

Informe Final: Modelo y estimación de costos para la implantación de una
central nuclear en Chile
CCHEN
Diciembre 2017
20985 / IIT-004 v. 1

La impresión o copia de este documento convierte al mismo en una copia no controlada. La versión vigente se encuentra en la base de datos del Sistema de Gestión de IDOM en Lotus Notes

No se permite la reproducción total o parcial de este documento, ni su incorporación a un sistema informático, ni su transmisión en cualquier forma o por cualquier medio, sea éste electrónico, mecánico, por fotocopia, por grabación u otros métodos, sin el permiso previo y por escrito de . IDOM, CONSULTING, ENGINEERING ARCHITECTURE, S.A.U..

Copyright © 2017, IDOM CONSULTING, ENGINEERING ARCHITECTURE, S.A.U



CCHEN

Informe Final: Modelo y estimación de costos para la implantación de una central nuclear en Chile

Redactado:	Revisado:	Aprobado:
<i>Firma</i> 	<i>Firma</i> 	<i>Firma</i> 
<i>Nombre</i> Pedro Díaz (PDB) Carlos Petersen (CPC) José María García Serrano (JMGS)	<i>Nombre</i> Carolina Labarta (CLC) Diego González (DGC)	<i>Nombre</i> Carolina Labarta (CLC)
<i>Fecha</i> 25/12/2017	<i>Date</i> 25/12/2017	<i>Date</i> 25/12/2017

Área	Encargo	Informe	Versión	CD
NS	20985	IIT-004	1	07.04

En blanco intencionadamente

TABLA DE VERSIONES

La fecha coincidirá con la fecha de aprobación del documento

<i>Versión</i>	<i>Fecha</i>	<i>Objeto de la versión</i>
0	19/12/2017	Versión inicial
1	25/12/2017	Corregido de acuerdo a los comentarios de la CCHEN

MODIFICACIONES RESPECTO A LA VERSIÓN ANTERIOR

Correcciones de acuerdo con las respuestas a los comentarios de la CCHEN a la versión 0 del informe, recogidas en el acta de levantamiento de comentarios.

LISTA DE PENDIENTES

<i>No.</i>	<i>Apartado</i>	<i>Descripción</i>
N/A	N/A	N/A

ÍNDICE DE CONTENIDO

1.	ANTECEDENTES	12
2.	OBJETO.....	13
3.	ALCANCE	14
4.	NORMATIVA DE APLICACIÓN	15
5.	ESTRUCTURA Y MODELO DE COSTOS	16
5.1.	Estructura de costos.....	16
5.2.	Modelo de costos	19
6.	COSTOS BASE DE CADA PARTIDA Y FACTORES RELEVANTES PARA LA ESTIMACIÓN DE COSTOS Y LA RENTABILIDAD DEL PROYECTO	21
6.1.	Costos base de una central nuclear.....	22
6.1.1.	Inversión inicial.....	22
6.1.2.	Costos de la vida operativa.....	24
6.1.3.	Costos de desmantelamiento.....	27
6.2.	Factores propios de Chile.....	27
6.2.1.	Sismicidad.....	27
6.2.2.	Mano de obra local	28
6.2.3.	Participación de la industria local	29
6.2.4.	Localización de la central.....	30
6.2.5.	Precio de la electricidad y servicio de potencia	30
6.2.6.	Precio de venta de agua potable y vapor	31
6.3.	Otros factores relevantes.....	31
6.3.1.	Tiempo de construcción.....	31
6.3.2.	Número de unidades	32
6.3.3.	Potencia del reactor por unidad	33
6.3.4.	Tipo de ciclo de combustible.....	33
6.3.5.	Tipo de desmantelamiento.....	34
6.3.6.	Modelo de propiedad.....	36
6.3.7.	Financiación	37
7.	COSTO Y RENTABILIDAD DE LOS CASOS ANALIZADOS	38
7.1.	Escenarios analizados.....	38
7.1.1.	Escenario base LWR	38
7.1.2.	Escenario base HWR	39
7.1.3.	Escenario base SMR	40
7.1.4.	Escenario propuesto por CCHEN	41
7.1.5.	Escenarios base LWR con otras aplicaciones.....	42
7.1.6.	Observaciones	43

8.	ESCENARIOS DE RIESGOS Y FACTORES CRÍTICOS	52
8.1.	Revisión de proyectos similares.....	52
8.1.1.	Proyectos energéticos en Chile	53
8.1.2.	Proyectos nucleares internacionales.....	58
8.2.	Determinación de escenarios de riesgo y factores críticos	68
8.2.1.	Escenarios de riesgo	68
8.2.2.	Factores críticos	71
8.2.3.	Relación entre escenarios de riesgo y factores críticos	76
8.3.	Evaluación de escenarios de riesgo.....	76
8.3.1.	Caso base y elección de valores para los parámetros representativos	79
8.3.2.	Resultado de la evaluación.....	81
9.	CONCLUSIONES.....	84
10.	REFERENCIAS	87

LISTA DE TABLAS

Tabla 5-1. Estructura detallada propia.....	17
Tabla 6-1. Escenarios de referencia para la estimación de costos base de una central nuclear	22
Tabla 6-2. Costos asociados a la inversión inicial de los escenarios representativos LWR, HWR y SMR.....	23
Tabla 6-3. Costos estimados de interconexión para el escenario de referencia.....	23
Tabla 6-4. Costos de construcción de desalinización de un escenario de referencia.....	24
Tabla 6-5. Costos de construcción de district heating para el escenario de referencia descrito	24
Tabla 6-6. Costos de operación para los escenarios de referencia LWR, HWR y SMR	25
Tabla 6-7. Costos de ciclo de combustible de los escenarios de referencia LWR, HWR y SMR	25
Tabla 6-8. Costo estimado de la cuota de Seguros en operación.....	26
Tabla 6-9. Estimación de costos operativos de desalinización de un escenario de referencia.....	26
Tabla 6-10. Estimación de costos para la partida de desmantelamiento con tecnología DECON para los escenarios de referencia de LWR, HWR y SMR	27
Tabla 6-11. Sobrecosto por factor sismicidad introducido en el modelo	28
Tabla 6-12. Estimación de porcentajes de participación de mano de obra local	29
Tabla 6-13. Estimación del porcentaje de participación de la industria local.....	29
Tabla 6-14. Estimación de factor de ajuste de costos por participación de empresas nacionales y uso de materiales locales	30
Tabla 6-15. Factor de escala por número de unidades para LWR y HWR.....	32
Tabla 6-16. Factor de escala por número de unidades para los costos de operación	32
Tabla 6-17. Factor de escala por número de unidades para LWR y HWR.....	32
Tabla 6-18. Factor de escala por potencia.....	33
Tabla 6-19. Estimación de costos de ciclo de combustible cerrado para centrales de tecnología LWR.....	34
Tabla 6-20. Porcentajes de aumento y disminución de los costos de las partidas de desmantelamiento considerando las diferencias entre tecnología SAFSTOR y DECON.....	35
Tabla 6-21. Estimación de costos de desmantelamiento para la tecnología SAFSTOR en los escenarios de referencia de LWR y HWR.....	35
Tabla 6-22. Estimación de costos de desmantelamiento para la tecnología SAFSTOR en el escenario de referencia de SMR.....	36
Tabla 7-1. Datos de partida para el escenario base LWR	38
Tabla 7-2. Resultados del escenario base LWR	39
Tabla 7-3. Datos de partida del escenario HWR	39
Tabla 7-4 Resultados del escenario base HWR.....	40

Tabla 7-5. Datos de partida del escenario base SMR	40
Tabla 7-6. Resultados del escenario base SMR	41
Tabla 7-7. Datos de partida del escenario base sugerido por la CCHEN.....	41
Tabla 7-8. Resultados del escenario propuesto por la CCHEN	42
Tabla 7-9 Otras aplicaciones evaluadas	42
Tabla 7-10. Comparación de los resultados con productos alternativos para el escenario LWR	43
Tabla 7-11. Costos de implantación de una central nuclear	44
Tabla 8-1. Clasificación de impactos en el Modelo	77
Tabla 8-2. Rangos para la clasificación de impactos.....	78
Tabla 8-3. Parámetros representativos de los escenarios de riesgo identificados	79
Tabla 8-4. Datos de partida del caso base para el análisis de escenarios de riesgo.....	80
Tabla 8-5. Resultado del caso base para el análisis de escenarios de riesgo.....	80
Tabla 8-6. Propuesta de valores de parámetros para plasmar los escenarios de riesgo.....	81
Tabla 8-7. Resultados del análisis de escenarios de riesgo	82

LISTA DE FIGURAS

Figura 3-1. Fases y actividades de la metodología utilizada	14
Figura 5-1. Distribución de costos durante el ciclo de vida.....	18
Figura 5-2. Interacciones entre los bloques del Modelo de Costos.....	19
Figura 6-1. Estructura de financiamiento y WACC	37
Figura 7-1 Comparativa de LCOE a tasa de 7% para los distintos escenarios analizados ..	44
Figura 7-2 Gráfico de tornado de la sensibilidad del LCOE a un 10% de variación.....	45
Figura 7-3 Peso de cada concepto principal de costo en el LCOE	46
Figura 7-4 LCOE, precio mínimo de la electricidad e inversión para distintos números de unidades por planta.....	47
Figura 7-5 LCOE, precio mínimo de la electricidad e inversión para distintas potencias por unidad.....	47
Figura 7-6 LCOE, precio mínimo de la electricidad e inversión para distintos números de unidades SMR por planta.	48
Figura 7-7 Precio mínimo del proyecto y del inversionista en función del modelo de propiedad (público vs privado).	49
Figura 7-8 Precio mínimo del proyecto y del inversionista en función del costo de capital (Ke).	49
Figura 7-9 Precio mínimo del proyecto y del inversionista en función del tipo de interés de la deuda senior.	50
Figura 7-10 LCOE y precio mínimo de la electricidad para distintas estructuras de financiamiento (fondos ajenos vs. Propios).	51

Figura 8-1. Matriz de escenarios de riesgo y factores críticos 76
Figura 8-2. Distribución de los rangos de clasificación de impacto 77

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS Y SIGLAS

ASN	<i>Autorité de Sûreté Nucléaire</i>
CAPM	<i>Capital Asset Pricing Model</i>
CEA	Comisión de Evaluación Ambiental
CNM	Constructora Nueva Maipo
CNP	Central Nuclear de Potencia
CNPE	Consejo Nacional de Políticas Energéticas
COA	<i>Code of Accounts</i>
CORFO	Corporación de Fomento de la Producción
CCHEN	Comisión Chilena de Energía Nuclear
DECON	<i>Immediate dismantling & decommissioning</i> (Desmantelamiento Inmediato)
EDF	<i>Électricité de France</i>
EMWGIF	<i>Economic Modeling Working Group of the Generation IV International Forum</i>
EPC	<i>Engineering, Procurement, and Construction</i>
EPR	<i>European Pressurized Reactor</i>
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
FOAK	<i>First of a kind</i> (el primero de su tipo)
HWR	<i>Heavy Water Reactor</i> (reactor de agua pesada)
IAEA	<i>International Atomic Energy Agency</i> (Organismo Internacional de la Energía Atómica, OIEA)
ICC	<i>International Chamber of Commerce</i> (Cámara de Comercio Internacional, CCI)
IPC	Índice de Precios del Consumidor
LCOE	<i>Levelized Cost of Electricity</i>
LWR	<i>Light Water Reactor</i> (reactor de agua ligera)
MIT	<i>Massachusetts Institute of Technology</i>
NEA	<i>Nuclear Energy Agency</i>
NOAK	<i>Nth of a kind</i> (el número n de su tipo)
NRC	<i>Nuclear Regulatory Commission</i>
OCDE	Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos

O&M	<i>Operation & Maintenance</i> (operación y mantenimiento)
PNP	Plan Nuclear de Potencia
PPA	Paridad del Poder Adquisitivo
PWR	<i>Pressurised Water Reactor</i> (Reactor de Agua a Presión)
SAFSTOR	<i>Safe Storage</i> (Almacenamiento seguro / Desmantelamiento diferido)
SIC	Sistemas Interconectados Central
SII	Sistema de Impuestos Internos
SING	Sistemas Interconectados Norte Grande
SMR	<i>Small Modular Reactor</i> (reactor modular de baja potencia)
TIR	Tasa Interna de Retorno
VAN	Valor Actual Neto
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>
WANO	<i>World Association of Nuclear Operators</i>
WNA	<i>World Nuclear Association</i>

1. ANTECEDENTES

Desde su creación en 1965, la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CCHEN) tiene como misión investigar, desarrollar y controlar las aplicaciones pacíficas de la energía nuclear, generando valor y bien público, y asegurando la protección del medioambiente y la seguridad de las personas. Entre todas las posibles aplicaciones, destaca la de generación de energía eléctrica; la posibilidad de un Plan Nuclear de Potencia (PNP) lleva varios años en discusión y evaluación en Chile.

Así pues, la CCHEN, en su calidad de organismo asesor del estado en materias relacionadas con los usos pacíficos de la energía nuclear, ha recibido el mandato de liderar el desarrollo de los estudios requeridos para que, durante el próximo proceso de evaluación de la Política Energética Nacional, la energía nuclear de potencia pueda ser considerada dentro de las opciones a evaluar para la matriz energética nacional.

Dentro de los temas relevantes a ser considerados, se encuentra el poder determinar la competitividad que la energía nuclear tendría ante otras tecnologías de generación existentes en la matriz energética, tanto en términos operacionales, como económicos y financieros. Se busca en definitiva evidenciar los desafíos desde la mirada técnico-económica, para dar cumplimiento entre otros, a las políticas establecidas en Energía 2050 y hacerse cargo de los distintos desafíos que enfrenta el sector energético considerando los cambios actuales y futuros que atravesará el sector.

En este contexto, la CCHEN ha contratado a IDOM, mediante la licitación con referencia 872-115-LP17 “Modelo y Estimación de Costos para una Central Nuclear de Potencia en Chile”, un servicio de asesoría para la estimación de los costos que tendría un proyecto de generación nucleoelectrónica en el país, evaluando tecnologías, así como sus riesgos financieros y factores críticos a lo largo del ciclo de vida de la central. En el documento de oferta técnica (1) ha quedado definido que las tecnologías a evaluar son las de Light Water Reactor (LWR), Heavy Water Reactor (HWR), y Small Modular Reactor (SMR).

2. OBJETO

El presente documento corresponde al Informe Final del proyecto “Modelo y estimación de costos para la implantación de una central nuclear en Chile” indicado en el documento de oferta técnica (1). El objeto del informe es recoger el trabajo realizado a lo largo de todo el proyecto, resumiendo así los resultados presentados en los Informes Parciales 1 (2) y 2 (3) y completando el análisis de sensibilidad sobre la rentabilidad del proyecto teniendo en cuenta los factores críticos habituales en el éxito o fracaso de proyectos comparables en Chile y en el resto del mundo. Junto a este informe se entrega la versión final del Modelo de Costos desarrollado en Excel para que la contraparte técnica pueda hacer estudios complementarios con nuevos datos y condiciones.

3. ALCANCE

La metodología utilizada para el desarrollo del proyecto de “Modelo y Estimación de Costos para una Central Nuclear de Potencia en Chile” se divide en 4 fases, tal y como muestra la Figura 3-1.

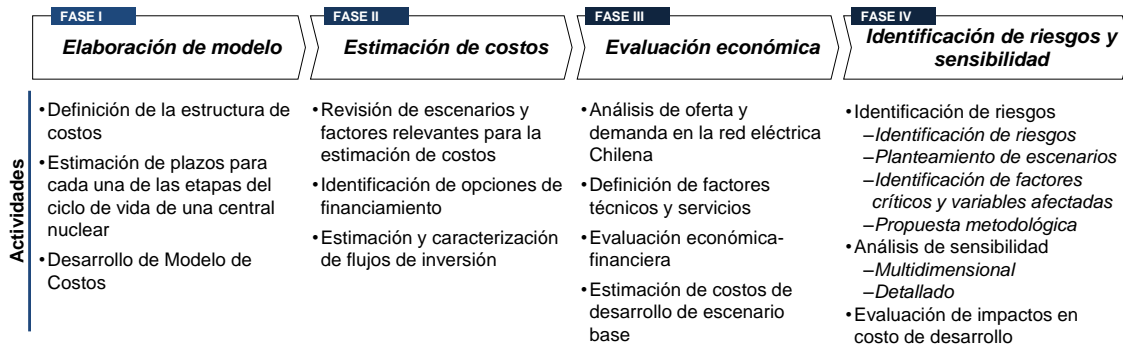


Figura 3-1. Fases y actividades de la metodología utilizada

El contenido del presente documento recoge las conclusiones de las Fases I, II y III así como la realización de las actividades de la Fase IV.

4. NORMATIVA DE APLICACIÓN

No aplica normativa.

5. ESTRUCTURA Y MODELO DE COSTOS

5.1. Estructura de costos

La estructura para el modelo de evaluación de los costos y la rentabilidad de un proyecto de implantación de una central nuclear en Chile se ha propuesto teniendo en cuenta:

- Estructuras de referencia (o *Code of Accounts* - COA) típicamente utilizadas en la valoración de costos de proyectos de nueva construcción en el sector nuclear. La principal referencia es la presentada en el documento *Cost Estimating Guidelines For Generation IV Nuclear Energy Systems* (4) del *Economic Modeling Working Group of the Generation IV International Forum (EMWGIF)*, que surge de una reformulación de la estructura propuesta por la *International Atomic Energy Agency (IAEA)*, localizada en el documento *Bid Invitation Specifications for Nuclear Power Plants* (5).
- La disponibilidad de datos en el sector, para poder dar estimaciones de cada una de las partidas.
- El objetivo del modelo y el uso que se espera que se le dé teniendo en cuenta que Chile se encuentra en una fase preliminar de evaluación de las posibilidades de un potencial plan nuclear de potencia. Así se entiende que el modelo debe permitir evaluar la rentabilidad del proyecto en función de cómo se definan una serie de condiciones generales de acuerdo con los distintos escenarios posibles. La estructura no está preparada para realizar estudios de mucho detalle, sino que está pensada para ser flexible y adaptable y así permitir evaluar las principales diferencias entre todo el abanico de escenarios que Chile se pueda plantear en esta fase de su plan nuclear de potencia.

Con todo esto, la estructura utilizada para el reparto de costos a lo largo del resto del proyecto es la siguiente:

ID 1 ^{er} nivel	ID 2 ^o nivel	ID 3 ^{er} nivel	Partida
10			Inversión inicial
	11		Pre-construcción
	12		Construcción Overnight
		121	<i>Mano de obra</i>
		122	<i>Materiales de construcción</i>
		123	<i>Equipos del sistema nuclear</i>
		124	<i>Equipos eléctricos y de generación</i>

ID 1 ^{er} nivel	ID 2 ^o nivel	ID 3 ^{er} nivel	Partida
		125	<i>Equipos de instrumentación y control</i>
		126	<i>Equipos mecánicos</i>
		127	<i>Ingeniería y Project management</i>
		128	<i>Contingencias</i>
	13		Puesta en marcha
	14		Costos de interconexión con la red eléctrica
	15		Costos de construcción de instalaciones para productos alternativos
	16		Costos financieros
20			Costos de la vida operativa
	21		Costos de operación
		211	<i>Personal</i>
		212	<i>Contratos de O&M</i>
		213	<i>Materiales, suministros, consumibles e insumos</i>
		214	<i>Inversiones</i>
	22		Costos del ciclo de combustible
		221	<i>Minería y conversión</i>
		222	<i>Enriquecimiento</i>
		223	<i>Fabricación</i>
		224	<i>Back-end</i>
	23		Impuestos y tasas
		231	<i>Seguros</i>
		232	<i>Tasas variables de operación</i>
		233	<i>Tributos fijos</i>
		234	<i>Impuestos sobre el beneficio</i>
	24		Costos financieros
	25		Costos de generación de instalaciones para productos alternativos
30			Desmantelamiento
	31		Mano de obra
	32		Equipamiento
	33		Disposición
	34		Otros

Tabla 5-1. Estructura detallada propia

Cabe destacar que la estructura cubre el ciclo de vida completo de una central nuclear. De acuerdo con la experiencia internacional, y pese a que en el modelo los periodos de construcción y operación se dejan abiertos a definición por parte del usuario, las distintas partidas se repartirían a lo largo del tiempo del siguiente modo:

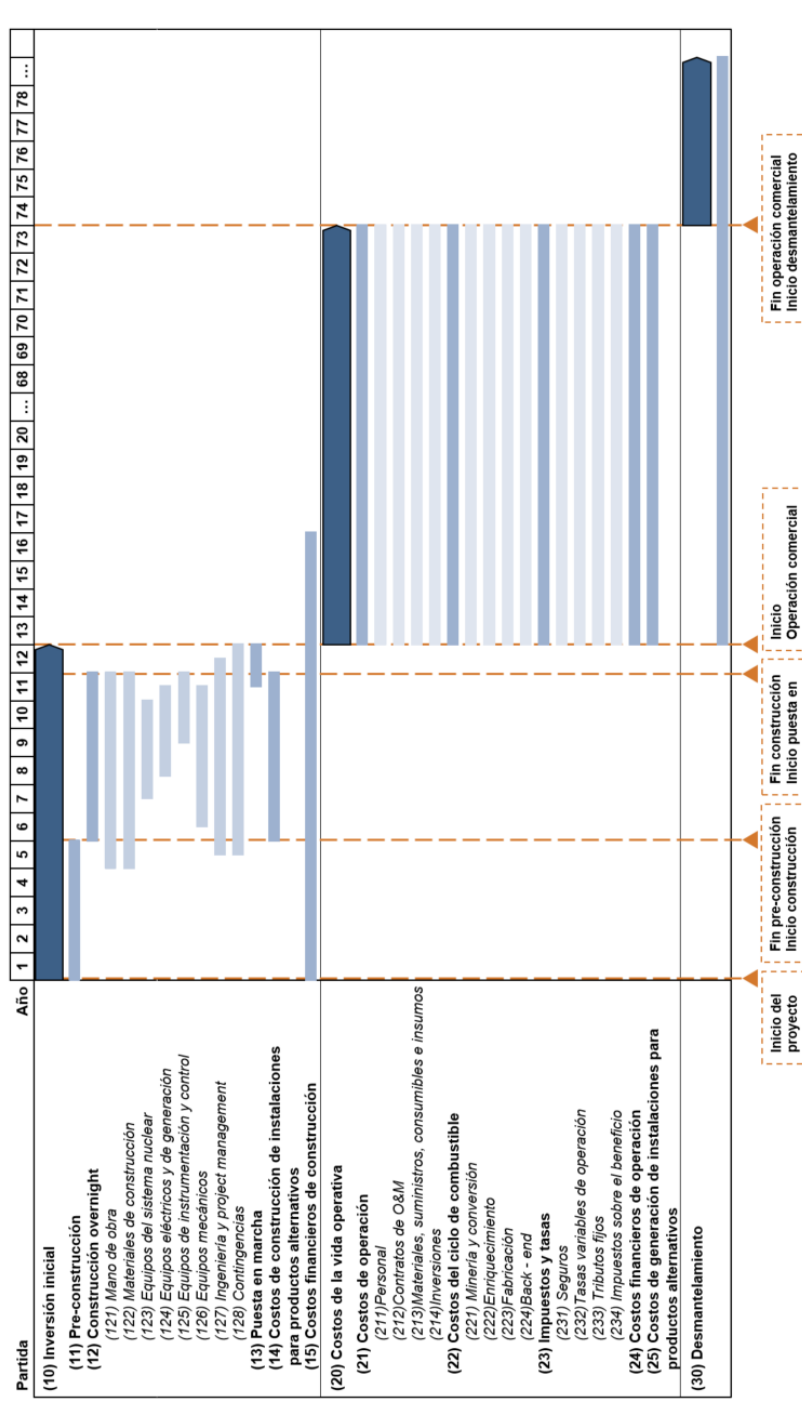


Figura 5-1. Distribución de costos durante el ciclo de vida

Además de los costos propiamente relacionados con la construcción, operación y desmantelamiento de una central nuclear, algunas partidas contemplan aplicaciones adicionales a la generación de energía eléctrica de acuerdo con los potenciales intereses de Chile.

5.2. Modelo de costos

El modelo de costos se ha desarrollado en Excel y permitirá a la CCHEN evaluar económicamente diferentes escenarios para el proyecto nuclear de potencia en Chile según las condiciones que defina. La Figura 5-2 presenta un diagrama esquemático de las interacciones entre los bloques del Modelo de Costos. De manera general, el modelo se compone por cinco bloques que interactúan entre sí para recibir la información del usuario (“inputs”), realizar los cálculos necesarios (“cálculos”) y finalmente regresar los resultados (“outputs”).

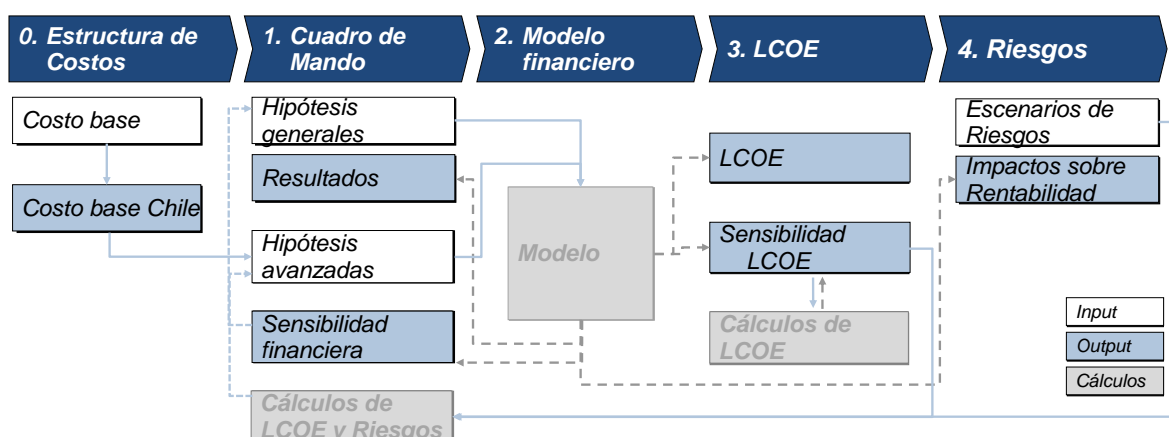


Figura 5-2. Interacciones entre los bloques del Modelo de Costos

En el primer bloque, “0. Estructura de Costos”, el usuario introduce el “Costo base” por partida para las distintas tecnologías nucleares programadas en el modelo: LWR, HWR y SMR. De manera predeterminada, los valores incluidos son los resultados del estudio de costos realizado en las primeras fases del proyecto (3) (véase la sección 6.1) pero se podrán modificar en caso de disponer de datos más ajustados a algún diseño concreto. Este mismo bloque, utiliza factores de ajuste propios del país para convertir el “Costo base” al “Costo base Chile” (véase la sección 6.2). Dichos ajustes también son modificables. Una vez ajustados los valores, son enviados al siguiente bloque.

En el segundo bloque, “1. Cuadro de Mando”, el usuario propone las “Hipótesis generales” e “Hipótesis avanzadas” que el modelo utilizará como escenario base. Los “Costos base Chile” son ajustados a la potencia y número de unidades definidos y, junto con el resto de hipótesis son cargados al siguiente bloque. Para facilitar su consulta, el bloque cuenta también con un resumen

de los principales “**Resultados**” de rentabilidad y costos procedentes de los cálculos realizados en el bloque subsecuente. La “**Sensibilidad financiera**” es un análisis en el que las principales hipótesis se varían dentro de un rango para identificar su impacto en la rentabilidad del proyecto, así, el rango de valores es cargado a las “**Hipótesis generales**” e “**Hipótesis avanzadas**” y calculados en el “**Modelo**”. Por limitantes propias del Excel, las tablas de sensibilidad deben estar en la misma hoja de cálculo que los resultados y celdas de introducción de hipótesis.

El tercer bloque, “**2. Modelo financiero**”, es el núcleo del Modelo de costos. Aquí, se cargan todas las hipótesis y se efectúan todos los cálculos necesarios para obtener los principales resultados de rentabilidad. Se utiliza tanto para los cálculos del escenario base, como para los resultados de la “**Sensibilidad financiera**”, algunos factores de la “**Sensibilidad del LCOE**” y la determinación de los “**Impactos sobre rentabilidad**” del bloque de “**4. Riesgos**”.

El cuarto bloque es el “**3. LCOE**”, aquí se calcula el costo nivelado de la electricidad (“**LCOE**”) del escenario base y se hace un análisis de sensibilidad sobre las principales variables que le impactan. Para algunas de estas variables, sus impactos se pueden calcular directamente, sin embargo, otras requieren una modelación completa, por lo que se cargan al bloque “**1. Cuadro de mando**” para su cálculo y son devueltas a “**3. LCOE**” para su consulta.

El último bloque es el “**4. Riesgos**”, aquí se analiza el impacto de ciertos riesgos modelables que impactan directamente la rentabilidad del proyecto. Partiendo de un análisis de riesgos típicos en proyectos nucleares y en proyectos de generación en Chile, se han definido una serie de riesgos y se ha asignado una variable crítica a cada uno (véase el apartado 8). Los cambios en las variables críticas son cargados al “**Cuadro de mando**” para su modelación y los resultados son devueltos a “**4. Riesgos**” para su consulta. Una vez devueltos los resultados de los escenarios, estos son clasificados de acuerdo a su impacto.

6. COSTOS BASE DE CADA PARTIDA Y FACTORES RELEVANTES PARA LA ESTIMACIÓN DE COSTOS Y LA RENTABILIDAD DEL PROYECTO

La estimación de los costos de las partidas indicadas en la Tabla 5-1 se ha realizado mediante una revisión detallada de documentación internacional que incluye estudios e informes de gobiernos, universidades, entidades de investigación, organismos y otras instituciones de reconocido prestigio como la *International Atomic Energy Agency*, la *Nuclear Energy Agency* (NEA), la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) o el *Electric Power Research Institute* (EPRI).

Asimismo, IDOM ha analizado documentación de diferentes tecnólogos y explotadores de centrales nucleares, y ha contactado con algunos de éstos de los que ha recibido información específica si bien confidencial.

Con todo ello, en base a los datos recopilados, las fuentes consultadas y a su propia experiencia en la industria nuclear, IDOM ha seguido una estrategia *Top-Down* para obtener estimaciones y rangos de costos para unos escenarios de referencia¹ (3), descritos en la Tabla 6-1. Las estimaciones de costos obtenidas se presentan en este informe en las tablas del apartado 6.1. Salvo que se indique lo contrario, los valores proporcionados en el presente documento se reflejan en Dólares USD de 2016.

Además, se han identificado factores con impacto sobre el costo del ciclo de vida de una central nuclear y la rentabilidad del proyecto, cuantificándose cómo impacta cada uno sobre el ciclo de vida y sobre el cálculo de la rentabilidad del proyecto, y se han introducido en el modelo para que el usuario los pueda ajustar, flexibilizando el modelo más allá de poder modificar los costos de referencia presentados en el apartado 6.1. Se han analizado, por una parte, factores propios de Chile, y, por otra parte, factores propios de proyectos de centrales nucleares de potencia. Estos factores se presentan en los apartados 6.2 y 6.3.

IDOM ha sido asesorado en todo el proceso por expertos internacionales del sector nuclear quienes han aportado su experiencia y conocimiento en las áreas en las que son especialistas

¹ Los costos del ciclo de vida de una central nuclear, así como la rentabilidad de su implementación y operación, dependen de un número de factores. Es por ello que se han definido unos escenarios de referencia para proporcionar unos costos base, que posteriormente el modelo ajusta según los factores que se le han definido.

además de realizar una revisión general del enfoque y las estimaciones en los distintos escenarios.

Escenarios de referencia			
Característica	LWR	HWR	SMR
Período de construcción (años)	6	6	4
Tipo de tecnología	-	-	PWR
Estado de desarrollo	NOAK	NOAK	NOAK
Unidades por emplazamiento	2	2	4
Potencia media por reactor (MWe)	1200	1200	100
Tecnología de desmantelamiento	DECON	DECON	DECON
Ciclo de combustible	Abierto	Abierto	Abierto
Factor de planta (%)	90	90	95
Terremoto de parada segura	0,3g	0,3g	0,3g

Tabla 6-1. Escenarios de referencia para la estimación de costos base de una central nuclear

6.1. Costos base de una central nuclear

Se presentan a continuación los valores finalmente obtenidos para las estimaciones de costos base de los escenarios de referencia. Consúltense el Informe Parcial 2 (3) para conocer la información al respecto de cómo se han obtenido estos valores, así como los rangos de confianza estimados para cada uno de ellos.

6.1.1. Inversión inicial

La Tabla 6-2 presenta los costos estimados para las partidas de la inversión inicial en los escenarios representativos de una central LWR, HWR y SMR.

Partida	LWR	HWR	SMR
11: Pre-construcción (costos fijos por planta, M\$)	262	262	262
12: Construcción Overnight (costos fijos, \$/kWe)	4.311,5	4.311,5	4.357,1
121: Mano de obra	1.097	1.097	861,8
122: Materiales de construcción	515,1	515,1	363,9
123: Equipos del sistema nuclear	572,3	572,3	1.134,8
124: Equipos eléctricos y de generación	534,2	534,2	383,0

Partida	LWR	HWR	SMR
125: Equipos de instrumentación y control	352,9	352,9	545,8
126: Equipos mecánicos	715,4	715,4	483,6
127: Ingeniería y Project management	524,6	524,6	584,1
128: Contingencias			
13: Puesta en marcha (costos fijos, \$/kWe)	228,9	716,4	225,0
14: Costos de interconexión con la red eléctrica (costos fijos por planta, M\$)			
15: Costos de construcción de instalaciones para productos alternativos (costos fijos por planta, M\$)			
16: Costos financieros			

Tabla 6-2. Costos asociados a la inversión inicial de los escenarios representativos LWR, HWR y SMR

Los costos de interconexión con la red eléctrica y los costos de construcción de instalación de productos alternativos se consideran costos fijos por planta, así que no dependen de la tecnología del reactor. En ambos casos, el modelo contiene unas herramientas que permiten al usuario seleccionar el escenario que desea analizar. Para la interconexión con la red eléctrica, el modelo permite al usuario modificar la cantidad de subestaciones y la longitud de tendido eléctrico de alta tensión. Como referencia se ha establecido un escenario con dos líneas de alta tensión de 50 km y dos subestaciones por línea. La Tabla 6-3 presenta el costo de interconexión con la red eléctrica del escenario de referencia seleccionado.

Costo de línea de transmisión de alta tensión (M\$)	
Partida	Valor promedio
14: Costos de interconexión	273

Tabla 6-3. Costos estimados de interconexión para el escenario de referencia

En relación con los costos de instalación de productos alternativos, el modelo permite escoger al usuario, en primer lugar, si desea plantear un escenario con desalinización por Ósmosis inversa o Destilación, y/o district heating. Para la desalinización, el costo depende de la cantidad agua potable que se desearía generar por día, mientras que para el district heating, el costo depende de la cantidad de calor que se quiera producir, el tiempo durante el cual se quiera realizar, y los kilómetros de línea de transporte que se necesitasen construir. La Tabla 6-4 presenta la estimación de costos de construcción de una desalinizadora con capacidad para producir

195.000 m³.d de agua potable, que es la que se incluye en los escenarios de estudio presentados en el apartado 7.

Costos de construcción de desalinización (M\$)		
Costo	Ósmosis inversa	Destilación
15: Costos de construcción de productos alternativos ²	256,2	288,6

Tabla 6-4. Costos de construcción de desalinización de un escenario de referencia

La Tabla 6-5 presenta la estimación de costos de construcción de district heating para un escenario en el que se desea producir 2.700 GWh térmicos durante 1.800 horas y es necesario construir 50 kilómetros de línea de transporte. Este escenario es el que se incluye en los escenarios de estudio presentados en el apartado 7.

Costo de construcción de district heating (M\$)	
Partida	Valor promedio
15: Costos de construcción de productos alternativos ³	790

Tabla 6-5. Costos de construcción de district heating para el escenario de referencia descrito

Respecto a los costos financieros, partida 16, el modelo permite al usuario introducir distintas estructuras de capital y tasas de interés y evaluar su impacto en la rentabilidad financiera. Además, el modelo también permite definir el periodo de carencia en el que, pese a que no se debe de repagar la deuda, esta sigue generando intereses.

6.1.2. Costos de la vida operativa

Los costos de la vida operativa de una central nuclear se dividen en costos de operación, costos del ciclo de combustible, impuestos y tasas, costos financieros, y costos de generación de productos alternativos. La Tabla 6-6 presenta los costos estimados de operación para los escenarios de referencia de las tres tecnologías.

² Multiplicando la producción por los costos unitarios de la tabla anterior

³ Sumando los costos fijos y los costos variables teniendo en cuenta los kilómetros de línea seleccionados y la energía térmica dedicada a district heating.

Partida	LWR		HWR		SMR	
	Fijo (\$/MW-año)	Variable (\$/MWh)	Fijo (\$/MW-año)	Variable (\$/MWh)	Fijo (\$/MW-año)	Variable (\$/MWh)
211: Personal	50.458	0	57.054	0	65.862	0
212: Contratos de O&M	48.092	2,1	54.378	2,6	62.774	2,7
213: Materiales	3.153	0	13.153	0	4.116	0
214: Inversiones	35.478	0	25.540	0	46.309	0

Tabla 6-6. Costos de operación para los escenarios de referencia LWR, HWR y SMR

Los costos de ciclo de combustible se han estimado considerando un ciclo abierto en los escenarios de referencia. El tipo de ciclo de combustible es uno de los factores analizados en el apartado 6.3, en el que se estima el costo de un ciclo cerrado. La Tabla 6-7 presenta los costos estimados de ciclo de combustible para las tres tecnologías.

Partida	LWR (\$/MWh)	HWR (\$/MWh)	SMR (\$/MWh)
22: Costos del ciclo de combustible	7,2	5,3	10,1
221: Minería y conversión	3,0	2,7	4,5
222: Enriquecimiento	1,9	0,0	2,8
223: Fabricación	0,9	1,2	1,4
224: Back-end	1,4	1,4	1,4

Tabla 6-7. Costos de ciclo de combustible de los escenarios de referencia LWR, HWR y SMR

Para la partida de impuestos y tasas, se ha tenido en consideración directamente el Sistema Tributario de Chile que, a nivel de aplicación y fiscalización, establece el Sistema de Impuestos Internos (SII). Se ha considerado que la explotación estará realizada por una persona jurídica nacional y que el valor capital de la central se corresponde con los costos “overnight”. Ante esta situación, los tributos aplicables son:

- Impuesto a la renta de primera categoría.
- Impuesto de patente comercial.
- Impuesto a los bienes raíces o territorial.

- Impuestos de segunda categoría y global complementario⁴.

Respecto a los Seguros, tras evaluar los diferentes modelos y escenarios internacionales, se ha decidido establecer, para las tres tecnologías, una cuota promedio para generar un fondo fiduciario suficiente para generar un seguro de responsabilidad civil ante accidentes nucleares, teniendo en cuenta las unidades y potencia, así como la variable de años de vida de los escenarios de referencia. La Tabla 6-8 presenta el costo estimado de la cuota de Seguros.

Costos de Seguros (\$/MW-año)	
Partida	Valor promedio
231: Seguros	4.375

Tabla 6-8. Costo estimado de la cuota de Seguros en operación

En relación a productos alternativos, los costos operativos de una planta de desalinización se han introducido en el modelo mediante ecuaciones que relacionan la capacidad de desalinización instalada en términos de cantidad agua potable (millones de m³) producida por día con el costo operativo de la propia instalación. Por lo tanto, al seleccionar la cantidad de agua potable a producir, el usuario también fija los costos de operación de esta instalación. La Tabla 6-9 indica los costos operativos para el escenario en el que se espera producir 195.000 m³.d.

Costos operativos de desalinización (M\$-año)		
Partida	Ósmosis inversa	Destilación
25: Costos de generación de instalaciones para productos alternativos	27,6	35,9

Tabla 6-9. Estimación de costos operativos de desalinización de un escenario de referencia

Por otra parte, los costos operativos de la instalación de district heating se consideran insignificantes en comparación con los costos operativos de la central nuclear. En consecuencia, no se incluyen en el modelo económico.

Finalmente, al igual que los costos de financiamiento en la construcción, los de operación dependerán de la estructura de capital definida y de la tasa de interés de la deuda. Los de

⁴ Se asumen incluidos en los costos de personal.

operación difieren de los de construcción en que los primeros no son capitalizados y se generan a partir de la puesta en marcha de la CNP.

6.1.3. Costos de desmantelamiento

Los costos de desmantelamiento de los escenarios de referencia se han estimado considerando un acercamiento DECON para la realización de las tareas de desmantelamiento. El tipo de desmantelamiento es uno de los factores analizados en el apartado 6.3, en el que se estima el costo de un acercamiento SAFSTOR. La Tabla 6-10 presenta la estimación de costos de desmantelamiento para el escenario de referencia LWR, HWR y SMR.

Partida	LWR/HWR (\$/kWe-año)	SMR (\$/kWe-año)
31: Mano de obra	11,1	15,7
32: Equipamiento	3,0	4,3
33: Disposición	4,7	6,7
34: Otros	8,9	12,6
30: Desmantelamiento	27,7	39,2

Tabla 6-10. Estimación de costos para la partida de desmantelamiento con tecnología DECON para los escenarios de referencia de LWR, HWR y SMR

6.2. Factores propios de Chile

Se entiende como factores propios de Chile, por un lado, aquellas características propias del país que tendrían un impacto sustancial sobre el costo total o la rentabilidad de una Central Nuclear de Potencia, y, por otro lado, el grado de implicación local en el proyecto. Concretamente, se incluyen en la valoración de la estimación los siguientes factores: sismicidad, mano de obra local, participación de la industria local, localización de la central, precio de la electricidad y servicio de potencia, y precio de venta de otros servicios.

6.2.1. Sismicidad

El estudio que Dames and Moore realizó para la CCHEN en el año 1978 para la selección de sitios para emplazamiento de una CNP en Chile concluyó que la aceleración pico del suelo del terremoto de parada segura sería de aproximadamente 0,6g. Este valor es el doble que el estipulado para las centrales de referencia (véase la Tabla 6-1), basado en la aceleración pico de suelo para el terremoto de parada segura del AP-1000 (6) y de numerosos otros diseños, que es de 0,3g. Tras evaluar el impacto sobre el proyecto que tendría diseñar y construir una central

nuclear para un terremoto de parada segura dos veces superior al normal, se ha estimado, en base a referencias consultadas y a la propia experiencia nuclear de IDOM, un sobrecosto para alguna de las partidas de la inversión inicial. La Tabla 6-11 presenta las estimaciones de sobrecosto introducidas en el modelo.

Sobrecosto por factor sismicidad	
Partida	Aumento
11: Pre-construcción	40 M\$
122: Materiales de construcción	20%
123: Equipos del sistema nuclear	10%
124: Equipos eléctricos y de generación	30%
125: Equipos de instrumentación y control	30%
126: Equipos mecánicos	15%

Tabla 6-11. Sobrecosto por factor sismicidad introducido en el modelo

El factor sismicidad se incluye en el modelo mediante los porcentajes de aumento indicados en la Tabla 6-11. Los costos estimados para los escenarios de referencia de las partidas afectadas se multiplican por el factor de aumento, o se adiciona una cantidad fija como en el caso de la Pre-construcción, para obtener el costo estimado de las partidas afectadas ya considerando el factor sismicidad. El modelo permite modificar dicho factor o anularlo en caso de incluir datos de entrada que ya incorporen el ajuste sísmico.

6.2.2. Mano de obra local

Una de las principales características de cada país es su propia mano de obra local. Su costo tiene un claro impacto sobre los costos generales del proyecto, pudiendo abaratar o encarecer las partidas siguientes:

- 121 Mano de obra (en construcción)
- 127 Ingeniería y Project Management
- 211 Personal (en operación)
- 31 Mano de obra (en desmantelamiento)

Tras analizar las características de los trabajos a los que hacen referencia las partidas indicadas, se estiman los porcentajes de participación de mano de obra local presentados en la Tabla 6-12. Los porcentajes de participación local se pueden ajustar en el modelo.

Porcentaje de mano de obra local			
Partida	LWR	HWR	SMR
121: Mano de obra (en construcción)	90%	90%	75%
127: Ingeniería y Project management	60%	60%	60%
211: Personal	100%	100%	100%
31: Mano de obra (en desmantelamiento)	90%	90%	90%

Tabla 6-12. Estimación de porcentajes de participación de mano de obra local

Para ajustar los costos de mano de obra al escenario de implantación en Chile, se han comparado los salarios anuales promedio de Chile con el promedio de los países de la OECD. Si bien la tendencia general ha sido positiva, se ha utilizado un valor promedio histórico de 70% (promedio 2008-2016) para el ajuste de costos dentro del modelo. No obstante, el usuario puede cambiar esta hipótesis en los anexos del Modelo.

6.2.3. Participación de la industria local

Análogamente a la participación de mano de obra local, también hay que tener en cuenta la participación de la industria local en la provisión de materiales y componentes, así como de servicios técnicos. Asumiendo que en el caso de Chile el programa nuclear sería de menor escala que el de un país con una fuerte apuesta por la energía nuclear, se han introducido en el modelo los porcentajes de participación presentados en la Tabla 6-13. No obstante, los porcentajes de participación local se pueden ajustar en el modelo.

Porcentaje de participación de la industria local	
Partida	LWR/HWR/SMR
122: Obra Civil	90%
123: Equipos del sistema nuclear	0%
124: Equipos eléctricos y de generación	50%
125: Equipos de instrumentación y control	50%
126: Equipos mecánicos	60%
212: Contratos de O&M	60%
213: Materiales	50%
214: Inversiones	50%
32: Equipamiento	90%

Tabla 6-13. Estimación del porcentaje de participación de la industria local

El porcentaje de participación de la industria local es multiplicado por un factor de conversión derivado de la media entre el Índice de Precios al Consumidor (IPC) y la Paridad de Poder Adquisitivo (PPA) de Chile contra la media de la Unión Europea (28 países) para plasmar la influencia de la industria local en el modelo. La Tabla 6-14 muestra el factor de conversión calculado mediante los datos encontrados.

Ajuste para participación de la Industria nacional	Factor de Ajuste IPC		Factor de Ajuste PPA		Promedio
	Base EEUU	Base EU (28)- Inverso	Base EEUU - Inverso	Base EU (28) - Inverso	
OECD- Europea	114,3	1,00	0,81	1,00	1,00
Chile	126,1	0,91	0,58	0,71	0,81
EEUU	100,0	1,14	1,0	1,24	1,19

Tabla 6-14. Estimación de factor de ajuste de costos por participación de empresas nacionales y uso de materiales locales

6.2.4. Localización de la central

Si bien tecnológicamente la localización de la central no tiene afectación sobre el costo de vida de una central nuclear y la rentabilidad del proyecto en el nivel de detalle del estudio actual, de la localización dependerá el nodo al que se conecte la central y la infraestructura de conexión necesaria. El modelo da la opción de seleccionar un nodo concreto del sistema eléctrico chileno y así definir el precio de la energía en dicho nodo (ver apartado siguiente). En cuanto a la infraestructura de conexión necesaria, el modelo permite seleccionar el número de subestaciones y los kilómetros de línea necesarios. Al no conocer la localización de la posible central los escenarios de estudio asumen las hipótesis consideradas para el escenario de referencia presentado en el apartado 6.1.1.

6.2.5. Precio de la electricidad y servicio de potencia

Se distinguen en Chile los siguientes modelos de venta de energía eléctrica en la fase generación:

- **Precio de Nudo:** es el precio regulado efectuado a la demanda de las empresas concesionarias de distribución.
- **Contrato de compraventa:** se realizan a precios libremente pactados entre los generadores y clientes finales con potencia superior a 5 MW (grandes clientes).

- **Precio spot:** precio que se cobra en el mercado por la compraventa de electricidad entre generadores, con el objetivo de garantizar la eficiencia y la seguridad del sistema establecido por el Coordinador Eléctrico Nacional.

El modelo incluye la posibilidad de ajustar el precio de venta de la electricidad al precio por nudo o introducir un valor definido por el usuario. Esta última opción es útil para valorar los impactos en los cambios del precio de la electricidad en la rentabilidad de la CNP. La opción de ajustar los precios de electricidad al precio de nudo, incluye la alternativa de usar los precios actuales o de proyectar al precio de venta futuro.

6.2.6. Precio de venta de agua potable y vapor

De forma adicional a la venta de electricidad y servicio de potencia, la CNP podría tener usos complementarios como la venta de agua potable obtenida por desalinización y la venta de vapor de baja presión para district heating y procesos industriales.

Respecto a la venta de agua potable, mediante un análisis comparativo entre los precios promedio de venta de agua potable de servicios no punta de noviembre de 2017 y 2016, se ha concluido que los precios de venta varían entre 0,75 y 2,30 \$/m³, incrementándose de promedio un 0,9% anual. El modelo considera el precio promedio de 1,38 \$/m³, modificable por el usuario.

Por otro lado, al no contar con precios de venta de vapor en Chile, se ha realizado un *benchmark* de precio en otros países donde este tipo de servicio es común del que se obtiene un rango de 16,4 a 125,6 \$/MWth con una mediana de 75,3 \$/MWth. En el modelo se introduce un valor conservador, modificable por el usuario, de 60 \$/MWth.

6.3. Otros factores relevantes

6.3.1. Tiempo de construcción

El tiempo de construcción de una central nuclear es uno de los elementos críticos en el control de costos de la misma, y muchos son los casos en los que la construcción se alarga por motivos que pueden ir desde una mala gestión del proyecto hasta errores de diseño pasando por asuntos regulatorios (véase el apartado 8.1.2). Como mínimo, el alargamiento del tiempo de construcción conlleva tener más tiempo a la mano de obra, ingeniería y Project management contratada y un importante sobre costo a nivel financiero al tener que alargar el período de préstamo y por lo tanto aumentar el valor de los intereses. El modelo recoge estos dos sobre costos al definir un tiempo de construcción superior al habitual.

6.3.2. Número de unidades

El factor de escala asociado al número de unidades por central presenta beneficios en todas las fases del ciclo de vida de la central puesto que se optimiza el uso de recursos (humanos y de materiales) tanto en el propio emplazamiento como en los suministradores. Con el fin de tener en cuenta el factor de escala respecto a las estimaciones realizadas sobre el caso de referencia, se ha definido una función en base a algunos datos disponibles, referencias con estudios de detalle, y al conocimiento de los expertos (3).

En fase de construcción y de desmantelamiento se considera el factor de escala definido en la Tabla 6-15:

1 unidad	2 unidades	3 unidades	4 unidades
1,16	1,00	0,9	0,83

Tabla 6-15. Factor de escala por número de unidades para LWR y HWR

Los datos de la Tabla 6-15 se ajustan con la ecuación:

$$\text{factor escala por número de unidades} = -0,24 * \ln(n^{\circ} \text{ unidades}) + 1,163$$

En operación la reducción al pasar de 1 unidad a 2 unidades se estima mayor:

1 unidad	2 unidades	3 unidades	4 unidades
1,30	1,00	0,9	0,83

Tabla 6-16. Factor de escala por número de unidades para los costos de operación

Para los SMR:

1 unidad	2 unidades	3 unidades	4 unidades	5 unidades	6 unidades	8 unidades	12 unidades
1,244	1,135	1,071	1,025	0,990	0,961	0,916	0,852

Tabla 6-17. Factor de escala por número de unidades para LWR y HWR

Los datos de la Tabla 6-17 se ajustan con la ecuación:

$$\text{factor escala por potencia} = -0,158 * \ln(n^{\circ} \text{ unidades}) + 1,244$$

6.3.3. Potencia del reactor por unidad

La potencia del reactor por unidad lleva igualmente asociado un factor de escala que supone que los costos no aumentan proporcionalmente con la potencia. Por ejemplo, se necesita prácticamente el mismo personal para operar una central de 1.000 MWe que una de 1.400 MWe. Con el fin de tener en cuenta el factor de escala respecto a las estimaciones realizadas sobre el caso de referencia, se ha definido una función en base a algunos datos disponibles, referencias con estudios de detalle, y al conocimiento de expertos (3).

600 MW	900 MW	1000 MW	1200 MW	1350 MW	1400 MW	1600 MW
1,34	1,14	1,09	1,00	0,95	0,94	0,9

Tabla 6-18. Factor de escala por potencia

Los datos de la Tabla 6-18 se ajustan con la ecuación:

$$factor\ escala\ por\ potencia = -0,459 * \ln(P) + 4,267$$

La ecuación se aplica en construcción, operación y desmantelamiento de LWR y HWR.

Para los SMR, los datos disponibles son escasos y basados en estimaciones por lo que no se aplica factor de escala. La posible variación de los costos en función de la potencia se puede representar moviendo los costos dentro del rango propuesto. Esta aproximación es de hecho conservadora al aumentar la potencia por unidad de SMR.

6.3.4. Tipo de ciclo de combustible

La industria nuclear de generación de energía eléctrica plantea dos tipos de ciclos de combustible: el ciclo abierto y el ciclo cerrado. La principal diferencia entre ambos acercamientos radica en el tratamiento del combustible gastado, con lo que la elección al respecto del tipo de ciclo de combustible afecta principalmente al costo del *back-end*. En base a las referencias analizadas (3), se ha estimado que el costo del *back-end* de un ciclo cerrado es 2,21 veces superior que el costo del *back-end* de un ciclo abierto, tanto para la tecnología LWR, como para la SMR. También podría realizarse la misma consideración para la tecnología HWR, pero se ha de tener en cuenta que el reprocesamiento del combustible gastado de un reactor HWR no es atractivo (7) debido a la baja fracción de Uranio-235 y Plutonio que contiene. La Tabla 6-19 presenta la estimación de costos de ciclo de combustible cerrado para LWR y SMR.

Partida	LWR (\$/MWh)	SMR NOAK (\$/MWh)
22: Costos del ciclo de combustible	9,0	11,9
221: Minería y conversión	3,0	4,5
222: Enriquecimiento	1,9	2,8
223: Fabricación	0,9	1,4
224: Back-end	3,2	3,2

Tabla 6-19. Estimación de costos de ciclo de combustible cerrado para centrales de tecnología LWR

El modelo permite al usuario seleccionar el tipo de ciclo de combustible que desee incorporar en la evaluación económico-financiera del proyecto. Si selecciona un ciclo de combustible cerrado, se multiplica la estimación de la partida 224: Back-end obtenida para un ciclo abierto por el factor 2,21 indicado anteriormente.

6.3.5. Tipo de desmantelamiento

La tecnología SAFSTOR se diferencia de la DECON en que los trabajos de descontaminación y desmantelamiento del emplazamiento no empiezan inmediatamente después del cese de la operación de la central, sino que se mantiene el emplazamiento en reposo durante un periodo de latencia determinado con el objetivo de permitir que disminuya la actividad de las estructuras, sistemas, y componentes de la central, y a posteriori se realizan estos trabajos. De esta manera, las tareas de descontaminación y desmantelamiento se realizan en ambientes de menor dosis radioactiva, sin la necesidad de utilizar ni las medidas de protección ni los equipos especializados propios del acercamiento DECON. Por el contrario, el emplazamiento necesita ser protegido y gestionado durante un tiempo más longevo que para la tecnología DECON. Ambas diferencias causan que los costos de desmantelamiento mediante tecnología SAFSTOR puedan ser diferentes que los asociados a la tecnología DECON.

Respecto a la tecnología LWR y HWR, en base a las referencias analizadas (3), se han estimado porcentajes de aumento o disminución de los costos de las partidas de desmantelamiento presentes en la estructura de costos. La Tabla 6-20 muestra los porcentajes de aumento o disminución estimados.

LWR - HWR porcentaje de aumento (+) o disminución (-)		
Partida	Porcentaje (%)	Razón
31: Mano de obra	+16	Una mayor duración de la etapa de desmantelamiento implica costos adicionales de personal, principalmente asociados a la gestión del emplazamiento y los servicios de seguridad.
32: Equipamiento	-39	El desarrollo de las tareas de descontaminación y desmantelamiento en ambientes menos agresivos implica un ahorro en equipamiento.
33: Disposición	-10	Los residuos tienen una menor actividad radioactiva con lo que su gestión, tratamiento, y traslado es más económico.
34: Otros	+33	Una mayor duración de la etapa de desmantelamiento implica costos adicionales de tasas y seguros y un mayor consumo de energía.

Tabla 6-20. Porcentajes de aumento y disminución de los costos de las partidas de desmantelamiento considerando las diferencias entre tecnología SAFSTOR y DECON

Aplicando estos porcentajes a los costos presentados en la Tabla 6-10, se obtiene la estimación del costo de desmantelamiento para la tecnología SAFSTOR en los escenarios de referencia indicados para las tecnologías LWR y HWR. La Tabla 6-21 presenta dicha estimación:

Costos de desmantelamiento para LWR/HWR (\$/kWe-año)	
Partida	Valor promedio
31: Mano de obra	12,8
32: Equipamiento	1,9
33: Disposición	4,2
34: Otros	10,0
30: Desmantelamiento	29,0

Tabla 6-21. Estimación de costos de desmantelamiento para la tecnología SAFSTOR en los escenarios de referencia de LWR y HWR

Respecto a reactores de tecnología SMR, las referencias consultadas indican que, debido a sus características técnicas, y para el caso de la tecnología de desmantelamiento SAFSTOR, los costos de desmantelamiento por kilovatio eléctrico instalado de un reactor SMR se reducirían en un 13 por ciento en comparación con los de un reactor LWR o HWR de potencia instalada similar. Teniendo en cuenta este dato y el factor de escala (3), se obtiene la estimación de costos de desmantelamiento SAFSTOR para tecnología SMR presentada en la Tabla 6-22.

Costos de desmantelamiento para SMR (\$/kWe-año)

Partida	Valor promedio
31: Mano de obra	22,9
32: Equipamiento	3,3
33: Disposición	7,6
34: Otros	17,9
30: Desmantelamiento	51,7

Tabla 6-22. Estimación de costos de desmantelamiento para la tecnología SAFSTOR en el escenario de referencia de SMR

El modelo permite al usuario seleccionar el tipo de desmantelamiento que desee incorporar en la evaluación económico-financiera del proyecto. En caso de que se seleccione el acercamiento SAFSTOR, se aplican los valores estimados indicados en la Tabla 6-21 o Tabla 6-22 en lugar de los costos estimados de desmantelamiento del acercamiento DECON presentados en la sección 6.1.3.

6.3.6. Modelo de propiedad

El modelo de propiedad de la CNP, entendido como la participación del sector público y privado en la inversión del proyecto (*equity*), impacta en dos factores clave: los Impuestos Sobre Beneficio y el Costo del Capital Propio (K_e).

De acuerdo con la Circular SII N° 52, 10.10.2014 y el Artículo 2 del D.L. No. 2.398, de 1978, las empresas de propiedad pública chilenas deben contribuir al estado con un impuesto del 67% sobre el beneficio, mientras que las empresas de propiedad privada con el 27%.

El Costo de Capital Propio (K_e) representa la Tasa Interna de Retorno (TIR) mínima esperada por los inversionistas del proyecto. Para el caso del sector público, se utiliza un Costo de Capital Propio (K_e Público) de 6,0% definido por la CCHEN como tasa social para proyectos del estado. Para el sector privado se calcula el Costo de Capital Propio (K_e Privado) teórico con base en el Modelo de Valoración de Activos Financieros o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM).

El modelo permite al usuario elegir entre dos cálculos de CAPM, uno con la Tasa libre de Riesgo EEUU y otro con base en la Tesorería General de la República (2,5%, bono a 10 años en EEUU; 4,6%, BTP-10), ambos utilizan un valor beta promedio de 0,81, la prima de riesgo de inversión de país Chile (6,55%), y la prima de riesgo nuclear dentro del rango sugerido por MIT (8) (2,5%). Con lo anterior, se obtiene un costo de fondos propios privados de 7,8% a 8,2%.

Al ponderar el Ke Privado y Ke Público por la participación de cada sector (a definir en el modelo) se obtiene un Ke global que representa el Costo de Fondos Propios del *equity*.

6.3.7. Financiación

Otro de los factores incorporados al modelo es la estructura de la financiación y sus condiciones. El modelo considera la estructura del capital, donde el usuario incorpora el porcentaje de los fondos ajenos (deuda *senior*) y de los fondos propios (*equity*). Para los fondos ajenos (deuda *senior*) se indica la tasa de interés, el periodo de carencia y el plazo de pagos. Durante este plazo de carencia, típicamente el mismo número de años que lo que dura la construcción de la primera unidad, el inversionista no paga los costos financieros, pero los intereses anuales aplican sobre la deuda inicial. Para incorporar estos supuestos de la estructura del financiamiento, se utiliza el Costo Medio Ponderado de Capital (WACC⁵ por sus siglas en inglés).

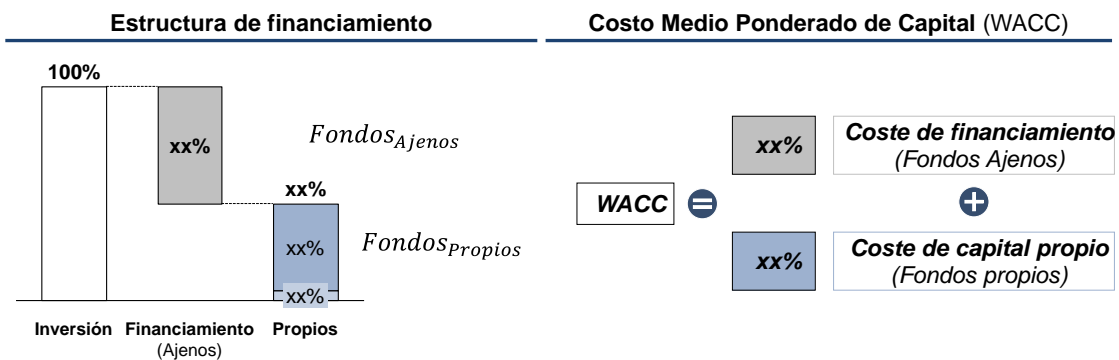


Figura 6-1. Estructura de financiamiento y WACC

El WACC pondera el Ke global del público y privado que participan en el *equity* con el costo de financiamiento.

⁵ WACC: Weighted Average Cost of Capital.

7. COSTO Y RENTABILIDAD DE LOS CASOS ANALIZADOS

De acuerdo con los intereses de la contraparte técnica (CCHEN, Ministerio de Energía y Comisión Nacional de Energía), y en base a la experiencia de IDOM, se definieron unos escenarios que se consideraron representativos de un posible proyecto nuclear en Chile y que se analizaron en el Informe Parcial 2 (3). Se recoge a continuación un resumen de los resultados obtenidos.

7.1. Escenarios analizados

7.1.1. Escenario base LWR

Los datos de partida que definen este escenario son los siguientes:

Factor	Unidades	Escenario base LWR
HIPÓTESIS GENERALES		
Fecha de construcción	(año)	2028
Período construcción	(años)	6
Período operación	(años)	60
Precio de la electricidad	US/MWh	70,0
Precio de potencia	US/kW/mes	8,2
Potencias de unidad		
LWR	MW(e)	1.200
Número de unidades de la central	Unidades	2
Factor de Planta	S/D	0,90
Tasa de Descuento LCOE	%	6,0%
Otras Aplicaciones		No
HIPÓTESIS AVANZADAS		
Participación		
Público	%	100,0%
Privado	%	0,0%
Estructura de Capital		
Fondos Ajenos	%	60,0%
Fondos Propios (Equity)	%	40,0%

Tabla 7-1. Datos de partida para el escenario base LWR

Los resultados obtenidos mediante el Modelo de Costos son los presentados en la Tabla 7-2.

Escenario base LWR	
Rentabilidad del PROYECTO	
TIR Proyecto	2,4%
VAN Proyecto @ WACC (mill.)	USD (4.726)
WACC	5,5%
Payback Proyecto	38 años
Rentabilidad del INVERSIONISTA (equity)	
TIR Inversionista	1,9%
VAN Inversionista @ Ke (mill.)	USD (3.221)
Costo de Capital (Ke)	6,0%
Payback Inversionista	52 años
Costo por kWe y LCOE	
Costo (\$/kWe) *con financieros, sin IVA	USD/kW 5.163
LCOE *con financieros, sin IVA	USD/MWh 79,7

Tabla 7-2. Resultados del escenario base LWR

7.1.2. Escenario base HWR

Los datos de partida que definen este escenario son los siguientes:

Factor	Unidades	Escenario base HWR
HIPÓTESIS GENERALES		
Fecha de construcción	(año)	2028
Período construcción	(años)	6
Período operación	(años)	60
Precio de la electricidad	US/MWh	70,0
Precio de potencia	US/kW/mes	8,2
Potencias de unidad		
HWR	MW(e)	1.200
Número de unidades de la central	Unidades	2
Factor de Planta	S/D	0,90
Tasa de Descuento LCOE	%	6,0%
Otras Aplicaciones		No
HIPÓTESIS AVANZADAS		
Participación		
Público	%	100,0%
Privado	%	0,0%
Estructura de Capital		
Fondos Ajenos	%	60,0%
Fondos Propios (Equity)	%	40,0%

Tabla 7-3. Datos de partida del escenario HWR

Los resultados obtenidos mediante el Modelo de Costos son:

Escenario base HWR	
Rentabilidad del PROYECTO	
TIR Proyecto	2,1%
VAN Proyecto @ WACC (<i>mill.</i>)	USD (5.512)
WACC	5,5%
Payback Proyecto	41 años
Rentabilidad del INVERSIONISTA (<i>equity</i>)	
TIR Inversionista	1,4%
VAN Inversionista @ Ke (<i>mill.</i>)	USD (3.693)
Costo de Capital (Ke)	6,0%
Payback Inversionista	56 años
Costo por kWe y LCOE	
Costo (\$/kWe) *con financieros, sin IVA	USD/kW 5.660
LCOE *con financieros, sin IVA	USD/MWh 84,0

Tabla 7-4 Resultados del escenario base HWR

7.1.3. Escenario base SMR

Los datos de partida que definen este escenario son los siguientes:

Factor	Unidades	Escenario base SMR
HIPÓTESIS GENERALES		
Fecha de construcción	(año)	2028
Período construcción	(años)	4
Período operación	(años)	60
Precio de la electricidad	US/MWh	70,0
Precio de potencia	US/kW/mes	8,2
Potencias de unidad		
HWR	MW(e)	100
Número de unidades de la central	Unidades	2 (x2)
Factor de Planta	S/D	0,95
Tasa de Descuento LCOE	%	6,0%
Otras Aplicaciones		No
HIPÓTESIS AVANZADAS		
Participación		
Público	%	100,0%
Privado	%	0,0%
Estructura de Capital		
Fondos Ajenos	%	60,0%
Fondos Propios (<i>Equity</i>)	%	40,0%

Tabla 7-5. Datos de partida del escenario base SMR

Los resultados obtenidos mediante el Modelo de Costos son:

Escenario base SMR	
Rentabilidad del PROYECTO	
TIR Proyecto	1,5%
VAN Proyecto @ WACC (<i>mill.</i>)	USD (1.182)
WACC	5,5%
Payback Proyecto	46 años
Rentabilidad del INVERSIONISTA (<i>equity</i>)	
TIR Inversionista	n.a
VAN Inversionista @ Ke (<i>mill.</i>)	USD (716)
Costo de Capital (Ke)	6,0%
Payback Inversionista	n.a
Costo por kWe y LCOE	
Costo (\$/kWe) *con financieros, sin IVA	USD/kW 5.837
LCOE *con financieros, sin IVA	USD/MWh 91,7

Tabla 7-6. Resultados del escenario base SMR

7.1.4. Escenario propuesto por CCHEN

Los datos de partida que definen este escenario son los siguientes:

Factor	Unidades	Escenario base LWR
HIPÓTESIS GENERALES		
Fecha de construcción	(año)	2028
Período construcción	(años)	6
Período operación	(años)	60
Precio de la electricidad	US/MWh	70,0
Precio de potencia	US/kW/mes	8,2
Potencias de unidad		
LWR	MW(e)	600
Número de unidades de la central	Unidades	2
Factor de Planta	S/D	0,90
Tasa de Descuento LCOE	%	6,0%
Otras Aplicaciones		No
HIPÓTESIS AVANZADAS		
Participación		
Público	%	100,0%
Privado	%	0,0%
Estructura de Capital		
Fondos Ajenos	%	60,0%
Fondos Propios (<i>Equity</i>)	%	40,0%

Tabla 7-7. Datos de partida del escenario base sugerido por la CCHEN

Los resultados obtenidos mediante el Modelo de Costos son:

Escenario propuesto por CCHEN	
Rentabilidad del PROYECTO	
TIR Proyecto	1,3%
VAN Proyecto @ WACC (<i>mill.</i>)	USD (4.043)
WACC	5,5%
Payback Proyecto	50 años
Rentabilidad del INVERSIONISTA (<i>equity</i>)	
TIR Inversionista	n.a
VAN Inversionista @ Ke (<i>mill.</i>)	USD (2.446)
Costo de Capital (Ke)	6,0%
Payback Inversionista	n.a
Costo por kWe y LCOE	
Costo (\$/kWe) *con financieros, sin IVA	USD/kW 6.875
LCOE *con financieros, sin IVA	USD/MWh 103,3

Tabla 7-8. Resultados del escenario propuesto por la CCHEN

7.1.5. Escenarios base LWR con otras aplicaciones

Para estos escenarios se parte de los datos del escenario base LWR y se añade una aplicación adicional:

Escenario base LWR con otra aplicaciones		
con Desalinización		
Tecnología		Ósmosis inversa
Capacidad de desalinización	<i>Miles de m³·d</i>	195
Precio de venta por m ³ de agua	<i>US/m³</i>	1,38
con District Heating		
Capacidad de producción de vapor	<i>GW th</i>	2.700
Precio de venta de vapor	<i>US/MW th</i>	60.00
Horas de operación anuales	<i>Horas/año</i>	1.800

Tabla 7-9 Otras aplicaciones evaluadas

Los resultados obtenidos mediante el Modelo de Costos son los indicados en la Tabla 7-10.

	Escenario base LWR	con desalinización	con district heating
Rentabilidad del PROYECTO			
TIR Proyecto	2,4%	2,5%	2,2%
VAN Proyecto @ WACC (<i>mill.</i>)	USD (4.726)	USD (4.707)	USD (5.390)
WACC	5,5%	5,5%	5,5%
Payback Proyecto	38 años	38 años	40 años
Rentabilidad del INVERSIONISTA (<i>equity</i>)			
TIR Inversionista	1,9%	2,1%	1,4%
VAN Inversionista @ Ke (<i>mill.</i>)	USD (3.221)	USD (3.213)	USD (3.631)
Costo de Capital (Ke)	6,0%	6,0%	6,0%
Payback Inversionista	52 años	50 años	56 años
Costo por kWe y LCOE			
Costo (\$/kWe) *con financieros, sin IVA	5.163	5.283	5.534
LCOE (USD/MWh) *con financieros, sin IVA	79,7	81,9	95,7

Tabla 7-10. Comparación de los resultados con productos alternativos para el escenario LWR

7.1.6. Observaciones

Se presentan a continuación algunas observaciones que se desprenden de los resultados obtenidos, así como del análisis de sensibilidad. Se evalúa igualmente el impacto de algunas de las características del proyecto sobre la rentabilidad del mismo con el objetivo de servir como guía para cuando se quiera buscar el escenario óptimo.

Los valores de LCOE obtenidos son coherentes con los datos encontrados en la industria. La Figura 7-1 recoge, para cada uno de los escenarios, el LCOE calculado con una tasa de descuento del 7% para poder compararlos con otros datos bibliográficos también descontados al 7%.

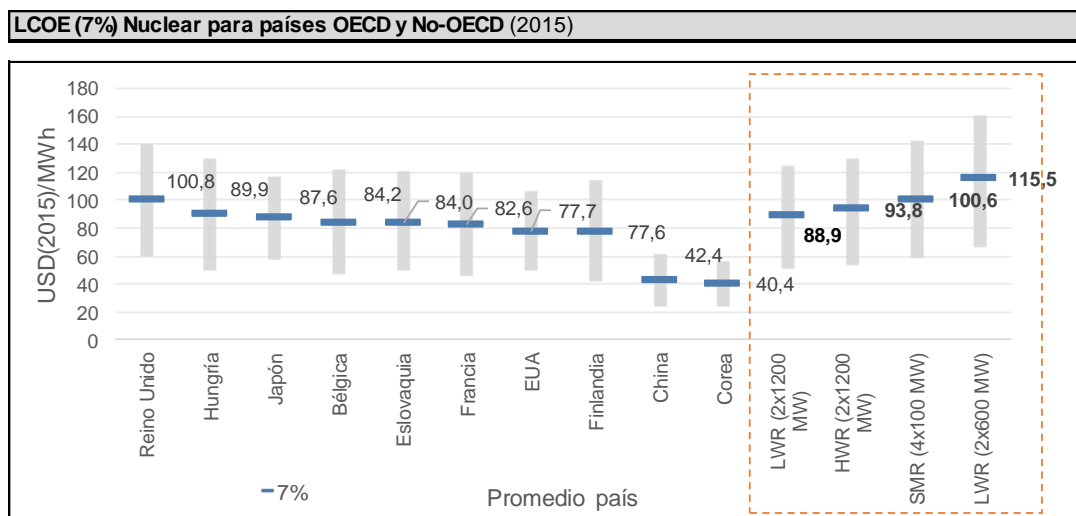


Figura 7-1 Comparativa de LCOE a tasa de 7% para los distintos escenarios analizados

Los datos de LCOE obtenidos para Chile quedan dentro del rango alto respecto a los datos de otros países, parcialmente debido al sobrecosto que suponen los altos requerimientos sísmicos. Dichos requisitos le suponen al proyecto chileno entre 6 a 8 \$/MWh adicionales respecto a países con menores riesgos sísmicos. Además, el estudio incluye, dentro del costo de implantación de la central nuclear, la construcción de la infraestructura de conexión a la red eléctrica, que normalmente no es responsabilidad directa del propietario de la central. Sin estos costos, el LCOE bajaría entre 1,5 y 2 \$/MWh más.

El LWR de 1200 MW aparece como la opción con menor LCOE de entre los casos analizados pese a que al escenario con 4 SMRs de 100 MW sería el que requeriría una inversión inicial menor.

Caso	LWR 2 x 1200 MW	HWR 2 x 1200 MW	SMR 4 x 100 MW	LWR 2 x 600 MW	
Potencia total (MW)	2.400	2.400	400	1.200	
LCOE (\$/MWh) ⁶	79,7	84,0	91,7	103,3	
Inversión inicial	(\$/kWe)	5.163	5.660	5.837	6.875
	(M\$)	12.392	13.584	2.335	8.250

Tabla 7-11. Costos de implantación de una central nuclear

⁶ Tasa de descuento utilizada: 6%

Cabe destacar que los datos de costo que alimentan el modelo son estimaciones. La información recogida para la realización de estas estimaciones es extensa para el caso de LWR de potencias entre 1000 y 1400 MW puesto que son los modelos que más se están implantando en la actualidad. Sin embargo, la información de construcción de centrales HWR disponible no es especialmente reciente al haber poca experiencia en los últimos años a nivel internacional con este tipo de reactor. En cuanto a los SMRs, al no haberse construido ni operado ninguno, los costos reales podrían ser muy diferentes en el futuro según evolucione el concepto. El caso de LWR de baja potencia (600 MW) está extrapolado de los datos de LWR de 1200 MW a partir de un factor de escala (véase la sección 6.3.3), pero no hay actualmente ningún modelo en el mercado con estas características por lo que no se considera un caso realista. Así, los valores obtenidos en este estudio podrían variar en caso de contar con datos más precisos y actualizados, de diseños concretos, estudios detallados de la participación local y de su impacto sobre los costos del proyecto, y otros.

Teniendo en cuenta la disponibilidad de tecnología y la experiencia internacional actual, las observaciones que se presentan a continuación se realizan sobre el escenario de LWR de 1200 MW. Sin embargo, todas las conclusiones son extrapolables a otros escenarios. Se realizan algunas evaluaciones particulares sobre el escenario de SMR sabiendo que, pese a que por el momento se trata de una tecnología nada madura y con previsiones económicas muy poco comprobadas, sería una opción de interés para Chile.

De acuerdo con el análisis de sensibilidad que realiza el modelo sobre el LCOE, Figura 7-2, el factor de planta es el parámetro que más influye sobre el valor calculado. Así, para aumentar la rentabilidad de la planta es importante que se asegure por un lado la fiabilidad y la disponibilidad de la planta, y por el otro la demanda de electricidad por parte del mercado. En caso contrario, la rentabilidad de una central baja en picado, al ser el grueso de sus costos, costos fijos.

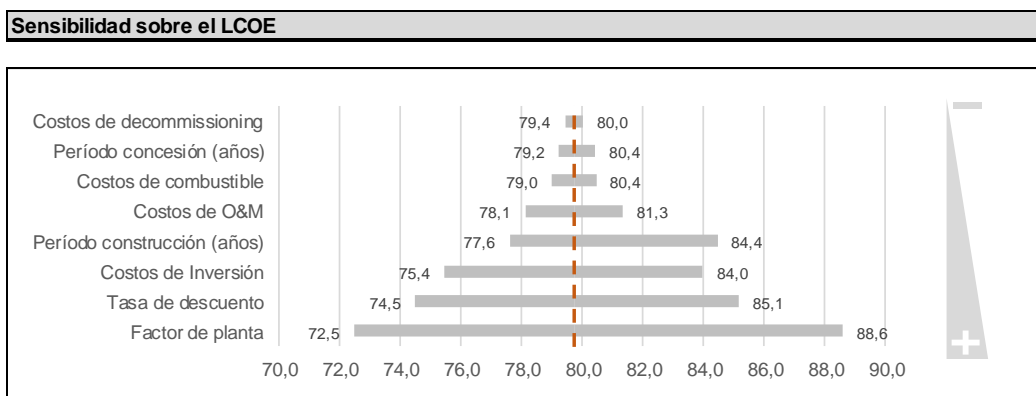


Figura 7-2 Gráfico de tornado de la sensibilidad del LCOE a un 10% de variación

En cuanto a los costos a lo largo de todo el ciclo de vida de una central nuclear, queda patente que el que mayor impacto tiene sobre el LCOE es el costo de inversión. Esto responde al hecho de que la energía nuclear es muy intensiva en capital.

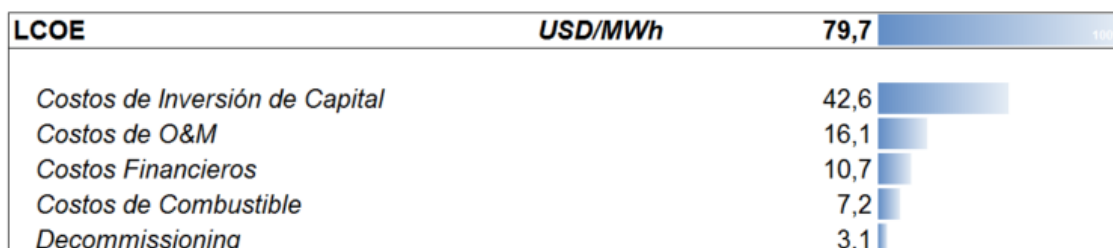


Figura 7-3 Peso de cada concepto principal de costo en el LCOE

Contrariamente a lo que ocurre en otras energías, el costo del combustible nuclear tiene un bajo impacto sobre el LCOE por lo que, pese a que el mercado del uranio suele ser bastante estable, incluso si se encareciese sustancialmente, el impacto sería acotado. Todo esto implica que el principal esfuerzo de contención de costos de una central nuclear se debe hacer en su fase de diseño y construcción.

Así mismo, el período de construcción tiene un considerable impacto sobre el LCOE puesto que no solo aumenta los costos de inversión de capital al requerir el mantenimiento de la mano de obra durante un tiempo más prolongado, sino que también aumenta considerablemente los costos financieros. Por el tamaño de la inversión y los largos períodos de construcción, los costos financieros representan más de un 10% de la inversión inicial. La obtención de buenas condiciones de financiamiento es pues un factor esencial en la disminución de los costos del proyecto.

Más allá de los parámetros que se deben controlar para procurar reducir los costos de la implantación de una central nuclear, existen algunas características del proyecto que, según se escojan o se definan pueden afectar a los costos y a la rentabilidad.

La potencia del reactor y el número de unidades por planta permiten jugar con la economía de escala. Así a mayor potencia y mayor número de unidades por planta, menor LCOE y mayor rentabilidad del proyecto, pero también mayor inversión absoluta. Aunque al cambiar de modelo de reactor entran en juego diferencias tecnológicas que también afectan al costo más allá de la función de escala definida en este estudio, la aproximación realizada es coherente con lo que se recoge de la industria. Entre los nuevos diseños, los modelos de entre 1000 y 1600 MW han ganado claramente el terreno a los más pequeños. Los últimos proyectos arrancados en Emiratos Árabes y en Turquía son grupos de 4 unidades de entre 1100 y 1400 MW.

El impacto del factor de escala a nivel del número de unidades y de potencia se refleja en la Figura 7-4 y Figura 7-5, respectivamente.

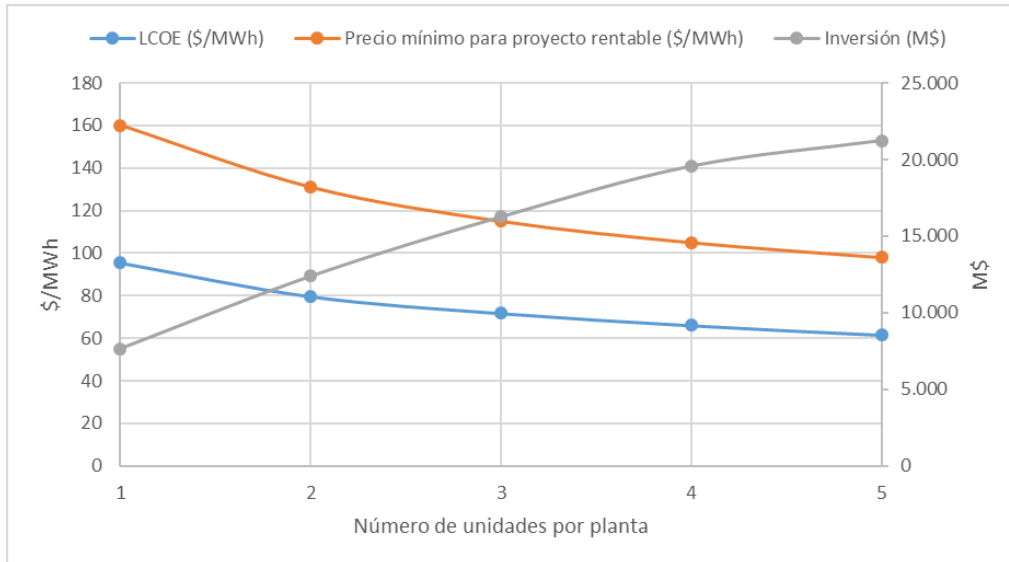


Figura 7-4 LCOE, precio mínimo de la electricidad e inversión para distintos números de unidades por planta.

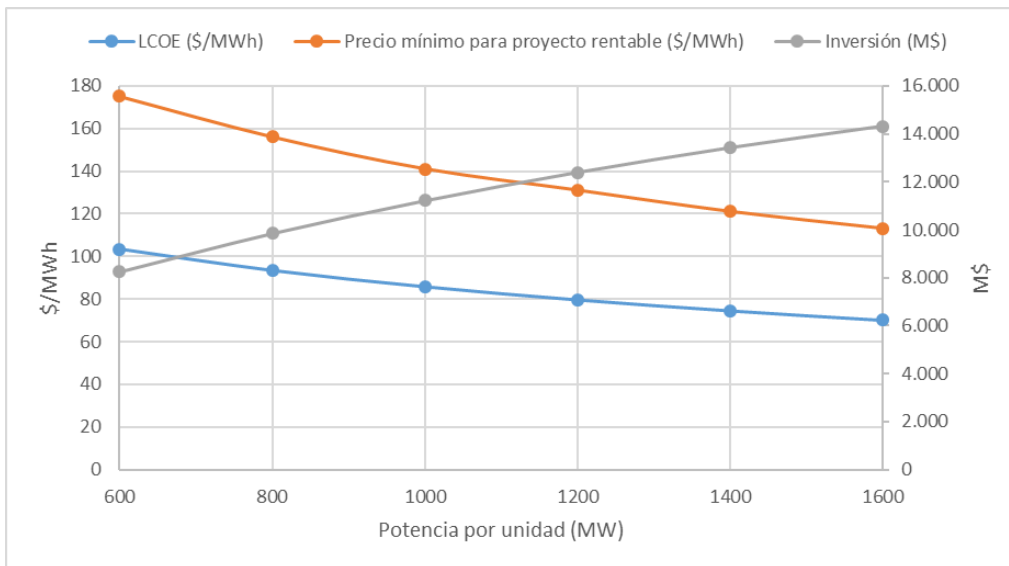


Figura 7-5 LCOE, precio mínimo de la electricidad e inversión para distintas potencias por unidad.

Así, la decisión de cuántas plantas y de qué potencia ha de ser instalada debe ser pues tomada teniendo en cuenta este efecto, en especial en cuanto al número de plantas puesto que la potencia irá bastante ligada, entre los modelos disponibles en el mercado, al tecnológico seleccionado.

Para los SMR se prevé que el factor de escala sea esencial en su viabilidad, sobre todo a nivel de su producción en serie y de su mantenimiento. El concepto todavía no ha sido demostrado, pero podría ser incluso superior al representado en el modelo.

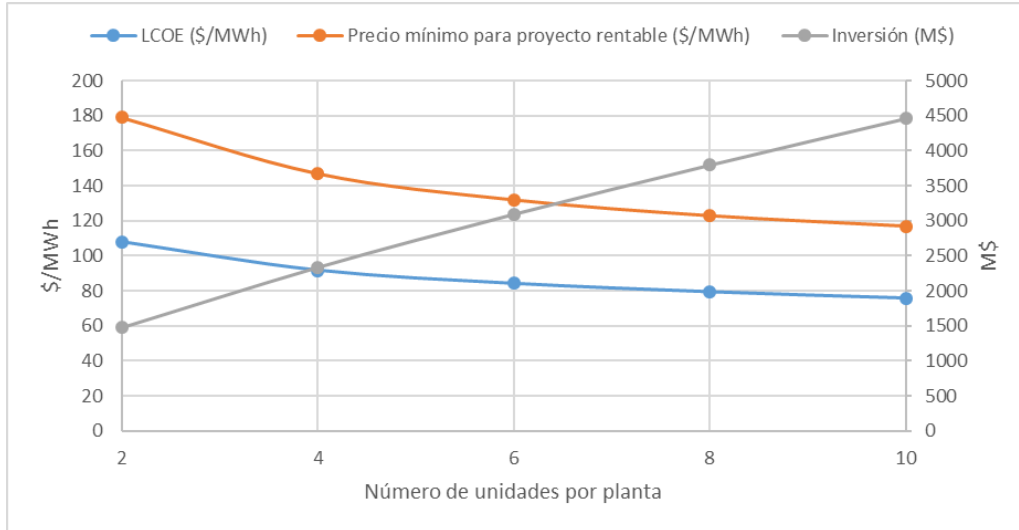


Figura 7-6 LCOE, precio mínimo de la electricidad e inversión para distintos números de unidades SMR por planta.

Otras características esenciales del proyecto son el modelo de propiedad y la configuración del financiamiento. El modelo de propiedad, en el caso de Chile, va además muy ligado a la carga impositiva ya que las entidades públicas pagan un 40% de impuestos adicionales respecto al 27% pagado por las entidades privadas. En los escenarios estudiados, la propiedad se ha definido como 100% pública por lo que la rentabilidad del proyecto se ve muy afectada por la alta carga impositiva. Así, al aumentar el porcentaje de participación privada, aumenta la rentabilidad y disminuye el precio mínimo de venta de electricidad para que el proyecto sea rentable.

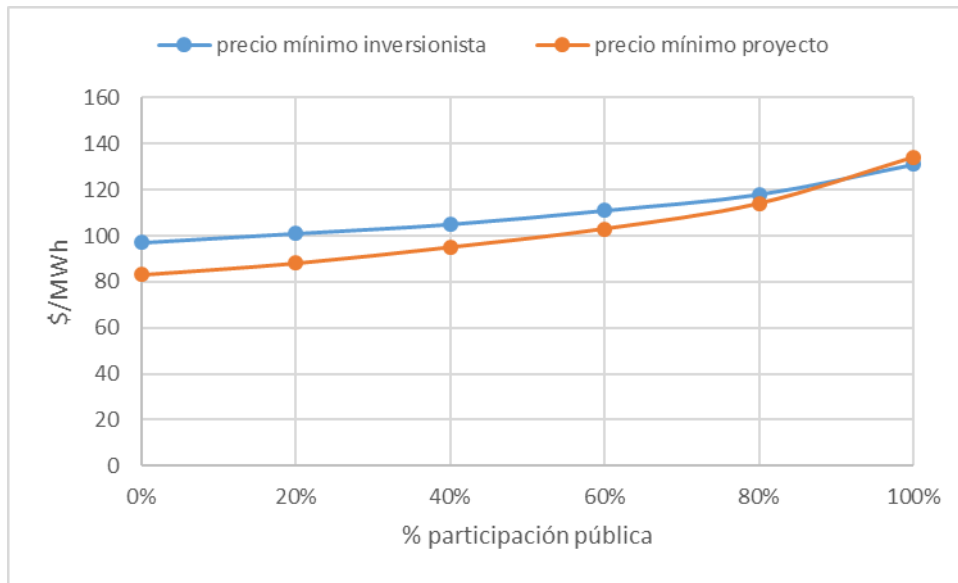


Figura 7-7 Precio mínimo del proyecto y del inversionista en función del modelo de propiedad (público vs privado).

La configuración del financiamiento incluye varios aspectos. En primer lugar, el reparto entre fondos propios y fondos ajenos, y en segundo, el tipo de interés de la deuda senior y el costo del capital de los inversionistas. Suponiendo un modelo de propiedad 100% privado para eliminar el impacto de los impuestos adicionales al público en la evaluación de la rentabilidad se obtienen las siguientes evoluciones del precio mínimo para que el proyecto sea rentable para distintos costos del capital de los inversionistas y tipos de interés de la deuda senior.

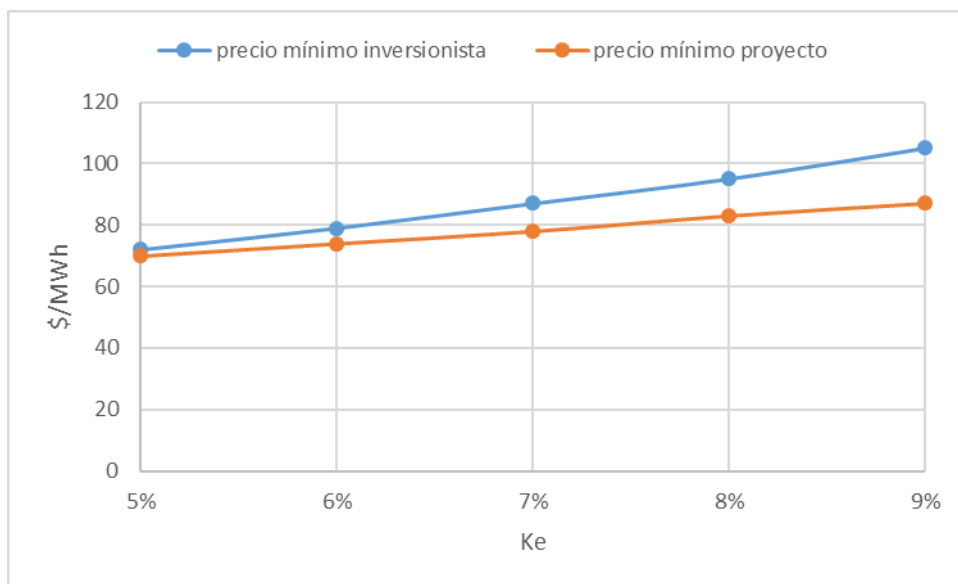


Figura 7-8 Precio mínimo del proyecto y del inversionista en función del costo de capital (Ke).

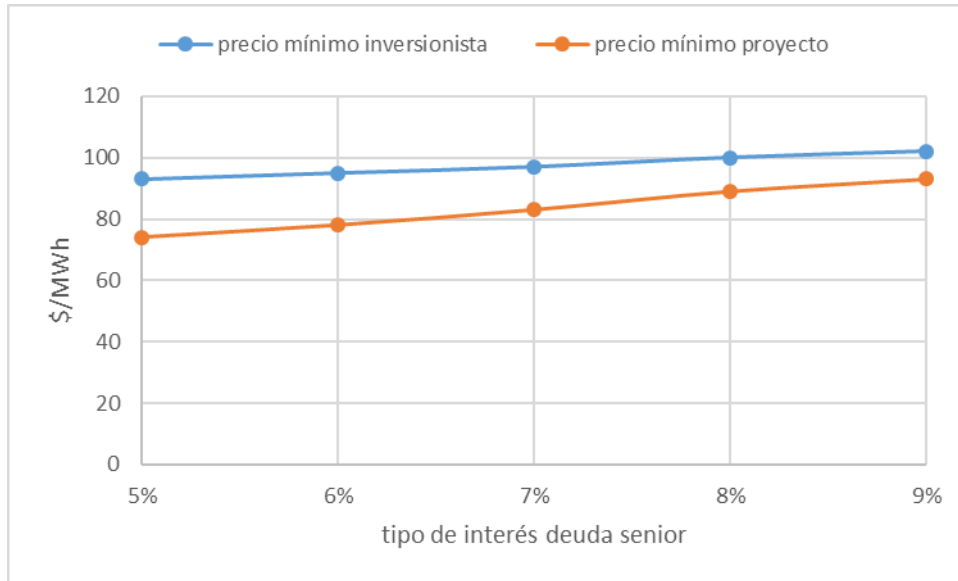


Figura 7-9 Precio mínimo del proyecto y del inversionista en función del tipo de interés de la deuda senior.

En cuanto al reparto entre fondos ajenos y fondos propios, su impacto sobre la rentabilidad del proyecto varía según los tipos de interés, costos de capital y carga impositiva. Un mayor porcentaje de fondos ajenos aumenta el LCOE, pero no disminuye necesariamente la rentabilidad del proyecto. Así, hay casos en que resulta más beneficioso pagar los intereses de la deuda, teniendo en cuenta que descargan parte de la carga impositiva, que el retorno esperado por los inversores, y otros casos, con cargas impositivas y costos de capital menores, en los que puede resultar más beneficioso aumentar el porcentaje de fondos propios.

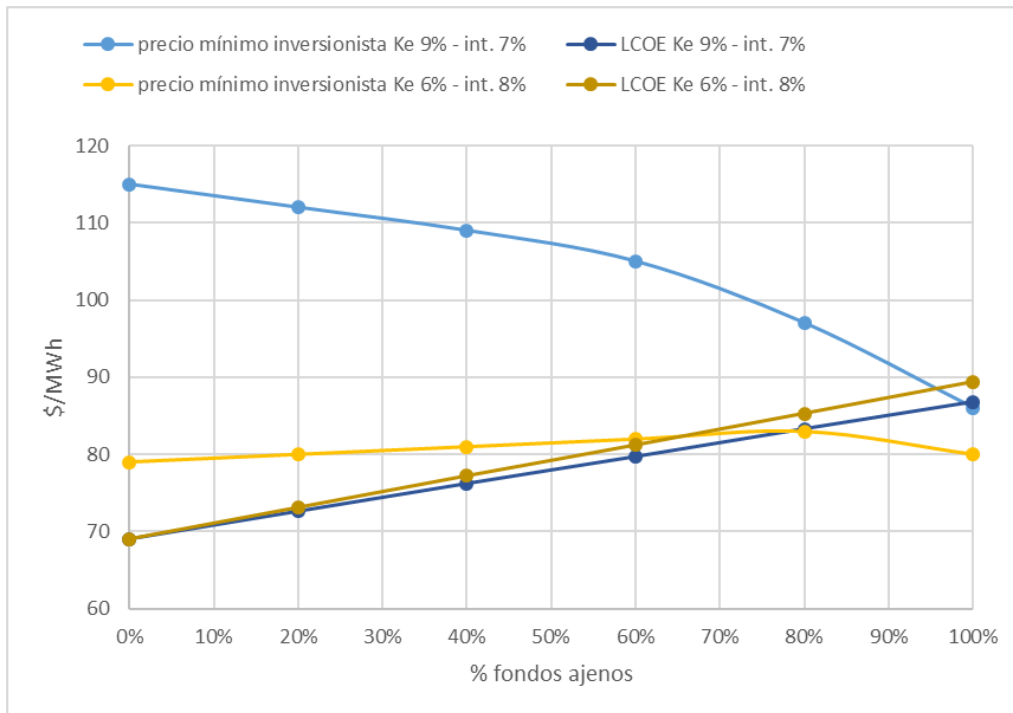


Figura 7-10 LCOE y precio mínimo de la electricidad para distintas estructuras de financiamiento (fondos ajenos vs. Propios).

En resumen, se observa con estos análisis que el precio mínimo para que el proyecto sea rentable no solo depende de lo que se pueda entender como costo tecnológico o constructivo del proyecto, sino que es muy sensible a las características del financiamiento y a las cargas impositivas que se definan. Será la combinación de todos estos parámetros que se seleccione finalmente la que defina el precio mínimo al que se debería vender la electricidad.

8. ESCENARIOS DE RIESGOS Y FACTORES CRÍTICOS

Una vez evaluado el costo y la rentabilidad de un proyecto de implantación de una central nuclear en Chile, así como su sensibilidad frente a la variación de algunos parámetros, es importante conocer los factores que pueden poner en riesgo el éxito del proyecto. Para ello, en este apartado se identifican y describen una serie de escenarios de riesgo, y los factores críticos que los causan, que podrían tener un impacto sobre la viabilidad de un proyecto de implantación de una central nuclear de potencia en Chile. El impacto sobre la rentabilidad que tendrían estos escenarios se analiza mediante el *Modelo y Estimación de Costos para una Central Nuclear de Potencia en Chile* y los resultados obtenidos se presentan en la sección 8.3. La determinación de los factores críticos que provocan la ocurrencia de escenarios de riesgo permite conocer las circunstancias que se han de evitar para que la realización de un proyecto de esta índole sea satisfactoria. Con el objetivo de que el alcance de escenarios de riesgo analizados, y los factores críticos que los provocan, sea lo más representativo posible, la identificación y determinación de escenarios y factores se basa en una revisión de proyectos similares, tanto de índole nuclear como de proyectos energéticos en Chile.

8.1. Revisión de proyectos similares

Con el fin de identificar cuáles son las problemáticas a las que se enfrentan los proyectos energéticos en el país, se ha llevado a cabo una búsqueda bibliográfica de datos disponibles y se ha consultado con la CCHEN dado su conocimiento local para realizar la selección de los proyectos energéticos en Chile a revisar. Con el objetivo de que el listado sea lo más representativo posible de la situación actual del país, se ha impuesto la restricción de que los proyectos a revisar deben ser de reciente implantación. Los proyectos finalmente revisados se listan a continuación:

- ALTO MAIPO
- KELAR
- ANGOSTURA
- HYDROAYSEN
- CERRO DOMINADOR

La selección de los proyectos nucleares internacionales se ha llevado a cabo a partir de la propia experiencia de IDOM en la industria nuclear, reforzándola con una búsqueda bibliográfica de datos disponibles de los proyectos nucleares. La revisión de proyectos nucleares internacionales

permite identificar las problemáticas que afectan a este sector tan específico. Con el objetivo de que el listado sea lo más representativo posible de la situación actual de la industria, se ha impuesto la restricción de que los proyectos a revisar deben ser de reciente implantación, de 2005 en adelante, o bien el escenario de riesgo por el cual se analiza el proyecto haya ocurrido recientemente. Los proyectos finalmente revisados se listan a continuación:

- OLKILUOTO-3
- FLAMANVILLE-3
- ANGRA-3
- VC SUMMER-2/3
- WATTS BAR-2
- BROWNS FERRY-1
- KOEBERG
- KHMELNITSKI, ROVNO, y ZAPROZHYE
- KEWAUNEE
- BARAKAH
- FUKUSHIMA

8.1.1. Proyectos energéticos en Chile

Se presentan a continuación los datos más relevantes de los proyectos revisados, indicando el o los escenarios de riesgo identificados, y los factores que han influenciado el desarrollo del proyecto.

ALTO MAIPO

Se trata de un proyecto hidroeléctrico que comprende la construcción de dos centrales de pasada en el sector alto del Río Maipo, en la comuna precordillerana de San José de Maipo, a 40 kilómetros de Santiago y cuya propiedad es compartida desde el 1 de julio de 2013 entre la empresa eléctrica Aes Gener (60%) y Antofagasta Minerals del Grupo Luksic (40%). Es el mayor de su tipo aprobado en Chile en los últimos años.

El proyecto Alto Maipo está compuesto por dos unidades: Alfalfal II y Las Lajas, las que generarán en conjunto 531 MW de potencia.

Para producir esta energía, se ocuparán parte de las aguas de los ríos Volcán, Yeso y Colorado, las que serán íntegramente devueltas al río Maipo casi 6 kilómetros aguas arriba de la bocatoma de la empresa de agua potable y de las captaciones de los canalistas, por lo que no afectará el abastecimiento de agua potable para Santiago, su uso para regadío y las actividades deportivas que se realizan en torno al río Maipo.

La obra fue inicialmente presupuestada sobre los 2,05 billones de dólares aproximadamente, presuponiendo que tendría una disponibilidad para operar plenamente a inicios del 2018. Sin embargo, algunas **demoras** y **sobrecostos** producidos por ciertos factores surgidos durante el desarrollo del proyecto constructivo y de la obra, han supuesto que **se ponga en riesgo la consecución exitosa de los trabajos**. A continuación, se listan los factores principales que lo han motivado:

- A pesar de haber sido una iniciativa aplaudida por el sector industrial del país, no ha estado falta de **controversia entre organizaciones ambientalistas y comunidades locales**. Éstas, cuyos miembros viven o son usuarios del Cajón del Maipo y luchan por proteger el patrimonio natural y paisajístico de la zona y las reservas de agua potable y de riego de la Región Metropolitana, han rechazado la construcción de la central esgrimiendo el argumento de que provocará la desertificación de la zona norte del país, desbaratando la cuenca hidrográfica que abastece a la región.
- Se han producido algunos retrasos por **dificultades técnicas**, en particular de índole geológica. El retraso de las obras se debe a los desafíos constructivos provocados por la condición geográfica al construir centrales en la alta cordillera y también por el tipo de roca que han ido encontrando a medida que avanza la construcción del proyecto.
- Uno de los **contratistas** de túneles, la Constructora Nuevo Maipo (CNM, integrado por la empresa alemana Hochtief y la italiana CMC Di Ravenna), **dejó de operar** en 2017 argumentando que “era indispensable suspender la construcción del túnel por razones de seguridad, toda vez que existía un grave riesgo a la vida de los trabajadores si se continuaba la excavación”. Actualmente, AES Gener ha finalizado el acuerdo por considerar que CNM cometió infracciones importantes al mismo, y se ha abierto un proceso arbitral ante la Cámara de Comercio Internacional.
- A esto se sumó que en enero de 2017 el **Grupo Luksic selló su salida del proyecto**, donde asumió una pérdida de casi 380 millones de dólares. Antofagasta Minerals

sorprendió al mercado al anunciar la salida de Minera Los Pelambres del proyecto, hecho no menor ya que el brazo minero del grupo Luksic tenía el 40% de la propiedad de la iniciativa.

- La situación supuso que se declarase un evento de “**default técnico**”, afectando negativamente a las condiciones de financiación de la deuda adquirida hasta ese momento.

El resultado actual es que se espera que el proyecto constructivo tendrá, al menos, unos **sobrecostos del 22%** sobre el monto inicial, así como un **retraso en la puesta en marcha** de la central de un año (se ha revisado la planificación para su finalización en el primer trimestre de 2019).

KELAR

Kelar S.A. es un consorcio conformado por Korean Southern Power Co. Ltd., con una participación del 65%, y Samsung C & T Corp., con un 35%. Se adjudicó el diseño, construcción y operación de la planta a gas natural de ciclo combinado Kelar, con una capacidad de 517 MW, propiedad de BHP Billiton en Chile. La planta, ubicada en la ciudad de Mejillones, en la norteña región de Antofagasta (II), suministrará energía eléctrica a las minas de cobre de Escondida y Cerro Colorado por un período de 15 años, además de 4.076 GWh anuales al Sistema Interconectado del Norte Grande. BHP Billiton firmó un contrato con Gas Natural Fenosa por el suministro de gas natural para la planta, que requirió una inversión de 600 millones de dólares. La planta utiliza diésel como combustible de respaldo y comenzó sus operaciones en 2016. La oficina central de Kelar S.A. se encuentra en Santiago, Chile.

No se han encontrado problemas en el desarrollo, la construcción y la puesta en marcha de la central. La estabilidad y el compromiso del cliente y de los inversores, así como el buen trabajo previo de sensibilización de la comunidad aledaña habrían sido factores clave en el éxito del proyecto.

ANGOSTURA

La central hidroeléctrica Angostura tiene una capacidad instalada de 316 MW y una generación media anual de 1.542 GWh. Fue construida en 48 meses (puesta en marcha en julio de 2014), utiliza 3 turbinas Francis Vertical y permite abastecer cerca del 3% de la demanda energética del SIC. Presenta un modelo que concilia la generación de energía con turismo, a través del Parque Angostura. Angostura aprovecha los recursos hídricos de los ríos Biobío y Huequecura mediante la construcción de un embalse de regulación mínima, lo que permite una variación no mayor a

un metro en el nivel de las aguas, minimizando así su impacto ambiental y posibilitando el desarrollo turístico en su entorno. A continuación, se especifican los principales potenciales factores de riesgo para llevar a cabo el proyecto:

- El proyecto Angostura implicó reasentar a 46 familias. Se tuvo que llevar a cabo un **plan de reasentamiento** que consideró: negociación y acuerdos individuales; programas de apoyo psicológico, social, de salud y económico; y seguimiento y monitoreo periódico y permanente.
- El **Impacto Ambiental y Arqueológico** de la zona a la hora de ejecutar la obra, ya que se identificaron 48 potenciales impactos, 41 negativos (de los cuales 5 fueron calificados como altos) y únicamente 7 positivos.
- Los **grupos de interés ciudadano** socioambientales, que presentaron aproximadamente unas 400 observaciones al Estudio de Impacto Ambiental.
- La **complejidad de diseño y ejecución**, por dimensionamiento y por combinar objetivos de producción energética, mínimo impacto ambiental y proyección como espacio turístico.

Finalmente, no se ha identificado que estos factores de riesgo hayan supuesto un problema para la consecución exitosa del proyecto en precio y plazo, así como que los posibles conflictos surgidos de los mismos no hayan sido solventados, compensados o reparados.

HYDROAYSEN

HidroAysén fue un proyecto que contemplaba la construcción y operación de cinco centrales hidroeléctricas, dos en el río Baker y tres en el río Pascua, ubicadas en la región de Aysén, al sur de Chile. El complejo tendría una potencia instalada de 2.750 MW y una capacidad de 18.430 GWh de energía media anual, cuya inversión se estimó en unos 3,2 billones de dólares, constituyéndose como el proyecto energético más importante que se haya estudiado en ese país hasta la fecha (según la empresa responsable, al año 2020, el proyecto podría haber cubierto el 21% de la demanda del SIC). La administración de HidroAysén estuvo a cargo de una sociedad anónima constituida por las empresas generadoras de electricidad más grandes del país: ENDESA y Colbún S.A., cuya participación en la sociedad era de un 51% y 49% de las acciones, respectivamente. La construcción del proyecto contemplaba una línea de transmisión que transportaría la energía desde la región de Aysén hasta Santiago, para ser inyectada al SIC mediante una línea de corriente continua que poseería un tramo submarino entre las comunas de Chaitén y Puerto Montt. Tras multitudinarias protestas, recursos y acciones legales tomadas

por grupos contrarios, y su prolongación en el tiempo hicieron que el proyecto fuese primero rechazado en consejo de ministros y, posteriormente, cancelado definitivamente en noviembre de 2017. En adelante se indican los factores principales que implicaron no llevar a cabo el proyecto:

- La **opinión pública contraria** al proyecto, muy crítica por parte de los sectores ambientales, así como habitantes de Aysén y del resto de Chile. En abril de 2011 el rechazo social era del 61% de la población, que creció hasta un 74% tras la aprobación del proyecto.
- Algunos estudios estimaron que el **impacto ambiental generaría daños irreversibles**, afectando a 6 parques naturales, 11 reservas naturales, 26 sitios prioritarios de conservación, 16 humedales y 32 áreas protegidas privadas, además de la intervención de 6 comunidades mapuche, 4 de comunas de Tóltén, 1 de Lautaro y 1 de Victoria.
- Los **procesos legales abiertos** por los recursos de protección admitidos en junio de 2011 contra la Comisión de Evaluación Ambiental (CEA), y la no iniciación de la construcción hasta no quedar resuelto.
- A pesar de quedar finalmente aprobado gracias al rechazo de los recursos por parte de la Corte Suprema, en añadido se produjeron **renuncias en altos cargos del proyecto**.

En mayo de 2012, el Grupo Matte, dueño de Colbún S.A. y, a través de éste, del 49% de HidroAysén, anunció suspender la tramitación ambiental de la línea de transmisión del proyecto eléctrico, aduciendo a la falta de amplio consenso en política energética en el país que dificultan el desarrollo de proyectos de semejante magnitud. En 2017 se anunció la **cancelación definitiva del proyecto**.

CERRO DOMINADOR

El complejo solar Cerro Dominador estará formado por una planta fotovoltaica con una capacidad de 100 MW y por la primera planta termosolar de América Latina, con 110 MW de capacidad y 17,5 horas de almacenamiento térmico. En conjunto, el campo solar del complejo alcanza las 1.000 hectáreas y la planta termosolar tendrá 10.600 heliostatos que concentran la radiación solar en un punto, el receptor, ubicado en la parte superior de una torre de 250 metros de altura, para calentar sales fundidas que se utilizan para generar vapor con el que se alimenta una turbina de 110 MW que genera electricidad limpia. El complejo evitará la emisión de unas 870.000 toneladas de CO₂ al año y permitirá responder a la demanda de energía de la población y de la industria gracias a la combinación de ambas tecnologías. El costo del proyecto se estima en

1.000 millones de dólares y la construcción comenzó en mayo de 2014 y el gobierno chileno, a través de la Corporación de Fomento de la Producción de Chile (CORFO), está proporcionando 20 millones de dólares de financiamiento y también está prestando el terreno donde se encuentra la planta. Se espera la puesta en marcha de la totalidad del proyecto en 2017. La principal empresa desarrolladora del proyecto era ABENGOA Solar Chile. Los factores de riesgo principales acaecidos para el este proyecto son los siguientes:

- Un **paro de los trabajadores** en agosto-septiembre de 2015, en protesta por las malas condiciones de trabajo durante la ejecución.
- Los **problemas financieros** en 2015 de la entidad responsable de desarrollo (ABENGOA) en búsqueda de reestructuración de su deuda, que desembocó en el despido de 1.500 trabajadores, la parada de los trabajos durante 2016 y el retraso del desarrollo.

Estos factores, fundamentalmente el segundo, desembocó en que ABENGOA abandonase su rol como impulsor financiero del proyecto y permaneciese solamente como constructor en favor de EIG Global Energy Partners, el inversor institucional líder, que la **estimación de finalización se prolongase** hasta 2019 y que **el valor final de la obra** se estime que **pueda ascender** a 1.500 millones de dólares.

OBSERVACIONES

Del análisis realizado, se desprenden una serie de factores cuya buena o mala gestión es clave en el éxito o el fracaso, entendido como una cancelación, sobrecostos o retrasos, del proyecto. Destacan por un lado los factores sociales: la opinión pública y el impacto del proyecto sobre las poblaciones locales. El aspecto ambiental también aparece como un factor crítico en la mayoría de los casos. Finalmente resaltan las inestabilidades a nivel de gestión, destacando diversos casos de desencuentro entre propietario y contratista, y a nivel de financiamiento.

8.1.2. Proyectos nucleares internacionales

Se presentan a continuación los datos más relevantes de los proyectos revisados, indicando el o los escenarios de riesgo identificados, y los factores que han provocado la ocurrencia de dichos escenarios.

OLKILUOTO-3

Olkiluoto-3 es el nombre que recibe la nueva central nuclear que está siendo construida en Finlandia, que será la tercera del emplazamiento Olkiluoto y la quinta del país. El reactor que

está siendo implantado es de tecnología *European Pressurized Reactor* (EPR) (9), un reactor LWR de Generación III. El proyecto se lleva a cabo en formato llave en mano, es decir, EPC (del inglés *Engineering, Procurement, and Construction*), en el que el propietario de la central es la compañía finlandesa TVO, y el contratista EPC es un consorcio formado por Areva, propietaria de la tecnología EPR, y Siemens. La construcción de la central comenzó en agosto de 2005, siendo el primer proyecto de construcción de un reactor de tecnología EPR, y en un principio se preveía que la central estaría operativa en 2009 bajo un presupuesto de aproximadamente 4,1 billones de dólares (10). No obstante, el proyecto ha sufrido **demoras** y **sobrecostos** durante su realización hasta el punto que las últimas revisiones de la planificación indican que la planta no entrará en operación hasta mayo de 2019 (11) y que el costo total ascenderá a aproximadamente 10,9 billones de dólares (12) (13). Se listan a continuación un seguido de los principales factores que, en base a la información analizada, han causado la ocurrencia de los escenarios de riesgo identificados:

- La central es considerada como un prototipo al ser la primera que se construye de la tecnología EPR. Por lo tanto, **no hay central de referencia, no hay experiencia, y no hay lecciones aprendidas.**
- El contratista que se encarga de la obra civil nuclear no tiene ni el conocimiento ni la aptitud suficiente como para hacer frente a una construcción de este tipo. Además, los sub-contratistas empleados **tampoco están habituados a trabajar con los exigentes estándares de la industria nuclear.** El conjunto de ambos factores genera **deficiencias en las primeras etapas de la construcción** (14) (15) (16).
- **Deficiencias en el diseño** de algunos sistemas de seguridad que comportan la no aprobación de los mismos por parte del organismo regulador, y, por lo tanto, la no instalación de los mismos hasta que se recibe la aprobación (13) (12) (16).
- **Desacuerdos entre el propietario y el contratista EPC** al respecto del diseño de algunos sistemas de la central que ralentizan la implantación de algunos de éstos (13) (12) (16).
- **Falta de soporte por parte del propietario** al contratista EPC en el proceso de aprobación del diseño de la central llevado a cabo por el organismo regulador (13) (12) (16).
- **Reducción de los recursos** que el contratista EPC dedica al proyecto debido a los problemas económicos del mismo (11).
- **Falta de ingeniería de detalle** en el momento de comenzar la construcción.

Además, los retrasos y sobrecostos del proyecto han generado **disputas económicas** entre el propietario y el consorcio EPC al respecto de quien debe asumirlos (13). La resolución de estas disputas por la cámara de comercio internacional (ICC: *International Chamber of Commerce*) podría aumentar el costo del proyecto para el consorcio EPC de ser favorable al propietario.

FLAMANVILLE-3

El tercer reactor de la central nuclear de Flamanville, que será de tecnología EPR, está en fase de construcción en la actualidad. El proyecto se lleva a cabo en formato EPC, en el que el propietario de la central es la compañía francesa Électricité de France (EDF), y el contratista EPC es un consorcio formado por Areva, Bouygues, y ALSTOM. La construcción de la central comenzó en diciembre de 2007 e, inicialmente, se presupuestó que Flamanville-3 estaría operativa en 2012 a un costo aproximado de 4,52 billones de dólares (17). No obstante, el proyecto ha sufrido **demoras** y **sobrecostos** durante su realización hasta el punto que las últimas revisiones de la planificación indican que la planta podrá ser operada a partir del cuarto trimestre de 2018 y que el costo total ascenderá a aproximadamente 12 billones de dólares (18). Se lista a continuación un seguido de los principales factores que, en base a la información analizada, han causado los problemas identificados:

- **Exceso de confianza** por parte del contratista EPC a la hora de realizar la programación y el presupuesto del proyecto (19).
- **Pérdida de know-how** y/o falta de experiencia del consorcio EPC al respecto de la construcción, erección, e instalación de centrales nucleares (19).
- Asociado con el anterior, el organismo regulador obliga al propietario a parar los trabajos de construcción en planta debido a la **detección de anomalías** en las soldaduras de la base de la contención (20). Se detectan anomalías también en el forjado, en la instalación del forjado, y se detecta también cierto grado de inconsistencia ente lo diseñado y lo implementado al respecto de la puesta del hormigón (20).
- **Tensiones entre el organismo regulador, la *Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN)*, y el propietario, EDF**. La ASN indica que la organización definida e implementada por EDF para el desarrollo, vigilancia, inspección, y monitorización de los trabajos en emplazamiento no es satisfactoria (21).
- **Problemas con el suministro de componentes cruciales** para el funcionamiento y la seguridad de la central como son la vasija del reactor y las válvulas de seguridad del

sistema de control de presión del primario (17) (22) (23). Se suministran componentes defectuosos, cuyas anomalías se detectan una vez ya están instalados.

- Debido al accidente de Fukushima se realizan pruebas y análisis de seguridad en el emplazamiento que mantienen el proyecto parado. Además, se redactan **normas de seguridad más estrictas** que afectan también al proyecto en construcción (24) (18).
- Desafío para el organismo regulador pues se trata de la primera vez que ha de analizar un reactor de un **diseño diferente al que está habituado**. Demoras en la respuesta del regulador ante las peticiones de aprobación de diseño de sistemas (20).
- **Reducción de los recursos** que el contratista EPC dedica al proyecto debido a los problemas económicos del mismo (18).
- **Falta de ingeniería de detalle** en el momento de comenzar la construcción.

ANGRA-3

La central nuclear de Angra-3, 1400 MW de diseño KONVOI de Siemens/KWU, comenzó a construirse en 1984, tras la puesta en marcha de Angra-1. Al igual que el proyecto de Angra-2⁷, la construcción de Angra-3 fue **suspendida** en 1986 debido a la **falta de financiamiento** del proyecto (25). A pesar de la pronta suspensión, se estima que un 30 % de las tareas del proyecto ya habían sido realizadas, y unas 13.500 toneladas de equipamiento ya estaban almacenadas en la central (26). En 2007 el gobierno brasileño autorizó retomar la construcción de Angra-3 y en 2010 el organismo regulador dio luz verde al proyecto mediante una licencia de construcción. Inicialmente, se consideró que una financiación de 2,5 billones de dólares sería suficiente para completar el proyecto. Sin embargo, la construcción de Angra-3 volvió a suspenderse en septiembre de 2015 (27). ELETROBRAS Electronuclear, la compañía propietaria y operadora de la central, confía en poder retomar la construcción de la central y tenerla en marcha en 2022 (26) a un costo de 5,2 billones de dólares, aunque está a la expectativa de poder llegar a un acuerdo con el Consejo Nacional de Políticas Energéticas (CNPE) de Brasil al respecto del **precio de la energía eléctrica** que producirá Angra-3. Se listan a continuación un seguido de los principales factores que, en base a la información analizada, han causado los problemas identificados:

- **Reducción del precio de la energía eléctrica** producida por Angra-1 y Angra-2, que provoca una pérdida considerable del retorno monetario. Esta pérdida obliga al

⁷ La construcción de Angra-2 se retomó en 1996 y la central se puso en marcha en 2001.

propietario a suspender pagos a proveedores y a fondos externos de inversión, que interrumpen la financiación del proyecto (26).

- Costos sobredimensionados y estructura de sobornos en contratos de **suministros fraudulentos** destapados por la operación Java Lato. Obliga a retrasar pagos, suspender contratos, y reducir el ritmo del proyecto. Finalmente obliga a parar la construcción, reevaluar la estructura de contratos del proyecto, y buscar nueva financiación (26) (27).

VC SUMMER-2/3

La central nuclear de VC Summer iba a ser el emplazamiento que albergase los dos primeros reactores de generación III+ de diseño AP1000 de Westinghouse. Originalmente, estos dos reactores iban a conectarse a la red eléctrica en 2018 bajo un presupuesto de 11,5 billones de dólares (28) con un formato de proyecto EPC llevado a cabo por un consorcio de empresas. Sin embargo, tras retrasos y problemas durante la construcción, las últimas estimaciones indicaban que las centrales no iban a poder conectarse a la red antes de 2021, y que podían llegar a costar 25 billones de dólares (29). A pesar de haber invertido ya aproximadamente 9 billones de dólares y haber completado un 40 % de los trabajos, el grupo propietario decidió en julio de 2017 **cancelar el proyecto de construcción** de estas dos unidades (28). Por un lado, los principales factores que, en base a la información analizada, han causado la **demora** y el **aumento del costo del proyecto** son:

- La programación y el presupuesto inicial del proyecto realizado por parte del contratista EPC no reflejaban la realidad del proyecto. Es decir, se realizó **una programación y un presupuesto demasiado optimistas** (30).
- La **gestión del proyecto por parte del contratista EPC era deficiente** puesto que, por una parte, no permitía visualizar el progreso del proyecto de forma clara, y, por otra parte, no se integraba en todas las tareas que conformaron el proyecto (30).
- **Falta de armonía entre propietario y contratista EPC**, que no compartían visión, objetivos, y responsabilidades (30).
- La relación entre los miembros del consorcio EPC no era buena, **habiendo disputas técnicas y económicas** entre el contratista principal, Westinghouse, y la empresa constructora. Westinghouse decidió adquirir parte de la empresa constructora para tener bajo control los retrasos y sobrecostos de construcción, pero esto llevó a más disputas

entre ambas empresas, especialmente al respecto de cuál de ellas debía hacerse cargo de los sobrecostos del proyecto (31).

- **Construcción y diseño *First of a Kind* (FOAK)** por tecnología (28) (31).
- El **atrofiamiento de la industria nuclear** americana durante 30 años ha provocado la pérdida de las cadenas de suministro robustas y de la experiencia que existía durante la construcción de los reactores de la generación II (31).
- El **diseño de la ingeniería de detalle aún no había sido completado** cuando se comenzó la fase de construcción. Esto afectó negativamente tanto a la construcción como al suministro de materiales y equipos. Además, se tuvieron que aplicar cambios en medio del proyecto para mejorar la seguridad y, a menudo, el diseño realizado no era construible, lo que originaba más cambios y más demoras (30).
- **Revisión de los estándares de seguridad** aplicables al reactor AP1000 debido a Fukushima, que genera un enlentecimiento de la aprobación de los diseños ya preparados y que resulta, además, en nuevos requisitos, aunque la licencia combinada de operación y construcción ya estaba otorgada. Esto causa más demoras debido a que se han de generar nuevas órdenes de fabricación (31).

Por otro lado, los principales factores que, en base a la información analizada, han provocado la cancelación del proyecto son:

- Grandes cambios en el panorama energético, desde el inicio del proyecto, que van en contra de la rentabilidad del proyecto. Los principales cambios son la **estabilización de la demanda de energía eléctrica**, y la **bajada de precios de la energía eléctrica** motivada por la bajada de precios del gas natural (31).
- Declaración de **bancarrota del principal participante del consorcio EPC** del proyecto. La entidad que controla a este contratista decide retirarse del proyecto previo pago de 2,2 billones de dólares, que se consideran insuficientes para finalizar el proyecto (28).

WATTS BAR-2

La construcción de la central nuclear de Watts Bar-2, de tecnología Westinghouse PWR de 4 lazos, comenzó en 1973, pero el propio propietario y operador de la central decidió **suspender su construcción** en 1988 por motivos económicos y comerciales, a pesar de haberse completado en dicha fecha un 80% de los trabajos del proyecto (32). En 2007, la empresa propietaria decidió retomar los trabajos de construcción con un presupuesto de 2,5 billones de

dólares. Finalmente, Watts Bar-2 entró en operación comercial en junio de 2016, tras un gasto de 4,7 billones de dólares. Los principales factores económicos que, en base a la información analizada, provocaron la suspensión temporal del proyecto son:

- El propietario manejaba previsiones de gran crecimiento de la demanda eléctrica en los años venideros que resultaron ser erróneas (32) (33). Al contrario, la tendencia al alza de la **demandas de energía eléctrica se estancó** e incluso bajó (32) (33) (34). Este hecho, unido al aumento de los costos overnight de las centrales nucleares de la época (34), propiciaron la suspensión del proyecto ya que no era necesario ni rentable.

BROWNS FERRY-1

La central nuclear de Browns Ferry-1, 1101 MWe de tecnología BWR, comenzó su etapa de operación comercial en 1974. La **central fue parada** en 1985 tras detectar anomalías en válvulas de aislamiento de contención, y la entidad propietaria decidió mantenerla cerrada, junto a otras centrales de su flota, hasta resolver ciertos problemas en la gestión y operación de sus centrales nucleares (35) apuntados por el organismo regulador. Más tarde ese mismo año, el propietario decidió mantener la central de Browns Ferry-1 en parada y focalizar sus recursos en la reapertura de otras centrales nucleares de su flota. En 2002, 17 años después, la entidad propietaria decidió **volver a operar la central nuclear** Browns Ferry-1, asumiendo que para retomar la operación sería necesario realizar una **inversión** 2,21 billones de dólares de 2006 (35). Finalmente, fue en 2007 cuando la central retomó su operación comercial (9). Los principales factores que, en base a la información analizada, provocaron la suspensión de la operación de la central son los siguientes:

- **Detección de anomalías** en componentes importantes para la seguridad (35).
- El organismo regulador detecta deficiencias en la operación y gestión de las centrales nucleares de la entidad propietaria y pide solucionarlas. Estas deficiencias están relacionadas con: pobre cultura de seguridad, mantenimiento y pruebas de sistemas relajados, escasa preparación de operadores, programa de calidad inadecuado, y no cumplimiento con la normativa contra incendios, entre otros (35) (36) (37).
- **Falta de recursos** de la entidad propietaria, que prefiere retomar la operación de otras centrales antes de ésta (35).

El principal factor que motivó la realización de la inversión para poder continuar con la operación comercial de la central fue la necesidad de solucionar los problemas que motivaron la suspensión de la operación.

KOEBERG

El único emplazamiento nuclear de Sudáfrica recibe el nombre de Koeberg y cuenta con 2 reactores de tecnología PWR con 930 MWe de capacidad. Estos reactores fueron construidos entre 1984 y 1985, y son operados desde entonces por la empresa propietaria ESKOM. El factor de planta acumulado de ambos reactores es, a fecha de 2017, de 71,1 y 72,1, respectivamente (9). Estos valores son sensiblemente inferiores al factor de planta esperado para una central que está conectada continuamente a la red eléctrica. Por lo tanto, el escenario de riesgo identificado en Koeberg es el de tener, de forma continua, un **factor de planta sensiblemente más bajo de lo esperado**. En base a la información consultada, el principal factor que motiva estos bajos factores de planta es que el operador tiene dificultades para equilibrar el mantenimiento adecuado de la central con la producción de base (38). Al no realizar un mantenimiento suficiente se **reduce la fiabilidad de la planta**.

KHMELNITSKI, ROVNO, y ZAPORZHYE

El factor de planta de los reactores nucleares de los emplazamientos ucranianos de Khmel'nitski, 2 reactores en operación de 950 MW de tecnología PWR, Rovno, 4 reactores en operación de tecnología PWR, y Zaporzhye, 6 reactores en operación de 950 MW de tecnología PWR, es más bajo de lo esperable para una central que opera en continuo, con valores promedio del factor de carga acumulado de 75,5, 72,1, y 71,2 respectivamente por emplazamiento, y mínimos de 75,5, 66,8, y 64,3 respectivamente (9). Por lo tanto, el escenario de riesgo identificado en estas centrales es el de tener, de forma continua, un **factor de planta sensiblemente más bajo de lo esperado**. La principal causa que motiva el bajo factor de planta es una **red eléctrica subdimensionada** que no puede absorber toda la potencia eléctrica generada por estas centrales, y que, por lo tanto, obliga a establecer una **limitación en la salida eléctrica de estas centrales** (39) (40).

KEWAUNEE

La central nuclear de Kewaunee, de tecnología PWR Westinghouse de 2 lazos con capacidad para generar 566 MWe de potencia, comenzó su operación comercial en 1974. En 2005, un nuevo propietario compró la central, aunque decidió ponerla en venta la central en 2011 por motivos económicos (41). Al no encontrar comprador, el nuevo propietario decidió **cesar la operación comercial de la central**, pese a que había recibido una nueva licencia de operación por 20 años más por parte de organismo regulador americano que indicaba que la central era técnicamente aceptable (41). Los principales factores económicos que, en base a la información analizada, motivaron el cese de la operación prematuro de la central son los siguientes:

- No renovación del contrato por el que la energía producida en Kewaunee se vendía a dos compañías distintas (41).
- **Mercado no regulado** en el que se da poca importancia a la potencia de base estable que suministran las centrales nucleares (41).
- Bajada importante del precio del gas natural que implica una **bajada de precio de la energía eléctrica** de ese origen (41).
- **Economía de escala limitada** debido la poca potencia generada por el reactor que, unido a los factores anteriormente mencionados, causa que el precio al que se vende la energía haga que el proyecto no sea rentable. El propietario intentó comprar otros reactores de la región para intentar sacar provecho de las economías de escala, pero no lo consiguió (42).

Los factores identificados son extrapolables a otras 10 centrales nucleares americanas que han cesado su operación o que cesarán su operación en un futuro cercano por motivos económicos (43) (44).

BARAKAH

La central nuclear de Barakah, cuya primera unidad comenzó a construirse en julio de 2012, supone el primer proyecto de construcción y operación de una central nuclear en los Emiratos Árabes Unidos. El complejo constará de 4 unidades de diseño APR-1400 coreano que, según la programación del proyecto, comenzarán su operación comercial entre el 2018 y el 2020. El proyecto se lleva a cabo en formato EPC, siendo el contratista un consorcio liderado por la compañía coreana KEPCO, propietaria de la tecnología APR-1400, con un presupuesto de entre 20 y 25 billones de dólares (45). A día de hoy, el proyecto **no ha sufrido ni retrasos ni sobrecostos**, estando la unidad 1 ya totalmente construida y en fase de puesta en marcha (46) y la unidad 2 construida en un 89,21 % (47). Los principales factores que, en base a la información analizada, han propiciado el correcto desarrollo del proyecto son:

- **Implicación de entidades internacionales**, principalmente IAEA y WANO (*World Association of Nuclear Operators*), tanto en tareas de revisión y monitorización, como en forma de cooperación para el desarrollo de los trabajos desde la etapa de pre-construcción (45) (48). Esta implicación viene principalmente motivada por ser el primer proyecto de construcción y operación de una central nuclear en el país.

- Un porcentaje de la **contratación es personal experto** de países en los que existen programas nucleares (45). De la misma manera, una parte del personal contratado por el organismo regulador son expertos de otros países.
- Elección de **contratista EPC con experiencia**, que además trabaja con los mismos suministradores y compañías de construcción en todos sus proyectos (49). De esta manera, el contratista EPC ha conseguido mantener los costos bajo control en sus proyectos gracias a la **repetición y la estandarización de tareas** (49).
- **Cooperación entre el organismo regulador y el explotador** durante el proyecto sin poner en compromiso la independencia del regulador (45) (48).
- **Plan de desarrollo de recursos humanos bien organizado**, sistema de gestión bien estructurado e integrado y una cultura de seguridad fuerte (45).
- Existe una **planta de referencia**: la coreana Shin Kori-3/4. Por lo tanto, se aplican las lecciones aprendidas en la construcción de esa planta (48).
- El contratista está ligado por contrato a cumplir con ciertos hitos en la planta de referencia antes de que se comiencen ciertas tareas en Barakah. De esta manera, el explotador se asegura de que en su proyecto se aplicarán las lecciones aprendidas en el anterior (46).

EL CASO FUKUSHIMA

A raíz del suceso de Fukushima⁸, se ha vuelto a comprobar que un **accidente** en una central nuclear en el que se dañe el núcleo del reactor, tenga o no consecuencias externas, es tanto un escenario de riesgo para la propia central nuclear que lo sufre como un factor que afecta negativamente al normal desarrollo de otros proyectos nucleares y de la propia industria nuclear global. A partir de la experiencia de Fukushima, se identifican los diferentes escenarios de riesgo que pueden ser consecuencia de la ocurrencia de un accidente de estas características.

- En el caso de la central nuclear afectada, un accidente podría tener como consecuencia el **cese de la operación del reactor** que ha sufrido el accidente, o el cese de la

⁸ Un terremoto y el posterior Tsunami dejaron a la central nuclear de Fukushima en situación de *station black-out*, es decir, sin alimentación eléctrica externa ni de emergencia. La permanencia en esta situación provocó que se interrumpiese la refrigeración de los reactores, lo que suscitó la fusión del núcleo de algunos de ellos. Además, la presencia de hidrogeno en la contención provocó la explosión de algunos de los edificios de contención, facilitando la liberación de radionúclidos al ambiente.

operación de todos los reactores del emplazamiento. Además, un accidente supondrá la parada de todos los reactores del emplazamiento para evaluar la seguridad. Esta parada, como en el caso de Japón tras Fukushima, puede extenderse a todos los reactores del país afectado por el accidente nuclear.

- De forma global, la ocurrencia de un accidente podría tener como consecuencia la realización de **nuevos análisis de seguridad** a petición de los organismos reguladores, como, por ejemplo, los Stress Test, con la consiguiente inversión que esto supone.
- Tal y como se ha visto para los casos de Flamanville-3 y VC Summer-2/3, de forma global, la ocurrencia de un accidente podría tener como consecuencia que se establezcan **nuevos requisitos regulatorios más estrictos** que los anteriores. Esto implicaría una inversión adicional de las centrales nucleares, en operación y en construcción, para adaptarse a estos requisitos. Se han dado casos en los que se han cesado la operación de centrales nucleares por no poder hacer frente a las inversiones requeridas.
- La ocurrencia de un accidente nuclear puede causar que, por razones políticas, íntimamente ligadas con la opinión pública, se suspenda, hasta nuevo aviso, la operación y construcción de las centrales nucleares de un país, o, directamente, se anuncie el cierre prematuro de éstas, como es el caso de Alemania, o la cancelación de los proyectos de construcción. Es también posible que, por razones políticas, se endurezca el marco fiscal aplicable a la explotación de centrales nucleares.

8.2. Determinación de escenarios de riesgo y factores críticos

Tomando como referencia los riesgos identificados en la revisión de proyectos realizada, y añadiendo la experiencia particular de IDOM en la industria nuclear, se determinan y se describen los escenarios de riesgo cuyo impacto en la viabilidad del proyecto se analiza en apartados posteriores, así como los factores críticos a los que se debe prestar una atención especial para disminuir la probabilidad de caer en uno de estos escenarios de riesgo. La Figura 8-1 indica qué factores críticos podrían causar los escenarios de riesgo descritos.

8.2.1. Escenarios de riesgo

SOBRECOSTO EN PRE-CONSTRUCCIÓN

Este escenario de riesgo se caracteriza por un costo de pre-construcción mayor que el presupuestado en un inicio, ya sea por un proceso ineficiente o por la necesidad de realizar actividades adicionales como planes de comunicación, reasentamiento, u otros.

DEMORA DEL PERIODO DE CONSTRUCCIÓN

Este escenario de riesgo se caracteriza por la acumulación de retrasos durante el periodo de construcción que causan que la terminación del mismo sea sustancialmente más tardía que lo planteado en un inicio. Una duración del periodo de construcción mayor implica no solo retraso en el inicio de operación y por lo tanto en la obtención de beneficios, sino un mayor costo al tener que mantener los recursos durante el tiempo de demora y debido al mayor financiamiento que se requerirá por este motivo.

SOBRECOSTO DURANTE LA CONSTRUCCIÓN

Este escenario de riesgo se caracteriza por un costo de capital final mayor que el presupuestado en un inicio. Cabe destacar que estos escenarios se dan habitualmente en el sector nuclear ya sea por problemas durante la construcción o por estimaciones iniciales poco realistas.

Los escenarios de demora del periodo de construcción y sobrecosto durante la construcción acostumbra a ocurrir de forma conjunta pues están directamente relacionados, aunque esto no implica que no puedan ocurrir por separado.

SUSPENSIÓN DE LA CONSTRUCCIÓN

Este escenario de riesgo se caracteriza por la parada de los trabajos de construcción durante un tiempo prolongado. La suspensión de los trabajos de construcción implica la necesidad de mantener el emplazamiento en condiciones normales durante el periodo de suspensión, y, en casos de suspensión prolongada, la necesidad de realizar inversiones adicionales para poder afrontar el término de la construcción.

CANCELACIÓN DE LA CONSTRUCCIÓN

La cancelación de la construcción supone el cese total de los trabajos en el emplazamiento nuclear y, por lo tanto, la no obtención de un retorno económico por la realización del proyecto. Todo lo invertido hasta el momento de la cancelación se pierde.

AUMENTO DE COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Este escenario de riesgo se caracteriza por unos costos de operación y mantenimiento mayores a los planteados en un inicio.

AUMENTO DE COSTOS DEL CICLO DE COMBUSTIBLE

Este escenario de riesgo se caracteriza por un costo de ciclo de combustible mayor que el considerado en un inicio. El aumento de costos puede ser debido a las tareas del *front-end*, a las del *back-end*, o a ambas.

SUSPENSIÓN DE LA OPERACIÓN

Este escenario se caracteriza por el cese temporal de la operación comercial de una central nuclear. Durante el periodo que la central está en suspensión no genera energía eléctrica, así que no obtiene un retorno económico.

ENDURECIMIENTO DEL MARCO FISCAL

El escenario de endurecimiento del marco fiscal se caracteriza por un aumento de la cantidad, tanto en términos generales como monetarios, de impuestos y tasas que ha de pagar una central nuclear.

ENDURECIMIENTO DEL MERCADO ENERGÉTICO

Este escenario de riesgo hace referencia a un cambio del mercado energético que supone un menor retorno económico por la energía producida debido a la bajada del precio medio de la energía eléctrica producida por un abaratamiento de otras fuentes de energía.

INVERSIÓN INESPERADA EN OPERACIÓN

Este escenario se caracteriza por el hecho de que el propietario de la central nuclear se ve obligado a realizar una inversión sustancial e inesperada para mantener la central en operación.

FACTOR DE PLANTA BAJO

Un factor de planta bajo supone que una central nuclear produce sustancialmente menos energía eléctrica de la que podría producir en condiciones normales. Por lo tanto, con un factor de planta bajo una central nuclear tendrá un retorno económico menor del que podría tener.

CESE PREMATURO DE LA OPERACIÓN

Un cese prematuro de la operación se caracteriza por terminar la operación de una central nuclear antes de lo previsto en la planificación del proyecto. Debido al cese de la operación se dejará de tener retorno económico por los años en los que no se produzca energía eléctrica pese a que la central se había planificado para ello.

ACCIDENTE NUCLEAR

Un accidente nuclear provocaría con casi toda probabilidad el cese de la operación comercial de forma prematura. Además, el costo de desmantelamiento sería superior al presupuestado al haber de hacer frente a la limpieza de una mayor cantidad de material.

8.2.2. Factores críticos

Tomando como referencia la revisión de proyectos realizada, y añadiendo la experiencia particular de IDOM en la industria nuclear, se determinan los factores críticos cuya mala gestión o control puede llegar a causar la ocurrencia de los escenarios de riesgo descritos. En la medida de lo posible el hecho de tener bajo control estos factores y las circunstancias que los originan, permitiría que el proyecto de implantación de una central nuclear de potencia en Chile se llevase a cabo sin sobresaltos, de acuerdo al plan que se realice en un inicio. Se listan a continuación los factores críticos que deberían ser tenidos en cuenta tanto en la fase preliminar de implantación de un plan nuclear de potencia como a lo largo de la potencial construcción y operación de una central.

Tecnológicos

- Selección de tecnología - *First of a Kind* o *Nth of a Kind*. Las tecnologías *First of a Kind* son tecnologías que no han sido probadas anteriormente, no existen referencias y el riesgo de que algo pueda salir mal, tanto a nivel de construcción como de operación aumenta. La utilización de diseños ya construidos y operados exitosamente (*Nth of a Kind*) es recomendable, especialmente en países sin experiencia en este sector y que no tienen en mente grandes planes nucleares que justifiquen pruebas de concepto a fin de reducir riesgos
- Diseño e ingeniería: resulta imprescindible tener un diseño cerrado y una ingeniería de detalle comprobada antes de empezar con la construcción a fin de evitar re-trabajos e ineficiencias.
- Reto tecnológico: debido a su complejidad técnica, la tecnología nuclear de generación eléctrica lleva asociada una serie de riesgos que no es posible eliminar. No obstante, contar con personal cualificado con una formación periódica y de calidad, seguir procedimientos y normas pre-establecidos, instaurar una estructura de responsabilidad clara en la que la seguridad sea la máxima prioridad, contar con expertos cuando sea necesario, y otras acciones similares ayudarían a mitigar significativamente estos riesgos.

- *Know How*: Dado el reto tecnológico que supone construir una central nuclear, que el contratista cuente con *know how* y experiencia previa en la realización de este tipo de proyectos debería reducir la posibilidad de que se generen demoras, sobrecostos, y re-trabajos. Puesto que ahora no se construyen tantas centrales nucleares como en la época de la generación II, es importante contrastar que las empresas encargadas del proyecto tengan un *know how* y experiencia recientes. La participación y el seguimiento del proyecto por parte de organismos y expertos internacionales es también un factor a tener en cuenta, pues asegura la integración de lecciones aprendidas en otros proyectos, dificultando así que ocurran los escenarios de riesgo identificados.
- Calidad de la cadena de suministro: durante la construcción de una central nuclear se han de instalar una gran cantidad de estructuras, sistemas, y componentes. Es por lo tanto esencial que la cadena de suministro cualificada que proporcione los materiales y equipos con la calidad requerida y siguiendo la planificación del proyecto para evitar demoras, sobrecostos, y re-trabajos durante la etapa de construcción.
- Operación y Mantenimiento: llevar a cabo las tareas de operación y mantenimiento de forma óptima y balanceada es esencial tanto para obtener el retorno económico deseado como para mantener la seguridad de la central dentro de los estándares requeridos. Una operación deficiente y un mantenimiento insuficiente pueden llevar a dificultades para mantener una correcta fiabilidad de la central, que repercutiría negativamente tanto en la capacidad de generar la energía eléctrica, es decir, en el factor de planta, como en la posibilidad de que ocurra un accidente. Igualmente, un mantenimiento demasiado exhaustivo podría llevar a una disponibilidad limitada de la central nuclear y, por lo tanto, a un bajo factor de planta.
- Accidente: una central nuclear siempre estará expuesta a la ocurrencia de un accidente, por muy bien que se lleven a cabo las tareas de operación y mantenimiento, ya que, aunque se puede minimizar, el riesgo de que ocurra nunca podrá ser 0.

Gestión del proyecto

- Financiamiento: puesto que el financiamiento es necesario para afrontar, en la mayoría de los casos, un proyecto de estas características, y dado que los costos de financiamiento suponen un porcentaje sustancial del capital de una central nuclear, es esencial que se obtenga en las mejores condiciones posibles. Además, es imprescindible que la estructura de financiamiento sea segura y cabal para que se puedan afrontar los costos que surjan durante toda la etapa de construcción y evitar parones, suspensiones, o la cancelación del proyecto.

- Propietario: para conseguir que el proyecto avance de forma fluida, el propietario de la central nuclear debería implicarse en el proyecto, compartiendo tareas de gestión y ciertas responsabilidades con el contratista, y proporcionando toda la asistencia que este último pueda requerir, especialmente en las relaciones con las organizaciones locales. La implicación del propietario es también especialmente clave en la transmisión del conocimiento para la posterior operación de la planta.
- Contratistas: para una consecución exitosa del proyecto, el contratista debe tener una implicación total, asignado los recursos que sean necesario en cada momento. Además de una experiencia contrastada en proyectos de esta índole, también es crucial que el contratista tenga una situación económica sana y sin problemas de corrupción, para evitar que haya la posibilidad de que se desligue del proyecto antes de que su participación termine.
- Integración de los distintos actores (*stakeholders*): los alcances y responsabilidades de los participantes en el proyecto, así como las interacciones entre ellos han de estar claramente plasmadas en un contrato para así evitar fricciones y litigios entre las partes que puedan retrasar los trabajos. Tanto el contrato como la propia actitud de las partes participantes deberían fomentar un marco de cooperación y colaboración para el avance fluido del proyecto.
- Planificación y presupuesto: la planificación y presupuesto del proyecto deben ser realistas para que todas las partes tengan unas expectativas claras y concisas, tanto de las responsabilidades como de los costos que debe asumir cada una. Además, un presupuesto realista reduce la posibilidad de que haya problemas de financiamiento.
- Cultura de seguridad: durante todo el ciclo de vida de una central nuclear la consecución de la seguridad debe ser la máxima prioridad de todos los participantes en el proyecto, desde la dirección y administración hasta el personal de campo. Una cultura de seguridad fuerte facilitará el cumplimiento de los requisitos regulatorios, disminuirá, por ejemplo, la posibilidad de que se den suspensiones o re-trabajos en construcción por trabajos defectuosos, y fomentará el ambiente necesario para una operación y mantenimiento óptimos bajo los estándares de seguridad.
- Recursos: un proyecto de esta índole consume una gran cantidad de recursos, tanto materiales como humanos, durante todo su ciclo de vida. Si en algún momento se redujesen los recursos por debajo del mínimo admisible, se pondría en serio riesgo el avance y la calidad del proyecto, y se fomentaría la ocurrencia de los escenarios de riesgo identificados.

Contextuales y económicos

- Precio de materiales: la construcción de una central nuclear conlleva la adquisición de una gran cantidad de material para la obra civil. Dada la variabilidad en el precio de materiales, el costo de capital de una central nuclear puede verse afectado por el valor de éstos durante la etapa de construcción. Por otra parte, el costo del ciclo de combustible depende en parte del precio del Uranio. No obstante, el mercado del Uranio es bastante estable, y el costo del ciclo de combustible no representa un porcentaje sustancial del total de costos de una central nuclear, con lo que los posibles cambios en el precio del Uranio no deberían tener un impacto sustancial en la evaluación económica de un proyecto de esta índole.
- Economía de escala: La implementación de una central nuclear es sin duda un proyecto caro no solo por la central en sí sino por toda la infraestructura paralela a nivel de regulación y desarrollo de industria especializada que se debe poner en marcha. Por ello, los planes nucleares grandes son más rentables que los pequeños. Los diseños actualmente disponibles, así como los proyectos de construcción que se están llevando a cabo exitosamente hoy en día, demuestran la apuesta del sector por reactores de potencia elevada (entre 1000 y 1400 MW) y centrales con varios reactores (entre 2 y 4 generalmente).
- Infraestructura Nuclear: La existencia de un tejido industrial y legal que dé soporte de forma óptima a la operación, el mantenimiento, y la gestión de residuos de centrales nucleares de potencia es un factor clave para evitar retrasos, desviaciones, y sobrecostos durante la vida operativa de una central nuclear. Este factor es especialmente importante en países de nueva implantación puesto que esta infraestructura está en desarrollo o es inexperta cuando se construyen las primeras centrales.
- Situación política: la viabilidad de un proyecto nuclear está estrechamente ligada a la aprobación y apoyo del mismo por parte del gobierno del país. En primer lugar, porque entra a formar parte de un mix y una estrategia energética nacional y, en segundo lugar, porque la seguridad nuclear es un asunto global. En este sentido, la implementación de un plan nuclear de potencia requiere de una apuesta estable y un compromiso a largo plazo por parte de la clase política.
- Opinión pública e impacto ambiental: La energía nuclear no suele estar bien vista entre la población por los riesgos radiológicos que conlleva. Parte de esta oposición suele venir también del desconocimiento general sobre esta tecnología y sobre el nivel de seguridad

asociado. Viendo la fuerza que tiene la oposición pública en Chile en proyectos energéticos con potenciales impactos medioambientales, sería imprescindible, para asegurar el éxito de un proyecto nuclear de potencia, llevar a cabo una campaña de sensibilización.

- Población local: puesto que proyectos de este tipo implican la utilización de una extensa superficie de terreno, y dada la controversia que generan, es posible que sea necesario diseñar buenos planes de reasentamiento que cuenten con el apoyo de las poblaciones locales antes del inicio del proyecto. Esto puede ser especialmente necesario en Chile dada la población indígena que lo habita. Además, se deberían diseñar y aplicar planes de acercamiento y asesoramiento a las poblaciones cercanas para contar con su apoyo. Una población cercana en contra puede generar controversia y fricciones durante la construcción de una central nuclear.
- Requisitos regulatorios: los requisitos regulatorios van muy ligados al diseño de una central. Por ello es importante contar con unos requisitos regulatorios fijados a lo largo de todo el proyecto de construcción de una central nuclear, asegurando que el diseño inicialmente aprobado no se tenga que rehacer. Así mismo, a lo largo de la vida operativa de la central, nuevos requisitos regulatorios suelen requerir nuevas inversiones. Aunque la evolución de la regulación durante la operación de la central es un factor que no se puede evitar ya que responde a la mejora continua del sector, sí es importante tenerlo en cuenta y aprender a gestionarlo mediante la colaboración entre el operador y el regulador, respetando siempre la independencia de este último.
- Mercado eléctrico e infraestructura: antes de empezar con un proyecto de implantación de una central nuclear de potencia, es importante asegurar que la infraestructura y el mercado eléctrico estén preparados para ello. La demanda eléctrica debe ser la suficiente ya que, salvo en el caso de SMRs, las potencias instaladas suelen ser elevadas. Hay que tener en cuenta que la energía nuclear es rentable si trabaja en base por lo que se requiere un cierto compromiso en este sentido. Así mismo, se debe evaluar la proyección de los precios de la energía eléctrica puesto que precios demasiado bajos suelen convertir a este tipo de tecnología en poco competitiva. El hecho de contar o no con un mercado eléctrico amable para la energía nuclear va sin duda ligado a la posición política comentada en el punto anterior.
- Accidentes: Una central nuclear está expuesta a que ocurra un accidente grave en otra planta y que esto le afecte de alguna manera, ya sea en forma de nuevos requisitos que

hagan aumentar, por ejemplo, los costos de operación y mantenimiento, o en forma de suspensiones o cierres por decisiones políticas.

8.2.3. Relación entre escenarios de riesgo y factores críticos

Tomando como referencia la revisión de proyectos realizada, y añadiendo la experiencia particular de IDOM en la industria nuclear, se indica en este apartado la relación entre los factores críticos (causa) y los escenarios de riesgo (consecuencia). Puesto que algunos de los factores críticos identificados pueden ser comunes a diversos escenarios de riesgo, las relaciones entre escenarios y factores se presenta en forma de matriz en la Figura 8-1.

Matriz de relación entre escenarios de riesgo y factores críticos

	Selección de tecnología - FOAK o NOAK	Diseño e ingeniería	Reto tecnológico	Know How	Calidad de la cadena de suministro	Operación y mantenimiento	Accidente	Financiamiento	Proletario	Contratistas	Integración de los distintos actores	Planificación y presupuesto	Cultura de seguridad	Recursos	Precio de materiales	Economía de escala	Infraestructura nuclear	Situación política	Opinión pública e impacto ambiental	Población local	Requisitos regulatorios	Mercado eléctrico e infraestructura	Accidentes		
Aumento del costo de pre-construcción	x							x	x	x	x														
Demora de la construcción	x	x	x	x	x			x	x	x	x	x	x			x		x	x	x					
Sobrecosto durante la construcción	x	x	x	x	x			x	x	x	x	x	x	x	x	x				x	x				
Suspensión de la construcción	x	x	x	x	x			x	x	x	x	x	x				x	x	x	x	x			x	
Cancelación de la construcción				x				x	x	x	x	x					x	x	x			x	x		
Aumento de costos de operación y mantenimiento	x					x									x	x									
Aumento de costos del ciclo de combustible														x	x	x	x								
Suspensión de la operación					x	x						x													
Endurecimiento del marco fiscal																	x	x							
Endurecimiento del mercado energético																	x								
Inversión inesperada en operación	x	x				x	x					x												x	x
Factor de planta bajo						x						x													x
Cese prematuro de la operación							x						x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Accidente Nuclear							x	x					x												

Figura 8-1. Matriz de escenarios de riesgo y factores críticos

8.3. Evaluación de escenarios de riesgo

El impacto de los escenarios de riesgo identificados sobre los costos (LCOE) y la rentabilidad (TIR del Inversionista) del proyecto de implantación de una CNP en Chile se analiza mediante la reevaluación del modelo, una vez fijado un valor representativo de un parámetro o variable crítica cuya variación plasma las características del escenario. Los resultados obtenidos en la reevaluación se comparan con los del caso definido en el Modelo para así obtener una valoración del impacto del escenario en la rentabilidad en base a la variación porcentual del TIR del

inversionista. La pestaña “4. Riesgos” del Modelo de Costos permite al usuario modificar el valor de los parámetros o variables críticos de los escenarios de riesgo, y muestra la valoración del impacto sobre la rentabilidad de los valores seleccionados para estos parámetros o variables en función de una adaptación de la clasificación de impactos para la evaluación de proyectos de inversión de la Comisión Europea (50).

La clasificación de impactos incorpora la categoría “Inaceptable” para el caso en el que al TIR del inversionista resulta negativa o en error (“n.a.”), que significaría que la suma de los flujos descontados del proyecto es menor al costo de inversión. La clasificación consiste en las seis categorías que se describen en la Tabla 8-1.

CLASIFICACIÓN	IMPACTO
Muy bajo	No hay efecto relevante a la rentabilidad base del proyecto.
Bajo	Pérdida menor de la rentabilidad base del proyecto. Afectaciones mínimas en el largo plazo.
Moderado	Pérdida moderada de la rentabilidad base del proyecto, incluso en el plazo medio-largo.
Alto	Pérdida importante en la rentabilidad base del proyecto.
Muy Alto	Pérdida crítica en la rentabilidad del proyecto.
Inaceptable	Los beneficios del proyecto nunca llegan a concretarse.

Tabla 8-1. Clasificación de impactos en el Modelo

Se introduce la distribución potencial de la Figura 8-2 para definir el alcance de las categorías anteriores en formato de rangos de impacto sobre el TIR del inversionista del caso base. Al ser una distribución potencial, es más estricta para para las categorías de impacto “Muy Bajo” y “Bajo” que para las clasificaciones “Alto” y “Muy Alto”.

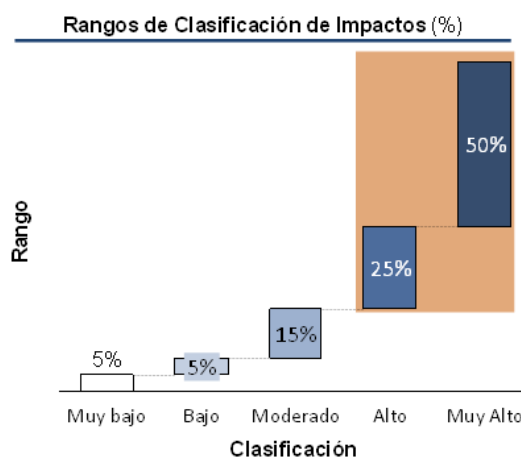


Figura 8-2. Distribución de los rangos de clasificación de impacto

La Figura 8-2 se describe en la Tabla 8-2, incluyendo el rango de variación con respecto al caso base y la variación acumulada.

CLASIFICACIÓN	VARIACIÓN CON RESPECTO AL ESCENARIO BASE	ACUMULADO
Muy bajo	de 0 a 5% de variación	5 %
Bajo	de 5 a 10% de variación	10 %
Moderado	de 10 a 25% de variación	25 %
Alto	de 25 a 50% de variación	50 %
Muy Alto	Variación mayor de 50%	100 % o mayor
Inaceptable	TIR negativa o error	

Tabla 8-2. Rangos para la clasificación de impactos

Sin embargo, no todos los escenarios de riesgo identificados se pueden evaluar mediante el Modelo de Costos. Concretamente, el escenario de Suspensión de la construcción no se evalúa debido a la propia complejidad y variabilidad del escenario, que podría tener diversas causas y, por lo tanto, diversas afectaciones sobre el modelo. Por ejemplo, habría que conocer si se mantendría parte del costo de mano de obra y de ingeniería y Project management para mantener la obra en buenas condiciones, si la suspensión provocaría cambios en el contratista o en el modelo de propiedad, o, entre otros, si sería necesario realizar nuevas inversiones para adaptarse a nuevos requisitos regulatorios. Tampoco se evalúa el escenario de Cancelación de la construcción, dado que resulta claro que la ocurrencia de éste hace que el proyecto no sea rentable y que se incurra en unos gastos no recuperables mediante el proyecto. Para el resto de escenarios, la Tabla 8-3 indica la variable o parámetro cuya variación plasma sus características.

Escenario	Parámetro	Comentario
Factor de planta bajo	Factor de planta	El factor de planta también se utiliza para simular el escenario de suspensión en operación distribuyendo el periodo de parada como una bajada de potencia a lo largo de la vida de la central.
Sobrecosto durante la construcción	Partida 12	Se consideran únicamente las partidas de la construcción overnight.
Sobrecosto en pre-construcción	Partida 11	La partida 11 es la que hace referencia a todos los costos generados durante la etapa de pre-construcción.
Aumento de costos del ciclo de combustible	Partidas 221, 222, y 223	Estas partidas hacen referencia al <i>front-end</i> .
	Partida 224	Esta partida hace referencia al <i>back-end</i> .

Escenario	Parámetro	Comentario
Aumento de costos de operación y mantenimiento	Partida 21	La partida 21 incluye todos los costos de operación y mantenimiento. Mediante este aumento también se simula el escenario de inversión inesperada en operación.
Endurecimiento del marco fiscal	Tasa de producción	La tasa de producción modifica el valor de la partida 232: tasas variables en operación.
Demora del periodo de construcción	Periodo construcción	
Cese prematuro de operación	Periodo operación	Incluye el escenario de Accidente Nuclear.
Endurecimiento del mercado energético	Precio de la energía	

Tabla 8-3. Parámetros representativos de los escenarios de riesgo identificados

8.3.1. Caso base y elección de valores para los parámetros representativos

El Modelo de Costos realiza el análisis del impacto de los escenarios de riesgo identificados sobre la rentabilidad del proyecto en referencia al caso introducido en las pestañas “0. Estructura Costos” y “1. Cuadro de Mando”. Por lo tanto, el Modelo permite al usuario evaluar la importancia de los escenarios de riesgo que incluye en cualquier caso que se proponga. Para este informe, el caso base sobre el que se realiza el análisis del impacto de los escenarios de riesgo es el mostrado en la Tabla 8-4. Se plantea un modelo de propiedad 100% privado con el objetivo de eliminar la influencia que tiene la tasa impositiva pública sobre la rentabilidad del modelo y ver mejor el impacto real de los escenarios de riesgo que de otro modo quedan enmascarados por la baja rentabilidad del caso base.

Factor	Unidades	Escenario base LWR
HIPÓTESIS GENERALES		
Fecha de construcción	(año)	2028
Periodo construcción	(años)	6
Periodo operación	(años)	60
Precio de la electricidad	US/MWh	70,0
Precio de potencia	US/kW/mes	8,2
Potencias de unidad		
LWR	MW(e)	1.200
Número de unidades de la central	Unidades	2
Factor de Planta	S/D	0,90
Tasa de Descuento LCOE	%	6,0%
Otras Aplicaciones		No

HIPÓTESIS AVANZADAS		
Participación		
Público	%	0,0%
Privado	%	100,0%
Estructura de Capital		
Fondos Ajenos	%	60,0%
Fondos Propios (<i>Equity</i>)	%	40,0%

Tabla 8-4. Datos de partida del caso base para el análisis de escenarios de riesgo

Los resultados de este caso base son los indicados en la Tabla 8-5:

Escenario base LWR	
Rentabilidad del PROYECTO	
TIR Proyecto	5,1%
VAN Proyecto @ WACC (<i>mill.</i>)	USD (1.848)
WACC	6,3%
Payback Proyecto	24 años
Rentabilidad del INVERSIONISTA (<i>equity</i>)	
TIR Inversionista	4,7%
VAN Inversionista @ Ke (<i>mill.</i>)	USD (2.396)
Costo de Capital (Ke)	8,2%
Payback Inversionista	34 años
Costo por kWe y LCOE	
Costo (\$/kWe) *con financieros, sin IVA	USD/kW 5.163
LCOE *con financieros, sin IVA	USD/MWh 79,7

Tabla 8-5. Resultado del caso base para el análisis de escenarios de riesgo

Tomando como referencia el estudio de proyectos similares presentado en el apartado 8.1, se proponen los valores de parámetros indicados en la Tabla 8-6 para plasmar los escenarios de riesgo identificados. No obstante, el usuario es libre de cambiar el valor de estos parámetros para así realizar el análisis del impacto de los escenarios de riesgo a su gusto.

Escenario	Parámetro	Valor
Factor de planta bajo	Factor de planta	Se utiliza un valor de 0,55 para plasmar el escenario de Suspensión en operación, y un valor de 0,65 para plasmar el escenario de factor de planta bajo por motivos operacionales o contextuales.

Escenario	Parámetro	Valor
Sobrecosto durante la construcción	Partida 12	Se dobla el valor, es decir, se adiciona un 100% del valor base de la partida 12, tomando como referencia la información publicada al respecto de los últimos proyectos de construcción de centrales nucleares que han sufrido sobrecostos.
Sobrecosto en pre-construcción	Partida 11	Se adiciona un 50% del valor base de la partida 11.
Aumento de costos del ciclo de combustible	Partidas 221, 222, y 223	Se adiciona un 50% del valor de estas partidas.
	Partida 224	Se adiciona un 50% del valor de la partida 224.
Aumento de costos de operación y mantenimiento	Partida 21	Se adiciona un 50% del valor base de la partida 21.
Endurecimiento del marco fiscal	Tasa de producción	Se añade una tasa de producción de un 7% sobre el ingreso bruto.
Demora del periodo de construcción	Periodo construcción	Se analiza un caso con un periodo de construcción de 10 años.
Cese prematuro de operación	Periodo operación	Se analizan casos con cese de operación a los 15, 30, y 45 años para analizar la tendencia del impacto de este escenario.
Endurecimiento del mercado energético	Precio de la energía	Se fija un precio de la energía de 53 \$/MWh , equivalente al menor precio de mercado de SIC y SING entre 2006 y 2017.

Tabla 8-6. Propuesta de valores de parámetros para plasmar los escenarios de riesgo

8.3.2. Resultado de la evaluación

A partir de la herramienta de análisis del impacto de escenarios de riesgo incluida en la pestaña “**4. Riesgos**” del Modelo de Costos, se obtienen los resultados presentados en la Tabla 8-7 para los escenarios de riesgo descritos en la Tabla 8-6.

Escenario	Parámetro	Valor	TIR inversionista (%)	LCOE (\$/MWh)	IMPACTO
Factor de planta bajo	Factor de planta	0,55	n.a.	124,7	Inaceptable
		0,65	0,4	106,9	Muy alto
Sobrecosto durante la construcción	Partida 12	+100%	n.a.	127,3	Inaceptable
Sobrecosto en pre-construcción	Partida 11	+50%	4,5	80,8	Muy bajo
Aumento de costos del ciclo de combustible	Partidas 221, 222, y 223	+50%	4,2	82,6	Moderado
	Partida 224	+50%	4,6	80,4	Muy bajo
Aumento de costos de operación y mantenimiento	Partida 21	+50%	3,3	87,1	Alto
Endurecimiento del marco fiscal	Tasa de producción	7%	3,5	79,7	Moderado
Demora del periodo de construcción	Periodo construcción	10 años	2,1	100,4	Muy alto
Cese prematuro de operación	Periodo operación	15 años	n.a.	115,1	Inaceptable
		30 años	3,2	89,0	Alto
		45 años	4,4	82,1	Bajo
Endurecimiento del mercado energético	Precio de la energía	53 \$/MWh	n.a.	79,7	Inaceptable

Tabla 8-7. Resultados del análisis de escenarios de riesgo

Se observa que los escenarios de riesgo con mayor impacto sobre la rentabilidad del proyecto, aquellos valorados como Inaceptables, son el tener un factor de planta bajo, incurrir en sobrecostos durante la construcción, y un endurecimiento del mercado energético plasmado en un precio de venta de la energía eléctrica bajo. Es también significativo el escenario de demora del periodo de construcción, pues, si se alarga hasta los 10 años, el impacto sobre la TIR del Inversionista es Muy alto. Dos de los escenarios mencionados están relacionados con la etapa de construcción, poniendo de manifiesto la importancia de llevar un control adecuado de los trabajos y los costos que se realizan durante la misma. Los factores críticos, y las circunstancias que los originan, que podrían causar los escenarios mencionados (véase la Figura 8-1) deberían ser objeto de una atención especial en pos de la consecución exitosa del proyecto. Debería

también ponerse atención sobre los factores que pueden causar los escenarios de aumento del costo de operación y mantenimiento, aumento del costo del *front-end* del ciclo de combustible, y endurecimiento del marco fiscal, pues su ocurrencia tendría un impacto entre moderado y alto sobre el TIR del Inversionista. En contraste, los escenarios de sobrecosto en pre-construcción y aumento del costo del *back-end* del ciclo de combustible tienen un impacto Muy bajo sobre la TIR del Inversionista. Por su parte, como cabía esperar, un cese prematuro de operación a los 15 años de vida operativa tiene un impacto Inaceptable en el proyecto, al no haber alcanzado el periodo de retorno de la inversión. Sin embargo, este impacto se diluye conforme aumenta el tiempo de vida operativa, llegando a ser Bajo una vez alcanzados los 45 años de vida, 15 menos de lo estipulado.

9. CONCLUSIONES

El proyecto de implantación de una central nuclear es un proyecto con unos costos muy elevados, una rentabilidad ajustada y unos riesgos considerables. En esta fase preliminar de su plan nuclear de potencia, Chile debe valorar los posibles escenarios de implantación desde un punto de vista global, con el fin de determinar la viabilidad del proyecto. Estos escenarios incluyen parámetros como la tecnología, la potencia, la cadena de suministro y de contratación, la estructura de la financiación, el marco impositivo o el modelo de propiedad. Todos estos parámetros influyen de una manera o de otra sobre los costos y la rentabilidad del proyecto por lo que Chile deberá encontrar la combinación óptima de acuerdo a su contexto tecnológico, económico y estratégico.

De acuerdo con las necesidades actuales de Chile, el modelo desarrollado por IDOM en el marco del estudio “Modelo y Estimación de costos para un central nuclear de potencia en Chile” permite evaluar los costos de un proyecto de implantación de una central nuclear en Chile a lo largo de toda su vida, y su rentabilidad, así como identificar las variables críticas cuyo impacto sobre la viabilidad del proyecto es mayor, es decir, las que, al fin y al cabo, más se deben controlar. En línea con el estado de desarrollo preliminar del plan nuclear de potencia chileno, el modelo es totalmente flexible y todos los datos de costo por partida, así como las demás hipótesis económicas y financieras son modificables y podrán ser actualizadas con nuevos valores obtenidos a partir de negociaciones con tecnólogos o estudios más detallados sobre alguno de los aspectos.

Las referencias internacionales sitúan el costo de inversión inicial en torno a los 4.000 o 5.500 \$/kWe más costos de financiamiento mientras que la operación supone unos 25 – 35 \$/MWh. Los reactores de agua ligera aparecen como los principales candidatos a nivel internacional en cuanto a nueva construcción en el sector nuclear. Representan la gran mayoría de los reactores existentes en el mundo y hay en la actualidad un abanico relativamente amplio de modelos disponibles de entre 1000 y 1600 MW. Pese a que no son pocos los proyectos que han presentado retrasos y sobrecostos, también existen casos de éxito recientes que demuestran su viabilidad. Los reactores de agua pesada, pese a ser una apuesta clara de algunos países como Canadá o Argentina, no cuentan con implantaciones recientemente completadas. Por último, se prevé que entren con fuerza en el mercado de nueva construcción los modelos SMR cuyo concepto – baja potencia, simplificación del diseño y modularización de la construcción - parece interesante por la configuración del sistema eléctrico chileno. Sin embargo, el concepto nunca ha sido demostrado. La experiencia que se tenga con este tipo de reactor en los próximos años deberá validar si se trata realmente o no de una opción viable para Chile. Junto a la selección de una tecnología, Chile deberá decidir la potencia y el número de plantas que quiere instalar,

decisión en la que entra en juego la economía de escala. Teniendo en cuenta las necesidades de la demanda eléctrica, será necesario valorar el equilibrio deseado entre eficiencia económica en términos de costo por energía producida e inversión absoluta del proyecto.

Sin duda, las características propias de Chile se deben considerar en la evaluación de costos de un proyecto de implantación de una central nuclear. Los altos requerimientos antisísmicos aumentarán la complejidad técnica del proyecto y por lo tanto sus costos. Será interesante para esta problemática analizar en detalle soluciones tecnológicas como el aislamiento sísmico, que permitiría reducir la sollicitación sobre los equipos y así contener el sobre costo producido por la alta sismicidad del país. La participación de la mano de obra e industria local también será clave en la optimización de los costos en las fases de construcción y operación, sin por ello olvidar la necesidad de contar con contratistas principales y expertos internacionales que aseguren la integración del *know-how* nuclear.

Más allá de los parámetros tecnológicos que influyen en el costo y la rentabilidad del proyecto, la financiación es un parámetro clave en la viabilidad de un proyecto de implantación de una central nuclear debido al alto costo de la inversión inicial y el largo periodo de construcción. El precio mínimo para que el proyecto sea rentable es muy dependiente de los intereses y el costo de capital de los inversores, así como de la carga impositiva que tenga que soportar el proyecto. Estos factores pueden hacer que el precio mínimo de venta se sitúe entre los 70 y los 150 \$/MWh según el caso.

Será pues la combinación de todos los parámetros tecnológicos y financieros que se seleccione la que defina finalmente el precio mínimo al que se debería vender la electricidad. Teniendo en cuenta la ajustada rentabilidad de los proyectos nucleares, se deberá incluir en la valoración de la viabilidad del plan nuclear de potencia en Chile un análisis económico completo valorando el impacto de dicho proyecto en la activación de la industria local y otros beneficios paralelos.

El estudio de proyectos comparables a nivel nacional e internacional ha permitido identificar una serie de factores críticos cuya buena gestión es indispensable para evitar riesgos de sobrecostos, retrasos o cancelaciones y aumentar las posibilidades de éxito del proyecto de implantación de una central nuclear de potencia en línea con el escenario inicial que se plantee. Por un lado, destacan factores tecnológicos que se desprenden de la complejidad intrínseca de la tecnología nuclear y su seguridad. El *know-how*, la transmisión del conocimiento y de las lecciones aprendidas, y la certificación de la calidad de toda la cadena de valor son esenciales. Por otro lado, distintos aspectos de la gestión del proyecto, especialmente en fase de construcción, aparecen como vitales para su éxito. Finalmente, el contexto socio-económico y regulatorio también deben ser favorables. Así pues, se pone de manifiesto la importancia de evaluar la

viabilidad del posible proyecto de implantación de una central nuclear de potencia en Chile de manera global, valorando desde la opción tecnológica seleccionada hasta las implicaciones de la estratégica política o de la opinión pública.

10. REFERENCIAS

1. **IDOM.** *Servicios de consultoría para la realización del estudio: Modelo y Estimación de Costos para una Central Nuclear de Potencia en Chile - Oferta técnica.* 2017.
2. —. *Informe Parcial 1: Estructura y metodología para el modelo de costos de una central nuclear de potencia en Chile.* 2017.
3. —. *Informe Parcial 2: Estimación de costos y análisis de rentabilidad del proyecto de implantación de una central nuclear en Chile.* 2017.
4. **The Economic Modeling Working Group of the Generation IV International Forum.** GIF/EMWG/2007/004. *Cost Estimating Guidelines for Generation IV Nuclear Energy Systems.* 2007.
5. **IAEA.** Technical Report Series No. 275. *Bid Invitation Specifications for Nuclear Power Plants.* 1987.
6. **NRC.** *Westinghouse AP1000 Design Control Document Rev. 19.* 2011.
7. **WNA.** *Processing of Used Nuclear Fuel.* 2017.
8. **MIT.** *The Future of Nuclear Power.* 2003.
9. **IAEA.** Power Reactor Information System (PRIS). [En línea] 2017. <https://www.iaea.org/pris/>.
10. **WNN.** Dates revised again for Olkiluoto 3. [En línea] 2007. <http://www.world-nuclear-news.org/newsarticle.aspx?id=13848>.
11. **Nuclear Engineering International.** More delays for Olkiluoto 3. [En línea] 2017. <http://www.neimagazine.com/news/newsmore-delays-for-olkiluoto-3-5943845/>.
12. **WNA.** Nuclear Power in Finland. [En línea] 2017. <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/finland.aspx>.
13. **Reuters.** Finland's Olkiluoto 3 reactor on track to start Dec 2018 -TVO executive. [En línea] 2017. <https://www.reuters.com/article/finland-nuclear-olkiluoto/finlands-olkiluoto-3-reactor-on-track-to-start-dec-2018-tvo-executive-idUSL8N1L34SS>.
14. **Rispoli, James A.** *Construction Challenges and Success in Mega-Projects.*

15. **WNN.** Olkiluoto pipe welding 'deficient', says regulator. [En línea] 2009. http://www.world-nuclear-news.org/NN-Olkiluoto_pipe_welding_deficient_says_regulator-1610095.html.
16. **BBC.** New UK nuclear stations unlikely to be on time. [En línea] 2009. <http://news.bbc.co.uk/2/hi/programmes/newsnight/8379274.stm>.
17. **The Local.** Flamanville fiasco The story of France's nuclear calamity. [En línea] 2017. <https://www.thelocal.fr/20170209/flamanville-frances-own-nuclear-nightmare>.
18. **Nuclear Engineering International.** More delays for Flamanville 3. [En línea] 2015. <http://www.neimagazine.com/news/newsmore-delays-for-flamanville-3-4667192>.
19. **The Guardian.** Flamanville: France's beleaguered forerunner to Hinkley Point C. [En línea] 2016. <https://www.theguardian.com/environment/2016/jul/27/flamanville-france-edf-nuclear-reactor-hinkley-point-c>.
20. **Locatelli G., Mancini M.** *MEGAPROJECT: The Effective Design and Delivery of Megaprojects in the European Union. Flamanville 3 Nuclear Power Plant.*
21. **ASN.** Information Letter No.19. *ASN actions for monitoring the Flamanville EPR reactor construction site: notable points.* 2017.
22. **Engineering and Technology.** EDF charged with replacing Flamanville 3 nuclear reactor cover by 2024. [En línea] 2017. <https://eandt.theiet.org/content/articles/2017/06/edf-charged-with-replacing-flamanville-3-nuclear-reactor-cover-by-2024/>.
23. **The Telegraph.** Faulty valves in new-generation EPR nuclear reactor pose meltdown risk, inspectors warn. [En línea] 2015. <http://www.telegraph.co.uk/news/worldnews/europe/france/11662889/Faulty-valves-in-new-generation-EPR-nuclear-reactor-pose-meltdown-risk-inspectors-warn.html>.
24. **Reuters.** UPDATE 3- EDF delays Flamanville 3 nuclear project again. [En línea] 2011. <https://www.reuters.com/article/edf-flamanville/update-3-edf-delays-flamanville-3-nuclear-project-again-idUSLDE76J1A520110720>.
25. **Nuclear Engineering International.** Brazil's Angra 3 could resume construction in 2018. [En línea] 2017. <http://www.neimagazine.com/news/newsbrazils-angra-3-could-resume-construction-in-2018-5722003>.
26. **Eletrobras Eletronuclear.** *Angra 3 current status and challenges to continue.* 2017.

-
27. **Kallanish Energy.** Brazil's 3rd nuclear plant on track to come online in 2020. [En línea] 2016. <http://www.kallanishenergy.com/2016/04/29/brazils-3rd-nuclear-plant-track-come-online-2020/>.
 28. **New York Times.** U.S. Nuclear Comeback Stalls as Two Reactors Are Abandoned. [En línea] 2017. <https://www.nytimes.com/2017/07/31/climate/nuclear-power-project-canceled-in-south-carolina.html>.
 29. **The Post and Courier.** Santee Cooper, SCE&G pull plug on roughly \$25 billion nuclear plants in South Carolina. [En línea] 2017. https://www.postandcourier.com/business/santee-cooper-to-halt-construction-on-billion-nuclear-project-in/article_c173c0fa-75fb-11e7-a086-cfcd325f82e7.html.
 30. **Bechtel.** *V.C. Summer Nuclear Generating Station Units 2 & 3 Project Assessment Report.* 2016.
 31. **New York Times.** The Murky Future of Nuclear Power in the United States. [En línea] 2017. <https://www.nytimes.com/2017/02/18/business/energy-environment/nuclear-power-westinghouse-toshiba.html>.
 32. **Times Free Press.** TVA's newest reactor reaches 100 percent power. [En línea] 2016.
 33. **Forbes.** Watts Bar 2, First New US Nuclear Plant Since 1996, Is Now Commercial! [En línea] 2016. <https://www.forbes.com/sites/rodadams/2016/10/19/watts-bar-is-now-commercial/#6d7bee133680>.
 34. **World Nuclear Industry Status Report.** Forty Years Later—US Watts Bar 2 Project Allegedly "On Time and Within Budget". [En línea] 2013. <https://www.worldnuclearreport.org/Forty-Years-Later-US-Watts-Bar-2.html>.
 35. **Union of Concerned Scientists.** *Brows Ferry Unit 1.* 2006.
 36. **Bechtel.** Bechtel Aids Historic Restart of Browns Ferry Nuclear Power Unit 1. [En línea] 2007. <http://www.bechtel.com/newsroom/releases/2007/05/historic-restart-browns-ferry-nuclear-power-unit-1/>.
 37. **NEI Nuclear Notes.** TVA Restarts Browns Ferry Unit 1. [En línea] 2007. <http://neinuclearnotes.blogspot.com.es/2007/05/tva-restarts-browns-ferry-unit-1.html>.
 38. **STANLIB.** Eskom unplanned loss of generating capacity. [En línea] <http://www.stanlib.com/EconomicFocus/Pages/Eskomfgeneratingcapacity.aspx>.

39. **IAEA.** Country Nuclear Profiles 2016 Edition - Ukraine . [En línea] 2016. <http://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/cnpp2016/countryprofiles/Ukraine/Ukraine.htm>.
40. **WNA.** Nuclear Power in Ukraine. [En línea] 2017. <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/ukraine.aspx>.
41. **Power Engineering.** Lessons Learned from Kewaunee's Closing. [En línea] 2014. <http://www.power-eng.com/articles/npi/print/volume-7/issue-3/nucleus/lessons-learned-from-kewaunee-s-closing.html>.
42. **USA Today.** Wis. nuclear plant to close next year. [En línea] 2012. <https://www.usatoday.com/story/news/nation/2012/10/22/wisconsin-nuclear-plant-closing/1649809/>.
43. **New York Times.** How Retiring Nuclear Power Plants May Undercut U.S. Climate Goals. [En línea] 2017. <https://www.nytimes.com/2017/06/13/climate/nuclear-power-retirements-us-climate-goals.html>.
44. —. Vermont Yankee Plant to Close Next Year as the Nuclear Industry Retrenches. [En línea] 2013. <http://www.nytimes.com/2013/08/28/science/entergy-announces-closing-of-vermont-nuclear-plant.html>.
45. **The National.** UAE nuclear project enters critical phase. [En línea] 2015. <https://www.thenational.ae/business/uae-nuclear-project-enters-critical-phase-1.26641>.
46. —. Construction of UAE's first nuclear reactor complete but operation delayed to 2018. [En línea] 2017. <https://www.thenational.ae/uae/government/construction-of-uae-s-first-nuclear-reactor-complete-but-operation-delayed-to-2018-1.42360>.
47. **ENEC.** Construction Program. [En línea] 2017. <https://www.enec.gov.ae/barakah-npp/construction-program/>.
48. **WNA.** Nuclear Power in the United Arab Emirates. [En línea] 2017. <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/united-arab-emirates.aspx>.
49. **The Economist.** How to build a nuclear-power plant. [En línea] 2017. <https://www.economist.com/news/business/21715685-new-crop-developers-challenging-industry-leaders-how-build-nuclear-power-plant>.

50. **European Commission Directorate for Regional and Urban Policy.** *Guide to Cost Benefit Analysis of Investment Projects. Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014-2020.* 2014.

51. **UNECE.** *Gross Average Monthly Wages by Country and Year.* 2017.