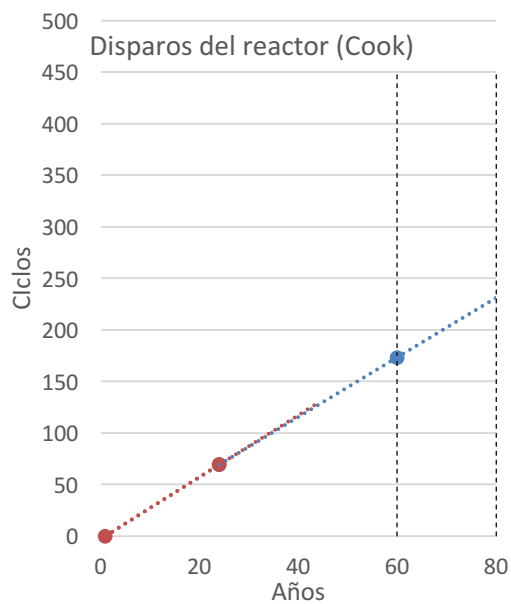
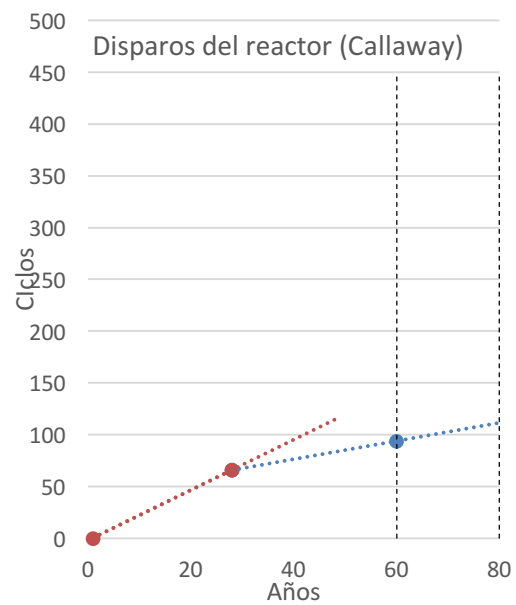
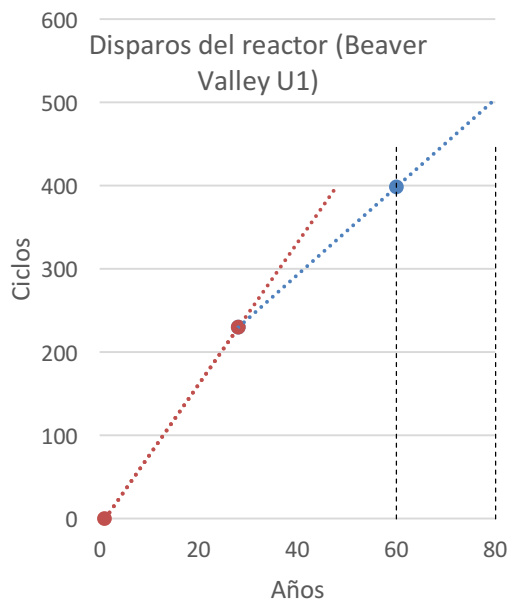


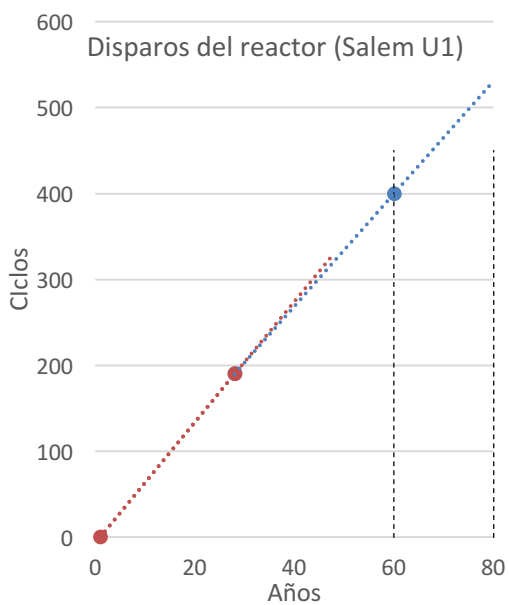
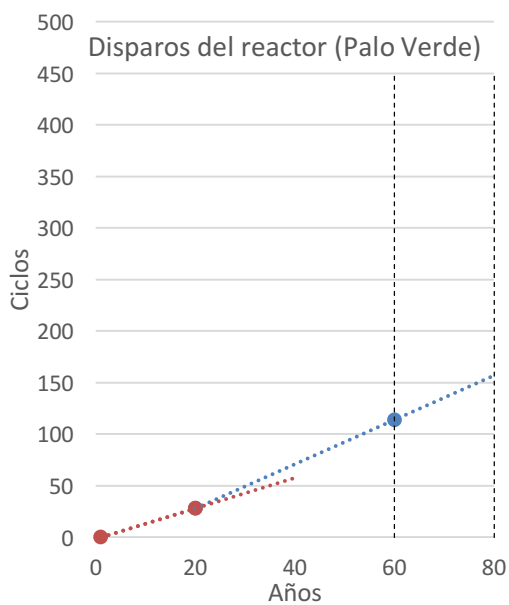
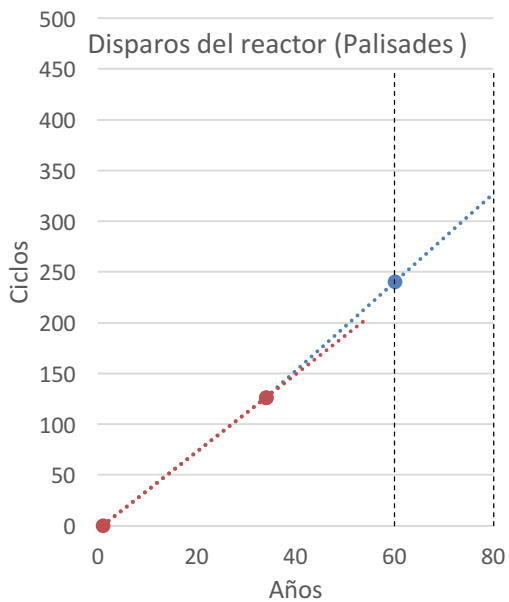
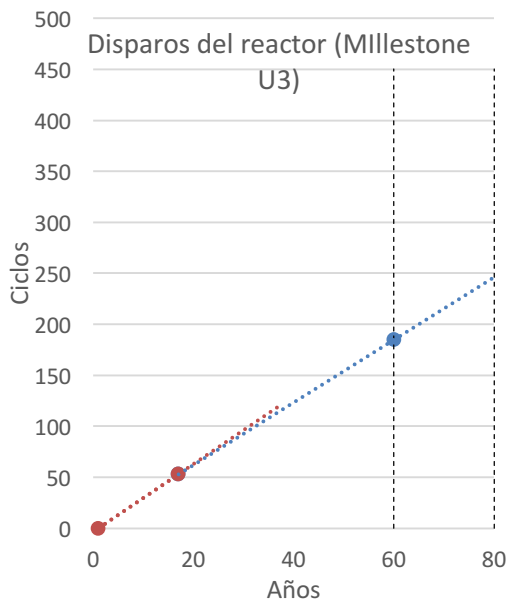
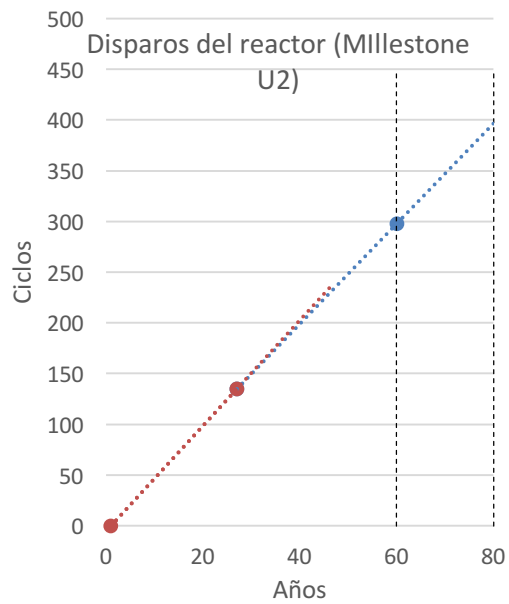
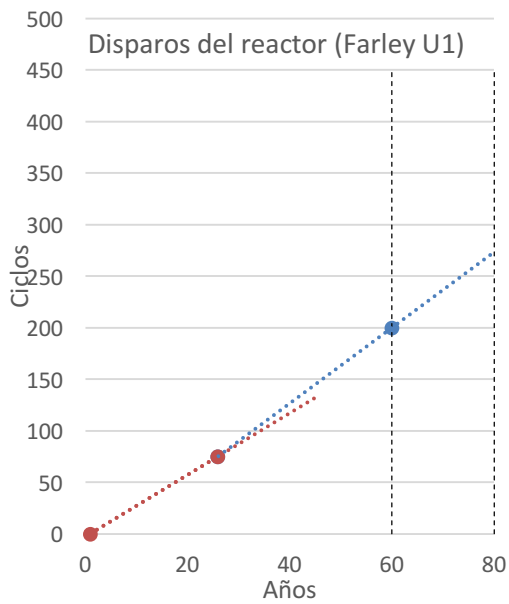


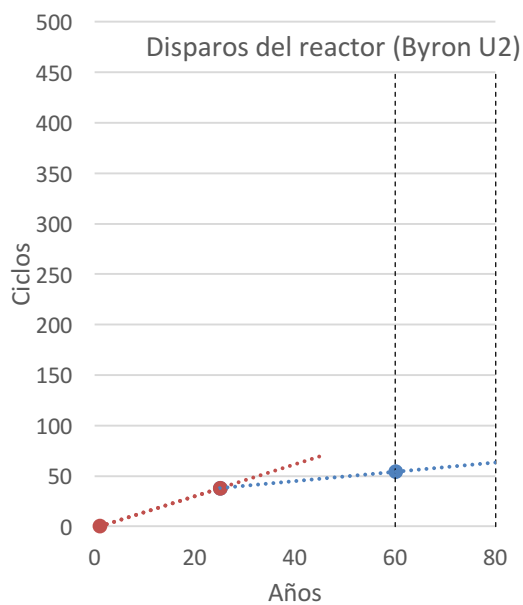
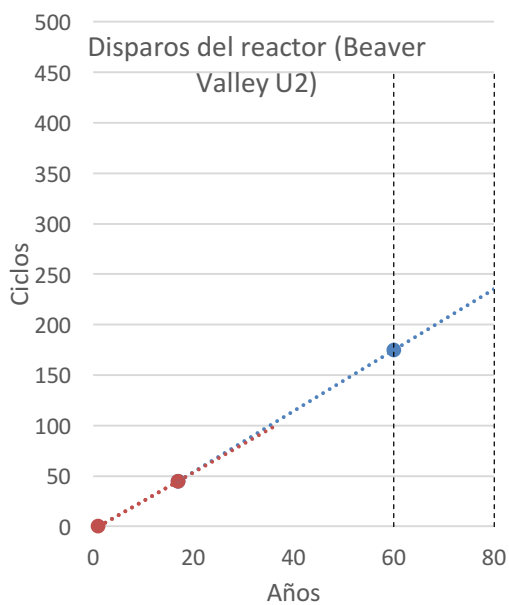
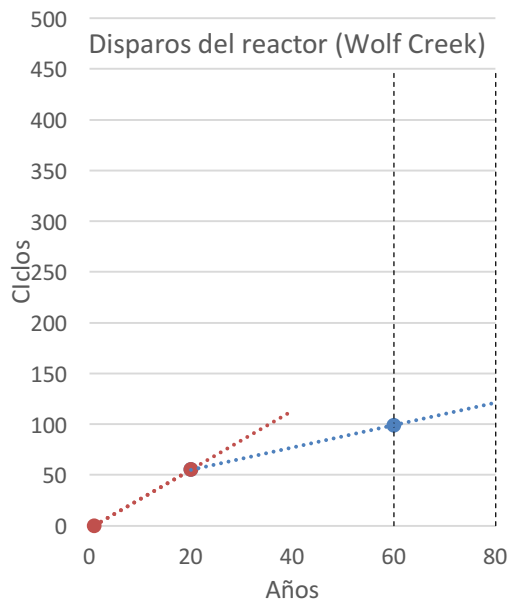
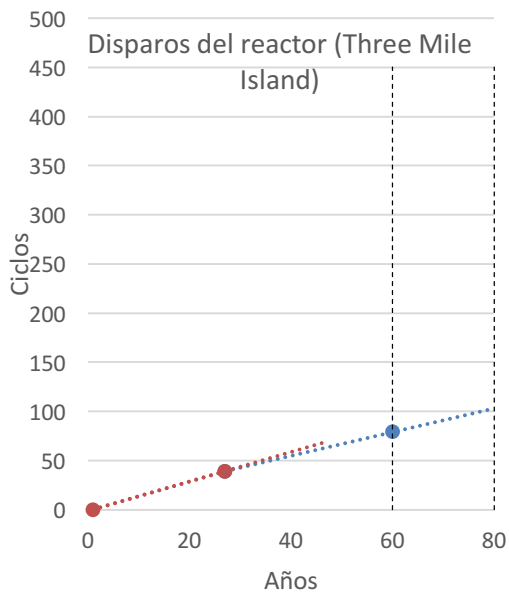
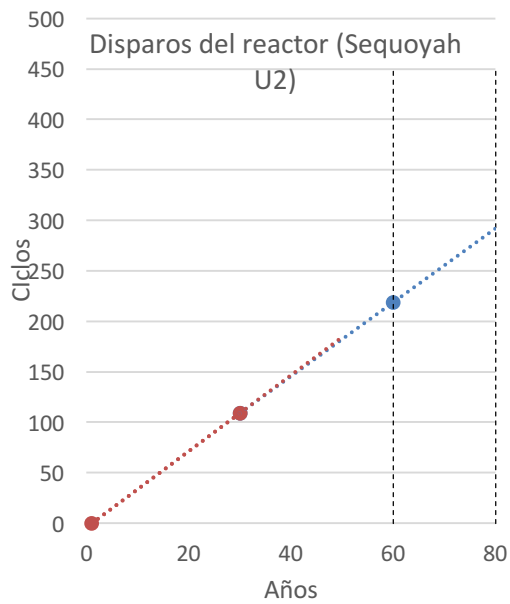
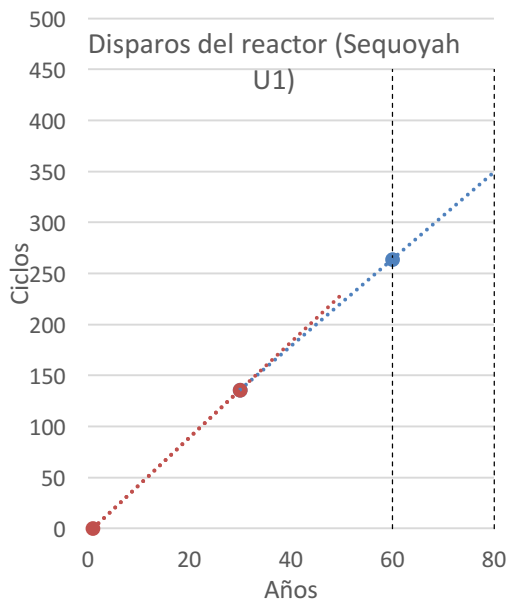


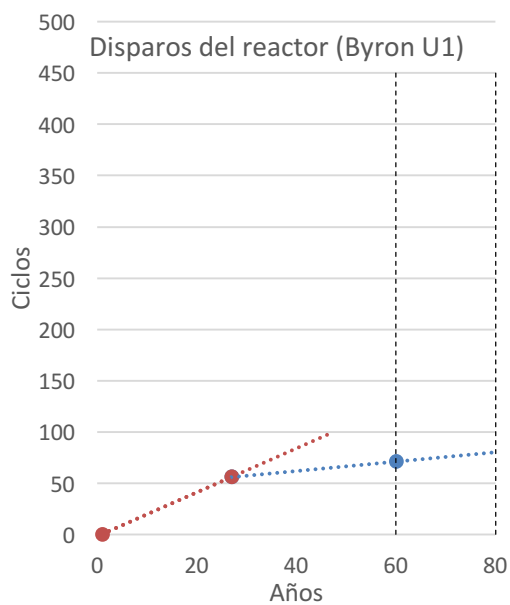
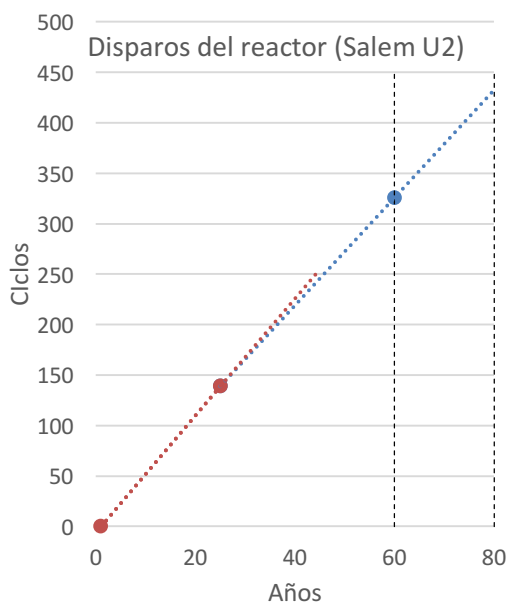
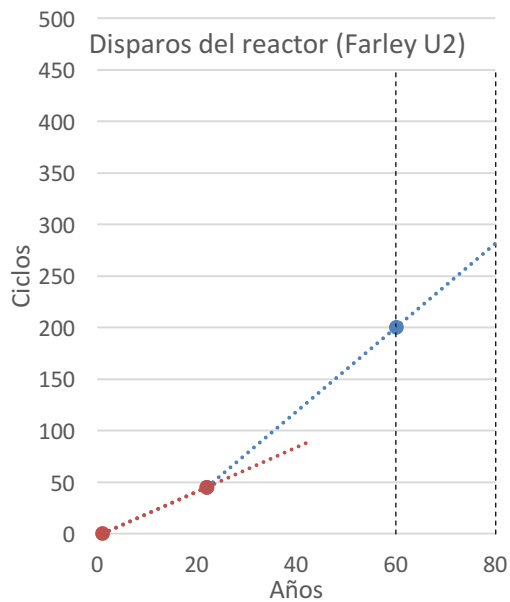
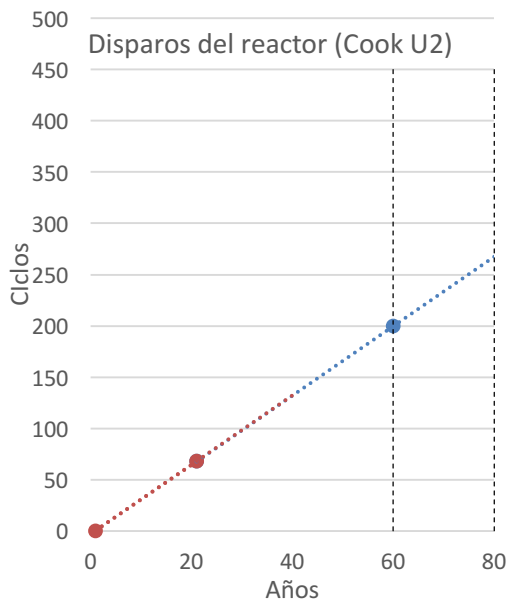
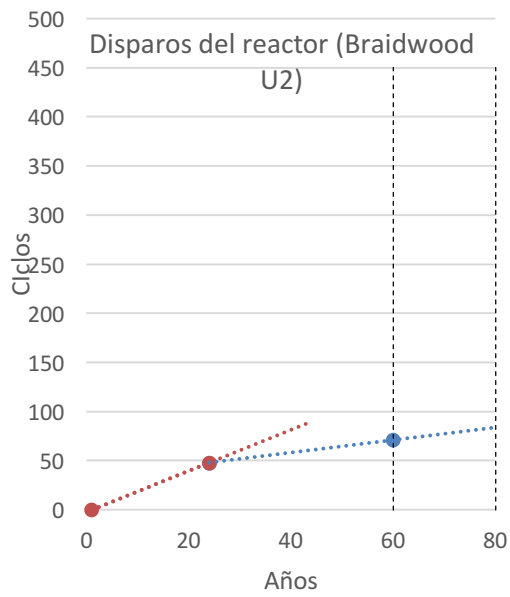
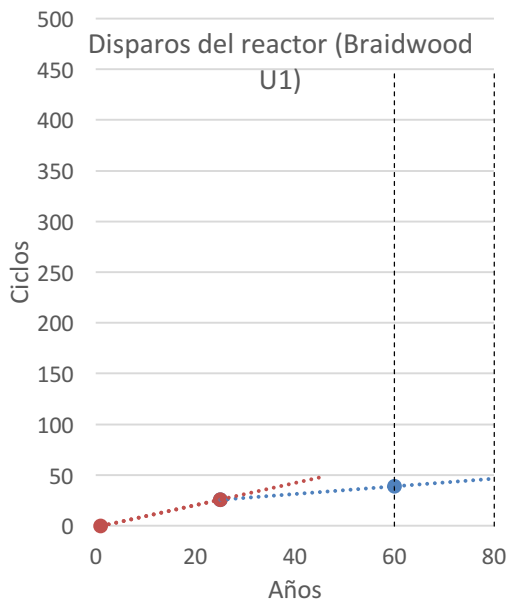


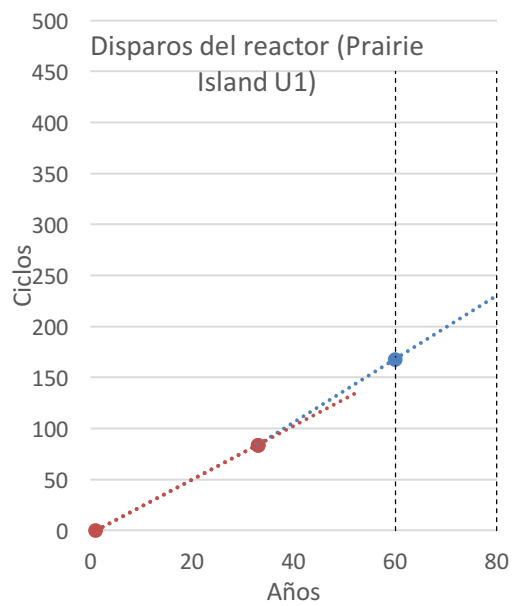
Disparos del reactor



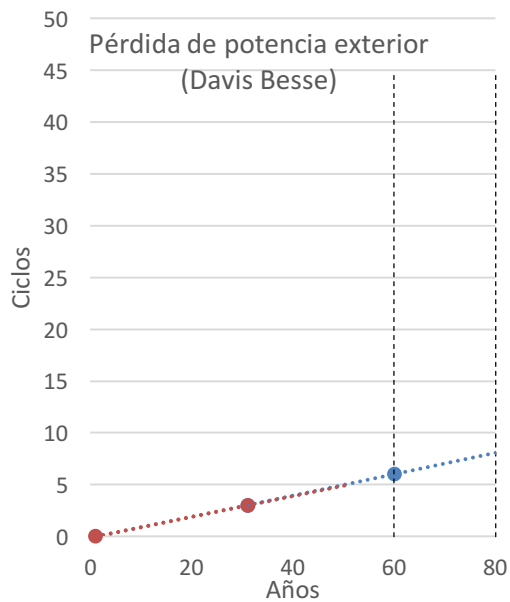
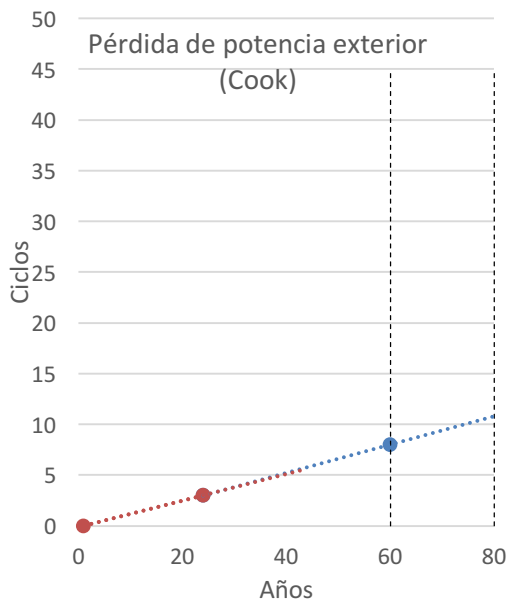
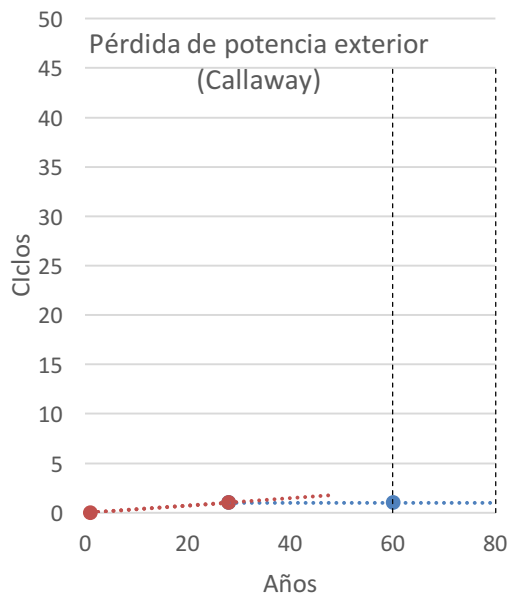
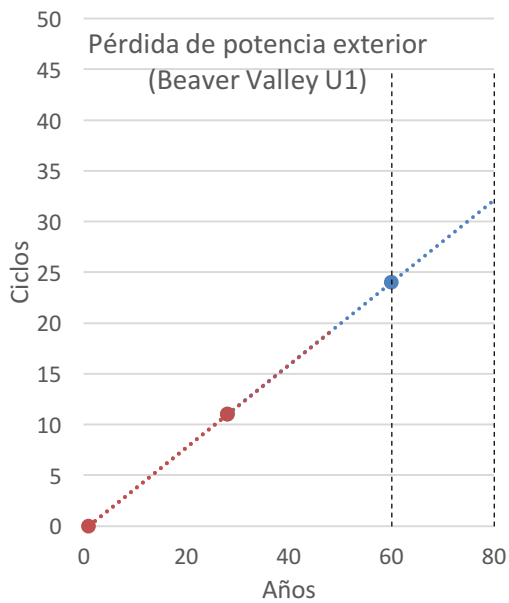


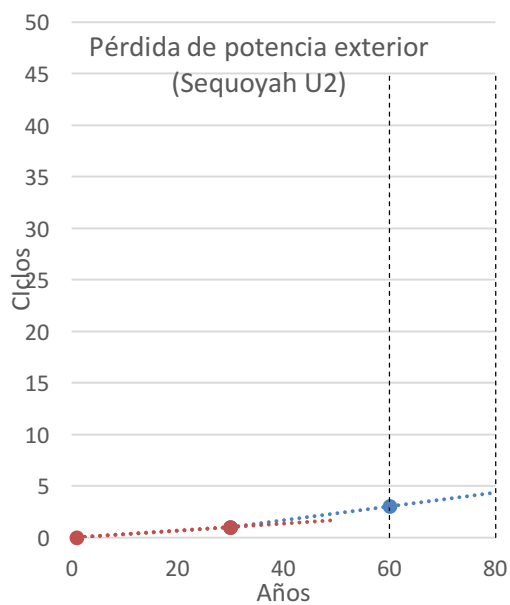
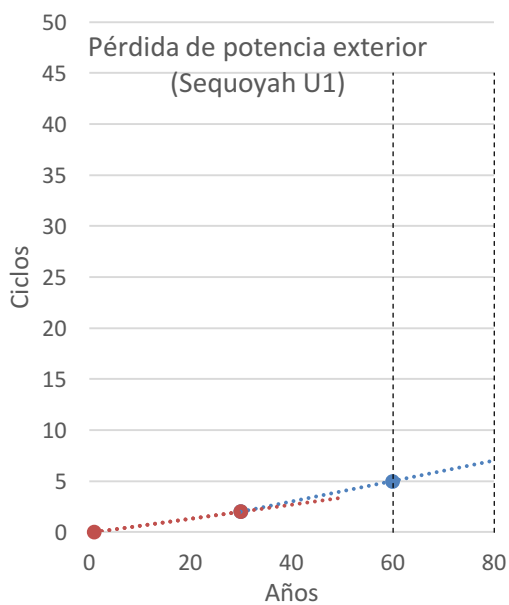
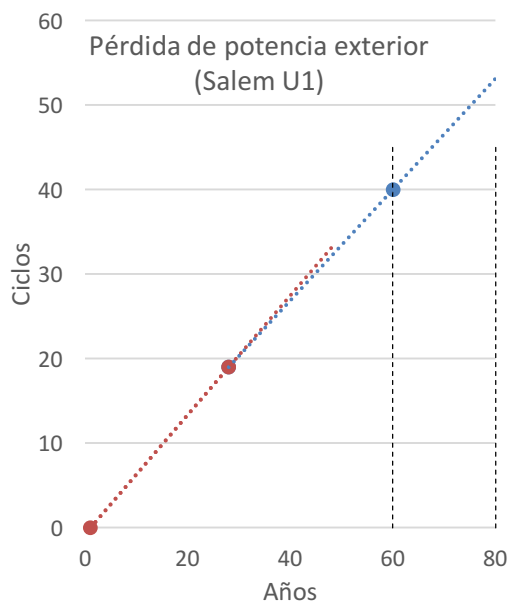
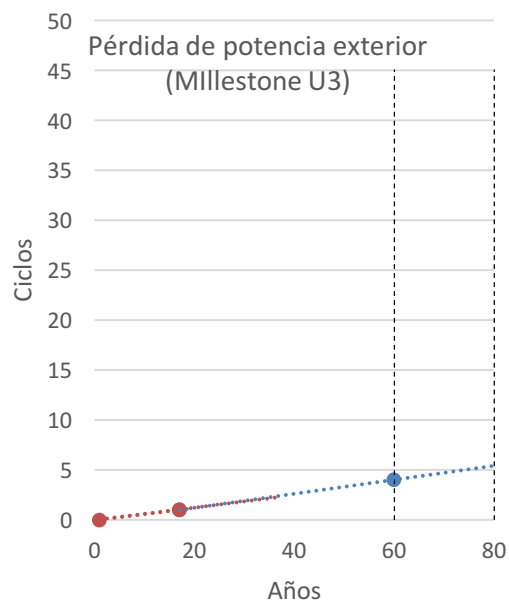
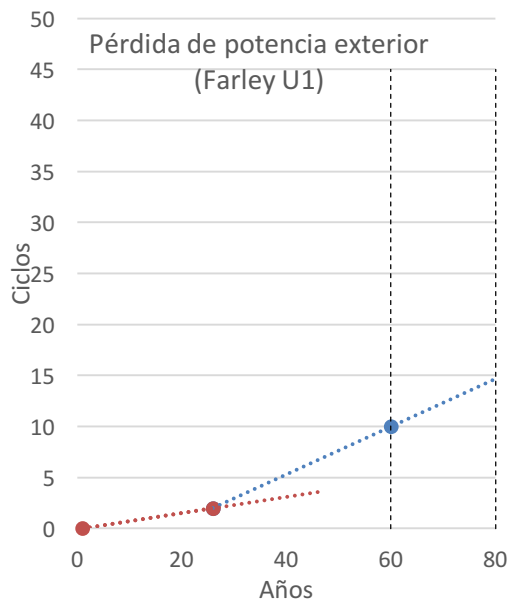
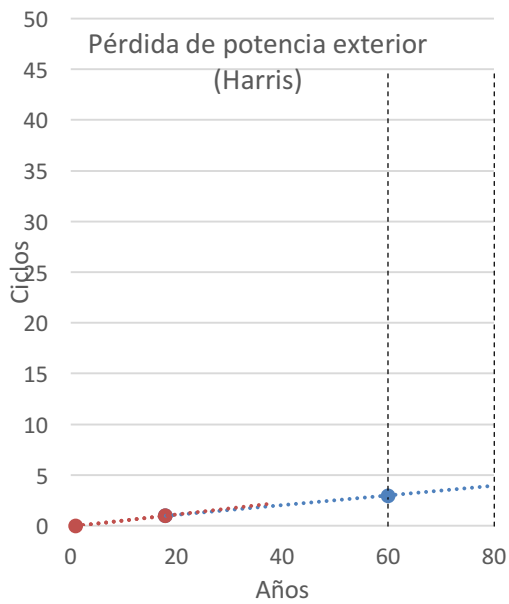


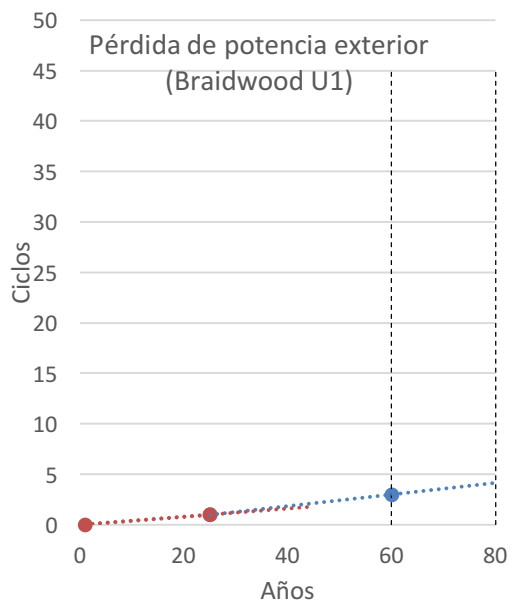
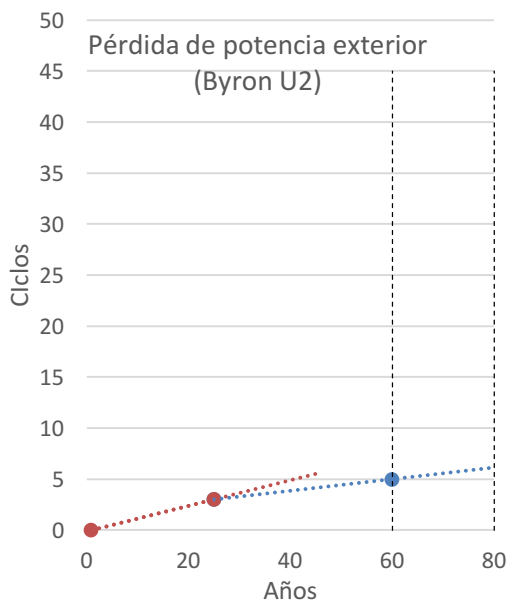
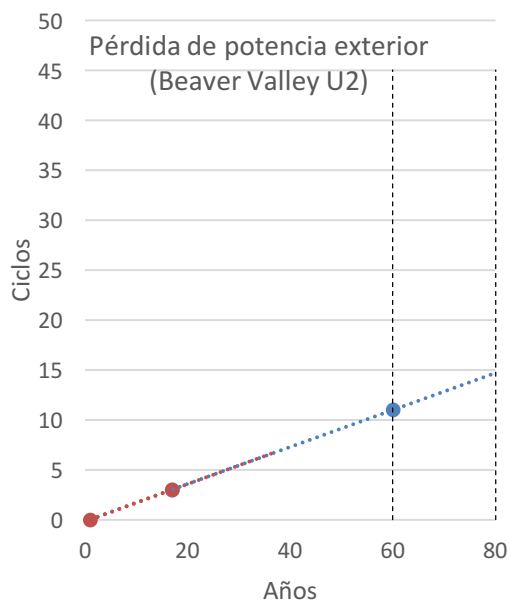
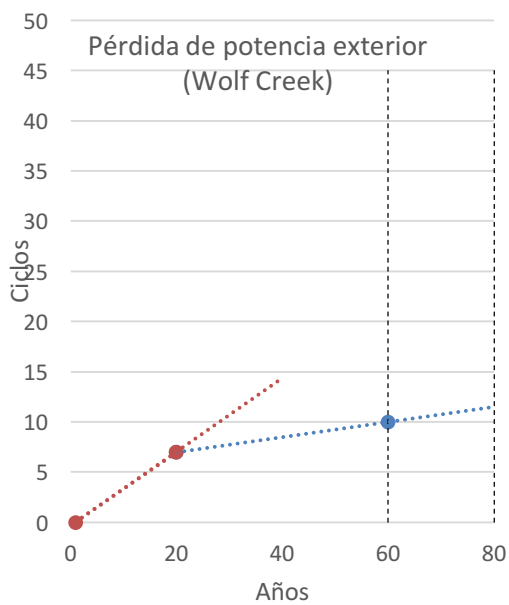
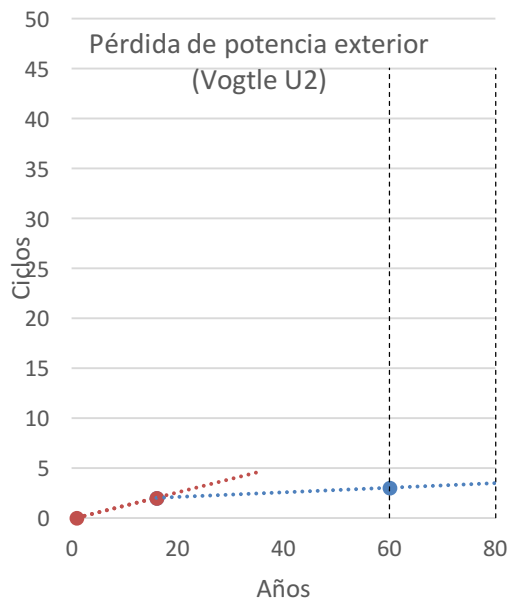
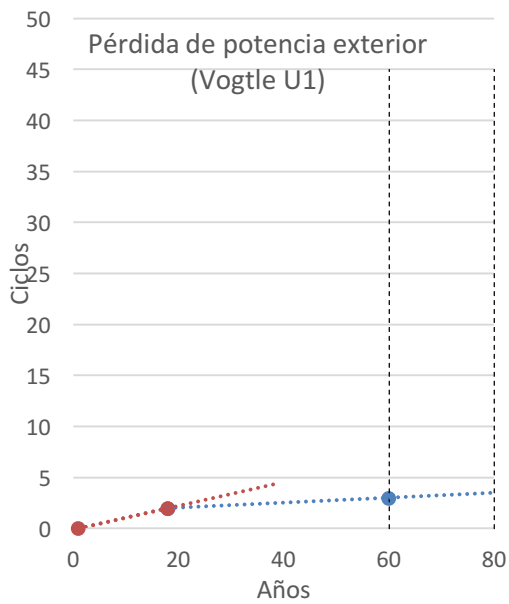


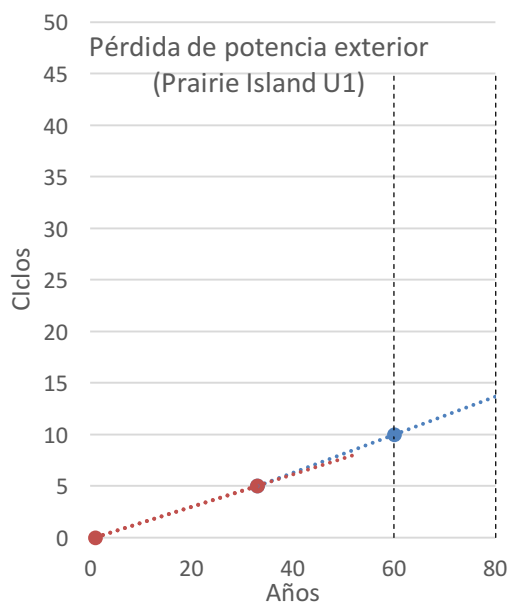
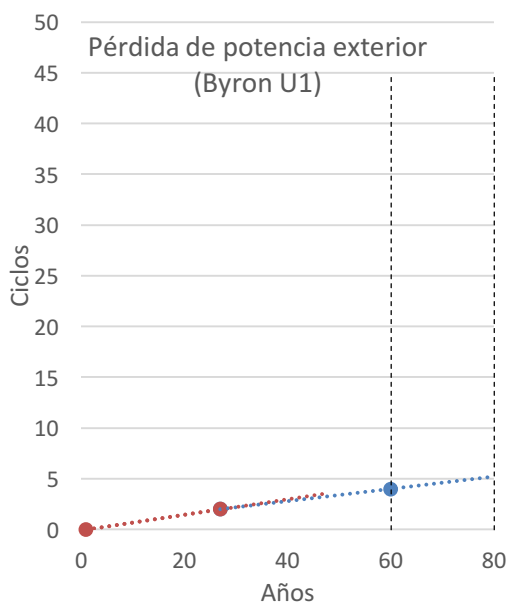
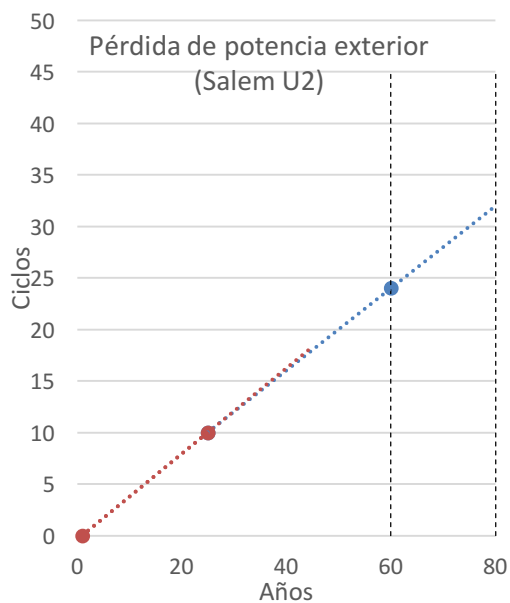
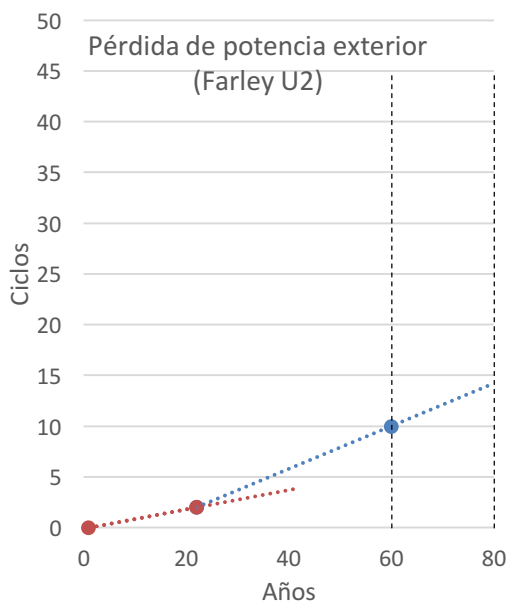
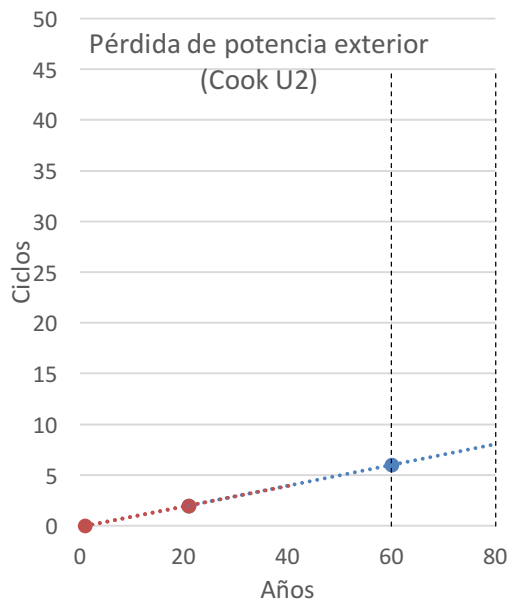
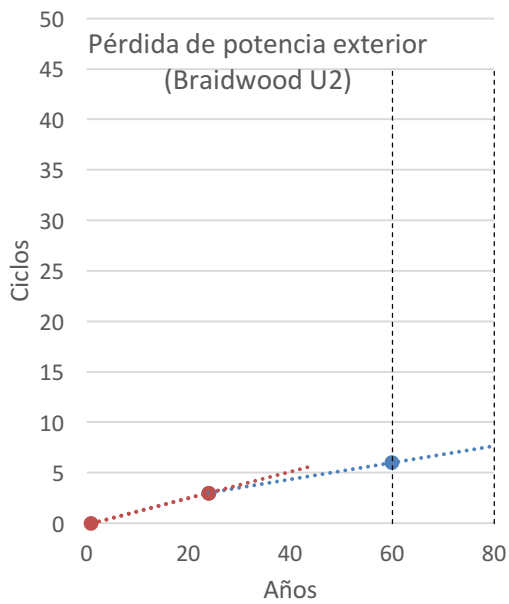


Pérdida de potencia exterior

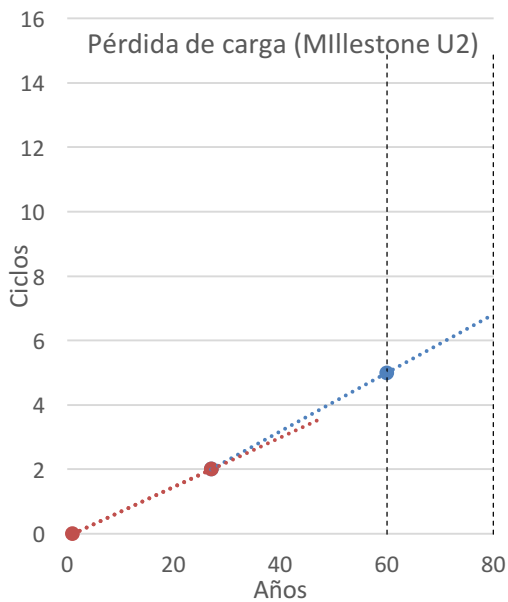
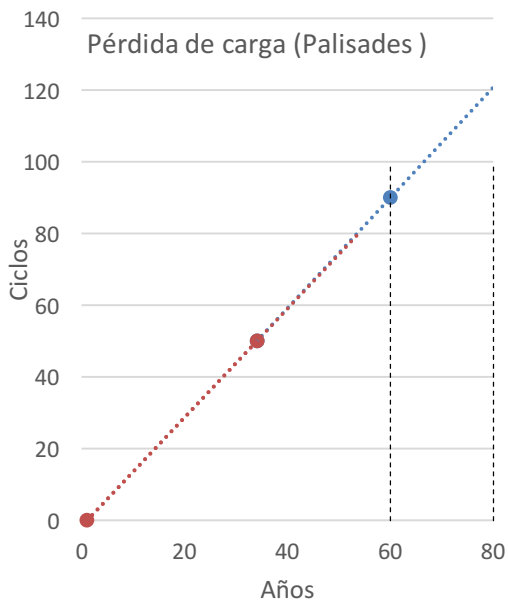
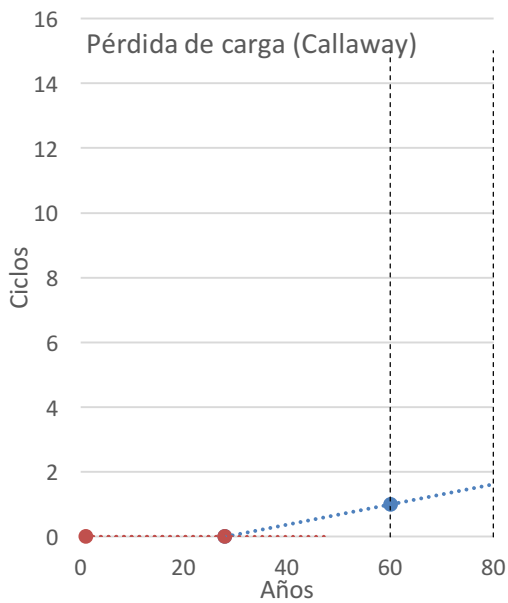
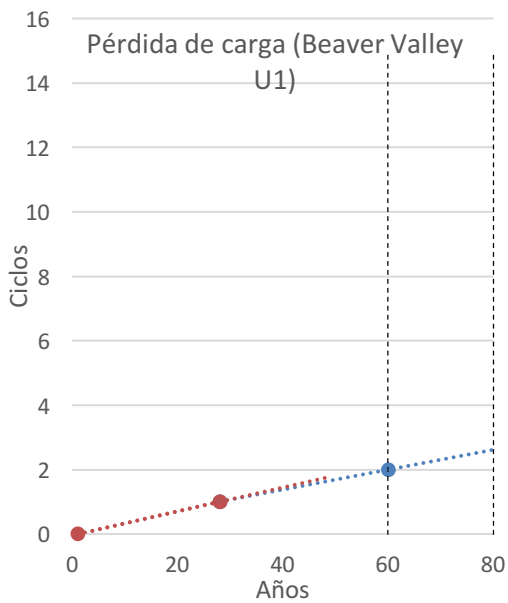


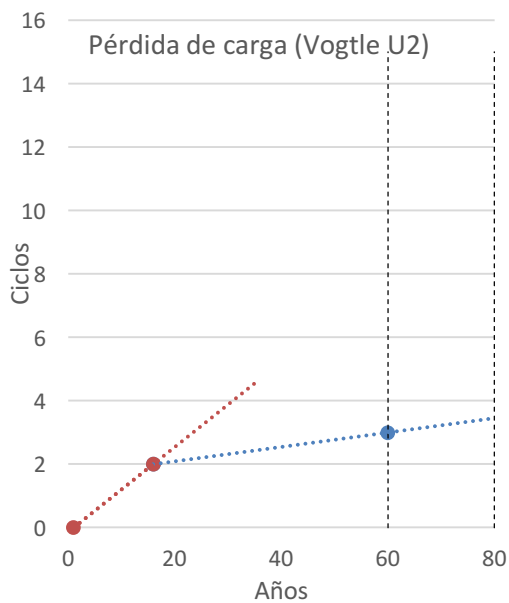
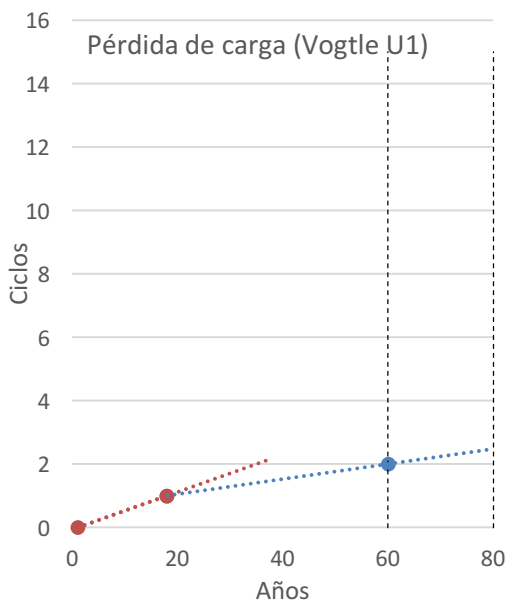
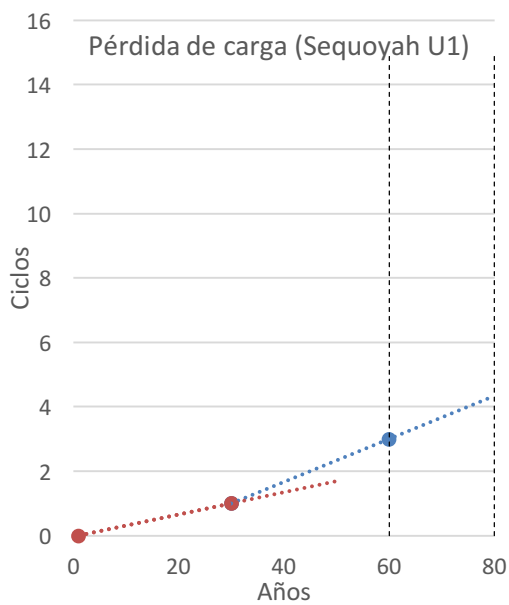
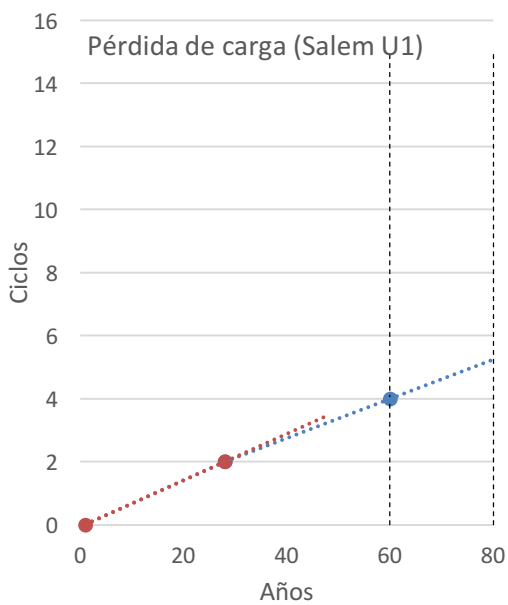
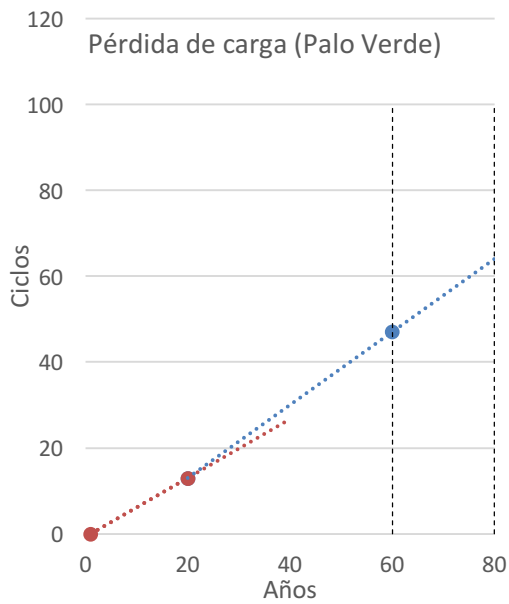
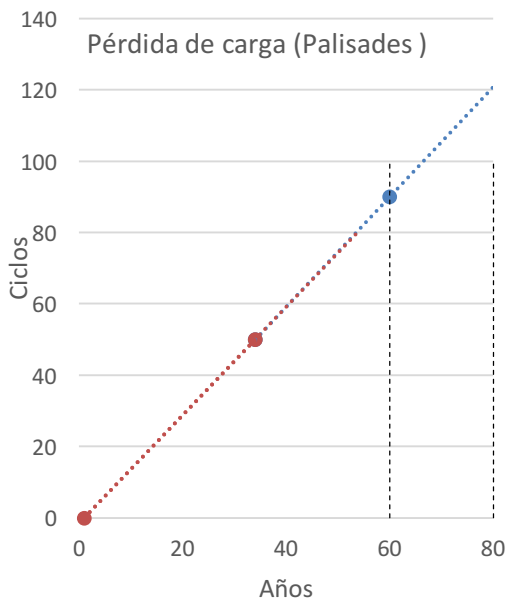


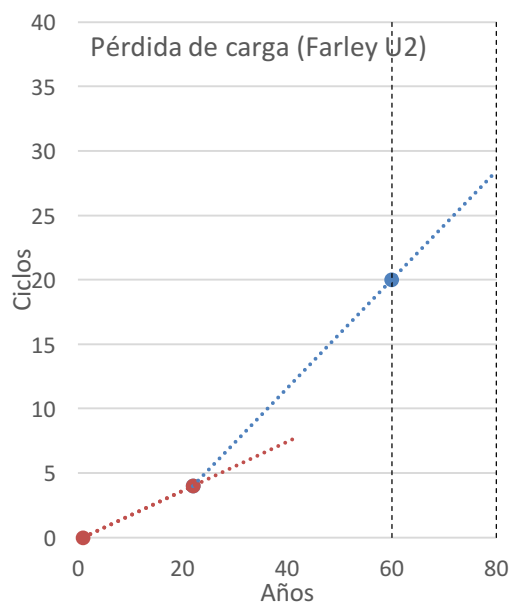
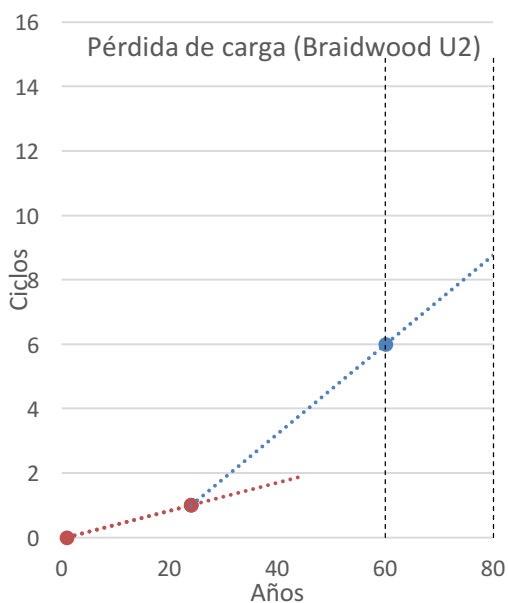
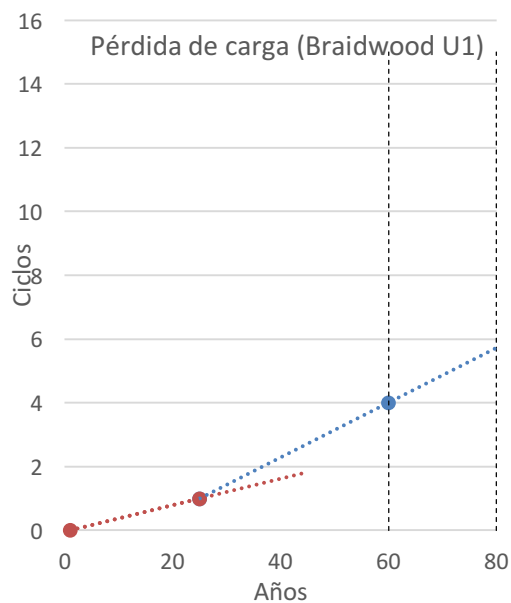
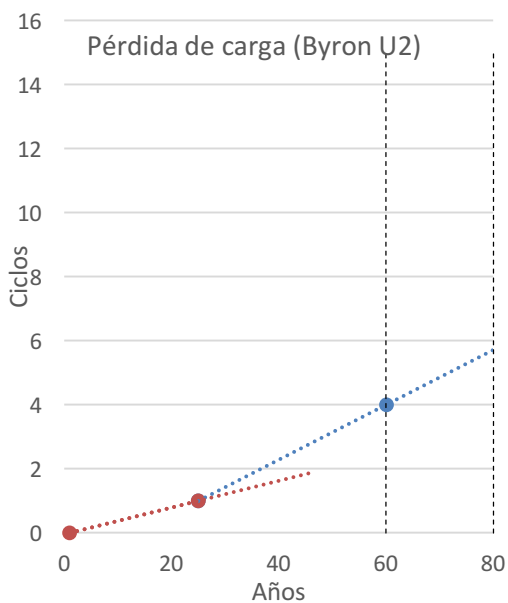
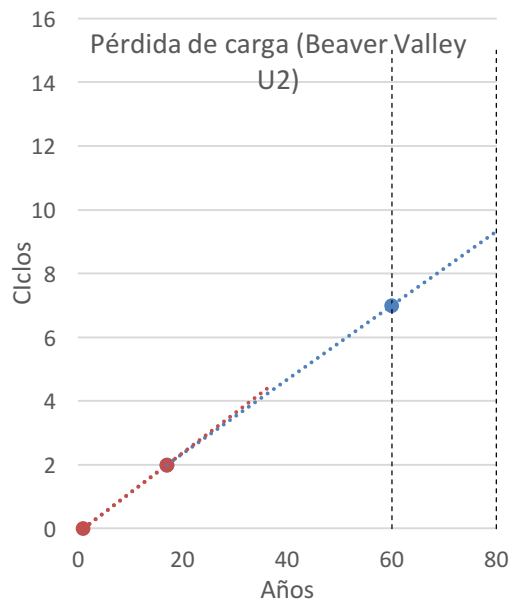
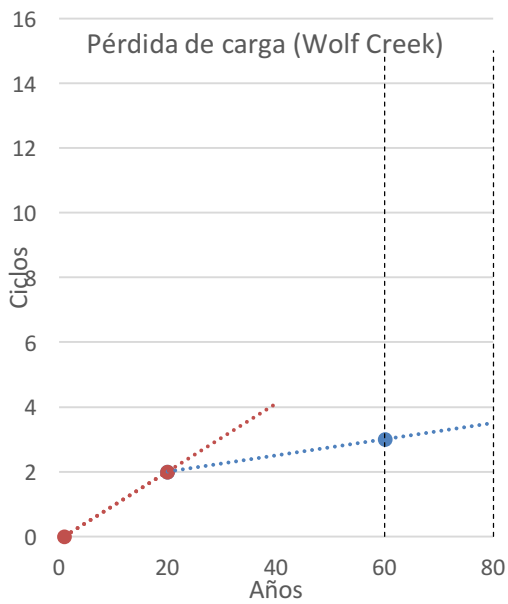


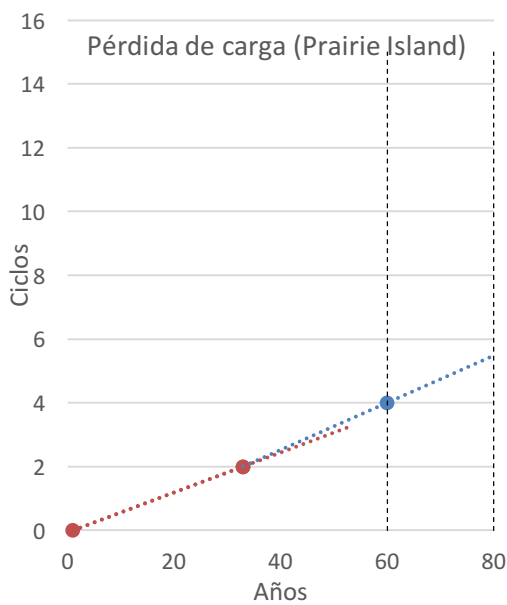
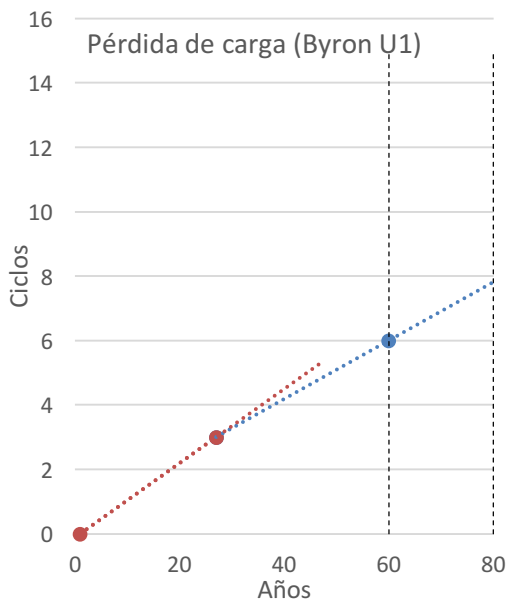
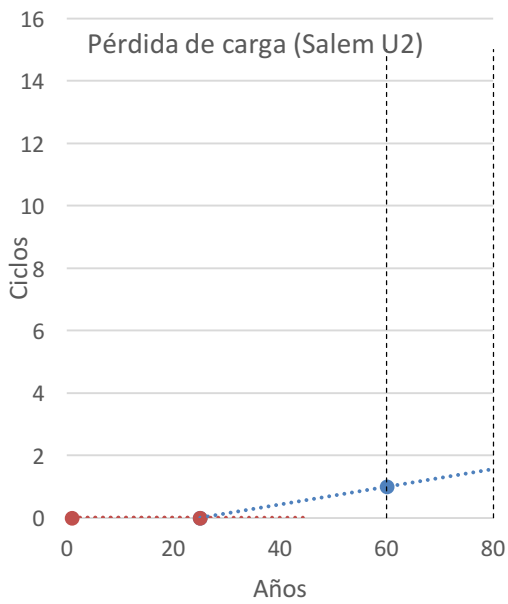


Pérdida de carga

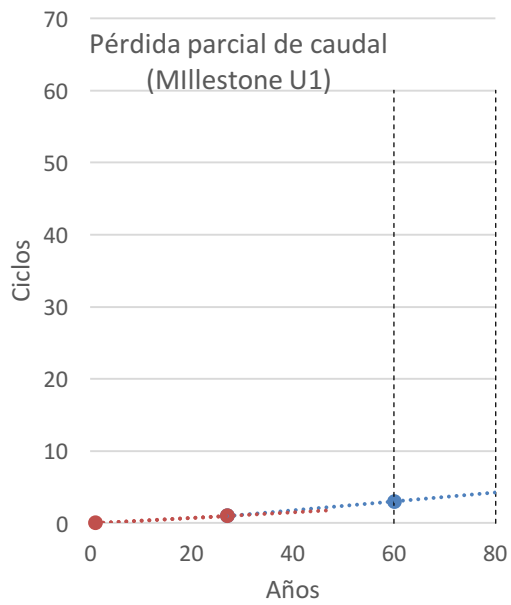
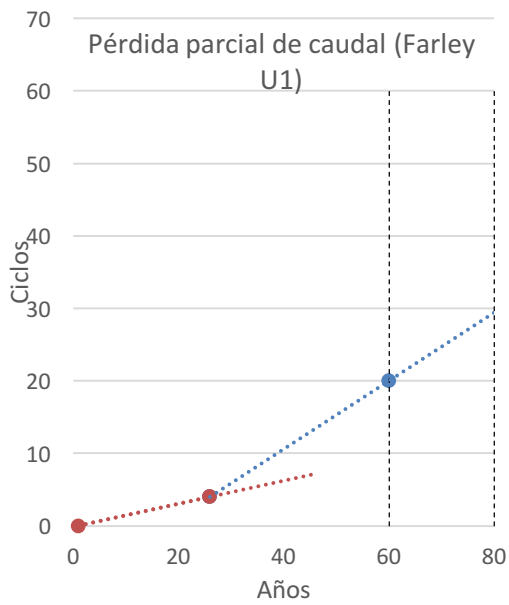
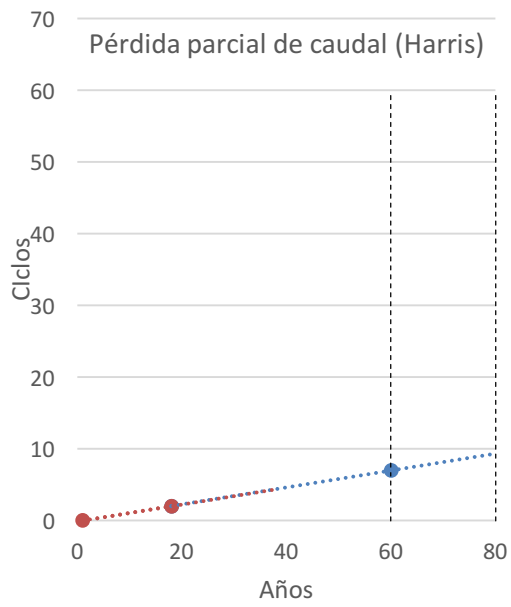
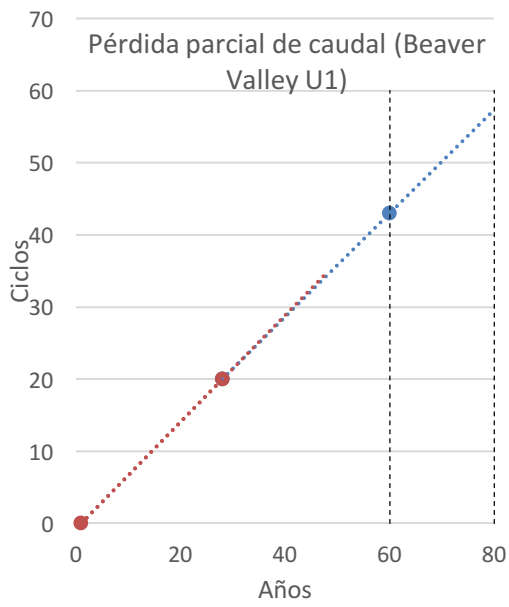


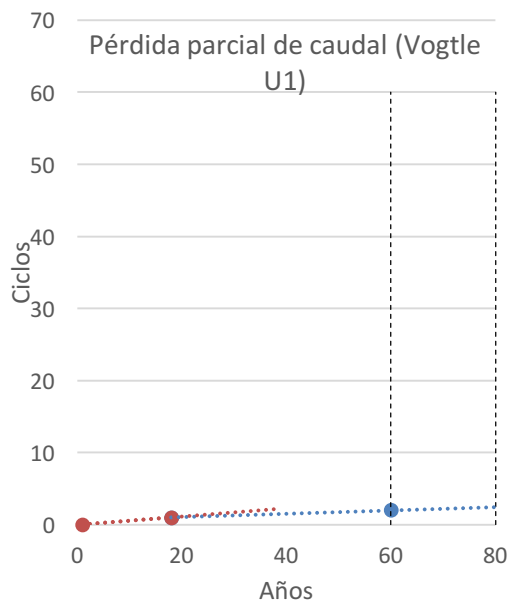
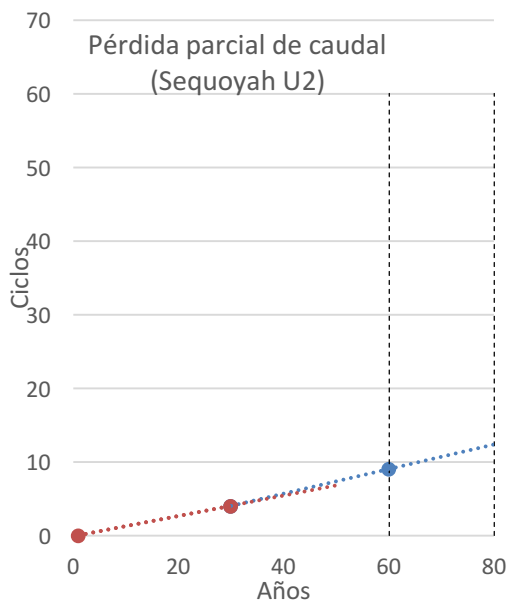
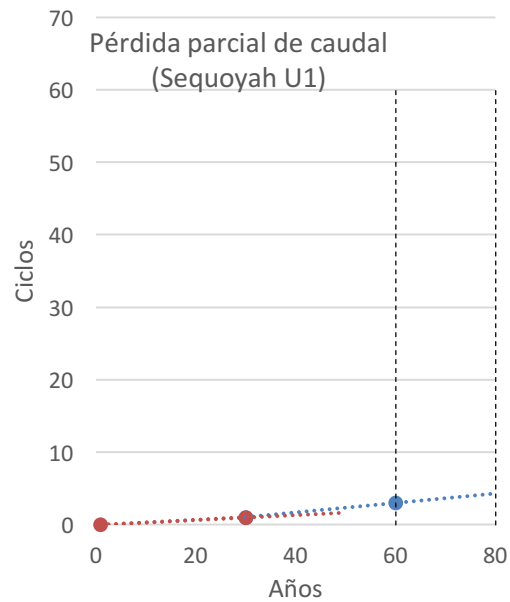
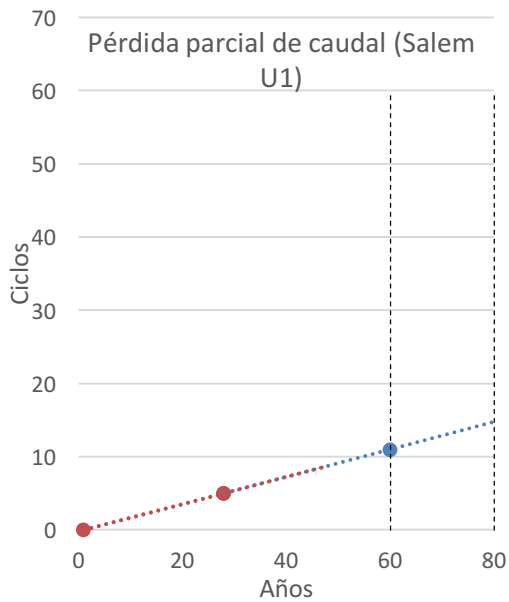
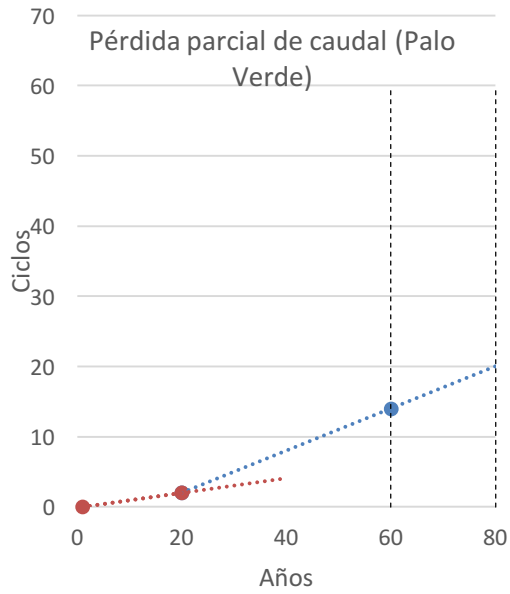
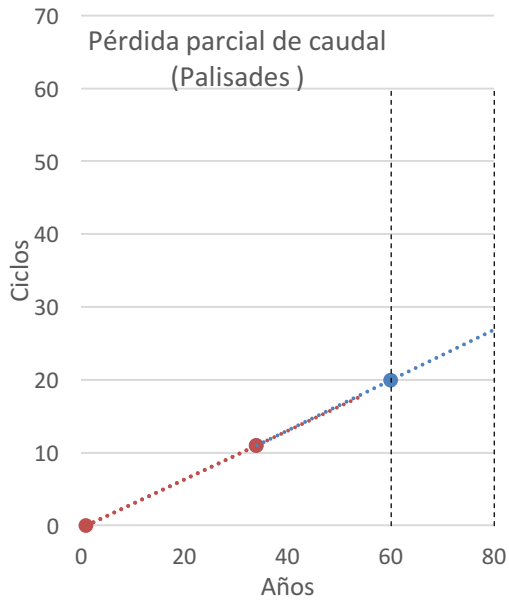


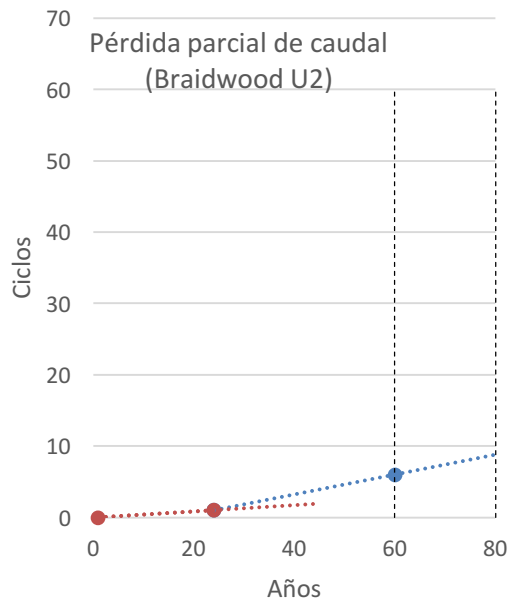
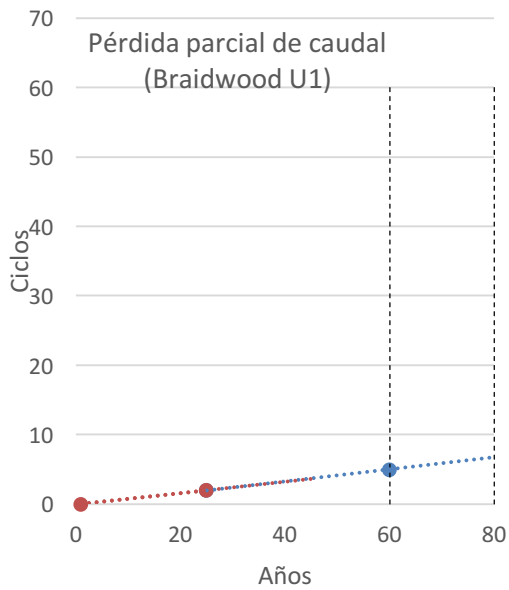
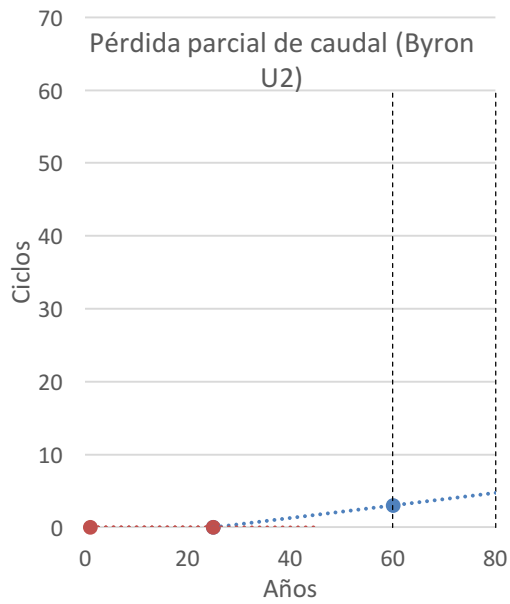
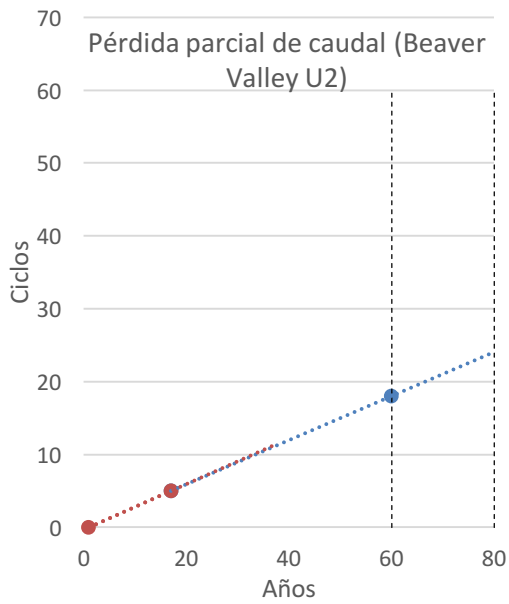
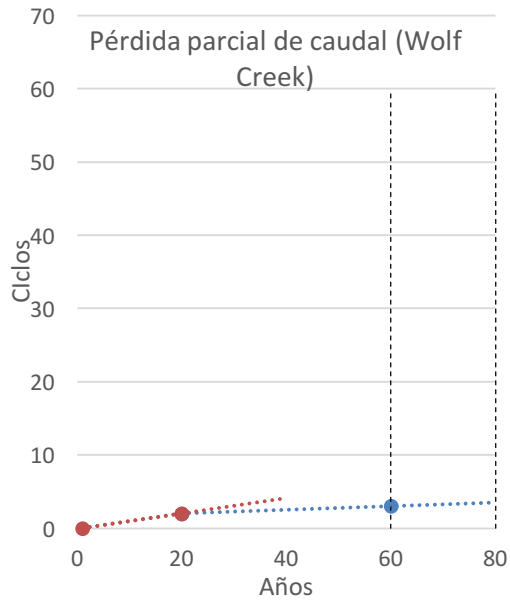
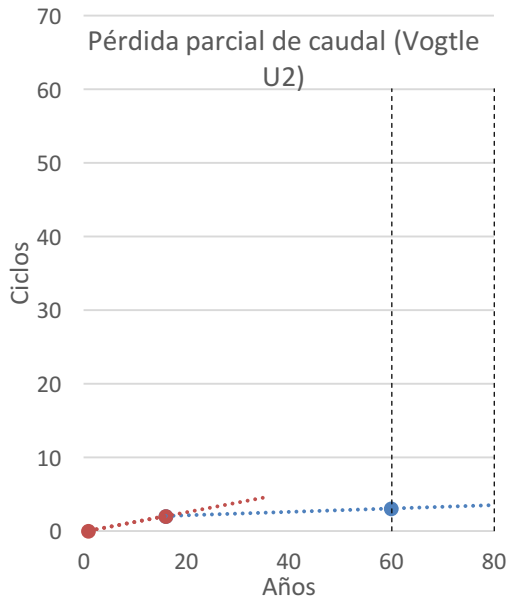


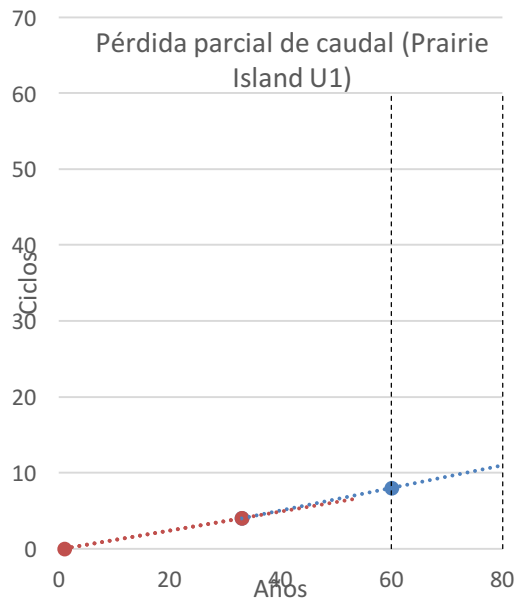
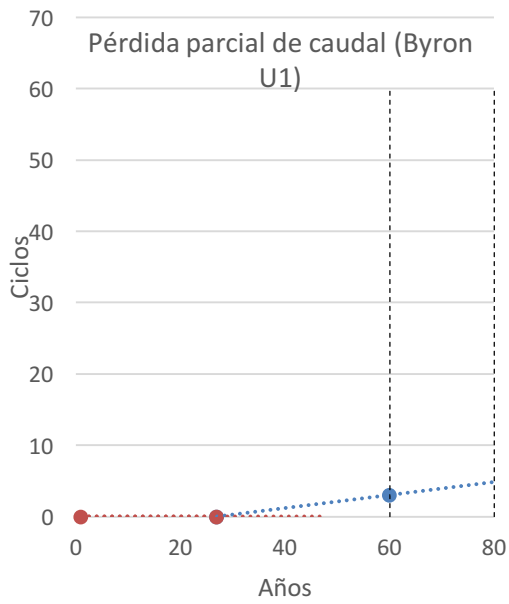
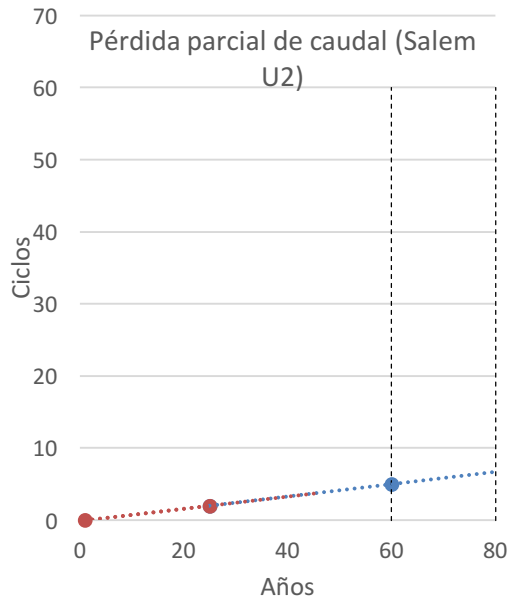
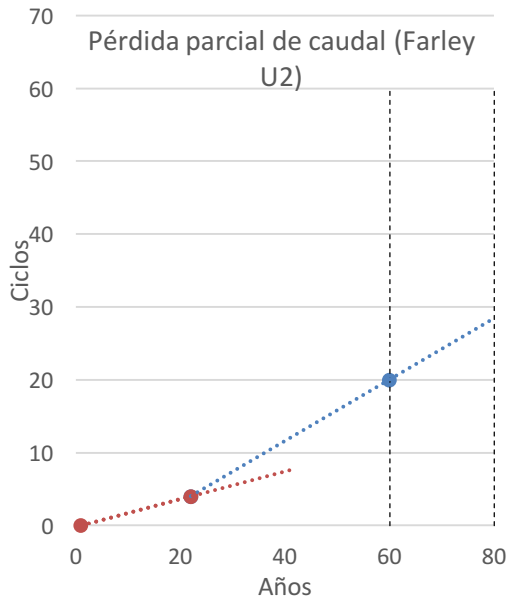


Pérdida parcial de caudal

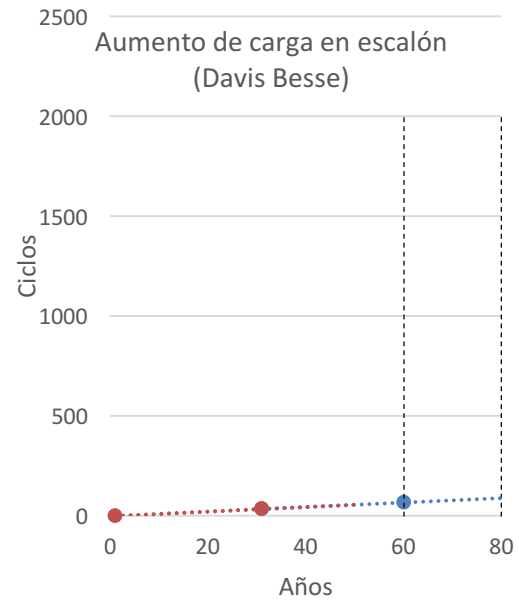
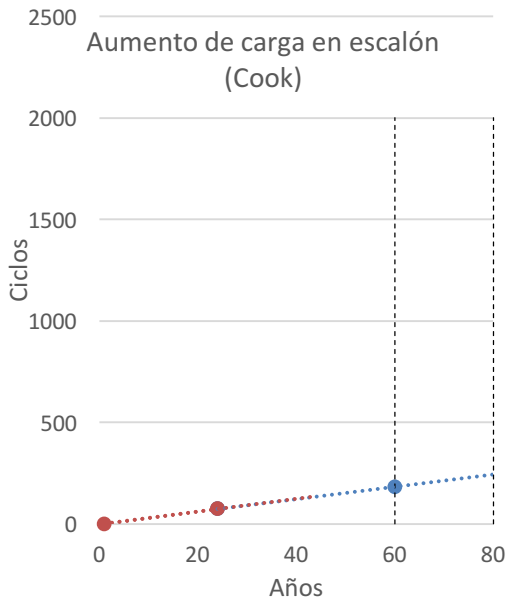
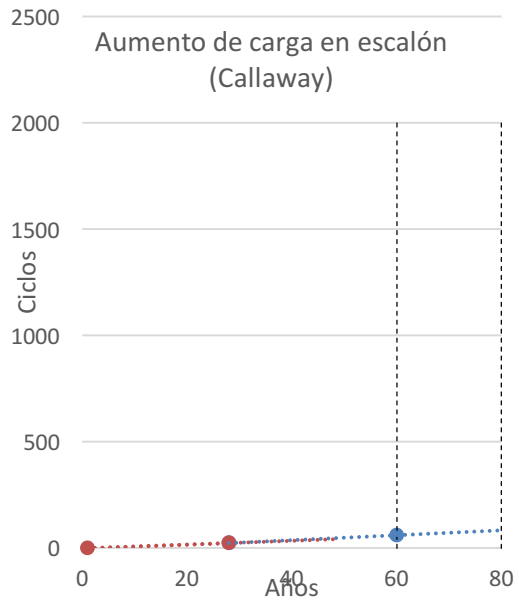
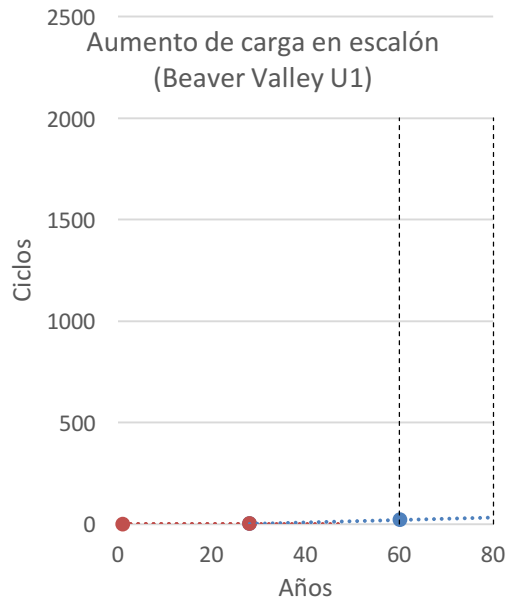


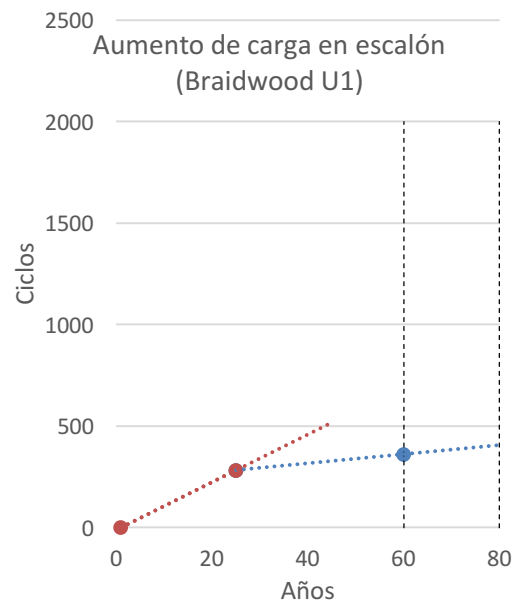
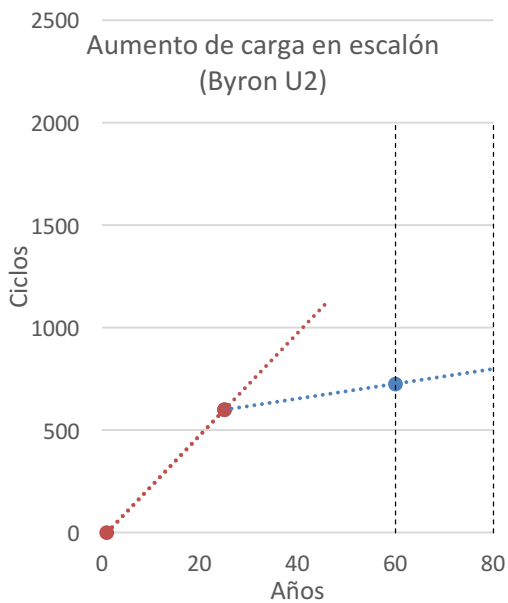
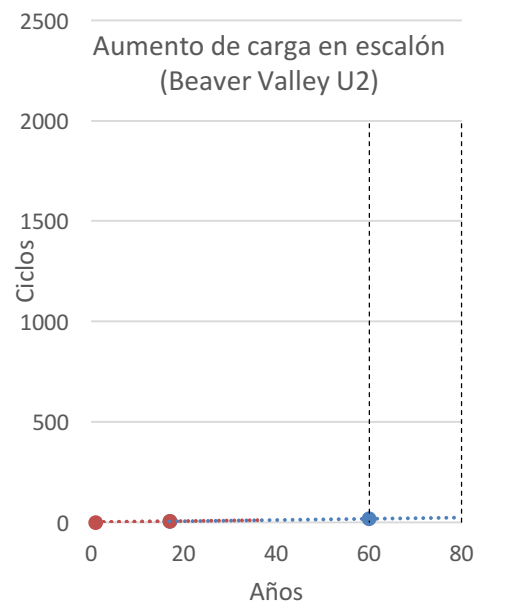
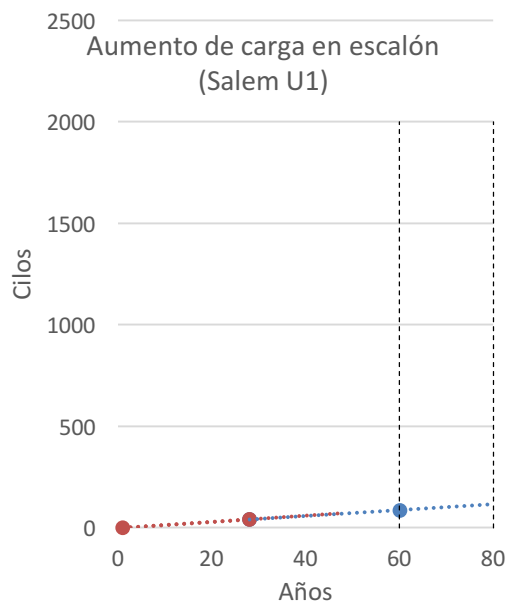
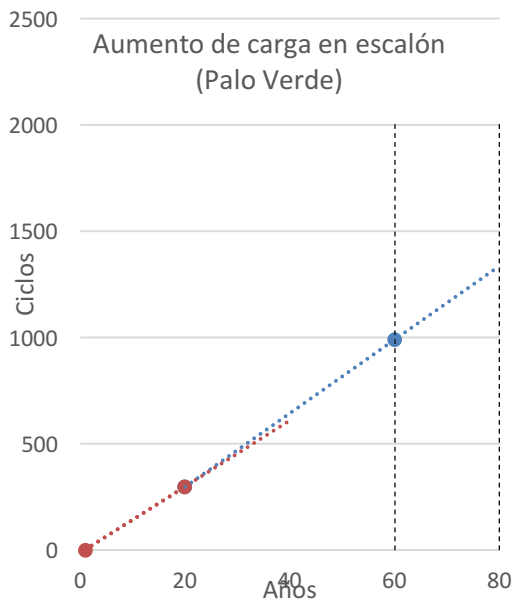
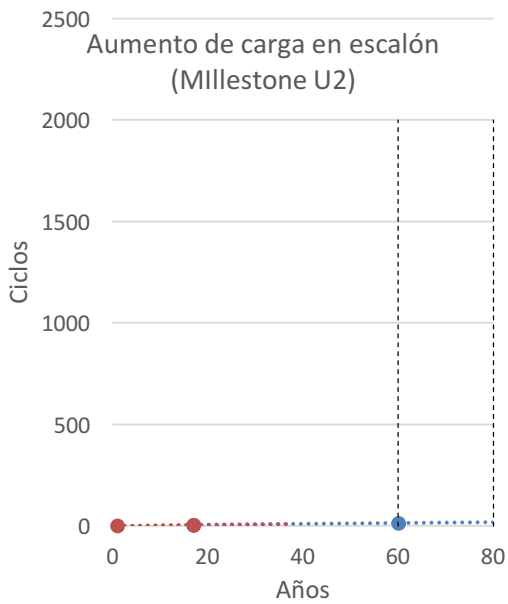


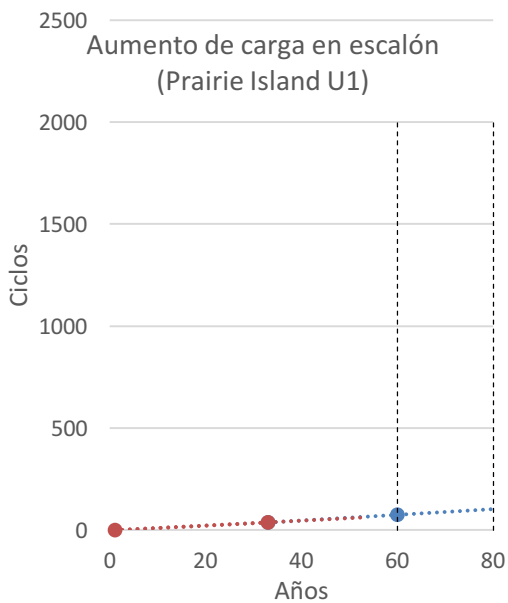
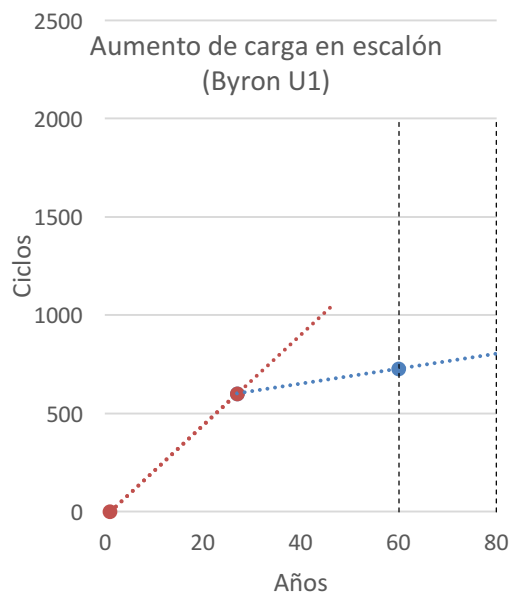
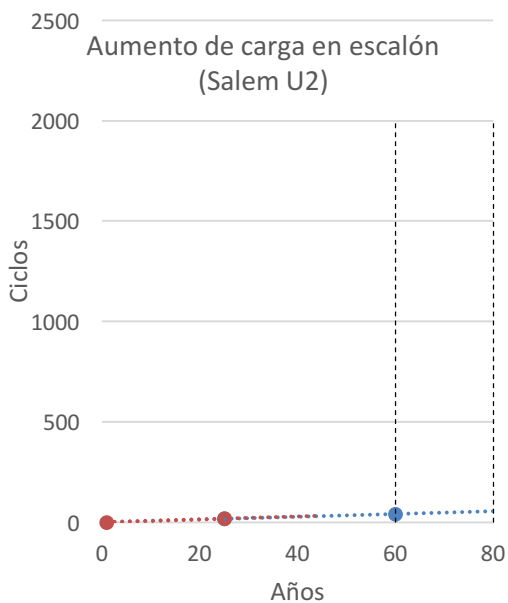
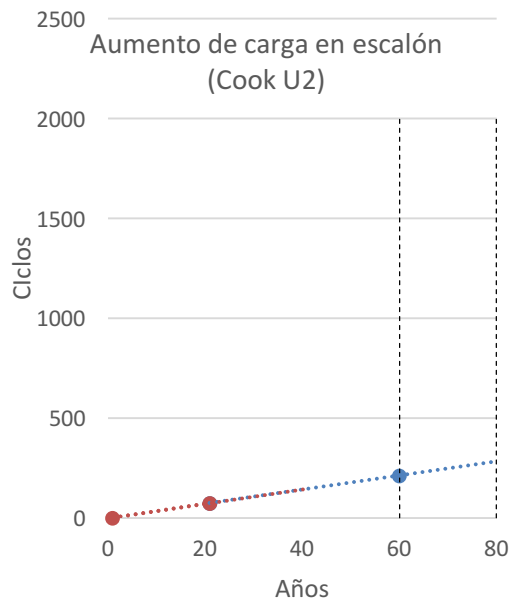
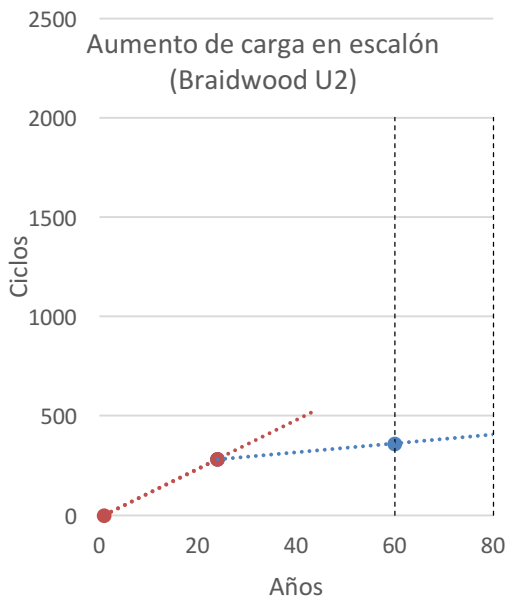




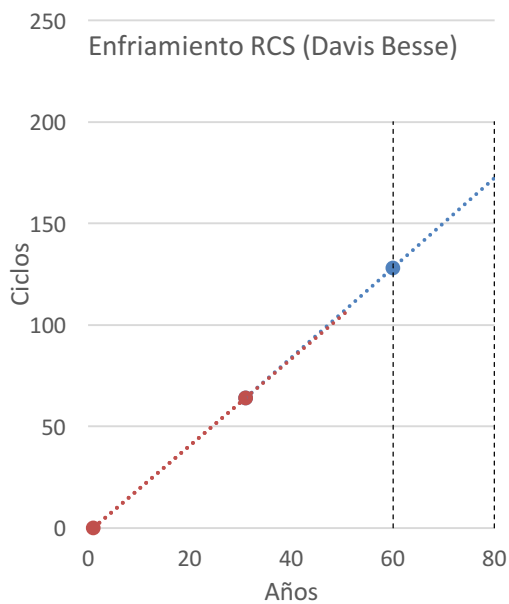
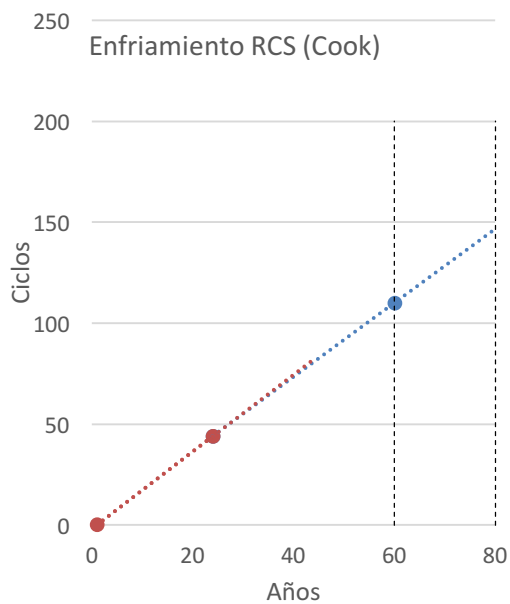
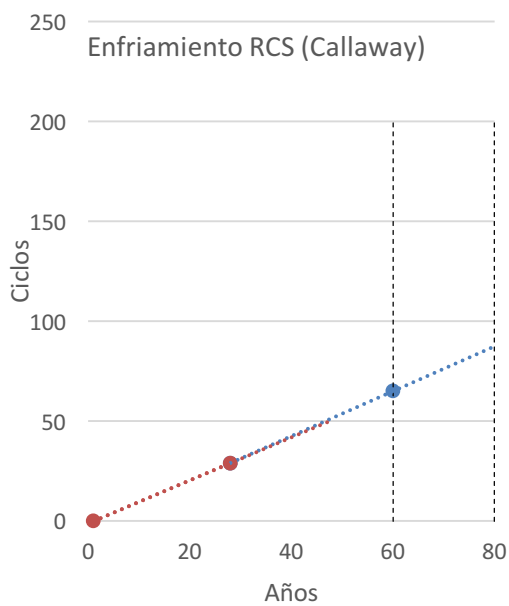
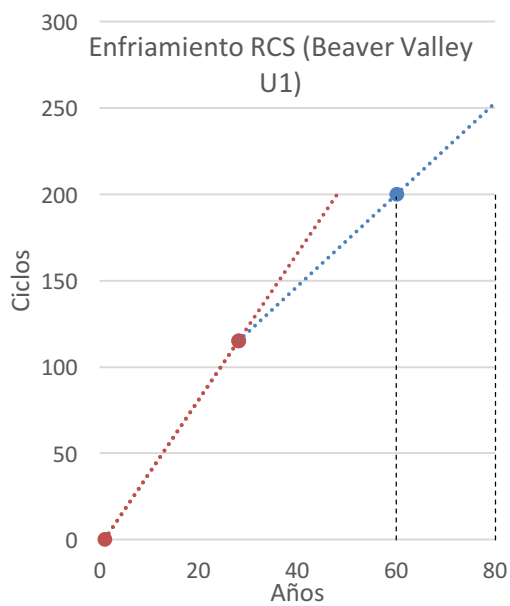
Aumento de carga en escalón

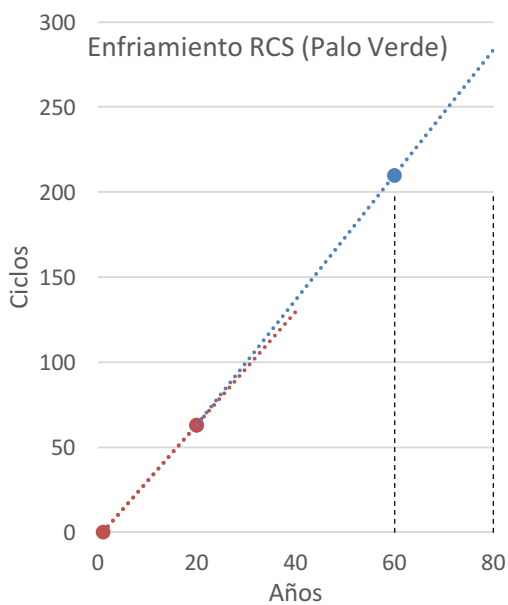
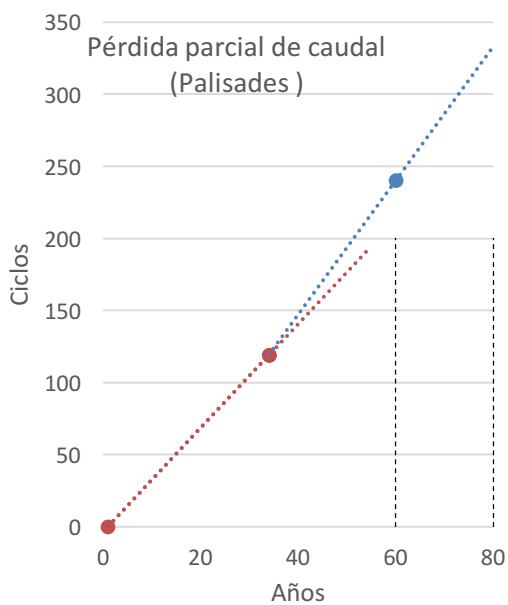
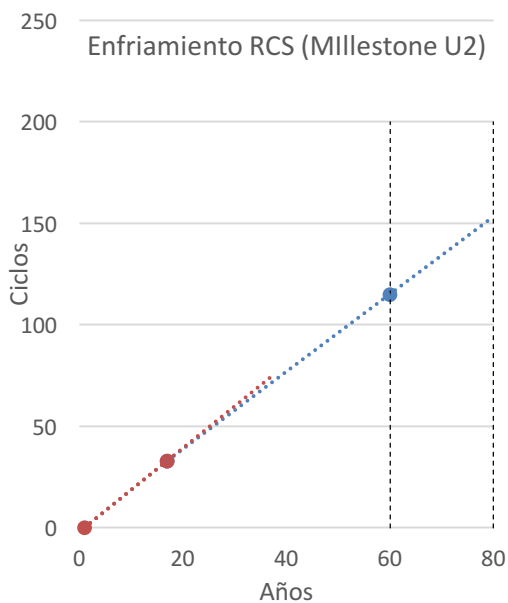
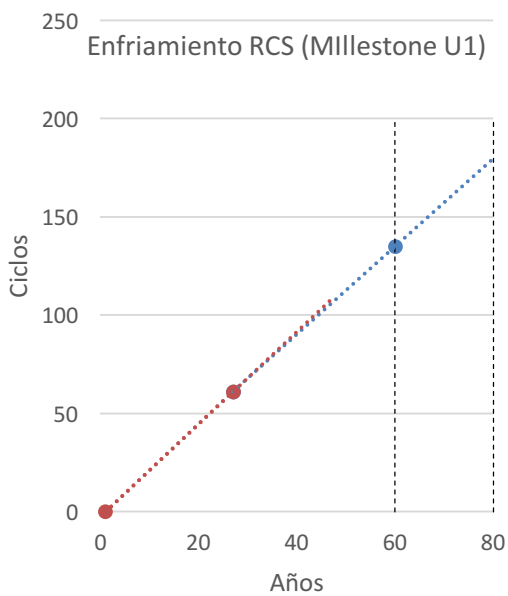
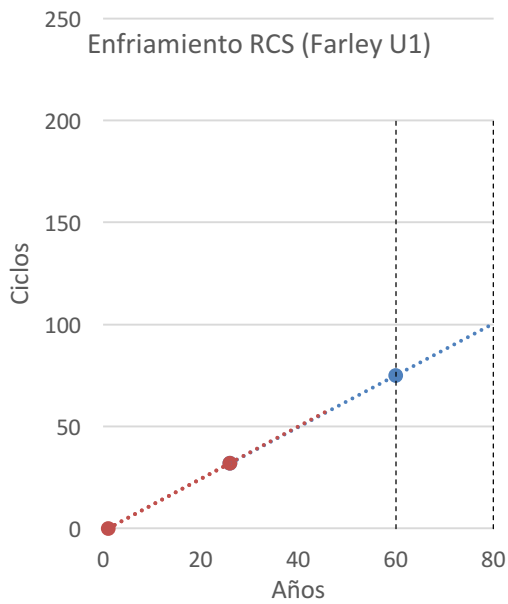
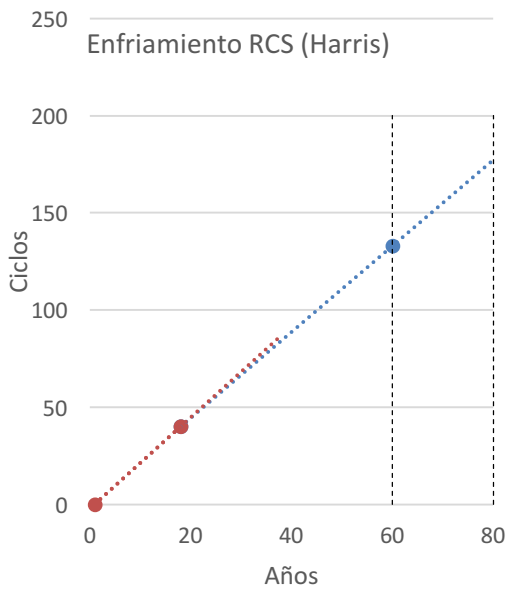


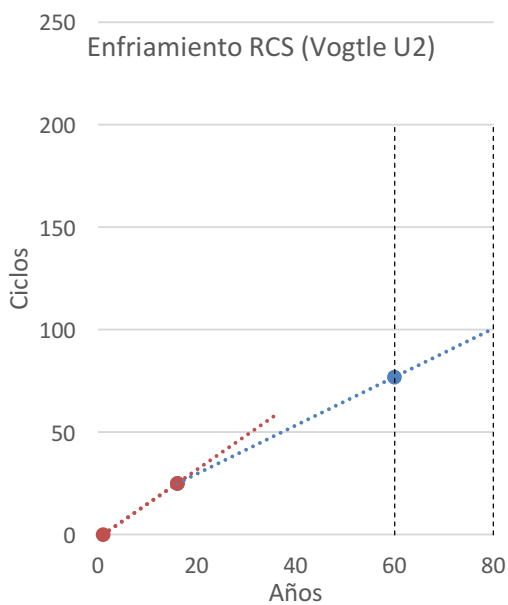
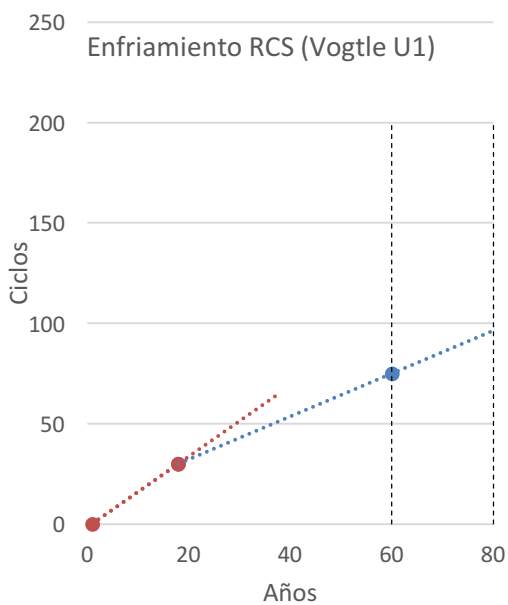
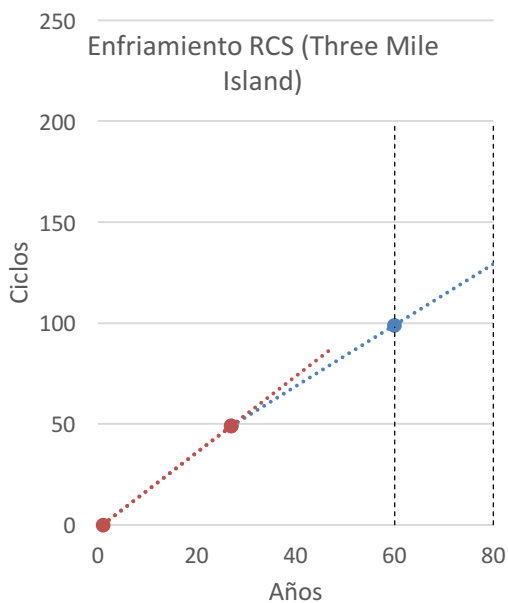
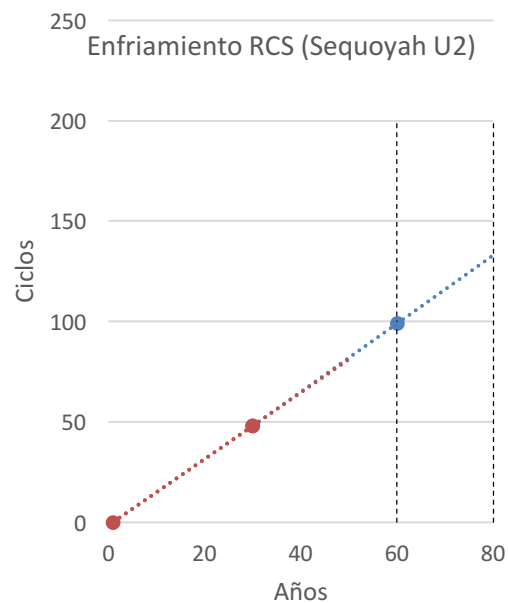
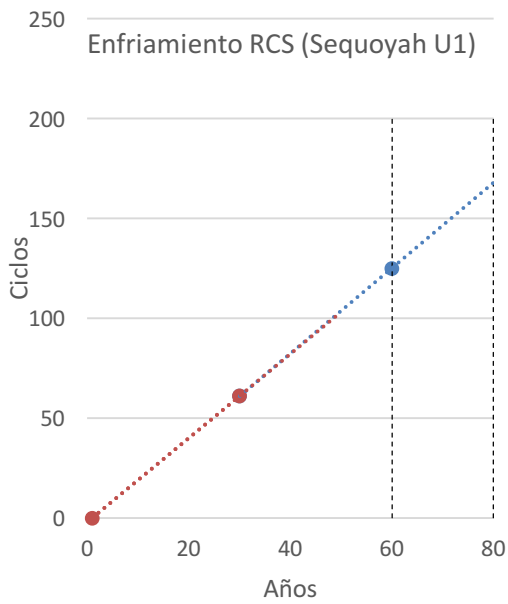
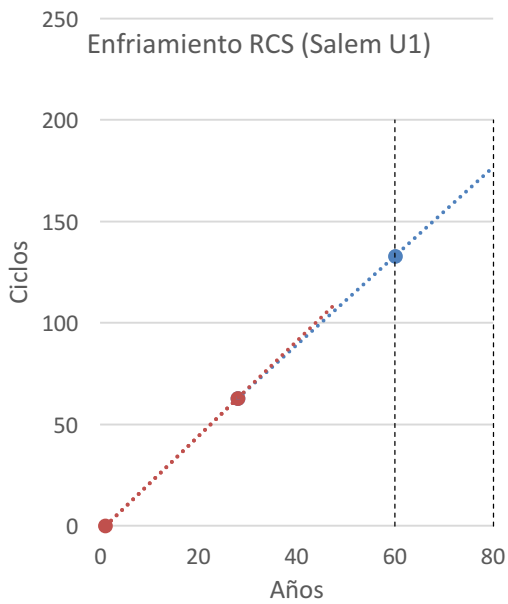


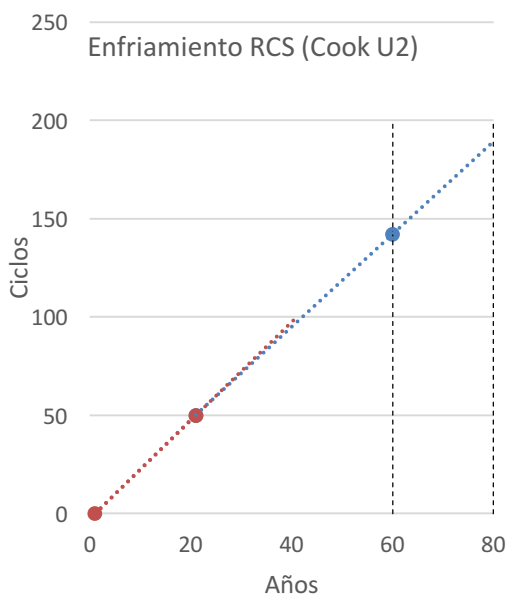
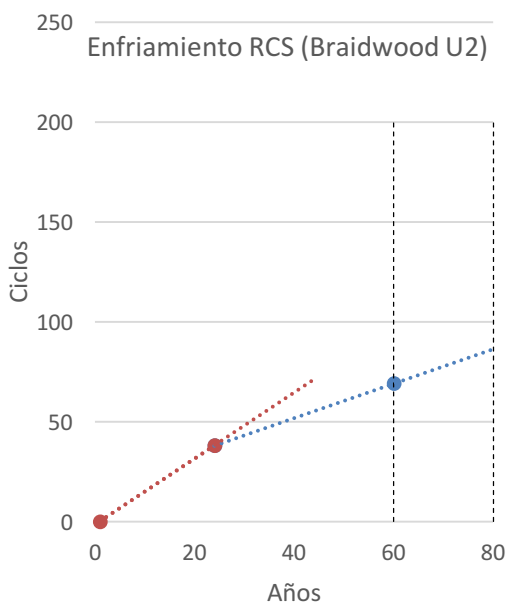
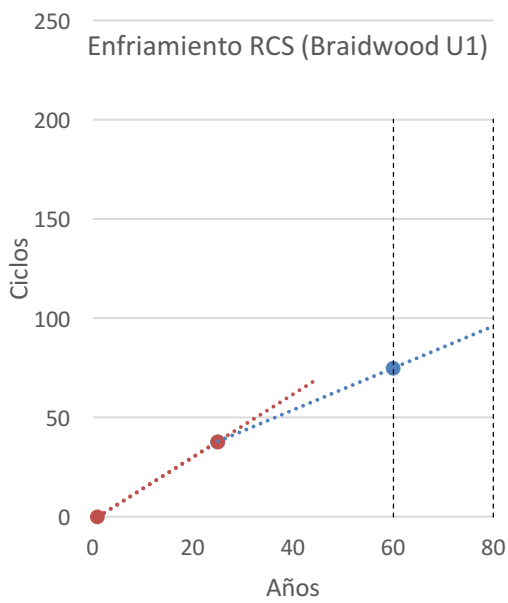
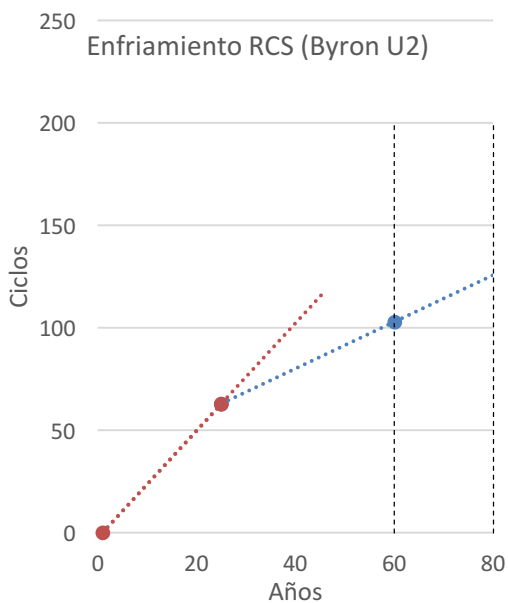
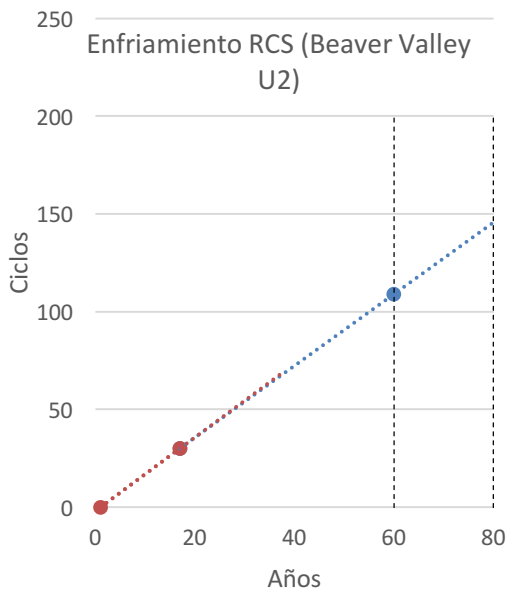
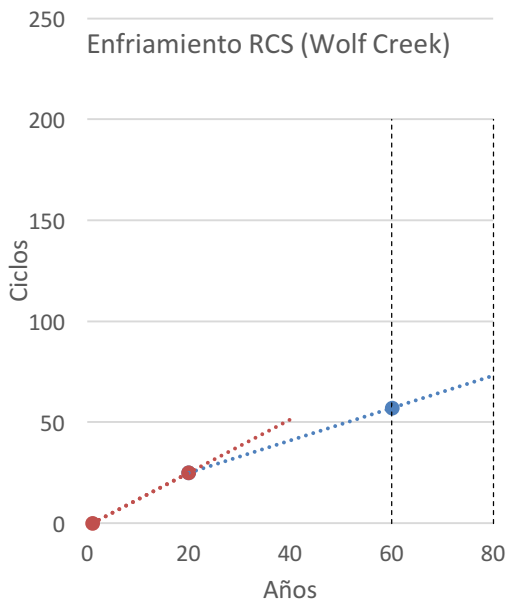


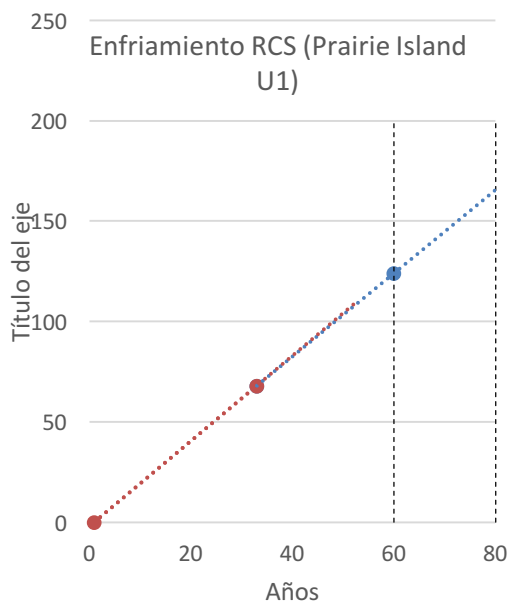
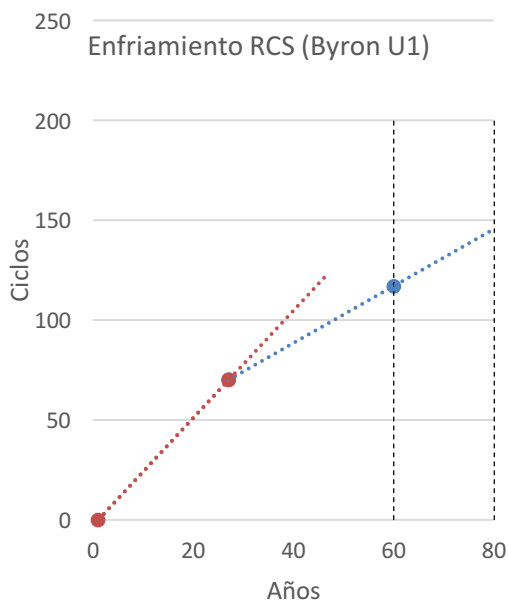
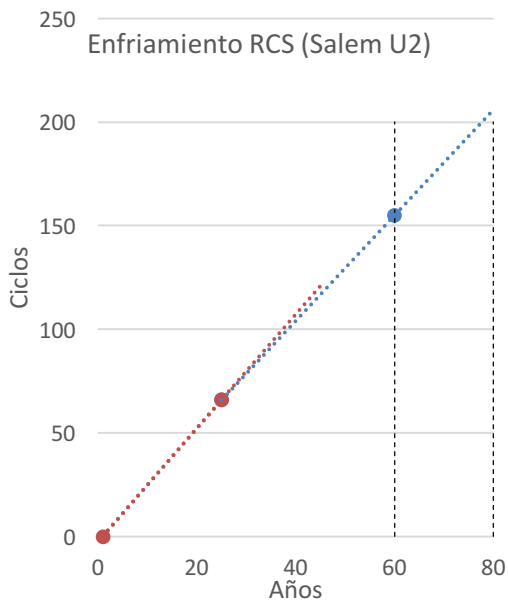
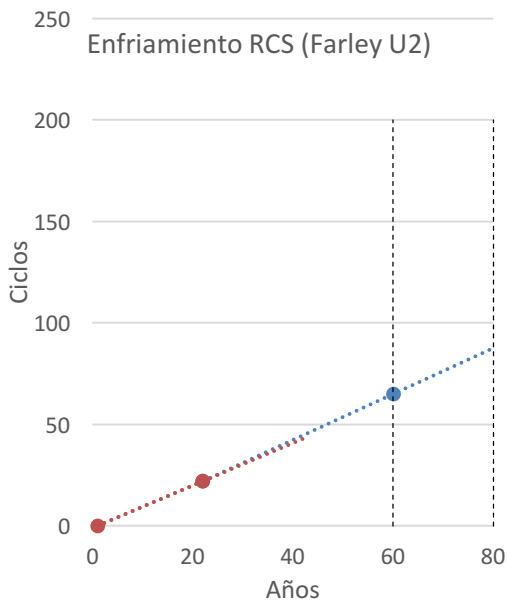
Enfriamiento RCS



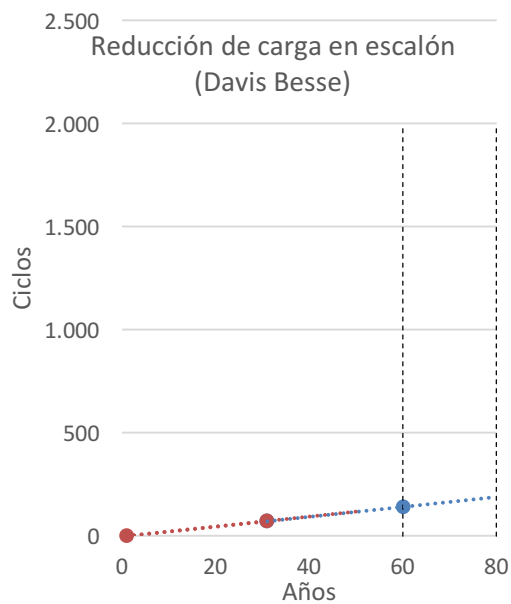
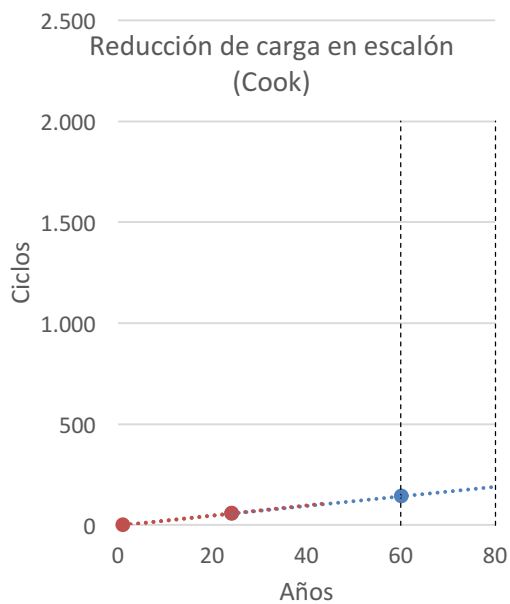
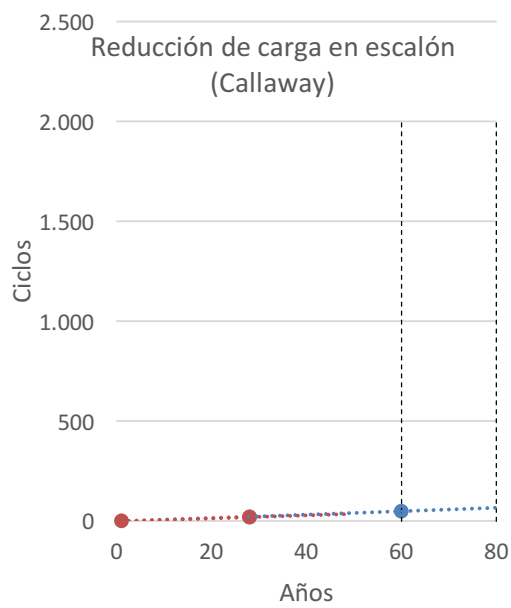
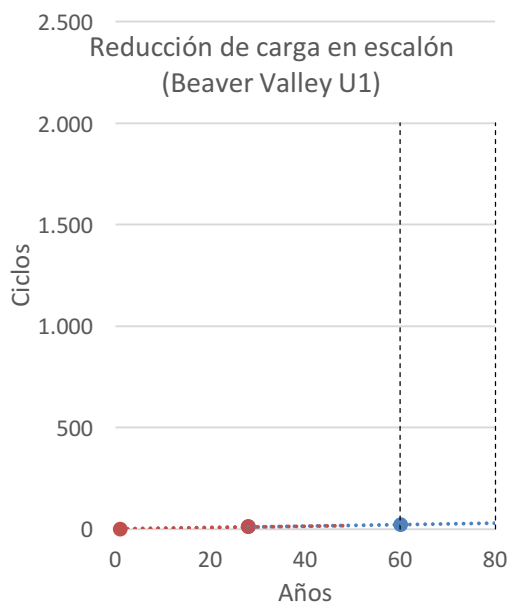


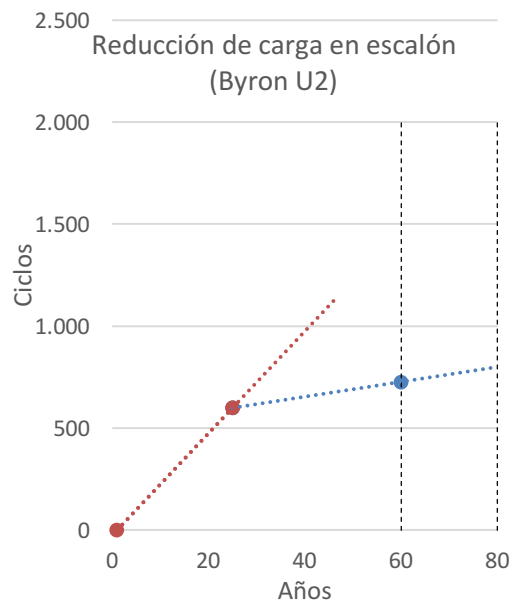
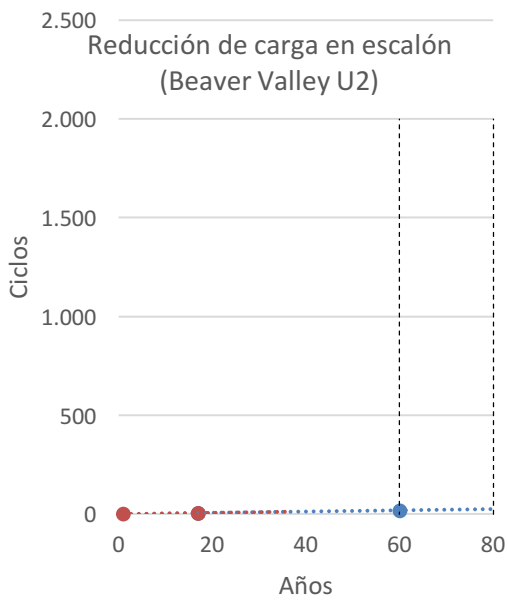
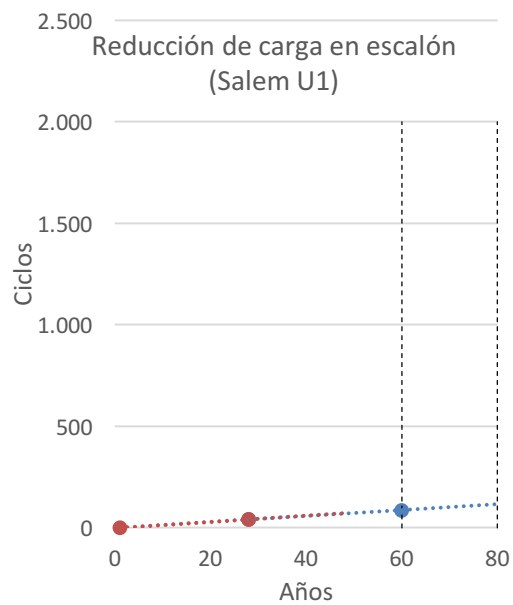
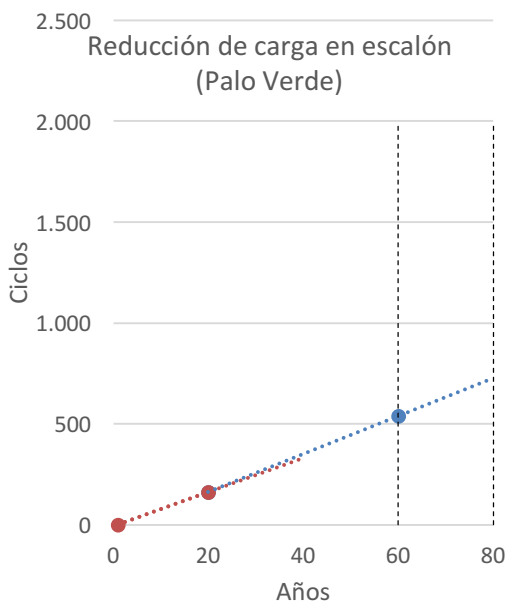
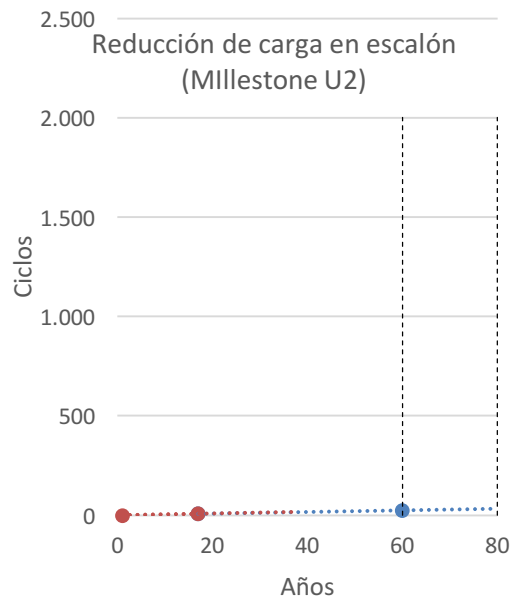
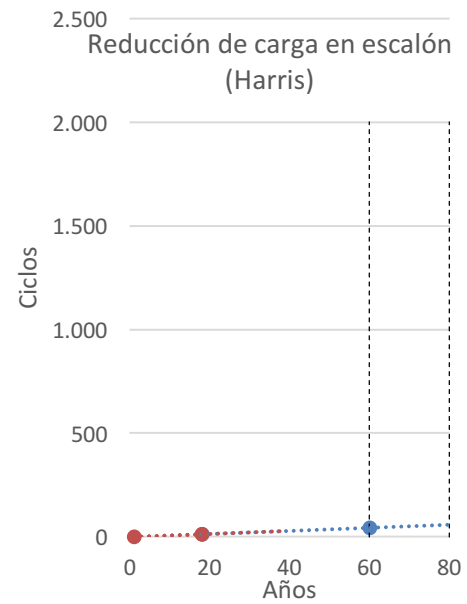


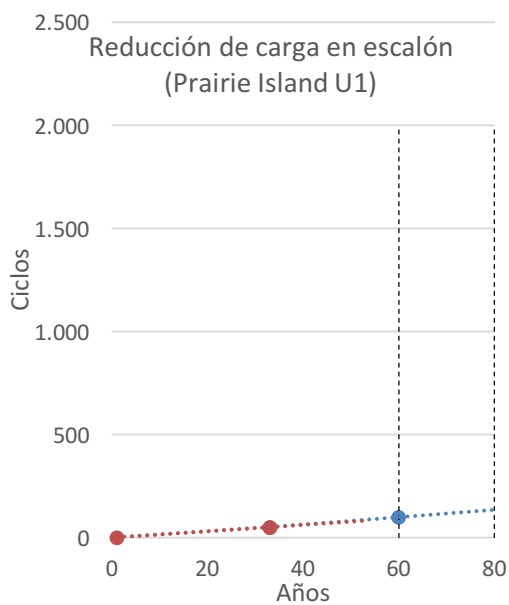
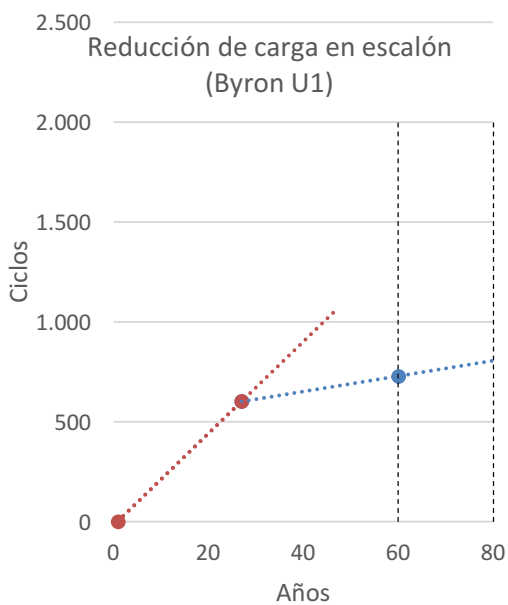
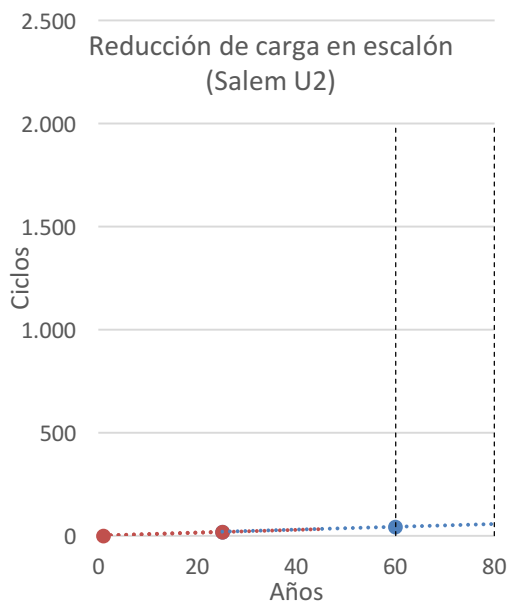
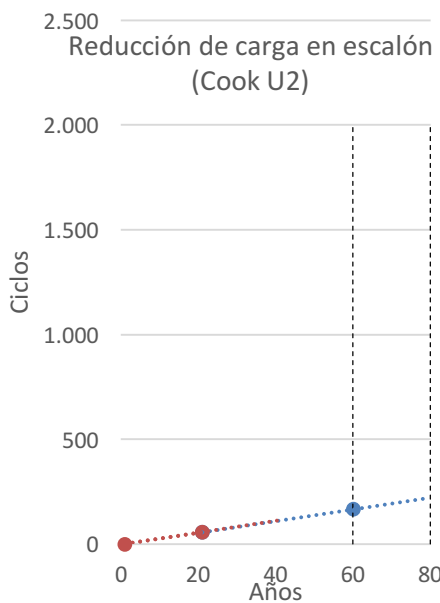
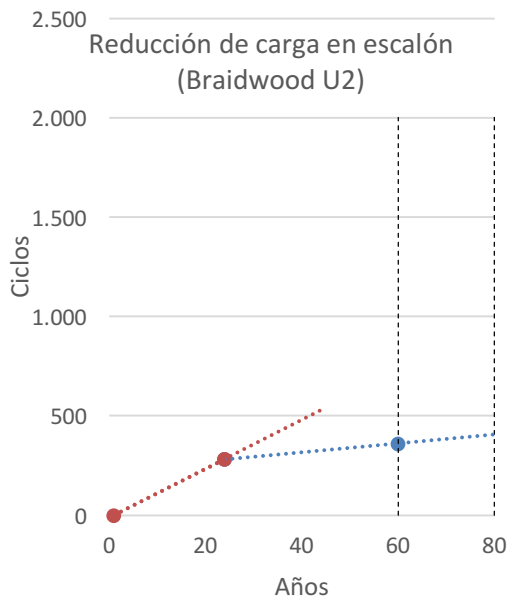
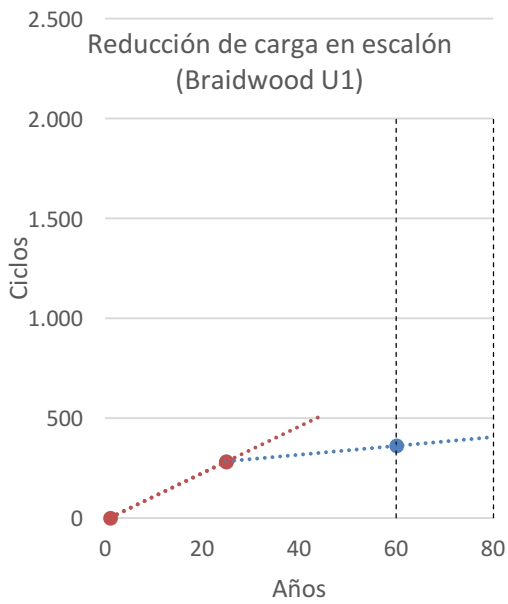




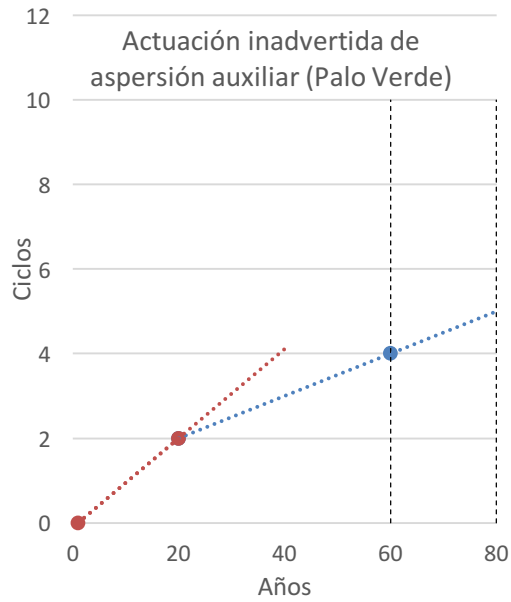
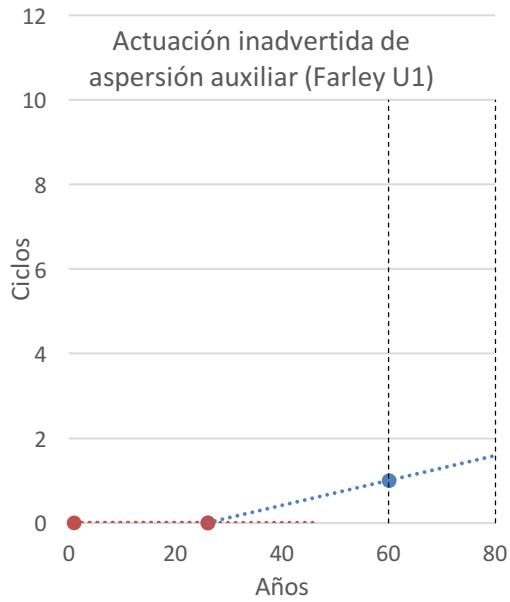
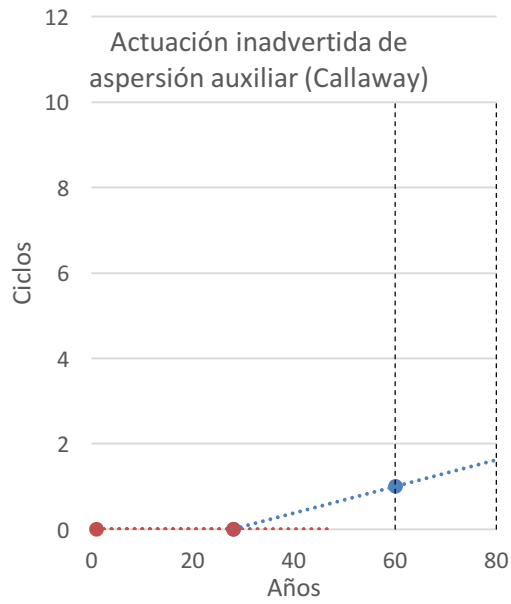
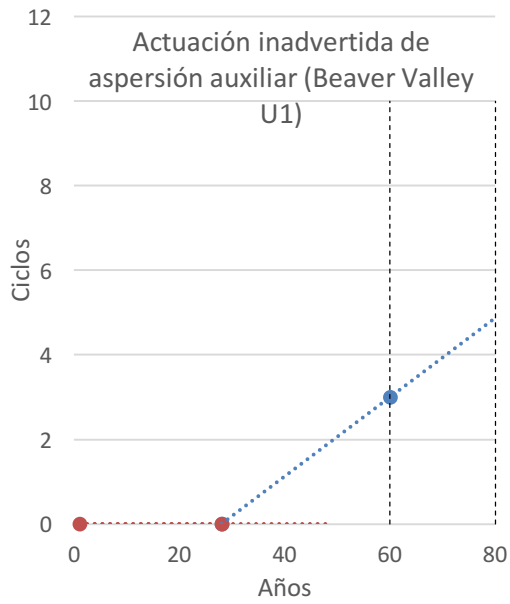
Reducción de carga en escalón

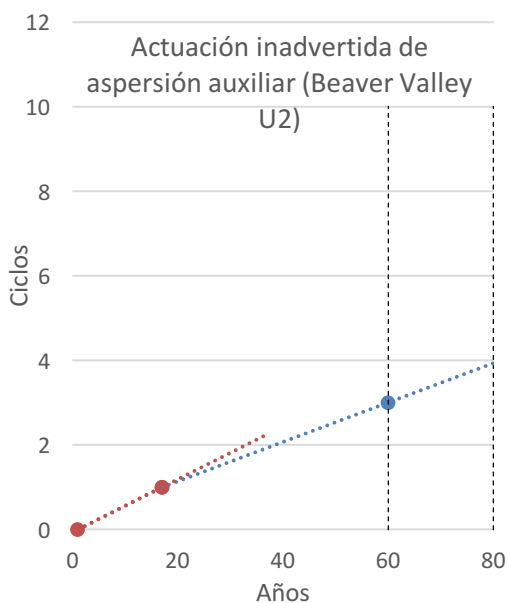
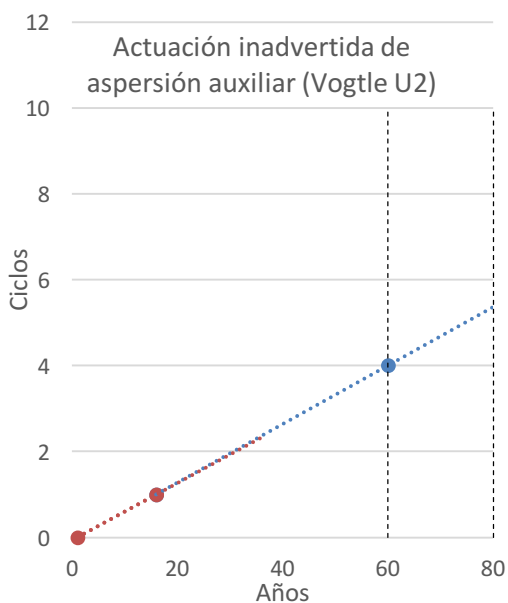
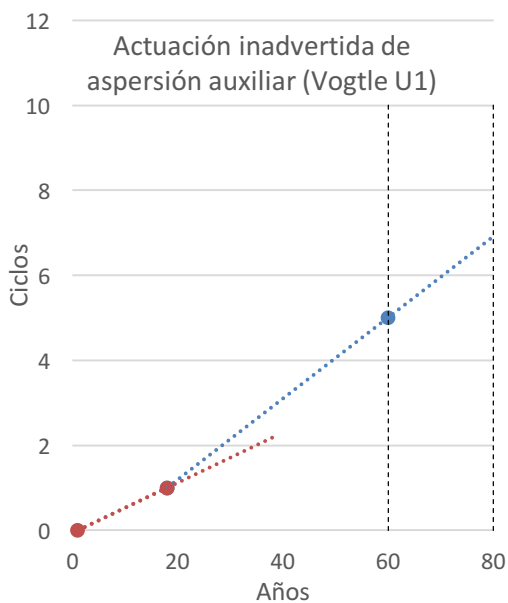
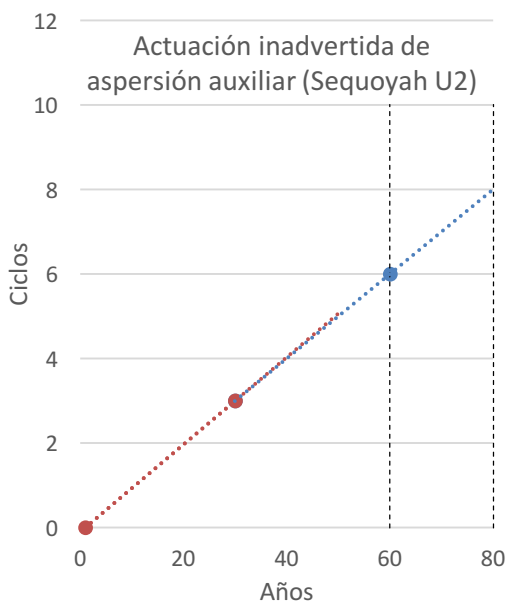
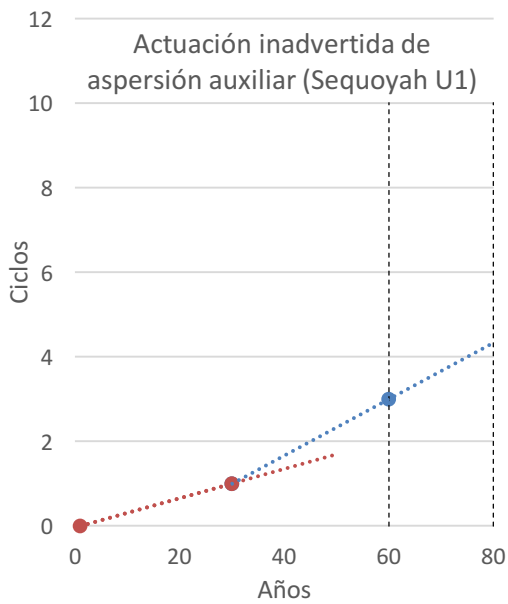
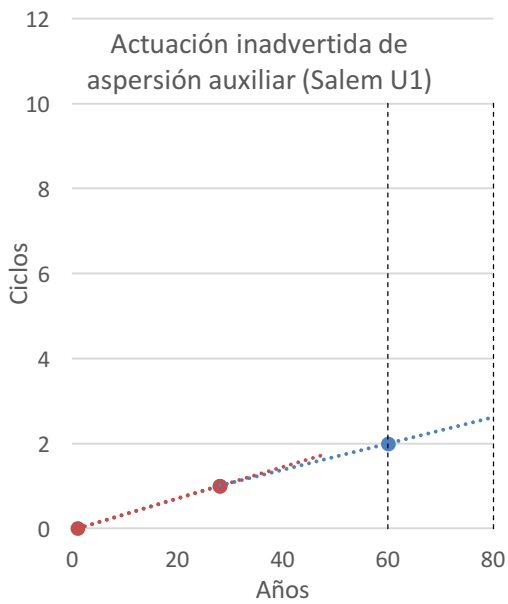


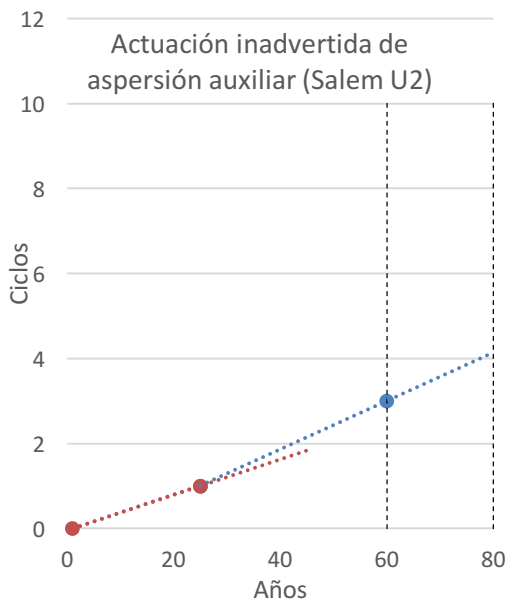
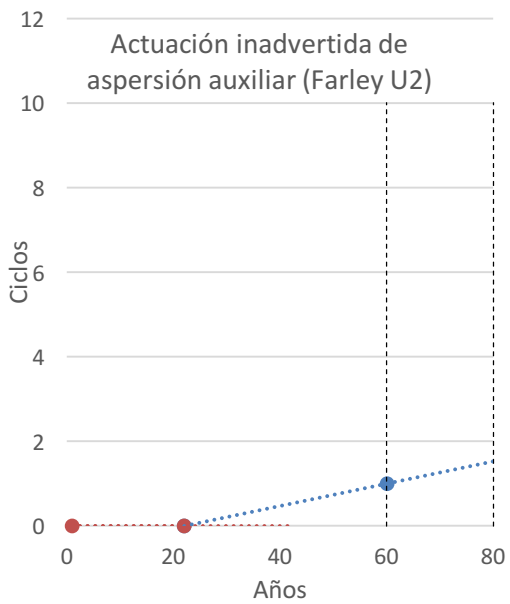




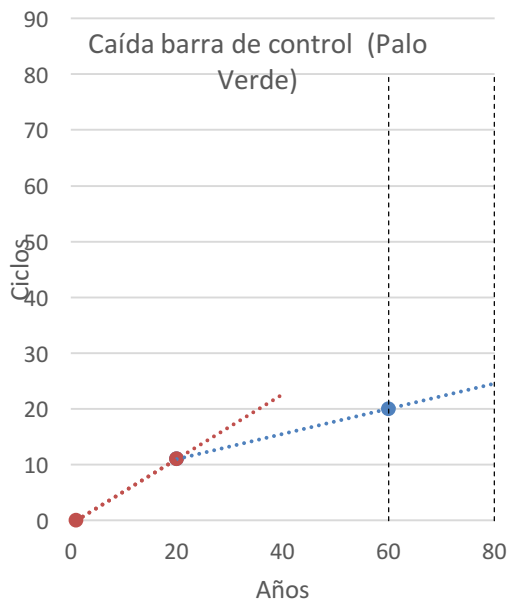
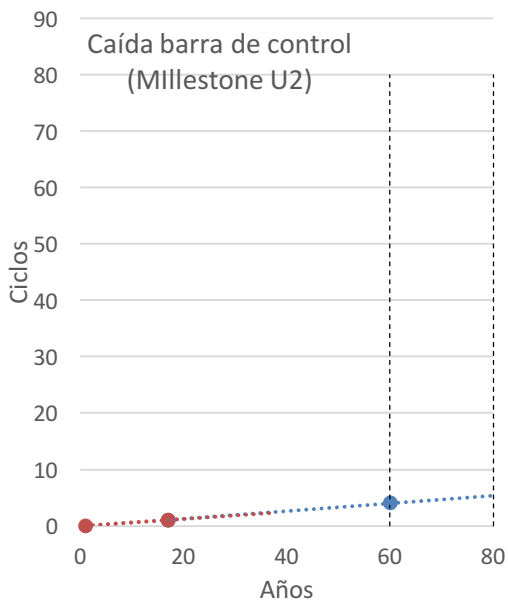
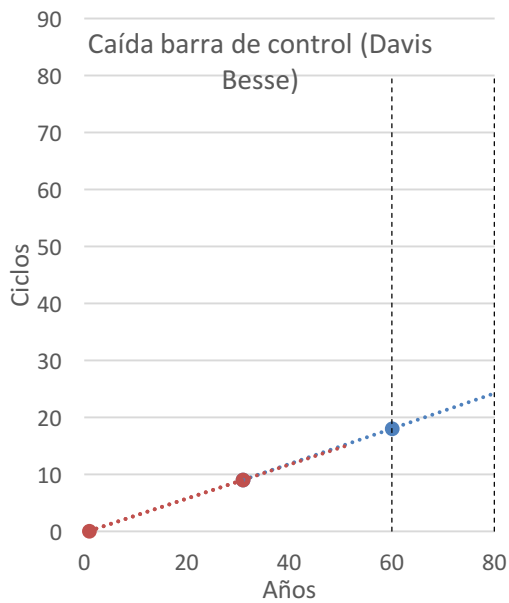
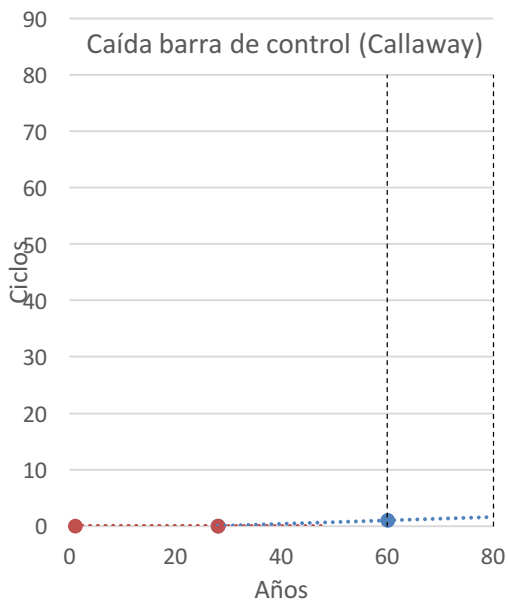
Actuación inadvertida de aspersión auxiliar

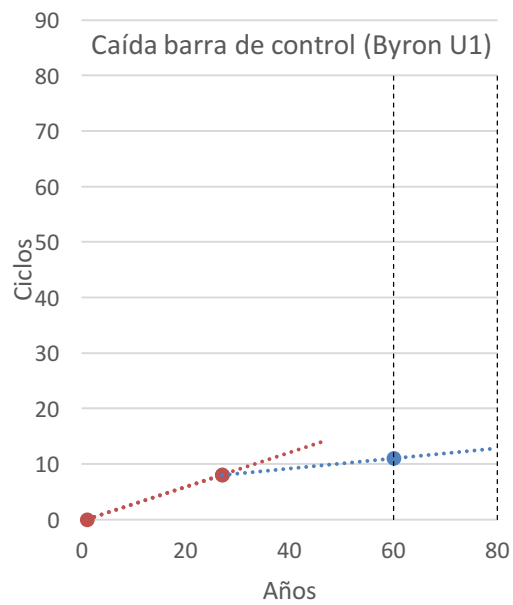
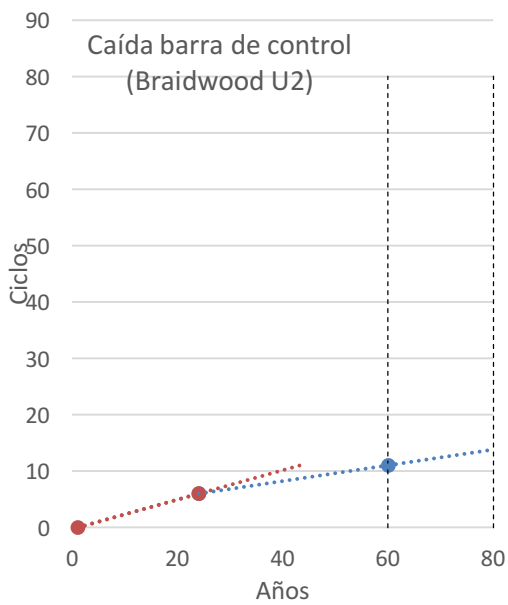
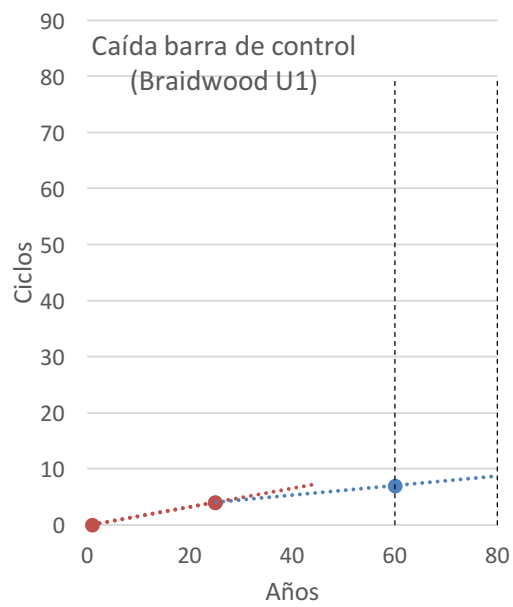
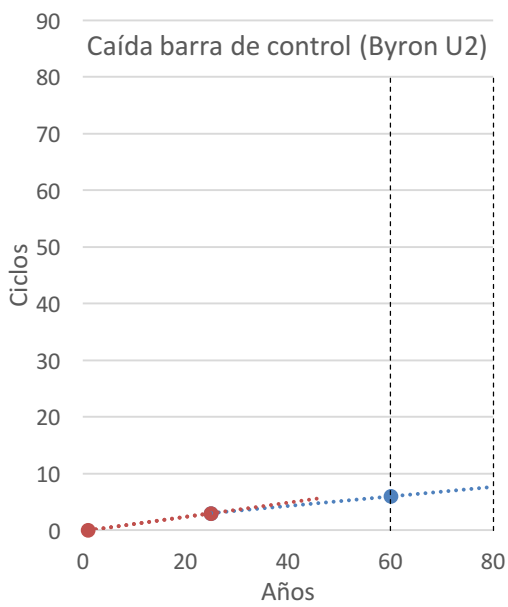
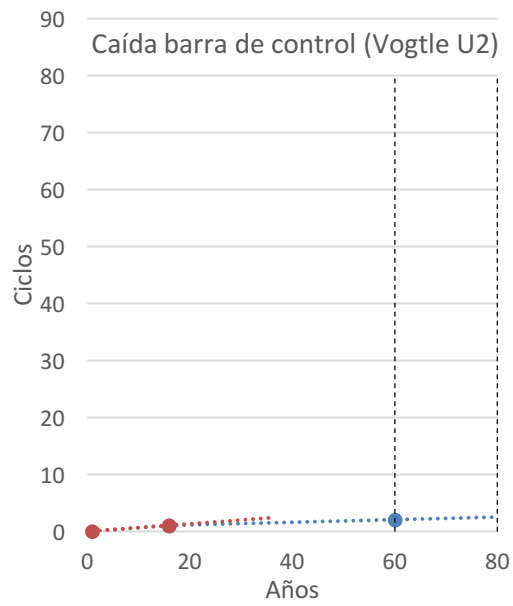
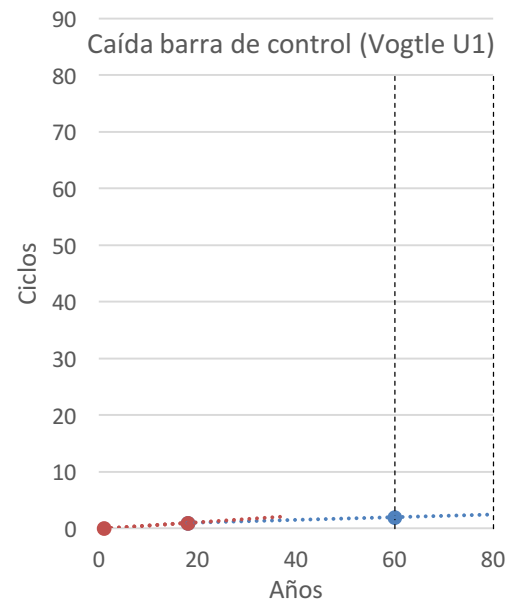






Caída de barra de control





Actuación inadvertida de la inyección de seguridad

