

ESTUDIO DE IMPLEMENTACIÓN DE REACTORES MODULARES PEQUEÑOS (SMR) EN BOLIVIA



ESTUDIO DE IMPLEMENTACIÓN DE
REACTORES MODULARES PEQUEÑOS
(SMR) EN BOLIVIA

ESTUDIO DE IMPLEMENTACIÓN DE
REACTORES MODULARES PEQUEÑOS
(SMR) EN BOLIVIA

© **AGENCIA BOLIVIANA DE ENERGÍA NUCLEAR**

Dirección y revisión

MSc. Ing. Hortensia Jiménez Rivera
DIRECTORA GENERAL EJECUTIVA

Elaborado por

MSc. Ing. Marco Herbas Lopez
JEFE UNIDAD DE MATERIAS PRIMAS RADIATIVAS

MSc. Ing. Miguel Alejandro Velarde Rocha
ESPECIALISTA EN ANÁLISIS Y DESARROLLO DE PROYECTOS CIENTÍFICOS

Diseño y Diagramación

Ana Teresa Gómez Vargas
DISEÑO GRÁFICO Y COMUNICACIÓN VISUAL - ABEN

Impresión

Artes Gráficas Sagitario S.R.L.

DEPÓSITO LEGAL: 4-1-709-2025 P.O.
PRIMERA EDICIÓN

LA PAZ - BOLIVIA

2025



"Esto es histórico para nosotros, Bolivia ingresa en el mapa de los países que tienen alta tecnología nuclear".

Luis Alberto Arce Catacora
Presidente del Estado Plurinacional de Bolivia





Alejandro Gallardo Baldiviezo
Ministro de Hidrocarburos y Energías



Hortensia Jiménez Rivera
Directora General Ejecutiva
Agencia Boliviana de Energía Nuclear

Parcopata, donde la ciencia se encuentra con la cultura

La Agencia Boliviana de Energía Nuclear (ABEN) tiene una relación empoderada con la sociedad y la cultura de El Alto. Su lazo se enmarca en el abrazo de sus máximas autoridades con los movimientos sociales. La ABEN asume identidad revolucionaria, es decir, es una ABEN que revoluciona el conocimiento científico a 4.090 msnm en Bolivia. Por eso causa curiosidad cómo los alteños y su cultura influyeron en la forma de pensar y actuar de los que visitan el lugar y, más aún, de los que viven en él. Es obvio que el resultado es la interacción con lo moderno, es decir, la ciencia y la tecnología, que ahora se ven moldeadas por experiencias y prácticas con el lugar donde reside la ABEN.

Los habitantes de Parcopata comprenden que tienen un patrimonio científico y tecnológico de vecino; saben que se está dejando un legado de conocimientos, prácticas, objetos y espacios que documentan el quehacer de la ciencia y la tecnología en Bolivia. Por eso hinchán el pecho y levantan el cuello cuando dicen “voy al nuclear”, lo que quiere decir que generaron su propia identidad ABEN.

Esto se nota cuando los maistritos conducen hasta la ABEN y te “vocean”: “¿A la Planta, jefe? Dos luquitas kivo (2 Bs y 50 cts) nomás”, o “Voy al nuclear, jefe, vamos, vamos”. Las caseritas que venden a los alrededores miran con tanto cariño a la ABEN porque les ha traído un negocito, y te dicen: “Gracias a nuestro centro comemos”. Hasta se organizan para vender en carretillas, en carpas improvisadas, con asientos móviles; más allá del “Juyphi pacha” o el “Juyphiña” (frío intenso que congela en ese lugar), están sentadas esperando a los científicos y al personal que ingresa a la ABEN.

Los vecinos de Parcopata han significado su institución en función de su cultura aymara, de donde interpretan su existencia y experiencia estética-visual. Su estructura social es la forma que asume la acción de los habitantes de esta zona, en relación con su vecino de estructura de occidente; y, a partir de ello, hay una red de relaciones sociales realmente existentes con la ABEN.

El Alto es una ciudad que alberga aproximadamente 30.167 empresas legalmente inscritas, cifra que refleja la vocación productiva de esta joven ciudad. Lo encantador del lugar donde está ubicada la ABEN es la forma, o el cómo rompe con la estética andina y neoandina de lo que es Parcopata; que, por cierto, si una rastrea el concepto, puede significar “lugar de alto poder”. Aunque no existe una definición exacta de parko en el aymara contemporáneo, podemos acercarnos a significarlo como poder; y pata es altura o arriba. Esta significación tiene que ver con la toponimia del lugar.

Este sitio reúne mucha energía, un ch'amani wayra (ventarrón, viento que sopla con mucha fuerza) que no solo sacude los cuerpos, sino también los espíritus. Frente a él se encuentra a 6.460 msnm el Illimani, señor de las montañas y apu (dios tutelar), es el Jilir Mamani por donde nace el sol, guardián de los amaneceres que cada día despiertan a Parcopata. A su lado, el Mururata (sin cabeza) a 5.869 msnm se alza como memoria viva del desafío y la rebeldía, montaña decapitada que aún susurra a los vientos la historia de su castigo divino. Y más allá, velando el horizonte, el Huayna Potosí, (cerro joven) a 6.088 msnm, permanece como centinela del porvenir, renovando la fuerza de quienes lo miran.

Entre estas cumbres sagradas, la ABEN no parece una simple construcción moderna; se integra como un nuevo ch'ixi (pasto), un tejido de opuestos, donde lo ancestral y lo científico se encuentran. En este cruce de montañas tutelares, el lugar se transforma en un puente místico: el territorio donde los dioses aymaras entregan sus energías milenarias para que la ciencia humana escriba un nuevo destino.

La ABEN se encuentra interrelacionada con todo este paraje sociocultural y simbólico, y ahora son munasiña (afecto) con su ABEN, son munasiri (cortesés) con sus científicos vecinos y están munata (enamorados) de la ABEN, porque sienten que es de ellos. En palabras técnicas, se han empoderado o fortalecido con su infraestructura y el servicio que ofrece la Agencia Boliviana de Energía Nuclear en su distrito, o en la capital de la Nación Aymara, El Alto.

Santos Diamantino
ESPECIALISTA EN GESTIÓN DEL CONOCIMIENTO
AGENCIA BOLIVIANA DE ENERGÍA NUCLEAR

CONTENIDO

Presentación	1
Capítulo 1. Introducción.....	5
Contexto global y regional de la transición energética	5
Uso energético de la energía nuclear	8
Breve reseña del uso pacífico de la tecnología nuclear en Bolivia	9
Capítulo 2. La energía nuclear en el contexto global	13
Descubrimientos fundamentales	13
Generación nucleoelectrica mundial	18
Reactores Modulares Pequeños	21
Capítulo 3. Vulnerabilidad Climática a Fuentes de Generación de Energía Eléctrica	27
Huella de carbono y emisiones de CO2 de fuentes de generación	28
Cambio climático mundial	29
Iniciativas hacia la transición energética	31
Importancia de la energía nuclear en la mitigación del cambio climático	32
Efectos del cambio climático sobre las fuentes de producción de energía	33
Compromisos climáticos y planes de descarbonización de Bolivia	37
Clasificación de la vulnerabilidad al cambio climático por fuente de energía	37
Comparativa de vulnerabilidad en fuentes de generación de bajas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)	40
Ranking de vulnerabilidad entre fuentes de generación	45
Análisis de vulnerabilidad climática de los sistemas de generación en Bolivia	46
Capítulo 4. Análisis de viabilidad de SMR en Latinoamérica y el Caribe	53
Enfoque de hitos en el desarrollo de infraestructura para la energía nuclear	53
Criterios recomendados por el OIEA para evaluar la viabilidad de implementación de SMR	54
Definición de indicadores de evaluación de SMR para Latinoamérica y el Caribe ..	55
Evaluación de países seleccionados	65
Resultados obtenidos	69
Capítulo 5. Selección de diseño de SMR para Bolivia	73
Criterios generales de selección de diseño	73
Identificación de diseños de SMR recomendados	76

Descripción de los diseños preseleccionados	82
ACP-100 - China	82
RITM-200N - Rusia	83
CAREM-25 - Argentina	85
VOYGR (NuScale) - Estados Unidos	89
Selección de diseños compatibles de SMR	94
Resultados por diseño y tecnología	95
 Capítulo 6. Implementación potencial de SMR en Bolivia	99
Descripción del sistema eléctrico nacional	99
Suministro eléctrico en Sistemas Aislados	104
Consumo de combustibles fósiles en Sistemas Aislados	108
Evolución histórica de la oferta y demanda de energía eléctrica en el SIN	109
Prospectiva energética de mediano y largo plazo	111
SMR en Bolivia	116
 Capítulo 7. Proyectos de SMR en lugares aislados y aplicaciones de cogeneración ..	121
Evaluación del impacto de SMR en sistemas aislados	121
Aplicaciones en cogeneración nuclear	125
Potenciales aplicaciones de cogeneración en Bolivia	128
 Capítulo 8. Análisis económico y evaluación de mecanismos de financiamiento ..	143
Inversiones mundiales en el sector eléctrico	143
Análisis económico de SMR	145
Mecanismos de financiamiento	153
Evaluación de los mecanismos de financiamiento para proyectos nucleares ...	154
Mapeo de principales financiadores o fondos de financiamiento	155
Evaluación del mapeo de financiadores para proyectos de energía nuclear	162
 Capítulo 9. Lineamientos de acción para el desarrollo de normativa regulatoria ..	165
Desarrollo normativo-regulatorio para SMR	165
Principales hallazgos	175
Referencias	181
Bibliografía	181

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Consumo de energía primaria a nivel mundial por fuente [1]	5
Figura 2. Porcentaje de generación eléctrica a nivel mundial 2023 [2]	6
Figura 3. Generación eléctrica por fuente en América Latina y el Caribe [3]	7
Figura 4. Generación eléctrica bruta para el año 2024 por fuentes [4]	7
Figura 5. Generación nucleoelectrónica histórica [5]	8
Figura 6. Representación esquemática de la fisión nuclear	14
Figura 7. La central nuclear de Obninsk [7]	15
Figura 8. Reactores nucleares de potencia por país [8]	16
Figura 9. Evolución de la generación eléctrica nuclear por regiones, 1972-2026 [9] ..	16
Figura 10. Porcentaje (%) de participación de generación nuclear en la matriz energética en países con reactores nucleares de potencia en operación [10]	17
Figura 11. Características principales de los reactores nucleares para generación [8] ..	19
Figura 12. Tipos de reactores nucleares en operación a nivel mundial: capacidad y número [11]	19
Figura 13. Edad de la flota de reactores nucleares en operación por tecnología [11] ..	20
Figura 14. Número de reactores en funcionamiento en todo el mundo (al 31 de diciembre de 2023) [11]	21
Figura 15. SMR en construcción, operación y desarrollo [12]	23
Figura 16. Principales características comparativas entre reactores nucleares convencionales y SMR	24
Figura 17. Emisiones anuales de CO ₂ a nivel mundial (1975-presente) [13]	27
Figura 18. Fuentes de emisión de CO ₂ por combustible o industria [15]	28
Figura 19. Fuentes de emisiones de GEI a nivel mundial [16]	29
Figura 20. Indicadores de riesgo climático. Fuente: Germanwatch	30
Figura 21. Participación de fuentes renovables en la generación eléctrica [3]	34
Figura 22. Participación de fuentes no renovables en la generación eléctrica [3] ..	35
Figura 23. Capacidad instalada para generación eléctrica en ALC en GW y su porcentaje de participación [3]	36
Figura 24. Panorama de las amenazas directas relacionadas con el clima para los sistemas energéticos. Fuente: Elaboración propia	37
Figura 25. Parámetros para la evaluación de la vulnerabilidad ante el cambio climático de las fuentes de generación eléctrica. Fuente: Elaboración propia	41
Figura 26. Mapa de calor sobre la vulnerabilidad climática por fuente de generación. Fuente: Elaboración propia	44
Figura 27. Metodología de obtención del parámetro de evaluación de vulnerabilidad eléctrica ante efectos del cambio climático. Fuente: Elaboración propia ..	46
Figura 28. Fuentes de generación principales identificadas en ALC. Fuente: Elaboración propia	47

Figura 29. Composición de la matriz de generación eléctrica en Bolivia. Fuente: Elaborado a partir de los datos del Anuario Estadístico de la AETN (2023) ...	47
Figura 30. Eventos climáticos con potencial impacto en la generación térmica. Fuente: Elaboración propia con base en la metodología AHP y datos de composición de la matriz energética de Bolivia	48
Figura 31. Eventos climáticos con potencial impacto en la generación hidroeléctrica. Fuente: Elaboración propia con base en la metodología AHP y datos de composición de la matriz energética de cada país	49
Figura 32. Eventos climáticos con potencial impacto en la generación solar. Fuente: Elaboración propia con base en la metodología AHP y datos de composición de la matriz energética de cada país	49
Figura 33. Eventos climáticos con potencial impacto en la generación eólica. Fuente: Elaboración propia con base en la metodología AHP y datos de composición de la matriz energética de cada país	50
Figura 34. Enfoque de hitos sugerido por el OIEA [31]	54
Figura 35. Preguntas a realizar previa a la implementación de la metodología de incorporación de SMR en países de ALC	55
Figura 36. Esquema de la metodología implementada [33]	56
Figura 37. Parámetros iniciales para evaluar las condiciones de un país a implementar SMR [33]	56
Figura 38. Ponderación de parámetros obtenidos del Análisis AHP. Fuente: Elaboración propia	67
Figura 39. Esquema de puntuación empleado. Fuente: Elaboración propia	68
Figura 40. Puntajes por país según criterios seleccionados. Fuente: Elaboración propia	70
Figura 41. Parámetros de selección de SMR en Bolivia. Fuente: Elaboración propia ..	73
Figura 42. Tecnologías de SMR. Fuente: Elaboración propia con base en información del OIEA [12]	74
Figura 43. Esquema simplificado para la selección de diseño de SMR	77
Figura 44. Diagrama Venn para la primera etapa de selección de SMR [47]	78
Figura 45. Diseños de SMR seleccionados	79
Figura 46. Hitos en el desarrollo del ACP-100 de China [47]	79
Figura 47. Hitos en el desarrollo del SMR RITM-200N - Rosatom [47]	80
Figura 48. Hitos en el desarrollo del CAREM de Argentina [12]	80
Figura 49. Hitos en el desarrollo del SMR VOYGR - NuScale [47]	81
Figura 50. Parámetros de selección de SMR a evaluar. Fuente: Elaboración propia	81
Figura 51. Esquema reactor integral a agua presurizada ACP-100 [47]	82
Figura 52. Reactor RITM-200 – Rusia [47]	84
Figura 53. Esquema reactor integral a agua presurizada CAREM-25 [50]	86

Figura 54. Esquema del ensamblaje de combustible [50]	86
Figura 55. Núcleo del reactor CAREM-25 [49]	87
Figura 56. Layout de la planta de generación CAREM-25 [47]	88
Figura 57. Esquema del núcleo del reactor NuScale, el enriquecimiento y composición mostrado está basado en la referencia del fabricante y no es necesariamente el usado por el fabricante	89
Figura 58. Vista de sección esquemática del contenedor a presión NuScale [47] ..	91
Figura 59. Vista de sección planta NuScale [47]	92
Figura 60. Ponderación de parámetros para la selección de diseño de SMR. Fuente: Elaboración propia	95
Figura 61. Puntaje final por diseño. Fuente: Elaboración propia	96
Figura 62. Ponderación de parámetros para la selección de diseño de SMR. Fuente: Elaboración propia	96
Figura 63. Sistema Interconectado Nacional Bolivia [46]	100
Figura 64. Capacidad instalada por tecnología de generación para el año 2023 y distribución porcentual de potencia instalada. Fuente: Elaboración propia con base en datos de la AETN [54]	101
Figura 65. Distribución porcentual de consumo de energía eléctrica por categoría en Bolivia en el año 2023 conectados al SIN. Fuente: Elaboración propia con base en datos de la AETN [54]	102
Figura 66. Distribución porcentual de consumo de energía eléctrica por departa- mentos en Bolivia en el año 2023 conectados al SIN. Fuente: Elaboración propia con base en datos de la AETN [54]	102
Figura 67. Distribución porcentual por sector de consumo final de energía eléctrica por departamentos en Bolivia en el año 2023 conectados al SIN y consumidores no regulados. Fuente: Elaboración propia con base en datos de la AETN [54]	103
Figura 68. Evolución de la cobertura eléctrica total, urbana y rural desde el año 2001 al 2023 [57] [58] [59]	104
Figura 69. Principales Sistemas Aislados [54]	105
Figura 70. Evolución de la potencia instalada termoeléctrica desde 1997 a 2023 de los SA [54]	106
Figura 71. Consumo de energía por categoría en los SA en el 2023. Fuente: Elaborado con base en datos de la AETN	107
Figura 72. Proyección de generación de electricidad bruta en los SA del Norte Amazónico hasta el 2045	107
Figura 73. Consumo histórico de combustible para SA por empresa desde 2015 hasta el 2023. Fuente: Elaborado con base en información de las memorias estadísticas anuales de la AETN	109
Figura 74. Potencia instalada por fuentes de generación desde el 2006 al 2023.	

Fuente: Elaboración propia con base en las memorias estadísticas anuales de la AETN	110
Figura 75. Consumo de energía eléctrica. Fuente: Elaboración propia con base en datos de la AETN (evolución de las ventas de electricidad a consumidor final en SA y el SIN) [54]	111
Figura 76. Previsión a mediano y largo plazo del CNDC de demanda de energía en el SIN en GWh anual hasta el 2050 [60]	112
Figura 77. Potencia instalada actual con nuevas incorporaciones por tecnología hasta el 2028. Fuente: Elaboración propia con base en el Informe de Mediano Plazo del CNDC, y las proyecciones de largo plazo	113
Figura 78. Previsión de incorporaciones por tecnología hasta el 2050 [61]	114
Figura 79. Propuesta de incorporaciones por tecnología hasta el 2050, incluyendo 600 MW de adición nuclear	117
Figura 80. Cambio de la matriz energética con la inclusión de SMR al 2050. Fuente: CNDC	118
Figura 81. Comparación de generación eléctrica bruta entre el 2023 y la previsión al 2050	121
Figura 82. Proyección de consumo anual de combustible en m3 y proyección de subvención anual para el 2050 para el Norte Amazónico	123
Figura 83. Proyección de desplazamiento de consumo anual hasta el 2050 de combustible en m3 con la incorporación de un SMR en el año 2035 para el Norte Amazónico	124
Figura 84. Esquema general de las aplicaciones del calor industrial en la cogeneración nuclear [64]	126
Figura 85. Posibles oportunidades de cogeneración para reactores de IV generación [62]	127
Figura 86. Potenciales aplicaciones de SMR en Bolivia	128
Figura 87. Construcción de la Planta Siderúrgica del Mutún. Fuente: Ministerio de Minería y Metalurgia	130
Figura 88. Temperatura de los requerimientos térmicos de la Planta Siderúrgica del Mutún. Fuente: Elaborado a partir de datos de la Empresa Siderúrgica del Mutún	132
Figura 89. Requerimientos energéticos actuales de la Planta Siderúrgica del Mutún ..	133
Figura 90. Requerimientos energéticos con la propuesta de SMR en la Planta Siderúrgica del Mutún	133
Figura 91. Proyección de carga para 30 años de operación. Fuente: Elaboración propia con datos de ESM	134
Figura 92. Planta en el Salar de Uyuni de Yacimientos del Litio Boliviano. Foto: YLB ..	135
Figura 93. Esquema del proceso de evaporación en piscinas para la obtención de carbonato de litio [68]	136

Figura 94. Esquema de obtención de salmuera rica en cloruro de litio [68]	136
Figura 95. Resultados de la modelación en modo de cogeneración del reactor RITM-200N para desalinización mediante ósmosis inversa.	
Fuente: Elaboración propia con el software DEEP	140
Figura 96. Resultados de la modelación en modo de cogeneración del reactor RITM-200N para desalinización mediante MED.	
Fuente: Elaboración propia con el software DEEP	141
Figura 97. Comparativa energética de procesos de desalinización para diferentes caudales. Fuente: Elaboración propia con el software DEEP	141
Figura 98. Inversión global anual en electricidad por categoría, 2011-2024e [71] ..	144
Figura 99. Inversión global en generación de electricidad por categoría, 2021-2024e [71] ..	145
Figura 100. Análisis comparativo de los OCC de los SMR. Fuente: Elaboración propia ..	148
Figura 101. Costos estimados de generación de acuerdo a datos de los fabricantes. Fuente: Björn Steigerwald et al. [77]	152
Figura 102. Comparación de costos medios de generación sin impuestos (i=12%). Fuente: CNDC	152
Figura 103. Condiciones de los financiadores para la evaluación de proyectos	155
Figura 104. Mapeo de financiadores o fondos de financiamiento o programas de financiamiento. Fuente: Elaboración propia	156
Figura 105. Ciclo de vida de una central nuclear tradicional.	
Fuente: Adaptación del material informativo del “TALLER REGIONAL SOBRE SMR: DESAFÍOS REGULATORIOS, 12 AL 16 DE DICIEMBRE DE 2022, BUENOSAIRES” ..	168
Figura 106. Ciclo de vida potencial de un SMR. Fuente: Adaptación del material informativo del “TALLER REGIONAL SOBRE SMR: DESAFÍOS REGULATORIOS, 12 AL 16 DE DICIEMBRE DE 2022, BUENOS AIRES”	169

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Tabla comparativa de la generación nuclear respecto a otras tecnologías ..	33
Tabla 2. Matriz resumida de sensibilidad por variable del cambio climático para diferentes tecnologías de generación eléctrica. Fuente: Ver al pie de la tabla	39
Tabla 3. Matriz de comparación AHP para la determinación de ponderación por parámetro	42
Tabla 4. Asignación de puntaje por parámetro de vulnerabilidad. Fuente: Elaboración propia	43
Tabla 5. Ranking por fuente de generación según la evaluación de vulnerabilidad. Fuente: Elaboración propia	45
Tabla 6. Puntaje por fuente de generación y sumatoria total para los países evaluados ..	51
Tabla 7. Países de ALC. Fuente: Elaboración propia	58
Tabla 8. Parámetros preliminares de implementación SMR [34]	58
Tabla 9: Países eliminados en la primera fase de evaluación	60
Tabla 10. Países habilitados a la segunda ronda de evaluación	60
Tabla 11: Parámetros de evaluación para la implementación de SMR. Fuente: (Black et al., 2015; IAEA, 2018) y ABEN	61
Tabla 12. Matriz AHP parámetros de implementación de SMR. Fuente: Elaboración propia	66
Tabla 13. Tabla de parámetros y ponderación	62
Tabla 14. Puntaje por parámetro para cada país evaluado. Fuente: Elaboración propia	68
Tabla 15. Puntaje por parámetro evaluado para Bolivia. Fuente: Elaboración propia ..	69
Tabla 16. Cuadro comparativo de las características SMR elegidos [47]	92
Tabla 17. Matriz AHP para la selección del diseño de SMR. Fuente: Elaboración propia ..	94
Tabla 18. Ponderación de parámetros obtenidos del análisis AHP para la selección del diseño de SMR Fuente: Elaboración propia	94
Tabla 19. Evaluación de puntajes por diseño de SMR. Fuente: Elaboración propia	95
Tabla 20. Ejemplo ilustrativo de comparación de la potencia requerida para una demanda establecida por diferentes tecnologías de generación. Fuente: Elaboración propia	115
Tabla 21. Superficie estimada requerida según fuente de generación para la generación eléctrica al 2050 [15]	115
Tabla 22. Propuesta de retiro de planificación de incorporación de proyectos intermitentes para ser reemplazados por SMR	117
Tabla 23. Estimación de potencia requerida para los SA analizados. Fuente: Elaboración propia	122
Tabla 24. Estimación de dinero requerido entre 2025 y 2045 para los	

Sistemas Aislados analizados	124
Tabla 25. Aplicaciones de cogeneración para los sitios potenciales de implementación de SMR en Bolivia. Fuente: Elaboración propia	129
Tabla 26. Estimación de desplazamiento de gas natural. Fuente: Elaboración propia a partir de información compartida por ESM	134
Tabla 27. Características principales del SMR RITM-200N [12]	138
Tabla 28. Datos de ingreso al software DEEP con el SMR RITM-200N. Fuente: Elaboración propia	139
Tabla 29. Costo OCC de SMR [77]	146
Tabla 30. Costo de combustible por tipo de SMR [77]	149
Tabla 31: Evaluación de mecanismos de financiamiento	154
Tabla 32. Evaluación de factibilidad de programas de financiamiento	163



PRESENTACIÓN

La Agencia Boliviana de Energía Nuclear (ABEN), en línea con los objetivos de planificación planteados en el Programa Nuclear Boliviano (PNB), enmarcados dentro del Plan de Desarrollo Económico y Social (PDES) 2021-2025 y la Agenda Patriótica 2025, elaboró el presente documento de evaluación de la implementación de Reactores Modulares Pequeños (SMR por sus siglas en inglés) en Bolivia y haciéndose también un análisis para la región de Latinoamérica y el Caribe.

En Bolivia, la planificación del sector eléctrico nacional se detalla en documentos oficiales como el “Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia - 2025”, publicado en 2014. Este plan traza el horizonte a largo plazo para la implementación de proyectos de generación de energía, a través del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas. Entre las iniciativas contempladas a largo plazo, se destacan las aplicaciones pacíficas de la energía nuclear, sentando las bases para el desarrollo de una planta nucleoelectrica que contribuya al sistema energético nacional y a las actividades científico-tecnológicas del país.

En la actualidad, la matriz energética boliviana se compone principalmente de fuentes de generación eléctrica basadas en combustibles fósiles, especialmente gas natural, aunque las energías renovables se han ido incorporando de manera progresiva. Si bien el gas natural continúa siendo una fuente clave para garantizar el suministro eléctrico del país, la creciente preocupación por el cambio climático a nivel global, junto con la volatilidad de los precios internacionales de los combustibles fósiles, ha llevado a que la diversificación de fuentes energéticas se convierta en una prioridad estratégica. En este contexto, se plantea la necesidad de transformar la matriz energética nacional, orientándola hacia la seguridad y sostenibilidad mediante el impulso de tecnologías de base y de bajas emisiones.

La energía nuclear ha cobrado protagonismo en los últimos años, con un resurgimiento impulsado por los más de 60 diseños de SMR en diferentes etapas de desarrollo (diseño básico, diseño avanzado, construcción e incluso operación). Esta tecnología destaca por su capacidad de adaptarse a las necesidades energéticas de países desarrollados y en vías de

desarrollo, puesto que requieren menor inversión inicial, menor tiempo de construcción, lo que los hace adaptables a diferentes escenarios energéticos además de ofrecer altos estándares de seguridad y aplicaciones de cogeneración (desalinización de agua, provisión de calor para procesos industriales o producción de hidrógeno).

Un SMR es un tipo de reactor nuclear de menor tamaño que los reactores nucleares convencionales, diseñado para ser fabricado en serie y ensamblado modularmente. Su potencia generalmente es hasta 300 megavatios eléctricos (MWe), y puede operar de forma autónoma o en conjunto con otros módulos.

A través del presente documento, se aborda el contexto energético global, destacando los principales desafíos y las tendencias a nivel mundial para la generación de electricidad, el análisis de la vulnerabilidad de las diferentes fuentes de generación ante los efectos del cambio climático y los beneficios del cambio de la matriz energética mundial, con particular énfasis en la generación nucleoelectrica para la reducción de emisiones, su rol en la mitigación de los efectos del cambio climático y la seguridad energética de los países.

El documento, además de considerar lo descrito anteriormente, tiene como objetivo ser un documento técnico para profesionales, tomadores de decisiones y académicos interesados en la incorporación de SMR, a través del análisis de parámetros de selección diseño, aplicaciones para alcanzar la sinergia con sectores industriales estratégicos además de un análisis de identificación de fuentes de financiamiento que permitan evaluar de manera efectiva la implementación de SMR.

En el caso de Bolivia, la incorporación de SMR representa una oportunidad estratégica en el proceso de transformación de su matriz energética, estos sistemas permiten diversificar la generación eléctrica con una fuente limpia, segura y de base, lo que contribuiría a reducir la vulnerabilidad ante fluctuaciones de precios internacionales de hidrocarburos. Además, el desarrollo de tecnología nuclear mediante SMR fortalecería la soberanía energética del país al reducir la dependencia de combustibles importados y al impulsar capacidades nacionales en ciencia, tecnología e infraestructura energética de alto nivel.

Este documento contó con la valiosa cooperación del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC). Expresamos un especial agradecimiento a su Presidente, Ing. M. Fernando Román Arispe, y al Gerente de Planificación del SIN, Ing. Dussam Notta, por su colaboración y aporte en la evaluación para la incorporación de SMR en la planificación del Sistema Eléctrico Nacional.

También expresar un agradecimiento a la Empresa Siderúrgica del Mutún, a su Presidente Ejecutivo, Ing. Jorge Alvarado Rivas; y a Yacimientos de Litio Bolivianos, representada por su Presidente Ejecutivo, Ing. Omar Alarcón Saigua, por la información proporcionada. Sus aportes han sido fundamentales para el desarrollo del presente análisis, especialmente en lo referido a la evaluación de la incorporación de SMR en modalidad de cogeneración, orientados a la cobertura de las necesidades energéticas y térmicas de procesos industriales estratégicos para el país.

MSc. Ing. Hortensia Jiménez Rivera
DIRECTORA GENERAL EJECUTIVA
AGENCIA BOLIVIANA DE ENERGÍA NUCLEAR

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas, ante las consecuencias cada vez más severas del cambio climático (inundaciones, sequías, tornados, entre otros), la transición energética hacia fuentes libres de emisiones se ha vuelto fundamental para garantizar la seguridad y continuidad de los sistemas eléctricos. El objetivo de esta transición es sustituir las fuentes de generación basadas en combustibles fósiles, responsables del calentamiento global y del consecuente cambio climático. En este contexto, la energía nuclear se presenta como una alternativa viable gracias a sus bajas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y a su capacidad de generar electricidad de manera continua las 24 horas del día.

Adoptar tecnologías de bajas emisiones como la nuclear contribuye a mitigar el cambio climático y a diversificar la matriz energética en busca de una mayor resiliencia ambiental y económica, buscando la sustentabilidad del sistema energético.

En el presente capítulo se hará una introducción sobre el contexto energético global y la participación de la energía nuclear como fuente de generación, y una breve relación histórica del uso de las aplicaciones de la energía nuclear en Bolivia.

Contexto global y regional de la transición energética

El consumo de energía primaria a nivel mundial experimentó un crecimiento constante y significativo durante el siglo XIX con el inicio de explotación de recursos fósiles. A partir de la Segunda Guerra Mundial (últimos 70 años) a través de la masificación de vehículos de transporte, el desarrollo de la tecnología y economías a nivel mundial presentó un crecimiento exponencial.

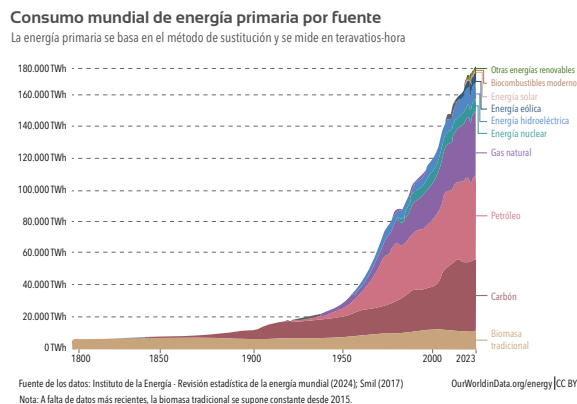


Figura 1. Consumo de energía primaria a nivel mundial por fuente [1]

En la Figura 1 se observa que solo en la última década, el consumo de energía primaria se incrementó en aproximadamente 20%. Gran parte de este crecimiento se debe al empleo de fuentes fósiles que en el año 2023 representó alrededor de 75% del consumo total de energía primaria.

Asimismo, a nivel mundial para el 2023, la producción de electricidad tiene una composición similar a la del consumo de energía primaria, con la generación a carbón predominando con alrededor del 36% seguida por el gas natural con 23%; entre las fuentes de producción de electricidad de bajas emisiones la que mayor presencia tiene es la hidráulica con 14%, seguida por la nuclear con 9,4%, las dos últimas fuentes son las que más electricidad libre de emisiones producen.

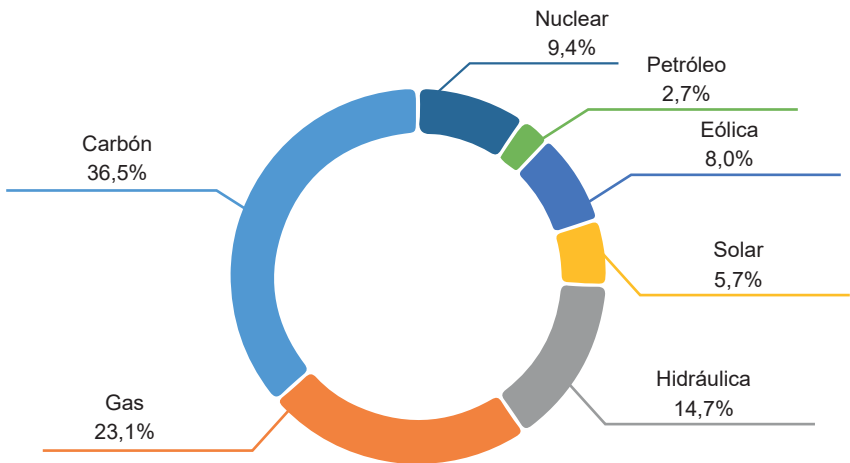


Figura 2. Porcentaje de generación eléctrica a nivel mundial 2023 [2].

A nivel regional en Latinoamérica y el Caribe (ALC), el uso de combustibles fósiles no supera el 35% de la generación de energía eléctrica, mientras que la generación hidroeléctrica representa el 44,6% del total, consolidándose como la principal fuente. En conjunto, estas dos fuentes representan más de dos tercios de la electricidad en ALC. Otras fuentes, como la energía eólica (8,9%) y la solar (5,6%), han mostrado un crecimiento significativo, aunque su participación sigue siendo menor en comparación con las fuentes tradicionales.

Por otro lado, las fuentes con menor participación son la geotérmica (0,5%) y la nuclear (2,0%), reflejando un desarrollo más limitado de estas tecnologías en la región. A futuro, se espera una transición progresiva hacia fuentes de energía con bajas emisiones de dióxido de carbono, impulsada por la necesidad de diversificar la matriz energética, mitigar el impacto ambiental del sector eléctrico y dar seguridad energética.

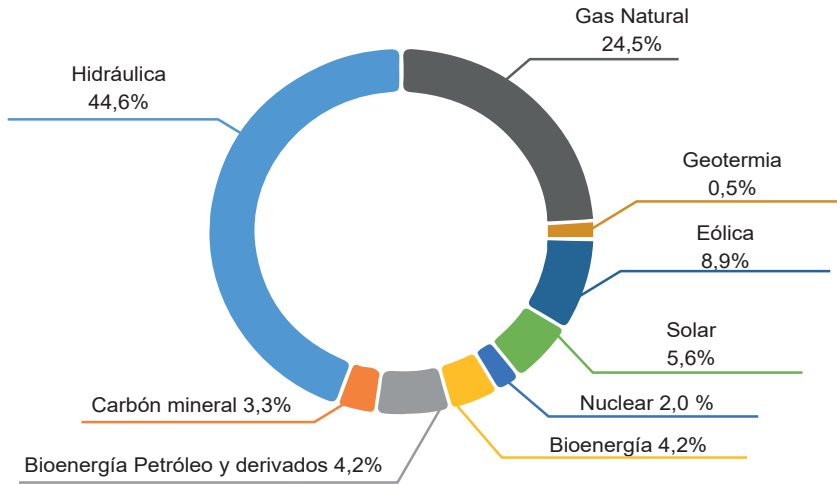


Figura 3. Generación eléctrica por fuente en América Latina y el Caribe [3].

En Bolivia, para el año 2024, de acuerdo con información del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), la generación eléctrica proviene principalmente del gas natural, que representa más del 65% del total, seguido por la generación hidroeléctrica con más del 24% y las energías renovables no convencionales, que aportan más del 9%.

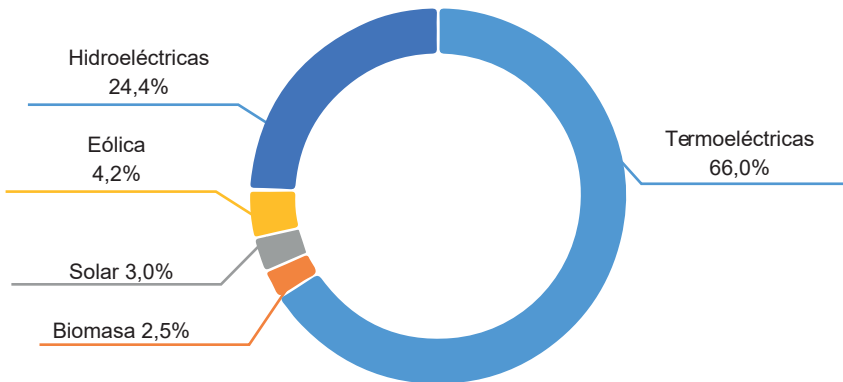


Figura 4. Generación eléctrica bruta para el año 2024 por fuentes [4].

Bolivia está comprometida con la diversificación de su matriz energética para reducir el uso de combustibles fósiles, en particular el gas natural. Este compromiso se refleja en documentos oficiales del Estado, como el Plan de Desarrollo Económico y Social (PDES) 2021-2025 y el Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025. Actualmente, el país implementa proyectos de generación con bajas emisiones y, según el PDES, también evalúa la viabilidad de fuentes alternativas

para disminuir su dependencia de combustibles fósiles, con el objetivo de reducir al máximo la generación térmica a gas natural.

Cabe destacar que, si bien el gas natural emite gases de efecto invernadero (GEI), es el combustible fósil con menor impacto ambiental en comparación con otras fuentes fósiles.

Uso energético de la energía nuclear

La energía nuclear se centra, como su nombre lo indica, en el núcleo de los átomos, generalmente en átomos pesados como el uranio (elemento presente en la naturaleza) para inducir eventos de fisión nuclear, pero también en elementos livianos, como es el caso del deuterio ($2H$), un isótopo del hidrógeno empleado junto con el tritio ($3H$) en la fusión nuclear.

En las siguientes secciones se presentará el concepto de fisión y fusión con mayor detalle, sin embargo, es importante conocer que, a partir de estos dos mecanismos, es posible obtener grandes cantidades de energía.

La energía nuclear es una de las fuentes de generación de bajas emisiones más antiguas, con reactores en operación desde la década de 1960. A pesar del notable crecimiento en la potencia instalada entre las décadas de 1970 y 1990, en los últimos años se observa una reducción importante en la tasa de crecimiento de la generación nuclear. En la siguiente gráfica se muestra la evolución histórica:

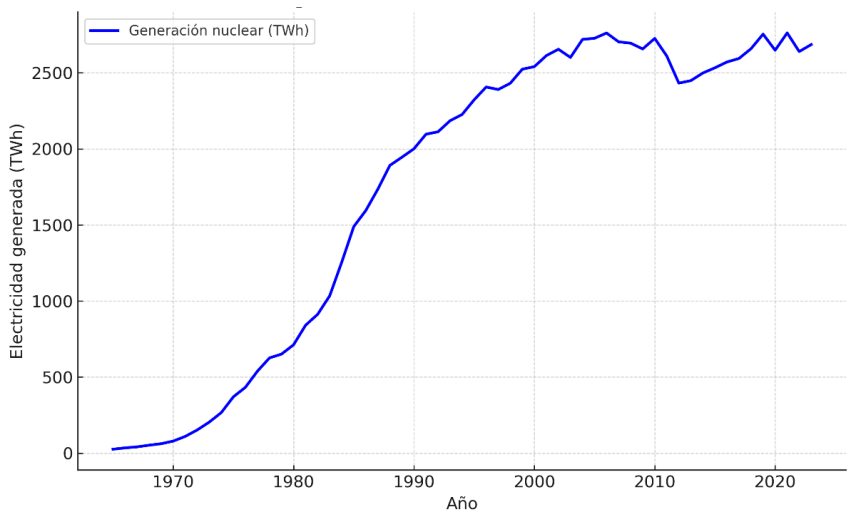


Figura 5. Generación nucleoelectrónica histórica [5].

Como se observa en la figura, en el año 2023 se generaron aproximadamente 2690 TWh. Los países que presentan mayor generación eléctrica son Estados Unidos (775 TWh), China (435 TWh), Francia (335 TWh) y Rusia (217 TWh). A pesar de ser una cantidad considerable de energía, en contraste con otras fuentes de generación (en particular basadas en combustibles fósiles), la nuclear representa poco más del 9% de la generación eléctrica a nivel mundial.

Breve reseña del uso pacífico de la tecnología nuclear en Bolivia

Bolivia inició sus aplicaciones en el ámbito de la energía nuclear en la década de 1960, principalmente mediante el uso de radioisótopos en medicina nuclear y con la creación de la Comisión Boliviana de Energía Nuclear (COBOEN). Esta Comisión fue establecida para estimular las actividades de investigación que se desarrollaban en el Instituto de Física Cósmica de la Universidad Mayor de San Andrés (UMSA). COBOEN fue creada mediante Decreto Supremo del 14 de enero de 1960, con el objetivo de promover, dirigir, implementar y difundir el uso pacífico de la tecnología nuclear en el país.

A partir de este importante hito, a continuación se presenta una breve reseña histórica, en orden cronológico, de los principales acontecimientos institucionales relacionados con el desarrollo y la utilización pacífica de la energía nuclear en Bolivia [6].

- Primera mitad de 1960: Con la cooperación de los Gobiernos de Brasil y Argentina se logró la fundación del Instituto de Medicina Nuclear en el año 1963, dependiente del COBOEN. Además, a través del COBOEN se realizó la organización de estructuras regulatorias relativas al uso de radiaciones ionizantes y de los radioisótopos, así como la formación de recursos humanos en conjunto con países vecinos además de Francia, Estados Unidos y el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA).
- Segunda mitad de 1960: En el año de 1967, la COBOEN fue reconocida oficialmente como miembro del OIEA en representación de Bolivia, firmándose entonces el acuerdo sobre Privilegios e Inmunidades del OIEA, y adhiriéndose a la Convención sobre Responsabilidad Civil por Daños Nucleares, suscrito en Viena el 30 de mayo de 1967. Un año más tarde se aprobaría el Acuerdo de Cooperación en el Campo de los Usos Pacíficos de la Energía Atómica, suscrito en La Paz en 1966.
- Década de 1970: COBOEN desarrolló la prospección y exploración de minerales de uranio en el territorio nacional, actividad que se desarrolló a partir del año 1974, y finalizó con la operación de una planta piloto de “yellow cake” en 1977.

- Además, en 1974 el país suscribió el Tratado sobre la No Proliferación de Armas Nucleares y el tratado para la Proscripción de Armas Nucleares en América Latina - Tratado de Tlatelolco, ambos aprobados y ratificados en 1994.
- En 1975 se creó el programa Centro de Investigaciones Nucleares en La Paz, el cual incluyó la instalación de un generador de neutrones en 1978.
- Década de 1980: COBOEN es reemplazada por el Instituto Boliviano de Ciencia y Tecnología Nuclear (IBTEN) mediante Decreto Supremo N° 19583 de 3 de junio de 1983 como una institución descentralizada de carácter técnico-científico.
- Década de 1990: Mediante Decreto Supremo N° 24206 de fecha 29 de diciembre de 1995 se modifica la dependencia del IBTEN a la Prefectura del Departamento de La Paz. Un año más tarde se modifica su dependencia al Ministerio de Desarrollo Sostenible y Medio Ambiente. Y posteriormente en el año 2010 pasa a dependencia del Ministerio de Educación.
- En 1996 se suscribe el Tratado de Prohibición Completa de los Ensayos Nucleares (TPCE), aprobado por la Asamblea de las Naciones Unidas el 10 de septiembre de 1996 y ratificado en 1999.
- En 1997 se reglamenta la Ley de Seguridad y Protección Radiológica, reconociéndose al IBTEN como la autoridad nacional competente encargada de hacer cumplir la mencionada ley.
- Década de 2000: En esta década Bolivia se limita a recibir cooperación técnica con el OIEA, participando en cursos de capacitación y proyectos aislados de transferencia tecnológica.
- En 2014 se publica el Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025, en el cual se establece como una estrategia de largo plazo el Programa Nuclear Boliviano (PNB) con fines pacíficos. A partir de este hito, se da inicio al desarrollo del PNB, que define el uso de la tecnología nuclear en el país, identificando las principales instalaciones a implementarse y delineando una visión de largo plazo para las aplicaciones nucleares en beneficio del desarrollo nacional.
- Año 2016: Mediante Decreto Supremo N° 2654 de 20 de enero de 2016, se declara de carácter estratégico y de prioridad nacional la ejecución e implementación del PNB en todas sus etapas, componentes y aplicaciones, debiendo el nivel central del Estado, las entidades territoriales autónomas y las instituciones privadas prestar el apoyo necesario para su desarrollo.
- El 9 de marzo de 2016, se emite el Decreto Supremo N° 2697, mediante el cual se crea la Agencia Boliviana de Energía Nuclear (ABEN), como institución pública y descentralizada del Estado Plurinacional de Bolivia, bajo tuición del Ministerio de Hidrocarburos y Energías, de carácter profesional y especializado, encargada de la implementación de la política nuclear boliviana, que desarrolla la investigación y suministra bienes y servicios de la tecnología nuclear con fines pacíficos.

- En septiembre de 2017 y 2018, se firman dos contratos principales para la ejecución del PNB, el primero para la ejecución del Centro de Investigación y Desarrollo en Tecnología Nuclear en el territorio del Estado Plurinacional de Bolivia entre la Agencia Boliviana de Energía Nuclear y la sociedad anónima Instituto Estatal Especializado de Diseño (GSPI S. A.). Y el segundo se firma con INVAP S. A. para la ejecución del Proyecto de Red de Centros de Medicina Nuclear y Radioterapia en el Estado Plurinacional de Bolivia, los cuales se encuentran en las ciudades de Santa Cruz, El Alto y La Paz.
- En 2019, se promulga la Ley N° 1205, la cual tiene por objeto establecer el marco legal para las aplicaciones pacíficas de la tecnología nuclear para contribuir al desarrollo científico, económico y social en beneficio de los bolivianos, estableciendo la estructura institucional del sector nuclear en el marco de los compromisos internacionales asumidos por el Estado Plurinacional de Bolivia, además de regular, controlar y fiscalizar todas las instalaciones y actividades que involucre las aplicaciones pacíficas de la tecnología nuclear, en el marco de la seguridad tecnológica y física, para asegurar la protección de las generaciones presentes y futuras, así como el medioambiente, frente a los riesgos inherentes a las radiaciones ionizantes.
- En 2024, mediante Decreto Supremo N° 5290, con la finalidad de regular, controlar y fiscalizar las instalaciones y actividades que involucren las aplicaciones pacíficas de la tecnología nuclear, se aprobaron los Reglamentos de la Ley N° 1205, para las aplicaciones pacíficas de la tecnología nuclear.

Capítulo 2. LA ENERGÍA NUCLEAR EN EL CONTEXTO GLOBAL

Descubrimientos fundamentales

La energía nuclear ha tenido un desarrollo fascinante y complejo, marcado por avances científicos, aplicaciones prácticas y desafíos globales. Desde su descubrimiento teórico a finales del siglo XIX hasta su uso como fuente de energía y herramienta política, la evolución de la energía nuclear refleja tanto el ingenio humano como la necesidad de equilibrar sus riesgos y beneficios.

La historia de la energía nuclear comienza con los avances en la física y la química a finales del siglo XIX y principios del XX. En 1896, el físico francés Henri Becquerel descubrió la radiactividad mientras estudiaba compuestos de uranio. Este hallazgo fue seguido por los trabajos de Marie y Pierre Curie, quienes identificaron nuevos elementos radiactivos, como el polonio y el radio, sentando las bases para el entendimiento de la desintegración atómica.

En 1905, Albert Einstein introdujo su famosa ecuación $E=mc^2$, que estableció la equivalencia entre masa y energía. Esta ecuación fue fundamental para comprender cómo una pequeña cantidad de masa podía transformarse en enormes cantidades de energía, un concepto central para la energía nuclear.

La energía nuclear puede obtenerse a partir de dos mecanismos. El primero es denominado fisión nuclear, que consiste en la separación del átomo de un elemento (generalmente pesado) en dos o tres productos de fisión y la posterior liberación de energía. Sin embargo, otro mecanismo, es el de la fusión nuclear, que, a diferencia del primero, consta en la combinación de los átomos de dos elementos ligeros (generalmente isótopos de hidrógeno) para obtener un elemento más pesado, durante esta combinación, también se libera energía.

El descubrimiento clave que dio origen a la energía nuclear ocurrió en 1938, cuando los físicos alemanes Otto Hahn y Fritz Strassmann, junto con Lise Meitner y Otto Frisch, lograron dividir el núcleo de un átomo de uranio, liberando energía en el proceso. Este fenómeno, conocido como fisión nuclear, abrió la puerta a aplicaciones tanto pacíficas como militares.

En ese sentido, en el presente capítulo se hará énfasis en el primer mecanismo (fisión nuclear), puesto que este predomina en los reactores nucleares en operación a nivel mundial.

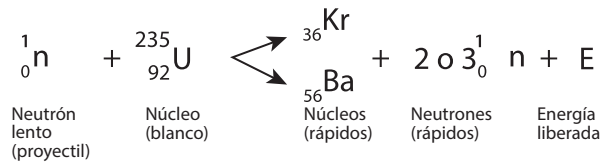


Figura 6. Representación esquemática de la fisión nuclear

Primeros reactores nucleares

Durante la Segunda Guerra Mundial, los avances en la energía nuclear estuvieron dominados por el Proyecto Manhattan, un esfuerzo liderado por Estados Unidos para desarrollar las primeras armas nucleares. En 1945, estas armas fueron utilizadas en Hiroshima y Nagasaki, demostrando el inmenso poder destructivo de la energía nuclear y marcando el inicio de una era de tensiones globales en torno a su uso militar.

El concepto de liberar energía a partir de eventos de fisión tuvo su primer uso durante la Segunda Guerra Mundial, en la década de 1940. Posterior a este trágico evento y en vista de que varios países desarrollaban sus armas nucleares, en 1953 se pronunció el discurso “Átomos para la Paz” por parte de Dwight Eisenhower ante la Asamblea de las Naciones Unidas, en este discurso subrayó la necesidad de redirigir el uso de la energía atómica en beneficio de la humanidad, empleando esta tecnología en agricultura, medicina y generación de electricidad. Es a raíz de este discurso que se establece el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) en 1957. Es así como inicia el desarrollo de la implementación de la tecnología nuclear en aplicaciones pacíficas, entre ellas, la más utilizada a la fecha, como la generación de energía eléctrica libre de emisiones mediante reactores nucleares de potencia, en adelante denominados solo reactores.

En 1954, la Unión Soviética inauguró la central nuclear de Obninsk, el primer reactor del mundo diseñado para la generación de electricidad en una red eléctrica, con una potencia de 5 MW. Esto marcó el inicio de la generación nucleoelectrónica como una forma innovadora de producción de electricidad, vigente hasta la actualidad.



Figura 7. La central nuclear de Obninsk [7].

Etapa de expansión

Las décadas de 1960 y 1970 fueron un periodo de rápido crecimiento para la energía nuclear, impulsado por la necesidad de diversificar las fuentes energéticas y reducir la dependencia del petróleo, considerando que en 1973 se presentó la primera crisis del petróleo. Durante esta época, numerosos países construyeron reactores nucleares, y la energía nuclear se convirtió en un componente clave de las políticas energéticas en Estados Unidos, Rusia, Europa y Japón.

Con el avance de la tecnología y adquisición de experiencia, los reactores nucleares fueron incrementado su potencia, por tanto, generando más electricidad.

La Figura 8 muestra un mapa mundial que representa la cantidad de reactores nucleares de potencia por país mediante una escala de colores. El mapa permite visualizar de forma comparativa la distribución geográfica del uso de la energía nuclear a nivel global. Se observa que Estados Unidos, Rusia, Francia y China destacan con los colores más intensos, lo que indica que son los países con mayor número de reactores en operación.

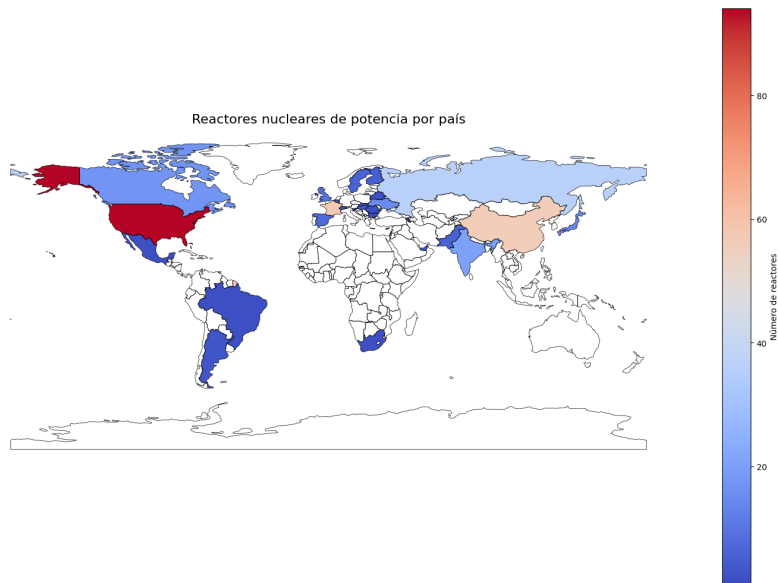


Figura 8. Reactores nucleares de potencia por país [8].

En 2022 y 2023, numerosos países reforzaron su apuesta por la incorporación progresiva o la expansión de la energía nuclear, posicionándola como un pilar central en sus estrategias para alcanzar los objetivos de sus políticas climáticas. Este enfoque responde tanto a la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero como a garantizar un suministro energético seguro y continuo. A continuación, se presenta la evolución de la energía nuclear para la producción de electricidad desde 1972, desglosada por regiones, destacando las tendencias y contribuciones clave a nivel global.

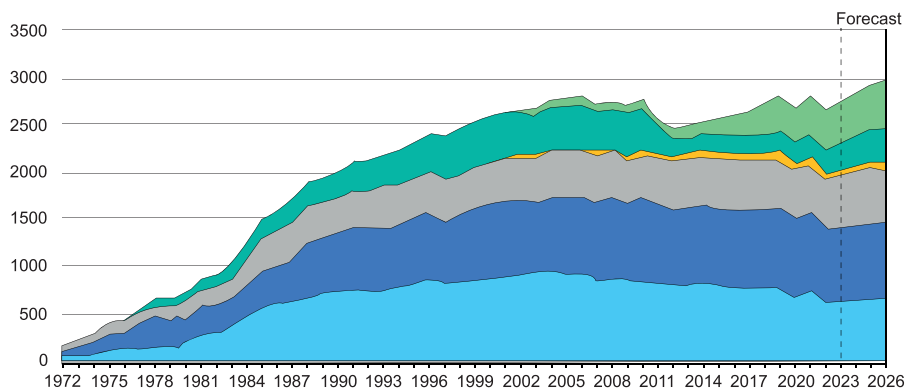


Figura 9. Evolución de la generación eléctrica nuclear por regiones, 1972-2026 [9]

Desde el 2010 se observa un crecimiento más marcado en Asia, liderado principalmente por China, cuya expansión nuclear ha sido significativa y constante. En el caso de Europa y Estados Unidos la generación nucleoelectrónica, a partir de los años 90, se estancó, incluso disminuyó ligeramente.

En la Figura 10 se presenta el porcentaje de generación nuclear en las matrices energéticas en países con reactores nucleares en operación:

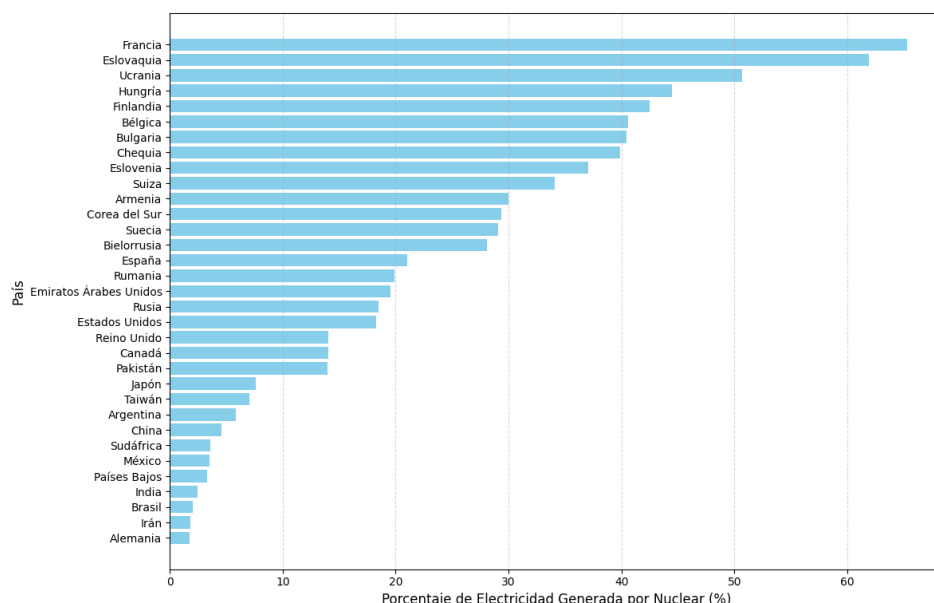


Figura 10. Porcentaje (%) de participación de generación nuclear en la matriz energética en países con reactores nucleares de potencia en operación [10]

Hasta el año 2025, tras más de 70 años de desarrollo de la industria nucleoelectrónica y con más de 400 reactores en operación en 31 países, solo se han registrado tres eventos significativos relacionados con eventos nucleares no esperados a lo largo de la historia.

A pesar de sus múltiples beneficios, la energía nuclear ha enfrentado desafíos significativos, principalmente debido a errores humanos, deficiencias en la planificación y decisiones inadecuadas, más que a fallas estrictamente técnicas o tecnológicas. Los accidentes más graves han ocurrido por interpretaciones erróneas, pruebas mal diseñadas o eventos naturales extremos que no fueron previstos en los diseños originales. Ejemplos de estos incidentes incluyen el de Three Mile Island en 1979 en Estados Unidos, donde los operadores malinterpretaron señales

del sistema y apagaron un mecanismo de seguridad automático, lo que agravó una fuga de refrigerante. En el caso de Chernóbil en 1986 (en la Unión Soviética), un error humano durante una prueba de seguridad mal planificada, sumado a fallas de diseño, llevó a una explosión y liberación masiva de radiación.

El evento inesperado de Fukushima Daiichi en 2011 evidenció los riesgos asociados a eventos naturales extremos y a la falta de previsión en la infraestructura. Un terremoto de magnitud 9.0 generó un tsunami con olas de hasta 14 metros, superando las defensas de la planta y dejando fuera de servicio los generadores de respaldo, lo que resultó en el sobrecalentamiento y la fusión de tres reactores. Este accidente subrayó la importancia de considerar escenarios de riesgo extremo en el diseño de las plantas nucleares, así como la necesidad de mejoras continuas en la planificación y seguridad operativa.

La industria nuclear reaccionó con rapidez, desarrollando diseños nuevos y optimizados que permitieron abordar los eventos ocurridos y mitigar los riesgos identificados. Desde entonces, se ha avanzado de manera continua en la reducción de los riesgos asociados a errores humanos en la operación de los reactores. Esto se ha logrado mediante una menor dependencia de la intervención humana, el fortalecimiento de sistemas de seguridad redundantes y la incorporación de sistemas pasivos de seguridad, los cuales operan sin necesidad de intervención activa, incrementando así la confiabilidad y la seguridad de las plantas nucleares.

Generación nucleoelectrica mundial

Las tecnologías de reactores nucleares han evolucionado en las últimas décadas y se presentan diferentes tipos de tecnologías para la generación nucleoelectrica. Los reactores más comunes son los de agua presurizada (PWR por sus siglas en inglés) y agua en ebullición (BWR por sus siglas en inglés). A continuación, en la Figura 11 se presenta el detalle de las tecnologías de generación nucleoelectrica más utilizadas:

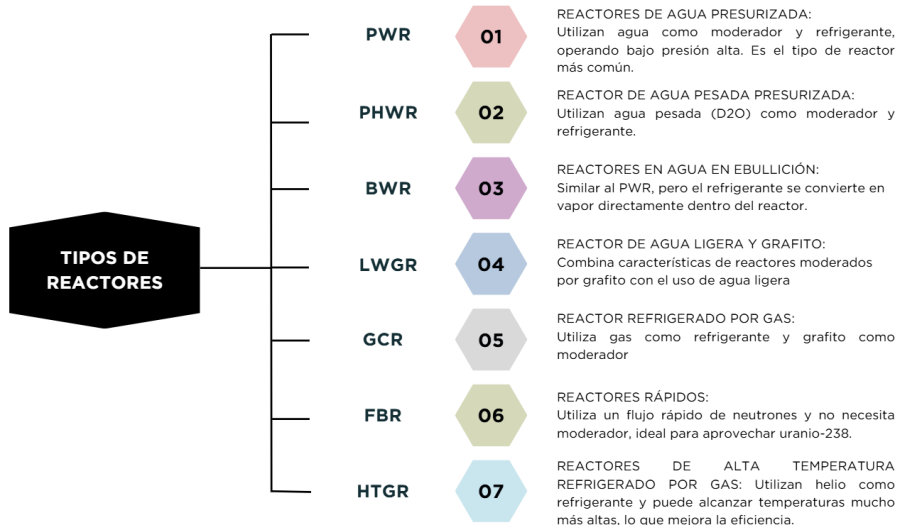


Figura 11. Características principales de los reactores nucleares para generación [8]

Hoy en día, la experiencia en reactores nucleares de potencia acumula alrededor de 20,000 años de experiencia en operación, con más de 400 reactores operando en 31 países [11].

A continuación, la Figura 12 se presenta la distribución a nivel mundial de reactores según su tecnología:

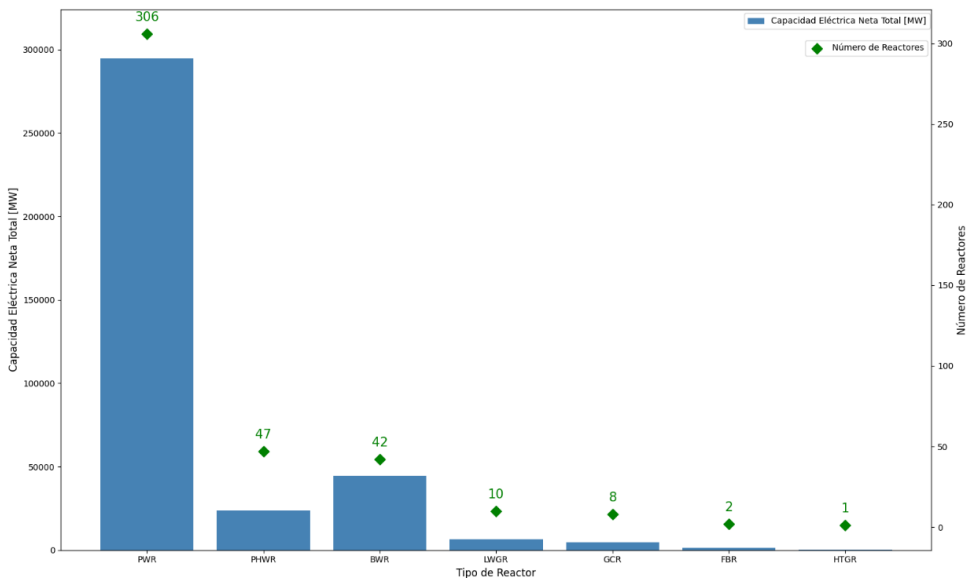


Figura 12. Tipos de reactores nucleares en operación a nivel mundial: capacidad y número [11]

Se observa más de 417 reactores en operación [11] para febrero de 2025, de los cuales los reactores PWR son la tecnología más empleada a nivel mundial, considerando los refrigerados por agua ligera y agua pesada, seguidos por los reactores BWR. A pesar de que estas sean las tecnologías más empleadas, también existen otras en operación como reactores refrigerados por agua y moderados por grafito o reactores refrigerados por gas.

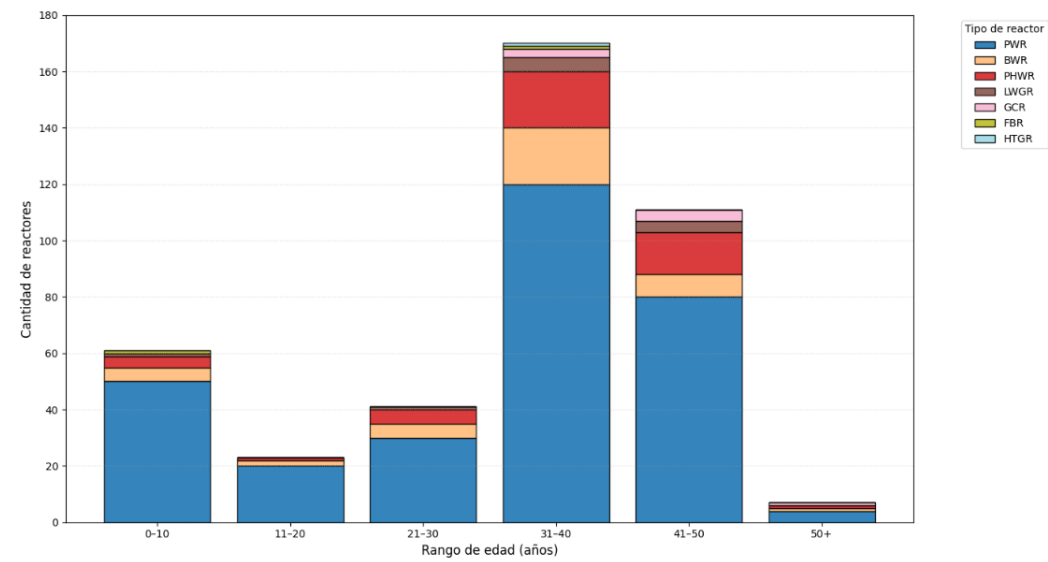


Figura 13. Edad de la flota de reactores nucleares en operación por tecnología [11]

La mayor parte de la flota de reactores nucleares de potencia en operación en la actualidad tiene una edad que oscila entre 30 y 50 años, esto significa que en las siguientes décadas habrán llegado a cumplir su ciclo de vida y por tanto deberá iniciar el proceso de extensión de la vida operativa o desmantelamiento según corresponda. En ese sentido, se debe considerar este aspecto para la renovación de la potencia nuclear instalada para reemplazar la que quedará fuera de servicio y, por otro lado, para cumplir con los objetivos de descarbonización de la matriz energética mundial.

A continuación, se presenta la distribución de los reactores que se encuentran en operación para el 2023. Se puede observar que los países con mayores reactores en operación son Estados Unidos, seguido por Francia y en tercer lugar China:

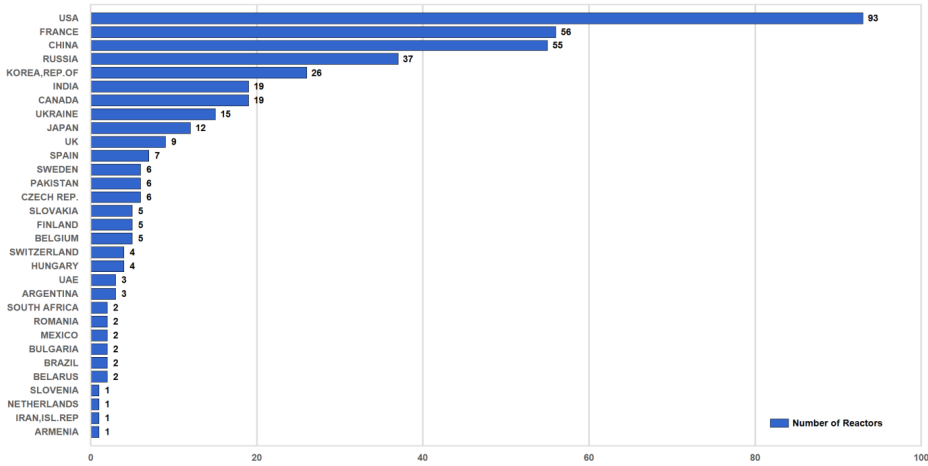


Figura 14. Número de reactores en funcionamiento en todo el mundo (al 31 de diciembre de 2023) [11]

Reactores Modulares Pequeños

Si bien las centrales nucleares convencionales son consideradas una fuente de generación limpia, no siempre son factibles debido a las condiciones técnicas y económicas que se deben cumplir.

Es por eso por lo que en los últimos años ha surgido un concepto novedoso y prometedor: el Reactor Modular Pequeño (SMR por sus siglas en inglés). Estos reactores son especialmente diseñados para resolver los inconvenientes técnicos y económicos que enfrentan algunos países para implementar centrales nucleares convencionales.

Al ser más pequeños y modulares, los SMR pueden ser implementados de forma escalable y flexible en distintos entornos, lo que los hace especialmente atractivos para países con menor demanda energética o con limitaciones en la inversión inicial en infraestructura. Además, los SMR ofrecen mayores niveles de seguridad, son más sencillos de operar y facilitan una gestión más eficiente del combustible utilizado, en comparación con los reactores convencionales.

Un SMR es definido por el OIEA como un reactor nuclear de potencia con una potencia máxima de 300 MWe, entre sus características principales tiene:

- **Estandarización y modularidad:** El reactor estará conformado por módulos, los cuales podrán ser fabricados en serie, reduciendo el tiempo de construcción, además de la posibilidad de ser ensamblados en fábrica, simplificando el transporte e incrementando la seguridad. Por otro lado, el diseño

modular considera menor cantidad de componentes, lo cual reduce posibles incidentes durante el transporte y operación.

- **Seguridad:** Existen diseños que consideran la integración de los componentes en la vasija del reactor que contiene el núcleo, reduciendo de esta manera la cantidad de piezas (tuberías principalmente) e incluyendo sistemas de seguridad pasivos, como la recirculación del refrigerante sin la necesidad de bombas.
- **Menor capital inicial:** Dado que el reactor es de menor dimensión, el costo inicial será menor (la producción energética también será menor).
- **Emplazamiento eficiente:** Requieren menos superficie y tienen un menor inventario de combustible, lo que reduce el área de planificación de emergencias en comparación con reactores convencionales.
- **Flexibilidad:** Al tener una potencia máxima de 300 MWe, el reactor podrá adaptarse a redes pequeñas, adicionalmente puede integrarse con mayor facilidad con fuentes de generación renovable. Asimismo, los diseños de SMR consideran la capacidad de load following, es decir, inyectar potencia a la red según el requerimiento del momento.
- **Mayor aceptación pública:** Su seguridad mejorada, menor tamaño y facilidad de desmantelamiento favorecen su aceptación y viabilidad económica.

Entre los tipos de tecnología de SMR en desarrollo, se encuentran los siguientes [12]:

- Reactores refrigerados por agua ligera y pesada (terrestres y flotantes).
- Reactores a alta temperatura refrigerados por gas.
- Reactores rápidos.
- Reactores refrigerados por sal fundida.

De los tipos mencionados anteriormente, los diseños basados en reactores refrigerados por agua ligera, específicamente en la tecnología de agua presurizada (PWR), son los más avanzados en la actualidad en cuestión de licenciamiento, debido a que el 68% de los reactores a nivel mundial en operación se basan en esta tecnología. En la siguiente figura se observa a los países con proyectos de SMR en desarrollo, donde el país con mayor cantidad es Estados Unidos con 18, seguido por China con 17. Francia, Argentina, Indonesia, Rusia, Suecia y Dinamarca se encuentran desarrollando diseños. Asimismo, se presentan los acuerdos o memorándums de entendimiento para la implementación de SMR en diversos países.



Figura 15. SMR en construcción, operación y desarrollo [12]

Por lo expuesto anteriormente, se concluye que, en el caso de los SMR, los reactores de agua presurizada representan la tecnología predominante, debido a su mayor grado de desarrollo y la experiencia acumulada en comparación con otras tecnologías. Asimismo, se destaca que actualmente existen SMR en operación en países como Rusia y China, lo que demuestra su viabilidad técnica.

Características comparativas entre reactores nucleares convencionales y SMR

Considerando las ventajas de los SMR respecto a los reactores convencionales, estos últimos están intrínsecamente vinculados a la naturaleza de su diseño, es decir, a que son pequeños y modulares. Los SMR ocupan menos espacio, y pueden ubicarse donde no podrían ubicarse centrales de generación nucleoelectrónica más grandes.

Una de las ventajas principales de los SMR es que varios componentes de estos son unidades prefabricadas, lo que facilita y agiliza su instalación. Esto hace que su construcción sea más asequible que los reactores de potencia convencionales. Asimismo, los SMR permiten ahorrar costos y tiempo de construcción, además

que pueden irse sumando unidades de manera escalonada para ir ajustándose a la demanda creciente de energía que requiera la red donde se los va a emplazar.

En comparación con los reactores convencionales actuales, los diseños propuestos para los SMR suelen ser más sencillos y su enfoque de seguridad se basa principalmente en sistemas pasivos y en las características inherentes del reactor. Estas incluyen una menor potencia y presiones de operación más bajas. Esto implica que, en muchas situaciones, no se requiere la intervención humana ni una fuente de energía externa para detener los sistemas, ya que los sistemas pasivos funcionan aprovechando fenómenos físicos como la circulación natural, la convección, la gravedad o la autopresurización. Estos mayores márgenes de seguridad reducen significativamente, o incluso eliminan, el riesgo de emisiones peligrosas de radiactividad al medioambiente y a las personas en caso de un accidente.

A continuación, en la Figura 16 se detallan las principales características comparativas entre los reactores nucleares convencionales y los SMR:

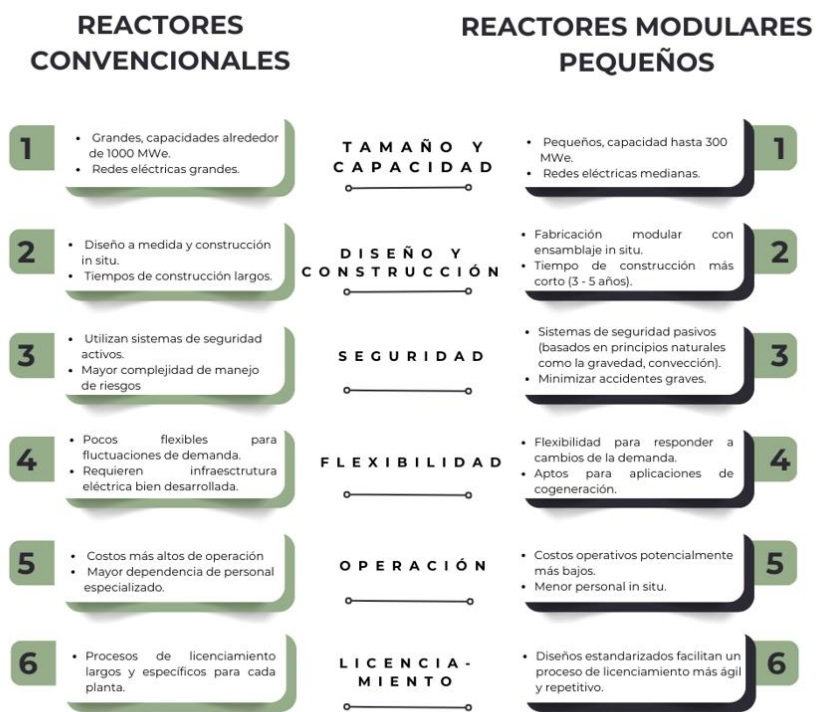


Figura 16. Principales características comparativas entre reactores nucleares convencionales y SMR

Como se ha mencionado previamente, los reactores refrigerados por agua ligera están más desarrollados, ya que se basan en los reactores nucleares comerciales más comunes, lo que ha permitido acumular una amplia experiencia operativa, regulatoria y de fabricación. Además, la industria nuclear ya dispone de la infraestructura y experiencia en las necesidades de la cadena de suministro necesarias para su producción y mantenimiento, lo que facilita su implementación en comparación con otras tecnologías emergentes. No obstante, estas nuevas tecnologías de SMR también presentan un gran potencial para el futuro, ofreciendo posibles ventajas en términos de seguridad, eficiencia y gestión de residuos.

Muchos diseños están concebidos para aplicaciones no energéticas, lo que los convierte en una alternativa atractiva en los próximos años. Su integración con sistemas de cogeneración permite aprovechar el calor residual generado en la producción de electricidad, utilizándolo en aplicaciones térmicas como calefacción industrial, doméstica y desalinización de agua, entre otras. Asimismo, su flexibilidad operativa les permite adaptarse a distintas demandas térmicas, optimizando el uso del calor residual y mejorando la eficiencia general del sistema.

Perspectivas futuras de SMR a nivel mundial

Con base en lo expuesto anteriormente, los SMR actualmente se perfilan como una de las tecnologías más prometedoras para abordar los desafíos futuros energéticos y climáticos. Sus características (modularidad, flexibilidad operativa y diseño innovador) los perfilan como una alternativa interesante hacia sistemas sostenibles y resilientes.

En 2024, el OIEA organizó la primera conferencia sobre SMR en su sede en Viena, con la participación de Estados miembros, desarrolladores y expertos en la materia. Durante el evento, se presentaron los principales avances en el desarrollo de estos reactores y se publicó la última versión del informe del OIEA, que recopila información técnica y el estado de los diseños de SMR a nivel mundial. En esta edición, se incluyeron 68 diseños en desarrollo activo y confirmados por sus desarrolladores, en contraste con la versión anterior, que registraba 82 diseños. El OIEA actualiza anualmente este listado en función del progreso de los SMR y la aparición de nuevos diseños.

Alrededor de 30 países se encuentran considerando, planificando o iniciando programas nucleares, ya sea mediante la implementación de reactores nucleares de potencia o investigación. Estos países se encuentran en diferentes regiones del mundo y pertenecen a diferentes categorías de economías, desde economías en vías de desarrollo hasta economías avanzadas.

Entre los países que incluyeron la implementación de SMR como parte de su sistema futuro energético se encuentran Estonia, Jordania y Polonia. Sin embargo, muchos países expresaron su interés y se encuentran evaluando la posibilidad de implementación, como es el caso de Perú evaluando la implementación de SMR para proveer energía continua y limpia para sistemas aislados en el oriente de ese país. Asimismo, Bolivia, en el presente documento, evalúa la factibilidad de implementación y una selección preliminar de diseños de SMR en desarrollo. En el capítulo 4 se hará una evaluación sobre el potencial de implementación de estos reactores en Latinoamérica y el Caribe.

Capítulo 3. VULNERABILIDAD CLIMÁTICA A FUENTES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En este capítulo se llevará a cabo un análisis detallado sobre los efectos del cambio climático en la generación de energía. Además, se evaluará el grado de vulnerabilidad de cada fuente de generación ante los efectos del cambio climático.

Las emisiones de gases de efecto invernadero son la principal causa del cambio climático, las cuales presentan una tendencia de crecimiento positivo con el paso del tiempo. Para mitigar sus efectos en el cambio climático debemos reducir las emisiones globales. En la Figura 17 se presenta un registro histórico de las emisiones:

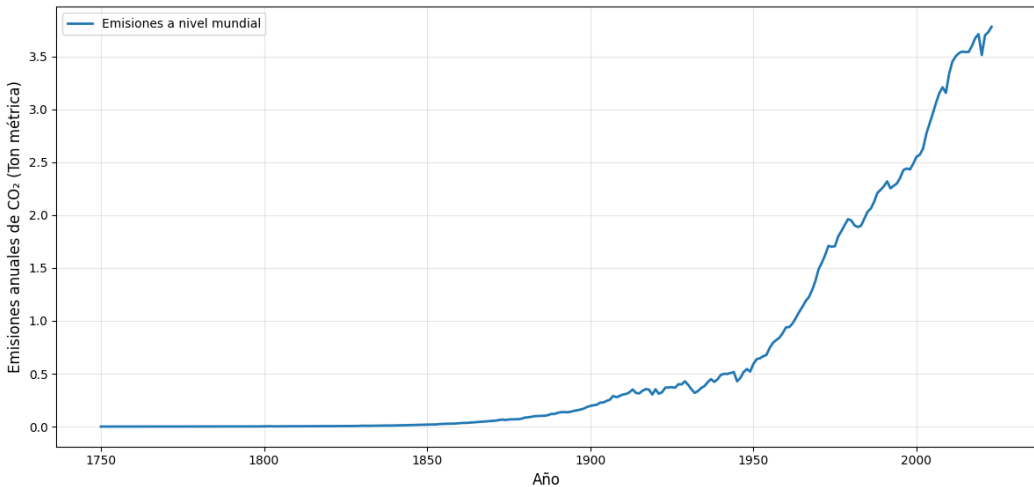


Figura 17. Emisiones anuales de CO₂ a nivel mundial (1975-presente) [13]

Se observa un comportamiento similar respecto al consumo de energía primaria a nivel mundial, con un crecimiento exponencial a partir de la segunda mitad del siglo XX, donde la mayor parte de las emisiones provenían de Estados Unidos y Europa, mientras que en la actualidad el panorama cambió, siendo la región que más emite Asia (China en su mayoría, con casi el 31% de las emisiones a nivel mundial el año 2023). Sin embargo, Estados Unidos y Europa (aproximadamente 13% cada uno) aún siguen emitiendo una cantidad importante.

Analizando las emisiones por sector, se observa que la producción de electricidad y calor fue la principal fuente de emisiones en 2021, con aproximadamente 16.000 millones de toneladas de CO₂, lo que representó el 33% del total global para ese año [14]. En este contexto, se han desarrollado numerosos proyectos

de energías renovables, especialmente eólicos y fotovoltaicos, particularmente en la última década. Sin embargo, en 2023, la generación eléctrica a partir de estas fuentes representó solo el 16% del total mundial. Además, presentan el desafío de la intermitencia, con factores de planta generalmente inferiores al 40%. Para mitigar la intermitencia inherente a estas fuentes de generación, es fundamental contar con tecnologías capaces de producir electricidad de manera continua y con potencia firme. A nivel mundial, las dos fuentes más utilizadas que cumplen con estas características son la energía hidroeléctrica y la energía nuclear.

Huella de carbono y emisiones de CO2 de fuentes de generación

En la Figura 18, se muestran las emisiones promedio de CO₂ en toneladas equivalentes por gigavatio-hora (GWh) de energía generada para diferentes fuentes de generación eléctrica. Se destaca la necesidad de priorizar fuentes de energía con menores emisiones de CO₂ para avanzar hacia una transición energética sostenible, entre ellas resalta que la fuente con menor cantidad de emisiones es la nuclear con un promedio de 6 toneladas por GWh. Es importante mencionar que este cálculo se realizó considerando el ciclo de vida completo de la fuente, es decir, desde la extracción de los materiales empleados para su construcción hasta el desmantelamiento final.

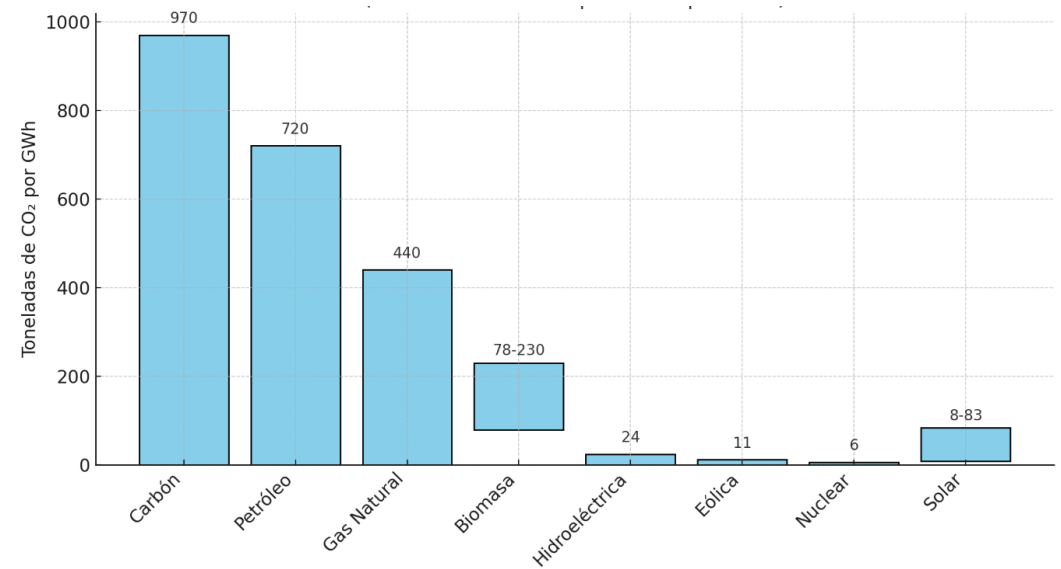


Figura 18. Fuentes de emisión de CO₂ por combustible o industria [15]

Cambio climático mundial

El Acuerdo de París busca limitar el calentamiento global respecto a los niveles preindustriales (entre 1850 y 1900) a una temperatura no mayor a 1,5 °C. No obstante, según el último Informe del Grupo Intergubernamental de Expertos Sobre el Cambio Climático (IPCC), hay un 50% de probabilidad de que se alcance el umbral de 1,5 °C entre el 2030 y 2035. En el año 2023, el cual ha sido el más cálido hasta la fecha, se ha registrado un aumento de la temperatura promedio mundial a 1,5 °C.

Asimismo, las concentraciones de gases de efecto invernadero alcanzaron en 2023 los niveles más altos jamás registrados en la atmósfera, según el C3S y el Servicio de Vigilancia de la Atmósfera de Copernicus (CAMS). Las concentraciones de dióxido de carbono en 2023 fueron 2,4 ppm superiores a las de 2022, y las de metano aumentaron 11 ppb. Para 2023, la estimación anual de la concentración atmosférica de dióxido de carbono es de 419 ppm, y para el metano la concentración es de 1.902 ppb. La tasa de aumento del dióxido de carbono fue similar a la observada en los últimos años. La tasa de aumento del metano se mantuvo elevada, pero fue inferior a la de los 3 últimos años.

El componente de energía que incluye la energía empleada en el transporte, industria y residencial, se constituye en casi el 75% del total de emisiones, esto significa que, si las emisiones se reducen para este sector, se podrá reducir en gran manera los GEI liberados a la atmósfera. Queda claro que la generación de energía es el principal agente de la contaminación ambiental y se deben priorizar tecnologías con emisiones nulas o cercanas a cero. Además, este sector es vulnerable a los efectos del cambio climático, tal como se verá más adelante.

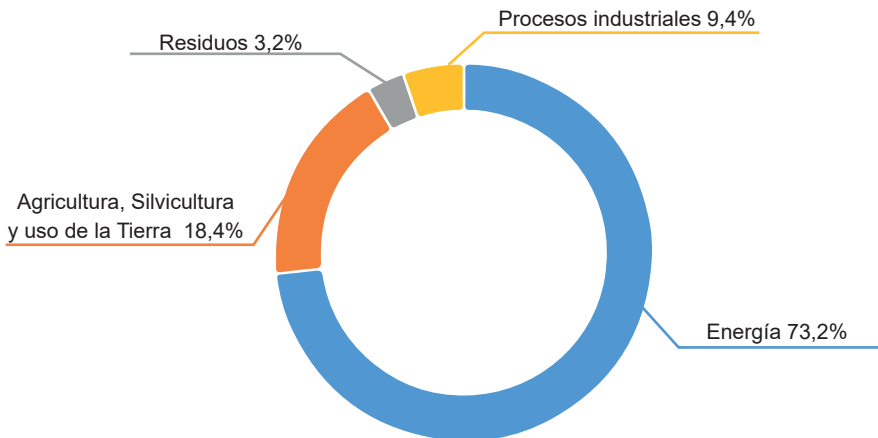


Figura 19. Fuentes de emisiones de GEI a nivel mundial [16]

En ese sentido, más adelante se hará un análisis sobre el grado de afectación de los efectos del cambio climático sobre las fuentes de generación de energía.

Cambio climático en Bolivia

Bolivia no es ajena al cambio climático y sus efectos, siendo sus principales impactos las sequías, inundaciones, deslizamientos, granizadas, heladas, incendios y temperaturas extremas, con mayor intensidad y frecuencia.

De acuerdo con el Índice Global de Riesgo Climático (CRI por sus siglas en inglés) formulado por Germanwatch, para el año 2019 Bolivia se encuentra entre los países más afectados.

El CRI indica el nivel de exposición y vulnerabilidad a eventos extremos, que los países deben entender como advertencias para estar preparados ante eventos más frecuentes y/o graves en el futuro. El CRI es un análisis basado en uno de los conjuntos de datos más fiables disponibles sobre los impactos de los eventos climáticos extremos y los datos socioeconómicos asociados a ellos.

El CRI examina tanto los impactos absolutos como los relativos para crear una clasificación media de los países en cuatro categorías indicativas, con un mayor énfasis en los indicadores relativos:

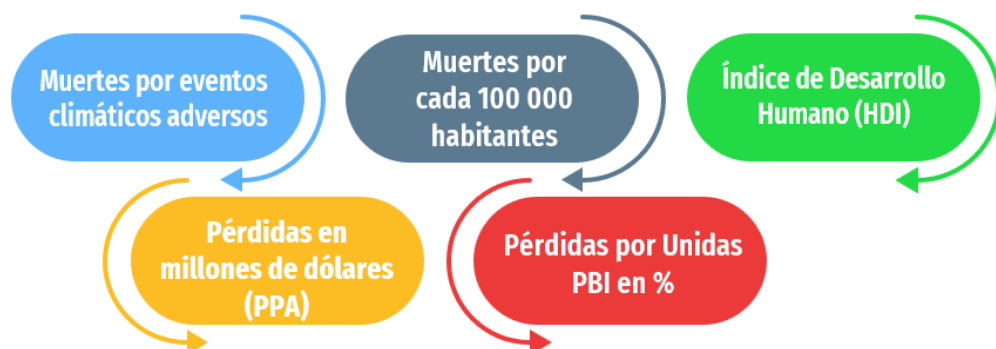


Figura 20. Indicadores de riesgo climático. Fuente: Germanwatch

De acuerdo con Germanwatch, en el ranking de 2019 Bolivia ocupó la décima posición, ascendiendo desde el puesto 59 en 2018. El valor del índice CRI fue de 19,67 para ese año, lo que refleja un alto nivel de afectación por eventos climáticos extremos.

Por consiguiente, es importante fortalecer la capacidad de resistencia ante los distintos tipos de riesgo (ambiental, geofísico, económico, relacionado con la salud, entre otros).

Por lo tanto, en lo que respecta a generación eléctrica en Bolivia y el cambio climático, es importante realizar las evaluaciones para una planificación energética integral que garantice el suministro continuo ante condiciones adversas. Por ejemplo, la hibridación de tecnologías renovables con SMR puede proporcionar un suministro energético más estable y reducir la dependencia de fuentes externas. De este modo, Bolivia avanzaría hacia un sistema energético más sostenible, robusto y hacia una mayor seguridad energética frente a los desafíos climáticos futuros.

Iniciativas hacia la transición energética

El 21 de marzo del año 1994, entró en vigor la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), con el objetivo de estabilizar las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera para prevenir interferencias peligrosas en el sistema climático.

La CMNUCC dio origen a tratados como el Protocolo de Kioto (1997) y el Acuerdo de París (2015), que establecieron compromisos más específicos para la reducción de emisiones.

La CMNUCC reúne actualmente a los países en la Conferencia de las Partes (COP), donde se analizan las políticas climáticas globales.

Conferencias de las Partes (COP)

Las Conferencias de las Partes (COP) son reuniones anuales donde se evalúa el progreso en la mitigación del cambio climático además de proponer y negociar acuerdos. En las últimas dos versiones, la COP28 estableció la necesidad de reducir las emisiones en un 43% para el año 2030 y 60% para 2035 en comparación con los valores del 2019 [17]. Asimismo, se acordó el financiamiento a países en desarrollo para la reducción de emisiones. En esta reunión se reconoció el rol de la generación nuclear en la descarbonización, donde se lanzó el manifiesto de triplicar la capacidad nuclear hasta el 2050.

Durante la conferencia internacional sobre el cambio climático y el rol de la energía nuclear en el 2019, varios países expresaron su interés en la adopción de SMR para contribuir a la mitigación del cambio climático. Se estima que mínimamente el 80% de los esfuerzos para la mitigación del cambio climático en el sector energético deben estar enfocados en la generación eléctrica [18].

En la COP29, la generación nuclear continuó siendo un tema importante en las discusiones para la descarbonización y transición energética. Se enfatizó en el potencial de los SMR en regiones con redes eléctricas pequeñas o con infraestructura limitada. El número de países que se comprometió en triplicar la potencia nuclear al 2050 se incrementó a 31 [19].

Es importante destacar que la tecnología nuclear ha sido incorporada en la agenda de las COP, posicionándose como una alternativa viable dentro de las estrategias de transición energética y mitigación del cambio climático. A partir de este reconocimiento, se espera que en futuras ediciones de la COP un número creciente de países adopte la implementación de SMR como una solución para satisfacer la demanda energética y reducir las emisiones de GEI. Este respaldo internacional podría consolidar a la energía nuclear como una de las principales opciones tecnológicas para afrontar los desafíos energéticos y ambientales a nivel global.

Taxonomía verde europea

En 2022, la Unión Europea (UE) aprobó la taxonomía verde europea, un marco que identifica actividades económicas sostenibles y alineadas con los objetivos climáticos de la UE. Uno de sus principales propósitos es fomentar la inversión en proyectos que contribuyan a la reducción de emisiones.

Dentro de las fuentes de generación incluidas en esta taxonomía se encuentra la energía nuclear, cuyo potencial ha sido reconocido como una pieza clave en la transición energética.

La inclusión de la energía nuclear en la taxonomía verde europea proporciona mayor seguridad a los inversionistas, facilitando el acceso a financiamiento tanto público como privado para el desarrollo de proyectos. Además, actúa como un mecanismo de compromiso a largo plazo para los actores involucrados en la transición energética.

Si bien esta política se desarrolla dentro del ámbito europeo, representa una forma significativa de mostrar al mundo la posición de Europa respecto a la tecnología de generación nuclear. Establecer un enfoque claro a nivel interno también sienta las bases para definir una postura común frente al resto de los países que emplean o evalúan la implementación de SMR.

Importancia de la energía nuclear en la mitigación del cambio climático

Se están desarrollando proyectos de implementación de fuentes renovables. Sin embargo, como se mencionó, estas fuentes tienen el inconveniente intrínseco de la intermitencia en generación, es decir, estas dependen del recurso variable (radiación solar o viento). Cuando no se cuenta con este recurso, a fin de no comprometer la operación sistema eléctrico se debe recurrir a fuentes de generación base, en muchos casos generación térmica (carbón o gas natural).

Ventajas comparativas

Tal como se ha visto, la energía nuclear es una fuente de bajas emisiones de gases de efecto invernadero, ya que su generación de electricidad se basa en el principio de fisión nuclear, a diferencia de los combustibles fósiles, que emiten grandes cantidades de CO₂.

En comparación, los reactores nucleares de potencia actualmente en operación evitan la emisión de CO₂ en una cantidad equivalente a aproximadamente un tercio de las emisiones generadas por el parque automotor mundial [20].

La adopción e incremento de la generación y potencia instalada nuclear son fundamentales para alcanzar el net zero para el año 2050, horizonte trazado para la mitigación del cambio climático, bajo lo establecido en el Acuerdo de París.

A continuación, se presenta un cuadro comparativo con las ventajas de la generación nuclear respecto a otras fuentes de generación:

Tabla 1. Tabla comparativa de la generación nuclear respecto a otras tecnologías

Aspecto	Nuclear	Térmica fósil	Renovables	Hidroeléctrica
Emisiones (Our World In Data)	6 gCO2/kWh	Carbón 970 gCO2/kWh	Eólica 11 gCO2/kWh	24 gCO2/kWh
		Petróleo 720 gCO2/kWh	Solar 8 a 83 gCO2/kWh	
		Gas natural 440 gCO2/kWh		
Factores de capacidad (EIA)	60-90%	40-60%	20-40%	30-40%
Requerimientos de espacio m2/MWh (Our World In Data)	0,3	1 (gas) 15 (carbón)	8,4-247 (eólica) 19 (solar)	14
Resiliencia energética	Muy alta: puede funcionar independientemente de las condiciones climáticas.	Alta, pero vulnerable a interrupciones en el suministro de combustibles.	Baja: depende de las condiciones climáticas y estaciones.	Media-alta, pero dependiente de ciclos de agua y eventos climáticos extremos.
Duración de vida útil	40-80 años	20-40 años	15-30 años	50-100 años
Seguridad energética	Reduce la dependencia de importaciones de combustibles fósiles.	Dependiente de recursos fósiles.	Reduce la dependencia de importaciones de combustibles fósiles.	Reduce la dependencia de importaciones de combustibles fósiles.

Se realizó una recopilación de parámetros comparativos de las fuentes de generación presentadas anteriormente, en la cual se observa que la generación nuclear es una alternativa de producción de electricidad continua significativamente con bajas emisiones de CO₂, puesto que presenta el factor de planta promedio más alto, lo que hace de esta una alternativa interesante para lograr los objetivos de descarbonización.

Efectos del cambio climático sobre las fuentes de producción de energía

En lo que respecta a la región latinoamericana, los eventos climáticos extremos como sequías, huracanes e inundaciones se han hecho mucho más frecuentes e intensos debido al calentamiento global, por lo cual crece la urgencia de acelerar los esfuerzos de mitigación del cambio climático. De hecho, en la recientemente COP29 los países desarrollados se comprometieron a canalizar fondos para la transición energética de los países en desarrollo por un valor de 300 mil millones de dólares anuales hasta el año 2035 [21]. Sin embargo, algunos países consideran que este monto es insuficiente para cumplir con las metas de mitigación del cambio climático [22].

Los distintos procesos de la COP han mostrado que el financiamiento destinado a ALC ha sido consistentemente insuficiente en relación con los resultados y compromisos esperados en materia climática.

Si bien ALC ya cuenta con una matriz energética significativamente renovable, principalmente gracias a la generación hidroeléctrica, es fundamental que la región tome los recaudos necesarios en la gestión de sus fuentes energéticas. A pesar de que parte de una base naturalmente limpia, con menores emisiones y alta participación de renovables, también enfrenta una mayor vulnerabilidad frente a los efectos del cambio climático, como sequías prolongadas o alteraciones en los regímenes hídricos, que pueden afectar directamente la confiabilidad del suministro eléctrico.

A continuación, en la Figura 21 se presenta una comparación de la participación de las fuentes de generación eléctrica a través de tecnologías renovables entre ALC y el mundo.

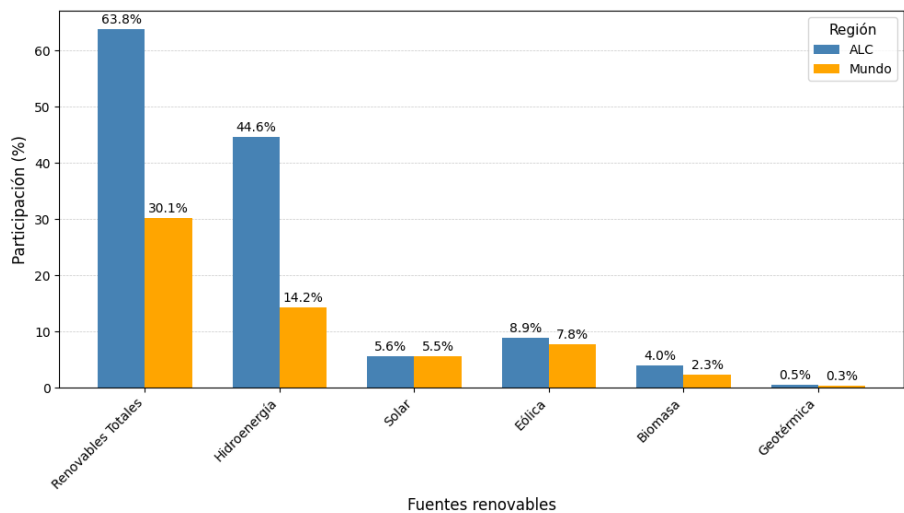


Figura 21. Participación de fuentes renovables en la generación eléctrica [3]

La anterior figura compara la participación de fuentes renovables en la generación eléctrica entre América Latina y el Caribe (LAC por sus siglas en inglés; ALC en español) y el promedio mundial. Se observa que la región de ALC tiene una participación significativamente mayor en el uso de fuentes renovables totales (63,82%) en comparación con el promedio mundial (30,15%). Esta diferencia es impulsada principalmente por la hidroelectricidad, donde ALC alcanza un 44,57% frente al 14,22% mundial. Según un estudio de la CEPAL, ALC tiene un potencial hidroeléctrico aprovechable superior a los 500 GW, de los cuales a la fecha utiliza solo el 22% [3]. Sin embargo, en fuentes como la solar y la eólica, las cifras son más equilibradas, con una ligera ventaja mundial en eólica (7,78% frente al 8,91% en ALC).

Por otro lado, las fuentes de biomasa y geotermia muestran una participación marginal en las comparaciones, aunque ALC mantiene una ligera ventaja en biomasa

(4% frente al 2,3%). Estos datos reflejan el aprovechamiento histórico en ALC, pero también evidencian oportunidades de crecimiento en otras fuentes renovables como la solar y la eólica, donde aún hay margen de alto potencial de la región.

A continuación, en la Figura 22 se presenta la participación de las fuentes no renovables en la generación eléctrica en ALC en comparación con la participación en el mundo:

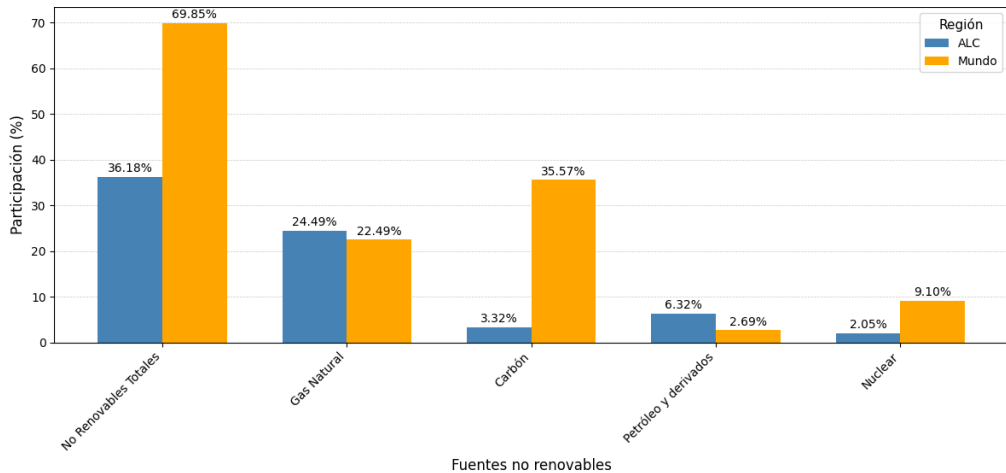


Figura 22. Participación de fuentes no renovables en la generación eléctrica [3]

La anterior figura muestra la participación de fuentes no renovables en la generación eléctrica en ALC en comparación con el promedio mundial. Se observa que ALC tiene una dependencia menor de fuentes no renovables totales (36,18%) frente al promedio mundial (69,85%). Esta diferencia refleja la mayor participación de energías renovables en ALC, especialmente la hidroelectricidad, como se señaló. Sin embargo, dentro de las fuentes no renovables, el gas natural tiene una participación relevante en ALC (24,49%), superando ligeramente al promedio mundial (22,49%). Por otro lado, el carbón tiene una presencia marginal en ALC (3,32%) en comparación con su uso global o mundial (35,57%).

En cuanto al petróleo y derivados, ALC presenta una participación moderada (6,32%), superior al promedio mundial (2,69%), lo que sugiere una mayor dependencia regional de esta fuente específica. La energía nuclear, por su parte, tiene una presencia muy limitada en ALC (2,05%), mientras que a nivel mundial su participación es más significativa (9,1%). Estos datos evidencian que ALC ha logrado reducir su dependencia de fuentes no renovables, aunque todavía existen desafíos en la diversificación hacia fuentes más limpias y sostenibles.

A continuación, en la Figura 23 se presenta la capacidad instalada para la generación eléctrica en ALC. En el eje izquierdo se muestra la capacidad instalada en términos absolutos, mientras que en el eje derecho se representa el porcentaje de participación de cada tecnología de generación dentro de la matriz eléctrica de la región.

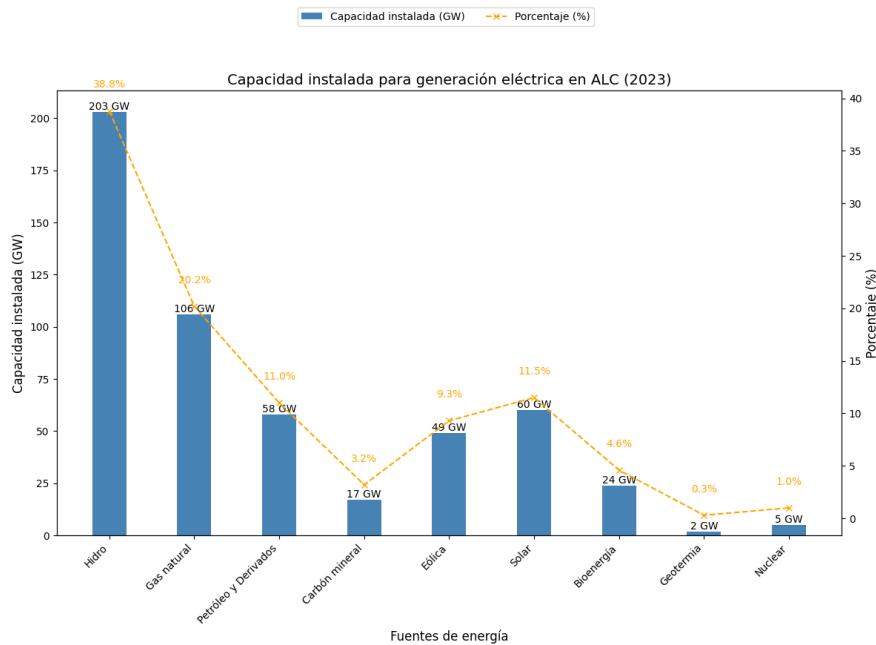


Figura 23. Capacidad instalada para generación eléctrica en ALC en GW y su porcentaje de participación [3]

La energía hidroeléctrica representa el 38,8% de la capacidad instalada en ALC, consolidándose como la principal fuente renovable. Le siguen la solar (11,5%) y la eólica (9,3%), mientras que la bioenergía y la geotermia tienen una presencia reducida (4,6% y 0,3%, respectivamente), lo que evidencia un potencial aún por aprovechar. En cuanto a fuentes no renovables, el gas natural lidera con el 20,2%, seguido del petróleo (11,0%), el carbón (3,2%) y la energía nuclear (1,0%).

Si bien la región es tradicionalmente una de las más comprometidas con la generación renovable, su alta participación hidroeléctrica la hace vulnerable al cambio climático. Tal como se ha señalado, fenómenos como sequías e inundaciones, así como la variabilidad en los patrones de precipitación, afectan la estabilidad del suministro eléctrico, destacando la necesidad de diversificar la matriz energética y fortalecer su resiliencia.

Para mitigar los efectos del cambio climático, ALC debe acelerar su transición hacia fuentes más resilientes y sostenibles, mejorar la eficiencia energética e implementar políticas públicas que promuevan la resiliencia y mitigación climática. Además, la cooperación regional y el financiamiento climático internacional serán clave para enfrentar los desafíos que el cambio climático impone a la infraestructura energética de la región.

Compromisos climáticos y planes de descarbonización de Bolivia

A pesar de que Bolivia representa el 0,2% de emisiones de gases de efecto invernadero a nivel mundial [13], el 20% del PIB proviene del sector de hidrocarburos. Emite anualmente per cápita 1,9 toneladas, inferior al promedio mundial el 2023 de 4,6 toneladas. Al igual que muchos países de la región y el mundo, el Estado boliviano se encuentra desarrollando actividades para la reducción de gases de efecto invernadero.

Actualmente, la matriz energética boliviana está compuesta en su mayor parte de generación termoeléctrica (cerca al 70%), el Gobierno nacional, a través de las actividades planteadas en la Agenda Patriótica 2025 y el Plan del Desarrollo Económico y Social 2021-2025, fomenta el cambio de la matriz energética mediante la reducción de la dependencia a los combustibles fósiles. En ese sentido, se espera que a mediano plazo las fuentes de generación de bajas emisiones predominen la matriz energética.

Clasificación de la vulnerabilidad al cambio climático por fuente de energía

Gran parte de las interrupciones del sistema energético son causadas por condiciones climáticas extremas. De una manera específica según la zona geográfica, se debe estas interrupciones por tormentas, olas de calor, sequías, inundaciones, tormentas eléctricas u otros fenómenos climáticos adversos.

A continuación, en la Figura 24 se presenta el panorama de las amenazas directas relacionadas con el clima a los sistemas energéticos teniendo en cuenta los parámetros climáticos y el tipo de impacto.

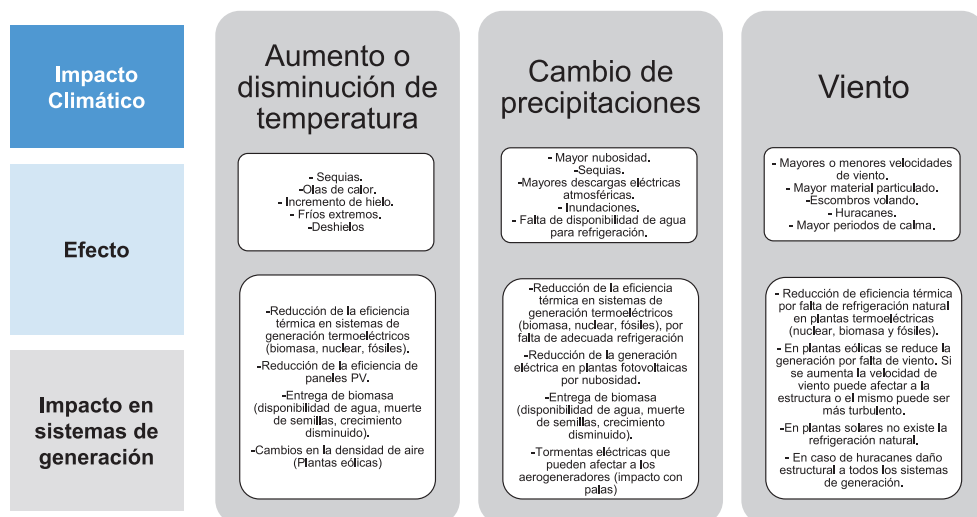


Figura 24. Panorama de las amenazas directas relacionadas con el clima para los sistemas energéticos. Fuente: Elaboración propia

En esta figura, en los efectos de los impactos climáticos en los sistemas de generación de energía se destacan tres factores clave: temperatura, precipitaciones y viento. En la sección de Aumento o disminución de temperatura, se explican con claridad las consecuencias directas, como la reducción de eficiencia en sistemas fotovoltaicos y el aumento en la demanda de refrigeración o calefacción en sistemas termoelectricos.

En la sección Cambio en precipitaciones, se abordan aspectos clave como la disponibilidad de agua para refrigeración, los efectos de las sequías y las inundaciones en las plantas hidroeléctricas, y el impacto de la nubosidad en la eficiencia de las plantas solares. Por otro lado, los cambios en la velocidad del viento pueden influir directamente en la generación eléctrica de las plantas eólicas, ya que eventos extremos podrían comprometer la integridad estructural de los aerogeneradores. Además, una mayor intensidad del viento puede representar un riesgo para los sistemas fotovoltaicos no solo por el posible daño físico, sino también por el aumento en la deposición de material particulado sobre los paneles, lo cual reduciría su eficiencia operativa.

En general, se pueden mencionar las siguientes consideraciones respecto a la vulnerabilidad de las tecnologías de generación eléctrica [23]:

- Las inundaciones tienen el mayor impacto para la mayoría de las tecnologías de generación.
- La temperatura de agua elevada (para refrigeración) suele tener un impacto más alto que las temperaturas de aire más elevadas.
- Para refrigeración, la reducción de disponibilidad de agua puede tener un impacto de limitado a grave, relacionado con la insuficiencia de agua.
- El cambio en las precipitaciones afecta directamente a la generación hidroeléctrica.
- La energía fotovoltaica presenta un cambio significativo con los cambios en los regímenes de nubes, al igual que las tecnologías de concentración solar. Asimismo, son propensas a sufrir daños de fuertes vientos y el granizo.
- La generación mediante el aprovechamiento de la biomasa comparte la sensibilidad con las tecnologías de generación térmica. Además, la producción de biomasa es muy sensible al cambio climático y esta puede variar por las diferentes interacciones fotosintéticas/fisiológicas de los cultivos energéticos.
- Las redes de transmisión y distribución pueden ser muy sensibles a altas temperaturas ambientales (aumento de la resistencia térmica) y a tormentas.
- La demanda final de electricidad es sensible en general a los cambios de temperatura, especialmente a las olas de calor.

En los siguientes apartados se realizará una ampliación del impacto climático en diferentes tecnologías de generación eléctrica.

Impacto del cambio climático en las fuentes de generación

El cambio climático representa uno de los principales desafíos desde el punto de

vista de sostenibilidad y confiabilidad en los sistemas eléctricos en el mundo. El cambio en los patrones climáticos, incremento de temperatura, variabilidad estacional e intensificación de eventos extremos afectan de manera diferenciada a las diferentes fuentes de generación eléctrica.

A partir de lo descrito, a continuación, se presentan las variables de sensibilidad de las tecnologías de generación ante los efectos del cambio climático. Se observa cómo las distintas variables climáticas impactan la sensibilidad de cada tecnología.

Tabla 2. Matriz resumida de sensibilidad por variable del cambio climático para diferentes tecnologías de generación eléctrica. Fuente: Ver al pie de la tabla

Variable climática	Umbral: 25°C	Umbral: 15°C	-	Entre 1 m/s y 25 m/s	-
	Central fotovoltaica	Central termoeléctrica	Hidroeléctrica	Parque eólico	Central nuclear
Cambio de temperatura ambiente	Si sube 1°C encima del umbral, la producción cae 0,66%	Si sube 1°C, cae un 0,25% la capacidad efectiva	-	Un aumento de 1°C en la temperatura reduce la densidad del aire y la producción de energía en aproximadamente un 0,33%. (***)	-
Temperatura del agua	-	Si sube 1°C, cae un 0,2% la producción de energía	-	-	Si sube 1°C se reduce 0,45-0,6% la producción de energía (*)(**)
Radiación	Si baja un 1%, cae un 3% la producción de energía	-	-	-	-
Cambio de la velocidad media del viento	-	-	-	Si baja o sube 1 m/s la velocidad media del viento, cae o sube un 6,67% la producción de energía	-
Cambio en el caudal	-	-	Si baja o sube 1% el caudal puede disminuir o aumentar la producción de energía	-	-

(*) Durmayaz, A., OguzSalim, S. 2006. Influence of cooling water temperature on the efficiency of a pressurized-water reactor nuclear-power plant. International Journal of Energy Research 30, 799-810 [24].

(**) Linnerud, Kristin, Gunnar Eskeland, and Torben Mideksa. 2009. The impact of climate change on thermal power supply. CICERO mimeo [25].

(***) Harrison, G.P., L. C. Cradden, and J. P. Chick. 2008. Preliminary assessment of climate change impacts on the UK onshore wind energy resource. Energy Sources. 30 (14). pp. 1286-1299 [26].

Como se puede observar, la generación eléctrica a través de las diferentes tecnologías es sensible a los cambios en las condiciones climáticas. La temperatura ambiente, por ejemplo, afecta tanto a las centrales fotovoltaicas como a las termoeléctricas y eólicas, aunque de distintas maneras. En el caso de la energía solar fotovoltaica, un aumento de temperatura reduce la eficiencia de conversión de los paneles, disminuyendo su producción. Las centrales termoeléctricas también experimentan una reducción en su capacidad efectiva con el aumento del calor, mientras que la generación eólica se ve afectada por la disminución de la densidad del aire, lo que reduce la cantidad de energía extraída del viento.

Por otro lado, la temperatura del agua y la velocidad del viento son factores determinantes para otras tecnologías. En las centrales nucleares, un aumento en la temperatura del agua utilizada para la refrigeración reduce la eficiencia del sistema, lo que puede afectar la producción de energía. Asimismo, en las hidroeléctricas, la variabilidad en el caudal de los ríos debido al cambio climático puede aumentar o disminuir la generación, dependiendo de si hay más o menos agua disponible. En el caso de la energía eólica, la velocidad del viento es clave, ya que pequeñas variaciones pueden impactar significativamente la producción de electricidad. Estos factores evidencian la necesidad de adaptar y fortalecer las infraestructuras energéticas para mitigar los efectos del cambio climático en la generación eléctrica.

Comparativa de vulnerabilidad en fuentes de generación de bajas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)

Para la evaluación de la comparativa de vulnerabilidad en fuentes de generación de bajas emisiones de GEI, se utilizará la metodología de Proceso Analítico Jerárquico (AHP por sus siglas en inglés). La metodología AHP se usa ampliamente para la toma de decisiones relacionadas a proyectos energéticos incluyendo la selección de la fuente de generación.

Es una técnica empleada para la toma de decisiones cuando existen varios parámetros a evaluar, desarrollada por Thomas L. Saaty [27], consiste en otorgar una ponderación a cada uno de los parámetros en función a la importancia de una respecto a la otra mediante la comparación de pares de parámetros. La metodología asigna una ponderación para cada uno de los parámetros, donde la sumatoria de estos es el 100% [27].

Una de las ventajas de esta metodología es que permite la evaluación de varios criterios de manera simultánea. Sin embargo, una de sus mayores debilidades es que la asignación de los puntajes se realiza en función al conocimiento, experiencia y criterio del investigador. Con objeto de reducir esta variable subjetiva, se realizó la consulta con profesionales del área a fin de unificar criterios para realizar una evaluación más objetiva.

A continuación, se presentan los parámetros propuestos para la evaluación de vulnerabilidad de fuentes de generación al cambio climático.

En la Figura 25 se han identificado siete parámetros para la evaluación de la vulnerabilidad ante el cambio climático de las fuentes de generación eléctrica de bajas emisiones. Se presenta un esquema de estas, y posteriormente se realizará la justificación de la selección de las mismas:

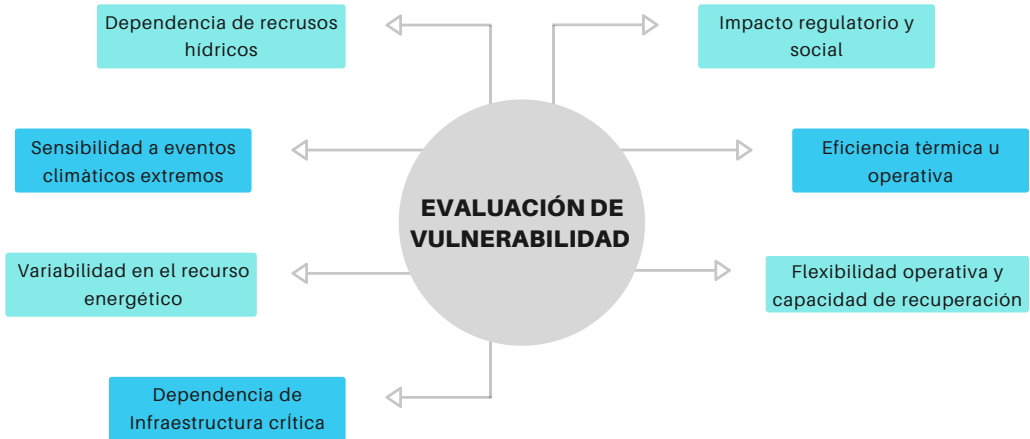


Figura 25. Parámetros para la evaluación de la vulnerabilidad ante el cambio climático de las fuentes de generación eléctrica. Fuente: Elaboración propia

A continuación, se justifica brevemente la selección de cada parámetro:

Dependencia de recursos hídricos

Muchas fuentes, como la hidroeléctrica, nuclear y fuentes de generación mediante procesos térmicos dependen significativamente del agua para procesos de refrigeración o generación. El cambio climático afecta la disponibilidad de agua a través de sequías, disminución de caudales y variabilidad estacional.

Sensibilidad a eventos climáticos extremos

Huracanes, olas de calor, tormentas y sequías pueden dañar infraestructura, reducir eficiencia o interrumpir operaciones. Este parámetro mide la exposición y susceptibilidad de cada fuente a estos eventos.

Variabilidad en el recurso energético

El cambio climático puede alterar la disponibilidad del recurso energético base (viento, sol, agua). Este parámetro mide la estabilidad del recurso necesario para la generación.

Dependencia de infraestructura crítica

Fuentes que requieren infraestructura sensible (gasoductos, embalses, líneas de

transmisión) tienen mayor vulnerabilidad debido a posibles daños por desastres climáticos.

Impacto regulatorio y social

Algunas fuentes enfrentan presiones regulatorias o sociales para limitar su operación (por ejemplo, carbón y gas natural debido a las emisiones de GEI).

Eficiencia térmica u operativa bajo estrés climático

Altas temperaturas reducen la eficiencia térmica en fuentes termoeléctricas, afectando su capacidad de generación.

Flexibilidad operativa y capacidad de recuperación

La capacidad de adaptarse y recuperarse rápidamente tras un evento climático es crucial para la resiliencia operativa.

Resultados de la evaluación de vulnerabilidad por fuente

Mediante la implementación de la metodología AHP, se identificó la ponderación para cada uno de estos. A continuación, se describen las consideraciones para la ponderación.

Se construye una matriz de comparaciones según lo descrito por Taherdoost (2017) [28], donde cada parámetro se compara con los demás en una escala del 1 al 9:

- **1:** Igual de importante
- **3:** Moderadamente más importante
- **5:** Fuerte importancia
- **7:** Muy fuerte importancia
- **9:** Importancia extrema
- Valores de 2, 4, 6, 8 representan grados intermedios.

Tabla 3. Matriz de comparación AHP para la determinación de ponderación por parámetro

	A	B	C	D	E	F	G
A	1	1/5	1	1/3	4	2	3
B	5	1	4	2	5	3	3
C	1	1/4	1	1/4	3	1	3
D	3	1/2	4	1	3	4	3
E	1/4	1/5	1/3	1/3	1	1/3	1/3
F	1/2	1/3	1	1/4	3	1	1
G	1/3	1/3	1/3	1/3	3	1	1

Donde:

A: Recursos hídricos

B: Eventos extremos

C: Variabilidad recurso

D: Infraestructura crítica

E: Impacto regulatorio

F: Eficiencia térmica

G: Flexibilidad operativa.

Con base en los resultados obtenidos empleando la metodología AHP, los valores ponderados por parámetro son los siguientes:

Tabla 4. Asignación de puntaje por parámetro de vulnerabilidad. Fuente: Elaboración propia

N°	Parámetro	Ponderación (%)
1	Recursos hídricos	12,5
2	Eventos extremos	32,5
3	Variabilidad recurso	10,7
4	Infraestructura crítica	24,0
5	Impacto regulatorio	4,2
6	Eficiencia térmica	8,5
7	Flexibilidad operativa	7,7

Se obtuvo una consistencia del 9%, permitido dentro del rango aceptado de la metodología, con base en la ponderación calculada y los puntajes asignados previamente.

Con base en un análisis interno, se ha asignado una puntuación del 1 al 10 a cada fuente de generación considerada, según los parámetros previamente mencionados. Un valor de 1 indica menor vulnerabilidad, mientras que un valor de 10 representa la mayor vulnerabilidad. Los resultados se presentan a continuación en el siguiente mapa de calor.

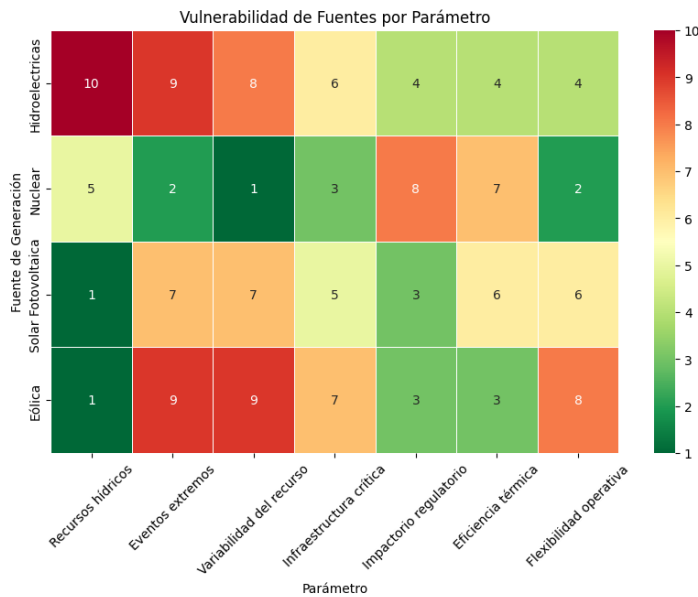


Figura 26. Mapa de calor sobre la vulnerabilidad climática por fuente de generación.
Fuente: Elaboración propia

A continuación, se presenta la justificación de la asignación de puntaje por parámetro y fuente de generación.

Hidroeléctrica

Las hidroeléctricas son muy vulnerables al cambio climático debido a su dependencia de los recursos hídricos. Los cambios en las precipitaciones y los eventos extremos como sequías e inundaciones pueden afectar significativamente su capacidad de generación. Además, la infraestructura, aunque robusta, puede sufrir daños por fenómenos climáticos extremos. Su flexibilidad operativa también se ve limitada por la variabilidad de los recursos hídricos.

Nuclear

La energía nuclear es menos vulnerable al cambio climático, ya que no depende de recursos renovables variables. Sin embargo, las plantas nucleares requieren agua para el enfriamiento, lo que las hace algo sensibles a la variabilidad de este recurso. La infraestructura es resistente y las regulaciones son estrictas, pero la flexibilidad operativa es limitada debido a la naturaleza continua de su operación.

Solar fotovoltaica

La energía solar es altamente resiliente en cuanto a recursos hídricos, pero su producción depende de la radiación solar, lo que la hace vulnerable a la variabi-

lidad estacional y meteorológica. Aunque los paneles solares son relativamente resistentes, eventos extremos como tormentas pueden afectarlos. La eficiencia disminuye con altas temperaturas y, aunque la flexibilidad operativa es moderada, está sujeta a la disponibilidad de luz solar.

Eólica

La energía eólica no depende de recursos hídricos, pero es muy vulnerable a los eventos extremos como tormentas y huracanes que pueden dañar las turbinas. La variabilidad del viento afecta significativamente su capacidad de generación, lo que limita su fiabilidad. Aunque la infraestructura eólica es robusta, las turbinas son sensibles a condiciones climáticas extremas, pero la flexibilidad operativa es alta al adaptarse rápidamente a los cambios en el recurso eólico.

Ranking de vulnerabilidad entre fuentes de generación

A continuación, se obtiene la vulnerabilidad de las tecnologías de generación con bajas emisiones de GEI mediante la suma de los productos entre el puntaje asignado a cada parámetro y su respectiva fuente.

Los resultados obtenidos permiten identificar el grado de exposición de cada tecnología frente a los posibles impactos del cambio climático, lo que constituye una herramienta clave para orientar la planificación energética, la diversificación de la matriz y el diseño de estrategias de mitigación y adaptación.

Los resultados obtenidos se presentan a continuación:

Tabla 5. Ranking por fuente de generación según la evaluación de vulnerabilidad. Fuente: Elaboración propia

Nº	Fuente	Puntaje
1	Hidroeléctrica	7,287
2	Eólica	6,690
3	Solar fotovoltaica	5,447
4	Nuclear	3,187

Como se observa, las tecnologías hidroeléctricas presentan el mayor grado de vulnerabilidad, debido a su alta dependencia de variables hidrológicas sensibles a fenómenos climáticos extremos, como sequías prolongadas o lluvias intensas. Le siguen la generación eólica y la solar fotovoltaica, cuyas condiciones operativas también pueden verse afectadas por variaciones en los patrones de viento, nubosidad o temperatura.

Por su parte, la energía nuclear muestra el menor puntaje de vulnerabilidad, lo que refleja una mayor estabilidad operativa frente a variaciones climáticas, siempre que se garantice el acceso seguro y sostenido a recursos hídricos para su sistema de enfriamiento.

Estos resultados son fundamentales para orientar políticas públicas que busquen fortalecer la resiliencia del sistema energético frente al cambio climático, priorizando inversiones, mejoras tecnológicas y mecanismos de gestión del riesgo en las fuentes más expuestas.

Análisis de vulnerabilidad climática de los sistemas de generación en Bolivia

Uno de los objetivos es analizar los efectos del cambio climático a futuro sobre la producción de electricidad en las distintas fuentes de generación eléctrica existentes, es decir, de sistemas de generación existentes. En ese sentido, se realizó la evaluación de los riesgos asociados a cada fuente de generación según las previsiones futuras de cambio gradual climático identificadas por el IPCC. Para este documento se considerará el escenario climático RCP 8.5, el cual es el escenario donde se espera el mayor incremento de temperatura y concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera [29]. Si bien las proyecciones muestran un incremento de temperatura, este no se dará de la misma manera en todos los países, es posible incluso que algunos países experimenten temperaturas más bajas. Esta variación se refleja en un mayor consumo de energía eléctrica tanto para refrigeración y calefacción de ambientes [30].

La evaluación de la vulnerabilidad climática de los sistemas de generación se determinó de la siguiente manera, y se realizó para el sistema eléctrico boliviano, pero puede ser adoptado para otros países como un método para establecer la vulnerabilidad climática. A continuación, se presenta el panorama de la metodología de evaluación:

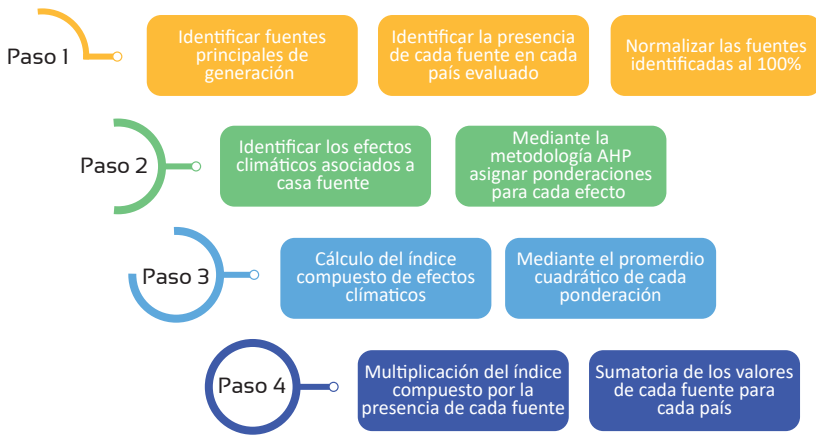


Figura 27. Metodología de obtención del parámetro de evaluación de vulnerabilidad eléctrica ante efectos del cambio climático. Fuente: Elaboración propia

Las fuentes de generación que se consideran principales para evaluación señalada son las siguientes:

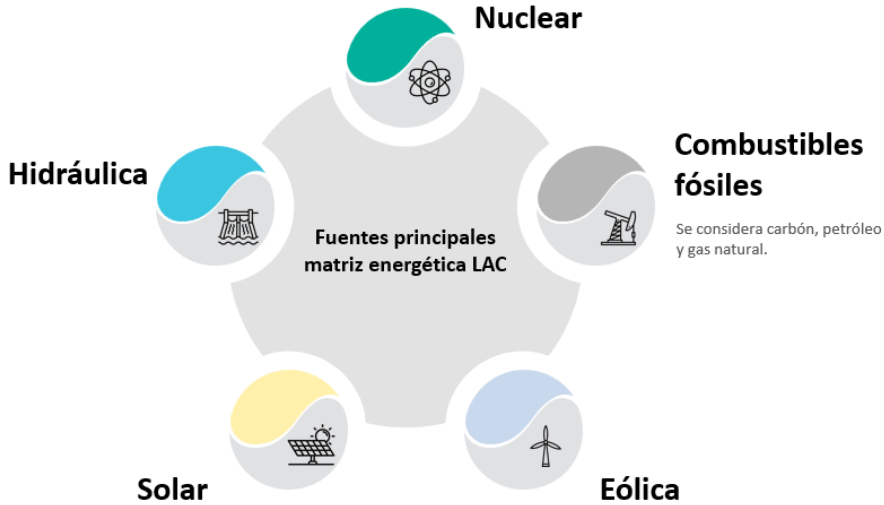


Figura 28. Fuentes de generación principales identificadas en ALC. Fuente: Elaboración propia.

A continuación, en la Figura 29 se muestran las principales fuentes de generación, en la que se observa la generación bruta presentada en porcentajes para Bolivia, incluyendo el conjunto de generación en el Sistema Interconectado Nacional y en sistemas aislados:

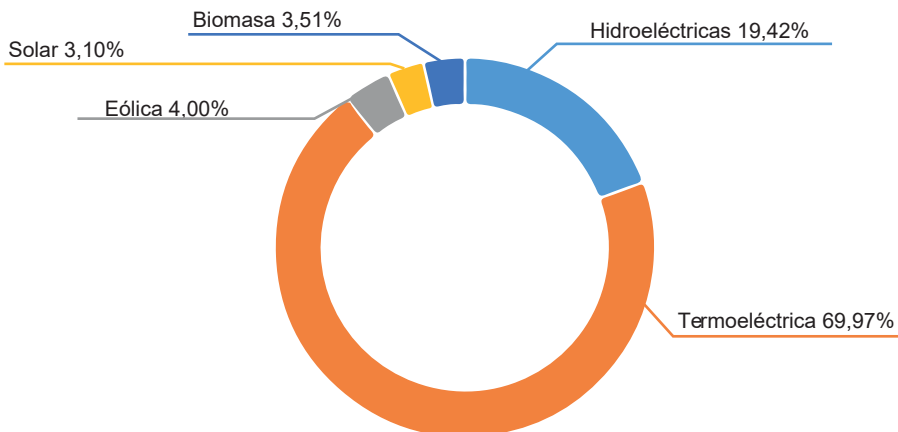


Figura 29. Composición de la matriz de generación eléctrica en Bolivia. Fuente: Elaborado a partir de los datos del Anuario Estadístico de la AETN (2023)

Para cada fuente de generación eléctrica en Bolivia se identificaron los potenciales eventos climáticos con capacidad de afectar su producción. La siguiente tabla

presenta dichos eventos junto con sus ponderaciones, determinadas mediante la aplicación de la metodología AHP, previamente descrita en este capítulo.

A continuación, se presenta la evaluación para la generación térmica con combustibles fósiles en Bolivia para conocer el potencial impacto de eventos climáticos en esta tecnología de generación:

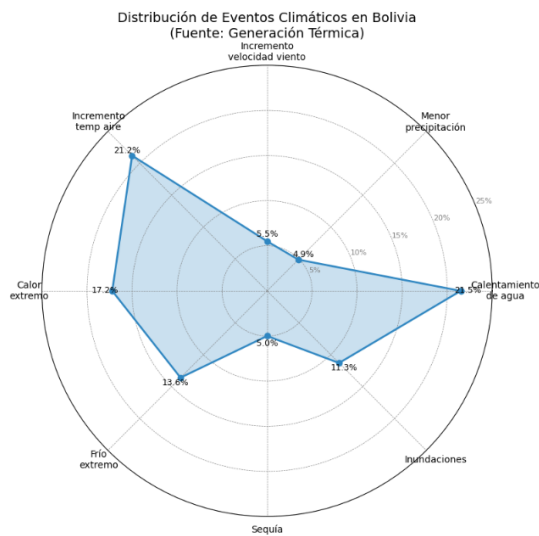


Figura 30. Eventos climáticos con potencial impacto en la generación térmica. Fuente: Elaboración propia con base en la metodología AHP y datos de composición de la matriz energética de Bolivia.

En la Figura 30, de acuerdo a la aplicación de la metodología AHP, se puede observar que la generación térmica en Bolivia es especialmente vulnerable a eventos climáticos relacionados con aumentos de temperatura, destacando el calentamiento de la temperatura del agua (21,5%) y el incremento de la temperatura del aire (21,2%), seguidos por el calor extremo (17,2%). Factores como el frío extremo (13,6%) y las inundaciones (11,3%) presentan un impacto moderado, mientras que la menor precipitación (4,9%), la sequía (5,0%) y el incremento de la velocidad del viento (5,5%) tienen una influencia comparativamente baja en este tipo de generación.

A continuación, se presenta el siguiente análisis para la generación hidroeléctrica:

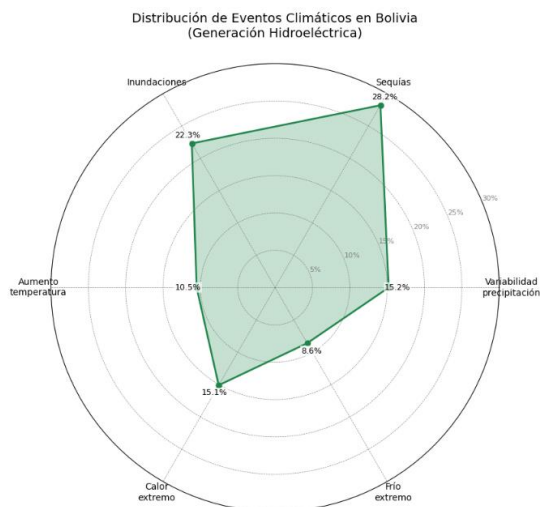


Figura 31. Eventos climáticos con potencial impacto en la generación hidroeléctrica. Fuente: Elaboración propia con base en la metodología AHP y datos de composición de la matriz energética de cada país

La Figura 31 indica que la generación hidroeléctrica en Bolivia es más vulnerable a eventos de sequía (28,2%) e inundaciones (22,3%), seguidos por la variabilidad en la precipitación (15,2%) y el calor extremo (15,1%). En menor medida, también se ve afectada por el aumento de temperatura (10,5%) y, con un impacto mínimo, por el frío extremo (8,6%). Esto refleja que las variaciones hídricas extremas, tanto por exceso como por déficit de agua, representan la principal amenaza para este tipo de generación eléctrica.

A continuación, se presenta el siguiente análisis para la generación solar:

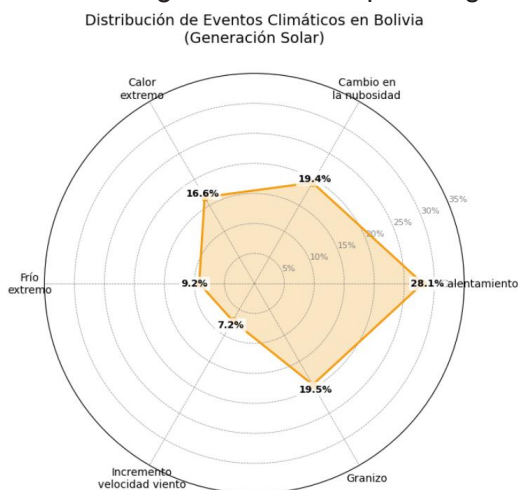


Figura 32. Eventos climáticos con potencial impacto en la generación solar. Fuente: Elaboración propia con base en la metodología AHP y datos de composición de la matriz energética de cada país

La Figura 32 muestra que la generación solar en Bolivia es más susceptible al aumento de temperatura (28,1%), seguido por el cambio en la nubosidad (19,4%) y la ocurrencia de granizo (19,5%), factores que pueden reducir la eficiencia o dañar la infraestructura. El calor extremo (16,6%) y el frío extremo (9,2%) tienen un impacto moderado, mientras que el incremento de la velocidad del viento (7,2%) representa la amenaza más baja. En conjunto, las variaciones térmicas y las condiciones atmosféricas extremas son los principales riesgos para esta fuente de generación.

A continuación, se presenta el siguiente análisis para la generación eólica:



Figura 33. Eventos climáticos con potencial impacto en la generación eólica. Fuente: Elaboración propia con base en la metodología AHP y datos de composición de la matriz energética de cada país

El gráfico sugiere que, para la generación eólica en Bolivia, los factores climáticos más determinantes son el cambio en la densidad de potencia del viento y las velocidades muy altas de viento ($\approx 36,5\%$ cada uno), que afectan directamente la energía disponible y pueden forzar paradas de seguridad (“cut-out”) y mayores cargas estructurales. En segundo plano aparece la menor densidad de aire por aumento de temperatura ($\approx 17,2\%$), que reduce la potencia extraíble por las turbinas, mientras que la variabilidad interanual o interestacional del recurso ($\approx 9,9\%$) tiene el peso relativo más bajo en el conjunto analizado.

A partir de los valores de ponderación obtenidos por fuente de generación se obtiene un índice compuesto que se constituye en el promedio cuadrático de todas las ponderaciones por fuente de generación, esto con objeto de reflejar un valor que englobe el impacto del cambio climático en cada fuente de generación, cuyo índice será multiplicado por la presencia de la fuente correspondiente. Para obtener el valor final para el país evaluado, se realizará la suma de los resultados de la multiplicación del índice compuesto por la presencia en la matriz respectiva.

Lo descrito anteriormente se puede expresar de la siguiente manera:

$$ic = \sqrt{\frac{1}{N} * \sum_{i=1}^N X_i^2}$$

Donde:

ic: Índice compuesto

N: Número de efectos climáticos identificados

X: Ponderación

Una vez obtenido el índice compuesto, se procede a obtener el puntaje para cada país mediante la sumatoria de la multiplicación del índice compuesto por fuente por su presencia en la matriz energética respectiva, lo cual se expresa de la siguiente manera:

$$\text{Puntaje parcial por fuente} = \sum_{i=1}^N ic_i * PME_i$$

Donde:

N: Número de fuentes de generación en el país

ic: Índice compuesto por fuente de generación

PME: Presencia matriz energética

Con base en lo expuesto anteriormente, en la siguiente tabla se presentan los resultados obtenidos:

Tabla 6. Puntaje por fuente de generación y sumatoria total para los países evaluados

País	Nuclear	Térmica	Hidroeléctrica	Eólica	Solar	Suma total
Bolivia	-	0.103898	0.03488	0.00110	0.056	0.15544

De acuerdo con la aplicación de la metodología a países de la región y su comparación, se identifican tres rangos de vulnerabilidad:

- 0,10 a 0,13: poco vulnerable
- 0,13 a 0,16: vulnerable
- > 0,16: altamente vulnerable.

En este marco, Bolivia se clasifica como país vulnerable, dado que su matriz eléctrica combina una alta participación térmica mediante combustibles fósiles con

una presencia cercana al 20% de hidroelectricidad y casi 10% de renovables no convencionales.

Comparativamente, los sistemas eléctricos más vulnerables son los que dependen fuertemente de fuentes renovables, en particular de la hidroelectricidad, cuya producción puede verse afectada por sequías, cambios en la precipitación y otros fenómenos climáticos. En contraste, los países que serían menos vulnerables suelen ser aquellos con alta dependencia de combustibles fósiles, que presentan menor sensibilidad directa a la variabilidad hidro-meteorológica; sin embargo, su continuidad de suministro puede verse comprometida por riesgos de desabastecimiento de combustibles y por la vulnerabilidad de la infraestructura eléctrica.

Capítulo 4. ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE SMR EN LATINOAMÉRICA Y EL CARIBE

En el presente capítulo se evalúan los requerimientos en términos de infraestructura nuclear y posteriormente los lineamientos tecnológicos para la implementación de SMR sugeridos por el OIEA, esto con objeto de identificar aquellos países de la región que sean compatibles con la implementación de SMR.

Si bien se presenta una estrategia general, su implementación y adaptación dependen de cada país en función de sus objetivos y características. Esta estrategia parte del supuesto de que la infraestructura nuclear necesaria se encuentra en las etapas de desarrollo.

El análisis de viabilidad en la región de ALC surge de la necesidad de identificar fuentes de generación eléctrica sostenibles y sin emisiones de gases de efecto invernadero. La región enfrenta desafíos en su matriz energética asociada a la vulnerabilidad ante los efectos del cambio climático a una de las fuentes de generación más importantes de la región, la hidroeléctrica, como se ha visto en la evaluación del capítulo anterior. Los SMR se presentan como una alternativa que puede contribuir en la diversificación de la matriz energética.

El análisis de este capítulo se orienta a adaptar los criterios del OIEA a las características propias de la región, sin limitarse estrictamente a los lineamientos generales que suelen aplicarse en contextos como Europa o Estados Unidos.

Enfoque de hitos en el desarrollo de infraestructura para la energía nuclear

Para la implementación exitosa de un SMR, el OIEA establece un enfoque de hitos para el desarrollo de la energía nuclear, cada uno de los cuales debe ser cumplido para pasar al próximo. Al respecto, el OIEA elaboró un documento con los pasos e hitos que se deben cumplir para el establecimiento exitoso de infraestructura nuclear en un país interesado en ella [31].

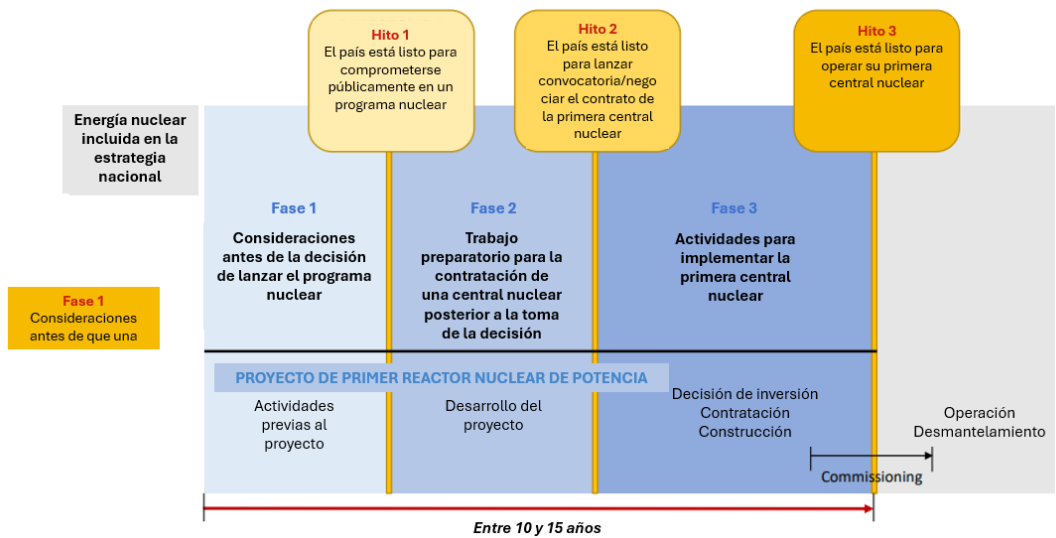


Figura 34. Enfoque de hitos sugerido por el OIEA [31]

La implementación de un programa nuclear requiere una planificación y preparación cuidadosa, así como tiempo y recursos humanos capacitados. La infraestructura necesaria además de abarcar las instalaciones y equipamiento tecnológico también requiere recursos humanos y financieros, además de un marco regulatorio y legal que sirva de base para el programa.

Para la implementación de infraestructura nuclear, se requiere un compromiso del país de aproximadamente 100 años, que considera la construcción, operación, desmantelamiento y gestión del ciclo del combustible nuclear [31].

Según el OIEA [31], en el caso de reactores nucleares de potencia convencionales, se estima que el tiempo requerido desde que se considera la implementación de una central nuclear hasta su operación es de aproximadamente 10 a 15 años, el cual se encuentra dividido en 3 fases. La conclusión de cada una de ellas se encuentra marcada por un hito como se presenta en la anterior Figura 34. Este período podría variar en el caso de SMR.

Criterios recomendados por el OIEA para evaluar la viabilidad de implementación de SMR

Una vez el desarrollo de la infraestructura se encuentre lo suficientemente avanzado para la implementación de un reactor nuclear, se puede evaluar la ruta de implementación de este.

El OIEA elaboró un documento que establece los lineamientos tecnológicos para la implementación de SMR en países interesados para producción de electricidad y aplicaciones no eléctricas y su integración con otras fuentes [32].

Los SMR en función al año de operación comercial previsto pueden categorizarse en tres grupos:

- SMR recientemente conectados a la red o actualmente en construcción. Actualidad.
- SMR que serán comercializados en la siguiente década posterior a la finalización del diseño, pruebas e I&D. Período 2025-2035.
- SMR que serán comercializados entre los siguientes 10 a 20 años. Período 2035 en adelante.

Definición de indicadores de evaluación de SMR para Latinoamérica y el Caribe

El OIEA desarrolló una metodología que permite a los Estados miembros evaluar la viabilidad de estas tecnologías a través del análisis de 19 parámetros. A partir de estos, cada país debe identificar y examinar aquellos que resulten más relevantes según sus características específicas [32]. Antes de iniciar esta evaluación, es fundamental responder a las siguientes preguntas para definir con claridad los requerimientos del país interesado.

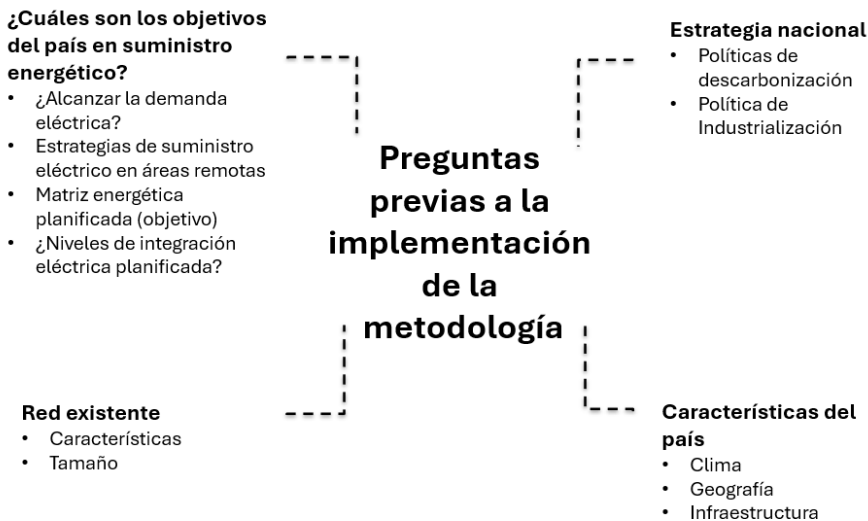


Figura 35. Preguntas a realizar previa a la implementación de la metodología de incorporación de SMR en países de ALC

Una vez se tengan claras las respuestas a las preguntas planteadas anteriormente, con objeto de identificar cuáles son los países compatibles con la implementación de SMR, se sigue la metodología planteada por Black et al. [33], en la que se plantea cuatro parámetros, dentro de los cuales se evalúa preliminarmente si los indicadores económicos resultan adecuados. Los parámetros definidos por este autor serán considerados en la evaluación inicial para la región de ALC. Posteriormente, entre los países seleccionados se llevará a cabo un análisis más detallado que incorporará parámetros económicos, técnicos y ambientales, con el objetivo de determinar un ranking de adaptabilidad de los SMR en la región. A continuación, se presenta un esquema de la metodología.

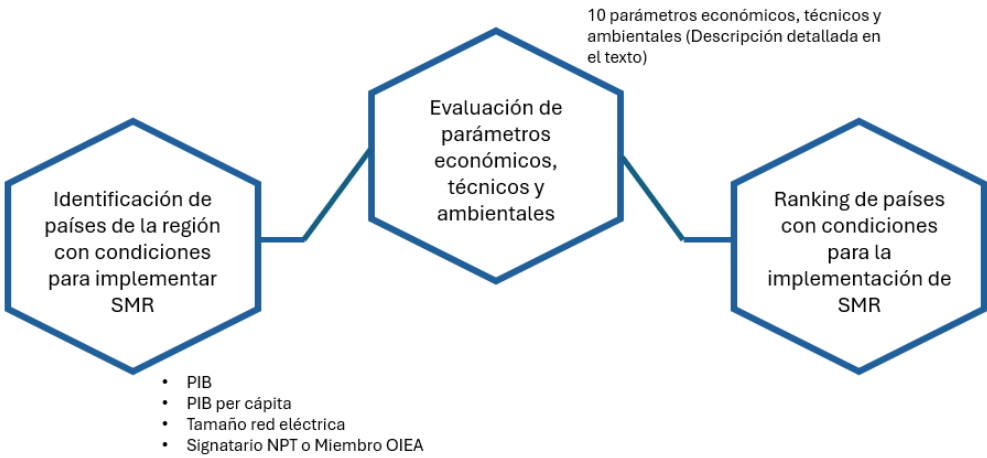


Figura 36. Esquema de la metodología implementada [33]

A continuación, se presentan los cuatro parámetros señalados, según lo establecido por Black et al. [33]

PIB	Mayor a 16.000 MM USD.
PIB per cápita	Mayor a 1.600 USD.
Tamaño de red	Mayor a 1.500 MW.
Signatario NPT u OIEA	Signatario o Miembro.

Figura 37. Parámetros iniciales para evaluar las condiciones de un país a implementar SMR [33]

Estos parámetros se plantean con base en la capacidad financiera y eléctrica de cada país, tomando en cuenta el PIB para evaluar el tamaño de la economía del país. Se considerará como límite el menor PIB del país con centrales nucleares en operación. Por otro lado, se plantea el tamaño mínimo de potencia instalada de 1.500 MW, considerando el escenario de implementación SMR de 150 MW, cuyo objetivo es que una sola unidad no supere el 10% de la capacidad del sistema eléctrico para evitar inestabilidad en el mismo, producto de la desconexión de esta unidad. Finalmente, el último parámetro evalúa el compromiso del Estado en la no proliferación de armas nucleares a través de la suscripción del acuerdo de no proliferación.

Un factor clave para que un país logre implementar con éxito un SMR es contar con profesionales capacitados en el ámbito nuclear, tanto a nivel técnico como regulatorio. La formación de recursos humanos especializados garantiza la operación segura, eficiente y sostenible de esta tecnología. Entre las áreas prioritarias de preparación se destacan las siguientes: operadores de reactor, ingeniería nuclear, física nuclear, mecánica, eléctrica y electrónica, instrumentación y control, seguridad radiológica, regulación y legislación nuclear, gestión del combustible y personal de apoyo logístico y administrativo.

Contar con profesionales en estas áreas no solo garantiza la viabilidad técnica de un SMR, sino que también contribuye a fortalecer la soberanía científica y tecnológica del país en el ámbito de la energía nuclear. En el caso específico de Bolivia, el hecho de contar con un reactor de investigación representa una base sólida, ya que permite disponer de personal que posee formación especializada en operación y mantenimiento de reactores nucleares. Dicho personal ha sido capacitado en reactores de investigación, lo que les brinda experiencia directa y conocimientos aplicables a tecnologías más avanzadas como los SMR, facilitando así una eventual transición hacia su implementación.

Es importante destacar que la implementación de un programa de SMR debe ir acompañada de un programa de capacitación de personal. Existen esquemas que permiten desarrollar ambos procesos de manera simultánea, evitando retrasos y asegurando que se cubran oportunamente las necesidades del país.

A continuación, se realizará la evaluación de los parámetros de la anterior figura a los países pertenecientes a ALC, los cuales son los siguientes:

Tabla 7. Países de ALC. Fuente: Elaboración propia

País	Abreviación	País	Abreviación	País	Abreviación
Argentina	AR	Ecuador	EC	Nicaragua	NI
Barbados	BB	El Salvador	SV	Panamá	PA
Belice	BZ	Granada	GD	Paraguay	PY
Bolivia	BO	Guatemala	GT	Perú	PE
Brasil	BR	Guyana	GY	Rep. Dominicana	DO
Chile	CL	Haití	HT	Surinam	SR
Colombia	CO	Honduras	HN	Trinidad y Tobago	TT
Costa Rica	CR	Jamaica	JM	Uruguay	UY
Cuba	CU	México	MX	Venezuela	VE

Con base en los parámetros presentados anteriormente, se realizó una recopilación de información obtenidos de la base de datos del Banco Mundial al 2023 [34] para los países de ALC. En la Tabla 8 se muestran los parámetros requeridos, considerando el valor promedio de los últimos cinco años. En caso de no cumplir con las condiciones mínimas indicadas en la anterior tabla, la celda se presenta con un fondo de color gris:

Tabla 8. Parámetros preliminares de implementación SMR [34]

País	PIB PPA (\$ a precios internacionales 2017)	PIB PPA per cápita 2017 ((\$ a precios internacionales 2017)	Tamaño red eléctrica (MW)	Signatario NPT o Miembro OIEA
Argentina	1.234	27.105	45.795	Sí
Bahamas*	13	33.106	577,5	Sí
Barbados*	5	19.224	310,62	Sí
Belice*	5	12.455	204,25	Sí
Bolivia	121	9.844	4.028	Sí
Brasil	4.016	19.018	204.999	Sí
Chile	580	24.491	32.658	Sí
Colombia	959	18.325	19.434	Sí
Costa Rica	133	25.990	3.739,7	Sí

País	PIB PPA (\$ a precios internacionales 2017)	PIB PPA per cápita 2017 ((\$ a precios internacionales 2017)	Tamaño red eléctrica (MW)	Signatario NPT o Miembro OIEA
Cuba**	-	-	7.558,6	Sí
Dominica*	1	17.420	42,48	Sí
Ecuador	260	14.472	9.386,37	Sí
El Salvador	72	11.404	2.670,36	Sí
Granada*	2	16.946	56,49	Sí
Guatemala	225	12.389	5.141,64	Sí
Guyana*	41	49.315	379,95	Sí
Haití*	34	2.956	1.471,28	Sí
Honduras	69	6.468	3.097,79	Sí
Jamaica*	29	10.291	1.216,13	Sí
México	2.838	21.874	94.422	Sí
Nicaragua	51	7.487	1.838,5	Sí
Panamá	160	35.864	4.341	Sí
Paraguay	108	15.783	8.832,56	Sí
Perú	518	15.294	15.341,66	Sí
Puerto Rico	138	42.995	6.528,6	Sí
República de Trinidad y Tobago	43	31.706	2.124,01	Sí
República Dominicana	262	23.088	5.800,6	Sí
Santa Lucía*	4	23.403	92,4	Sí
Surinam*	12	19.044	533,7	No
Uruguay	105	31.019	5.355,6	Sí
Venezuela	-	-	32.956,18	Sí

Nota: Aquellos países con (*) no cumplen con una de las condiciones indicadas y no serán considerados para la evaluación posterior. Los valores incumplidos se presentan con un relleno color gris y son expresados en miles de millones de dólares. En el caso de los países con (**) no se dispone de información suficiente que permita verificar el cumplimiento de los criterios establecidos. En este caso, su exclusión podría conllevar un sesgo o error en la evaluación.

Por lo expuesto anteriormente, entre los países evaluados, aquellos que no cumplen con una o más de las condiciones mencionadas previamente son, a excepción de Cuba que no se tiene información al respecto, lo cual no indica que no cumpla con los requisitos establecidos:

Tabla 9: Países eliminados en la primera fase de evaluación

País	País	País
Bahamas	Dominica	Jamaica
Barbados	Granada	Santa Lucía
Belice	Guyana	Surinam
-	Haití	-

Estos países no serán considerados en las próximas fases de evaluación, puesto que gran parte de ellos no cuentan con un tamaño de red eléctrica mínimo según las recomendaciones de la bibliografía consultada. Por otro lado, el resto de los países son aptos preliminarmente para la implementación de SMR. En el caso particular de los países en la Tabla 9, la alternativa de micro reactores nucleares (~ 10 MWe) puede constituirse en la alternativa más adecuada.

Los países que cumplen con las cuatro condiciones previas y serán evaluados para determinar su grado de adaptabilidad a la implementación de SMR son los siguientes:

Tabla 10. Países habilitados a la segunda ronda de evaluación

País	País	País
Argentina	Ecuador	Panamá
Bolivia	El Salvador	Paraguay
Brasil	Guatemala	Perú
Chile	Honduras	Rep. Dominicana
Colombia	México	Uruguay
Costa Rica	Nicaragua	Venezuela

Identificación de indicadores

Una vez identificados los países que cumplen con la evaluación inicial, se avanza al segundo paso, que consiste en seleccionar 10 parámetros, los cuales se basan en documentos del OIEA [31] [32] (2021, 2024), Black et al. (2015) [33] y la ABEN, garantizando un enfoque integral que tenga en cuenta las particularidades de cada país de la región y la necesidad de evaluar escenarios robustos para la toma de decisiones estratégicas.

El análisis tiene como objetivo evaluar diversos aspectos, que incluyen las condiciones de infraestructura, la demanda energética y las emisiones de CO₂, con el fin de determinar la capacidad de adaptación de los países de la región a la implementación de SMR. Se han considerado los parámetros recomendados para la implementación de SMR en países con o sin experiencia previa en la industria nuclear.

En la Tabla 11 se presentan los parámetros de evaluación:

Tabla 11: Parámetros de evaluación para la implementación de SMR. Fuente: (Black et al., 2015; IAEA, 2018) y ABEN

Parámetro	Descripción breve	Unidades	Fuente de información
PIB PPA	Describe la economía del país, representa los productos y servicios producidos por el país en un tiempo determinado (Callen, n. d.)	\$ 2017	Base de datos del Banco Mundial. (Promedio de los últimos 5 años)
Condiciones de infraestructura	Describe las condiciones de infraestructura en general para un país.	-	Global Competitive Report
Exportación de combustibles	Porcentaje de exportación de combustibles fósiles a otros países sobre el total de exportaciones (se evalúa la vulnerabilidad energética), siendo menos vulnerables ante el desabastecimiento de combustibles los países exportadores.	% de exportación de combustibles en función a las exportaciones totales del país	Base de datos del Banco Mundial
Importación de energía	Los países que importen menos energía de países vecinos serán menos dependientes del suministro	% de importación de energía en relación con el % total del consumo de energía	Base de datos del Banco Mundial
Intensidad de energía	Mide la eficiencia de un país para generar PIB.	MJ/\$2017 PIB PPP	Base de datos del Banco Mundial
Tasa de crecimiento de energía primaria	Índice de crecimiento de la demanda de energía primaria.	%	Base de datos del Banco Mundial
Vulnerabilidad del suministro eléctrico	Mide el grado de vulnerabilidad de cada país según su matriz energética ante efectos futuros del cambio climático.	-	Energy Information Administration (EIA)

Parámetro	Descripción breve	Unidades	Fuente de información
Cantidad de emisión de CO2 por país	Mide la cantidad de CO2 emitida por cada país, los países más contaminantes serán más propensos a incluir nuevas fuentes de generación limpia.	Toneladas	Base de datos del Banco Mundial
Consumo de energía renovable en función del total de electricidad producida	Mide la participación de fuentes renovables de energía eléctrica.	%	Base de datos del Banco Mundial
Acceso a la electricidad y porcentaje de población rural	Porcentaje del total de la población que tiene acceso a la electricidad y el porcentaje de población rural para determinar el grado de centralización del sistema eléctrico.	% población total	Base de datos del Banco Mundial

A continuación, se presenta una breve descripción de los indicadores.

Producto Interno Bruto, PPA

Estudios previos sobre la implementación de SMR sugieren la consideración de varios indicadores económicos a fin de evaluar la capacidad de financiamiento de nuevos proyectos energéticos [33], y considerando que Gatto & Bussato (2020) [35] establecen que el análisis del PIB no es un factor estrictamente necesario, el único parámetro financiero a ser considerado en este estudio será el PIB PPA (Paridad de poder adquisitivo) expresado en dólares del año 2017. El PIB y PPA permiten realizar una comparación del PIB entre distintos países. El cálculo de la tasa de cambio de la PPA considera el precio de los mismos bienes entre países, logrando de esta manera realizar una comparación más equitativa [36].

Este criterio permite evaluar la capacidad potencial de los países para financiar proyectos de generación eléctrica en función de sus requerimientos futuros de energía. Si bien los países con valores de PIB y PPA más altos suelen contar con mayores posibilidades de inversión, este parámetro también busca identificar oportunidades para facilitar la incorporación de nuevas fuentes de generación, como los SMR, en países con menores capacidades financieras mediante esquemas de cooperación o financiamiento internacional [33].

Para la obtención de los valores para cada país, se recurrió a la base de datos abierta del World DataBank [34], donde se consideró el promedio de los últimos cinco años disponibles, considerando posibles variaciones interanuales.

Condiciones de infraestructura

Otro indicador considerado corresponde a las condiciones de infraestructura. En este ámbito, cada país será evaluado en términos de conectividad y red vial, aeropuertos y eficiencia en los servicios de transporte, así como en aspectos esenciales como el acceso continuo a electricidad, agua potable y otros servicios básicos

[37]. Aquellos países con mayores puntajes en infraestructura resultarán más aptos para la implementación de nuevos proyectos energéticos. Sin embargo, este no constituye un factor determinante, dado que incluso los países con menores capacidades pueden alcanzar la infraestructura mínima requerida.

Se elaboró un ranking de los países mencionados previamente con base en el puntaje global de condiciones de infraestructura establecido por el World Economic Forum en su documento Reporte de competitividad global (The Global Competitiveness Report) [37] en el pilar 2 en las versiones del 2015 al 2019 (últimas versiones publicadas por el Foro Económico Mundial).

En las versiones de los años 2015, 2016 y 2017 la escala de calificación es del 1 al 7, mientras que para las versiones del 2018 y 2019, la escala es del 0 al 100. Para obtener el puntaje promedio de los últimos cinco años, se realizó la conversión de escala entre 0 y 100 para los primeros tres años.

Exportación de combustibles

Según datos de BP (2022) [38], Latinoamérica cuenta con aproximadamente el 20% de reservas probadas de petróleo a nivel mundial. Muchos países de la región producen una parte importante de suministro de electricidad propio empleando petróleo, principalmente los países centroamericanos, México, Ecuador y Venezuela. La información sobre la exportación de combustibles es obtenida de la base de datos del World DataBank [34], como se ha mencionado, en función al total de las exportaciones de cada país. Se considera que los países con un mayor porcentaje de exportación de combustibles fósiles son menos vulnerables energéticamente, puesto que cuentan con reservas y tienen presencia importante de generación fósil, garantizando de esta manera su seguridad energética ante una posible reducción de generación en las fuentes renovables o desastres naturales debido a efectos del cambio climático [35].

Importación de energía

A pesar de que Latinoamérica cuenta con grandes reservas de petróleo, muchos países de la región importan distintas fuentes de energía de países vecinos, los que presentan un mayor valor de importación en función del consumo total de su energía serán más vulnerables energéticamente debido a que inconvenientes relacionados a desastres naturales (asociados al cambio climático) podrían causar cortes en el suministro de energía.

Varios estudios coinciden en la evaluación de la importación de energía [35] [39] [40] como método de cuantificación de la vulnerabilidad energética e implementación de nuevas fuentes de generación limpia resilientes a cambios climáticos como los SMR. Los valores para cada país fueron extraídos de la base de datos del World Bank.

Intensidad de energía

La intensidad de energía es definida como la cantidad de energía requerida para

realizar una determinada actividad [41]; en otras palabras, mide la eficiencia de conversión de energía empleada en actividades económicas o industriales que pueden traducirse en crecimiento del PIB.

Por lo general, las economías de los países en vías de desarrollo presentan una mayor intensidad energética, lo que implica un mayor consumo de energía para producir una determinada cantidad de trabajo o valor económico [42]. Esto se debe, en parte, a la utilización de tecnologías menos eficientes en comparación con los países industrializados, donde la infraestructura productiva suele ser más eficiente.

Asimismo, en los países en vías de desarrollo la calidad de vida suele reflejarse en valores más elevados de intensidad energética, debido al uso de electrodomésticos, sistemas de calefacción y aire acondicionado menos eficientes. Mientras estas economías continúen en proceso de desarrollo, es previsible que su intensidad energética siga incrementándose. En este contexto, resulta fundamental la adopción de medidas de eficiencia energética y la incorporación progresiva de tecnologías más modernas y sostenibles que permitan desacoplar el crecimiento económico del aumento en el consumo de energía.

La intensidad de energía por país se obtuvo empleando datos del World Bank, considerando el consumo de energía expresado en kg de petróleo equivalentes per cápita, convertido a megajoules (MJ) y multiplicado por la población total del país dividido entre el PIB PPA en dólares del año 2017.

Vulnerabilidad del suministro de electricidad

Uno de los objetivos del presente documento es poder analizar los efectos del cambio climático sobre la producción de electricidad en las distintas fuentes de generación eléctrica existentes. En ese sentido, se realizó la evaluación de los riesgos asociados a cada fuente de generación según las previsiones futuras de cambio gradual climático identificadas por el IPCC, el cual no se dará de la misma manera en todos los países, por lo que es posible incluso que algunos países experimenten mayor o menor vulnerabilidad.

Asimismo, se identificó la vulnerabilidad de las distintas fuentes de generación eléctrica, la cual impactará de manera diferenciada según la composición de su matriz energética

En el capítulo 3 se presentó el detalle del cálculo de este parámetro propuesto.

Cantidad de emisión de CO₂ por país

Con el objetivo de mitigar el cambio climático, estableciendo como un incremento máximo en la temperatura promedio global de 1,5°C respecto a los valores preindustriales (período 1850-1900) producto de acciones antropogénicas a través de la descarbonización completa para el año 2100 [43], se realiza una evaluación sobre la cantidad de emisiones por país, empleando datos del Banco Mundial, donde el OIEA [32] establece que los países con mayores emisiones son los que tienen

mayor probabilidad de incluir SMR en su red a fin de cumplir con sus objetivos de reducción de gases de efecto invernadero comprometidos. Se observa una relación directa entre los países con mayor PIB y tasa de emisión de CO₂.

Tasa de crecimiento de energía primaria

El crecimiento de la demanda energética en estos países se incrementará en 50% para el 2050 [44]. En ese sentido, estos países presentarán un incremento continuo del consumo de energía primaria. Los países con mayores tasas de crecimiento tendrán los puntajes más elevados debido a que su demanda energética requiere mayor inclusión de fuentes de generación, donde la presencia de SMR puede aportar en la expansión de la generación energética. Los datos de consumo de energía primaria fueron extraídos de la base de datos del Banco Mundial.

Consumo de energía renovable en función del total de electricidad producida

Producto del incremento poblacional, la demanda de energía eléctrica crecerá. Con el objetivo de reducir las emisiones de GEI muchos países expresaron su interés por incrementar la participación de generación eólica y solar. Sin embargo, si este incremento no se da a gran escala, aquellos pocos países que hayan incrementado su cuota de energías renovables serán afectados a futuro, reduciendo su capacidad de generación, debido a los efectos del cambio climático. Adicionalmente, las dos fuentes de generación mencionadas previamente tienen la desventaja de intermitencia durante la generación eléctrica, siendo necesaria la inclusión de fuentes de generación de carga base libre de emisiones.

La información empleada fue obtenida de la base de datos del Banco Mundial.

Acceso a la electricidad y porcentaje de población rural

Uno de los criterios sugeridos por estudios de implementación de SMR [32] [45] es que, a mayor descentralización de la red eléctrica, la implementación de SMR resulta más probable, ya que una de las aplicaciones de este diseño de reactores es proveer energía a las comunidades aisladas de las grandes ciudades o redes eléctricas. Por tanto, los países con menor índice de acceso a la electricidad son buenos candidatos para la instalación de SMR.

Para la determinación del puntaje, se combinaron los datos correspondientes al acceso a la electricidad del total de la población y la cantidad de población en las áreas rurales de acuerdo con la base de datos del Banco Mundial. Se asignó la puntuación del 1 al 10 y se promedia el puntaje de ambos indicadores (en caso de obtener el promedio en decimales, se redondea al inmediato superior) para obtener el puntaje combinado.

Evaluación de países seleccionados

En la sección anterior se presentaron los parámetros a considerar para evaluar a los países aptos para la implementación de SMR según los cuatro parámetros iniciales de identificación de adaptabilidad de país.

Para la determinación del ranking de países respecto a su adaptabilidad para implementar SMR, se consideraron 10 parámetros, la evaluación simultánea de estos parámetros es compleja y se requieren de metodologías de evaluación de multiparámetros. Se empleará la metodología de Análisis de Jerarquía Analítica (AHP por sus siglas en inglés), tal como se vio en el capítulo anterior.

A continuación, como primer paso en la evaluación se presenta la tabla comparativa de pares de parámetros.

Tabla 12. Matriz AHP parámetros de implementación de SMR.
Fuente: Elaboración propia

Matriz de análisis	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
A	1	2	3	2	2	1/2	2	1	2	1/2
B	1/2	1	3	2	1	1/3	4	1	2	1
C	1/3	1/3	1	1/3	1	1/3	3	1/4	3	1/3
D	1/2	1/2	3	1	1/2	1/3	3	1/3	3	1/3
E	1/2	1	1	2	1	1/3	2	1/3	2	1/2
F	2	3	3	3	3	1	3	2	1	3
G	1/2	1/4	1/3	1/3	1/2	1/3	1	1/3	3	1/2
H	1	1	4	3	3	1/2	3	1	3	1
I	1/2	1/2	1/3	1/3	1/2	1	1/3	1/3	1	1/3
J	2	1	3	3	2	1/3	2	1	3	1

Los valores obtenidos en la Tabla 12 se encuentran dentro del rango de consistencia aceptado por la metodología (menor al 10%).

Donde:

- A: PIB PPA
- B: Condiciones de infraestructura
- C: Exportación de combustibles
- D: Importación de energía
- E: Intensidad de energía
- F: Vulnerabilidad del suministro eléctrico
- G: Cantidad de emisión de CO2 por país
- H: Tasa de crecimiento de energía primaria
- I: Consumo de energía renovable en función del total de electricidad producida
- J: Acceso a la electricidad y porcentaje de población rural

Los resultados obtenidos producto de la implementación de la metodología AHP considerando los valores de la Tabla 12 presentan los siguientes valores ponderados para cada parámetro:

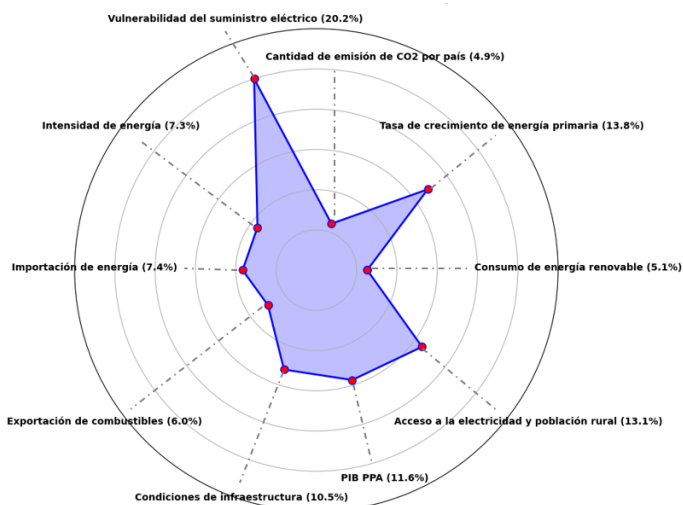


Figura 38. Ponderación de parámetros obtenidos del Análisis AHP. Fuente: Elaboración propia

Tabla 13. Tabla de parámetros y ponderación

Parámetro	Ponderación (%)
PIB PPA	11,6
Condiciones de infraestructura	10,5
Exportación de combustibles	6,0
Importación de energía	7,4
Intensidad de energía	7,3
Vulnerabilidad del suministro eléctrico	20,2
Cantidad de emisión de CO2 por país	4,9
Tasa de crecimiento de energía primaria	13,8
Consumo de energía renovable en función del total de electricidad producida	5,1
Acceso a la electricidad y porcentaje de población rural	13,1

Con base en los datos extraídos y procesados de las diferentes fuentes de información mencionadas en la Tabla 12, se realizó la asignación de puntajes de 1 a 10 para cada parámetro y país evaluado, de lo cual se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 14. Puntaje por parámetro para cada país evaluado. Fuente: Elaboración propia

País	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
Argentina	10	7	10	8	6	3	4	5	2	1
Bolivia	1	4	6	4	8	2	1	7	3	6
Brasil	10	7	9	8	7	7	10	6	8	2
Chile	7	10	10	10	7	5	2	6	3	2
Colombia	10	6	5	1	2	4	2	7	8	3
Costa Rica	1	8	10	9	3	7	1	8	10	3
Ecuador	3	8	6	5	5	4	1	8	5	5
El Salvador	1	7	10	9	6	2	1	8	6	5
Guatemala	2	5	10	9	9	4	1	10	7	8
Honduras	1	4	10	10	10	4	1	9	4	8
México	10	9	10	8	6	1	10	4	1	3
Nicaragua	1	4	10	9	10	5	1	7	4	10
Panamá	2	10	10	10	1	6	1	8	6	5
Paraguay	1	2	8	7	4	6	1	5	10	5
Perú	6	6	10	8	3	3	1	7	5	4
República Domini- cana	3	5	10	10	3	1	1	10	1	3
Uruguay	1	9	10	10	4	10	1	6	8	1
Venezuela	7	1	1	3	1	5	4	1	7	2

A continuación, se describirá la metodología de puntuación para cada país y pa-
rámetro evaluado.

Para la asignación de puntajes, se empleó una escala del 1 al 10, en el que 1
representa las condiciones menos deseadas, mientras que 10 representa las me-
jores condiciones. Por cada parámetro se consideró el promedio de los últimos
cinco años a fin de incluir variaciones. Se identificaron los valores mayores y me-
nores, cuya diferencia fue dividida en 10 rangos, cada uno con un puntaje del 1
al 10. Dependiendo de los valores obtenidos de la base de datos consultada para
cada parámetro, se asigna el puntaje en función al rango en el que se encuentran.

$$\frac{\text{Valor máximo} - \text{Valor mínimo}}{10} = \text{Rango}$$

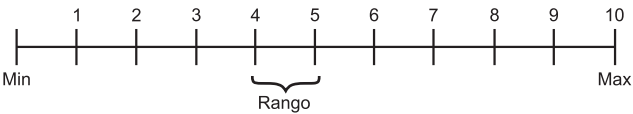


Figura 39. Esquema de puntuación empleado. Fuente: Elaboración propia

La obtención del resultado final por país se obtiene de la multiplicación del valor de cada parámetro por su respectiva ponderación. La sumatoria de esta multiplicación define el valor final por país.

Resultados obtenidos

Concluida la evaluación por parámetros, el procedimiento para el cálculo del puntaje final de cada país se obtiene mediante el producto de la multiplicación de cada puntaje por la ponderación por parámetro del que se obtienen los resultados finales de adaptabilidad de SMR por país evaluado empleando la metodología indicada previamente.

En el caso de Bolivia, a continuación, se presentan las consideraciones que sustentan la asignación de los valores a los parámetros evaluados, a modo de ejemplo.

Tabla 15. Puntaje por parámetro evaluado para Bolivia. Fuente: Elaboración propia

Parámetro	Puntaje	Comentario
PIB-PPA	1	PIB bajo, pero no limitante; se puede superar con financiamiento internacional y cooperación.
Infraestructura	4	Necesita mejoras en transporte, pero los SMR modulares reducen requisitos y pueden impulsar desarrollo local.
Exportación de combustibles	6	Dependencia moderada de hidrocarburos; SMR diversificarían la economía y reducirían la exposición a la volatilidad.
Importación de energía	4	Importaciones moderadas y subvencionadas; los SMR reducirían dependencia, sobre todo en sistemas aislados.
Intensidad energética	8	Alta ineficiencia; los SMR mejorarían la competitividad y el uso sostenible de los recursos.
Vulnerabilidad del suministro	2	Dependencia fósil resiliente al clima, pero vulnerable a precios; SMR aportarían estabilidad.
Emisiones de CO ₂	1	Emisiones bajas; los SMR consolidarían transición a energías limpias y acceso a financiamiento climático.
Crecimiento de energía primaria	7	Alta tasa de crecimiento de la demanda; los SMR, escalables y modulares, son adecuados para cubrirla.
Consumo de renovables	3	Renovables con baja participación; los SMR no compiten, sino que las complementan como energía base.
Acceso a electricidad y población rural	6	SMR útiles para electrificación rural y áreas remotas gracias a su tamaño compacto e independencia operativa.

A continuación, en la Figura 40 se presenta el puntaje correspondiente al conjunto de países analizados:

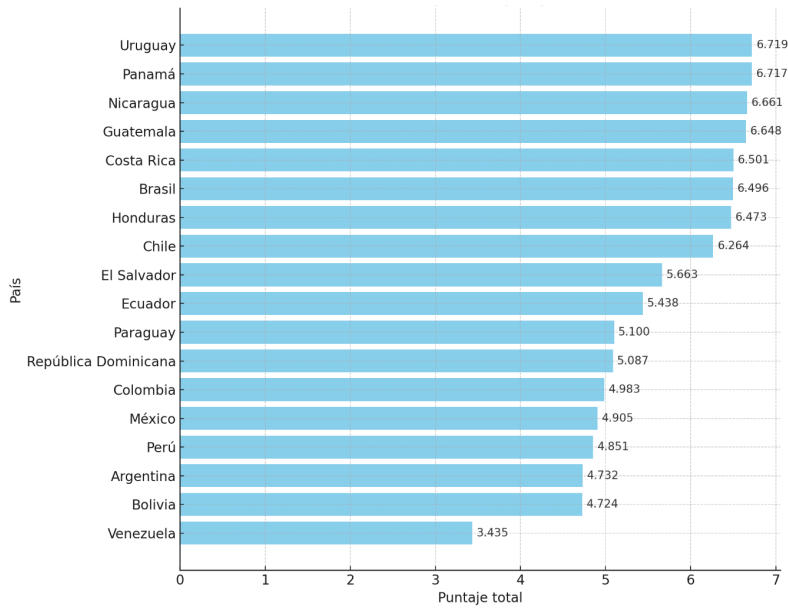


Figura 40. Puntajes por país según criterios seleccionados. Fuente: Elaboración propia

Los países evaluados y mostrados en la Figura 40 cumplieron con las condiciones mínimas iniciales de implementación. En la segunda fase, se realizó la evaluación multiparámetro empleando la metodología AHP, estableciendo el ranking de adaptabilidad de los países evaluados según los parámetros considerados.

La viabilidad de los SMR en la región ALC depende de una infraestructura nuclear sólida, marcos regulatorios claros y un compromiso estatal de largo plazo, aspectos en los que países como Brasil, Argentina y México tienen ventaja por su experiencia nuclear previa. Los lineamientos del OIEA subrayan la necesidad de avanzar en hitos secuenciales, lo que exige estrategias nacionales integradas. En este contexto, se recomienda priorizar la cooperación regional para compartir costos de I+D y formación técnica, e integrar los SMR con renovables como respaldo a su intermitencia. Futuras investigaciones deberán profundizar en impactos ambientales localizados y en aplicaciones no eléctricas, como desalinización y calor industrial.

En el caso de Bolivia, se considera un país con condiciones aptas para la implementación de SMR. Su posición refleja principalmente limitaciones económicas e

infraestructurales. Sin embargo, estas no constituyen impedimentos insalvables, dado que pueden ser superados mediante planificación estratégica, cooperación internacional e incorporación gradual de nuevas tecnologías. De este modo, Bolivia mantiene un potencial real para avanzar hacia la incorporación de SMR en su matriz energética.

Además, Bolivia enfrenta oportunidades en la implementación de SMR: por un lado, podrían reducir su dependencia de combustibles fósiles en la generación de electricidad, electrificar zonas rurales aisladas y mejorar su intensidad energética actualmente. Sin embargo, su limitado PIB, la necesidad de fortalecer infraestructura y capital humano, y la aceptación pública representan retos que requieren acciones a corto plazo para garantizar el despliegue de SMR.

Capítulo 5. SELECCIÓN DE DISEÑO DE SMR PARA BOLIVIA

Criterios generales de selección de diseño

Debido a la gran cantidad de diseños de SMR en desarrollo, la tarea de determinar el diseño mejor adaptado resulta compleja, siendo necesaria una evaluación general de características técnicas del diseño, operación, mantenimiento y económicas.

Con objeto de reducir el número de diseños potenciales, inicialmente se aplicará un criterio de exclusión, donde los parámetros evaluados son identificados mediante la consulta en bibliografía relacionada. Estos criterios están justificados por los principios de viabilidad técnica, económica y estratégica de la incorporación de SMR.

A continuación, se presentan los criterios de selección respecto a la adaptabilidad en Bolivia a ser considerados:

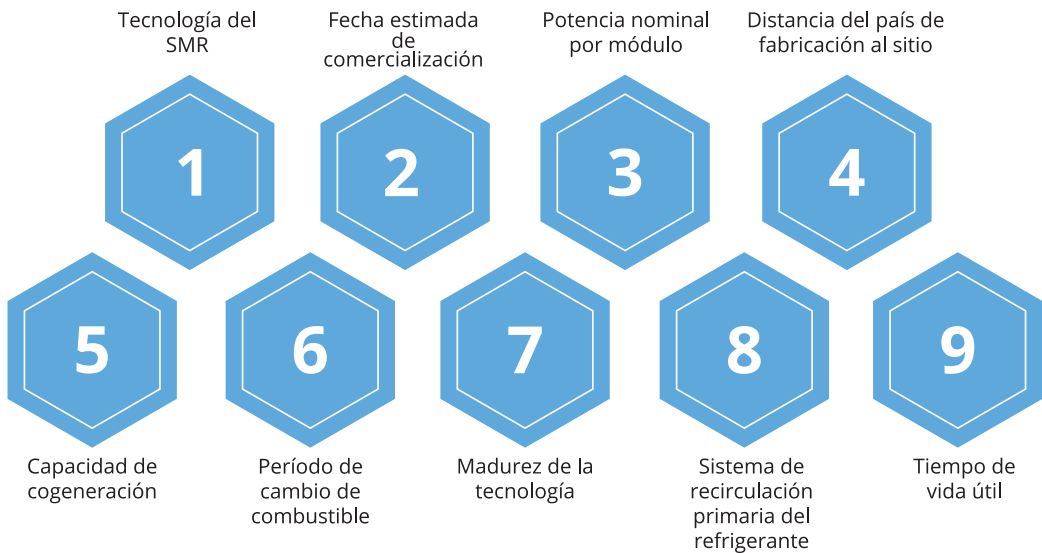


Figura 41. Parámetros de selección de SMR en Bolivia. Fuente: Elaboración propia

A continuación, se presenta una breve descripción de cada uno de estos parámetros.

Tecnología del SMR

Según el refrigerante, espectro neutrónico o combustible nuclear, existen diferentes tecnologías de reactores nucleares modulares [12]. La OIEA establece las siguientes tecnologías de SMR en desarrollo:

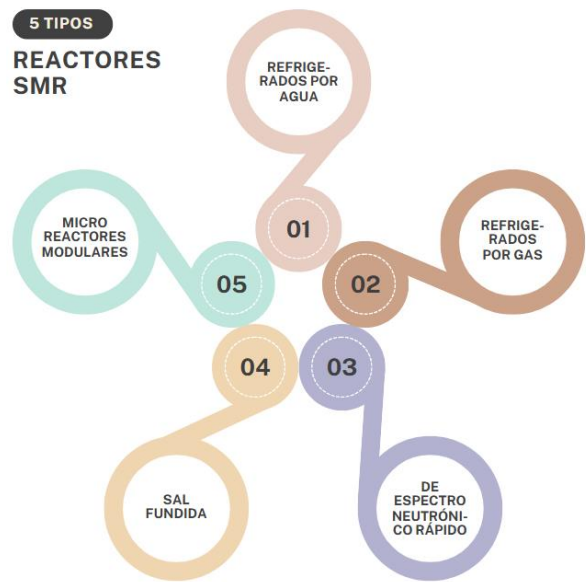


Figura 42. Tecnologías de SMR. Fuente: Elaboración propia con base en información del OIEA [12]

Cada tecnología tiene sus particularidades en términos de condiciones de operación asociadas al combustible nuclear, refrigerante y moderador (en caso de ser necesario). Dado que la tecnología de reactores refrigerados por agua es la más conocida y donde se tiene mayor experiencia en operación, en el presente capítulo se abordará el análisis de incorporación de este tipo de reactores.

Fecha estimada de comercialización

Conocer la fecha de comercialización de un diseño de SMR en desarrollo resulta fundamental para estimar el momento en que estaría disponible en el mercado. Aunque existen decenas de diseños, muchos aún se encuentran en fases de diseño básico o avanzado y deben superar los procesos de aprobación por parte de los organismos reguladores de sus países de origen. En este sentido, un parámetro clave a considerar es el estado de avance y la fecha prevista de comercialización, con el fin de evaluar su alineación con los requerimientos energéticos futuros del país.

De las tecnologías de SMR existentes actualmente, la categoría más próxima a la comercialización corresponde a los reactores refrigerados por agua ligera, puesto que los mismos están basados en la tecnología de reactores convencionales refrigerados por agua con más de 60 años de experiencia en operación; por tanto, para el primer criterio de selección (filtro) de SMR se considerará esta tecnología.

Potencia nominal por módulo

El sistema eléctrico boliviano cuenta con una potencia instalada de alrededor de 3.600 MW [46] (CNDG) y una demanda máxima en el año 2024 de 1.752 MW (CNDG). Según lo recomendado por OIEA [32], la potencia instalada mínima de un país para considerar SMR debe ser de 1.500 MW. Bolivia cumple con este requerimiento. Se considerarán los diseños de SMR con una potencia nominal menor o igual a 125 MW, que representaría un valor levemente inferior al 10% de la demanda máxima del país, esto con objeto de evitar posibles inestabilidades en la red nacional.

Distancia del país de fabricación al sitio

En los reactores nucleares de potencia, el combustible nuclear opera bajo un grado de quemado (burnup) alto, esto significa que la fracción del material fisil en el caso de reactores de espectro térmico (típicamente de 5%) o el material nuclear en el caso de reactores rápidos reduce su presencia más rápidamente que un reactor nuclear de investigación. El tiempo de recarga dependerá del grado de enriquecimiento, lo que hace que se deba realizar un repostaje después de un determinado período. Si el país de fabricación y envío de combustible se encuentra muy lejos, la gestión de importación puede ser más compleja y costosa.

Capacidad de cogeneración

Los SMR destacan por su capacidad de cogeneración, es decir, la producción simultánea de electricidad y calor útil. Este calor residual puede emplearse en calefacción urbana, desalinización o procesos industriales.

En el contexto de la transición energética y la necesidad de reducir emisiones, adquieren relevancia nuevas aplicaciones como la producción de hidrógeno rosa, el suministro de calor a sectores productivos y la desalinización, actividades que hoy dependen en gran medida de fuentes fósiles.

Período de cambio de combustible

Dependiendo el diseño, cantidad o tipo de combustible nuclear presente en el reactor, el período de recarga de combustible varía, por lo general los diseños con un mayor porcentaje de material fisil consideran un período de recarga mayor, en todos los casos el límite máximo establecido de material fisil (U-235) es de 20%.

Es importante considerar este parámetro puesto que Bolivia no cuenta con una industria de producción de combustible nuclear ni depósitos geológicos de combustible nuclear gastado, por cuyo motivo el período de provisión y gestión de combustible nuclear cobra alta relevancia.

Madurez de la tecnología

Se evaluará el grado de madurez tecnológica: los diseños próximos a iniciar construcción o que ya se encuentran en esa etapa evidencian avances significativos y mayor viabilidad para su implementación.

Sistema de recirculación primaria del refrigerante

El sistema de recirculación del refrigerante es fundamental para la operación segura de un reactor nuclear, ya que mantiene el combustible a temperaturas por debajo de su punto de fusión. Al estar rodeado por el refrigerante, se asegura la integridad del combustible durante el funcionamiento del reactor.

Existen dos tipos de sistemas de recirculación: el forzado, que emplea bombas y requiere un suministro externo de energía, y el natural, que funciona por convección sin necesidad de componentes activos. Este último ofrece ventajas de seguridad pasiva ante situaciones como la pérdida de alimentación eléctrica. En el presente texto se dará preferencia a los diseños que utilizan recirculación natural, debido a su mayor resiliencia frente a eventos imprevistos.

Tiempo de vida útil

El tiempo de vida promedio de un SMR, según la información publicada por el OIEA, es de alrededor de 40 años. Sin embargo, algunos diseños indican un tiempo de hasta 60 años. Esta información será analizada dando preferencia a diseños con un mayor tiempo de vida.

Identificación de diseños de SMR recomendados

Con base en la bibliografía revisada se aplicará un proceso de filtrado progresivo sobre los diseños en desarrollo con los parámetros mencionados anteriormente, como metodología de selección de la tecnología. A continuación, se presenta un esquema simplificado de la identificación de los diseños de SMR recomendados:

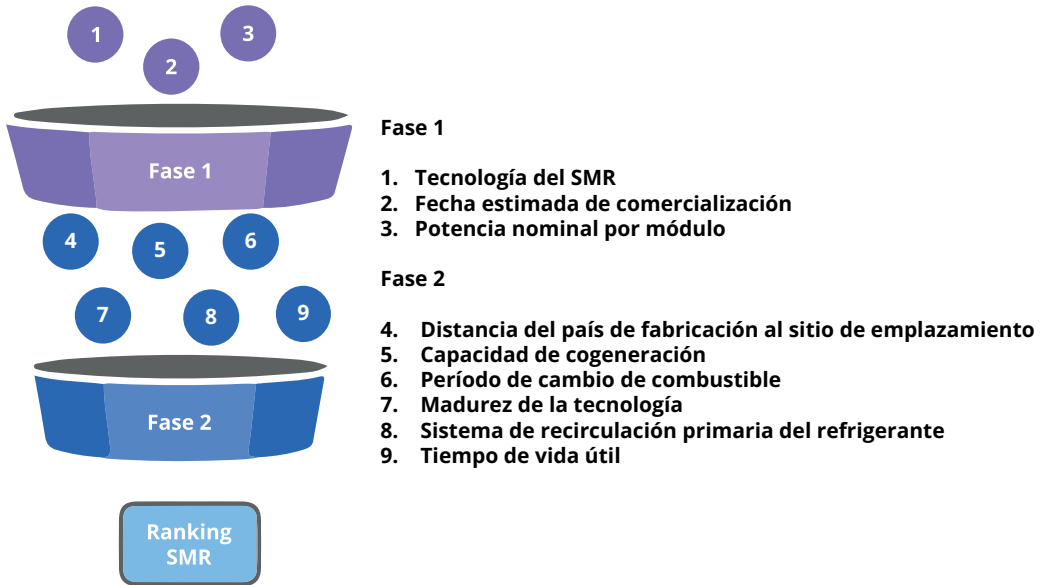


Figura 43. Esquema simplificado para la selección de diseño de SMR

En ese sentido, se aplicará la metodología establecida en el esquema anterior en las siguientes secciones.

Primera fase: Selección de diseño de SMR

En la sección anterior, se mencionaron los aspectos generales para la selección de un diseño de SMR. En la primera fase, se consideran tres aspectos primarios con objeto de establecer un listado de diseños candidatos a ser evaluados a mayor detalle juntamente con el resto de los aspectos considerados.

Se han establecido tres criterios primarios a ser evaluados:

- Tecnología del SMR
- Fecha estimada de comercialización
- Potencia nominal por módulo.

Respecto a la tecnología, se opta por reactores de espectro térmico refrigerados por agua, dado su amplio historial de operación, confiabilidad técnica y disponibilidad de recursos humanos y materiales. Esta elección se vincula con el segundo criterio, ya que los diseños con esta tecnología presentan mayor madurez y cercanía a la comercialización.

El tercer criterio considera la potencia nominal por módulo, estableciendo un umbral de hasta 125 MW eléctricos. Esta capacidad se ajusta tanto a las características del sistema eléctrico nacional como a los diseños más avanzados en el mercado.

Estos criterios permiten enfocar la evaluación en opciones viables, seguras y adaptables a las necesidades energéticas del país. En el diagrama Venn mostrado en la Figura 44 se identifican los diseños aceptados para cada criterio. Aquellos que cumplen con las tres condiciones se encuentran en la parte central.

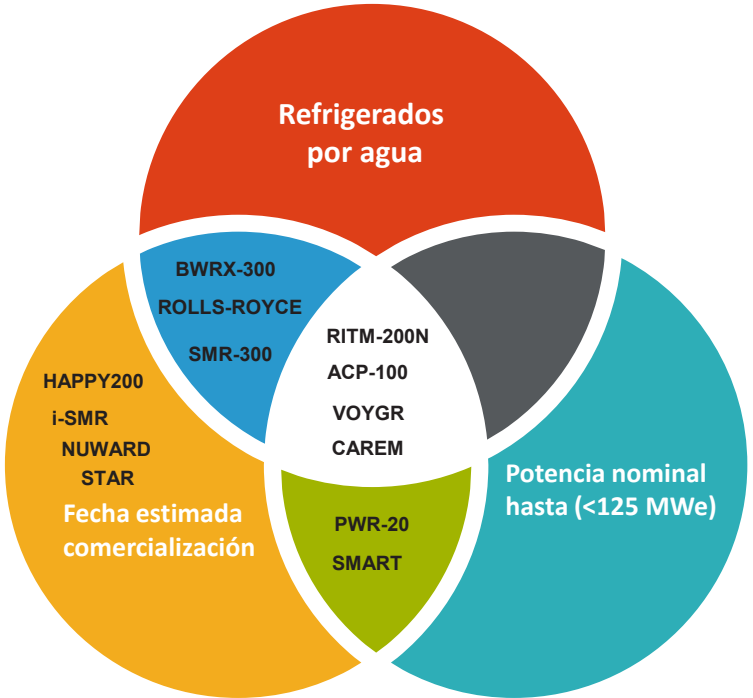


Figura 44. Diagrama Venn para la primera etapa de selección de SMR [47]

Con base en lo mencionado anteriormente, se estima que los primeros SMR que serán comercializados serán de la tecnología refrigerada por agua, por lo cual es importante su evaluación considerando su implementación en un futuro cercano.

Según la bibliografía consultada [12], los diseños de SMR seleccionados que cumplen con los parámetros mencionados previamente son los siguientes:

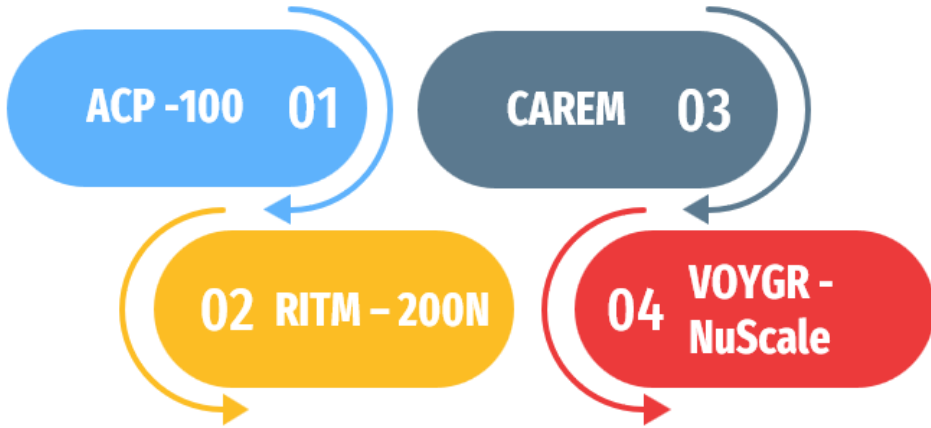


Figura 45. Diseños de SMR seleccionados

ACP-100 - China

El reactor chino ACP-100 se encuentra en construcción, y se espera que entre en servicio el año 2026. A continuación, se presenta el detalle de los hitos más relevantes alcanzados:

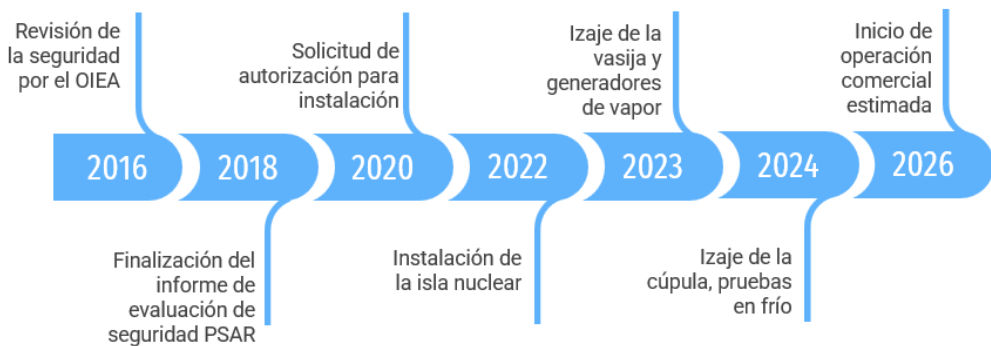


Figura 46. Hitos en el desarrollo del ACP-100 de China [47]

RITM-200N - Rusia

El diseño ruso RITM-200N entrará en operación comercial a partir del año 2027. Durante un seminario en línea realizado en enero de 2022, Rosatom informó que el diseño propuesto cuenta con la aprobación del ente regulador ruso y que será implementado en Yakutia, en el noreste de Rusia. Además, este diseño ya está en operación para la propulsión de buques marinos flotantes [47].

A continuación, se presentan los hitos históricos más relevantes alcanzados por el RITM-200N:

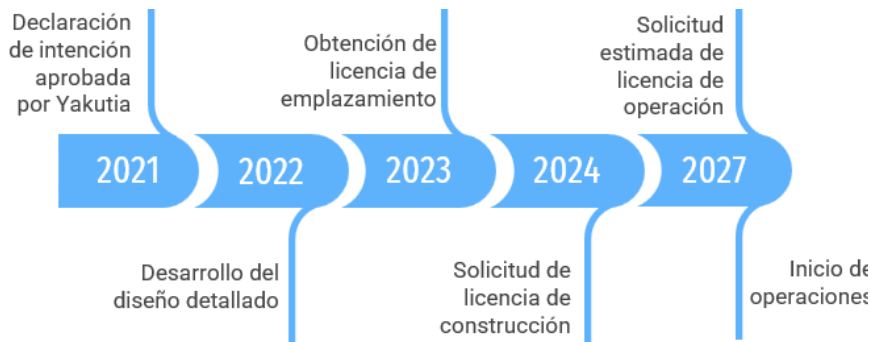


Figura 47. Hitos en el desarrollo del SMR RITM-200N - Rosatom [47]

CAREM25 - Argentina

Para esta etapa de selección se considera al SRM CAREM de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) de fabricación argentina con una potencia eléctrica de 30 MWe, en el mes de noviembre de 2024. El proyecto se encuentra con un porcentaje de avance del 85% [47], con los siguientes hitos alcanzados:

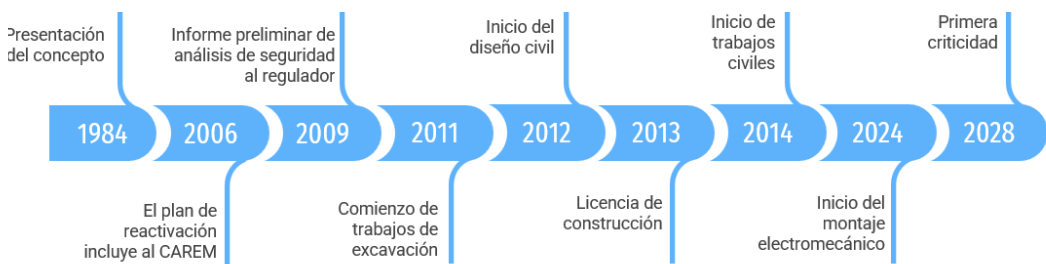


Figura 48. Hitos en el desarrollo del CAREM de Argentina [12]

VOYGR - NuScale (Estados Unidos)

De acuerdo con el OIEA [47], se espera que en el año 2029 el diseño de NuScale (Estados Unidos) entre en operación comercial y para el 2025 se espera la aprobación del diseño estándar de 250 MWt (77 MWe) diseño NPM (NuScale Power Module) por la Comisión Reguladora Nuclear de los Estados Unidos (US NRC por sus siglas en inglés) [47]. A continuación, se presenta el detalle histórico de los hitos más importantes alcanzados por el SMR VOYGR-NuScale:

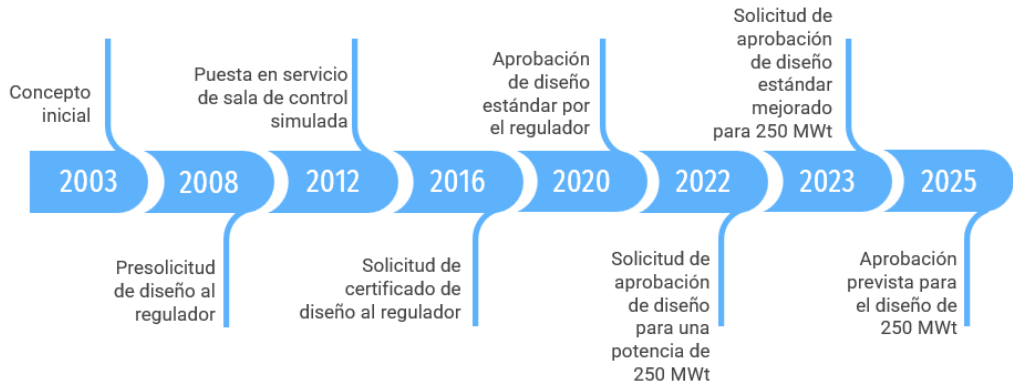


Figura 49. Hitos en el desarrollo del SMR VOYGR - NuScale [47]

A continuación, se presenta la segunda etapa de selección del SMR.

Segunda fase: Identificación de adaptabilidad de diseño de SMR

Se aplica una segunda etapa más específica de selección del SMR, incluyendo parámetros adicionales a los considerados anteriormente. Los parámetros a evaluar son los siguientes:



Figura 50. Parámetros de selección de SMR a evaluar. Fuente: Elaboración propia

Los parámetros previos serán evaluados empleando la metodología AHP. Antes de realizar esta evaluación, se realizará una descripción de cada diseño y se pre-

sentará una tabla comparativa de las principales características técnicas de los diseños mencionados.

Descripción de los diseños preseleccionados

La selección de una tecnología específica de SMR puede considerarse subjetiva puesto que no todos los diseños son iguales. Sin embargo, es posible realizar una selección con base en los requerimientos generales mencionados. En ese sentido de acuerdo con lo expuesto previamente se identificaron cuatro (4) diseños potenciales de reactores modulares pequeños.

A continuación, se realizará una breve descripción de los diseños identificados con base en lo publicado por el OIEA [47]. Cabe aclarar que en esta etapa de descripción del diseño, el orden no indica mejor o peor desempeño.

ACP-100 - China

El ACP-100, desarrollado por China National Nuclear Corporation (CNNC), es un reactor modular pequeño basado en tecnología de reactor de agua presurizada integral (PWR). Con una capacidad eléctrica de 125 MWe, el diseño ACP-100 integra un sistema de enfriamiento primario y emplea características avanzadas de seguridad pasiva. Su diseño modular busca satisfacer las necesidades energéticas de regiones remotas y aplicaciones específicas como la desalinización de agua y la generación de vapor industrial [47].

El diseño del ACP-100 combina tecnologías comprobadas con innovaciones en seguridad, simplificando su operación y aumentando la resiliencia ante accidentes. El reactor está diseñado para operar durante ciclos de combustible de 24 meses, utilizando un enriquecimiento inferior al 4,95% en uranio 235 y alcanzando un quemado de descarga de menos de 52 GWd/ton.

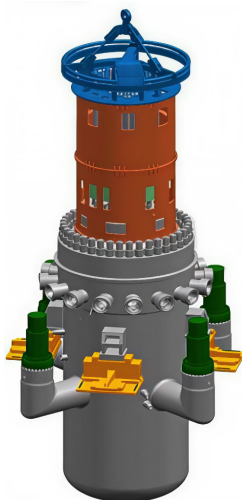


Figura 51. Esquema reactor integral a agua presurizada ACP-100 [47]

El núcleo del ACP-100 está compuesto por 57 ensamblajes de combustible dispuestos en una configuración cuadrada 17x17. Cada ensamblaje contiene varillas de combustible enriquecido en uranio, y la reactividad se controla mediante barras de control y óxido de gadolinio (Gd_2O_3) y boro soluble en el refrigerante primario.

Sistemas de seguridad

El ACP-100 emplea sistemas de seguridad pasiva, como la remoción pasiva de calor por decaimiento, inyección de agua de emergencia y sistemas de recombinación de hidrógeno para prevenir explosiones dentro de la contención. Estos sistemas están diseñados para mantener el reactor en estado seguro durante al menos siete días sin intervención del operador, incluso en escenarios extremos como pérdida total de potencia eléctrica [47].

Recipiente a presión y componentes internos

El recipiente a presión del reactor (RPV) incluye generadores de vapor tipo tubo en tubo y bombas de motor encapsulado, lo que elimina riesgos asociados a fallas de sellos. Este diseño integral minimiza el área de posible fuga en accidentes de pérdida de refrigerante (LOCA).

Estado del diseño

Actualmente, el prototipo del ACP-100 se encuentra en construcción en el sitio nuclear de Changjiang, Hainan, China, con una fecha objetivo de operación comercial en 2026. Su diseño ha sido aprobado por la Autoridad Nacional de Seguridad Nuclear de China y está diseñado para una vida operativa de 60 años [47].

Aplicaciones potenciales

Además de generar electricidad para redes locales, el ACP-100 está diseñado para aplicaciones no eléctricas, como desalinización de agua y calefacción industrial. Su tamaño compacto y diseño modular lo hacen adecuado para áreas con infraestructura limitada.

RITM-200N - Rusia

El diseño ruso RITM-200 es un reactor modular pequeño basado en tecnología de agua presurizada. El diseño es una versión mejorada del reactor KLT-40S. La versión marina de este tipo de reactores está en etapa de prueba en rompehielos rusos.

El reactor consiste en un diseño integrado, es decir que los componentes del circuito primario se encuentran al interior de la vasija del reactor, cuyo diseño es capaz de generar electricidad y adicionalmente puede emplearse para aplicaciones no eléctricas como desalinización de agua salada y cogeneración.

Como se mencionó anteriormente, el diseño RITM-200 considera mejoras en diseño respecto al KLT-40S (flotante) producto del avance de la tecnología. La adop-

ción del diseño integral hace de este un diseño compacto (45% más compacto y 35% más liviano que el KLT-40S), además de producir 40% más de electricidad. Otra ventaja adicional del diseño integral es la eliminación del riesgo de LOCA. En la siguiente figura se ve un esquema del reactor:



Figura 52. Reactor RITM-200 – Rusia [47]

El núcleo del reactor es similar al encontrado en el KLT-40S con ensamblajes de combustible nuclear de bajo enriquecimiento que asegura la operación por períodos largos y cumpliendo con lo establecido en el tratado de no proliferación.

El núcleo tiene una altura de 1650 mm y está compuesto por 199 ensamblajes de combustible con enriquecimiento menor al 20% y un tiempo de vida cuantificado en energía de 8 TWh. Puesto que el porcentaje de enriquecimiento del U-235 en el combustible es mayor a la cantidad típica, se requiere un sistema de barras de control para compensar el exceso de reactividad al momento de encender el reactor por primera vez.

Combustible nuclear

Respecto al combustible nuclear, se menciona que el mismo es de bajo enriquecimiento (<20% de U-235) con un período de recambio de combustible de entre 5 y 6 años. La altura activa del núcleo es de 1650 mm y está compuesto por 199 ensamblajes de combustible.

Sistema de seguridad

El diseño aplica el principio de defensa en profundidad combinado con sistemas pasivos de seguridad. Además, sistemas inherentes de seguridad controlan la potencia, límite de presión del refrigerante y temperatura, tasa de despresurización del circuito primario, daños en el combustible y mantener la integridad de la vasija en caso de accidente. La seguridad es potenciada mediante la combinación de sistemas de seguridad pasivos y activos.

Para la remoción de calor residual, se cuenta con cuatro mecanismos, los cuales son los siguientes:

- 1 circuito activo con recirculación forzada a través del generador de vapor.
- 1 circuito activo con recirculación forzada a través del intercambiador de calor de circuitos primarios terceros del circuito de purificación del refrigerante.
- 2 circuitos de seguridad pasiva con recirculación natural de tanques de agua a través del generador de vapor.

El sistema de contención consiste en tres niveles, los cuales son los siguientes:

- Sistema de contención primario diseñado para resistir una presión interna de 0,5 MPa, con una dimensión de 6x6x15,5 metros.
- Sistema de contención secundario, edificio construido con paredes de concreto reforzado para proteger al reactor en caso de impacto externo.
- Sistema de contención terciario, el cual consta en un edificio colapsable hecho con paredes delgadas de concreto para disipar la mayor parte de la energía cinética de impactos externos.

Estado del diseño

Rosatom recientemente firmó un acuerdo para proveer electricidad a las actividades mineras a desarrollar en un depósito de oro en Rusia. Se espera que la producción de energía comience a mediados del 2028. Sin embargo, se espera que el contrato se firme antes de finales del 2025.

CAREM-25 - Argentina

CAREM-25 (Central Argentina de Elementos Modulares) es un proyecto desarrollado en Argentina coordinado por la Comisión Nacional de Energía Atómica Argentina (CNEA) para el diseño y construcción de un reactor modular pequeño basado en la tecnología PWR así como en un ciclo indirecto de vapor. El diseño fue reconocido por el foro internacional de reactores de generación IV (GIF) como uno de los diseños internacionales con desarrollo a corto plazo [48].

El reactor actualmente es un prototipo que producirá alrededor de 30 MWe para evaluar el diseño modular a ser aplicado en la versión comercial que será capaz de generar 150-300 MWe [49]. El reactor generará energía eléctrica para regiones con demanda pequeña, el cual adicionalmente puede ser empleado para el proceso de desalinización de agua.

Al ser un diseño integral, los componentes del circuito primario se encontrarán al interior de contenedor a presión (núcleo, generadores de vapor, sistema primario de refrigeración), por lo que la recirculación de refrigerante es natural. Asimismo, se simplifica el diseño respecto a un reactor convencional, reduciendo riesgos de falla en componentes externos. En la siguiente figura se muestra el esquema del reactor integral:

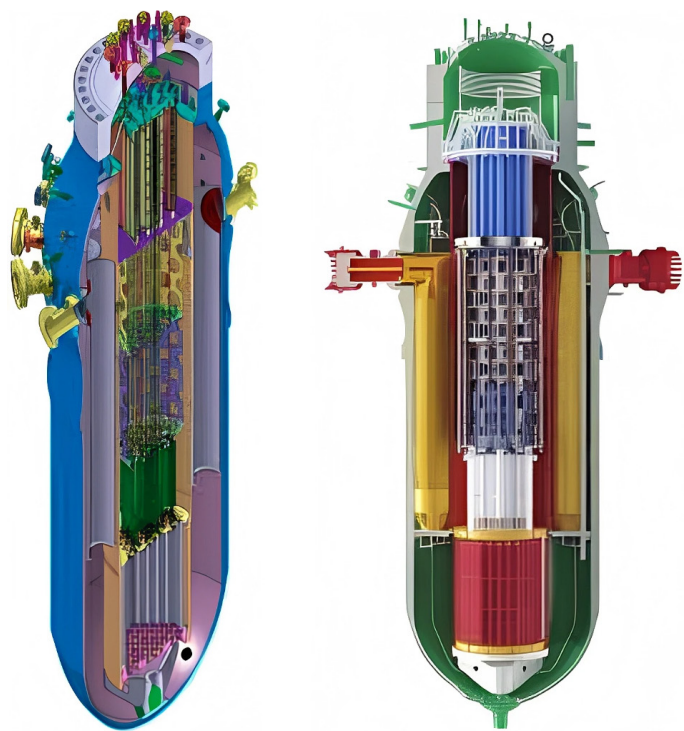


Figura 53. Esquema reactor integral a agua presurizada CAREM-25 [50]

El núcleo está compuesto por 61 ensamblajes de combustible con geometría hexagonal (Ver Figura 54), con una altura aproximada de 1,4 metros, con 108 varillas por cada ensamblaje [50].

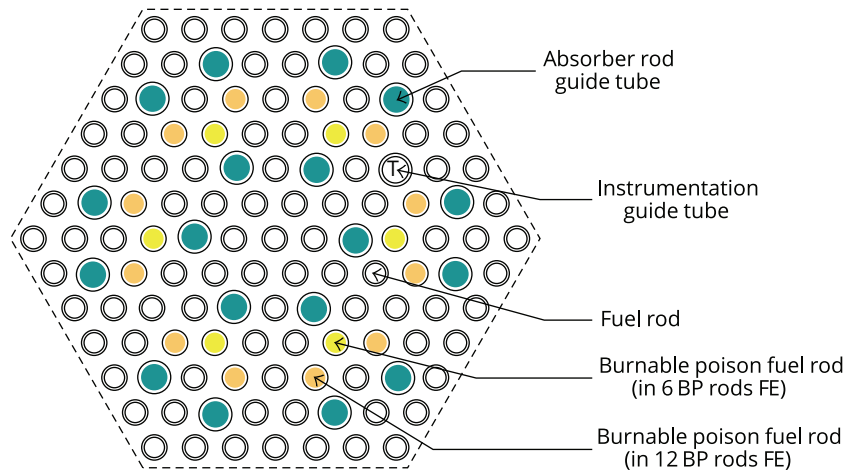


Figura 54. Esquema del ensamblaje de combustible [50]

Combustible nuclear

El combustible empleado es dióxido de uranio enriquecido entre 1,8 a 3.1% [48]. El ciclo de vida del combustible está estimado en 390 días, pasado este lapso el 50% de los ensamblajes del núcleo serán reemplazados [47]. El enriquecimiento de los ensamblajes depende de la ubicación de estos en el núcleo, así como las varillas con veneno neutrónico como indica la Figura 55.

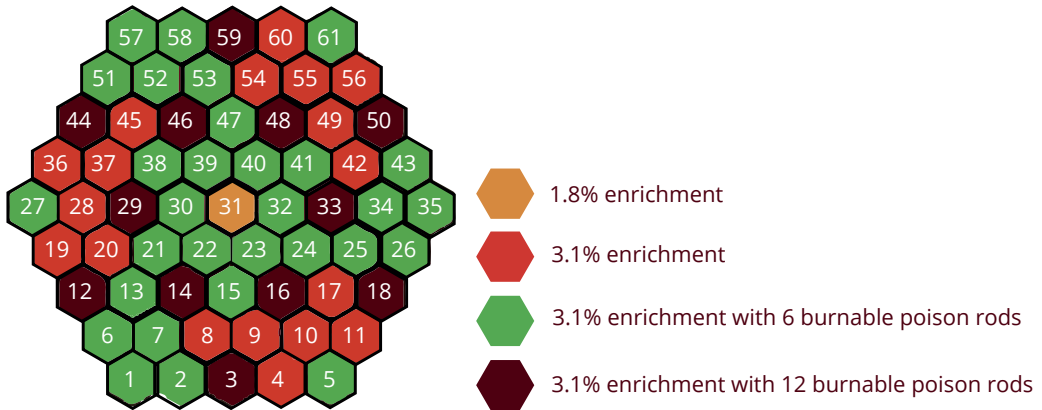


Figura 55. Núcleo del reactor CAREM-25 [49]

Sistemas de control

Al igual que en los anteriores diseños, CAREM-25 cuenta como sistema principal de control de reactividad un mecanismo de barras de control motorizadas. Dependiendo del requerimiento en operación, estas son extraídas o insertadas en caso de emergencia donde se requiera el apagado del reactor. Todas las barras serán insertadas de manera rápida.

El segundo método de control es mediante la presencia de veneno neutrónico consumible en las varillas de combustible como se ve en la figura anterior. A diferencia de otros diseños, el veneno neutrónico en el refrigerante no es utilizado durante la operación o apagado del reactor [47].

Coeficiente de retroalimentación

Como se vio anteriormente, para obtener la aprobación del diseño el reactor debe considerar los coeficientes de retroalimentación por temperatura del combustible y refrigerante, siendo estos necesariamente negativos por temas de seguridad y estabilidad del reactor.

Sistemas de seguridad

El diseño cuenta con sistemas de protección del reactor, dos métodos independientes de apagado del reactor y un sistema de remoción de calor generado por

el decaimiento nuclear incorporado. Ambos métodos de apagado del reactor son capaces de llevar el reactor al estado subcrítico de manera independiente e individual.

El primer método de apagado consiste en la inserción veloz de nueve barras de control y el ajuste de reactividad a través de barras de control en el núcleo. El segundo método consiste en la inyección de agua a alta presión con presencia de boro disuelto almacenada en tanques. En caso de falta de energía eléctrica en la planta, estos métodos de apagado pueden mantener el núcleo dentro de un rango de temperatura segura para el combustible.

Mediante circulación natural, el calor producido en el núcleo por decaimiento es extraído, transfiriendo el calor a piscinas al interior del contenedor externo, el cual está fabricado por una gruesa pared de 1,2 metros de concreto reforzado con acero, capaz de resistir una presión de 0,5 MPa.

En la parte superior del contenedor a presión alrededor del núcleo, existen 12 generadores de vapor helicoidales idénticos, por medio de los cuales se transportará el vapor generado al circuito primario de manera natural.

La planta contará con tres edificios principales: el edificio del reactor, la sala de turbinas y el edificio donde se encontrará la sala de control y oficinas.

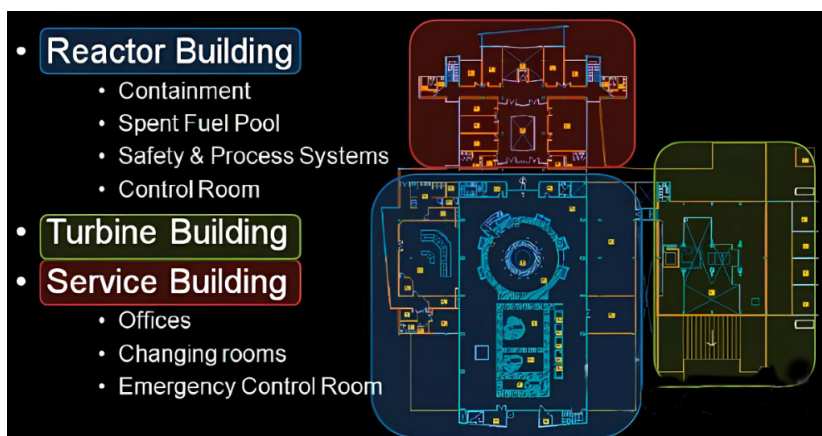


Figura 56. Layout de la planta de generación CAREM-25 [47]

Estado del diseño

La construcción del prototipo inicio en el año 2012 con las obras civiles, cuya fecha de inicio oficial es el 8 de febrero de 2014. Inicialmente, se tenía previsto alcanzar criticidad en el reactor el año 2023. Sin embargo, debido a problemas en el desarrollo del proyecto, la construcción fue suspendida. Actualmente los trabajos fueron retomados, por lo cual se estima que la construcción estará concluida el año 2027.

VOYGR (NuScale) - Estados Unidos

Es un diseño de reactor integral modular basado en la tecnología PWR, desarrollado por la empresa NuScale Power, LLC en Estados Unidos. Al ser un diseño integral, incluye todos los componentes al interior del contenedor a presión.

El diseño contempla la posibilidad de conectar hasta 12 módulos en una misma instalación, controlados en una única sala de control. Cada módulo es capaz de generar 200 MWt. Inicialmente se calculó la producción de 60 MWe por módulo, sin embargo, recientes estudios indican que la capacidad eléctrica generada será de 77 MWe por modulo, un incremento de 25% adicional según el fabricante [51], llegando a una capacidad máxima de 924 MWe, muy próxima a la capacidad de una central convencional.

Al igual que los diseños presentados previamente, el reactor NuScale es capaz de proveer energía eléctrica y energía en forma de calor para calefacción industrial y domiciliaria, así como también energía para procesos de desalinización de agua.

El núcleo del reactor consta en 37 ensamblajes de combustibles con la misma geometría empleada en reactores convencionales PWR. Esto significa que cada ensamblaje está compuesto por una matriz de 17x17 varillas de combustible con 24 tubos guía para el control de la reactividad durante la operación o para apagado del reactor [52]. La altura del ensamblaje, sin embargo, es aproximadamente la mitad respecto al encontrado en el reactor convencional [47].

En la siguiente figura se observa el esquema del núcleo del reactor:



Figura 57. Esquema del núcleo del reactor NuScale, el enriquecimiento y composición mostrado está basado en la referencia del fabricante y no es necesariamente el usado por el fabricante

Combustible nuclear

Los elementos de combustible están formados por pellets de dióxido de uranio con una concentración máxima de 4,95%, cuyo enriquecimiento puede variar según la posición del ensamblaje en el núcleo.

El núcleo está formado por dos tipos de ensamblajes de combustible, 25 están conformados por una mezcla de óxido de uranio con diferentes porcentajes de óxido de gadolinio según su ubicación en el núcleo ($\text{UO}_2 + \text{Gd}_2\text{O}_3$), mientras que 12 están fabricados únicamente con UO_2 [52]. La ubicación de los ensamblajes de combustible en el núcleo determinará el enriquecimiento y presencia de óxido de gadolinio.

Sistemas de control

Entre los sistemas de control, el diseño NuScale cuenta con dos sistemas de control independientes, el principal funciona mediante el uso de un sistema de varillas de control motorizado compuesto por 16 ensamblajes de varillas, los cuales se dividen en dos grupos: el primero (4 ensamblajes) consiste en realizar el control de reactividad durante la operación, mientras que el segundo grupo (12 ensamblajes) es empleado para apagar el reactor en caso de emergencia. El material de las varillas de control es el carburo de boro (B_4C). Cada varilla tiene una altura de dos metros.

El segundo sistema de control consiste en la dilución o inserción de boro en el refrigerante. En este caso agua, el objetivo es el de controlar la reactividad a largo plazo en el reactor durante su operación. Este último sistema debe ser cuidadosamente controlado, ya que el reactor puede retornar al estado crítico si el boro se disuelve.

Coeficiente de retroalimentación

Al igual que los anteriores diseños mencionados previamente, los coeficientes de retroalimentación por temperatura de combustible y refrigerante son negativos, el cual es un requisito exigido por la autoridad que aprueba el diseño. Por tanto, es obligatorio desde el punto de vista de seguridad que ambos coeficientes sean negativos [47].

Sistemas de seguridad

En general, los diseños de SMR que emplean la tecnología PWR basan sus sistemas de seguridad en sistemas pasivos, es decir que no requieren de la presencia de algún agente o componente externo para cumplir con su función. Por lo general emplean la gravedad, circulación natural, conducción y convección.

Para la remoción de calor proveniente del decaimiento nuclear, el sistema DHRS (decay heat removal system) provee refrigeración secundaria para eventos que no contemplan la pérdida de refrigerante del sistema primario mediante el uso de un condensador sumergido en la piscina del reactor. En caso de accidente, el diseño cuenta con tres válvulas de alivio y dos válvulas independientes de circulación de refrigerante. En caso de LOCA, estas válvulas retornan el refrigerante perdido al núcleo.

El contenedor a presión cumple con la función de retener los productos de fisión en caso de accidente, cuyas dimensiones son de 4,5 metros de diámetro y 23 metros de alto. Para incrementar la seguridad, el contenedor se encuentra sumergido en una piscina de agua que provee refrigeración al reactor en caso de pérdida de refrigerante en el circuito primario.

Según lo indicado previamente, el diseño del reactor es integral, por tanto, considera los componentes al interior del contenedor a presión [53]. En la siguiente figura se observa una vista de sección con los componentes internos. Al considerar un diseño integral se reduce la cantidad de tubería, por tanto, la probabilidad de falla por fuga de refrigerante decrece, reduciendo así el riesgo de pérdida de refrigerante.

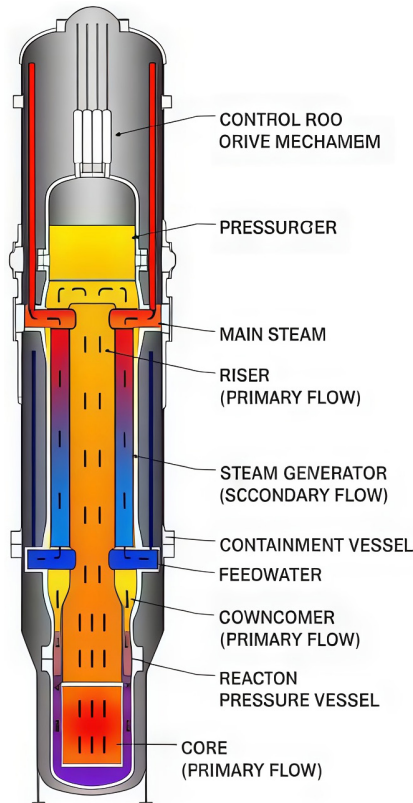


Figura 58. Vista de sección esquemática del contenedor a presión NuScale [47]

Cada módulo será instalado sumergido en piscinas de refrigeración, que proveen otro método de seguridad en caso de falla del sistema de refrigeración [47]. Un esquema de la planta construida se muestra en la siguiente figura.

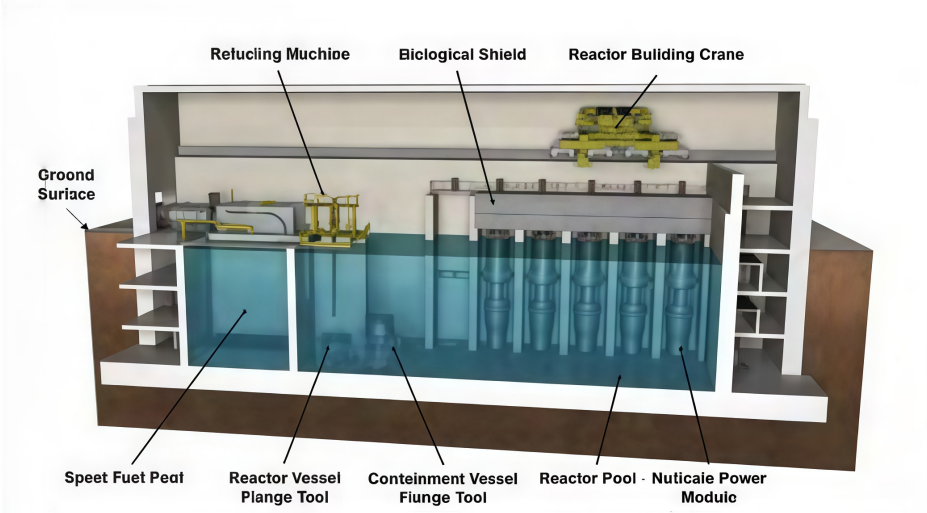


Figura 59. Vista de sección planta NuScale [47]

La planta se constituirá de un edificio para los módulos del reactor, una sala de control, un edificio para las turbinas de generación, un depósito de enfriamiento de combustible nuclear gastado y un área de almacenamiento de combustible gastado en contenedores cerrados.

Estado del diseño

En agosto de 2025, NuScale espera recibir la aprobación del diseño mejorado por la Comisión Regulatoria Nuclear estadounidense por una potencia de 250 MWt (77MWe), y se espera el inicio de la construcción de la primera planta de 12 módulos [47].

A continuación, se presenta la comparación de las características de los SMR elegidos:

Tabla 16. Cuadro comparativo de las características SMR elegidos [47]

Descripción	ACP-100	RITM-200	CAREM	NuScale
País	China	Rusia	Argentina	Estados Unidos
Capacidad térmica/ eléctrica	385 MWt - ~ 125 MWe	165 MWt – 53 MWe	100 MWt - ~ 30 MWe	200 MWt - 77* MWe (por modulo)
Tipo de reactor	PWR integrado	PWR integrado	PWR integrado	PWR integrado
Tipo de recirculación refrigerante	Forzada	Forzada	Natural	Natural
Tipo de instalación	Terrestre	Terrestre	Terrestre	Terrestre

Descripción	ACP-100	RITM-200	CAREM	NuScale
País	China	Rusia	Argentina	Estados Unidos
Factor de disponibilidad	90,00 %	~90%	90.00%	~95% (según el fabricante)
Tipo de combustible	Pellet UO2 @<1.9-4.5% (prototipo)	Pellet UO2 @<20%	Pellet UO2 @1.8 - 3.1% (prototipo)	Pellets UO2 @<4.95%
Numero de ensamblajes de combustible	57 (17x17)	199	61 (108 varillas, hexagonal)	37 (17 x 17)
Refrigerante	Agua	Agua	Agua	Agua
Temperatura entrada °C	286.5	277	284	265
Temperatura salida °C	319.5	313	326	321
Presión del circuito primario MPa	15	15.7	12.25	13.8
Moderador	Agua	Agua	Agua	Agua
Material del recipiente	Acero forjado	Acero	Acero forjado	Acero al carbón
Dimensiones del recipiente	φ= 3.35 m, H=10 m	6x6x15,5 metros	φ= 3.2 m, H=11 m	φ= 2.7 m, H=17.7 m
Tipo de núcleo	Ensamblajes de combustible PWR (configuración cuadrada)	Ensamblajes de combustible PWR (configuración hexagonal)	Ensamblajes de combustible PWR (configuración hexagonal)	Ensamblajes de combustible PWR (configuración cuadrada)
Dimensiones del núcleo	-	H= 1650 mm	-	-
Mecanismos de control de reactividad	Movimiento de barras de control como método principal	Movimiento de barras de control como método principal	Movimiento de barras de control como método principal	Movimiento de barras de control y boro disuelto en el refrigerante
		Barras de control de seguridad		
Burnup máximo del combustible	52000 MWd/tU	No se indica	24000 MWd/tU (prototipo)	> 30000 MWd/tU
Tiempo del combustible en el reactor	24 meses	72-84 meses	390 días	24 meses
Tiempo de vida del reactor	60	60 años con posible extensión	40	60
Superficie cubierta	200.000 m²	60.000 m²	18.000 m²	140.000 m²
Estado del diseño	En construcción, se espera la primera unidad comercial en operación el 2026	Se espera que se encuentre en operación comercial para el 2028	Avance físico prototipo ~70% noviembre 2022	Diseño aprobado por la NRC agosto 2020, se espera operación primer reactor 2027

Selección de diseños compatibles de SMR

Con base en lo manifestado anteriormente, para la evaluación de la mejor opción de diseño se aplicará, como se realizó anteriormente, el proceso analítico por jerarquía (Analytical Hierarchy Process) para identificar el grado de importancia de los parámetros mencionados anteriormente. Una vez obtenida la ponderación será multiplicada por la puntuación asignada a cada parámetro de los cuatro diseños evaluados.

A continuación, se presenta la tabla de ponderación de parámetros:

Tabla 17. Matriz AHP para la selección del diseño de SMR. Fuente: Elaboración propia

Matriz de análisis	Distancia del país de fabricación al sitio de emplazamiento	Cogeneración	Período de cambio de combustible	Recirculación primaria	Tiempo de vida útil
Distancia del país de fabricación al sitio de emplazamiento	1	1/2	1/3	1/2	1/3
Capacidad de cogeneración	2	1	1/3	1/2	1/3
Período de cambio de combustible	3	3	1	1/2	2
Recirculación primaria	2	2	2	1	2
Tiempo de vida útil	3	3	1/2	1/2	1

Del análisis, se obtiene la ponderación por parámetro como se ve en la siguiente tabla:

Tabla 18. Ponderación de parámetros obtenidos del análisis AHP para la selección del diseño de SMR Fuente: Elaboración propia

PARÁMETRO	PONDERACIÓN %
Distancia del país de fabricación al sitio de emplazamiento	7,00
Capacidad de cogeneración	8,50
Período de cambio de combustible	23,80
Madurez de la tecnología	22,30
Recirculación primaria	18,10
Tiempo de vida útil	20,30

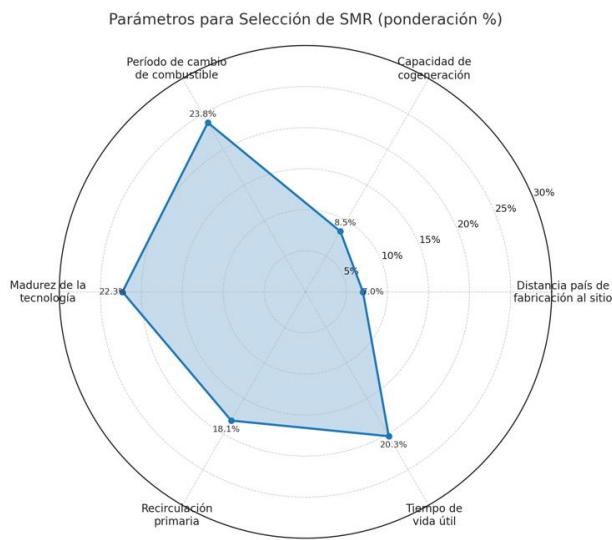


Figura 60. Ponderación de parámetros para la selección de diseño de SMR. Fuente: Elaboración propia

Resultados por diseño y tecnología

A continuación, se muestra la tabla de puntuación asignada a cada parámetro para cada diseño considerado, donde se utiliza una escala del 1 al 10. En esta escala, el número 1 representa el valor menos deseado, mientras que el número 10 corresponde al valor más deseado. El puntaje final se obtiene mediante la suma de la multiplicación del puntaje asignado a cada diseño según el parámetro a evaluar por la ponderación de cada parámetro.

$$\sum (Puntaje_{diseño} * Ponderación_{parámetro})$$

Tabla 19. Evaluación de puntajes por diseño de SMR. Fuente: Elaboración propia

PARÁMETRO A EVALUAR	ACP-100	RITM-200	CA-REM-25	NuScale
Distancia del país de fabricación al sitio de emplazamiento	4	4	10	5
Capacidad de cogeneración	8	8	8	8
Período de cambio de combustible	5	10	3	5
Madurez de la tecnología	10	10	10	5
Recirculación primaria	7	7	10	10
Tiempo de vida útil	10	10	6	10
Puntaje total	7,677	8,867	7,352	7,175

Tras la evaluación realizada en la Figura 61 el ranking de la selección de SMR es el siguiente:

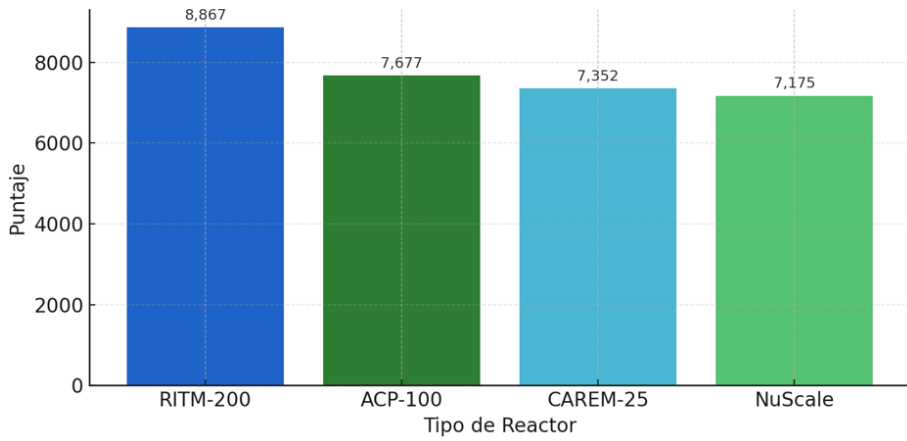


Figura 61. Puntaje final por diseño. Fuente: Elaboración propia

Es importante señalar que el diseño argentino CAREM-25 es un prototipo. A continuación, se presenta de manera gráfica la asignación de resultados por cada parámetro para cada SMR seleccionado:

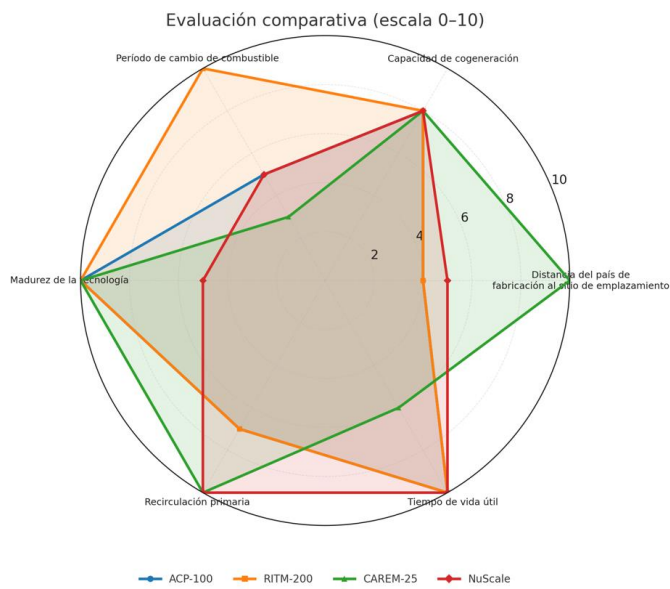


Figura 62. Ponderación de parámetros para la selección de diseño de SMR. Fuente: Elaboración propia

La Figura 62 muestra los perfiles claramente entre los diseños de SMR. RITM-200 es el más robusto en conjunto, ya que combina madurez tecnológica, vida útil y largo período de recambio de combustible (10/10/10), aunque penaliza en logística (distancia=4) y queda medio en recirculación (7). CAREM-25 sobresale en logística (distancia=10) y en recirculación y madurez (10/10), pero pierde terreno por vida útil menor (6) y recambio más frecuente (3). NuScale destaca por vida útil y recirculación (10/10) con desempeño intermedio en lo demás, pero con madurez más baja (5). ACP-100 presenta un perfil equilibrado, con vida útil alta (10) y recirculación adecuada (7), nivel alto en madurez, y medio nivel en periodo de cambio de combustible (5/5) y bajo en distancia (4). La cogeneración no discrimina (8 en todos). En síntesis: si se prioriza madurez y durabilidad, RITM-200 es el referente en esta evaluación.

Tras la evaluación de los diseños, se ha verificado que el RITM-200 obtiene la mayor puntuación (8,867 puntos), seguido por el diseño chino ACP-100 (7,677 puntos), el diseño CAREM-25 (7,352 puntos) en tercer lugar y el diseño estadounidense NuScale (7,175 puntos) en cuarto lugar.

Un aspecto a considerar es la posibilidad de como Bolivia se pueda participar y se fortalezca en algún eslabón de la cadena de suministro nuclear. Un ejemplo claro es el CAREM-25 de Argentina, donde, gracias a la experiencia acumulada en tecnología nuclear, en lo posible todos sus componentes sean de origen argentino, con desarrollo y fabricación nacional.

Capítulo 6. IMPLEMENTACIÓN POTENCIAL DE SMR EN BOLIVIA

En los capítulos anteriores, se estableció el contexto global de la generación eléctrica mediante el uso y aplicaciones de la energía nuclear. Además, se realizó un análisis de la viabilidad de los SMR en el contexto regional, complementado con una evaluación del proceso de preselección y selección de las opciones más adecuadas de SMR para su posible implementación en el país.

En este sentido, el presente capítulo se centra en el análisis del potencial de implementación de SMR en Bolivia, considerando su posible integración futura en la planificación del sector eléctrico nacional y evaluando el estado actual de este sector.

Es importante señalar que la Ley de Electricidad N° 1604 del 21 de diciembre de 1994, la cual tiene como alcance normar las actividades de la Industria Eléctrica y establece los principios para la fijación de precios y tarifas de electricidad en todo el territorio nacional, señala lo siguiente: “... se establece que la producción de electricidad de origen nuclear será objeto de una ley especial...”, en relación con la generación eléctrica a partir de la tecnología nuclear.

La Ley 1205 de fecha 1 de agosto de 2019 tiene por objeto establecer el marco legal para las aplicaciones pacíficas de la tecnología nuclear y contribuir al desarrollo científico, económico y social en beneficio de todas y todos los bolivianos. Además, tiene por objeto regular, controlar y fiscalizar todas las instalaciones y actividades que involucren las aplicaciones pacíficas de la tecnología nuclear, incluyendo las aplicaciones energéticas de la misma.

Descripción del sistema eléctrico nacional

El sector eléctrico boliviano está conformado por empresas eléctricas que realizan actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad. De manera general, la oferta de electricidad en Bolivia está constituida por la participación de agentes generadores, la demanda por los agentes distribuidores y consumidores no regulados, y entre estos agentes se tiene la interacción de las empresas transmisoras.

La principal red eléctrica de Bolivia es el Sistema Interconectado Nacional (SIN), que abarca gran parte del territorio y conecta las principales ciudades y centros industriales del país. El SIN integra diversas fuentes de generación eléctrica, incluyendo plantas termoeléctricas, hidroeléctricas y de energías renovables. Este

sistema garantiza la transmisión y distribución de electricidad de manera eficiente a través de líneas de alta tensión. En la Figura 63 se presenta el esquema del SIN.

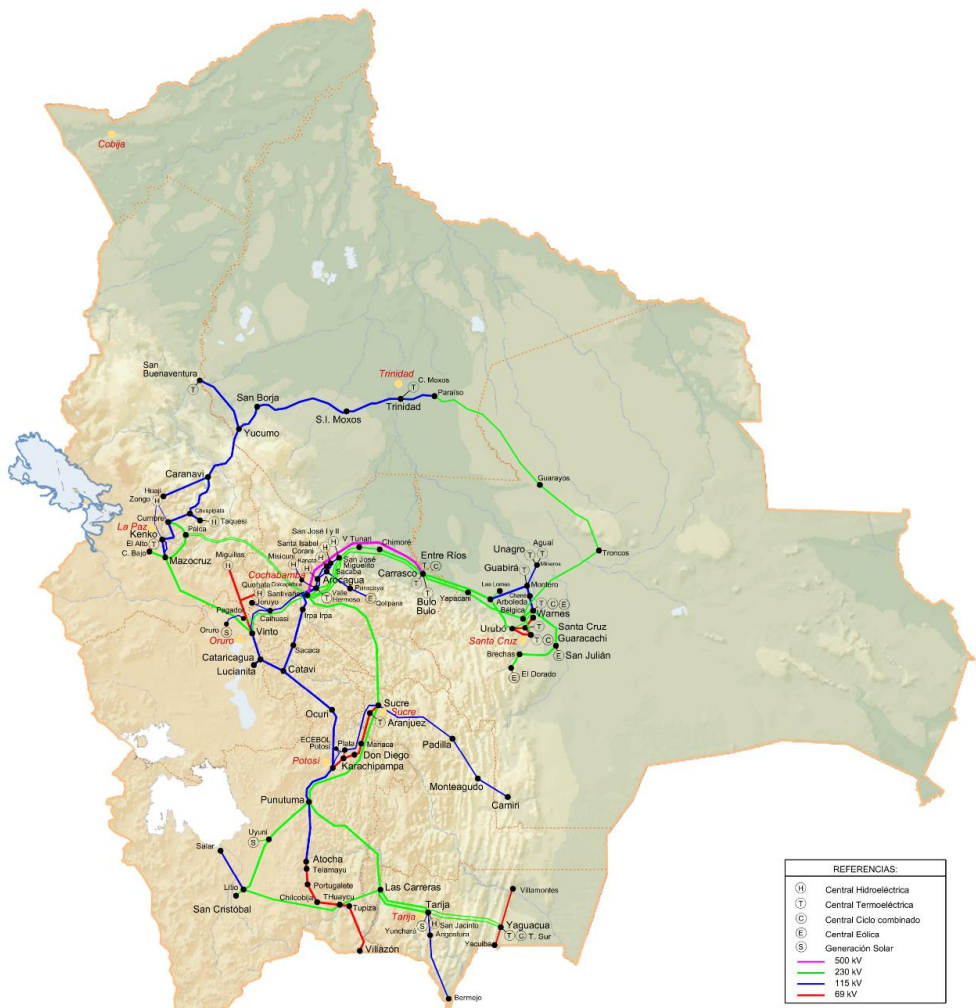


Figura 63. Sistema Interconectado Nacional Bolivia [46]

En regiones donde el SIN aún no llega, principalmente en áreas rurales o remotas, comunidades indígenas y regiones amazónicas, operan los Sistemas Aislados (SA). Estos sistemas dependen de pequeñas plantas de generación local, como motores diésel, pequeñas hidroeléctricas o proyectos híbridos de energía renovables con sistemas termoeléctricos convencionales.

Para el año 2023, Bolivia cuenta con una potencia instalada de 3.787,02 MW, en cuanto a la distribución de la capacidad instalada por fuentes de energía. El mix energético actual en Bolivia está dominado por las termoeléctricas de ciclo cerrado a gas, que constituyen la tecnología de generación predominante en el total de capacidad instalada del país.

A continuación, en la Figura 64 se detalla la distribución de las tecnologías de generación en el SIN:

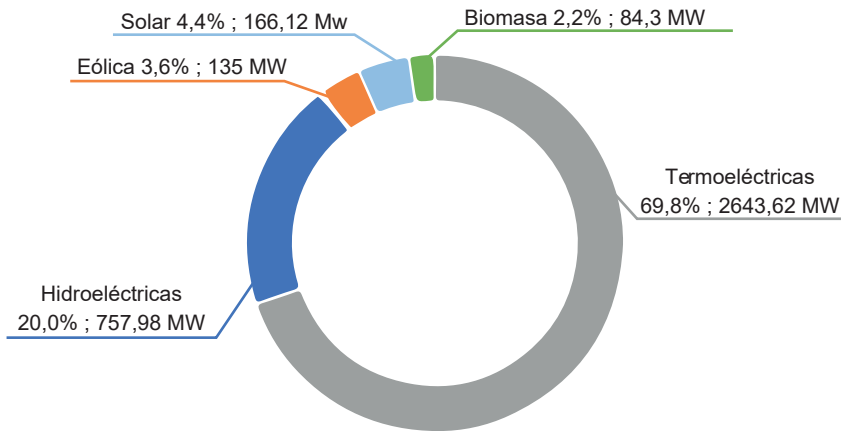


Figura 64. Capacidad instalada por tecnología de generación para el año 2023 y distribución porcentual de potencia instalada. Fuente: Elaboración propia con base en datos de la AETN [54]

En 2023, la capacidad termoeléctrica a gas representaba aproximadamente el 70% de la capacidad instalada en Bolivia, mientras que la hidroeléctrica contribuía con un 20%. Aunque las energías renovables no convencionales, como la eólica, solar y biomasa, han experimentado un crecimiento notable en los últimos años, en conjunto aún representan solo el 10% de la capacidad instalada. Sin embargo, Bolivia posee un gran potencial para expandir el uso de energías renovables debido a la abundancia de recursos solares, eólicos e hídricos. Por ejemplo, la capacidad hidroeléctrica del país se estima en unos 40 GW, pero actualmente se aprovecha solo aproximadamente el 2% de este potencial [55]. Además, se calcula un potencial solar de 71,09 TW y un potencial eólico de 0,14 TW para la generación de energía [56].

En cuanto a la demanda para el año 2023, las ventas de electricidad a consumidor final en Bolivia alcanzaron los 9.703 GWh, siendo mayoritario el consumo del tipo residencial cercano al 40% seguido del consumo industrial con el 24%, tal como se puede apreciar en la siguiente figura:

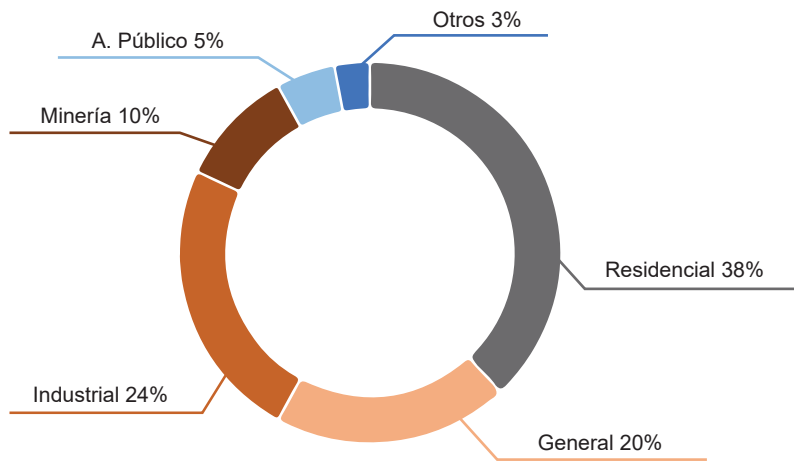


Figura 65. Distribución porcentual de consumo de energía eléctrica por categoría en Bolivia en el año 2023 conectados al SIN. Fuente: Elaboración propia con base en datos de la AETN [54]

Los principales consumos de energía eléctrica se concentran en los departamentos de Santa Cruz, La Paz y Cochabamba. Cabe destacar que Santa Cruz casi duplica el consumo entre el primer y segundo lugar. Es importante mencionar que el consumo de los agentes no regulados del SIN ocupa el cuarto lugar, por debajo de Cochabamba. Los consumidores no regulados incluyen a Minera San Cristóbal, industria cementera COBOCE, Empresa Metalúrgica Vinto (EMVINTO), Yacimientos del Litio Boliviano (YLB) y la empresa siderúrgica Las Lomas, tal como se puede observar en la Figura 66:

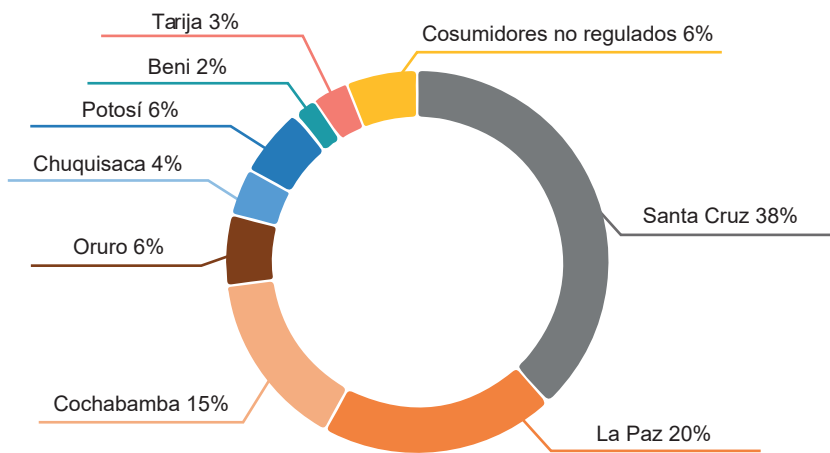


Figura 66. Distribución porcentual de consumo de energía eléctrica por departamentos en Bolivia en el año 2023 conectados al SIN. Fuente: Elaboración propia con base en datos de la AETN [54]

En la Figura 67, se puede observar la distribución del consumo eléctrico por sector o categoría varía en cada departamento. En los departamentos del eje central, el consumo residencial predomina, representando más del 40%. En Beni, el consumo residencial es aún más significativo, superando el 60%, comportamiento que también se observa en Tarija. Por otro lado, en Oruro y Potosí, el consumo predominante corresponde a la actividad minera, mientras que en Chuquisaca destaca el consumo industrial, lo que refleja el perfil productivo de los departamentos y del país. El departamento de Pando será analizado como parte de los sistemas aislados.

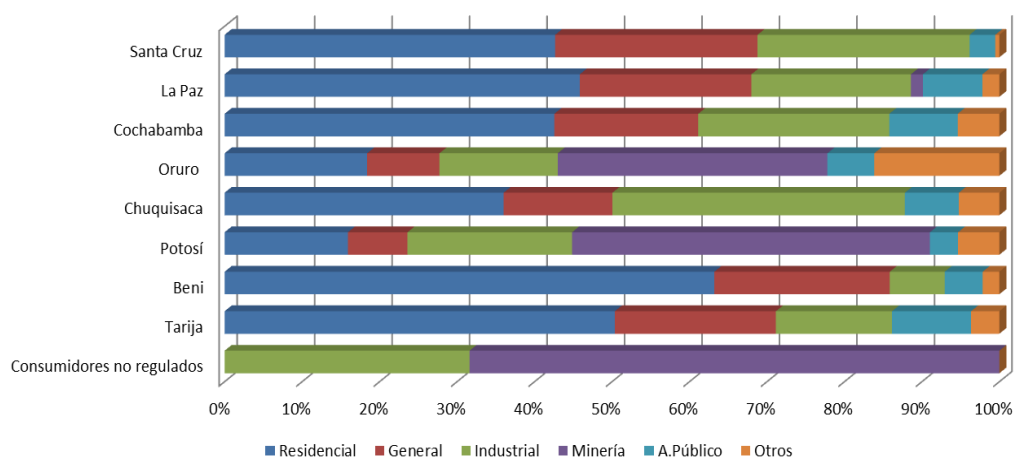


Figura 67. Distribución porcentual por sector de consumo final de energía eléctrica por departamentos en Bolivia en el año 2023 conectados al SIN y consumidores no regulados. Fuente: Elaboración propia con base en datos de la AETN [54]

En lo que respecta a la cobertura eléctrica, el impulso de la política energética en el país promovió la expansión de la cobertura eléctrica, la cual pasó del 64 % en 2001 a un 95,6 % en 2023, alcanzando un 99,3% en áreas urbanas y aproximadamente un 85,9 % en áreas rurales (MHE) [57] [58] [59].

La cobertura eléctrica total del país aumentó 13 puntos porcentuales entre 2001 y 2010 (casi diez años) y 11 puntos porcentuales entre 2010 y 2015 (cinco años).

A continuación, se puede observar la evolución de la cobertura eléctrica desde el año 2001 hasta

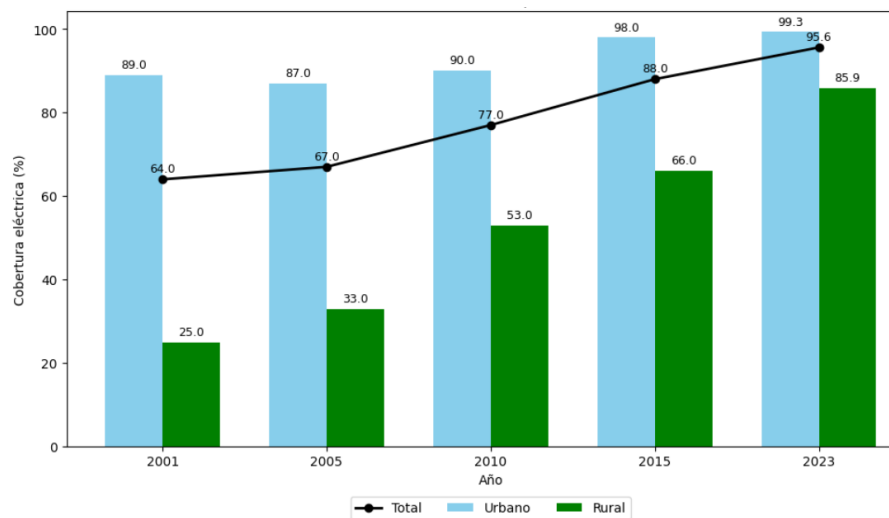


Figura 68. Evolución de la cobertura eléctrica total, urbana y rural desde el año 2001 al 2023 [57] [58] [59]

De acuerdo con el mandato constitucional, el acceso universal al servicio básico de electricidad constituye un derecho humano para garantizar su disponibilidad en todos los hogares bolivianos. Esto implica alcanzar una cobertura en todo el territorio nacional, con especial énfasis en la expansión del servicio en las áreas rurales.

La red de transmisión en Bolivia totaliza 7.026,6 km, reflejando un importante desarrollo de la infraestructura eléctrica nacional. En el Sistema Troncal de Interconexión (STI), ENDE Transmisión lidera con 2.807,7 km en 230 kV, 1.473,2 km en 115 kV y 214,2 km en 69 kV; ISA Bolivia aporta 587 km en 230 kV; ENDE suma 1.050,4 km en 230 kV y 491,1 km en 115 kV; y San Cristóbal TESA contribuye con 167,3 km en 230 kV.

Actualmente, el Estado tiene una participación mayoritaria en la transmisión eléctrica del país, con aproximadamente el 90% de la infraestructura existente. En cuanto a la distribución, el Estado posee el 48% de la participación. Además, en la generación dentro del Sistema Interconectado Nacional (SIN), su participación también es cercana al 90%.

Suministro eléctrico en Sistemas Aislados

La actividad de suministro eléctrico en los Sistemas Aislados (SA) abarca integralmente todas las etapas del proceso del suministro eléctrico. Esto incluye la generación, transmisión y distribución de electricidad, gestionadas de manera local

para garantizar un servicio eficiente y adaptado a las condiciones particulares de estas regiones.

En el caso de los SA, los SMR ofrecen ventajas como el incremento de la confiabilidad y la continuidad del suministro eléctrico, al contar con un alto factor de planta y no depender de la disponibilidad de recursos intermitentes, como la radiación solar o el viento, ni del suministro continuo de combustibles para generar electricidad.

Esta incorporación responde a la necesidad de diversificar la matriz energética y representa una oportunidad para impulsar el desarrollo económico y social de estas localidades, promoviendo un suministro energético accesible, estable y sostenible.

De acuerdo con la AETN, los Sistemas Aislados Verticalmente Integrados (SAVI) se encuentran predominantemente en ciudades intermedias alejadas o puntos de frontera en los departamentos de Santa Cruz, Beni, Pando y Tarija. A continuación, en la Figura 69 se detallan los principales sistemas aislados junto con la empresa responsable del suministro eléctrico en cada caso:

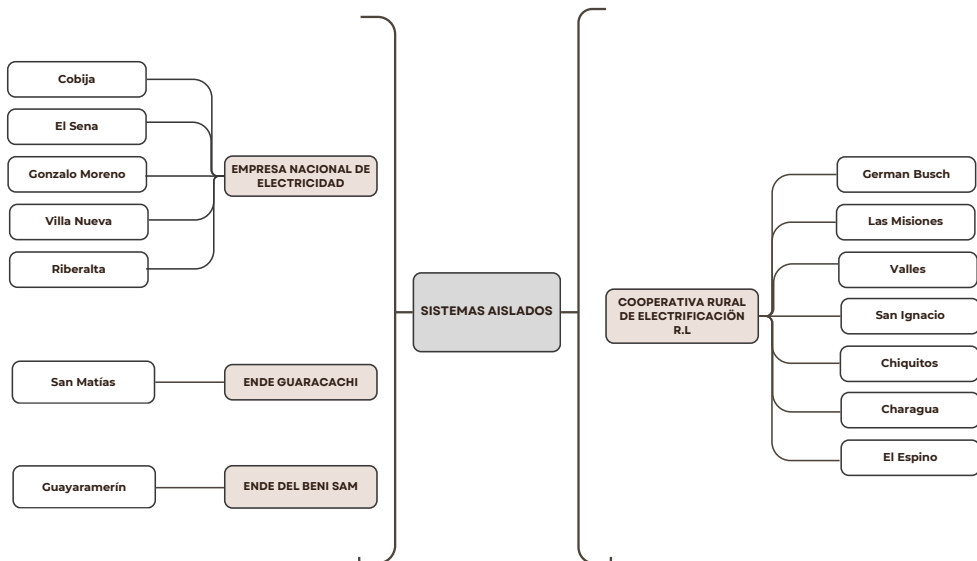


Figura 69. Principales Sistemas Aislados [54]

Considerando la potencia instalada total en Bolivia, que abarca tanto el SIN como los SA, el SIN representa el 90,77% de la capacidad, mientras que los SA contribuyen con el 9,23% restante.

En los SA, la principal fuente de generación es el diésel. Sin embargo, en menor medida, incorporan un enfoque híbrido que combina diversas fuentes de energía,

como microcentrales hidroeléctricas y plantas fotovoltaicas, con el objetivo de mejorar la eficiencia y reducir la dependencia del diésel.

La potencia instalada termoeléctrica desde 1997 a 2023 se presenta a continuación en la Figura 70, en la cual se puede observar un crecimiento sostenido hasta el 2014 donde se conecta Tarija al SIN, una reducción también entre el 2019 y el 2020 posiblemente por la pandemia, y el 2023 por el ingreso de Bermejo al SIN.

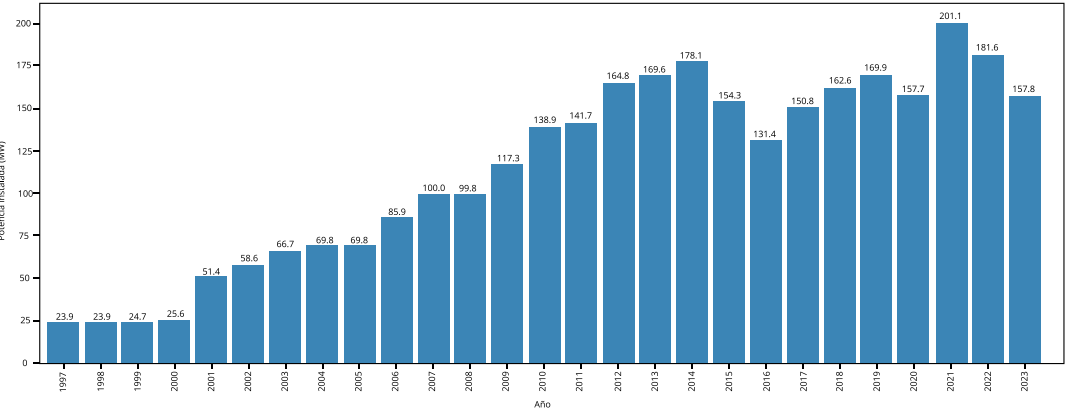


Figura 70. Evolución de la potencia instalada termoeléctrica desde 1997 a 2023 de los SA [54]

En lo que respecta la potencia instalada, Cobija y Riberalta presentan una potencia instalada de 27 MW cada una, el sistema Germán Busch con 23 MW y Guaya-ramerín con 20 MW, para el 2023.

Durante el año 2023, las ventas de energía eléctrica en los SA alcanzaron 368,21 GWh, de este total, el 51,4%, corresponde a CRE R. L., el 34,1% a ENDE, el 8,3% a ENDE DELBENI SAM, el 3,8% a SETAR y el 2,5% a ENDE GUARACACHI S. A.

A continuación, en la Figura 71 se presenta el consumo de energía por categoría en los SA para el año 2023:

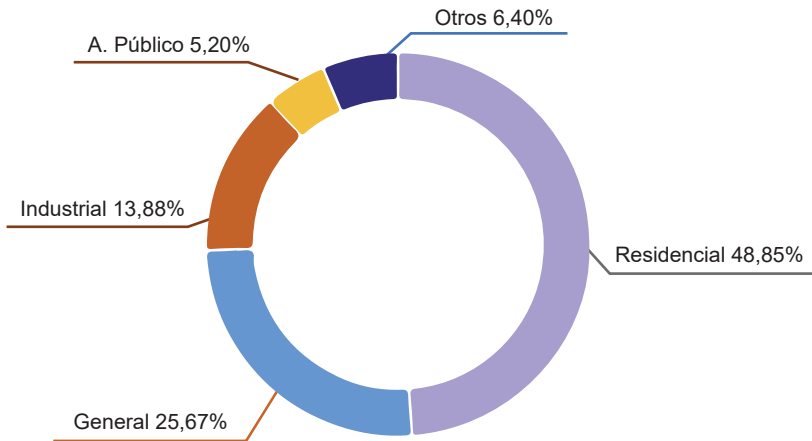


Figura 71. Consumo de energía por categoría en los SA en el 2023. Fuente: Elaborado con base en datos de la AETN

De acuerdo a la Figura 71 en el año 2023, el consumo eléctrico estuvo liderado por el sector residencial, que representó aproximadamente el 50% del total. Le siguió el consumo general, con un 25.67%.

Proyección de la generación eléctrica bruta en los Sistemas Aislados

De acuerdo con los datos disponibles, se ha realizado la proyección de la generación bruta de electricidad (GWh/año), enfocándose principalmente en los SA de Riberalta, Guayaramerín y Cobija. Estos conforman la región del Norte Amazónico y presentan mayores dificultades para su interconexión con el SIN.

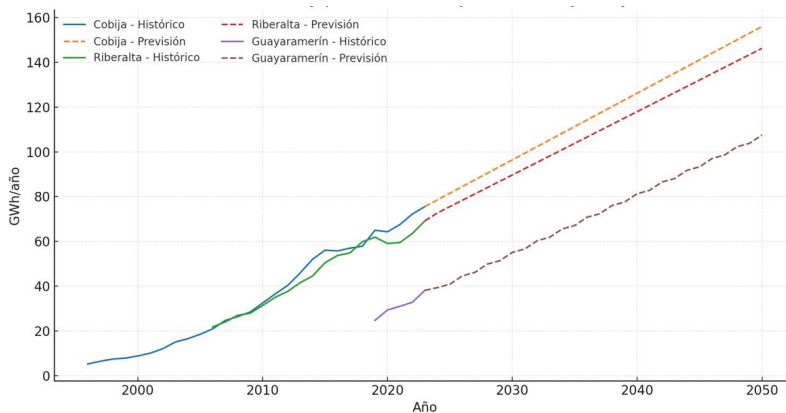


Figura 72. Proyección de generación de electricidad bruta en los SA del Norte Amazónico hasta el 2045

En el caso del Sistema Aislado de Guayaramerín, la disponibilidad limitada de datos de generación bruta hace difícil realizar una proyección precisa a largo plazo. Debido a esta falta de información, es posible que las estimaciones presenten un margen de error considerable. No obstante, con fines ilustrativos, se observa que la generación bruta podría pasar de 25 GWh en 2023 a aproximadamente 55 GWh para el año 2030 y 105 GWh para el año 2050. Sin embargo, esta proyección debe tomarse con cautela debido a las incertidumbres inherentes a los datos disponibles.

En el caso de Cobija se prevé un incremento de la tendencia promedio desde 75,5 GWh a 155 GWh de acuerdo con la previsión esperada para el año 2050. Para el SA Riberalta, se observa que la generación bruta podría pasar de 69 GWh en 2023 a aproximadamente 146 GWh para el año 2050.

Consumo de combustibles fósiles en Sistemas Aislados

En el caso de los SA, el diésel oíl presenta desafíos en cuanto a su transporte, generalmente mediante cisternas. Además, emite una mayor cantidad de gases de efecto invernadero en comparación con el gas natural, el cual debe ser importado y recibe subsidios por parte del Estado. En un capítulo posterior se realizará un análisis económico específico sobre este aspecto.

En años recientes, la política energética boliviana ha procurado equilibrar la continuidad operativa de estos sistemas con la necesidad de diversificar las fuentes de energía y disminuir la dependencia de los combustibles fósiles. Las iniciativas de subsidio y la implementación de proyectos de sistemas híbridos, que integran energías renovables como la solar o la hidroeléctrica, se están posicionando como el nuevo paradigma para las zonas aisladas. Este enfoque no solo responde a las demandas medioambientales, sino que también sienta las bases para una transición energética que permita a las comunidades remotas acceder a un suministro más limpio, eficiente y económico en el largo plazo.

Sin embargo, hasta que estos proyectos híbridos se consoliden, los sistemas térmicos convencionales que utilizan diésel deberán seguir operando. A continuación, en la Figura 73 se presenta el consumo histórico de diésel en los sistemas aislados, clasificado de acuerdo con la empresa responsable de la administración:

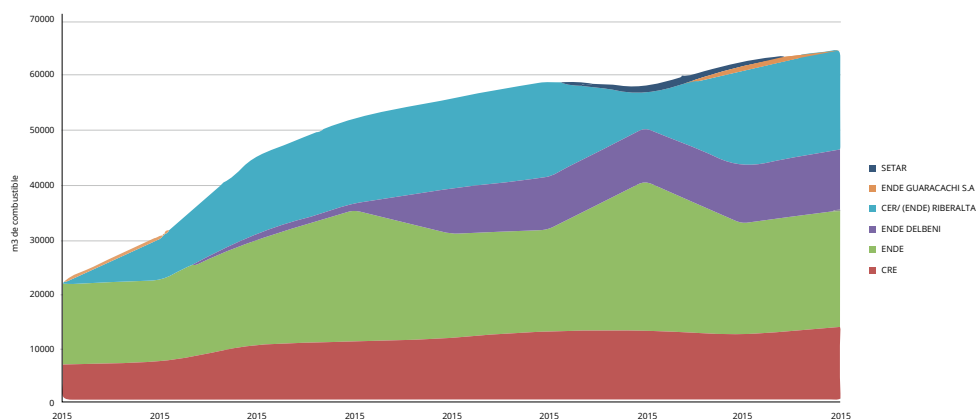


Figura 73. Consumo histórico de combustible para SA por empresa desde 2015 hasta el 2023.
Fuente: Elaborado con base en información de las memorias estadísticas anuales de la AETN

El diésel utilizado para la generación eléctrica en Bolivia tiene un precio regulado de Bs 1,10 por litro, según lo establecido en la Resolución SSDH 583/2001, emitida por la entonces Superintendencia de Hidrocarburos, hoy Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Este valor representa solo el 29,56% del precio del diésel destinado a otros usos, consistente en Bs 3,72 por litro. Además, en comparación con los precios internacionales vigentes, el subsidio al diésel para generación eléctrica alcanza los Bs 7,78 por litro, de acuerdo con la Resolución Administrativa RAR-ANH-DJ-UGN N° 0301/2024, emitida el 1 de julio de 2024. De la misma manera, el costo del gas natural para la generación eléctrica es de 1,30 USD/MPC según lo indicado en el Decreto Supremo N°26037 de 22 de diciembre de 2000.

Evolución histórica de la oferta y demanda de energía eléctrica en el SIN

La oferta eléctrica ha experimentado un notable crecimiento entre 2006 y 2023, triplicando la potencia instalada de 1.183 MW a 3.787 MW, lo que equivale a un crecimiento anual promedio del 8% de expansión en el SIN. Cabe destacar que entre 2018 y 2019 se registró un aumento de potencia instalada significativo del 38%, impulsado principalmente por la incorporación de sistemas de generación termoeléctrica a gas con tecnología de ciclo combinado.

La siguiente gráfica presenta la evolución de la potencia instalada por tecnología en Bolivia desde el año 2006 hasta 2023, con una clara diferenciación de los tipos de tecnologías utilizadas en el país. A lo largo de este período, la potencia termoeléctrica ha sido la principal fuente de energía instalada, representando la mayor proporción del total en todo el periodo. En cuanto a las energías renovables, la energía eólica y la energía solar han tenido una expansión destacada a partir de

2015, con un incremento notable en su capacidad instalada. Sin embargo, la capacidad sigue incrementándose en función a la planificación de mediano y largo plazo.

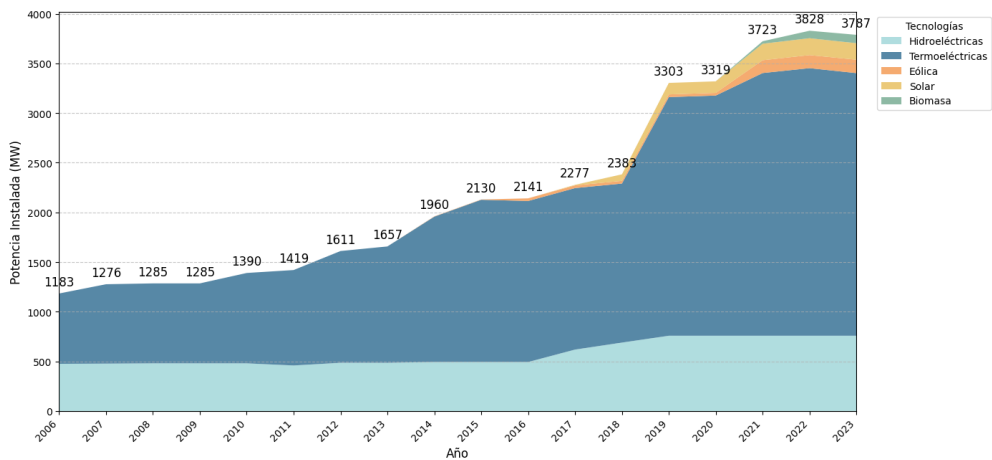


Figura 74. Potencia instalada por fuentes de generación desde el 2006 al 2023. Fuente: Elaboración propia con base en las memorias estadísticas anuales de la AETN

Hasta el año 2010, la generación eléctrica en Bolivia estaba a cargo de empresas privadas. Con la nacionalización, se impulsó la incorporación de proyectos de energía renovable, tanto hidroeléctricos como no convencionales, para garantizar un suministro estable y evitar cortes por falta de energía. Además, se promovió la construcción de plantas termoeléctricas de ciclo combinado debido a su rápida implementación.

Para el 2023, las hidroeléctricas mantienen una capacidad estable cercana a los 757,98 MW. Juntamente con las termoeléctricas son dos fuentes energéticas que conforman la base principal del sistema.

En cuanto a las fuentes renovables, la energía solar ha mostrado un crecimiento constante desde su incorporación en 2017, alcanzando 166,12 MW a finales de 2023. De manera similar, la capacidad instalada de la energía eólica ha llegado a 135 MW en los últimos diez años. Por otro lado, la biomasa ha emergido en los últimos cuatro años, alcanzando 84,3 MW, lo que resalta el creciente interés por explorar fuentes renovables diversas.

La demanda de energía eléctrica (consumo) histórica en el SIN y en sistemas aislados ha mostrado un crecimiento sostenido entre 2006 y 2023, con excepción

del año 2020, cuando se registró una disminución del 3,6% en comparación con 2019, debido a los efectos de la pandemia de COVID-19. Durante el periodo señalado (2006-2023), la demanda energética se ha más que duplicado, reflejando un aumento significativo en el consumo, alcanzando un máximo crecimiento anual cercano al 10% en 2008.

A continuación, en la Figura 75 se presenta la demanda de energía histórica desde el año 2006 hasta el año 2023 por categoría de consumo:

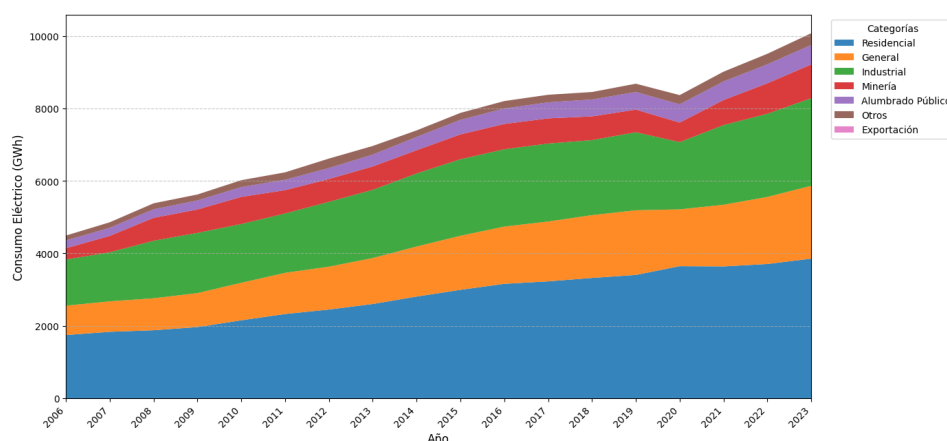


Figura 75. Consumo de energía eléctrica. Fuente: Elaboración propia con base en datos de la AETN (evolución de las ventas de electricidad a consumidor final en SA y el SIN) [54]

Según los datos estadísticos de la AETN en lo que respecta a la potencia máxima de demanda (MW) en cada año, se presenta un crecimiento constante con una tendencia claramente ascendente. Durante los primeros años, el incremento fue moderado, pasando de 544,6 MW en 1996 a 644,9 MW en 2000. Sin embargo, a partir de 2010, el ritmo de crecimiento se acelera, superando los 1.000 MW en 2014 y alcanzando los 1.751 MW en 2023. Esto indica un aumento significativo en la capacidad o demanda energética, impulsado por el crecimiento poblacional, industrialización y mejoras en la infraestructura energética.

Prospectiva energética de mediano y largo plazo

El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) en el Informe de la Programación de Mediano Plazo Noviembre 2024 - Octubre 2028 presenta proyecciones detalladas de la demanda de energía eléctrica hasta el año 2028. Además, se dispone de estimaciones para la demanda de energía eléctrica a largo plazo (2050), las cuales se ilustran en la Figura 76.

De acuerdo con la previsión de mediano y largo plazo del CNDC, se espera un consumo eléctrico según el SIN de 13.253 GWh para el año 2028 y a largo plazo para el 2035 de 19.991 GWh, para el 2040 de 22.343 GWh y para el 2050 de 27.444 GWh.

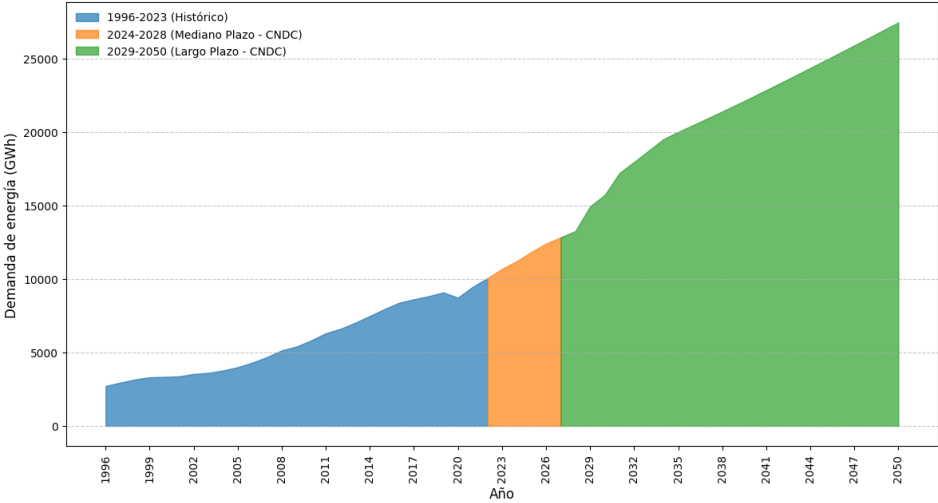


Figura 76. Previsión a mediano y largo plazo del CNDC de demanda de energía en el SIN en GWh anual hasta el 2050 [60]

Asimismo, de acuerdo con el informe de mediano plazo del CNDC, para el 2028 se espera una potencia máxima en el SIN de 2.154 MW y la información a largo plazo para el 2035 de 3.177 MW, mientras que para el 2040 se espera una potencia de 3.577 MW y para el 2050, una de 4.451 MW.

Consideraciones generales de la prospectiva del sector de energía

De acuerdo con la programación de la operación de mediano plazo en el Sistema Interconectado Nacional, correspondiente al período de noviembre de 2024 a octubre de 2028, el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) proyecta el ingreso de nuevas centrales hidroeléctricas con una capacidad total de 501,51 MW, destacando las centrales Juntas, Sehuencas, Umapalca y Palillada. Durante este mismo período, también se prevé el retiro de 19,04 MW.

El informe también destaca la incorporación de plantas fotovoltaicas con una capacidad total de 340,5 MW para el año 2028. Este proyecto incluye varias centrales ubicadas en diferentes regiones de Bolivia, comenzando por el occidente: Uyuni II en el departamento de Potosí, Contorno Bajo en La Paz y Vinto en Oruro. En la región central, se encuentra la central de Santivañez en Cochabamba. Finalmente, en el oriente del país, se encuentra la central de Viru Viru en Santa Cruz.

Además, se prevé la instalación de 261 MW de capacidad para el aprovechamiento de energía eólica, destacando proyectos como Warnes II, El Dorado II y Eólica Santa Cruz, todos ubicados en el departamento de Santa Cruz, en la región oriental de Bolivia. Por otro lado, no se contempla la construcción de nuevas centrales termoeléctricas ni centrales de biomasa durante este período.

A continuación, se presenta la Figura 77, la cual ilustra la contribución de cada tecnología al parque generador boliviano para los años 2023 al 2028, destacando la transición hacia una matriz energética más limpia y sostenible, con un enfoque en fuentes renovables como pilar del crecimiento del sistema eléctrico nacional.

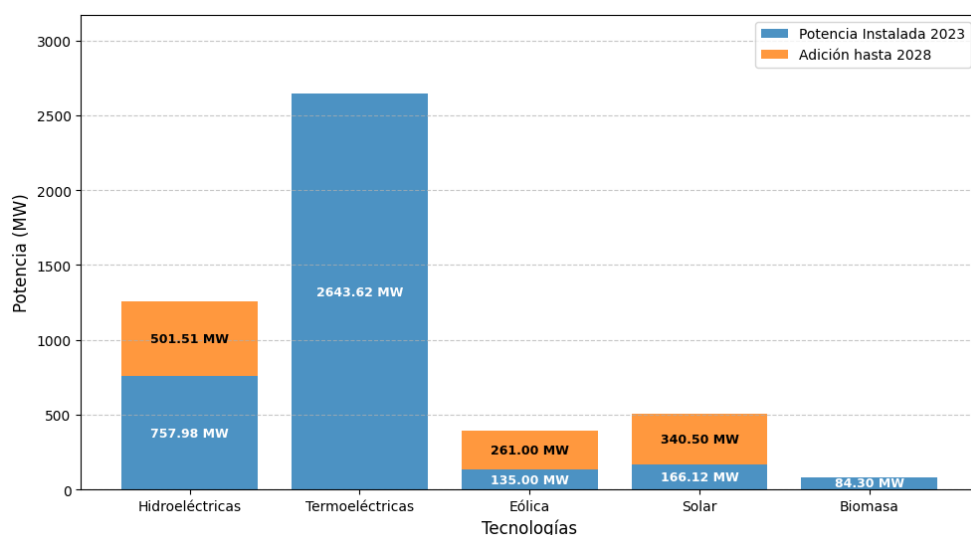


Figura 77. Potencia instalada actual con nuevas incorporaciones por tecnología hasta el 2028.
Fuente: Elaboración propia con base en el Informe de Mediano Plazo del CNDC, y las proyecciones de largo plazo

Hasta el 2028 se prevé una potencia instalada acumulada en hidroeléctricas de 1259,59 MW, mientras que las termoeléctricas tienen 2643,62 MW, sin nuevas incorporaciones previstas como se mencionó. Por su parte, las tecnologías renovables como la solar y la eólica prevén contar con una potencia instalada acumulada de 506,62 MW en solar y 396 MW en eólica, y sin más incorporaciones en biomasa.

Hasta el 2050, en la planificación se tiene proyectado una adición de 3.417 MW de capacidad instalada adicional, distribuida de la siguiente manera: 1.140 MW

provenientes de tecnología solar fotovoltaica, 652 MW de energía eólica, 1.525 MW de energía hidroeléctrica y 100 MW de energía geotérmica. A continuación, se presenta la Figura 78 que detalla la incorporación de potencia por cada tecnología:

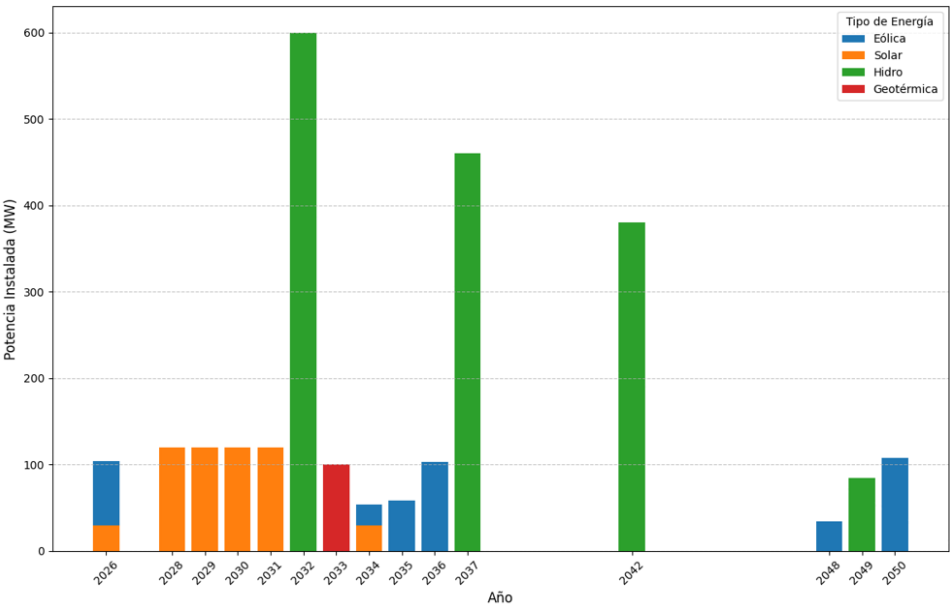


Figura 78. Previsión de incorporaciones por tecnología hasta el 2050 [61]

De acuerdo con las estimaciones presentadas en la anterior gráfica y considerando el ingreso de una potencia adicional de 3.417 MW para el 2050, se proyecta una capacidad instalada acumulada de aproximadamente 8.307 MW. Sin embargo, aunque esta cifra supera la potencia máxima requerida, es fundamental atender los requerimientos de generación necesarios para satisfacer la demanda energética, especialmente al incorporar fuentes renovables, que suelen operar con factores de capacidad bajos. Además, de que para el año 2050 algunas termoelectricas probablemente cumplan con su vida útil.

A modo ilustrativo, para el año 2050 se proyecta un incremento en la generación de aproximadamente 27.444 GWh. En este escenario, resulta interesante evaluar las tecnologías disponibles para estimar la capacidad instalada requerida que permita satisfacer esta demanda. A continuación, se presentan comparaciones de capacidad requerida según diferentes tecnologías, a manera de ejemplo.

- Para generar 27.444 GWh/año utilizando energía solar fotovoltaica, considerando un factor de capacidad del 23%, se necesitarían aproximadamente 13.621 MW de potencia instalada.
- Con un factor de capacidad del 40% para generar 27.444 GWh/año utilizando energía eólica, se necesitarían aproximadamente 7.832 MW de potencia instalada.

A continuación, se presenta en tabla lo señalado:

Tabla 20. Ejemplo ilustrativo de comparación de la potencia requerida para una demanda establecida por diferentes tecnologías de generación. Fuente: Elaboración propia

Tecnología	Generación requerida (GWh/año)	Factor de planta (%)	Potencia requerida (MW)
Solar fotovoltaica	27.444	23	13.621
Eólica		40	7.832

Como se ha mencionado, para cumplir con los objetivos de generación futura es necesario instalar grandes cantidades de potencia proveniente de fuentes de energía renovable intermitente.

Por otra parte, uno de los principales desafíos es la superficie requerida, ya que las fuentes renovables demandan amplias áreas de terreno. A continuación, se presenta una tabla con el promedio de superficie requerida por MWh para cada fuente de energía, incluyendo, además de las fuentes mencionadas anteriormente, la energía nuclear e hidroeléctrica, para facilitar su comparación con las demás tecnologías.

Tabla 21. Superficie estimada requerida según fuente de generación para la generación eléctrica al 2050 [15].

Tecnología	Generación requerida (GWh/año)	Superficie requerida por MWh (m2)	Superficie total requerida (km2)
Solar fotovoltaica	27.444	19	521,46
Eólica		99	2.716,95
Hidroeléctrica		14	384,22
Nuclear		0,3	8,23

Los valores de superficie promedio requerida por metro cuadrado fueron obtenidos de la Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa (UNECE por sus siglas en inglés), los cuales indican que para cumplir con la generación

estimada al 2050 se requerirían alrededor de 2700 kilómetros cuadrados para la generación eólica, 520 para la solar fotovoltaica, 384 para la hidroeléctrica y 8,23 para la nuclear.

La diferencia se debe a la alta densidad energética del uranio empleado como combustible nuclear en reactores nucleares de potencia.

SMR en Bolivia

Tal como se mencionó en capítulos previos, los SMR son reactores modulares y de menor escala que se integran con facilidad en sistemas híbridos, complementando a las renovables (solar/eólica) al aportar energía constante y capacidad de seguimiento de carga cuando aquellas no están disponibles. Su seguridad pasiva y alta confiabilidad mejoran la estabilidad y resiliencia de la red frente a variaciones de demanda y eventos imprevistos. Además, optimizan el uso del combustible (ciclos más largos y menor gestión de combustible gastado), lo que reduce costos operativos y el impacto ambiental. Aunque requieren inversión inicial significativa, sus beneficios de largo plazo en estabilidad, sostenibilidad e independencia energética los convierten en una opción estratégica para modernizar y diversificar las redes eléctricas.

Desde el punto de vista de cubrir la demanda eléctrica, los SMR cuentan con un factor de planta superior al 90%.

Considerando las proyecciones de largo plazo mencionados en los apartados anteriores, se proponen dos alternativas. La primera consiste en la incorporación de 600 MW de capacidad de generación mediante SMR al SIN hasta el año 2035, con una distribución geográfica y temporal específica: 300 MW se instalarían en el departamento de Santa Cruz en el año 2030 y los 300 MW restantes en el occidente del país en 2035, en asociación con el proceso de industrialización del litio.

Implementación en el SIN

Se plantea la implementación de SMR en el SIN, con el objetivo de reemplazar fuentes de generación intermitente previstas en los proyectos de incorporación de generación a largo plazo, sustituyéndolas por fuentes de generación firme, como la energía nuclear. En este contexto, se propone que, para el año 2030, se retire de la planificación los siguientes proyectos de generación intermitente, siendo reemplazados por SMR.

Tabla 22. Propuesta de retiro de planificación de incorporación de proyectos intermitentes para ser reemplazados por SMR

Tecnología	Proyecto	Capacidad (MW)	Departamento	Horizonte
Solar fotovoltaico	Kolcha K I	120	Potosí	2030
Solar fotovoltaico	Chichas	120	Potosí	2030
Eólico	Cabezas II	50	Santa Cruz	2030
Solar fotovoltaico	Toco I	30	Cochabamba	2035
Eólico	Buena Vista I	54	Santa Cruz	2035
Eólico	Eólica 2034	39	Santa Cruz	2035
Eólico	Qollpana III	51	Cochabamba	2035
Eólico	Eólica 2035	59	Santa Cruz	2035
Eólico	Eólica 2036	103	Santa Cruz	2035

Con esta configuración, la incorporación total hasta 2050 se proyecta a 3.391 MW (frente a los 3.417 MW previstos originalmente con una mayor participación de fuentes intermitentes). Se mantiene la incorporación de tecnologías hidroeléctricas con 1.525 MW y geotérmicas con 100 MW, mientras que se reduce la capacidad de energía solar y eólica a 870 MW y 296 MW, respectivamente. Además, se incorpora tecnología nuclear con 600 MW, como se había mencionado previamente, considerando que la potencia puede ser cubierta por SMR con un notable mejor factor de potencia.

A continuación, se presenta la Figura 79 respecto a la planificación de incorporación hasta 2050 por tecnología:

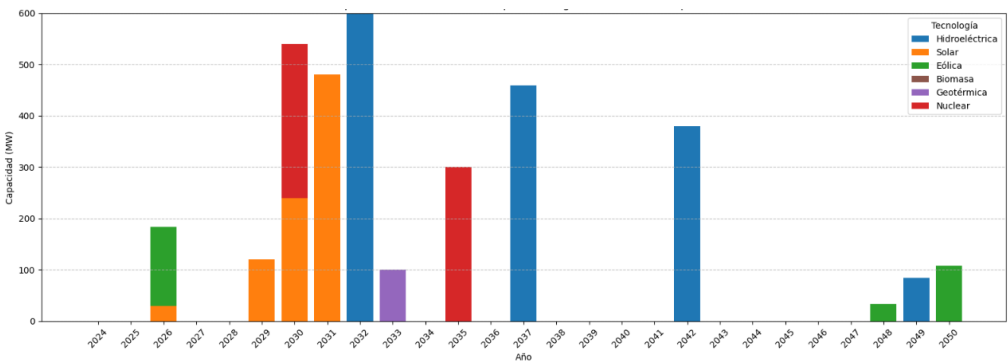


Figura 79. Propuesta de incorporaciones por tecnología hasta el 2050, incluyendo 600 MW de adición nuclear

El escenario propuesto incluye la incorporación de SMR para el año 2030 con 300 MW y otros 300 MW para el año 2035, desplazando generación intermitente como la solar y eólica, de acuerdo con lo mencionado. En el siguiente análisis se presenta cómo cambiaría la matriz energética prevista al 2050 con la inclusión de SMR.

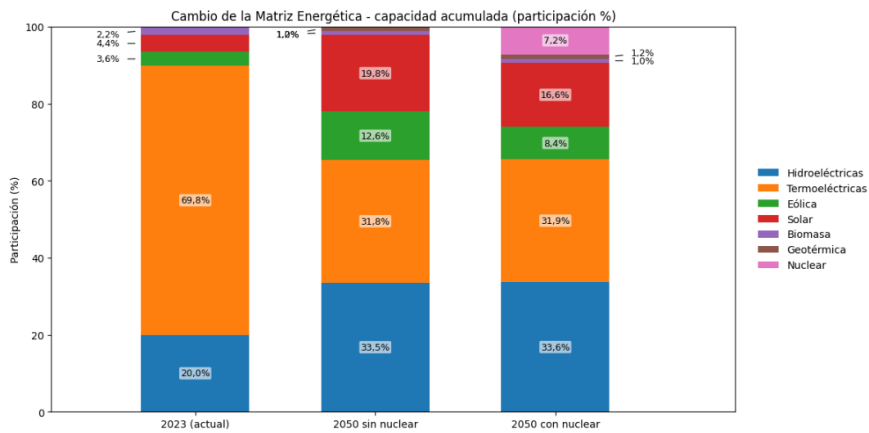


Figura 80. Cambio de la matriz energética con la inclusión de SMR al 2050. Fuente: CNDC

En la Figura 80 se observa el cambio en la matriz energética nacional en el SIN en términos de potencia instalada, en el que se presentan dos escenarios: el primero con la capacidad acumulada de generación en un escenario que no incluye la incorporación de SMR y sin reducir las plantas de generación renovable intermitente señaladas en la Tabla 22, y el segundo escenario, el cual considera la incorporación de 600 MW con tecnología nuclear al 2050.

Con la incorporación de SMR, el cambio más importante se encuentra en la reducción de presencia termoeléctrica de 69,8 a 31,9%. La generación hidroeléctrica se incrementa hasta casi un 34%, mientras que las renovables (eólica, biomasa, geotérmica y solar) llegan aproximadamente a un 27% y la nuclear supera el 7%. Si bien se observa una diferencia porcentual importante, es importante señalar que por el alto factor de planta (mayor al 90%) de la nuclear, esta tendría mayor presencia en cuanto a generación de energía.

Por otro lado, para alcanzar la proyección previamente señalada es fundamental considerar la repotenciación o la extensión de la vida útil de las plantas de generación hacia el año 2050. Esto se debe a que muchas de estas instalaciones deberán ser repotenciadas o incluso reconstruidas para poder seguir operando. Según el Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025 y la información

disponible sobre los distintos proyectos, se establece la siguiente vida útil para las plantas de generación:

- Generación térmica: 20 años
- Generación hidroeléctrica: 50 años
- Proyectos geotérmicos: 30 años
- Proyectos solares fotovoltaicos: 25 años
- Proyectos eólicos: 20 años.

En ese sentido, de acuerdo con la evaluación realizada, las plantas termoeléctricas actualmente en operación deberán someterse a procesos de repotenciación o a una reposición integral de sus componentes, con el fin de garantizar su operatividad hasta el año 2050.

De manera similar, las plantas solares fotovoltaicas como Yunchará, Oruro I, Oruro II y Uyuni, que comenzaron a operar antes de 2021, deben someterse a una evaluación para determinar la viabilidad de su repotenciación.

Asimismo, las plantas eólicas Qollpana (que entraron en operación antes de 2016), Warnes I, San Julián y El Dorado, ubicadas en el departamento de Santa Cruz y que comenzaron a operar antes de 2021, también deben considerar procesos de repotenciación con el fin de cumplir con las proyecciones establecidas para el año 2050.

Finalmente, una de las principales ventajas de la energía nuclear es la larga vida útil de sus plantas, la cual no solo es significativa desde el inicio de su operación, sino que además puede ser extendida aún más mediante procesos de modernización y mantenimiento adecuados.

Capítulo 7. PROYECTOS DE SMR EN LUGARES AISLADOS Y APLICACIONES DE COGENERACIÓN

Evaluación del impacto de SMR en sistemas aislados

Como se mencionó anteriormente, los SMR se presentan como una solución ideal para regiones alejadas de las redes eléctricas convencionales, donde la generación local constituye la única alternativa viable. En el caso de Bolivia, la generación eléctrica en sistemas aislados depende predominantemente de plantas termoeléctricas basadas en diésel. Sin embargo, algunos sistemas como los de Cobija, El Sena y El Espino han comenzado a incorporar tecnologías de hibridación con energía solar fotovoltaica, marcando un avance hacia el aprovechamiento de fuentes renovables.

De acuerdo con las proyecciones de generación bruta de los Sistemas Aislados realizados en el capítulo anterior, considerando un escenario de previsión promedio o Business as Usual (BAU), se estima que para el año 2050 el SA de Cobija se incremente en 106,4 %, el SA de Riberalta en 114,4% y el SA de Guayaramerín en 182%, que como se mencionó previamente, comprenden el Sistema Norte Amazónico.

A continuación, en la Figura 81 se presenta un resumen de estas proyecciones:

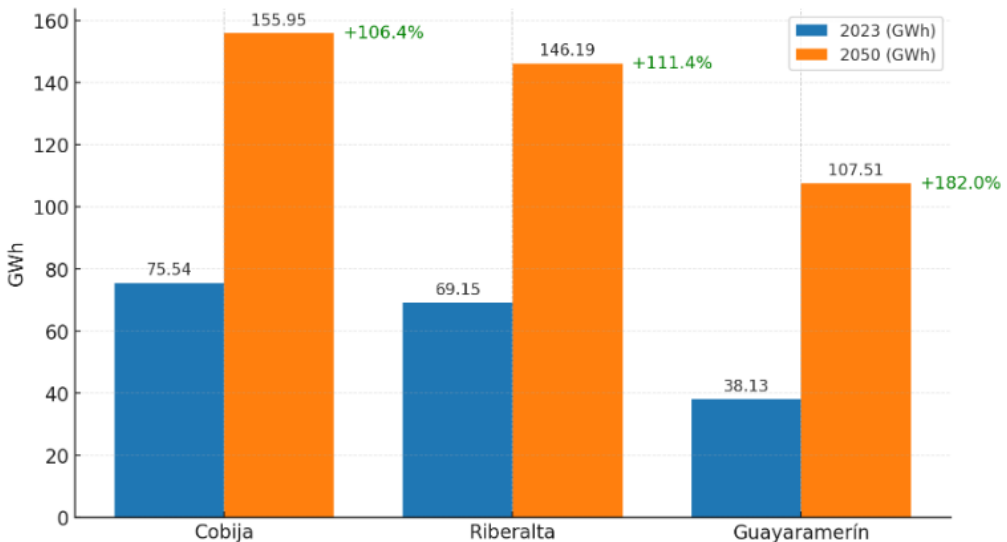


Figura 81. Comparación de generación eléctrica bruta entre el 2023 y la previsión al 2050

En ese sentido, considerando las estimaciones de generación eléctrica bruta y de acuerdo con el cálculo de potencia para la incorporación de un SMR en sistemas aislados, a continuación se presentan las potencias requeridas para SMR en sistemas aislados.

Se realiza la estimación empleando la siguiente formula:

$$P=\frac{G}{T} *F$$

Donde P es la potencia en megavatios (MW), G es la generación bruta anual en gigavatios-hora (GWh), T representa el total de horas en un año (8760 horas), y F corresponde al factor de capacidad del SMR, que usualmente varía entre 0,85 y 0,95 (en este estudio se adoptó un valor típico de 0,90). Este enfoque permite estimar la capacidad instalada necesaria para garantizar el suministro energético de manera continua y eficiente, considerando las características operativas específicas de los SMR:

Tabla 23. Estimación de potencia requerida para los SA analizados.
Fuente: Elaboración propia

Sistema Aislado	Generación bruta estimada (GWh)	Potencia calculada (MW)
Cobija	155,95	19,78
Riberalta	146,19	18,54
Guayaramerín	107,51	13,64
TOTAL	409,65	51,96

Según los cálculos realizados, las potencias requeridas para cubrir la demanda de generación eléctrica en los sistemas aislados de Cobija, Riberalta y Guayaramerín son de 19,78 MW, 18,54 MW y 13,64 MW, respectivamente. En caso de integrarse estos sistemas en un único sistema interconectado, un SMR de 50 MW podría abastecer de manera continua la demanda eléctrica conjunta hasta el año 2050, permitiendo así el desplazamiento progresivo del consumo de diésel.

Proyección de consumo combustible en sistemas aislados

Tal como se mencionó en el capítulo anterior, el diésel empleado para la generación eléctrica se cotiza a Bs 1,10 por litro según lo indicado en la resolución SSDH 583/2001, emitida por la Superintendencia de Hidrocarburos, actualmente Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), lo que equivale al 29,56% del precio del diésel destinado a otros usos, que es de Bs 3,72 por litro. Además, en comparación con los precios internacionales actuales, el subsidio del diésel para generación eléctrica asciende a Bs 8,88 por litro, cifra que representa el 12,5% del precio internacional de acuerdo con la ANH (según la Resolución Administrativa RAR-ANH-DJ-UGN N° 0301/2024, de fecha 1 de julio de 2024).

Según los cálculos realizados y con base en la estimación del consumo proyectado, a continuación se presenta la proyección anual del consumo de combustible requerido y la subvención anual hasta el año 2050. Para satisfacer la demanda eléctrica del Norte Amazónico se requeriría un volumen acumulado aproximado de 2.158.690 m³ de diésel hasta el año 2050, de acuerdo con el siguiente detalle por sistema aislado:

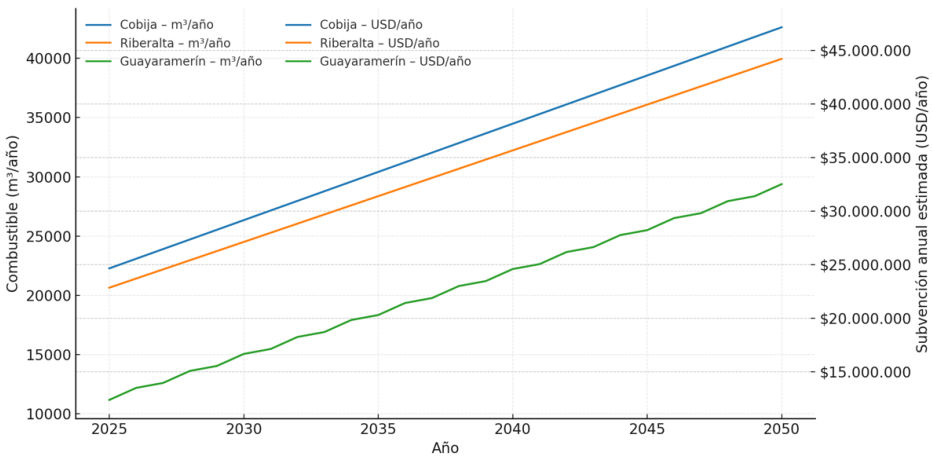


Figura 82. Proyección de consumo anual de combustible en m3 y proyección de subvención anual para el 2050 para el Norte Amazónico

A continuación, se presenta de manera acumulada la estimación de la subvención de combustibles para sistemas aislados entre los años 2025 y 2050:

Tabla 24. Estimación de dinero requerido entre 2025 y 2045 para los Sistemas Aislados analizados

Sistema Aislado	Subvención estimada acumulada del 2025 al 2050 [USD]
Cobija	933.371.930
Riberalta	871.558.121
Guayaramerín	583.276.655
TOTAL	2.388.206.706

Se estima, de manera preliminar, una subvención a combustibles fósiles en los sistemas aislados del orden de USD 2,3 mil millones. En este contexto, la incorporación de SMR en dichos sistemas ofrecería una fuente de energía confiable y segura, con menor dependencia del diésel, lo que reduciría costos operativos a largo plazo, además de disminuir la exposición a la volatilidad y al desabastecimiento de combustibles.

Bajo el supuesto de incorporar SMR en el Sistema Norte Amazónico (SNA) a partir de 2035, se proyecta un desplazamiento acumulado de combustible de $\approx 1,16$ millones de m^3 hacia 2050, lo que valorado a precios internacionales del diésel equivale a unos USD 1,5 mil millones. Estos resultados se ilustran en la Figura 83.

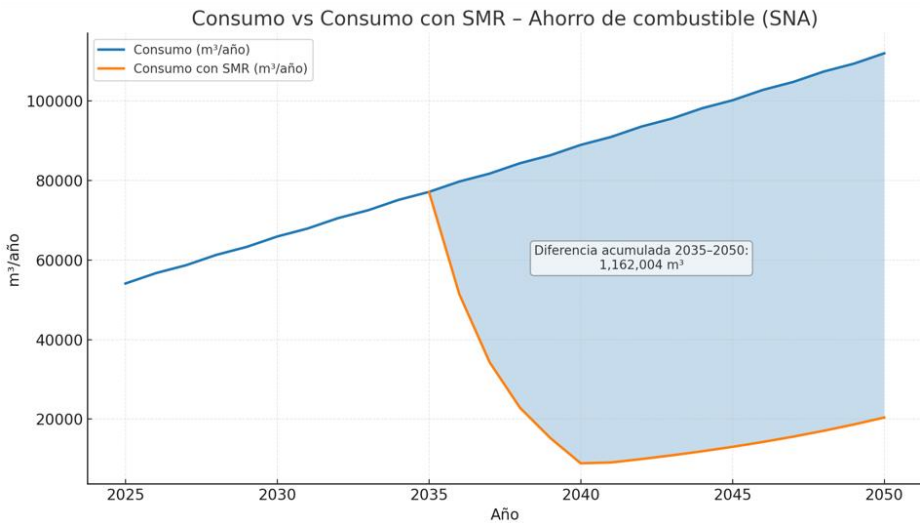


Figura 83. Proyección de desplazamiento de consumo anual hasta el 2050 de combustible en m^3 con la incorporación de un SMR en el año 2035 para el Norte Amazónico

Además, con el desplazamiento de combustible utilizado en los sistemas aislados se evitaría lo equivalente a más de 3 millones de toneladas de CO₂.¹

En ese sentido, la incorporación de SMR en sistemas aislados, combinados con renovables no convencionales (solar y eólica), ofrece una solución sostenible y confiable: los SMR aportan generación firme que compensa la variabilidad renovable y mejora la fiabilidad local. Si estos sistemas se conectan al SIN, la capacidad instalada de los SMR puede compartirse con otras regiones, fortaleciendo la estabilidad del sistema, ampliando la flexibilidad operativa y reduciendo la vulnerabilidad de las zonas aisladas. Además, la interconexión facilita una mayor penetración de sistemas de generación, optimizando su distribución y aprovechamiento para un funcionamiento más sostenible del conjunto.

Aplicaciones en cogeneración nuclear

La cogeneración nuclear se está utilizando en pequeña escala comparado con la generación nucleoelectrónica. Asimismo, de acuerdo con Agencia Nuclear de Energía [62], las aplicaciones de cogeneración a la fecha se han limitado a aplicaciones de baja temperatura, como la desalinización y calefacción distrital, que requieren energía térmica a temperatura de hasta un máximo de 200 °C. No obstante, con el desarrollo de los nuevos conceptos de reactores nucleares existe un gran potencial de usos en mayores aplicaciones que requieren mayores temperaturas, que tendrán temperaturas de salida del circuito secundario más altas y, por tanto, podrán suministrar calor para una mayor variedad de procesos industriales [63].

Entre los principales productos del uso de la energía nuclear en sistemas energéticos se tiene la generación de electricidad. No obstante, la viabilidad de las aplicaciones no energéticas se ha demostrado a través de 67 reactores en todo el mundo [62].

La cogeneración consiste en la integración de las centrales nucleares con otros sistemas y aplicaciones. El calor generado por estas plantas puede utilizarse para producir diversos productos, como calefacción, calor para procesos industriales, desalinización e hidrógeno. El uso de la energía nuclear para cogeneración ofrece varios beneficios económicos, ambientales y relacionados con la eficiencia. Las opciones de cogeneración varían según la tecnología, el tipo de reactor, el tipo de combustible y el nivel de temperatura.

Varios proveedores han empezado también a desarrollar SMR, algunos de los

¹ https://www.eia.gov/environment/emissions/co2_vol_mass.php

cuales se basan en conceptos de la IV generación. Algunos de estos conceptos se destinan a aplicaciones de cogeneración, como la desalinización del agua de mar, la producción de hidrógeno rosa y la producción industrial. En particular, los avances en el diseño de reactores de alta temperatura de IV generación y de sistemas de almacenamiento térmico de energía se presentan para que las aplicaciones térmicas nucleares de alta temperatura sustituyan a los combustibles fósiles [62].

Una planta de cogeneración nuclear presenta desafíos y oportunidades adicionales en comparación con las plantas nucleares dedicadas exclusivamente a la generación de electricidad debido a la participación de un mayor número de partes interesadas. Las plantas de cogeneración atienden a dos mercados distintos: electricidad y calor.

En una central nuclear, la energía térmica se obtiene a partir de eventos de fisión nuclear, cuya energía liberada se convierte en calor. Una parte del calor, normalmente entre el 30-50%, dependiendo del diseño del sistema [64], se convierte en electricidad, mientras que el calor restante, que no puede ser aprovechado en el proceso de conversión, suele disiparse al medioambiente como residuo térmico. Este “residuo” puede aprovecharse en diferentes aplicaciones como se ve en la Figura 84:

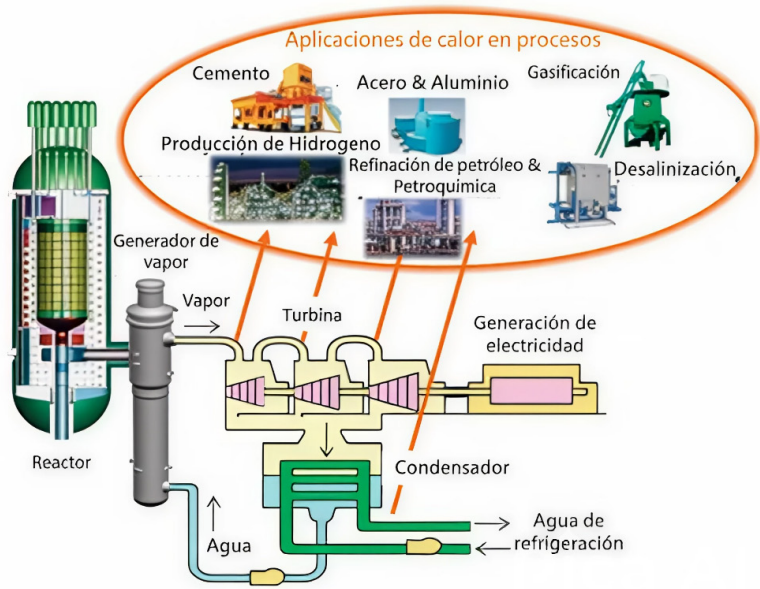


Figura 84. Esquema general de las aplicaciones del calor industrial en la cogeneración nuclear [64]

Aplicaciones de la cogeneración nuclear

El parámetro más importante que define los segmentos del mercado de cogeneración es la temperatura de salida en el circuito secundario. En ese sentido, dependiendo del uso del calor se debe asignar la infraestructura necesaria como también las diversas tecnologías de los SMR.

Según la aplicación, pueden ser necesarias diversas tecnologías de reactores. Por ejemplo, los reactores de agua ligera (LWR) suelen operar a temperaturas de salida del circuito secundario cercanas a 300 °C, mientras que los reactores enfriados por metal líquido (LMR) funcionan alrededor de los 500 °C, y los reactores de alta temperatura enfriados por gas (HTR) operan en un rango de 700 a 1000 °C [62].

La Figura 85 resume las temperaturas de salida, así como las posibles aplicaciones. Las opciones de cogeneración pueden variar en función de la tecnología, el tipo de reactor, el tipo de combustible y el nivel de temperatura.

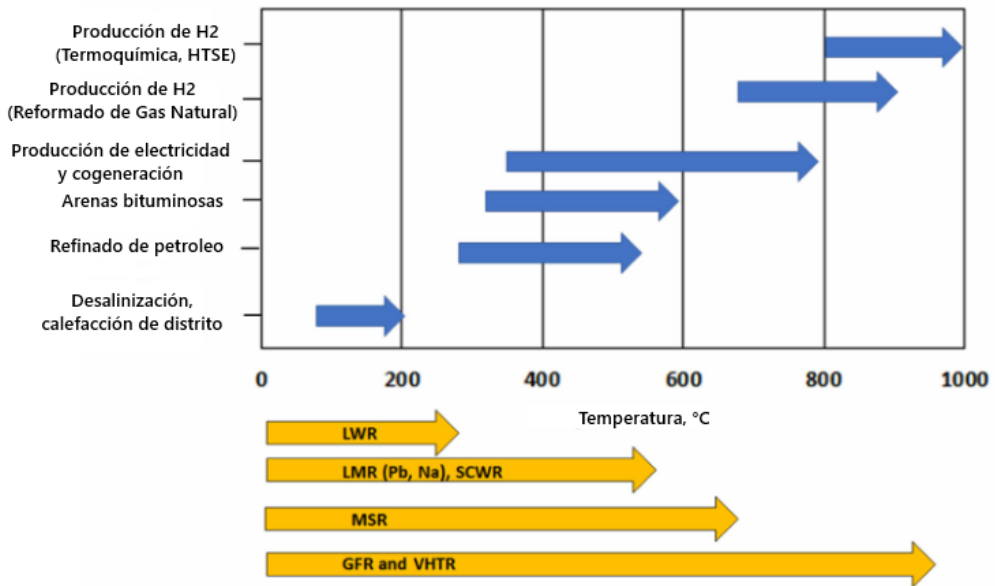


Figura 85. Posibles oportunidades de cogeneración para reactores de IV generación [62]

Los LWR, HWR y SMR son adecuados para su uso en sistemas de calefacción urbana y desalinización debido a su rango de temperatura de trabajo de 280-325 °C. El rango de temperaturas de trabajo de otros tipos, como LMFR, HTGR, SCWR, GFR y MHR, es de 500-800 °C, lo que los hace adecuados para diversas

opciones de cogeneración. El elevado rango de temperaturas de trabajo de 750-950 °C de los HTGR que utilizan helio como refrigerante los hace adecuados para la generación de calor de proceso e hidrógeno en modo de cogeneración. Los rangos de temperatura de trabajo de SCWR (430-625 °C), GFR (~850 °C) y MSR (750-1000 °C) las hacen adecuadas para la producción de hidrógeno, calor de proceso y desalinización de agua de mar cuando se utilizan como sistemas de cogeneración [65].

Potenciales aplicaciones de cogeneración en Bolivia

En Bolivia, los SMR pueden convertirse en nodos multipropósito capaces de suministrar electricidad tanto al Sistema Interconectado Nacional como a sistemas aislados. Además, su operación en cogeneración permite entregar simultáneamente electricidad y calor de proceso a las industrias. Entre las aplicaciones asociadas destaca la desalinización, que puede producir agua potable para la población y agua para uso industrial. En conjunto, la integración de SMR busca optimizar el uso de la energía y cubrir de manera más eficiente los requerimientos energéticos del país. A continuación, en la Figura 86 se presenta un esquema de las potenciales aplicaciones de los SMR en Bolivia:

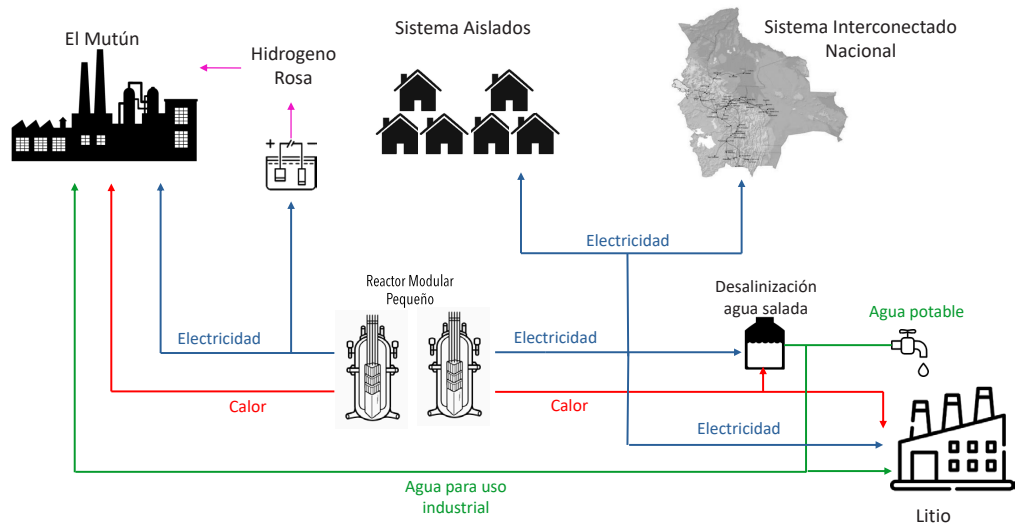


Figura 86. Potenciales aplicaciones de SMR en Bolivia

En el caso de Bolivia, se identificaron preliminarmente dos sitios de implementación, en el oriente y occidente boliviano, y dado que cada sitio tiene sus características particulares, las aplicaciones de cogeneración serán diferentes para cada una de estas ubicaciones.

A continuación, se presenta la Tabla 25 con las aplicaciones de cogeneración requeridas según la ubicación:

Tabla 25. Aplicaciones de cogeneración para los sitios potenciales de implementación de SMR en Bolivia. Fuente: Elaboración propia

Sitio	Aplicaciones de cogeneración principal
Oriente boliviano (El Mutún)	Provisión de calor para procesos industriales y electricidad.
Occidente boliviano (Salar de Uyuni)	Desalinización de agua salada, provisión de calor para procesos industriales y electricidad.

A continuación, se describe cada uno de los sitios elegidos preliminarmente:

Oriente boliviano - El Mutún

En la industria metalúrgica, la energía nuclear puede contribuir a producción de acero y hierro, proceso conocido por consumir mucha energía.

En Bolivia, de acuerdo con estudios realizados, el cerro Mutún es un yacimiento de hierro importante que contiene hierro en gran cantidad y manganeso en menor proporción. El potencial estimado de reservas del Mutún es de 40 mil millones de toneladas de mineral de hierro y 10 millones de toneladas de manganeso. Estas cifras hacen que el Mutún se considere como la reserva de mineral más grande del mundo [66].

Esta vasta reserva mineral representa una oportunidad significativa para el desarrollo económico y la industrialización de Bolivia. A lo largo de los años, el yacimiento del Mutún ha captado la atención de inversores nacionales e internacionales debido a su potencial para transformar a Bolivia en un actor clave en la industria global del acero.



Figura 87. Construcción de la Planta Siderúrgica del Mutún. Fuente: Ministerio de Minería y Metalurgia

Según la Empresa Siderúrgica del Mutún la construcción del Proyecto Siderúrgico se encuentra a 22,5 km de Puerto Suárez, y la superficie de emplazamiento de la Planta es de 45 ha.

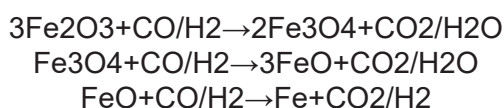
La Planta Siderúrgica Integrada del Mutún producirá 194,000 toneladas de barras corrugadas de construcción y alambIÓN [66]. El Proyecto incluye siete unidades que son las siguientes:

1. Planta de concentración
2. Planta de Pellet
3. Planta de Hierro de Reducción Directa (DRI)
4. Planta de acería
5. Planta de laminación
6. Generación de gas
7. Áreas auxiliares: estanques de relaves, acueducto, gasoducto y otras subelementos.

La reducción directa del hierro es la eliminación de oxígeno del mineral de hierro u otros materiales que contienen hierro en estado sólido, es decir, sin fundirse. Los agentes reductores son el monóxido de carbono y el hidrógeno, procedentes del gas natural reformado, el gas de síntesis o el carbón. El mineral de hierro se utiliza principalmente en forma de pellets y/o grumosos.

Los procesos de reducción directa se pueden dividir en dos categorías: a base de gas y a base de carbón. En ambos casos, el objetivo del proceso es eliminar el oxígeno contenido en diversas formas del mineral de hierro (mineral clasificado, concentrados, pellets, cascarilla de laminación, polvo de horno, etc.), para convertir el mineral en hierro metálico, sin necesidad de fundirlo (por debajo de 1200 °C.

Las siguientes reacciones convierten sucesivamente la hematita (del mineral de hierro) en magnetita, la magnetita en óxido ferroso y el óxido ferroso en hierro por reducción con monóxido de carbono o hidrógeno [67].



La explotación del Mutún no solo podría satisfacer la demanda interna de hierro y acero, sino que también abriría oportunidades para la exportación a mercados internacionales, mejorando así la balanza comercial del país. Además, el desarrollo del complejo minero-industrial en el Mutún podría estimular la creación de empleos y fomentar el desarrollo de infraestructura en la región, contribuyendo al crecimiento económico y social de Bolivia.

Requerimientos de cogeneración nuclear en el Mutún

De acuerdo con la información de la Empresa Siderúrgica del Mutún, la planta tendrá una central eléctrica de capacidad de 105 MW, en la cual se estima que su demanda máxima de energía eléctrica alcanzará los 90 MW, principalmente por los hornos de fundición. La energía que se generará será a partir de gas natural y será la que abastecerá a las plantas de concentración, peletización, de reducción directa, de aceración, tratamiento de escorias, laminación, laboratorios, talleres de mantenimiento y otros [67].

Se estima que la planta siderúrgica necesitará un volumen de alrededor de 400 metros cúbicos de agua por día a través de un ducto de 15 kilómetros [67].

Con objeto de optimizar el potencial del Mutún, la integración de la cogeneración nuclear puede ser una alternativa atractiva además de la generación de electricidad. Estas aplicaciones son capaces de proporcionar soluciones sostenibles con los requerimientos de explotación del sitio.

No obstante, de acuerdo con la información provista por la Empresa Siderúrgica

del Mutún los requerimientos térmicos demandan temperaturas por encima de los 1000 °C, tal como se puede observar a continuación:



Figura 88. Temperatura de los requerimientos térmicos de la Planta Siderúrgica del Mutún. Fuente: Elaborado a partir de datos de la Empresa Siderúrgica del Mutún

Provisión de calor para procesos industriales: la demanda térmica de los procesos metalúrgicos supera en todos los procesos los 150 MWt (ESM).

El procesamiento del mineral de hierro en el Mutún se basa en el método de reducción directa, que requiere temperaturas superiores a los 1000 °C. Actualmente, es difícil con diseños de SMR llegar a estas temperaturas, sin embargo, pueden ser empleados para la provisión de calor para procesos industriales auxiliares como los siguientes:

- Precalentamiento de la materia prima
- Calentamiento de fluidos
- Tratamiento de aguas residuales.

La integración de un SMR ofrece la ventaja de poder incrementar la eficiencia energética de la planta durante su operación, lo cual reduce costos operativos y dependencia en el gas natural. Además, se podría evaluar la aplicabilidad de la generación de hidrógeno para la reducción directa de hierro.

Inicialmente, de acuerdo con la configuración de la Planta Siderúrgica del Mutún, el uso de gas natural es fundamental para satisfacer tanto los requerimientos térmicos como eléctricos del proceso. Asimismo, se prevé utilizar este recurso como insumo para la producción de hidrógeno, destinado a la reducción directa de hierro. A continuación, se presenta un esquema de lo señalado:

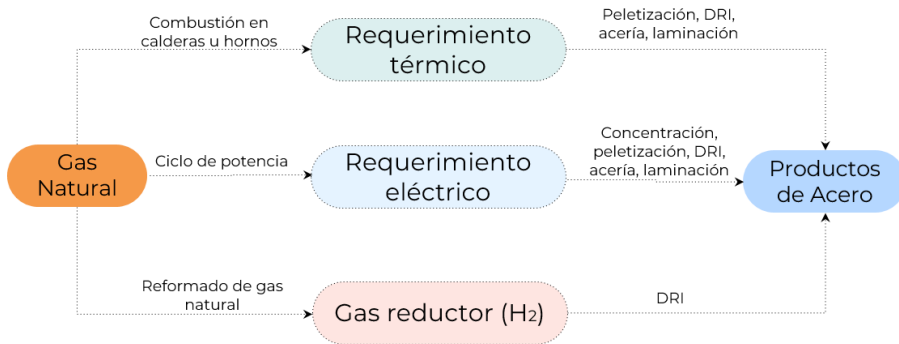


Figura 89. Requerimientos energéticos actuales de la Planta Siderúrgica del Mutún

Actualmente, la Planta Siderúrgica del Mutún utiliza gas natural como fuente principal de energía para cubrir sus requerimientos, empleándolo como combustible en diversos procesos. La propuesta de incorporar un SMR en modo de cogeneración tiene como objetivo sustituir el uso de gas natural en tres áreas clave: generación eléctrica, suministro térmico para procesos de precalentamiento o calentamiento, y producción de hidrógeno mediante electrólisis (hidrógeno rosa) para el proceso DRI.

Bajo esta propuesta, el gas natural se limitaría únicamente a cubrir los requerimientos térmicos de alta temperatura, como se detalla a continuación:

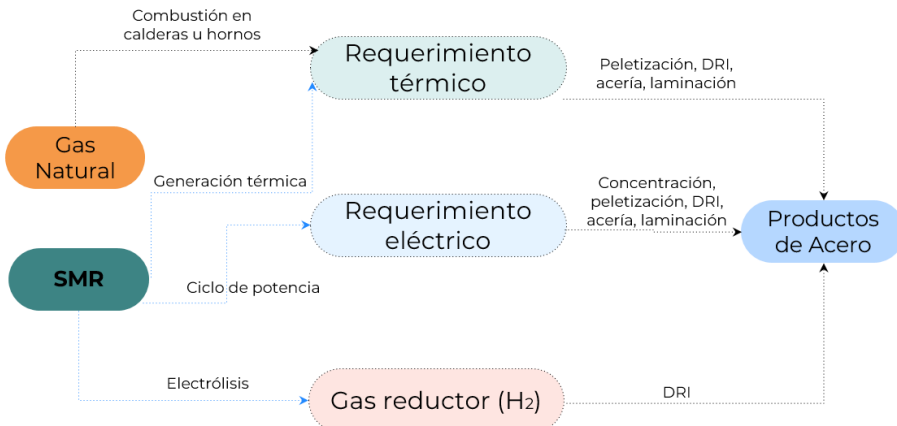


Figura 90. Requerimientos energéticos con la propuesta de SMR en la Planta Siderúrgica del Mutún

En este contexto, con el objetivo de evaluar el posible desplazamiento del gas natural, se presenta a continuación un ejercicio en el que se plantea cubrir la demanda eléctrica estimada de 105 MWe mediante la instalación de un SMR.

Con la implementación de un SMR como fuente de generación eléctrica, no será necesario recurrir al gas natural ni a tecnologías térmicas convencionales, como ciclos combinados o abiertos. De esta manera, el gas natural actualmente destinado a la generación eléctrica podría ser redirigido a otros usos industriales o incluso destinado a la exportación.

Tabla 26. Estimación de desplazamiento de gas natural. Fuente: Elaboración propia a partir de información compartida por ESM

Concepto	Unidad	Valor
Potencia	[MWe]	105
Horas equivalentes	[Hrs]	7884
Producción	[GWh/año]	827
Poder calorífico del gas natural	[BTU/ft3]	934,25
Rendimiento térmico promedio	[BTU/kWh]	10.152,96
Consumo específico de gas promedio	[ft3/kWh]	10,87
Ahorro de gas natural	[Mft3/año]	8.996.332
	[MMm3/día]	0,7

De acuerdo con la información proporcionada por la Empresa Siderúrgica del Mutún, se estima que la demanda eléctrica aumentará progresivamente a lo largo del tiempo, alcanzando un horizonte de proyección de 30 años para sus operaciones. En este sentido, el requerimiento de instalaciones energéticas y combustible se incrementará considerablemente, ya que se proyecta una potencia requerida de 456 MWe, tal como se observa a continuación:

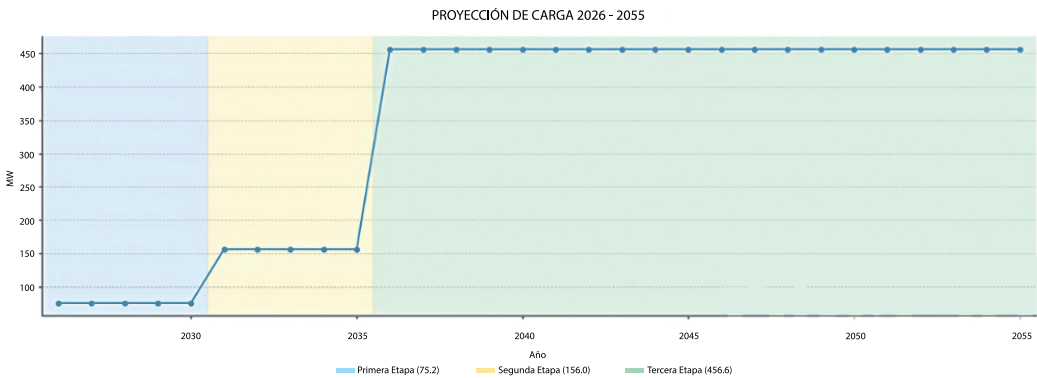


Figura 91. Proyección de carga para 30 años de operación. Fuente: Elaboración propia con datos de ESM

En ese sentido, este apartado muestra que la incorporación de SMR en la Empresa Siderúrgica del Mutún surge como una alternativa técnica atractiva para cubrir los requerimientos de electricidad y calor de la planta. Su modularidad permite sustituir la generación eléctrica a gas (reservando este combustible para los procesos metalúrgicos de alta temperatura) y acompasar el crecimiento hasta alcanzar la capacidad nominal de la siderúrgica. Asimismo, un SMR puede aportar calor de media temperatura a servicios auxiliares y habilitar la producción de hidrógeno “rosa” por electrólisis para el proceso DRI. En conjunto, el esquema híbrido gas-SMR eleva la eficiencia energética, reduce la exposición a la volatilidad del gas al desplazarlo hacia usos específicos, refuerza la confiabilidad operativa y disminuye la huella de carbono, posicionando al Mutún como un polo siderúrgico moderno, competitivo y capaz de autoabastecer sus necesidades energéticas.

Occidente boliviano - Salar de Uyuni

Bolivia cuenta con una de las mayores reservas de litio del mundo, y el Gobierno boliviano ha enfocado las acciones para el aprovechamiento de los recursos del Salar de Uyuni. Entre estos recursos se tiene el carbonato de litio y la producción de cloruro de potasio, de amplio uso en fertilizantes.



Figura 92. Planta en el Salar de Uyuni de Yacimientos del Litio Boliviano. Foto: YLB

El proceso de extracción convencional para la obtención de carbonato de litio requiere la evaporación de salmuera en las piscinas de evaporación, lo cual tiene una duración entre 18 a 24 meses para poder finalizar con este proceso. Para tal efecto, se realiza la aplicación de piscinas de evaporación en serie de la siguiente manera:

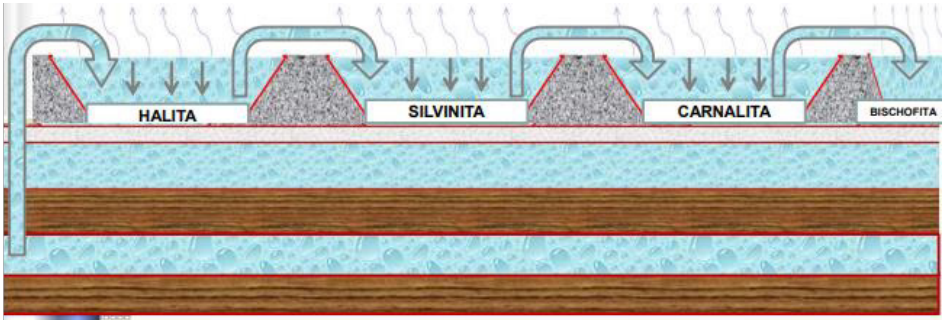


Figura 93. Esquema del proceso de evaporación en piscinas para la obtención de carbonato de litio [68]

La eliminación de todos los iones de la salmuera mediante cristalización fraccionada por evaporación resulta en la obtención de salmuera rica en cloruro de litio, mediante el siguiente proceso:

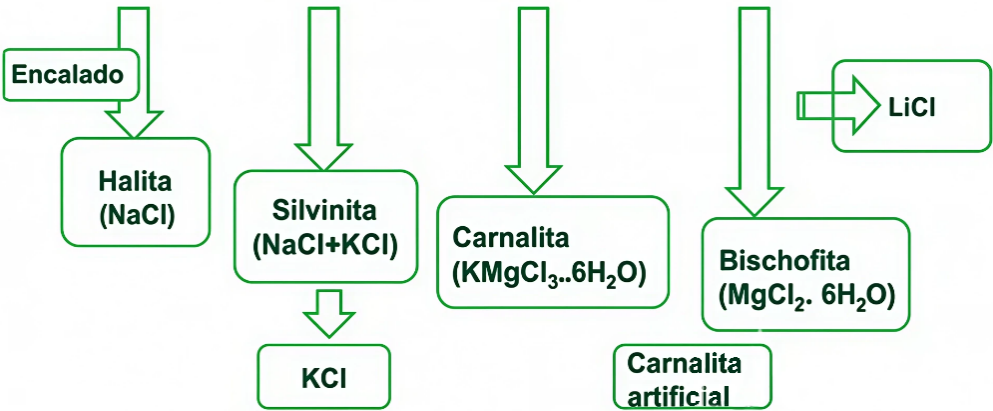


Figura 94. Esquema de obtención de salmuera rica en cloruro de litio [68]

Tal como se puede ver, el proceso requiere agua y tiempo de exposición al sol. En ese sentido, la Extracción Directa de Litio (DLE por sus siglas en inglés) puede ser otra opción que ayude a optimizar el proceso de extracción de este mineral.

La DLE es una tecnología emergente que busca mejorar la eficiencia y reducir el impacto ambiental de la extracción de litio en comparación con los métodos tradicionales de evaporación solar.

La DLE utiliza materiales específicos que pueden adsorber iones de litio selectivamente de la salmuera, lo cual reduce significativamente el uso de agua y la alteración del terreno en comparación con la evaporación.

La adopción de estas tecnologías avanzadas podría posicionar a Bolivia como un líder en la producción de litio, aprovechando sus vastas reservas y minimizando los impactos ambientales.

Requerimientos de cogeneración nuclear en la producción de litio

Los requerimientos energéticos de la DLE pueden variar según la tecnología específica empleada. Principalmente, pueden requerir energía los siguientes componentes:

- Bombeo de salmuera, calentamiento para la desorción y procesos de filtración.
- Intercambio iónico, similar a la adsorción/desorción, la cual necesita energía para el bombeo y la regeneración de las resinas.
- Extracción con solventes, la cual puede involucrar energía para el bombeo, mezcla y separación de fases, así como para la recuperación del solvente.
- Electrodiálisis, la cual utiliza energía eléctrica directamente para mover los iones a través de membranas selectivas.
- Concentración de litio en la salmuera, es decir, salmueras con menor concentración de litio pueden requerir más procesamiento, aumentando el consumo energético.

Según la información proporcionada por Yacimientos de Litio Boliviano (YLB) a la ABEN, las instalaciones de su planta, que incluyen la planta de tratamiento de aguas, la producción de carbonato de litio, los pozos, las piscinas y la planta de KCl, requieren una potencia eléctrica de 33,7 MW [69].

Además, en cuanto a sus requerimientos térmicos, se estima un caudal másico nominal de aproximadamente 57 t/h de vapor, con una temperatura entre 151 y 180 °C [69].

En ese sentido, un SMR puede ser una alternativa de suministro de energía eléctrica y térmica con el fin de optimizar los procesos de extracción de litio. Además, se puede acoplar o complementar con tecnología de desalinización para la provisión de agua potable en la zona.

Como primer acercamiento para satisfacer los requerimientos eléctricos y térmicos actuales de la planta de YLB, se propone con fines ilustrativos el SMR RITM-200 N, desarrollado por ROSATOM.

Para el cálculo del vapor en el circuito secundario, este reactor presenta las siguientes características:

Tabla 27. Características principales del SMR RITM-200N [12]

Reactor	RITM-200N
Tipo de reactor	PWR
Refrigerante/Moderador	Agua/Agua
Capacidad Térmica/Eléctrica [MWt/ MWe]	190/55
Sistema de suministro de vapor (primario y secundario) [MPa]	15,7/3,83
Temperatura de entrada y salida del refrigerante del núcleo [°C]	283/321

Para calcular el flujo másico de vapor que produce el reactor RITM-200N se consideran tres parámetros fundamentales: la potencia térmica, la presión en el circuito secundario y la temperatura de salida, con los cuales se determina la entalpía del vapor, que en las condiciones especificadas es sobrecalentado; en este marco, se estima que un solo módulo del reactor puede entregar un flujo de 230 toneladas por hora a 321 °C, superando los requerimientos térmicos de la planta de YLB y permitiendo que el excedente de vapor no utilizado en procesos industriales sea destinado a la generación de electricidad, lo que convierte al RITM-200N en una opción adecuada para cubrir simultáneamente las necesidades térmicas y eléctricas de la planta, destacando por su eficiencia, flexibilidad y confiabilidad en el suministro de vapor sobrecalentado a altas presiones, adaptable a diversos procesos industriales.

De acuerdo con la información proporcionada por YLB, existen otras plantas proyectadas en el territorio nacional que necesitarán tanto energía eléctrica como térmica para la producción de los diversos productos extraídos de los salares del país. Según las proyecciones de YLB, se requerirá una potencia superior a los 450 MWe para el desarrollo de estos proyectos [69]. En este contexto, los SMR podrían representar una opción interesante para satisfacer los requerimientos energéticos de estos proyectos, ofreciendo una solución eficiente, flexible y escalable para la generación de energía tanto eléctrica como térmica.

Oportunidad de desalinización en las plantas de YLB

Mediante la instalación de un SMR en modo cogeneración se puede aprovechar la energía térmica y eléctrica generada por los reactores para alimentar plantas desalinizadoras mediante métodos como la destilación térmica y la ósmosis inver-

sa. La destilación térmica utiliza el calor residual del reactor para evaporar el agua y luego condensarla en forma de agua dulce, mientras que la ósmosis inversa emplea electricidad para hacer pasar el agua a través de membranas semipermeables que separan la sal del agua potable.

De este modo, es posible operar de manera continua y a gran escala, lo que representa una alternativa eficiente y sostenible frente a las plantas desalinizadoras que dependen de combustibles fósiles o requieren el desvío de fuentes de agua potable.

Con el fin de realizar una evaluación preliminar de los requerimientos energéticos de una planta de desalinización se ha utilizado el software DEEP (Desalination Economic Evaluation Program). Esta herramienta es un software desarrollado por el Organismo Internacional de Energía Atómica para evaluar la viabilidad técnica y económica de proyectos de desalinización acoplados a diferentes fuentes de energía, incluyendo reactores nucleares. Permite analizar costos de inversión, consumo energético, operación y mantenimiento de diversas tecnologías de desalación, como ósmosis inversa (RO), destilación multietapa (MSF) y destilación multiefecto (MED). DEEP es una herramienta clave para gobiernos, empresas y expertos en planificación de recursos hídricos, ya que facilita la toma de decisiones estratégicas para garantizar el acceso sostenible al agua potable en regiones con escasez hídrica.

A fin de realizar un ejercicio ilustrativo, se considerará la instalación de un SMR tipo RITM-200N. A continuación, en la Tabla 28 se presentan los datos de entrada para la modelación de la cogeneración mediante procesos de desalinización, utilizando el software DEEP para la simulación:

Tabla 28. Datos de ingreso al software DEEP con el SMR RITM-200N.
Fuente: Elaboración propia

Reactor	RITM-200N
Tipo de reactor	PWR
Refrigerante/Moderador	Agua/Agua
Capacidad Térmica/Eléctrica [MWt/MWe]	190 / 55
Eficiencia [%]	28,94
Temperatura de entrada de la salmuera [°C]	5
Presión máxima de la membrana [bar]	69

Considerando un proceso de desalinización mediante ósmosis inversa, a continuación, se presentan los consumos energéticos, la demanda de potencia del proceso de desalinización y la cantidad de potencia que puede ser inyectada a la red en modo de cogeneración. Se han asumido diferentes valores de consumo diario de 10.000 m³/día, 20.000 m³/día y 30000 m³/día para tener una idea preliminar de los requerimientos energéticos. En la siguiente figura se muestra la simulación para el tratamiento de 10.000 m³/día:

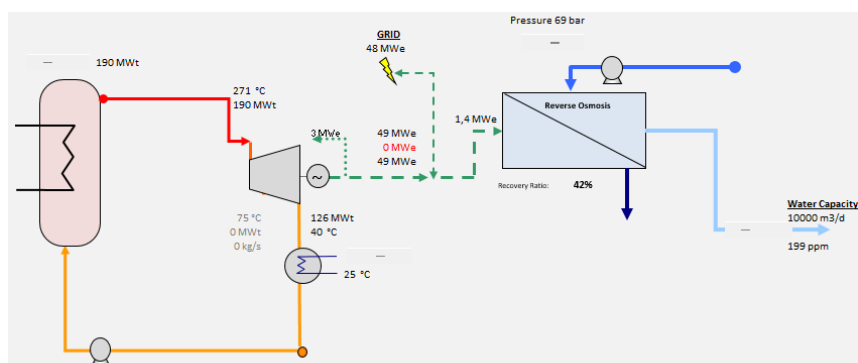


Figura 95. Resultados de la modelación en modo de cogeneración del reactor RITM-200N para desalinización mediante ósmosis inversa. Fuente: Elaboración propia con el software DEEP

Según la simulación realizada en el software DEEP, para desalinizar 10.000 metros cúbicos de agua por día mediante ósmosis inversa se requiere una potencia de 1,4 MWe para el proceso de desalinización, mientras que, en modo de cogeneración, es posible inyectar aproximadamente 48 MWe a la red. Asimismo, es importante que los consumos energéticos estén en función de la salinidad del agua y la calidad de salida requerida.

Asimismo, al considerar una tecnología de desalinización del tipo multiefecto (MED), se puede realizar un análisis similar, observando que este proceso requiere tanto energía eléctrica como energía térmica, lo que influye en el balance energético y en la eficiencia global del sistema.

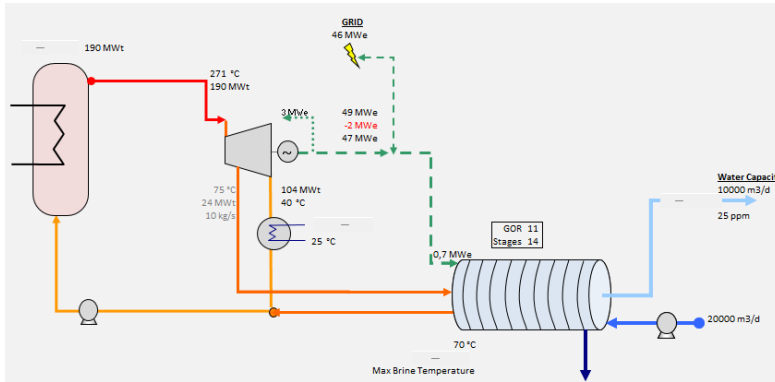


Figura 96. Resultados de la modelación en modo de cogeneración del reactor RITM-200N para desalinización mediante MED. Fuente: Elaboración propia con el software DEEP

De acuerdo con la simulación realizada para el proceso de desalinización mediante desalinización multiefecto (MED), se ha planteado un consumo estimado de 0,7 MWe y 24 MWt (lo que representa una disminución de potencia eléctrica de 2,1 MWe), respectivamente. Además, en modo de cogeneración, la potencia estimada que podría inyectarse a la red es de 46 MWe.

A continuación, se presenta una figura de los procesos simulados para los diferentes valores de caudales diarios señalados previamente:

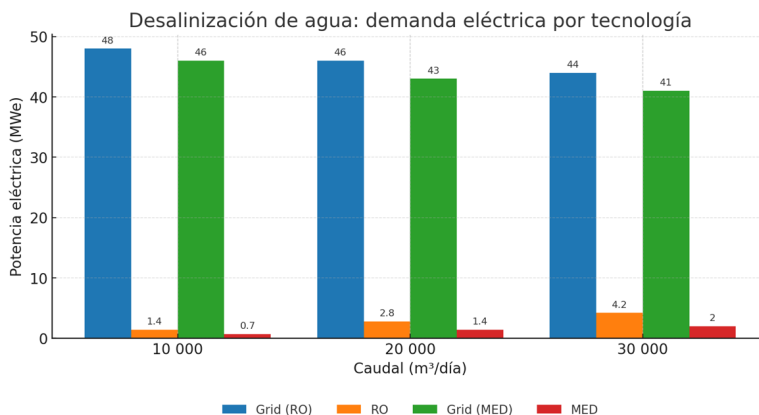


Figura 97. Comparativa energética de procesos de desalinización para diferentes caudales. Fuente: Elaboración propia con el software DEEP

La elección entre tecnologías de ósmosis inversa y destilación multietapa depende del balance energético disponible y de los objetivos operativos del sistema. Si

se prioriza la máxima generación eléctrica, RO suele ser la opción más adecuada. En cambio, si se busca capitalizar el calor residual y reducir los costos operativos, MED puede ofrecer una mayor eficiencia integrada. La viabilidad económica de cada alternativa dependerá de los precios relativos de la electricidad, el calor y el agua, así como de la infraestructura ya existente.

Capítulo 8. ANÁLISIS ECONÓMICO Y EVALUACIÓN DE MECANISMOS DE FINANCIAMIENTO

La Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés) estima que para alcanzar el escenario de cero emisiones netas entre el 2030 y el 2050 es necesario una inversión entre 4,7 a 5 billones de dólares anuales [70]. Es fundamental canalizar una cantidad significativa de recursos hacia el sector energético, dado que el sector eléctrico es uno de los principales emisores de dióxido de carbono que contribuyen al cambio climático.

Asimismo, para alcanzar los objetivos deseados de emisiones de CO₂ para el 2050 es necesario que todas las tecnologías bajas en carbono sean partícipes. En ese sentido, la presencia de la generación nucleoelectrónica es clave para lograr los objetivos climáticos, siendo compatible con las energías renovables en sistemas energéticos bajos en carbono.

La previsión del OIEA para el escenario de alta capacidad nuclear estima que se alcanzarán 950 GW netos en 2050, lo que representa un aumento de 2,5 veces la capacidad instalada en el año 2023. Esto requerirá un incremento en la inversión media anual respecto a los niveles históricos. Mientras que la inversión en energía nuclear promedio fue de 50.000 millones de dólares anuales entre 2017 y 2023, se prevé que alcance los 75.000 millones en 2024 [71].

Se estima que la expansión de la capacidad nuclear en este escenario exigirá más de 90.000 millones de dólares anuales a partir de 2022, con inversiones de 90.000 millones entre 2024 y 2030 y de 125.000 millones entre 2031 y 2050. Estos montos incluyen la construcción de nuevas centrales y la operación a largo plazo de las existentes, pero no contemplan la inversión en la cadena de suministro ni en el ciclo del combustible. En total, representan aproximadamente el 2,5% de las necesidades anuales de inversión para alcanzar el objetivo de cero emisiones netas [72].

En comparación, el escenario de baja capacidad nuclear del OIEA mantendría la inversión en niveles históricos recientes. En el caso alto, las necesidades de inversión se distribuirían equitativamente entre las economías avanzadas y los mercados emergentes y en desarrollo (EMDE).

Inversiones mundiales en el sector eléctrico

La inversión mundial en el sector eléctrico creció un 15 % en 2023, alcanzando un récord de 1,3 billones de dólares [71]. La preocupación por los altos tipos de

interés y la rentabilidad de las empresas de energías renovables se vieron contrarrestados por la implementación a gran escala de los módulos fotovoltaicos, junto con el rápido despliegue las energías renovables economías como China, la Unión Europea y Estados Unidos.

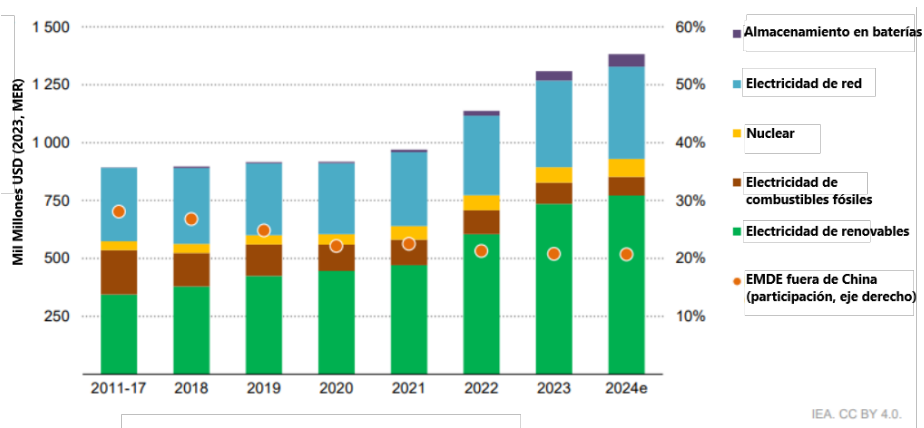


Figura 98. Inversión global anual en electricidad por categoría, 2011-2024e [71]

El gasto global en energías renovables alcanzó un récord de 735.000 millones de dólares para el año 2023, impulsado por la energía solar fotovoltaica y eólica. China lideró con una inversión de 220.000 millones de dólares en solar, representando casi la mitad del total global, gracias a la caída en los precios de los módulos y la recuperación postpandemia. Se prevé que la inversión en renovables alcance 770.000 millones de dólares en 2024, aunque el crecimiento del gasto se desacelerará debido a la reducción de costos, permitiendo agregar más capacidad con menos inversión [71].

En 2023, la inversión en generación con combustibles fósiles cayó un 10%, hasta 90.000 millones de dólares, liderada por el declive del carbón. La inversión en energía nuclear permaneció estable en 2023, pero se proyecta un crecimiento del 20% en 2024, impulsado principalmente por la extensión de la vida útil de plantas existentes, más que por nueva capacidad. La inversión en hidroeléctrica disminuyó y se espera que siga bajando en 2024 [71].

En el 2023, la energía solar fotovoltaica atrajo un gasto récord de 480.000 millones de dólares en 2023, más que todas las demás tecnologías de generación combinadas, mientras que la inversión en tecnologías de generación a carbón ha caído un 40% desde 2021.

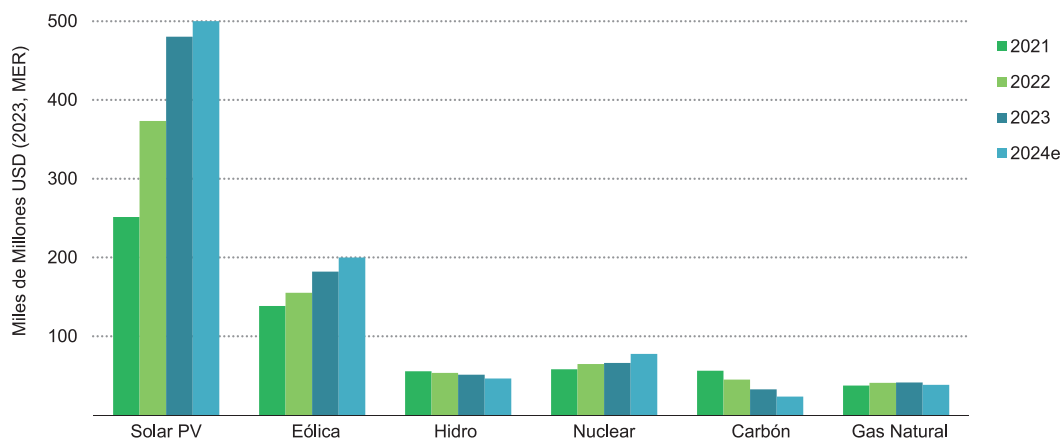


Figura 99. Inversión global en generación de electricidad por categoría, 2021-2024e [71]

Análisis económico de SMR

Para realizar el análisis de la incorporación de SMR en un sistema eléctrico existente, es necesario conocer en el sector nuclear los costos del ciclo de vida (o costos de generación), los cuales suelen dividirse en cuatro categorías: costos de capital, costos de operación y mantenimiento, costos de combustible y costos de desmantelamiento.

Costo de capital: Es la suma entre el “overnight capital cost” y los intereses durante la construcción. El costo de capital representa el mayor porcentaje del costo del ciclo de vida de una planta nuclear, y los valores típicos oscilan entre el 50% y el 75%.

Costo de operación y mantenimiento: Los costos de operación y mantenimiento (O&M) son los costos necesarios para la operación y el mantenimiento de una planta nuclear (NPP, por sus siglas en inglés) [73]. Los costos de O&M incluyen “todos los costos no relacionados con el combustible, como los costos de personal de la planta, materiales operativos consumibles (partes desgastadas) y equipos, reparaciones y reemplazos temporales, servicios contratados y seguro nuclear. También incluyen impuestos y tarifas, asignaciones para desmantelamiento y otros costos diversos” [74].

Costo de combustible: El costo de combustible es la suma de todas las actividades relacionadas con el ciclo del combustible nuclear, desde la extracción del mineral de uranio hasta la disposición final de los desechos de alto nivel [75].

Costo de desmantelamiento: El costo de desmantelamiento incluye: “todas las actividades, desde la planificación para el desmantelamiento, la fase de transición (desde el apagado hasta el desmantelamiento), la realización de la descontaminación y la gestión de los desechos resultantes, hasta la remediación final del sitio” [76].

Costo nivelado de electricidad: Es uno de los principales indicadores para los responsables de la formulación de políticas. Este indicador tiene en cuenta todos los costos del ciclo de vida y se expresa en términos de la moneda energética, típicamente [\$/kWh].

Costo de SMR

De acuerdo con la revisión bibliográfica, a continuación en la Tabla 29 se presenta el costo de construcción “*overnight construction cost*” (OCC), su capacidad eléctrica y su tiempo de vida útil. Los SMR resaltados en gris corresponden a los analizados en capítulos anteriores. De acuerdo con Björn Steigerwald et al., estos datos fueron obtenidos principalmente de fuentes no académicas, como informes directamente de los fabricantes o fuentes secundarias, como medios especializados en la industria.

Tabla 29. Costo OCC de SMR [77]

SMR	Tipo	Costo de construcción [USD ₂₀₂₀ /MWe]	Capacidad [MWe]	Tiempo de vida [años]	Fuente
BWRX-300	BWR	2.250.000	300	60	https://nuclear.gpower.com/content/dam/gepower-nuclear/global/en_US/documents/product-fact-sheets/BWRX300_Fact_Sheet-2020.pdf
UK-SMR	PWR	5.215.937	443	60	https://world-nuclear-news.org/Articles/Rolls-Royce-on-track-for2030-delivery-of-UK-SMR
SMR-160	PWR	6,312.500	160	80	https://hotelcinternational.com/wp-content/uploads/2019/10/HTB060-Holtecs-160-MWe-Nuclear-Reactor-Generic.pdf
SMART	PWR	10.186.916	107	60	https://neutronbytes.com/2020/01/18/south-koreas-smart-smr-getsnew-life/
NuScale	PWR	3.466.000	77	60	https://www.nuscalepower.com/en/news/pressreleases/2020/nuscale-power-announces-an-additional-25-percentincrease-in-nuscale-power-module-output
RITM-200N	PWR	4.212.000	53	60	IAEA, Banori S, Subki M, Reitsma F. Advances in Small Modular Reactor Technology Development: A Supplement to IAEA Advanced Reactors Information System (ARIS) 2016 Edition. Technical Report, International Atomic Energy Agency; 2016, p. 400, URL https://aris.iaea.org/Publications/SMR-Book_2016.pdf .
ACPR 50S	PWR	8.532.000	40	40	System (ARIS) 2016 Edition. Technical Report, International Atomic Energy Agency; 2016, p. 400, URL https://aris.iaea.org/Publications/SMR-Book_2016.pdf .

SMR	Tipo	Costo de construcción [USD ₂₀₂₀ /MWe]	Capacidad [MWe]	Tiempo de vida [años]	Fuente
KLT-40S	PWR	13.531.429	35	40	https://bellona.org/news/nuclear-issues/2015-05-new-documents-show-cost-russian-nuclear-power-plant-skyrockets
CAREM	PWR	23.187.500	30	40	https://reneweconomy.com.au/small-modular-reactor-rhetoric-hits-a-hurdle-62196/
ACP-100	PWR	5.000.000	125	60	Zeilang et al. Integral PWR-Type Small Modular Reactor Developmental Status, Design Characteristics and Passive Features: A Review. URL: https://www.mdpi.com/1996-1073/13/11/2898
EM2	HTG/ GFR	4.373.300	265	60	Faibish R. Status report - EM2. Technical report, General Atomics, 2019, p. 30, URL https://aris.iaea.org/PDF/EM2(-GeneralAtomics)_2020.pdf .
HTR-PM	HTR	5.400.000	210	40	Nian V, Zhong S. Economic feasibility of flexible energy productions by small modular reactors from the perspective of integrated planning. Prog Nucl Energy 2020; 118:103106.
PBMR-400	HTGR	1.550.000	165	40	IAEA. Current status and future development of modular high temperature gas cooled reactor technology. TECDOC series, (1198). International Atomic Energy Agency; 2001, URL https://www.iaea.org/publications/6124/current-status-and-future-development-of-modular-high-temperature-gas-cooled-reactor-technology .
ARC-100	SFR	5.050.000	100	60	https://www.reutersevents.com/nuclear/ebrii-experience-aided-arc100-smr-design-review
CEFR	SFR	23.034.536	20	30	Hibbs M. The future of nuclear power in China. Technical report, Carnegie Endowment for International Peace; 2018, p. 147, URL https://carnegieendowment.org/2018/05/14/future-of-nuclear-power-in-china-pub-76311 .
4S	SFR	2.500.000	10	60	Holdmann G, Witmer D, Williams F, Pride D, Stevens R, Fay G, Schwörer T. Small scale modular nuclear power: an option for Alaska? Technical report, The University of Alaska Fairbanks; 2011, p. 185, URL https://acep.uaf.edu/media/147559/Small-Scale-Modular-Nuclear-Power-an-option-for-Alaska-2011-ACEP-and-ISER.pdf .
IMSR (300)	MSR	4.054.266	195	56–60	Samalova L, Chvala O, Maldonado GI. Comparative economic analysis of the integral molten salt reactor and an advanced PWR using the G4-ECONS methodology. Ann Nucl Energy 2017; 99: 258-265.
SSR-W	MSFR	1.950.000	30	60	Lazard. Lazard's levelized cost of energy analysis - version 15.0. Technical report 15.0, Lazard Ltd; 2021, p. 21, URL https://www.lazard.com/media/451881/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf .
e-Vinci	MR	5.771.429	3,5	40	
Brest-OD-300	LFR	4.160.000	300	30	

Los reactores de tipo PWR dominan la lista en términos de cantidad de diseños, con costos que van desde aproximadamente 2,25 millones USD/MWe (BWRX-300) hasta más de 23 millones USD/MWe (CAREM). Esto puede indicar que los factores tecnológicos y regulatorios, así como el grado de madurez del diseño, influyen significativamente en los costos estimados. Además, la capacidad de los SMR varía considerablemente, desde reactores de baja potencia como el 4S (10 MWe) hasta opciones más grandes como el UK-SMR (443 MWe), lo que refleja su flexibilidad en aplicaciones diversas. Asimismo, a mayor capacidad del SMR,

el costo de construcción “overnight” (OCC) por MWe tiende a disminuir, debido a economías de escala.

Es importante destacar que el reactor RITM-200N ya se encuentra en fase de construcción, lo que otorga a los valores de costos presentados un mayor grado de certeza y precisión en comparación con aquellos correspondientes a diseños que aún se encuentran en etapa conceptual.

A continuación, en la Figura 100 se presenta el análisis comparativo de los OCC de los SMR:

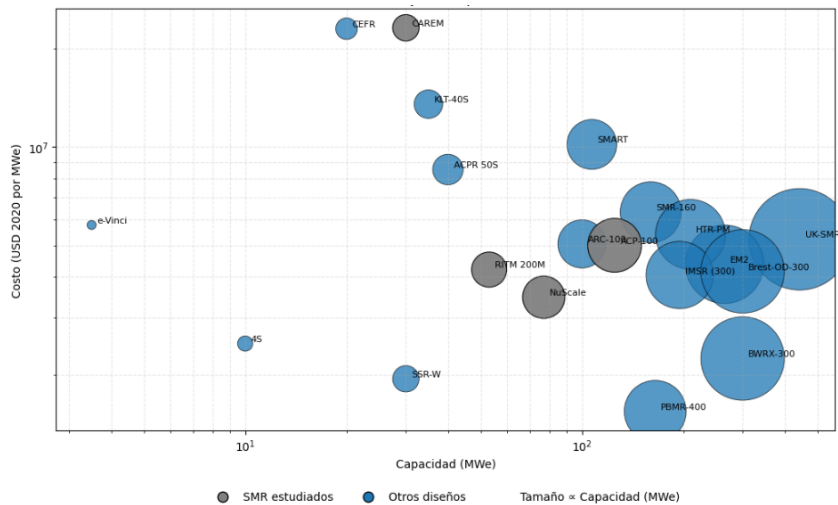


Figura 100. Análisis comparativo de los OCC de los SMR. Fuente: Elaboración propia

Como se observa, los primeros modelos de SMR muestran una dispersión significativa en el costo por MWe, en parte porque muchos aún se encuentran en etapas de diseño o FOAK. A medida que avancen hacia la madurez y se construyan más unidades, se espera contar con datos de proyectos reales y que los costos converjan a la baja por economías de serie, estandarización y aprendizaje, tal como ha ocurrido con otras tecnologías de generación.

Asimismo, considerando la vida útil de los SMR, la cual está en promedio de 60 años, los SMR pueden amortizar sus altos costos iniciales durante un período extendido. Esto reduce el impacto anual de la inversión y puede resultar en un costo por kilovatio-hora más competitivo a lo largo del ciclo de vida de la planta.

Costo de operación y mantenimiento

Además de los costos de construcción, los costos de operación y mantenimiento (O&M) y desmantelamiento (DC) son los últimos dos componentes del ciclo de vida de los SMR que deben analizarse. Según Mignacca y Locatelli [78], la ausencia del principio de economía de escala en los SMR resulta en costos de O&M y DC más elevados. Sin embargo, la ubicación de múltiples reactores podría reducir los costos de O&M, por ejemplo, al disminuir los costos de mano de obra [79]. De acuerdo con Locatelli et al. [80], el costo de O&M de un SMR primero de su tipo (FOAK por sus siglas en inglés) es de 13 €/MWh, mientras que en un SMR de producción en serie o el enésimo de su tipo (NOAK por sus siglas en inglés) disminuiría a 9 €/MWh [81].

Al comparar los costos de O&M de los SMR con los de los reactores de gran escala (LR), se espera que la participación de los costos de O&M en el LCOE de los SMR sea menor (17-41 %) en comparación con los LR (45-58 %), debido a su diseño y operación más simples. Sin embargo, aún no está claro si el costo absoluto de O&M para los SMR (5-26 €/MWh) será mayor o menor que el de los LR (12-19 €/MWh) [82]. Carelli et al. [83] afirman que los costos de O&M de los SMR son un 19% más altos que los de los LR, incluso considerando beneficios como el emplazamiento conjunto de unidades.

En relación con el combustible nuclear, existe una diferencia significativa entre los distintos reactores SMR. En su mayoría, los reactores PWR presentan costos más bajos en comparación con otras tecnologías. A continuación, se presenta un listado de los costos de combustible obtenido a través de diferentes fuentes de información para los SMR:

Tabla 30. Costo de combustible por tipo de SMR [77]

SMR	Tipo	Costo de construcción [USD ₂₀₂₀ /MWe]	Fuente
BWRX-300	BWR	29,55	Valor general de las tecnologías actuales
UK-SMR	PWR	6,23	Promedio de la tecnología específica
SMR-160	PWR	6,23	Promedio de la tecnología específica
SMART	PWR	5,31 [84]	Pannier CP, Skoda R. Comparison of small modular reactor and large nuclear reactor fuel cost. Energy Power Eng 2014;06(5):82-94.
NuScale	PWR	7,1	Ingersoll D, Houghton Z, Bromm R, Desportes C. NuScale small modular reactor for co-generation of electricity and water. Desalination 2014; 340: 84-93.
RITM 200	PWR	6,23	Promedio de la tecnología específica
ACPR 50S	PWR	6,23	Promedio de la tecnología específica
KLT-40S	PWR	6,23	Promedio de la tecnología específica

SMR	Tipo	Costo de construcción [USD ₂₀₂₀ /MWe]	Fuente
CAREM	PWR	6,23	Promedio de la tecnología específica
ACP-100	PWR	6,23	Promedio de la tecnología específica
EM2	HTR/GFR	19,29	Faibish R. Status report - EM2. Technical report, General Atomics; 2019, p. 30, URLhttps://aris.iaea.org/PDF/EM2(GeneralAtomics)_2020.pdf.
HTR-PM	HTR	13,96	Promedio de la tecnología específica
PBMR-400	HTGR	8,63	AEA. Assessment of high temperature gas-cooled reactor (HTGR) capital and operating costs. Technical evaluation study TEV1196, International Atomic Energy Agency; 2012.
ARC-100	SFR	78,04	Promedio de la tecnología específica
CEFR	SFR	113,05	Hongyi Y. Economic issues of fast reactor in China. In: Technical meeting on fast reactors and related fuel cycle facilities with improved economic characteristics presentations. 2013, p. v, URLhttp://inis.iaea.org/search/search.aspx?orig_q=RN:45070960.
4S	SFR	23,86	Holdmann G, Witmer D, Williams F, Pride D, Stevens R, Fay G, Schwörer T. Small scale modular nuclear power: an option for Alaska? Technical report, The University of Alaska Fairbanks; 2011, p. 185, URL https://acep.uaf.edu/media/147559/Small-Scale-Modular-Nuclear-Power-anoption-for-Alaska-2011-ACEP-and-ISER.pdf.
IMSR (300)	MSR	8,94	Samalova L, Chvala O, Maldonado G. I. Comparative economic analysis of the integral molten salt reactor and an advanced PWR using the G4-ECONS methodology. Ann Nucl Energy 2017; 99: 258-65.
SSR-W	MSFR	29,55	Lazard. Lazard's levelized cost of energy analysis - version 15.0. Technical report 15.0, Lazard Ltd; 2021, p. 21, URLhttps://www.lazard.com/media/451881/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf.
e-Vinci	MR	29,55	
Brest-OD-300	LFR	29,55	

Respecto a la fase de desmantelamiento, Lokhov et al. [85] sugieren que el proceso será más sencillo en los SMR que en los LR, ya que la sustitución y el desmontaje pueden realizarse en condiciones de fábrica gracias a la modularización. Además, la ubicación conjunta de los SMR, la simplificación del diseño y la estandarización podrían mejorar la eficiencia y reducir costos en esta etapa.

Costo nivelado de electricidad

Como se mencionó previamente, los costos de construcción, los cuales están compuestos por los costos de inversión inicial “overnight cost” y los intereses acumulados durante la construcción, constituyen una gran parte de los costos de generación a lo largo de la vida útil de un nuevo proyecto nuclear (conocido como costo nivelado de electricidad o LCOE, por sus siglas en inglés), mientras que la porción restante se divide casi por igual entre la adquisición de combustible y los costos de gestión, operación y mantenimiento. En ese sentido, los costos de construcción representarían aproximadamente el 70% de los costos totales de generación a lo largo de la vida útil, de los cuales el 15% puede atribuirse a los intereses que se acumulan durante la construcción respecto al LCOE [72].

El costo de generación de electricidad de un SMR es ligeramente superior al de un reactor nuclear convencional, principalmente debido a los mayores costos de construcción (overnight cost) y a los intereses generados durante la construcción. No obstante, estos intereses son menores en comparación con los de los reactores convencionales. Sin embargo, los costos de operación y mantenimiento de los SMR son más elevados que los de los reactores convencionales.

Es importante destacar que la extensión de la vida útil de una planta nuclear es una opción atractiva, ya que, al analizar el costo de generación de electricidad en el periodo extendido, este resulta ser uno de los más bajos entre las distintas tecnologías de generación.

Asimismo, es relevante señalar que, si bien las tecnologías renovables no convencionales no tienen costos de combustible, su carácter intermitente impide garantizar una potencia firme. Por ello, se requieren inversiones adicionales, como en sistemas de almacenamiento, para asegurar su operación continua y confiable, como respaldo.

Además, las tecnologías renovables no convencionales (solar, eólica, entre otras) suelen tener una vida útil alrededor de tres veces menor que la generación nuclear: ≈ 20 -25 años para frente a ≈ 60 -80 años para la nuclear (según diseño y mantenimiento), sin considerar la extensión de vida útil.

De acuerdo con Björn Steigerwald et al. [77] y los costos de construcción y operación y mantenimiento, según el enfoque del fabricante, los costos de la Central Argentina de Elementos Modulares (CAREM) y de la planta nuclear flotante rusa (KLT-40S) presentan los valores más altos para los conceptos PWR, con medianas de 269 y 173 USD/MWh, respectivamente. Sin embargo, estos son las primeras unidades de construcción.

Los rangos de los costos de generación para los conceptos HTR oscilan entre 45 y 89 USD/MWh, con medianas entre 48 y 79 USD/MWh. Los conceptos BWR y PWR presentan rangos entre 63 y 316 USD/MWh, con medianas que van de 70 a 269 USD/MWh. Nuevamente, los tipos SFR muestran el rango más amplio, entre 109 y 386 USD/MWh, con medianas entre 121 y 349 USD/MWh, aunque, en comparación con el enfoque teórico, están mucho más cerca de los rangos de los otros tipos.

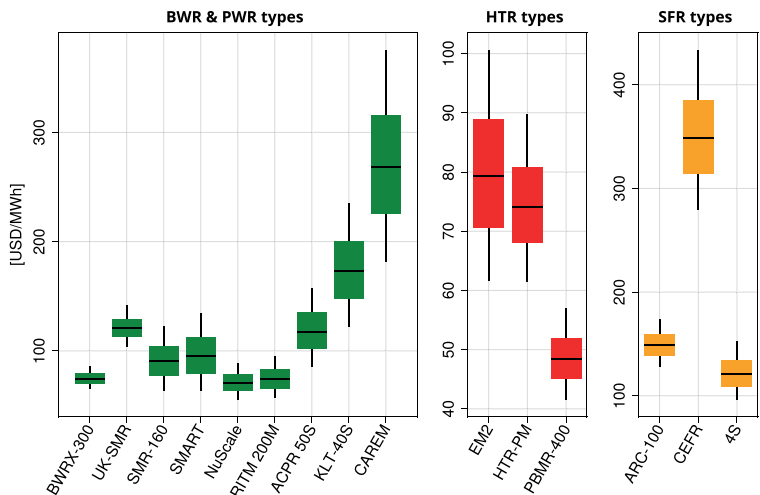


Figura 101. Costos estimados de generación de acuerdo a datos de los fabricantes. Fuente: Björn Steigerwald et al. [77]

En el caso de Bolivia, de acuerdo a información del CNDC, se ha establecido de manera comparativa los costos medios de generación y el factor de planta de distintas tecnologías y sistemas de generación eléctrica. Se observa que la energía solar, con un bajo factor de planta cercano al 20%, presenta uno de los costos más reducidos. Tecnologías como eólica y algunas plantas térmicas se ubican en un rango intermedio, con factores de planta entre 40% y 70% y costos alrededor de 60-80 US\$/MWh. La energía nuclear aparece con los mayores factores de planta (cercanos al 90%), y se presenta esta evaluación con tres escenarios de CAPEX para la tecnología nuclear (3.500 USD/kW, 5.000 USD/kW, y 6.000 USD/kW), y una vida útil de 60 años.

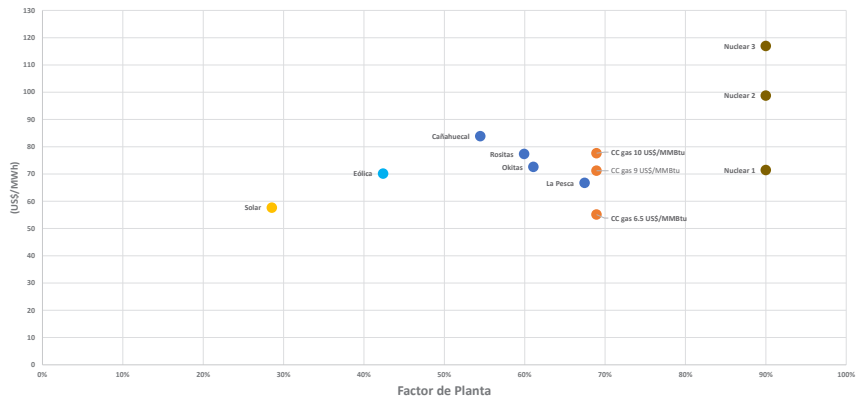


Figura 102. Comparación de costos medios de generación sin impuestos ($i=12\%$). Fuente: CNDC

De la Figura 102 se aprecia que la tecnología nuclear presenta un alto factor de planta, y que, bajo el escenario nuclear 1 (CAPEX de 3.500 USD/kW), sus costos resultan competitivos frente a la generación hidroeléctrica y se sitúan al nivel de la energía eólica. Asimismo, compite con tecnologías de origen fósil cuando estas operan con precios de combustible inferiores a 9 USD/MMBTU. A futuro, se proyecta además una reducción en los costos de construcción, tendencia similar a la observada en otras tecnologías de generación.

Mecanismos de financiamiento

Bolivia tiene pendiente una serie de actividades necesarias para alcanzar los objetivos que han establecido ante la comunidad internacional. Estas actividades demandan una transformación o transición acelerada en proyectos destinados a modificar el sector energético del país, así como la reducción de gas natural en la generación eléctrica.

Dado que la capacidad de inversión pública es limitada, los instrumentos o políticas de financiamiento que se identifiquen pueden ser considerados como parte de las alternativas de financiamiento disponibles para el país en proyectos que contribuyan a la transición energética.

En ese sentido, se han identificado los siguientes instrumentos o mecanismos financieros para la implementación de SMR en Bolivia:

1. Inversión pública directa
2. Subsidios - Grants
3. Préstamos internacionales o financiamiento de bancos multilaterales.

A continuación, se detalla cada uno de los mecanismos señalados:

Inversión pública directa

Los gobiernos responsables de la formulación de políticas tienen en esta opción la inversión directa en proyectos. Pueden realizar, por ejemplo, la creación de un banco verde para poder gestionar créditos sobre los proyectos de transición energética, así como su evaluación técnica y financiera antes de realizar la inversión.

Subsidios - Grants

Son ayudas financieras directas proporcionadas por el gobierno u organizaciones para apoyar el desarrollo y la implementación de proyectos energéticos. Las subvenciones pueden cubrir una parte significativa de los costos iniciales de capital, haciendo que los proyectos sean más atractivos para los inversores. A continuación, algunas ventajas:

- **Reducción de costos iniciales:** Ayudan a superar las barreras financieras iniciales, especialmente importantes para tecnologías emergentes.

- **Acceso a financiamiento:** Facilitan el acceso a financiamiento adicional al reducir el riesgo percibido por los inversores y prestamistas.
- **Desarrollo de tecnologías nuevas:** Fomentan la investigación y el desarrollo en tecnologías renovables menos maduras.

Préstamos internacionales o financiamiento de bancos multilaterales

Estos son instrumentos financieros proporcionados por gobiernos, instituciones financieras o entidades internacionales para apoyar proyectos energéticos a través de condiciones de financiamiento favorables. Esto puede incluir tasas de interés reducidas, plazos de pago más largos y condiciones de crédito más flexibles. Este instrumento de apoyo a la inversión suele reducir el costo de la deuda, que es importante para las economías emergentes, lo que aumenta los rendimientos de los inversores en renta variable.

Evaluación de los mecanismos de financiamiento para proyectos nucleares

Con el fin de resumir y analizar la aplicación de cada mecanismo de financiamiento para proyectos nucleares, a continuación, se presenta una evaluación detallada basada en tres parámetros de posibilidad de aplicación en los proyectos mencionados:

- **Baja:** Escasa o nula posibilidad de que sea financiado o sea atractivo para financiamiento un proyecto nuclear mediante este mecanismo
- **Mediana:** Posibilidad intermedia de que sea financiado o sea atractivo para financiamiento un proyecto nuclear mediante este mecanismo
- **Alta:** Significativa posibilidad de que sea financiado o sea atractivo para financiamiento un proyecto nuclear mediante este mecanismo.

Tabla 31: Evaluación de mecanismos de financiamiento

Nº	Mecanismo	Comentario	Posibilidad de financiamiento
1	Inversión pública directa	Fondos proporcionados directamente por el gobierno para financiar proyectos nucleares. Este tipo de financiamiento implica el uso de recursos fiscales para cubrir los costos de desarrollo, construcción y operación de las instalaciones nucleares.	BAJA/ MEDIANA
2	Subsidios - Grants	Al ser ayudas financieras proporcionadas por organizaciones o gobiernos pueden cubrir una parte importante o significativa de los costos de ejecución. No obstante, conseguir un subsidio alto es muy complicado.	MEDIANA/ ALTA
3	Préstamos internacionales o financiamiento de bancos multilaterales	Esto dependerá de las condiciones de financiamiento del préstamo que vaya a ofrecer la institución financiera o agencia de desarrollo. Este instrumento puede ser utilizado para financiar proyectos nucleares, ofreciendo acceso a capital en condiciones más atractivas que las del mercado.	ALTA

Mapeo de principales financiadores o fondos de financiamiento

Uno de los desafíos o retos más importantes para un proyecto es la obtención de financiamiento, el cual puede provenir con frecuencia de bancos de desarrollo, instituciones bancarias privadas, fondos de financiamiento, organismos de apoyo o entidades gubernamentales. Esto se debe a que, en muchas ocasiones, los proyectos no cumplen con los requisitos estipulados por los financiadores o no satisfacen los criterios necesarios para ser considerados bancables.

En términos generales, los financiadores evalúan las condiciones o criterios de los promotores y de los proyectos en función de cuatro aspectos fundamentales:



Figura 103. Condiciones de los financiadores para la evaluación de proyectos

Estos puntos mencionados representan los requisitos mínimos que se evalúan para determinar la viabilidad de un proyecto para la transición energética y su elegibilidad para recibir financiamiento.

En ese sentido, en este apartado se nombran organismos financiadores más destacados de la región o de las experiencias bolivianas que respalden la transición energética.

A continuación, se mencionan a modo de referencia algunos organismos, agencias de financiamiento o programas de financiamiento:

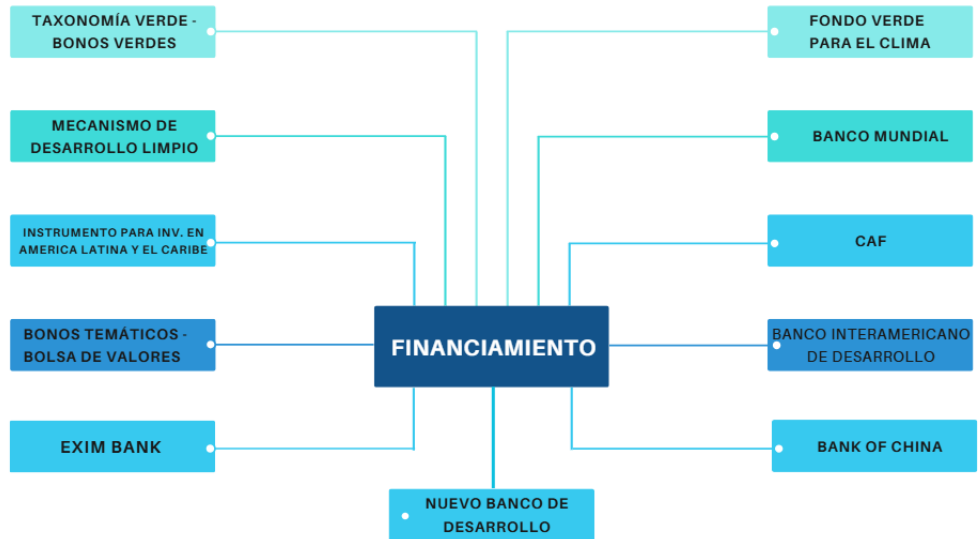


Figura 104. Mapeo de financiadores o fondos de financiamiento o programas de financiamiento.
Fuente: Elaboración propia

Taxonomía verde - Bonos Verdes

La “taxonomía verde” se refiere a un sistema de clasificación que identifica y categoriza actividades económicas sostenibles o ecológicas en el contexto del Pacto Verde Europeo. Este sistema es fundamental para orientar las inversiones hacia proyectos y actividades que contribuyan de manera positiva al medio ambiente y al desarrollo sostenible.

Bonos de la Bolsa Boliviana de Valores

El mercado de Bonos de la Bolsa Boliviana de Valores (BBV) es una iniciativa que busca generar acciones concretas que logren reorientar los flujos de capital hacia una economía más sostenible y así lograr un sistema financiero orientado a la inversión responsable, sostenible y de impacto a largo plazo. La BBV quiere desarrollar el mercado de valores local para posibilitar la emisión de Bonos Verdes, Bonos Sociales y Bonos Sostenibles alineados a los ODS.

En general, los bonos temáticos otorgan retornos similares a otros bonos convencionales, pero en este caso se tiene el beneficio adicional al hecho de que los fondos de la emisión serán utilizados exclusivamente en soluciones que logren resultados socioeconómicos positivos para las poblaciones objetivo.

Instrumento para Inversiones en América Latina y el Caribe

Conocido por sus siglas en inglés como LACIF es la unión de dos instrumentos de financiamiento previos Instrumento para Inversiones en América Latina (LAIF) y el Instrumento para Inversiones en el Caribe (CIF). Se trata de uno de los mecanismos regionales de financiación combinada o “blending” de la Unión Europea. Esta herramienta forma parte del Fondo Europeo para el Desarrollo Europeo Plus. El objetivo del LACIF es ayudar a los países de América Latina y el Caribe a financiar proyectos en sectores claves para alcanzar los Objetivos de Desarrollo Sostenible. Además, tiene tres objetivos estratégicos con la agenda de inversiones Global Gateway [86]:

- Mejorar la calidad de infraestructuras en los países América Latina y el Caribe en eficiencia energética, sistemas de energías renovables, redes de transporte y comunicación sostenibles.
- Incrementar la protección del medioambiente y apoyar la adaptación al cambio climático y su mitigación.
- Promover el desarrollo socioeconómico equitativo y sostenible mediante mejoras en la infraestructura de servicios sociales y la promoción de las PYME.

Este tipo de instrumentos de financiamiento mixto o combinado, conocido como “blending”, es un tipo de mecanismo utilizado para la cooperación en el exterior de la UE. Emplean un monto limitado de subvenciones para movilizar financiamiento proveniente de instituciones financieras, de manera que se incremente el impacto de los proyectos de inversión.

Mecanismo de Desarrollo Limpio

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) es un mecanismo cooperativo establecido bajo el Protocolo de Kioto, el cual tiene el potencial de ayudar a los países en desarrollo a alcanzar un desarrollo sostenible mediante la promoción de inversiones ambientalmente amigables por parte de gobiernos o empresas de los países industrializados.

El Protocolo incluye tres mecanismos basados en el mercado, que están orientados a alcanzar las reducciones de manera costo-efectiva:

- Comercio Internacional de Emisiones (CIE): Permite a los países transferir parte de sus “derechos de emisiones”.

- Implementación Conjunta (IC): Permite a los países reclamar crédito por las reducciones de emisiones que se generen de la inversión de otros países.
- Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL): Permite proyectos de reducción de emisiones que propicien un desarrollo sostenible en los países en desarrollo y generen “reducciones certificadas de emisiones” para uso del inversionista.

El artículo 12 del Protocolo de Kioto permite a los gobiernos o entidades privadas de países industrializados implementar proyectos de reducción de emisiones en países en desarrollo, y recibir créditos en forma de reducciones certificadas de las emisiones (CER o RCE), las cuales pueden ser contabilizadas dentro de sus objetivos nacionales de reducción.

De acuerdo con el PNUMA [87], bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), la elegibilidad de proyectos nucleares ha sido un tema de debate y controversia. Aunque no hay una prohibición explícita en el Protocolo de Kioto que excluya explícitamente los proyectos nucleares del MDL. En la práctica, estos proyectos no han sido aceptados para la generación de Certificados de Reducción de Emisiones (CER).

No obstante, de acuerdo con la Sentencia Constitucional Plurinacional 0040/2024 de fecha 19 de junio de 2024, se abre la posibilidad de establecer el mecanismo de mercado del carbono como una estrategia para proteger el medioambiente eliminando la restricción o limitación por parte del Estado Plurinacional de Bolivia a la materialización del derecho del medioambiente. En ese sentido, dicha Sentencia declara inconstitucional la frase: “... estarán enfocados en la no mercantilización de las funciones ambientales de los componentes de la Madre Tierra, por lo que no incluirán mecanismos de financiamiento asociados a los mercados de carbono”, contenida en el artículo 32.5 de la Ley 300 de 15 de octubre de 2012 - Ley Marco de la Madre Tierra y Desarrollo Integral para Vivir Bien, por ser contrarios a diferentes artículos de la Constitución Política del Estado.

Fondo Verde para el Clima

El Fondo Verde para el Clima (GCF) es uno de los principales mecanismos financieros bajo la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), considerado como el fondo climático más grande del mundo, sobre el cual, los países pueden presentar propuestas de proyectos a este fondo, que financia proyectos de mitigación y adaptación.

El GCF trabaja para aumentar el acceso de los países en desarrollo. El acceso al fondo de financiamiento Fondo Verde para el Clima, se basa en las herramientas diseñadas por el GCF con el fin de que posteriormente el mismo revise, apruebe y monitoree la implementación de los proyectos.

Banco Mundial

El Grupo Banco Mundial (GBM), una de las fuentes más importantes de financiamiento y conocimiento para los países en desarrollo, está integrado por cinco instituciones que se han comprometido a reducir la pobreza y promover el desarrollo sostenible.

Los compromisos para el año 2023 del Grupo Banco Mundial superaron los USD 128 mil millones y se desembolsaron más de USD 91 mil millones.

Para América Latina y el Caribe el GBM aprobó financiamiento por valor de USD 10 mil millones para la región. En Bolivia mediante un proyecto por valor de USD 254 millones, se dio acceso a los servicios básicos al ampliar la cobertura de las redes de protección social a los trabajadores del sector informal. De esta iniciativa, 1,5 millones de mujeres recibieron transferencias monetarias temporales.

En lo que respecta a proyectos relacionados con el clima, el GBM para el 2023 señala que en Chile comprometieron USD 150 millones para ayudar a desarrollar la industria del hidrógeno no contaminante, uno de los primeros proyectos en el mundo [88]².

Por otra parte, el GBM indica que una de sus instituciones (BIRF) trabaja con los inversionistas emitiendo bonos de desarrollo sostenible, los cuales ayudan a conectar las inversiones con los ODS.

Banco de Desarrollo de América Latina y el Caribe - CAF

De acuerdo con el CAF, se tiene 21 países accionistas y más de USD 16 mil millones aprobados para el 2023, de los cuales el sector energético representa el 2,6% de su cartera consolidada [89].

En lo que respecta a financiamiento de proyectos nucleares, la CAF en fecha 8 de marzo de 2010 aprobó los fondos para el proyecto de extensión de la vida útil

² Banco Mundial, "Una Nueva era de desarrollo Informe Anual 2023", 2023.

de la Central Nuclear Embalse, para lo cual aprobó USD 250 millones a favor de la República Argentina para financiar parcialmente el proyecto mencionado. El costo total del proyecto fue USD 1.030 millones, de los cuales el préstamo de CAF equivale al 23% [90].

Banco Interamericano de Desarrollo (BID)

El Grupo BID se compone del Banco Interamericano de Desarrollo, BID Invest, que colabora con el sector privado de la región, y BID Lab, que experimenta formas innovadoras para impulsar un crecimiento más inclusivo.

En lo que respecta a financiamiento, para el año 2023 el BID financió más de USD 13 mil millones y de todo el grupo más de USD 24 mil millones.

En fecha 3 de mayo de 2015, el jefe de la División de Energía del BID, sobre su opinión que tiene el BID sobre la energía nuclear, señaló que el BID prefiere mantener una posición más pasiva, que no estaban apoyando ningún proyecto de energía nuclear y que en su cartera de proyectos no veían la posibilidad de acompañar ningún proyecto de energía nuclear en la región, sobre todo cuando se tiene en cuenta que hay que potenciar en otras energías limpias [91].

Banco de Exportación e Importación de China (EXIM BANK)

El Exim Bank de China es un banco financiado y propiedad del Estado de China, el cual está directamente bajo la dirección del Consejo de Estado y dedicado a apoyar el comercio exterior, la inversión y la cooperación económica internacional de China.

De acuerdo con el documento “White paper on Green Finance The Export - Import Bank of China 2022”, se señala que El Exim Bank de China ha financiado lo siguiente mediante su programa de Créditos Verdes Centrales nucleares en China [92]:

- Unidades de Potencia Nuclear Fuqing No. 5 y No. 6, de las cuales a la fecha dos unidades han sido completadas y puestas en operación. Se estima una reducción de emisiones de dióxido de carbono de 16,32 millones de toneladas.
- Fase I de la Estación de Potencia Nuclear en Haiyang, formada por dos unidades de potencia AP1000 de 1250 MW.

Banco de China (BOC)

El BOC ha estado involucrado en la financiación de diversos proyectos nucleares, tanto dentro de China como en el extranjero. De acuerdo al reporte anual del 2022 del Banco de China, para esa gestión ha financiado 100 millones de yuanes para proyectos de energía nuclear [93].

Nuevo Banco de Desarrollo del BRICS (NDB)

El Nuevo Banco de Desarrollo (NDB) fue fundado por Brasil, Rusia, India, China y Sudáfrica (países BRICS) durante la quinta Cumbre del BRICS en Fortaleza, en julio de 2014, y se lanzó un año después [94].

El NDB es un banco multilateral que se basa en la experiencia de instituciones existentes para diseñar políticas y prácticas capaces de responder a los desafíos de las tendencias globales. Su creación refleja el creciente papel de los BRICS y de otros países emergentes y en desarrollo (EMDC) en la economía mundial, así como su mayor disposición a actuar de forma independiente en asuntos de gobernanza económica internacional y desarrollo.

De acuerdo con la estrategia general del NDB, entre 2022 y 2026, el banco prevé otorgar más de 30 mil millones de dólares en financiamiento y estar más activo en la movilización de capital del sector privado [94].

En el área de energía limpia y eficiencia energética, el NDB ha señala un total de 23 proyectos, según la información disponible en su página web [95]. Estos proyectos se desarrollan principalmente en Rusia, China, Brasil e India.

A la fecha, el NDB no ha financiado hasta el momento proyectos de energía nuclear, pero ha respaldado la creación de la Plataforma de Energía Nuclear del BRICS como un paso estratégico para avanzar hacia ese objetivo. Esta plataforma, lanzada oficialmente en 2024 bajo la presidencia rusa del BRICS, reúne a instituciones nucleares, empresas y centros técnicos de los países miembros, con el fin de intercambiar conocimientos, promover tecnologías nucleares avanzadas y preparar el terreno para la cooperación financiera e institucional en este sector. A través de esta iniciativa, los BRICS reconocen el valor de la energía nuclear como una fuente limpia y confiable para alcanzar sus metas de desarrollo sostenible y seguridad energética.

Aunque el NDB aún no ha otorgado préstamos nucleares, la plataforma abre la

posibilidad de que en el futuro pueda hacerlo bajo ciertos criterios. Entre ellos, se prevé que el banco priorice proyectos que utilicen tecnologías seguras y modernas (como los SMR), que tengan respaldo institucional y regulatorio sólido, que contribuyan a la descarbonización y que promuevan la transferencia de tecnología entre países miembros.

Además, los proyectos deberán cumplir con altos estándares de seguridad, sostenibilidad ambiental y viabilidad financiera. Este enfoque permitiría al NDB apoyar iniciativas nucleares especialmente en países en desarrollo con el acompañamiento técnico de Rusia y China, los miembros del bloque con mayor experiencia en el ámbito nuclear [96].

Evaluación del mapeo de financiadores para proyectos de energía nuclear

Con el fin de resumir y analizar los diferentes financiadores o programas de financiamiento para proyectos nucleares, a continuación, se presenta una evaluación detallada basada en tres parámetros de posibilidad de aplicación:

- **Baja:** escasa o nula posibilidad de que sea financiado o sea atractivo para financiamiento
- **Mediana:** posibilidad intermedia de que sea financiado o sea atractivo para financiamiento
- **Alta:** significativa posibilidad de que sea financiado o sea atractivo para financiamiento.

Tabla 32. Evaluación de factibilidad de programas de financiamiento

Nº	Mecanismo	Comentario	Posibilidad de financiamiento
1	Taxonomía - Bonos Verdes [97]	Se tiene una mayor aceptación de Bonos Verdes dirigidos hacia el financiamiento de proyectos nucleares. No obstante, debido a la magnitud de inversiones y tiempo de recuperación de capital de una planta nuclear, se debe realizar un análisis financiero específico para este tipo de financiamiento.	BAJA/ MEDIANA
2	Bonos de la Bolsa Boliviana de Valores		
3	Instrumentos para Inversiones en América Latina y el Caribe (LA-CIF)	Es un financiamiento mixto que agrupa dos tipos de mecanismos de financiamiento, que puede ser subsidios con Préstamos/Fondos de Inversión Subvencionados. En Bolivia ya se tiene experiencia con este tipo de financiamiento.	ALTA
4	Mecanismo de Desarrollo Limpio	Con la Sentencia Constitucional Plurinacional 0040/2024 se abre la posibilidad de recurrir a este mecanismo de financiamiento	ALTA
5	Fondo Verde para el Clima	Con los resultados de la COP28, se ha generado una nueva percepción que impulsa la aceleración de las reducciones de emisiones de carbono. Como consecuencia, hay una mayor apertura de fondos verdes para el financiamiento de proyectos nucleares, lo cual se espera que continúe incrementándose con el tiempo.	MEDIANA/ ALTA
6	Banco Mundial	Impulsa a proyectos de reducciones de emisiones de carbono, cuenta con programas de Bonos Verdes.	MEDIANA/ ALTA
7	Banco de Desarrollo de América Latina y el Caribe - CAF	Aprobó financiamiento para un proyecto nuclear en Argentina.	ALTA
8	Banco Interamericano de Desarrollo	BID señaló que no apoya al financiamiento de proyectos nucleares.	BAJA
9	Banco de Exportación e Importación de China (EXIM BANK)	Cuenta con experiencia en el financiamiento de proyectos nucleares.	ALTA
10	Banco de China	Cuenta con experiencia en el financiamiento de proyectos nucleares.	ALTA
11	Nuevo Banco de Desarrollo del BRICS	La creación de la Plataforma de Energía Nuclear del BRICS es un paso estratégico para avanzar hacia el objetivo de financiar proyectos nucleares.	ALTA

Capítulo 9. LINEAMIENTOS DE ACCIÓN PARA EL DESARROLLO DE NORMATIVA REGULATORIA

Desarrollo normativo-regulatorio para SMR

La regulación en el ámbito nuclear y particularmente en el uso de los reactores nucleares es fundamental por diversas razones. La seguridad se traduce en la protección de personas y medioambiente, considerando que, si no se maneja adecuadamente, los efectos pueden ser perjudiciales para la salud humana y el medioambiente. La regulación establece normas y procedimientos para evitar el riesgo de accidentes, pero incluye las medidas en situaciones de accidente, tanto para controlarlas, contenerlas como remediarlas.

La regulación exige el cumplimiento de estrictos estándares de diseño, construcción y operación de las plantas nucleares de potencia. A diferencia de otros sectores como la industria, la regulación nuclear establece normas para el tratamiento, almacenamiento y disposición final de los residuos radiactivos, asegurando que no representen una amenaza para las generaciones futuras. A esta arista que cubre todos estos aspectos se le denomina Seguridad Tecnológica Nuclear.

Un segundo aspecto importante dentro la regulación es la implementación de medidas de seguridad física para proteger las instalaciones nucleares contra actos de sabotaje o terrorismo, garantizando que los materiales nucleares mantengan su resguardo contra agentes externos e internos.

Además, se garantiza el uso pacífico de la energía nuclear en el marco de los acuerdos de Salvaguardias Nucleares para la no fabricación de armas nucleares. Para ello la mayor parte de los Estados del mundo han firmado algún tipo de acuerdo de Salvaguardias con el OIEA con la finalidad de garantizar la No proliferación de armas nucleares.

Una regulación bien estructurada, sólida, efectiva y transparente que contemple estas tres aristas esenciales en el uso pacífico de la energía nuclear, genera confianza en el uso seguro de energía nuclear y fomenta la aceptación pública de esta tecnología que puede contribuir de manera importante en la matriz energética del país.

Los tres factores clave en la seguridad nuclear

La seguridad nuclear es inherente a cualquier tipo de reactor, ya sean los orientados a la generación de electricidad o los destinados a la investigación. Esta se centra en gran medida en el control preciso de tres factores clave:

Control de la reacción nuclear: Controlar la tasa de eventos de fisión es esencial para generar la energía deseada sin poner en riesgo la seguridad.

Control de la temperatura: Resulta fundamental mantener la temperatura del núcleo del reactor dentro de un rango seguro. Si la temperatura se eleva demasiado, puede provocar la fusión del combustible y la liberación de material radiactivo. Y de manera contraria, si la temperatura baja demasiado, la reacción nuclear puede detenerse.

Control de la radiactividad: La radiactividad es una consecuencia natural de la fisión nuclear, por lo tanto, la seguridad nuclear se enfoca en contener esta radiactividad dentro del reactor y evitar su liberación al medioambiente. Para ello se utilizan barreras de contención múltiples y sistemas de filtrado de alta eficiencia para lograr este objetivo.

Si bien estos tres factores no son los únicos, estos demarcan los objetivos de diseño, funcionalidad y nivel de seguridad requerido de todas las Estructuras, Sistemas y Componentes (ESC) de las instalaciones nucleares de este tipo.

Por lo tanto, bajo el hecho de que la tecnología de los SMR consta de sistemas pasivos de seguridad que permiten el control “intrínseco” de estos tres factores. El marco normativo que permite el licenciamiento en las diferentes etapas de implementación de estos reactores debe ser diferenciado y adaptarse a condiciones de los SMR demarcadas desde su diseño, aplicando el principio denominado como enfoque graduado.

Un aspecto que se debe destacar es que, si bien los SMR representan un salto tecnológico en cuanto a diseño y seguridad que además se traducen en ventajas respecto al costo y tiempo de implementación de los reactores de potencia en actual operación, la mayoría de diseños de los SMR aún se encuentran en etapa de desarrollo, existiendo algunos que ya han alcanzado la fase “comercial”, aunque no la producción en masa, pero que ha requerido del desarrollo de un marco regulatorio para su licenciamiento.

En concreto, no existe un marco regulador desarrollado para su licenciamiento generalizado en el mismo grado que para los reactores de potencia tradicionales. Sin embargo, en aquellos países donde se ha alcanzado la escala comercial, ya existe un desarrollo normativo que se puede tomar como base para los países que desean incursionar en la implementación de algún tipo de SMR.

De hecho, sigue siendo válida la recomendación del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), que señala que en aquellos países donde el desarrollo del marco normativo es escaso o nulo es posible adoptar la normativa del país del proveedor tecnológico.

Es importante que los órganos reguladores estén preparados para normar la implementación de los SMR, en el grado proporcional a los requerimientos de un determinado diseño, y que estén dispuestos a un cambio de enfoque de la regulación más tradicional donde se seguía una secuencia desde la elección del sitio (emplazamiento), diseño y construcción, puesta en marcha, operación hasta el cierre y desmantelamiento, por otro más flexible en el cual posiblemente alguna de estas etapas no sea aplicable.

Revisión de la normativa en el licenciamiento

En la actualidad la regulación de los SMR se encuentra en plena evolución, la normativa específica para los SMR aún se encuentra en desarrollo en varios países. Aunque se basan en los estándares existentes para reactores nucleares convencionales y se aplican los principios básicos de la seguridad nuclear, es necesario realizar ajustes para adaptarse a las características de las diferentes tecnologías de SMR, para garantizar que estos nuevos reactores operen de manera segura y confiable.

En la *Figura 105. Ciclo de vida de una central nuclear tradicional*. Fuente: Adaptación del material informativo del “TALLER REGIONAL SOBRE SMR: DESAFÍOS REGULATORIOS, 12 AL 16 DE DICIEMBRE DE 2022, BUENOS AIRES”. Figura 105 se presentan las etapas típicas de licenciamiento de un reactor de potencia tradicional:

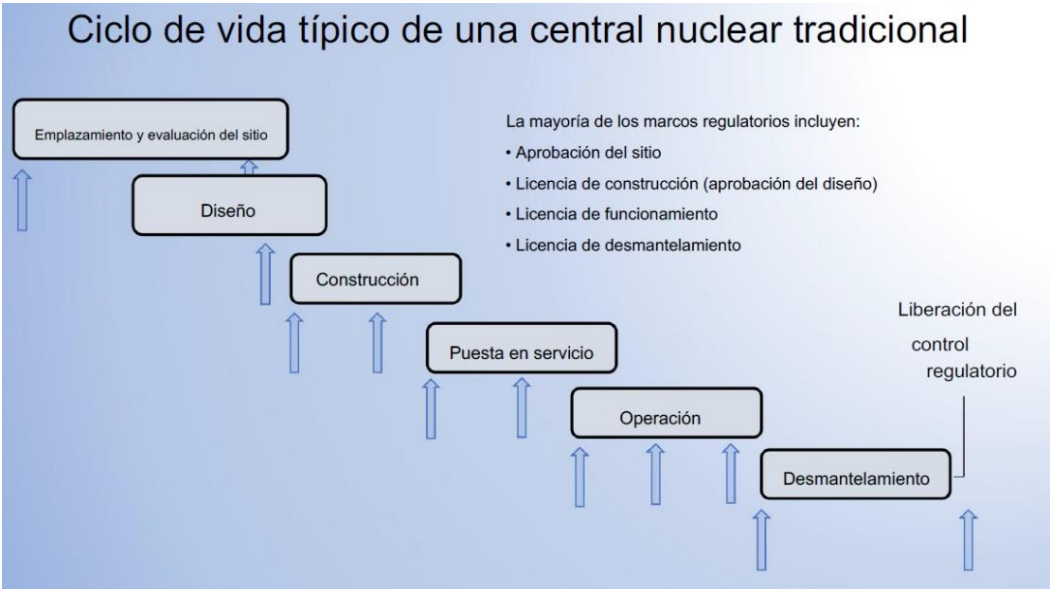


Figura 105. Ciclo de vida de una central nuclear tradicional. Fuente: Adaptación del material informativo del “TALLER REGIONAL SOBRE SMR: DESAFÍOS REGULATORIOS, 12 AL 16 DE DICIEMBRE DE 2022, BUENOS AIRES”.

Tal como se vio, los SMR presentan diferencias significativas respecto a los reactores de potencia comerciales, lo que podría implicar un cambio de paradigma en la regulación. Su menor rango de potencia permite emplazamientos más compactos y con requisitos menos exigentes. Además, su diseño móvil posibilita que el diseño, fabricación, construcción y puesta en marcha se realicen en el país del fabricante antes de su traslado al territorio del usuario final, e incluso que su tiempo de operación en un sitio específico sea menor que su vida útil total. Su carácter modular y escalable facilita la sustitución parcial o total de su estructura y el acoplamiento de múltiples módulos, lo que requiere una supervisión activa del regulador. Asimismo, permite una gestión de riesgos más localizada, ya que un fallo en un módulo no afecta al resto.

Otra característica clave de los SMR es el uso de sistemas pasivos de seguridad, que reducen la probabilidad de accidentes al operar con menores presiones y temperaturas. Esto disminuye las exigencias en la evaluación de seguridad periódica, permite contar con un plantel de operadores más compacto y emplear sistemas activos de seguridad como redundancia. Además, estos sistemas pasivos no requieren energía externa, lo que los hace más confiables en situaciones de emergencia.

Por lo tanto, los organismos reguladores están evaluando cómo aplicar los requisitos de seguridad existentes a estas nuevas tecnologías. Dada la diversidad de diseños de SMR, cada diseño debe ser evaluado individualmente para asegurar que cumple con los estándares de seguridad. En la siguiente figura se pueden visualizar las etapas de licenciamiento que pueden presentarse durante la implementación de un SMR.

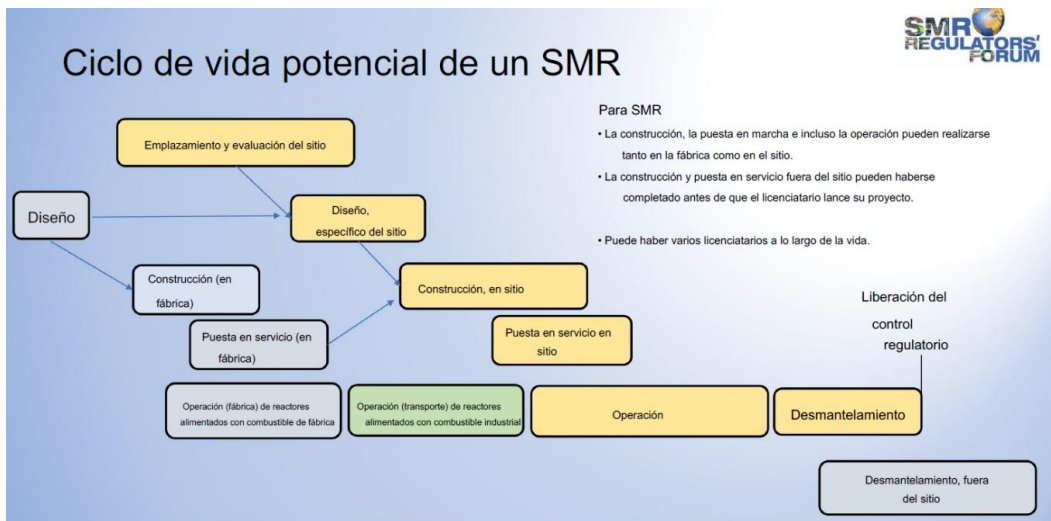


Figura 106. Ciclo de vida potencial de un SMR. Fuente: Adaptación del material informativo del “TALLER REGIONAL SOBRE SMR: DESAFÍOS REGULATORIOS, 12 AL 16 DE DICIEMBRE DE 2022, BUENOS AIRES”.

El OEIA está trabajando para desarrollar guías y estándares internacionales que faciliten la armonización de la regulación de los SMR a nivel mundial, mediante el Foro de Reguladores de SMR. Por lo cual, es muy importante que el país que decida incursionar en la implementación de SMR forme parte de la cooperación internacional, que fomenta la cooperación entre países para compartir las mejores prácticas. Para un mejor aprovechamiento, los marcos regulatorios deben ser lo suficientemente flexibles para adaptarse a la evolución de la tecnología y a los nuevos conocimientos adquiridos.

Es importante señalar que la falta de un marco regulatorio internacional unificado puede generar inconsistencias entre diferentes países, complicando la estandarización y el comercio de los SMR.

Desafíos en la regulación de SMR

El marco regulatorio de los SMR presenta una serie de desafíos únicos debido a que es una tecnología en plena innovación y a la diversidad de diseños planteados.

Cada diseño de SMR tiene características específicas que requieren una evaluación detallada, lo que dificulta la elaboración de una única normativa y que sea generalizable.

Los SMR pueden variar significativamente en tamaño y potencia, lo que implica ajustar los requisitos regulatorios a cada escala. Es un aspecto en lo que se asemejan a los reactores de investigación que existen de diversos tipos, pero para los cuales el OIEA ha podido establecer lineamientos generales de licenciamiento. Aunque muchos diseños de SMR enfatizan en su seguridad inherente, es necesario demostrar de manera rigurosa que estas características son suficientes para garantizar la seguridad a largo plazo a partir de una evaluación y gestión de riesgos y la capacidad de respuesta ante emergencias. Considerando además el hecho de que se cuenta con una limitada experiencia operativa del operador y del regulador.

Para obtener la denominada licencia social necesaria para emplazar y operar un SMR, se requiere abordar las preocupaciones del público y de los *stakeholders* en general sobre la seguridad, los riesgos asociados y los beneficios relacionados a su implementación, para construir confianza en la seguridad de esta tecnología y en los procesos regulatorios. Para ello, es fundamental una comunicación clara y transparente sobre los beneficios y riesgos de los SMR y así obtener la aceptación pública.

En general, cada etapa de implementación implica desafíos distintos y estarán presentes en el diseño, la fabricación, la construcción, para los cuales la evaluación de la seguridad debe demostrar que se cumple con los requisitos de seguridad en condiciones normales y especialmente en condiciones previstas de accidente. Además, durante la construcción se debe garantizar que los componentes y materiales utilizados cumplan con los estándares de calidad ya establecidos para los reactores convencionales, pero que son inexistentes para ciertos diseños. En las etapas de puesta en marcha y operación, comprobar los límites de operación, contar con el personal capacitado para operar estas instalaciones, establecer un régimen de control regulatorio eficaz para garantizar el cumplimiento continuo de las normas y la actualización de estas conforme se adquiere la expe-

riencia operativa. Se deben definir los procedimientos y requisitos para asegurar una operación segura y confiable a lo largo de la vida útil del reactor.

Por último, es igual de importante la planificación a largo plazo del desmantelamiento seguro y la gestión del combustible nuclear durante toda la vida útil del reactor. Por lo cual también este factor debe ser considerado dentro el marco normativo regulatorio.

Países con infraestructura regulatoria para SMR

Como se ha mencionado, a nivel mundial la regulación para el licenciamiento de los SMR aún está en desarrollo, pero existen varios países que han desarrollado o adaptado su normativa para la implementación de esta tecnología. Con base en la selección realizada en el capítulo 5 se describen a continuación los aspectos de la normativa aplicada por cada país:

Rusia: El marco normativo para el licenciamiento del SMR RITM-200N ha sido encarado por el organismo regulador ruso Servicio Federal de Supervisión Ambiental, Industrial y Nuclear (Rostekhnadzor), armonizando las normas existentes aplicables a los reactores comerciales actuales adaptando los requisitos de seguridad a las particularidades de los SMR.

Rostekhnadzor emitió una licencia para la construcción del primer SMR terrestre basado en el RITM-200N en la República de Sajá (Yakutia), Rusia, lo que confirma que el diseño ha superado las revisiones de seguridad requeridas por la autoridad reguladora.

Otro aspecto que señalar es que el diseño del RITM-200N y su regulación están armonizados con las recomendaciones del OIEA. Este SMR aplica el principio de “defensa en profundidad”, concepto que implica múltiples niveles de protección para prevenir accidentes y mitigar sus consecuencias, como lo establecen los documentos del OIEA.

Por último, un punto importante a destacar es que el RITM-200N es una adaptación para uso terrestre del reactor RITM-200, que ha sido operado con éxito en la flota de rompehielos nucleares rusos. Esta experiencia operativa en un entorno exigente como lo es el Ártico ha sido un factor importante en la validación de su seguridad y rendimiento.

China: La normativa regulatoria para el SMR ACP-100 ha sido desarrollada por la Administración Nacional de Seguridad Nuclear (NNSA por sus siglas en inglés), que es la autoridad reguladora en China. Al igual que con el RITM-200N, el proceso de licenciamiento se basa en la adaptación de las normas nucleares existentes, con un fuerte enfoque en las características de seguridad del diseño.

El proceso de aprobación del ACP-100 por la NNSA ha sido un hito importante a partir de la aprobación del Informe de Evaluación de Impacto Ambiental del proyecto en 2019 y el Informe Preliminar de Análisis de Seguridad en 2020. Esta aprobación regulatoria fue un paso crucial para el inicio de la construcción del reactor de demostración en la provincia de Hainan.

El diseño del ACP-100 ha sido sometido a una revisión de seguridad genérica (GRSR) por parte del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) en 2016. Esta revisión confirmó que el diseño del reactor cumple con los estándares y códigos de seguridad nuclear internacionales.

El diseño del ACP-100 también incorpora el principio de “defensa en profundidad”, que es un pilar de la seguridad nuclear internacional, aplicando múltiples barreras físicas para prevenir accidentes y mitigar sus consecuencias radiológicas.

Argentina: La normativa regulatoria para el SMR CAREM (Central Argentina de Elementos Modulares) está bajo la jurisdicción de la Autoridad Regulatoria Nuclear (ARN) de Argentina.

A diferencia de los anteriores casos presentados, la ARN ha desarrollado un esquema de licenciamiento ad hoc para el CAREM-25, debido a que las normas tradicionales de licenciamiento para centrales nucleares no se ajustan completamente a las características de un prototipo experimental.

La ARN ha otorgado una “Autorización de Práctica no Rutinaria” que actúa como una licencia marco, permitiendo el avance de las etapas de construcción bajo la supervisión de la ARN. El proceso de licenciamiento del CAREM se ha dividido en autorizaciones específicas para cada fase, lo cual permite a la ARN revisar y aprobar cada etapa antes de que el proyecto avance, lo que es crucial para garantizar la seguridad de este diseño innovador.

El objetivo final del proceso es obtener una “Licencia de Puesta en Servicio” y posteriormente una “Licencia de Operación”, que la ARN emitirá una vez que se hayan completado todas las pruebas y se haya demostrado el cumplimiento de los estándares de seguridad.

Al igual que las otras tecnologías de SMR, el diseño del CAREM cumple con el concepto de “defensa en profundidad” del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), aplicando múltiples barreras de seguridad para prevenir accidentes y mitigar sus consecuencias radiológicas.

La ARN trabaja en estrecha colaboración con el OIEA y sus documentos de seguridad. La seguridad del CAREM está siendo evaluada de acuerdo con las guías y estándares del OIEA con el objetivo de demostrar una sólida base regulatoria para que el CAREM sea un producto atractivo en el mercado internacional.

EEUU: La normativa regulatoria para el SMR NuScale es un hito significativo en el campo de la energía nuclear para los EE. UU., ya que fue el primer SMR en recibir la certificación de diseño en dicho país. El proceso fue liderado por la Comisión Reguladora Nuclear de Estados Unidos (NRC). La versión de 77 MWe es una versión mejorada, la cual actualmente tiene la aprobación de la NRC desde mayo de 2025.

Además, la NRC ha aprobado una “certificación de diseño” que no otorga la licencia para construir y operar un reactor, pero permite a las empresas que deseen construir un reactor NuScale hacer referencia al diseño aprobado en su solicitud de licencia combinada de construcción y operación. Esto agiliza enormemente el proceso, ya que no tienen que volver a justificar la seguridad del diseño del reactor en sí.

En cuanto a la aplicación de estándares internacionales, en el caso del Nuscale, la certificación de la NRC tiene de por medio la colaboración de organismos reguladores de otros países, como la Autoridad de Seguridad Nuclear Canadiense (CNSC) y el Centro Científico y Técnico Estatal de Ucrania para la Seguridad Nuclear y Radiológica (SSTC NRS), para compartir los resultados del proceso de certificación de la NRC y así agilizar el despliegue de esta tecnología a nivel mundial.

Existe un gran interés de otros países como Corea del Sur, Francia, Reino Unido y varios países nórdicos que también están explorando activamente la regulación de los SMR y podrían a futuro contar con la normativa desarrollada para el licenciamiento de los SMR en los próximos años.

PRINCIPALES HALLAZGOS

El análisis desarrollado a lo largo del presente documento demuestra que la energía nuclear, mediante la incorporación de SMR, se perfila como una alternativa estratégica para la potencial diversificación de la matriz energética boliviana. Las evaluaciones técnicas, económicas y ambientales coinciden en que la generación eléctrica a partir de la tecnología nuclear puede desempeñar un papel clave en la transición energética, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y aportando seguridad y estabilidad a los sistemas eléctricos.

A nivel mundial, para el 2023 la energía nuclear representa alrededor del 9,4% de la generación eléctrica, situándose detrás de las fuentes a carbón (36,5%), gas natural (23,1%) e hidráulica (14,7%). Esta participación corresponde principalmente a la producción de electricidad mediante reactores de fisión convencionales, en su mayoría de los tipos PWR y BWR, de alta potencia. En la región latinoamericana la participación de la energía nuclear se reduce a apenas 2% de la matriz eléctrica, donde predomina una alta proporción de energías renovables (63,8%) y de fuentes fósiles (34,1%), principalmente gas natural, petróleo y sus derivados.

En los últimos años, el sector nuclear ha impulsado el desarrollo de una nueva solución tecnológica: los reactores modulares pequeños (SMR). Estos tienen su origen en el concepto de los reactores compactos utilizados en flotas y han evolucionado hacia diseños adaptados a las necesidades de los países, incorporando nuevos enfoques en seguridad y sistemas de refrigeración. Su propósito es responder a múltiples demandas, como la calefacción urbana en grandes ciudades, el suministro de energía eléctrica en zonas remotas, la desalinización de agua y la provisión de calor para procesos industriales, destacando por su versatilidad en tamaño, diseño, construcción, operación y seguridad.

En el marco de la transición energética, impulsada por los efectos del cambio climático, la sostenibilidad de las fuentes de energía, la vulnerabilidad de los sistemas eléctricos frente a fenómenos climáticos adversos y la necesidad de garantizar resiliencia y seguridad energética, este documento desarrolla un análisis sobre la vulnerabilidad de diferentes tecnologías de generación eléctrica. El objetivo es identificar sus capacidades y ventajas comparativas, con especial énfasis en las fuentes renovables y en los SMR, a fin de evaluar su desempeño y potencial frente a estos desafíos.

Con base en la metodología AHP multiparámetro, se elaboró un ranking de vulnerabilidad de las fuentes de energía de bajas emisiones. Los resultados muestran

que la energía nuclear es la menos vulnerable a efectos del cambio climático, con un puntaje de 3,187, en comparación con la solar (5,447), la eólica (6,690) y la hidroeléctrica (7,287). Estos valores permiten identificar con mayor precisión qué tecnologías están más expuestas a los efectos del cambio climático, aportando información estratégica para la planificación energética y la definición de medidas de mitigación y adaptación, en las que la tecnología nuclear aparece particularmente favorecida.

Se destaca que la generación nuclear constituye la fuente con menores emisiones de CO₂, con apenas 6 toneladas por GWh a lo largo de todo su ciclo de vida, en comparación con otras fuentes de generación eléctrica. Del mismo modo, es la tecnología de bajas emisiones que requiere el menor espacio físico, con una demanda de solo 0,3 m² por MWh generado.

Además, se realizó la evaluación de la vulnerabilidad climática del sistema eléctrico boliviano, aplicando la metodología previamente descrita. Los resultados indican que Bolivia se clasifica como un país vulnerable, debido a la composición de su matriz energética, marcada por una fuerte dependencia de fuentes térmicas y participación de energías renovables (≈30%). En términos climáticos, el país figura entre los más vulnerables de la región, según los índices internacionales de riesgo climático. Los eventos extremos, como sequías, inundaciones y variaciones estacionales, afectan de manera directa la confiabilidad de las diferentes fuentes de generación, lo que refuerza la necesidad de incorporar fuentes de carga base que complementen a las renovables, tanto a las de carácter hídrico como a las intermitentes (solar y eólica), fortaleciendo así la resiliencia y seguridad del sistema eléctrico nacional.

Por otra parte, se evaluaron los requerimientos de infraestructura nuclear y los lineamientos tecnológicos sugeridos por el OIEA para la implementación de SMR en países de la región, con el fin de identificar aquellos con condiciones compatibles para su adopción. Aunque se aplicó una estrategia general, se consideró que los criterios internacionales deben adaptarse tanto a las características propias de la región como a las particularidades de cada país, partiendo del supuesto de que la infraestructura nuclear está en desarrollo. El objetivo no solo es impulsar esta tecnología, sino también avanzar hacia una matriz energética más resiliente frente a los efectos del cambio climático, asegurando fuentes de generación eléctrica de base que aporten seguridad energética. En este contexto, se estableció como consideración inicial el cumplimiento de requerimientos mínimos, entre ellos el tamaño del sistema eléctrico nacional. Algunos países de la región no fueron contemplados precisamente porque sus sistemas resultan demasiado pequeños

en comparación con la potencia mínima de los SMR. En estos casos, podría considerarse la utilización de microreactores, los cuales no forman parte del presente estudio.

Con el mismo enfoque multicriterio (basado en aspectos económicos, técnicos y ambientales) se consideraron parámetros como el PIB PPA, las condiciones de infraestructura, la exportación de combustibles, la importación de energía, la intensidad energética, la tasa de crecimiento de la energía primaria, la vulnerabilidad del suministro eléctrico, las emisiones de CO₂ por país, la participación de energías renovables en la generación eléctrica y el acceso a la electricidad. A partir de estos indicadores, se identificaron los países que cumplen con las condiciones mínimas iniciales para la implementación de SMR. En una segunda fase, se estableció un ranking de adaptabilidad según los criterios analizados. Aunque Bolivia se ubica en la parte inferior de la lista, cumple con los requisitos esenciales, por lo que es considerado un país con potencial para la futura adopción de SMR.

Debido a la gran cantidad de diseños de SMR en desarrollo, la identificación del más adecuado resulta una tarea necesaria, para ello se requiere una evaluación integral de sus características técnicas, de operación y mantenimiento. Con el fin de reducir el número de alternativas, se adoptó un proceso de selección en dos fases. En la primera, se aplicaron criterios de exclusión, considerando el tipo de tecnología del SMR, su fecha estimada de comercialización y la potencia nominal por módulo. Posteriormente, en una segunda fase, se utilizó la metodología AHP para realizar un análisis comparativo más detallado. Cabe señalar que cada diseño presenta particularidades en cuanto a condiciones de operación, vinculadas al combustible nuclear, el refrigerante, el moderador, entre otros. Dado que la tecnología de reactores refrigerados por agua es la más consolidada y cuenta con la mayor experiencia operativa a nivel mundial, el análisis se centró en este tipo de reactores para evaluar su incorporación.

Tras la evaluación de los diseños, se ha verificado que el RITM-200N obtiene la mayor puntuación (8,867 puntos), seguido por el diseño chino ACP-100 (7,677 puntos), el diseño CAREM-25 (7,352 puntos) en tercer lugar, y el diseño estadounidense NuScale (7,175 puntos) en cuarto lugar.

Abordando la implementación potencial de un SMR en Bolivia, y en el marco de la planificación del sector eléctrico nacional, se plantea la posibilidad de sustituir parte de la generación intermitente prevista en los proyectos de largo plazo por fuentes de generación firme, como la energía nuclear, con el fin de fortalecer la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico.

La planificación eléctrica de mediano y largo plazo no contempla la incorporación de nuevas centrales termoeléctricas. En este sentido, la introducción de SMR se vincula principalmente a la sustitución de generación intermitente (solar y eólica), lo que permitiría fortalecer la generación de base y una larga vida útil mínima de 60 años. Bajo este escenario, se plantea que hacia el año 2030 se retire de la planificación un total de 290 MW de generación intermitente en el occidente del país, y que en el año 2035 se reemplacen 51 MW de eólica y 30 MW fotovoltaicos en la zona central, junto con 251 MW en el oriente, sustituyéndolos por capacidad equivalente de SMR, alcanzando en conjunto una potencia total estimada de 600 MW. Se toma en consideración la matriz energética del 2023, junto con los elementos proyectados hacia el 2050 incluida la incorporación de 600 MW provenientes de energía nuclear y el crecimiento progresivo de la fuente solar y eólica, para determinar el escenario energético para el 2050. Con la incorporación de SMR, el cambio más importante se encuentra en la reducción de presencia termoeléctrica de 69,8% a 31,9%. La generación hidroeléctrica se incrementa hasta casi un 34%, mientras que las renovables (eólica, biomasa, geotérmica y solar) llegan aproximadamente a un 27% y la nuclear supera el 7%. Si bien se observa una diferencia porcentual importante, es importante señalar que por el alto factor de planta (mayor al 90%) de la nuclear en generación de energía, esta tendría mayor presencia. Asimismo, se realizó una evaluación sobre la incorporación de SMR en los principales sistemas aislados de Bolivia, conformados por Cobija, Riberalta y Guayaquerín, conocidos en conjunto como el Sistema Norte Amazónico. Actualmente, estos sistemas dependen de un suministro creciente de diésel oil importado, cuyo costo es subvencionado a 1,10 Bs/lt, y cuya proyección al 2050 alcanzaría una subvención acumulada del orden de USD 2,3 mil millones. Bajo el escenario de incorporar en el 2035 un total de 50 MW de capacidad mediante SMR, con una inversión estimada de USD 250 millones, se lograría un ahorro acumulado de aproximadamente USD 1,5 mil millones. No obstante, resulta estratégico mantener en operación las centrales existentes en los sistemas aislados, así como repotenciar e incrementar gradualmente su capacidad, de manera que la introducción de SMR complemente la infraestructura actual, asegure la confiabilidad del suministro y reduzca progresivamente la dependencia de combustibles fósiles importados.

Por otro lado, existe un potencial uso de SMR en cogeneración en Bolivia relacionados a los proyectos. Existe un potencial de uso de SMR en cogeneración en Bolivia vinculado, por un lado, al Proyecto Siderúrgico del Mutún en el oriente (que, además de requerir calor de proceso, demanda suministro eléctrico y opera fuera del SIN) y, por otro, al proyecto de industrialización del litio en el occidente, donde la desalinización de agua salada y el abastecimiento eléctrico podrían beneficiarse de una fuente de carga base confiable. En este último caso, la alimentación ac-

tual mediante una línea de transmisión radial de 115 kV refuerza la conveniencia de contar con generación local y estable, para reducir vulnerabilidades operativas y garantizar continuidad de servicio en procesos industriales críticos.

En el caso del Proyecto Siderúrgico del Mutún, la incorporación de un SMR permitiría reemplazar el uso de gas natural en la generación eléctrica, destinando este recurso a la exportación y la industrialización. En una primera etapa, se estima la necesidad de un SMR de 100 MW, con posibilidad de expansión progresiva hasta alcanzar su potencia nominal de 456 MW.

En el caso de la planta de industrialización de litio en el Salar de Uyuni, que contempla procesos de ósmosis inversa junto con una mayor demanda de energía eléctrica y su conexión mediante una línea de transmisión radial de 115 kV, se estima un requerimiento inicial de 50 MW, con posibilidad de expansión hasta 450 MW. Adicionalmente, el proyecto demanda suministro de calor para procesos industriales y de desalinización. Para responder a estas necesidades, se ha realizado el ejercicio de cobertura de los requerimientos iniciales mediante la incorporación de un SMR del tipo RITM-200N.

Es importante señalar que la implementación eléctrica de la planta de industrialización del litio, al encontrarse interconectada al SIN, exige una evaluación cuidadosa de sus necesidades específicas dentro de la planificación nacional. En este marco, resulta necesario definir un ajuste en la localización de la capacidad proyectada, dado que parte de los 300 MW previstos hacia 2035 deberían reorientarse para atender las demandas del sistema eléctrico boliviano y cubrir la demanda de esta instalación, garantizando así el suministro directo al proyecto de industrialización del litio y contribuyendo a reducir las vulnerabilidades de la red. Se abordaron los aspectos ambientales, climáticos, técnicos y energéticos, y finalmente se incorporó el análisis económico, que contempla la implementación de SMR, sus costos de inversión, mantenimiento y operación, así como las posibles formas de financiamiento. En términos comparativos con otras fuentes del sector eléctrico, se evaluaron tres escenarios de CAPEX para la tecnología nuclear: 3.500 USD/kW, 5.000 USD/kW y 6.000 USD/kW, considerando una vida útil de 60 años y el alto factor de planta característico de esta tecnología. Los resultados muestran que, bajo el escenario Nuclear 1 (CAPEX de 3.500 USD/kW), los costos de generación nuclear resultan competitivos frente a la hidroeléctrica y se ubican en un rango similar al de la energía eólica. Asimismo, la nuclear compite con tecnologías fósiles cuando estas operan con precios de combustible inferiores a 9 USD/MMBTU. A futuro, se proyecta una reducción en los costos de construcción, siguiendo una tendencia observada también en otras tecnologías de generación.

En relación con lo anterior, se ha realizado un mapeo de los principales financiadores con experiencia en proyectos nucleares, destacándose la participación del Nuevo Banco de Desarrollo del BRICS, que respalda la Plataforma de Energía Nuclear como un paso estratégico para avanzar en el financiamiento de este tipo de iniciativas en la región. Este ejemplo puede servir como referencia para que otras agencias de financiamiento consideren la incorporación de proyectos nucleares en sus carteras. Cabe mencionar también la experiencia de la CAF, que aprobó el financiamiento de una central nuclear convencional en Argentina, así como la apertura mostrada por el Banco Mundial para incluir en su plataforma de financiamiento proyectos vinculados al ámbito nuclear.

Asimismo, el ámbito regulatorio nuclear constituye un aspecto fundamental para posibilitar la implementación de los SMR. Uno de los principales retos para los países y la región es establecer un marco normativo claro que garantice los principios de seguridad, pero que, al mismo tiempo, tome en cuenta la experiencia acumulada en la aplicación regulatoria sobre reactores de potencia, basada en normativas con más de 60 años de vigencia. Es necesario, por tanto, diferenciar y adaptar los procesos, especificaciones y requisitos de licenciamiento a las particularidades de estos nuevos tipos de reactores, de manera que se logre, por un lado, cumplir con los estándares de seguridad y, por otro, evitar que las exigencias diseñadas para reactores de gran escala se conviertan en una barrera para el desarrollo de los SMR.

Finalmente, un aspecto relevante a considerar es la oportunidad que se abre para el país de integrarse y fortalecerse en alguna etapa de la cadena de suministro nuclear vinculada a la implementación de SMR. Un ejemplo ilustrativo es el CAREM en Argentina, donde, gracias a la experiencia acumulada en el ámbito nuclear, se logró que gran parte, si no la totalidad, de los componentes del reactor fueran de origen nacional, lo que permitió potenciar la industria local y generar un efecto multiplicador en el desarrollo tecnológico y económico de ese país.

REFERENCIAS

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Energy Institute - Statistical review of World Energy 2024.
- [2] Ember, 2024 – Electricity generation from other renewables, excluding bioenergy..
- [3] OLADE – Panorama energético de América Latina y El Caribe 2024. Disponible en: https://www.olade.org/wp-content/uploads/2024/12/PANORAMA-ENERGETICO-ALC_202418-12-2024.pdf.
- [4] Comité Nacional de Despacho de Carga – Generación bruta anual. Disponible en: https://www.cndc.bo/media/archivos/estadistica_anual/genbruta_2025.htm.
- [5] Ritchie, H. & Rosado, P. – Nuclear Energy. Disponible en: <https://ourworldindata.org/nuclear-energy>.
- [6] Programa Nuclear Boliviano – Lineamientos para el desarrollo de la tecnología nuclear en Bolivia.
- [7] Rosatom Newsletter - World's First Nuclear Power Plant Celebrates 65th Anniversary. Disponible en: <https://rosatomnewsletter.com/2019/08/23/worlds-first-nuclear-power-plant-celebrates-65th-anniversary/>.
- [8] Adaptado de OIEA – Power Reactor Information System. Disponible en: <https://pris.iaea.org/pris/home.aspx>.
- [9] International Energy Agency – Electricity 2024. Disponible en: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ddd078a8-422b-44a9-a668-52355f24133b/Electricity2024-Analysisandforecastto2026.pdf>.
- [10] IEA – Share of nuclear energy in total electricity generation by country, 2023. Disponible en: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/share-of-nuclear-energy-in-total-electricity-generation-by-country-2023>.
- [11] OIEA – Power Reactor Information System. Disponible en: <https://pris.iaea.org/PRIS/home.aspx>.

- [12] OIEA – Advances in Small Modular Reactors. Disponible en: https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/p15790-PUB9062_web.pdf.
- [13] Global Carbon Budget, 2024 – Annual CO2 emissions – GCB. Disponible en: <https://ourworldindata.org/co2-emissions..>
- [14] Our World In Data – Breakdown of carbon dioxide, methane and nitrous oxide emissions by sector. Disponible: <https://ourworldindata.org/emissions-by-sector>.
- [15] Adaptado de Our World In Data – What are the safest and cleanest sources of energy. Disponible en: <https://ourworldindata.org/safest-sources-of-energy>.
- [16] Climate Watch – The World Resources Institute..
- [17] COP 28: Qué se ha acordado y qué supone para hacer frente a la crisis climática. Disponible: <https://anue.org/es/2023/12/14/cop-28-que-se-ha-acordado-y-que-supone-para-hacer-frente-a-la-crisis-climatica/>.
- [18] OIEA – Adapting the energy sector to climate change. Disponible en: <https://www.iaea.org/publications/12338/adapting-the-energy-sector-to-climate-change>.
- [19] COP 29 in Baku: A landmark event for the global nuclear industry. Disponible: <https://world-nuclear.org/news-and-media/press-statements/cop29-in-baku-a-landmark-event-for-the-global-nuclear-industry>.
- [20] World Nuclear Association – Carbon dioxide emissions from electricity. Disponible en: <https://world-nuclear.org/information-library/energy-and-the-environment/carbon-dioxide-emissions-from-electricity>.
- [21] United Nations Climate Change - <https://unfccc.int/es/news/cop29-acuerda-triplicar-la-financiacion-a-los-paises-en-desarrollo-protegiendo-vidas-y-medios-de>.
- [22] Reuters – Developing nations blast \$300 billion COP29 climate deal as insufficient.
- [23] Asian Development Bank – Climate risk and adaptation in the electric power sector.

- [24] Durmayaz, A., OguzSalim, S., 2006. Influence of cooling water temperature on the efficiency of a pressurized-water reactor nuclear-power plant. *International Journal of Energy Research* 30,799–810.
- [25] Linnerud, Kristin, Gunnar Eskeland, and Torben Mideksa, 2009. The impact of climate change on thermal power supply. CICERO mimeo.
- [26] Harrison, G.P., L.C. Cradden, and J.P. Chick. 2008. Preliminary assessment of climate change impacts on the UK onshore wind energy resource. *Energy Sources*. 30 (14). pp. 1286–1299.
- [27] Saaty, T – The analytic hierarchy process: decision making in complex environments.
- [28] Taherdoost, H – Decision making using the analytic hierarchy process (AHP), a Step by step approach..
- [29] Collins, M et al – Long term climate change: Projection, commitments and irreversibility..
- [30] Pereira de Lucena, A et al – The vulnerability of wind power to climate change in Brazil.
- [31] OIEA – Technology roadmap for small modular reactor deployment..
- [32] OIEA – Deployment indicators for SMR..
- [33] Black, G. et al. – Carbon free energy development and the role of small modular reactors..
- [34] World Bank – Open Data.
- [35] Gatto, A; Bussato, F – Energy vulnerability around the world: The global energy vulnerability index..
- [36] Market Business News – What is Purchasing Power Parity (PPP)? Why is it important?.
- [37] Schwab, K – The global competitiveness report..

- [38] British Petroleum – Energy Outlook 2022..
- [39] Department of Commerce – The commercial outlook for U.S. SMR..
- [40] Gnansounou, E – Assessing the energy vulnerability: Case of industrialized countries..
- [41] US Department of Energy – Energy intensity indicators: Terminology and definitions..
- [42] Suehiro, S – Energy intensity of GDP as an Index of Energy Conservation..
- [43] Walsh, B et al – Pathways for balancing CO2 emissions and sinks.
- [44] Vasquez, C et al – From potential to action: energy efficiency in Latin America..
- [45] Locatelli, G; Mancini, M, Belloni, P – Method to select the countries and scenarios more appropriate for the development of SMR.
- [46] Comité Nacional de Despacho de Carga..
- [47] IAEA - Small Modular Reactors Catalogue 2024. Disponible en: https://aris.iaea.org/publications/SMR_Catalogue_2024.pdf.
- [48] Marcel, C.P et al – Stability of self-pressurized, natural circulation, low thermodynamic quality, nuclear reactors: The stability performance of the CAREM-25 reactor.
- [49] Tashakor, S. et al – Neutronic simulation of CAREM-25 small modular reactor..
- [50] Magan, H. et al – CAREM Project Status..
- [51] Fuel Cells Works – NuScale Power Releases Update Evaluation for 77 MWe Module Clean Hydrogen Production..
- [52] Sadegh-Noedoost, A, et al. – Investigations of the fresh-core cycle-length and the average fuel depletion analysis of the NuScale core..

- [53] Ingersoll, D.T. et al. – NuScale small modular reactor for cogeneration of electricity and water.
- [54] Autoridad de Electricidad y Tecnología Nuclear – Anuario Estadístico AETN 2023.
- [55] Monroy Cuellas, J.L, Estudio de recursos hídricos, potenciales hidroeléctricos y diseño de pequeñas centrales hidroeléctricas en municipios del departamento de La Paz..
- [56] Ministerio de Hidrocarburos y Energías – Hoja de ruta para la producción y uso de hidrógeno verde y de bajas emisiones en Bolivia..
- [57] Ministerio de Hidrocarburos y Energías – Cobertura eléctrica alcanza al 83% de los hogares que residen en el área rural..
- [58] Ministerio de Hidrocarburos y Energías – Cobertura eléctrica llegará al 94,6% de los hogares del país hasta diciembre próximo..
- [59] Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia - 2025.
- [60] Comité Nacional de Despacho de Carga - Informe de la Programación de Mediano Plazo Noviembre 2024 – Octubre 2028.
- [61] Comité Nacional de Despacho de Carga – Estudio de incorporación de generación a largo plazo presentado a la ABEN..
- [62] Nuclear Energy Agency. Beyond Electricity: The Economics of Nuclear Cogeneration.
- [63] Nuclear Energy Agency, “Technology Roadmap Update for Generation IV, Nuclear Energy Systems”, www.gen-4.org/gif/jcms/c_40473/a-technology-roadmap-for-generation-iv-nuclear-energy-systems., January 2014..
- [64] IAEA, “Guidance on Nuclear Energy Cogeneration, Report No. NP-T-1.7, International Atomic Energy Agency,,” www.iaea.org/publications/13385/guidance-on-nuclear-energy-cogeneration., Vienna..
- [65] IAEA., “ Industrial Applications and nuclear cogeneration. Disponible en: <https://www.iaea.org/topics/non-electric-applications/industrial-applications-and-nuclear-cogeneration>”..

[66] Empresa Siderurgica del Mutún, “Informe Técnico ESM-FISC-Nº 109/2022, Disponible en: https://esm.gob.bo/recursos/img_noticias/INFORME-TECNICO-DEL-PROYECTO-SIDERURGICO-MUTUN.pdf.

[67] Oficina Técnica para el Fortalecimiento de la Empresa Pública, “Siderúrgica del Mutún tendrá Central Eléctrica de 105 MW. Disponible en: <https://www.ofep.gob.bo/index.php/comunicacion/noticiasplataforma/item/1449-siderurgica-del-mutun-tendra-central-electr>.

[68] Juan Carlos Montenegro Bravo, “LITIO Y CARBONATO DE LITIO EN BOLIVIA. Bolivia. Obtenido de <https://www.cedib.org/wp-content/uploads/2021/08/LITIO-Y-CARBONATO-DE-LITIO-EN-BOLIVIA.-Ing.-Juan-Carlos-Montenegro-Bravo.pdf>,” (2014)..

[69] Información solicitada por ABEN y provista por YLB..

[70] International Energy Agency, World Energy Outlook 2023, International Energy Agency, Paris (2023), <https://doi.org/10.1787/827374a6-en>.

[71] International Energy Agency, World Energy Investment 2024, International Energy Agency, Paris (2024), <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2024>.

[72] IAEA, Climate Change and Nuclear Power – Financing Nuclear Energy in Low Carbon Transitions. 2024.

[73] IAEA. Integrated approach to optimize operation and maintenance costs for operating nuclear power plants. 2006..

[74] Carelli MD, Ingersoll DT. Handbook of small modular nuclear reactors. Woodhead Publishing, Elsevier; 2014. p. 1–536..

[75] NEA. The economics of the nuclear fuel cycle. Available from: <http://www.oecd-ne a.org/ndd/reports/efc/EFC-complete.pdf>; 1994.

[76] IAEA. Cost estimation for research reactor decommissioning. 2013. Available from: http://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub1596_web.pdf..

[77] Björn Steigerwald, Jens Weibezahn, Martin Slowik, Christian von Hirschhausen. Uncertainties in estimating production costs of future nuclear technologies: A model-based analysis of small modular reactors. 2023.

- [78] Mignacca B, Locatelli G. Economics and finance of Small Modular Reactors: a systematic review and research agenda. *Renew Sustain Energy Rev* 2020;118: 109519. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109519>..
- [79] Ingersoll DT, Carelli MD. Handbook of small modular nuclear reactors. Woodhead Publishing; 2020..
- [80] Locatelli G, Bingham C, Mancini M. Small modular reactors: a comprehensive overview of their economics and strategic aspects. *Prog Nucl Energy* 2014;73: 75–85. <https://doi.org/10.1016/j.pnucene.2014.01.010>.
- [81] Nick Van Hee, Herbert Peremans, Philippe Nimmegeers. Economic potential and barriers of small modular reactors in Europe. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2024.
- [82] Organisation for Economic Co-operation and Development and Nuclear Energy Agency. Current status, technical feasibility and economics of small nuclear reactors [Online]. Available: <https://www.oecd-neo.org/ndd/reports/2011/current-status-small-reactors.p>.
- [83] Carelli MD, Mycoff CW, Garrone P, Locatelli G, Mancini M, Ricotti ME, et al. Competitiveness of small-medium, new generation reactors: a comparative study on capital and O&M costs. *International Conference on Nuclear Engineering* 2008; 48175:499–506. <https://doi.org/10.5516/NET.02.2013.517>..
- [84] Pannier CP, Skoda R. Comparison of small modular reactor and large nuclear reactor fuel cost. *Energy Power Eng* 2014;06(5):82–94.
- [85] Lokhov A, Cameron R, Sozoniuk V. OECD/NEA study on the economics and market of small reactors. *Nucl Eng Technol* 2013;45(6):701–6. <https://doi.org/10.5516/NET.02.2013.517>..
- [86] Global Gateway: iniciativa lanzada por la Unión Europea (UE) para promover el desarrollo de infraestructuras sostenibles en todo el mundo. Busca movilizar hasta 300.000 millones de euros en inversiones entre 2021 y 2027. Impulsar proyectos que promuevan I.
- [87] PNUMA, «Introducción al MDL: El Mecanismo de Desarrollo Limpio. Disponible en: https://www.uncclearn.org/wp-content/uploads/library/unep61_spn_0.pdf»..

- [88] Banco Mundial, «Una Nueva era de desarrollo – Informe Anual 2023».» 2023..
- [89] Banco de Desarrollo de América Latina y El Caribe, «Hoja institucional 2024. Disponible en: <https://www.caf.com/media/4668216/af-factsheet-institucional-es-2024-final.pdf>,» 2024..
- [90] USD 240 million for Argentine energy sector. Disponible en: <https://www.caf.com/en/currently/news/2010/03/us-240-million-for-argentine-energy-sector/>.
- [91] El BID no apoya planes de energía nuclear. Disponible en: https://www.hoybolivia.com/Noticia.php?IdNoticia=145693&tit=el_bid_no_apoya_planes_de_energia_nuclear.
- [92] The Export-Import Bank of China, «White Paper on Green Finance Export. Disponible en: <http://english.eximbank.gov.cn/News/WhitePOGF/202301/P020230106613030856905.pdf>,» 2022.
- [93] Bank of China., «2022 anual report. Disponible en: P020230428606798563362.pdf (bankofchina.com),» 2023.
- [94] Estrategia general del Nuevo Banco de Desarrollo para el 2022 - 2026.
- [95] <https://www.ndb.int/projects/all-projects/>.
- [96] <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/First-BRICS-expert-session-on-nuclear-energy-held-in-China>.
- [97] Electricité de France (EDF) vendió el 2023 el primer bono verde de Europa para el financiamiento de energía nuclear, buscan recaudar al menos 500 millones de Euros. (Disponible en: <https://www.larepublica.co/globoeconomia/edf-vende-el-primer-bono-verde-de>).
- [98] Copernicus – Climate indicators: Greenhouse gas concentrations..
- [99] Copernicus – Climate indicators: Temperature..
- [100] Linnerud, K; Mideksa, T; Eskeland, G. – The impact of climate change on nuclear power supply..
- [101] Adler et al, The global precipitation climatology project (GPCP) monthly analysis..

- [102] Comisión Nacional de Energía Atómica – Reactor Argentino CAREM..
- [103] Damoom Mohamed, et al – Potential areas for nuclear power plants siting in Saudi Arabia: GIS – based multicriteria decision making analysis - 2019.
- [104] International Energy Agency, “IEA, Online data and statistics on electricity and heat, www.iea.org, (last accessed 31 May 2022).”,.
- [105] Friedemann Polzin, «How do policies mobilize private finance for renewable energy?—A systematic review with investor perspective,» 2019..
- [106] Energy Council, «EU Green Bonds. <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/european-green-bonds/>»..



BICENTENARIO DE
BOLIVIA



Agencia
Boliviana de
Energía
Nuclear



ESTADO PLURINACIONAL DE
BOLIVIA

MINISTERIO DE
HIDROCARBUROS Y ENERGÍAS



ROSATOM

<https://www.aben.gob.bo/>