



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ANÁLISIS DE ESCENARIOS DE INTERCONEXIONES
INTERNACIONALES DE CHILE CON UN ENFOQUE EN ALTA
PENETRACIÓN DE ENERGÍA SOLAR.

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
ELÉCTRICO

JULIO SANTIAGO MUÑOZ MUÑOZ

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO ERNESTO EDUARDO PALMA BEHNKE

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO MORENO VIEYRA
FRANCISCO MUÑOZ ESPINOZA

SANTIAGO DE CHILE
2018

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE: Ingeniero Civil Eléctrico.
POR: Julio Santiago Muñoz Muñoz
FECHA: 22/01/2018
PROFESOR GUÍA: Rodrigo Palma Behnke

ANÁLISIS DE ESCENARIOS DE INTERCONEXIONES INTERNACIONALES DE CHILE CON UN ENFOQUE EN ALTA PENETRACIÓN DE ENERGÍA SOLAR

Debido al desarrollo tecnológico que se ha experimentado a nivel mundial y a las políticas de apoyo existentes para las energías de fuente renovable, se ha observado en el último tiempo una tendencia decreciente en los costos de inversión de las centrales solares fotovoltaicas y eólicas, lo cual se traduce en un aumento en la participación de estas tecnologías. Con respecto a lo anterior, se destaca América Latina donde se ha alcanzado un aumento de 80 miles de millones de dólares en las inversiones entre los años 2010 y 2015. En cuanto a las regiones con grandes potenciales en energías renovables dentro de Latino América se hace notar Chile, que posee gran potencial en energía solar y que puede ser explotada en beneficio tanto propio como para la región. De acuerdo a estudios recientes, dicho potencial puede ser mayormente aprovechado si se establecen interconexiones eléctricas entre las diversas regiones, beneficiándose así de las características estacionales y horarias que estas fuentes de energía presentan y varían a lo largo del territorio.

Dado lo anterior, el presente documento tiene por objetivo el desarrollo y análisis de escenarios de expansión basados en la integración eléctrica de las diferentes naciones que componen América Latina con el fin de evaluar el costo-beneficio de explotar los diversos recursos que presenta esta región, en particular el recurso solar presente en el norte de Chile. La metodología de este trabajo contempla la utilización de la base de datos proporcionada por el estudio “Grid of the Future – Development of a Clean and Sustainable Grid in Latin America” del Banco Interamericano del Desarrollo, la elaboración de escenarios de estudios y sensibilidades para la región de América Latina, donde se busca la minimización de los costos de inversión y operación para el periodo entre el 2016 al 2030, según candidatos de interconexión entre países y de generación para la región.

Los resultados de este trabajo están dados de acuerdo a los siguientes escenarios de estudio: Business As Usual (BAU), Máxima Coordinación y Alta Penetración Solar en Chile (100 GW adicionales de capacidad solar). Del análisis de estos escenarios se ha podido confirmar que la integración eléctrica entre los países resulta ser ampliamente beneficiosa para el conjunto de la región de América Latina. Por otra parte, se ha concluido que la explotación y la exportación del recurso solar en Chile hacia el resto de la región permite disminuir los costos totales (6,6%) y los niveles de emisiones (5,5%) de este nuevo sistema interconectado Latinoamericano propuesto, respecto del escenario BAU. Las sensibilidades estudiadas corresponden a la variación del precio de combustible, incorporación de impuesto a emisiones de carbono, aumento en integración de generación renovable, y variaciones de la capacidad en generación solar en Chile para el escenario de Alta Penetración. Como trabajo futuro se sugiere incorporar de manera endógena la variabilidad hidrológica, incorporar sistemas de almacenamiento y una revisión de los costos de tecnologías utilizados como base. Asimismo, se sugiere comparar los resultados de una planificación centralizada con las dinámicas esperadas de los actores en los mercados regionales de electricidad.

Agradecimientos

En las siguientes líneas me gustaría expresar mi más sincero y profundo agradecimiento a todas las personas que han participado, tanto para el desarrollo del presente trabajo como también aquellos que han sido parte importante en el transcurso de mi vida universitaria.

En primer lugar, quiero agradecer a mi familia por el apoyo recibido, en especial a mi madre María Verónica Muñoz que sin su perseverancia no hubiese podido llegar a ser quien soy y hasta donde he llegado y a mi padre Julio Muñoz por sus consejos y ánimos.

Quiero agradecer al staff de Energy Exemplar por la ayuda y el soporte recibido, a Ana Orozco, a Pedro Carvalho y en particular a Felipe Valdebenito que sin su gestión este trabajo no hubiese concluido.

Agradecerle a mi profesor guía Rodrigo Palma, por el tema de este trabajo el cual ha sido todo un desafío de principio a fin. Por su parte, quiero darles las gracias a los demás miembros de mi comisión el profesor Rodrigo Moreno y el profesor Francisco Muñoz por su disponibilidad y asistencia.

También, agradecer al proyecto SERC-CHILE N°1511019 y al proyecto Fondecyt N°1151438, por el apoyo económico para llevar adelante este trabajo.

Y finalmente, quiero agradecer a la persona que me ha acompañado en los 8 años de relación, a mi novia Amanda Valenzuela que por su paciencia y cariño han hecho todos los años que llevamos juntos los más gratificantes y maravillosos.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1 Motivación	1
1.2 Objetivos	2
1.2.1 Objetivos Generales.....	2
1.2.2 Objetivos Específicos	2
1.3 Alcances.....	2
2. Antecedentes Generales	4
2.1 Planificación de los Sistemas Eléctricos de Potencia	4
2.1.1 Planificación de la Expansión	6
2.2 Metodología en Escenarios	7
2.2.1 Escenarios ERCOT.....	8
2.2.2 Escenarios ENTSO-E	9
2.2.3 Escenarios WEC.....	10
2.3 Generación Solar.....	12
2.3.1 Tecnologías de Generación Solar.....	13
2.3.2 Potencial Solar en Chile	18
2.4 Interconexiones Internacionales entre Sistemas Eléctricos de Potencia.....	22
2.4.1 Sistemas Interconectados Internacionales existentes	23
2.4.2 Interconexiones existentes en América Latina	24
3. Metodología	26
3.1 Planteamiento General.....	26
3.2 Base de Datos.....	28

3.2.1	Generación.....	28
3.2.2	Transmisión	29
3.2.3	Demanda.....	30
3.3	Ajuste base de datos.....	30
3.4	Escenarios de simulación.....	30
3.4.1	Escenarios.....	31
3.4.2	Sensibilidades	32
3.5	Problema de Optimización.....	32
3.6	Análisis de Resultados	34
4.	Caso de Estudio.....	38
4.1	Generación	38
4.1.1	Proyección precio de los combustibles.....	42
4.1.2	Proyección en inversión.....	44
4.1.3	Proyección impuesto a emisiones de carbono	45
4.2	Transmisión	45
4.3	Demanda.....	49
4.3.1	Suficiencia	50
5.	Resultados	52
5.1	Escenarios de simulación.....	52
5.1.1	Escenario Business As Usual	52
5.1.1	Escenario Máxima Coordinación	59
5.1.2	Escenario Alta Penetración Solar en Chile.....	66
5.1.3	Análisis comparativo de costo y beneficio	72
5.2	Sensibilidades	78
5.2.1	Precio Combustible	78

5.2.2	Impuesto emisiones de carbono.....	85
5.2.3	Integración Renovable.....	91
5.2.4	Penetración Solar.....	95
5.3	Caso particular: Chile.....	97
6.	Conclusiones.....	100
6.1	Conclusiones generales.....	100
6.2	Conclusiones específicas.....	100
6.2.1	Conclusiones de escenarios.....	101
6.2.2	Conclusiones sensibilidades.....	102
6.2.3	Conclusiones caso particular en Chile.....	103
6.3	Trabajo Futuro.....	103
7.	Bibliografía.....	104
8.	Anexos.....	107
8.1	Sector Generación.....	107
8.1.1	Escenario Business As Usual.....	107
8.1.2	Escenario Máxima Coordinación.....	113
8.1.3	Escenario Alta Penetración Solar en Chile.....	119
8.2	Sector Transmisión.....	125
8.2.1	Escenario Business As Usual.....	125
8.2.2	Escenario Máxima Coordinación.....	131
8.2.3	Escenario Alta Penetración Solar en Chile.....	137

Índice de Tablas

Tabla 2.1: Ventajas y desventajas de los desarrollos Greenfield y Brownfield.	6
Tabla 2.2: Resumen tecnologías CSP. Fuente: [19]	15
Tabla 2.3: Costo de inversión de centrales CSP. Fuente: [18]	15
Tabla 2.4: Revisión y comparación de las principales tecnologías Fotovoltaicas. Fuente: [21]...	18
Tabla 2.5: Interconexiones internacionales a la fecha. Fuente: [4].	24
Tabla 3.1: Escenarios de simulación.	31
Tabla 4.1: Potencial solar y eólico en LA. Fuente: [27].....	40
Tabla 4.2: Restricción de capacidad instalada y unidad por país en centrales solares y eólicas. ...	40
Tabla 4.3: Factores regionales de combustible. Fuente: [4].....	43
Tabla 4.4: Costos de inversión por tecnología en USD\$/kW. Fuente: [4]	44
Tabla 4.5: Factores regionales para la inversión. Fuente: [4].....	44
Tabla 4.6: Líneas pertenecientes al sistema de 9 nodos chileno. Fuente: [26].....	47
Tabla 4.7: Candidatos de interconexiones eléctricas.....	48
Tabla 4.8: Suficiencias por país.....	51
Tabla 5.1: Suficiencia por país al termino del periodo de estudio, escenario BAU.	56
Tabla 5.2: Suficiencia por país al termino del periodo de estudio, escenario MC.	63
Tabla 5.3: Suficiencia por país al termino del periodo de estudio, escenario SC.	70
Tabla 5.4: Costos totales y emisiones, escenarios BAU, MC y SC.	73
Tabla 5.5: Resumen de costos y beneficio, escenario BAU.....	73
Tabla 5.6: Resumen de costos y beneficio, escenario MC.	74
Tabla 5.7: Resumen de costos y beneficio, escenario SC.	75
Tabla 5.8: Utilidades sector generación por escenario y diferencia con respecto al BAU. (En rojo si utilidad en escenario MC y SC es mayor que en el esceanio BAU por región y país).....	76

Tabla 5.9: Costo de la demanda por escenario y diferencia con respecto al BAU. (En rojo si costo en escenario MC y SC es menor que en el escenario BAU por región y país).....	77
Tabla 5.10: Resultado de costo y beneficio por escenario y diferencia con respecto al BAU. (En rojo si costo-beneficio en escenario MC y SC es menor que en el escenario BAU por región y país).	78
Tabla 5.11: Resultado costo total y emisiones, escenario BAU, sensibilidad precio combustible.	79
Tabla 5.12: Capacidad instalada total, escenario BAU, sensibilidad precio combustible.....	79
Tabla 5.13: Resultado costo total y emisiones, escenario MC, sensibilidad precio combustible.	81
Tabla 5.14: Capacidad instalada total, escenario MC, sensibilidad precio combustible.....	81
Tabla 5.15: Resultado costo total y emisiones, escenario SC, sensibilidad precio combustible...	83
Tabla 5.16: Capacidad instalada total, escenario SC, sensibilidad precio combustible.	83
Tabla 5.17: Resultado costo total y emisiones, escenario BAU, sensibilidad impuesto emisiones de carbono.	85
Tabla 5.18: Capacidad instalada total, escenario BAU, sensibilidad impuesto a emisiones de carbono.	85
Tabla 5.19: Resultado costo total y emisiones, escenario MC, sensibilidad impuestos a emisiones de carbono.....	87
Tabla 5.20: Capacidad instalada total, escenario MC, sensibilidad impuesto a emisiones de carbono.	87
Tabla 5.21: Resultado costo total y emisiones, escenario SC, sensibilidad impuesto a emisiones de carbono.	89
Tabla 5.22: Capacidad instalada total, escenario SC, sensibilidad impuesto a emisiones de carbono.	89
Tabla 5.23: Resultado costo total y emisiones, escenario MC, sensibilidad integración renovable.	91
Tabla 5.24: Capacidad instalada total, escenario MC, sensibilidad integración renovable.....	91
Tabla 5.25: Resultado costo total y emisiones, escenario SC, sensibilidad integración renovable.	93
Tabla 5.26: Capacidad instalada total, escenario SC, sensibilidad integración renovable.	93

Tabla 5.27: Costos totales y emisiones, sensibilidad penetración solar.	95
Tabla 5.28: Capacidad instalada total, sensibilidad penetración solar.	95
Tabla 5.29: Costos de inversión y operación para Chile, escenario BAU, MC y SC.	98
Tabla 5.30: Capacidad instalada total y por tecnología en Chile en MW al año 2030, escenario BAU, MC, SC.....	98
Tabla 5.31: Capacidad instalada total por nodo en Chile en MW al año 2030, escenario BAU, MC, SC.	99
Tabla 5.32: Capacidad de transporte entre nodos en Chile en MVA al año 2030, escenario BAU, MC y SC.....	99
Tabla 8.1: Generación anual para Latino América, escenario BAU.	107
Tabla 8.2: Generación total por país según tecnología 2016-2030, escenario BAU.....	107
Tabla 8.3: Capacidad instalada anual para Latino América, escenario BAU.....	108
Tabla 8.4: Capacidad instalada total por país según tecnología 2030, escenario BAU	108
Tabla 8.5: Costo de operación anual en América Latina, escenario BAU.	109
Tabla 8.6: Costo de operación total por país, escenario BAU.....	110
Tabla 8.7: Anualidad de la inversión por tecnología, escenario BAU.	110
Tabla 8.8: Anualidad de la inversión por tecnología en cada país 2016-2030, escenario BAU.	111
Tabla 8.9: Total de emisiones de anuales, escenario BAU.....	111
Tabla 8.10: Emisiones totales por país 2016-2030, escenario BAU.	112
Tabla 8.11: Generación anual para Latino América, escenario MC.	113
Tabla 8.12: Generación total por país según tecnología 2016-2030, escenario MC.....	113
Tabla 8.13: Capacidad instalada anual para Latino América, escenario MC.....	114
Tabla 8.14: Capacidad instalada total por país según tecnología 2030, escenario MC.....	114
Tabla 8.15: Costo de operación anual en América Latina, escenario MC.	115
Tabla 8.16: Costo de operación total por país, escenario MC.....	115
Tabla 8.17: Anualidad de la inversión por tecnología, escenario MC.	116

Tabla 8.18: Anualidad de la inversión por tecnología en cada país 2016-2030, escenario MC..	117
Tabla 8.19: Total de emsiones de anuales, escenario MC.....	117
Tabla 8.20: Emisiones totales por país 2016-2030, esceanrio MC.	118
Tabla 8.21: Generación anual para Latino América, escenario SC.....	119
Tabla 8.22: Generación total por país según tecnología 2016-2030, escenario SC.	119
Tabla 8.23: Capacidad instalada anual para Latino América, escenario SC.	120
Tabla 8.24: Capacidad instalada total por país según tecnología 2030, escenario SC.....	120
Tabla 8.25: Costo de operación anual en América Latina, escenario SC.....	121
Tabla 8.26: Costo de operación total por país, escenario SC.	121
Tabla 8.27: Anualidad de la inversión por tecnología, escenario SC.....	122
Tabla 8.28: Anualidad de la inversión por tecnología en cada país 2016-2030, escenario SC...	123
Tabla 8.29: Total de emsiones de anuales, escenario MC.....	123
Tabla 8.30: Emisiones totales por país 2016-2030, esceanrio MC.	124
Tabla 8.31: Capacidad de transmisión entre países, escenario BAU.	125
Tabla 8.32: Flujo neto entre países, escenario BAU.	127
Tabla 8.33: Balance neto de exportación e importación por país, escenario BAU.	129
Tabla 8.34: Anualidad de inversión en transmisión, escenario BAU.....	130
Tabla 8.35: Capacidad de transmisión entre países, escenario MC.....	131
Tabla 8.36: Flujo neto entre países, escenario MC.....	133
Tabla 8.37: Balance neto de exportación e importación por país, escenario MC.	135
Tabla 8.38: Anualidad de inversión en transmisión, escenario MC.....	136
Tabla 8.39: Capacidad de transmisión entre países, escenario SC.....	137
Tabla 8.40: Flujo neto entre países, escenario SC.....	139
Tabla 8.41: Balance neto de exportación e importación por país, escenario SC.....	141
Tabla 8.42: Anualidad de inversión en transmisión, escenario SC.	142

Índice de Ilustraciones

Ilustración 2.1: Estudios del Sistema Eléctrico de Potencia desde la perspectiva temporal. Fuente: [6]	5
Ilustración 2.2: Proceso de desarrollo de escenarios. Fuente: [12]	9
Ilustración 2.3: Proceso de desarrollo de escenarios, ENTSO-E. Fuente: [13].....	10
Ilustración 2.4: Escenarios de la Gran Transición. Fuente: [14]	11
Ilustración 2.5: Proceso de desarrollo de escenarios, WEC. Fuente: [14].....	12
Ilustración 2.6: Costos paneles solares del 2010 al 2015. Fuente: [17]	13
Ilustración 2.7: Principales Tecnologías CSP. Fuente: [19].....	14
Ilustración 2.8: Evolución Global de la Capacidad Instalada Total PV 2000 - 2015. Fuente: [20].	16
Ilustración 2.9: Mapa de radiación global horizontal. Fuente: VAISALA.	19
Ilustración 2.10: Comparación radiación global horizontal solar entre Chile y Alemania. Fuente: Solargis.	20
Ilustración 2.11: Radiación global horizontal diaria, Estación Pozo Almonte. Fuente: [23].	21
Ilustración 2.12: Gráfica comparativa para la radiación solar en distintas estaciones de medición, Chile. Fuente: [23]......	21
Ilustración 2.13: Mapa de interconexiones existentes en Latino América. Fuente: [5]	25
Ilustración 3.1: Diagrama Metodológico	27
Ilustración 3.2: Sensibilidades según escenario.	32
Ilustración 4.1: Participación de la capacidad instalada en Latino América. Fuente: [4]	39
Ilustración 4.2: Capacidad instalada solar y eólica por país, inicio del periodo de estudio. Fuente: [4]	39
Ilustración 4.3: Crecimiento capacidad instalada solar en Chile para escenario SC y sensibilidades de capacidad solar.....	42
Ilustración 4.4: Proyección precio de combustibles. Fuente: [4]	43
Ilustración 4.5: Impuestos emisiones de carbono. Fuente: [28]	45

Ilustración 4.6: Sistema eléctrico Chileno de 9 nodos. Fuente: [26].....	46
Ilustración 4.7: Sistema eléctrico propuesto LA.	48
Ilustración 4.8: Energía demanda anual en LA. Fuente: [4].....	50
Ilustración 4.9: Crecimiento promedio anual de demanda en LA. Fuente: [4]	50
Ilustración 5.1: Promedio anual de costos marginales en Sudamérica, escenario BAU.	53
Ilustración 5.2: Promedio anual costos marginales Centro América y Mexico, escenario BAU..	54
Ilustración 5.3: Capacidad instalada por tecnología en América Latina, escenario BAU.....	55
Ilustración 5.4: Capacidad instalada solar por país, escenario BAU.....	55
Ilustración 5.5: Capacidad instalada eólica por país, escenario BAU.....	55
Ilustración 5.6: Generación anual por tecnología en Latino América, escenario BAU.	56
Ilustración 5.7: Capacidad instalada total en transmisión entre países, escenario BAU.....	58
Ilustración 5.8: Países exportadores e importadores en cuatro años del periodo 2016 - 2030, escenario BAU. (Más información Anexo 8.2.1).....	59
Ilustración 5.9: Promedio anual de costos marginales en Sudamérica, escenario MC.	60
Ilustración 5.10: Promedio anual de costos marginales en Centro América y México, escenario MC.....	61
Ilustración 5.11: Capacidad instalada por tecnología en América Latina, escenario MC.....	62
Ilustración 5.12: Capacidad instalada solar por país, escenario MC.....	62
Ilustración 5.13: Capacidad instalada eólica por país, escenario MC.	62
Ilustración 5.14: Diferencia de capacidad instalada por tecnología entre escenario BAU y MC.	63
Ilustración 5.15: Generación anual por tecnología en Latino América, escenario MC.....	64
Ilustración 5.16: Capacidad instalada total en transmisión entre países, escenario MC.	65
Ilustración 5.17: Países exportadores e importadores en cuatro años del periodo 2016 - 2030, escenario MC. (Más información Anexo 8.2.2).....	66
Ilustración 5.18: Promedio anual de costos marginales en Sudamérica, escenario SC.....	67

Ilustración 5.19: Promedio anual de costos marginales en Centro América y México, escenario SC.	68
Ilustración 5.20: Capacidad instalada por tecnología en América Latina, escenario SC.	69
Ilustración 5.21: Capacidad instalada solar por país, escenario SC.	69
Ilustración 5.22: Capacidad instalada eólica por país, escenario SC.....	69
Ilustración 5.23: Diferencia de capacidad instalada por tecnología entre escenario BAU y MC vs SC. (En azul la diferencia porcentual entre el BAU y SC y en rojo la diferencia porcentual entre MC y SC).....	70
Ilustración 5.24: Capacidad instalada total en transmisión entre países, escenario SC.....	71
Ilustración 5.25: Países exportadores e importadores en cuatro años del periodo 2016 - 2030, escenario SC. (Más información Anexo 8.2.3)	72
Ilustración 5.26: Capacidad instalada por tecnología, escenario BAU, sensibilidad precio combustible.....	80
Ilustración 5.27: Capacidad instalada solar por país, escenario BAU, sensibilidad precio combustible.....	80
Ilustración 5.28: Capacidad instalada eólico por país, escenario BAU, sensibilidad precio combustible.....	80
Ilustración 5.29: Capacidad instalada por tecnología, escenario MC, sensibilidad precio combustible.....	82
Ilustración 5.30: Capacidad instalada solar por país, escenario MC, sensibilidad precio combustible.....	82
Ilustración 5.31: Capacidad instalada eólico por país, escenario MC, sensibilidad precio combustible.....	82
Ilustración 5.32: Capacidad instalada por tecnología, escenario SC, sensibilidad precio combustible.....	84
Ilustración 5.33: Capacidad instalada solar por país, escenario SC, sensibilidad precio combustible.	84
Ilustración 5.34: Capacidad instalada eólico por país, escenario SC, sensibilidad precio combustible.....	84
Ilustración 5.35: Capacidad instalada por tecnología, escenario BAU, sensibilidad impuesto a emisiones de carbono.....	86

Ilustración 5.36: Capacidad instalada solar por país, escenario BAU, sensibilidad impuesto a emisiones de carbono.....	86
Ilustración 5.37: Capacidad instalada eólica por país, escenario BAU, sensibilidad impuesto a emisiones de carbono.....	86
Ilustración 5.38: Capacidad instalada por tecnología, escenario MC, sensibilidad impuesto a emisiones de carbono.....	88
Ilustración 5.39: Capacidad instalada solar por país, escenario MC, sensibilidad impuesto a emisiones de carbono.....	88
Ilustración 5.40: Capacidad instalada eólica por país, escenario MC, sensibilidad impuesto a emisiones de carbono.....	88
Ilustración 5.41: Capacidad instalada por tecnología, escenario SC, sensibilidad impuesto a emisiones de carbono.....	90
Ilustración 5.42: Capacidad instalada solar por país, escenario SC, sensibilidad impuesto a emisiones de carbono.....	90
Ilustración 5.43: Capacidad instalada eólica por país, escenario SC, sensibilidad impuesto a emisiones de carbono.....	90
Ilustración 5.44: Capacidad instalada por tecnología, escenario MC, sensibilidad integración renovable.	92
Ilustración 5.45: Capacidad instalada solar por país, escenario MC, sensibilidad integración renovable.	92
Ilustración 5.46: Capacidad instalada eólica por país, escenario MC, sensibilidad integración renovable.	92
Ilustración 5.47: Capacidad instalada por tecnología, escenario SC, sensibilidad integración renovable.	94
Ilustración 5.48: Capacidad instalada solar por país, escenario SC, sensibilidad integración renovable.	94
Ilustración 5.49: Capacidad instalada eólica por país, escenario SC, sensibilidad integración renovable.	94
Ilustración 5.50: Capacidad instalada por tecnología, sensibilidad penetración solar.	96
Ilustración 5.51: Capacidad instalada solar por país, sensibilidad penetración solar.....	96
Ilustración 5.52: Capacidad instalada eólica por país, sensibilidad penetración solar.	96

Ilustración 5.53: Relación de costo total y capacidad instalada solar, sensibilidad penetración solar.
..... 97

1. Introducción

1.1 Motivación

Con un aumento de inversión en energías renovables de alrededor de los 80 miles de millones de dolares entre el período del año 2010 al 2015, América Latina posee una de las más grandes participaciones de este tipo de energía a nivel global debido en gran parte a su desarrollo histórico en base a la hidroelectricidad [1]. En adición a lo anterior, la tendencia continua en los decrecientes costos de inversión de los últimos años, junto con políticas de apoyo han impulsado el progreso de tecnologías renovables de fuentes no hídricas, en particular eólicas y más recientemente solares. Recientes estudios han señalado que este gran potencial de energías renovables que posee esta región pueden ser, en la medida de lo posible, mayormente aprovechados si se interconectan entre si los sistemas eléctricos pertenecientes a lo largo de esta región [2] [3], debido a que estos recursos renovables presentan en general una naturaleza de carácter estacional, la cual varía a lo largo de todo el territorio Latino Americano y que pueden ser utilizados de una forma óptima al tener la presencia e interconexiones de todos estos.

En la actualidad esta integración que busca, entre otras cosas aprovechar dichos recursos, no es algo nuevo en los diferentes países de América Latina. Algunas de estas integraciones son el caso del SIEPAC o Sistema de Interconexión Eléctrica de América Central, cuyo sistema realiza el cruce y une los seis países que componen Centro América. Por otro lado, en un contexto de transferencia energética entre países diversos enlaces de transmisión se han presentado en Sudamérica, son el caso de los países de Brasil, Argentina y Uruguay, que aprovechan tanto la hidroelectricidad del sur de Brasil y las plantas térmicas de Argentina como los distintos ciclos hidrológicos entre las diversas regiones de estos países, o bien el caso de las interconexiones entre Colombia, Ecuador y Perú.

En particular, para el caso de Chile, siguiendo la tendencia de Latino América, en sus inicios este sistema presenta una base de energía fuertemente hídrica, la cual representa un porcentaje de generación no menor dentro de su matriz energética (cerca del 47%), que hoy en día no solo se abastece de este tipo de energía renovable, si no que presenta instalaciones de energía eólica y solar, siendo esta última la que presenta el mayor grado de desarrollo de energías renovables en Chile después de la hidrológica, principalmente debido a las condiciones de radiación presentes en la zona centro norte del país.

Dentro de los estudios señalados anteriormente se encuentra el del proyecto “Grid of the Future – Development of a Clean and Sustainable Grid in Latin America” [4] [5], cuyos datos respaldan este documento, donde se presenta el objetivo de visualizar con más detalle a Chile y su participación de energías renovables con énfasis en la energía solar.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivos Generales

Dada la oportunidad y posibilidad de un futuro desarrollo de interconexiones eléctricas internacionales en Latino América continental, en escenarios de mayor integración regional, y con el propósito de aprovechar el potencial de generación de energía de fuente solar que presenta el territorio de Chile, para que cubra tanto las necesidades energéticas nacionales como también internacionales de la región de América Latina, se busca en el presente documento:

- Realizar una evaluación con respecto a la factibilidad económica y los efectos operacionales de escenarios de interconexión en América Latina para los diversos agentes del sector eléctrico pertenecientes a esta región.
- Extender el análisis de planificación de interconexiones internacionales en América Latina a la revisión del caso particular del Chile frente a escenarios de interconexiones y de gran penetración de recurso renovable solar.

1.2.2 Objetivos Específicos

Dentro de los objetivos específicos que se abarcan en este documento a fin de desarrollar el trabajo se encuentran:

- La Revisión y ajuste de la base de datos del estudio del IDB a fin de las necesidades que cada escenario propuesto presenta.
- Creación de los diferentes escenarios en base a los diversos supuestos que aquí se toman con relación al grado de integración regional y al potencial solar que presenta la región de Chile.
- Desarrollo de criterios y análisis aplicable tanto para la región de Latino América como para los países que la componen, a fin de comparar la posición de estos y la global bajo los diferentes escenarios propuestos. En particular, los costos del sistema, margen de operación de los generadores, ahorro o sobrecostos en las demandas del sistema y análisis de costos beneficio para cada escenario.

1.3 Alcances

Los alcances que se cubren en este trabajo contemplan la operación económica de los sistemas interconectados a lo largo de Latino América en el largo plazo, tanto en escenario de interconexión eléctrica como en el grado de penetración del recurso solar en Chile. Se excluyen en el presente los temas asociados a la dinámica del sistema o estudios de falla. La evaluación económica es desarrollada solo para el mercado *spot*, vale decir, de costos marginales por barra.

Se utiliza como base de información el estudio realizado el Banco Interamericano del Desarrollo (IDB) “Grid of the Future – Development of a Clean and Sustainable Grid in Latin America”, con la participación del Centro de Energía de la Universidad de Chile [4] [5].

Los sistemas analizados corresponden a versiones simplificadas de las redes de cada país de estos por país. La generación, por su parte, presenta costos lineales y la topología de la red hídrica se compone de la simplificación de la misma, acorde a las características de cada país.

No se consideran aquí sistemas de almacenamiento tales como baterías u otros, y se supone que la demanda no depende de cambios en el mix de generación o evolución de los precios.

Las variables de índole estocástica son modeladas de forma determinística como el caso de los perfiles de generación eólica y solar, así como también la proyección de los costos de combustible. Los afluentes de la red hídrica son modeladas por medio de series hídricas que en el presente trabajo corresponden a solo un escenario.

En cuanto a la herramienta computacional para la resolución de los problemas de expansión se utiliza el software comercial PLEXOS® en su versión 7.4, desarrollado por Energy Exemplar (la misma utilizada en el estudio del IDB [4] [5]). El servidor a utilizar es el servicio proporcionado por Google, “Google Server”, caracterizado por de 32 núcleos de 2.50 GHz y 208 GB de memoria RAM.

2. Antecedentes Generales

Dada la naturaleza del tema tratado en este documento en relación con la planificación de los sistemas eléctricos de potencia en escenarios de interconexiones internacionales entre las naciones de Latinoamérica continental, y en concordancia con el estudio “Grid of the Future – Development of a Clean and Sustainable Grid in Latin America” hecho por encargo del Banco de Desarrollo Inter-Americano [5] [4], se presenta en esta sección una revisión de los principales conceptos del tema a tratar relacionados con la planificación de los sistemas, y con un apartado al desarrollo de escenarios en la industria eléctrica. Además, se presenta una revisión de las principales tecnologías de generación solar, así como también el potencial solar en el principal país foco de este trabajo dentro de Latinoamérica, Chile.

Junto a lo anterior, se incorpora una definición en torno a las interconexiones internacionales, entendiendo estas ya sea de forma bilateral o en interconexiones multilaterales de índole regional, como son los casos de los sistemas interconectado europeo y el sistema interconectado de América Central, más algunas de las interconexiones internacionales en América Latina existentes y tomadas en consideración en el estudio encargado por el IDB.

2.1 Planificación de los Sistemas Eléctricos de Potencia

Como se ha ido observando a lo largo del tiempo, la industria eléctrica ha ido evolucionando, desde un pequeño generador alimentando una limitada localidad, ha redes interconectadas de enorme tamaño transportando la energía eléctrica desde los numerosos generadores que componen el sistema a una mayor cantidad de áreas, países e incluso continentes. Hoy en día los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), se han constituidos como uno de los sistemas de mayor escala jamás construidos por el hombre, partiendo desde los pequeños dispositivos electrónicos de control, hasta las colosales centrales de generación. Si ya de por sí esto, conlleva a la para nada tarea sencilla de hacer andar este enorme sistema, a lo anterior hay que sumarle la dificultad que presenta que la operación de este sistema debe hacerse de la forma más eficiente que se pueda, con el fin de no desaprovechar los recursos que el medio provee, tanto para la producción como para el transporte de energía eléctrica hacia los clientes.

La operación eficiente antes mencionada del sistema se ha de hacer a través de los distintos periodos de tiempo en que este se estudia, pues dicha operación eficiente no solo tiene que ser de forma inmediata, sino que también, con una prospección de lo que al sistema le deparare el futuro. Los nombres que reciben tanto la operación inmediata como la futura varían dentro de la literatura, aunque en general estas son comúnmente conocidos como *operación*, para la operación inmediata del sistema (entre los minutos y semanas), y *planificación*, para la operación futura (la cual cubre los periodos del orden de año o más) [6]. La Ilustración 2.1 muestra la división temporal de los problemas de operación inmediata y futura antes mencionadas junto con los estudios adicionales que estos sistemas necesitan separados por la duración temporal que ocurren dentro de un SEP.

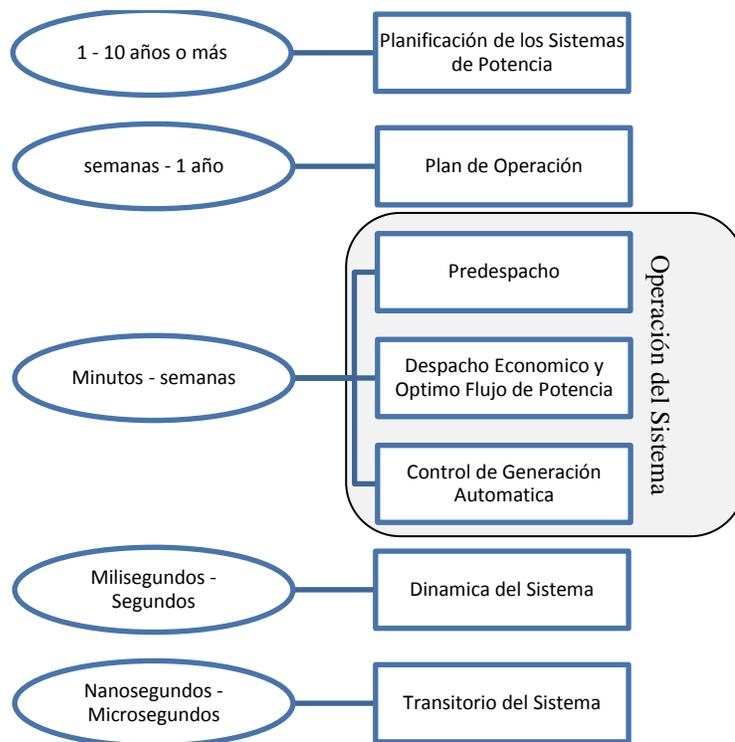


Ilustración 2.1: Estudios del Sistema Eléctrico de Potencia desde la perspectiva temporal. Fuente: [6]

Siendo el propósito de este trabajo se aborda en el presente la planificación de los SEP, que tal como se ha mencionado antes, cubre un periodo de tiempo a largo plazo que va desde el año hasta alrededor de los 10 a 15 años, dependiendo de qué tan lejos se quiera inspeccionar el futuro bajo los criterios que en general se consensuan entre los participantes del sistema y que están estrechamente relacionadas con las condiciones tanto internas como externas que se presentan en los sistemas. Una de estas condiciones, y que guarda relación a como se ha de elaborar la planificación, recae en si esta planificación que se realizará entra en el contexto de diseñar un sistema completamente desde cero o bien de modificar un sistema ya existente.

En el marco del último punto, y sacado desde mundo de proyectos, se reconocen en el ámbito de la ingeniería los desarrollos *Greenfield* y *Brownfield*, que transcritos y llevado al contexto de la planificación de los SEP estos pueden ser llamados como planificación desde cero y planificación de la expansión. La diferencia de ellos radica en términos generales, en que el primero es utilizado en aquellas situaciones donde no hay algún precedente de algún desarrollo previo en la zona a planificar, mientras que el segundo desarrollo se ejecuta en el contexto en el cual ya existe un sistema, donde lo que se busca es planificar alguna mejora, expansión o instalación de algún nuevo elemento que en algún sector del sistema se requiera aprovechando así las ya existentes instalaciones. Las ventajas y desventajas de cada uno de estos desarrollos en el contexto de planificación de los sistemas de potencia se muestran a continuación en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1:Ventajas y desventajas de los desarrollos Greenfield y Brownfield.

Planificación	Ventajas	Desventajas
Desde cero	<ul style="list-style-type: none"> • Provee una mayor flexibilidad en lo que concierne a los requerimientos de lo que se desea planificar. • Puede ser diseñado tanto para cubrir desde él ahora las necesidades actuales como futuras. 	<ul style="list-style-type: none"> • Al no existir un desarrollo previo se suele inquirir en costos adicionales. • Debido a la falta de un desarrollo previo puede resultar en carencia de información para cumplir el objetivo.
Expansión	<ul style="list-style-type: none"> • Existencia de infraestructura. • Existencia de mayores costos informados. 	<ul style="list-style-type: none"> • La planificación puede verse comprometida por las ya existentes instalaciones.

Dado que el trabajo a desarrollar a lo largo de este documento implica la presencia de instalaciones, como son los sistemas pertenecientes a Latinoamérica continental, se sigue a continuación, tomando en consideración el tipo de desarrollo, la Planificación de la Expansión.

2.1.1 Planificación de la Expansión

El problema de la planificación de la expansión se considera en el contexto de modificar un ya existente sistema, en donde lo que se busca en dicha planificación es que se provea información sobre de qué forma el sistema ha de ir evolucionado en torno a una visión que se tenga de este. En ese sentido es que el problema ha de determinar el qué, cuándo y dónde nuevos elementos se han de potenciar, mejorar o añadir al sistema a fin de abastecer la demanda dentro de un periodo de tiempo determinado (alrededor de los 10 a 15 años), bajo ciertos criterios y objetivo de optimización que involucra por lo general una minimización de los costos totales.

En cuanto a la visión que se tenga del sistema eléctrico y en el sentido de que es imposible predecir el futuro dentro del proceso de planificación, este ha de tener que ser respaldado mediante un relato que corresponderá al conjunto de decisiones o variables a futuro a la cual estará sujeto el sistema en cuestión en función de factores tanto internos como externos y que usualmente son consensuado y estudiado a fin de que representen un conjunto de escenarios que buscan mapear las incertezas y enmarcar el futuro del sistema. Esto último, se presenta con más detalles en la sección siguiente.

De forma general el problema de la planificación de la expansión es formulado a fin de minimizar los costos del sistema asociados a la inversión, operación y mantención de los elementos que componen el SEP, cumpliendo con las restricción de satisfacer la demanda, restricciones propias de las instalaciones y criterios que buscan mantener cierta calidad y seguridad del suministro, lo que además de otros criterios condiciona en su mayor parte las necesidades de capacidades del sistema y las expansiones requerida en generación, transmisión y distribución [7]. De los segmentos anteriores, estos suelen ser planificados de forma conjunta para el caso de la generación

y transmisión, dejando el segmento de distribución por separado debido a las características propias que este presenta.

Para el caso de la planificación de la expansión de la generación y transmisión los factores que influyen de forma directa al proceso son las proyecciones de la demanda, las capacidades de reserva y confiabilidad, disponibilidad del recurso para la generación, transporte de la generación hacia la demanda, más los criterios propios en el diseño de cada sistema que son involucrados en el proceso. En el trabajo que se presenta se hace uso de este último, dejando fuera la planificación de la distribución, no siendo esta menos importante en el proceso global de planificación.

En resumen, el problema de la planificación de la expansión busca determinar un programa de instalación de las centrales de generación y líneas de transmisión, de modo de minimizar, durante los plazos establecidos para la planificación, los costos a valor presente asociados a las inversiones de estas instalaciones, junto con los costos de operación, bajo criterios de suficiencia y seguridad del suministro eléctrico. En general el problema debe arrojar como solución:

- El tipo de centrales generadoras a instalar (térmicas, hidráulicas, fotovoltaicas, etc.)
- Donde deben ser instalada estas centrales.
- La capacidad con la que cuentan dichas centrales.
- Las líneas de transmisión que deberán ser ampliadas dentro del sistema.
- Las nuevas líneas de transmisión que se ejecutaran.
- La fecha de puesta en servicio de las líneas entrantes.

Lo anterior es entregado en concordancia con algún plan de obras o candidatos de las instalaciones que se incorporen en el proceso de planificación.

2.2 Metodología en Escenarios

Como se ha mencionado un aspecto importante de la planificación de la expansión de los sistemas eléctricos, además de las componentes propias del sistema, es responder a las preguntas de qué, cuándo y dónde las nuevas instalaciones han de ser construidas y puestas en servicio. Sin embargo, las preguntas anteriores pueden no ser contestadas o carecer de sentido práctico sin que exista de por medio un relato que las vincule entre ellas y que por sobre todo haga el nexo entre las necesidades tanto presentes en el sistema como de aquellas que las rodea. La forma de dicho relato dependerá, entre otras cosas, de qué es lo que se busque para el sistema, por ejemplo, el desear que este se mueva de cierta manera para alcanzar un objetivo o que el relato describa las trayectorias posibles de una decisión a realizar a fin de buscar soluciones mediante una acción en el futuro (escenarios de exploración o inspección) [8]. Bajo lo antes mencionado es que el relato pasa a ser una de las entradas más importantes y transversales al proceso de planificación, pues este además de ser la pista por donde se mueve el problema a resolver, define las componentes claves a las que estará sujeto el proceso de planificación, así como también los resultados para su posterior análisis.

El relato antes mencionado da una idea de lo que se espera del sistema para los diversos futuros que este puede tomar, sin embargo, esta noción para que sea de utilidad debe ser transcrita de tal forma que durante el proceso de planificación esta sea leída y entendida. Dicha transcripción es llevada a cabo y es lo que se conoce como escenario. Una definición general de escenario es el de

“una herramienta para indicar la percepción que uno tenga sobre ambientes de futuros alternativos donde se puedan tomar decisiones con plenitud” [9], lo que se traduce en el ámbito eléctrico como una herramienta tal que posea un conjunto completo de suposiciones definidas plausibles para algún futuro energético, las cuales son impulsadas por factores que impactan en diversos componentes claves del proceso de planificación como pueden ser la demanda energética, precios de combustibles, los recursos renovables, entre otros [10].

Dado que el presente documento guarda relación con la confección de escenarios para su propio sistema propuesto para Latino América, se revisan a continuación alguna de las metodologías en la confección de escenarios utilizadas en la industria eléctrica.

2.2.1 Escenarios ERCOT

Como metodología de desarrollo de escenarios se revisa aquí el proceso seguido por el Operador Independiente del Sistema (ISO) eléctrico del estado de Texas en Estados Unidos, el *Electric Reliability Council of Texas* (ERCOT), cuyo proceso nace dentro una relación de colaboración conjunta entre entidades externas e internas de la industria eléctrica [11] que guardan cierta participación con dicho sistema. Dentro de este proceso se busca que los escenarios cubran múltiples suposiciones en el largo plazo a fin de visualizar los impactos que se presenten en la región donde opera ERCOT.

2.2.1.1 Proceso

El proceso de la creación de escenarios por parte de ERCOT para su sistema eléctrico, conocido como *Long Term System Assessment* (LTSA), es el resultado del trabajo conjunto entre los participantes, tanto internos como externos de la industria eléctrica, con el fin de discutir y llegar a un acuerdo común de cómo ven proyectado su sistema eléctrico. Los pasos para la creación de sus escenarios se muestran resumidos en la Ilustración 2.2, de donde se pueden apreciar las tres etapas que componen el desarrollo de escenarios.

1) Identificación de componentes claves

La primera etapa del desarrollo de escenarios consiste, por parte de los participantes del proceso, en identificar los aspectos más relevantes que puedan afectar el desarrollo del sistema eléctrico, en donde principalmente la opinión experta da su visión de las tendencias, incertidumbres, impulsos y desafíos que guarden relación tanto directa como indirectamente con la industria eléctrica. Una vez identificadas se resumen estos aspectos en una serie de componentes claves que finalmente son las consideradas en el proceso de planificación. Algunas de estas vienen por parte de las condiciones económicas propias del país, del precio de los combustibles, de las regulaciones medioambientales y políticas energéticas, entre otras.

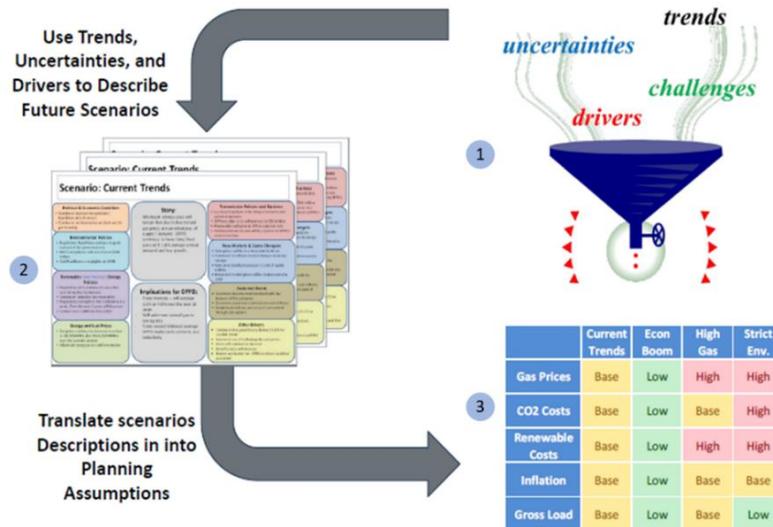


Ilustración 2.2: Proceso de desarrollo de escenarios. Fuente: [12]

2) Descripción y desarrollo de escenarios

Una vez definidas las componentes claves a ser utilizadas en el proceso de planificación, estas son estudiadas con el fin de crear diversos escenarios a fin con las necesidades del sistema. Debido a que resulta imposible en la práctica estudiar cada escenario elaborado para el conjunto de componentes claves, estos son filtrados en un proceso a fin de determinar cuáles son los escenarios más plausibles y que representen el mayor número de escenarios no estudiados. También aquí se revisa la formulación de los escenarios que pasaran a la etapa final.

3) Transformación de futuros escenarios en suposiciones de planificación

En esta última etapa se resumen y transcriben los escenarios seleccionados en la etapa anterior de tal forma que estos sean leídos en el proceso de planificación. Se desarrollan aquí las suposiciones de entrada a dicho proceso para cada escenario del LTSA, basado en la descripción y los datos proveniente por parte de los participantes. Hecho lo anterior, ERCOT presenta el resultado final del proceso de desarrollo de escenarios, siendo esto los escenarios a simular y estudiar.

2.2.2 Escenarios ENTSO-E

Se muestra a continuación el proceso de desarrollo de escenarios por parte del *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E), el cual representa a los 42 operadores del sistema (SOs) de los 35 países de Europa pertenecientes a este. Dentro de este desarrollo, se destaca la participación conjunta de los distintos sectores de la industria eléctrica, el cual requiere la coordinación conjunta de todos los países pertenecientes al ENTSO-E.

2.2.2.1 Proceso

El proceso de desarrollo de escenarios por parte del ENTSO-E [13] está compuesto en términos generales por la confección de relatos que denota una visión conjunta de la evolución del sistema

eléctrico europeo hacia el futuro. Este relato es armado en base a los distintos participantes del mercado, tales como la opinión experta de la academia, entidades gubernamentales y reguladores de cada país, aquí también se destaca principalmente la participación de los operadores de los sistemas de cada país. Esto último, debido a que en el proceso de desarrollo de los escenarios estos guardan estrecha relación con los planes nacionales eléctricos que los Operadores de Sistema desarrollan y presentan al ENTSO-E, a su vez del aporte a los datos de cada sistema tales como la capacidad instalada, perfiles de demanda y restricciones propias de sus respectivos sistemas.

Por otro lado, este relato se desarrolla y toma en consideración los objetivos que en conjunto tengan los Estados Miembros, además de la disponibilidad de las nuevas tecnologías en desarrollo y propuestas en las respectivas hojas de rutas. Con todo lo anterior, es posible afirmar que en la creación de dicho relato se toman en consideración tanto los intereses nacionales como internaciones dentro del grupo europeo.

De forma posterior se procede a la recolección de datos los cuales son presentados por los Operadores de Sistema, de tal forma que mediante estos y de manera conjunta con los relatos se originen los escenarios de estudio, en los cuales previa validación y verificación se sigue el proceso de simulación, en donde se revisan nuevamente los resultados a fin de obtener los escenarios que son presentados finalmente.

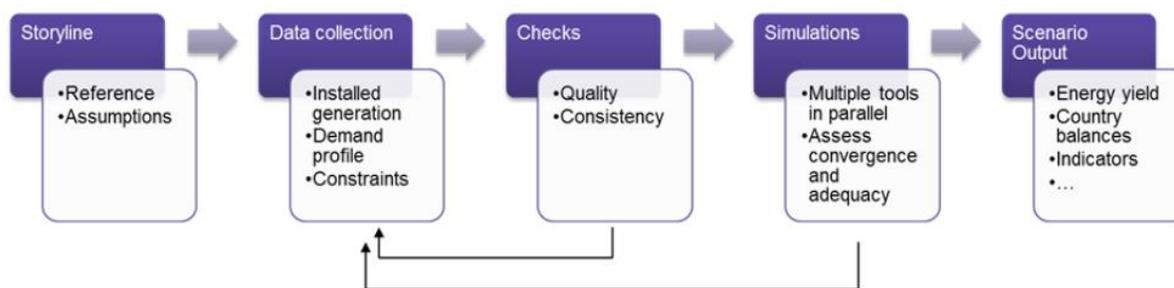


Ilustración 2.3: Proceso de desarrollo de escenarios, ENTSO-E. Fuente: [13]

Los escenarios presentados en su versión del informe *TYNDP 2016 Scenario Development Report* [13], desarrollado con la metodología antes presentada contemplan un total de 5 escenarios, siendo uno de ellos una visión a corto plazo y con poca incertidumbre al 2020 y el resto de ellos con una mirada a más largo plazo hasta el 2030. Esto último se elabora con propósito de señalar la baja incertidumbre en términos de nueva capacidad instalada que pueda ocurrir en el periodo de tiempo a más corto plazo, dado los tiempos de inversión y puesta en servicio de las instalaciones en este tipo de industria. Los escenarios que se elaboran aquí son: *Expected Progress* para el año 2020 y *Slow Progress*, *Constrained Progress*, *National Green Transition* y *European Green Revolution* para el año 2030, con los dos primeros presentando condiciones económicas menos favorables y con el segundo y cuarto siendo más integrador que el resto en términos de intercambios de energía.

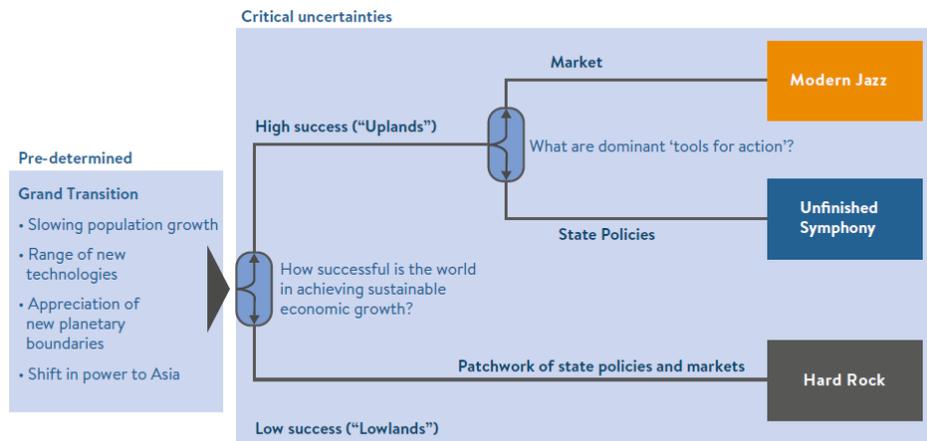
2.2.3 Escenarios WEC

En el caso de los escenarios elaborados por parte del *World Energy Council (WEC)* en su estudio de desarrollo de escenarios para el mundo *World Energy Sceanrios 2016 – The Grand Transition*

[14]. Este versa sobre el cambio de paradigma que ha sufrido el mundo en el último tiempo y como este ha de ir evolucionando en lo que ellos denominan “La Gran Transición”, y la que está basada en siete componentes claves enumerados a continuación.

1. Lento crecimiento mundial de la demanda energética primaria, debido al hecho de un aumento en eficiencias productos de nuevas tecnología y más rigurosas políticas energéticas.
2. Demanda eléctrica siendo el doble para el 2060, y siendo está alimentada por fuentes limpias de energía lo que conducirá a una sustancial inversión en infraestructura y sistemas de integración que beneficien a todos los consumidores.
3. El fenómeno del crecimiento de la energía solar y eólica, el cual seguirá creciendo y presentando desafíos y oportunidades al sistema eléctrico.
4. Peaks de demandas para el carbón y petróleo lo que conllevaría a la disminución económica de un sector industrial y un estrés en la economía.
5. Transición del transporte a nivel global.
6. Limitación del calentamiento global a no más que un crecimiento de 2°C
7. Cooperación global, crecimiento en economías sustentables e innovación tecnológica.

Bajo lo anterior el WEC traduce estos puntos en tres escenarios de estudio, denominados *Modern Jazz*, *Unfinished Symphonie* y *Hard Rock*. Estos escenarios son mostrados en la Ilustración 2.4 y describen las visiones que el WEC tiene sobre el futuro energético mundial. El proceso de dicho desarrollo de escenarios se describe a continuación.



Source: The World Energy Council

Ilustración 2.4: Escenarios de la Gran Transición. Fuente: [14]

2.2.3.1 Proceso

El objetivo que define el WEC en el desarrollo de sus escenarios es de proveer visiones del presente y futuro estado de la industria energética mundial, lo cual lleva a cabo a través de sus cuatro estudios principales que involucra un monitoreo del sector eléctrico identificando los problemas que este adolece por medio de sus ejecutivos eléctricos; un estudio en base a indicadores de equidad, medioambiente y seguridad (lo que ellos denominan el *Trilemma Index*); un análisis de

recursos y tecnologías en desarrollo; y en lo que culmina con su último estudio de escenarios para el sector eléctrico.

La metodología del proceso se muestra en la Ilustración 2.5 en donde se identifican seis etapas y se describen cada una de estas como sigue.

1. Acuerdo en tendencias críticas, por medio de entrevistas con ejecutivos, mesas de trabajo y un texto analítico.
2. Marco de escenarios por medio de mesas de trabajo y apoyados por expertos, dentro de los cuales se cuentan más de 100 expertos a nivel global.
3. Creación de los escenarios, a través de dos mesas de trabajos, más otras ocho regionales, con fines de testear las ideas.
4. Refinamiento de tendencias y mapeo de los conductores energéticos.
5. Análisis históricos y evaluación comparativa para cuantificar las entradas claves.
6. Corrida de la simulación y entrada al proceso de control.



Ilustración 2.5: Proceso de desarrollo de escenarios, WEC. Fuente: [14]

Lo anterior, como se mencionó con antelación, es traducido en tres escenarios cuyas variables que presentan las principales incertidumbres y que son analizadas son la productividad y crecimiento económico, el cambio climático, gobernación en el ámbito internacional y las herramientas de acción.

2.3 Generación Solar

Siendo la energía solar de entre todas las fuentes de generación la más abundante del planeta con un total aproximado de 885 millones TWh al año sobre la superficie terrestre, lo que equivale a unas 6.200 veces el consumo de energía comercial primaria de la humanidad del 2008 [15], este tipo de energía renovable, que si bien es abundante no es posible aprovecharla en todas partes del mundo, ya sea tanto, por condiciones geográficas, demográficas o bien netamente económicas. A pesar de esto último, la penetración de la generación por medio de esta fuente renovable ha ido significativamente en crecimiento en la última década, principalmente debido tanto a políticas públicas por parte de los países [16], como a la disminución en el costo de inversión de este tipo

de tecnologías las cuales han disminuido entre un 75% a 80% entre los periodos 2010 a 2015 [17]. Es por este motivo, y en concordancia con el tema tratado en el presente documento, que se realiza a continuación una revisión de las principales tecnologías de generación por medio de la fuente renovable solar, así como también un análisis del potencial solar del principal país enfoque de este trabajo, Chile.

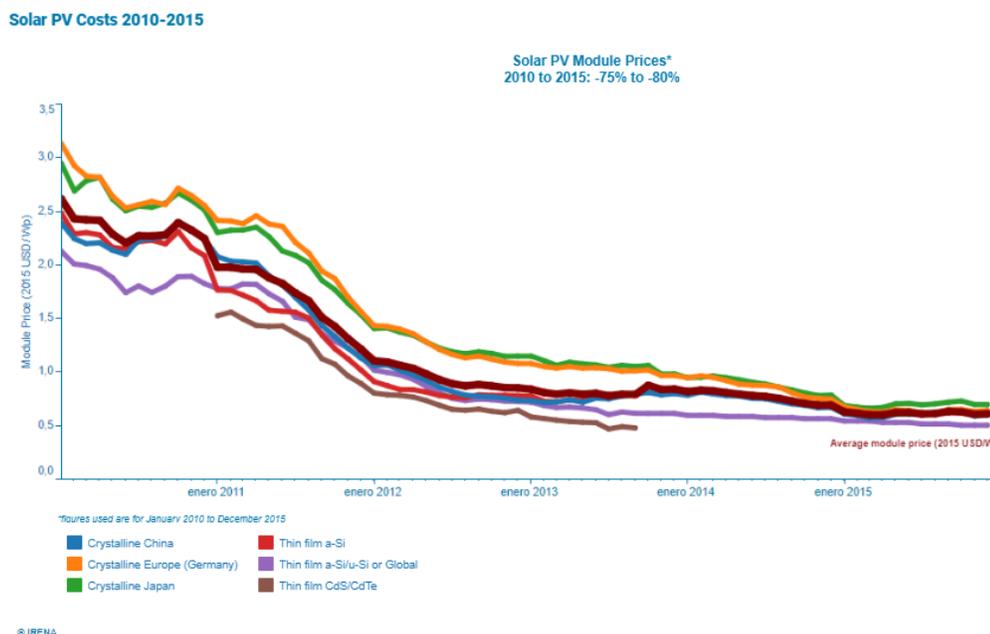


Ilustración 2.6: Costos paneles solares del 2010 al 2015. Fuente: [17]

2.3.1 Tecnologías de Generación Solar

En la actualidad, los métodos de los cuales es posible aprovechar la energía proveniente del sol para la generación eléctrica son dos. Estas son, por medio de concentradores solares de potencia, conocidas como CSP y la tecnología por medio de paneles fotovoltaicos. Algunas ventajas que esta tecnología tienen frente a otras de generación más convencionales es el hecho de que el recurso solar es una energía renovable y puede encontrarse en cualquier parte del mundo, a su vez que al provenir del Sol no presenta costos de combustible en su generación, y que en general presentan bajo costo de mantenimiento.

2.3.1.1 Concentración Solar de Potencia

La tecnología de Concentración Solar de Potencia o CSP es aquella la cual captura la energía proveniente del sol por medio de colectores o espejos solares y que concentran dicha energía en un área reducida la cual contiene un fluido que al calentarse genera el vapor que permite el movimiento de una turbina que a su vez está conectada a uno o más generadores eléctricos produciendo así la generación eléctrica. Otra característica importante de la generación por medio de CSP, es que estas pueden ser equipadas con sistemas de almacenamiento térmico las cuales proveen de calor y en consecuencia de energía eléctrica una vez que el recurso solar no esté presente, como en la noche o en presencia de nubes. De acuerdo a la forma de enfocar la radiación y el tipo de receptor

utilizado, esta tecnología puede ser dividida en cuatro categorías [18], las cuales son mostradas en la Ilustración 2.7 y descritas a continuación.

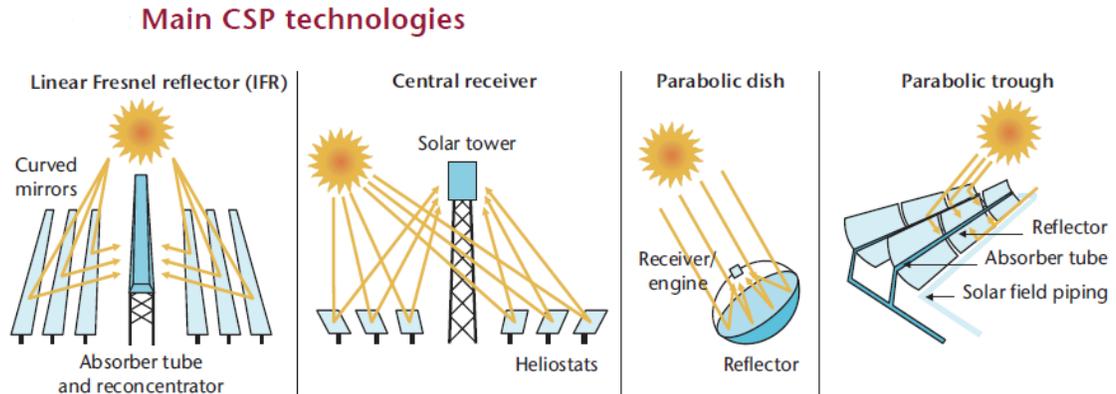


Ilustración 2.7: Principales Tecnologías CSP. Fuente: [19]

- **Parabolic Trough Collector (PTC)**

Los colectores por medios de discos parabólicos están conformados por los colectores solares, receptores de calor y estructuras de soporte. Los colectores solares presentan una forma parabólica, los cuales soportados por una estructura permite el movimiento y seguimiento del Sol a través de uno de sus ejes. La energía solar es concentrada en el medio del colector por el cual pasa una tubería en la que circula el fluido transportador de calor. Usualmente los colectores solares para esta tecnología son de alrededor de 100 m de largo o más, y la curva de apertura de 5 a 6 m. Los PTC son alineados de norte a sur y poseen un sistema de seguimiento del Sol de este a oeste con el fin de maximizar la colecta de energía. A este tipo de tecnología se le puede adicionar un sistema de almacenamiento de calor con el fin de producir electricidad una vez que no se cuente con la fuente de energía.

- **Linear Fresnel Collector (LFC):**

Similar a la tecnología PTC, los colectores lineales de Fresnel consisten en una serie de planos, o ligeramente curvados, espejos instalados en diferentes ángulos para concentrar los rayos del Sol en un receptor fijo. Los colectores pueden estar equipados con un sistema de seguimiento hacia el Sol los cuales giran sobre uno de sus ejes con el fin maximizar la captura de la energía. Esta tecnología a diferencia del PTC, presenta en el receptor un espejo localizado sobre la tubería con el fin de disminuir las pérdidas de radiación, o bien una serie de tuberías las cuales no permiten el escape de los rayos del Sol. Es una de las tecnologías más baratas dentro de su tipo debido al bajo costo de inversión y simplicidad de diseño, pero a su vez presenta la menor eficiencia dentro de todas las CSP.

- **Solar Tower**

Las centrales CSP por medio de torres centrales, son aquellas que presentan un receptor fijo montado en la altura de una torre central, mientras que una serie de colectores sembrados alrededor

de dicha torre enfocan directamente el sol al receptor. Los colectores presentan individualmente un sistema de seguimiento del sol en sus dos ejes.

Las torres solares pueden alcanzar mayores temperaturas que las tecnologías recién presentadas las cuales fluctúan entre los 250°C a los 1.000°C, aunque usualmente están en el rango de los 600°C. Esta tecnología, presenta mayor eficiencia que las anteriores, pero un mayor costo de inversión. Sin embargo, a lo anterior se le suma el hecho de que su factor de planta puede ser mayor si se le adiciona un sistema de almacenamiento de calor, esto implica una mayor inversión.

- Stirling Dish/Parabolic Dishes

Consiste en un disco parabólico el cual sigue el concepto de los discos satelitales, donde el plato contiene el espejo colector que fleja la radiación solar en el receptor ubicado en el punto focal ubicado en el centro del disco. Contiene un seguimiento por ambos ejes mediante un motor Stirling de alta eficiencia, el cual permite aumentar a su vez la eficiencia del colector. Además, dado que el receptor se ubica cerca del colector, esto permite una reducción de pérdidas por calor lo que significa una reducción del tamaño del disco generador, convirtiendo esta tecnología en una extremadamente modular. Esta tecnología presenta el mayor grado de eficiencia de todas las CSP, aunque es la que se encuentra en la más temprana etapa de desarrollo.

En las tablas Tabla 2.2 y Tabla 2.3 se muestra el resumen de las categorías descritas, junto con una revisión de los costos informados y publicados de las tecnologías CSP más comercializadas.

Tabla 2.2: Resumen tecnologías CSP. Fuente: [19]

Tipo de Enfoque Tipo de Receptor	Lineal	Puntual
Fijo	Linear Fresnel Collector	Solar Tower
Móvil	Parabolic Trough Collector	Stirling Dish

Tabla 2.3: Costo de inversión de centrales CSP. Fuente: [18]

	Fuente	Fluido de transferencia de calor	Solar múltiple	Almacen. (Horas)	Factor Planta (%)	Costo (2010 USD/kWe)
Parabolic trough	Turchi, 2010a	Synthetic oil	1,3	0	26	4.600
	Hinkley, 2011	Synthetic oil	1,3	0	23	7.144
	Turchi, 2010a	Synthetic oil	2	6	41	8.000
		Synthetic oil	2	6,3	47-48	8.950-9.810
		Synthetic oil	2	6	43	7.732
		Molten salt	2,8	4,5	50	7.380

Solar tower	Ernst and Young/Fraunhofer, 2011	Molten salt		7.5		7.280
	Turchi, 2010a	Molten salt	1,8	6	43	6.300
	Kolb, 2011	Molten salt	2,1	9	48	7.427
	Hinkley, 2010	Molten salt	1,8	6	41	7.463
	Fichtner, 2010	Molten salt	2	9	54	7.720

2.3.1.2 Tecnología Fotovoltaica

Las tecnologías de generación fotovoltaica (PV), también denominadas celdas solares, consisten en una serie de celdas semiconductoras, agrupadas en módulos, que son capaces de transformar la energía radiante proveniente del Sol en energía eléctrica de corriente continua. Hoy en día, la generación por medio PV es una de las tecnologías de más rápido crecimiento en lo que respecta a energía renovable, como se puede apreciar en la Ilustración 2.8 en donde se muestra el crecimiento de tecnología PV instalada alrededor del mundo desde los años 2000 al 2015, en cuyo término al 2015 se presenta una capacidad instalada de alrededor de los 229,3 GW [20]. Por otra parte, este tipo de tecnología de generación en comparación a otras ofrece como particular ventaja su pequeño y modular tamaño, lo que conlleva a que pueda ser instalada y usada virtualmente en cualquier lugar del mundo.

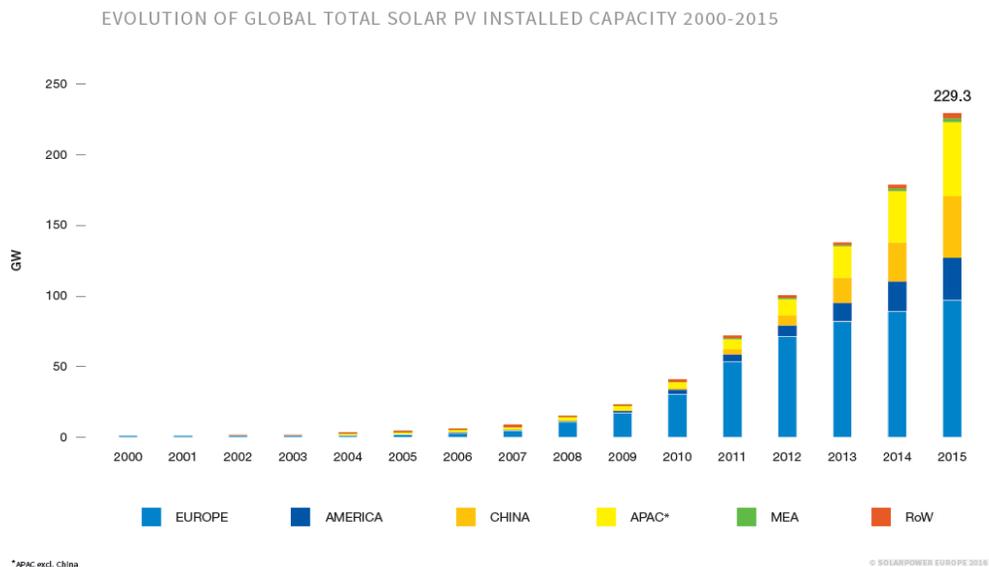


Ilustración 2.8: Evolución Global de la Capacidad Instalada Total PV 2000 - 2015. Fuente: [20].

El principio de funcionamiento de esta tecnología está basado en el efecto fotovoltaico que ocurre cuando los dos materiales semiconductores que componen el panel generan electricidad al ser

expuestos a los rayos del Sol. Esto es, que dicha celda semiconductor dopada al estar expuesta a la radiación del Sol, y debido a la lluvia de fotones a la cual se expone, excita a los electrones allí presentes entregándole la suficiente energía para que estos crucen la unión entre los dos materiales semiconductores, lográndose así un flujo de corriente eléctrica continua y siendo está guiada por medio de una diferencia de potencial generada por el dopaje del material.

Como se mencionó la tecnología PV no son más que una serie de celdas semiconductores que al exponerlas a los rayos solares producen electricidad, sin embargo, esta es posible categorizarla según la tecnología en las que presentan seguimiento y las que no, además del material con las que este dopada. A continuación, se presentan las tecnologías desarrolladas para la generación por medio de celdas fotovoltaicas, divididas según su generación [21].

1. Primera Generación PV: Celdas de Silicio Cristalino.

Siendo el silicio uno de los elementos más abundantes de la corteza terrestre, las celdas de silicio cristalino corresponden a la tecnología más utilizada en el mercado ocupando alrededor del 87% de las ventas mundiales de PV en el 2010 [21]. Es un material semiconductor cuyo gap de energía se encuentra cercano a los 1.1 eV. Se compone de una capa de silicio cristalino (monocristalino, sc-Si) o de dos o más capas (policristalino, pc-Si). La eficiencia de los módulos de silicio cristalino se encuentra alrededor del 14% al 19%.

2. Segunda Generación PV: Celda Solar de Película Fina.

En esta generación las celdas solares están compuestas por una serie de delgadas capas, del orden de 1 a 4 μm de grosor, depositadas dentro de un sustrato de gran tamaño, como puede ser vidrio, algún polímero o metal. Como consecuencia, se requiere de una menor cantidad de material semiconductor para absorber la misma cantidad de luz solar (sobre un 99% menos que una celda cristalina). En adición las películas pueden ser montadas en estructuras más flexibles y más ligeras. Sin embargo, a pesar del menor costo en el que se incurren al fabricar este tipo de tecnologías en comparación con las de primera generación, se tiene que la eficiencia de las mismas es comprometedoramente baja. En esta generación se distinguen tres tipos de desarrollos.

- Celdas de Silicio Amorfo (a-Si): Corresponde al desarrollo más conocido de las tecnologías de segunda generación, en que el silicio amorfo del cual está hecho puede ser depositado en un largo y de bajo costo sustrato de vidrio, sin embargo, dado que el silicio que presenta es de menor calidad que en el caso cristalino, este presenta menor eficiencia.
- Celdas de Teluro de Cadmio (CdeT): Este tipo de tecnología presenta uno de los menores costo de producción y alta eficiencia entre las tecnologías de segunda generación. Los principales materiales de esta tecnología son el cadmio y el telurio, siendo el cadmio un subproducto de la explotación de zinc y el telurio un subproducto del procesamiento de cobre. El problema que presenta este tipo de tecnología es el hecho de que la cantidad producida de telurio es muy inferior a la de cadmio y depende intrínsecamente del proceso de optimización del cobre. Por otro parte, al cadmio se le ha cuestionado por la toxicidad que genera lo cual puede limitar su uso.
- Cobre – Indio – Galio y Selenio (CIS, CIGS): Estas celdas ofrecen la más alta eficiencia de las tecnologías de segunda generación. Las celdas CIS han sido las celdas de su tipo que

más se han comercializado alcanzando eficiencias del 7% al 16%, y en laboratorios ha alcanzado eficiencias del 20,3%, cercanas a las de silicio cristalino.

3. Tercera Generación PV

La tercera generación de tecnología PV son aquellas tecnologías la cuales aún se encuentran en su etapa temprana de comercialización. De esta generación existen cuatro tipos diferentes de desarrollos, de los cuales se describe la principal de ellas.

- **Concentración Fotovoltaica (CPV):** Esta tecnología hace uso de elementos ópticos, tales como lentes o espejos los cuales concentran la radiación solar dentro de una pequeña área altamente eficiente de celdas de un material semiconductor. El factor de concentración solar varía de 2 a 100 veces la radiación proveniente del sol, siendo está de baja a media concentración, y puede llegar hasta un factor de 1.000 veces superior, siendo esta de muy alta concentración. Para que esta tecnología sea eficiente, los lentes que presentan deben estar permanentemente orientadas al sol, por lo cual esta tecnología está obligada a estar sobre sistemas de seguimiento de uno o dos ejes.

A continuación, en la Tabla 2.4 se muestra una revisión y comparación de las tecnologías fotovoltaicas antes descritas.

Tabla 2.4: Revisión y comparación de las principales tecnologías Fotovoltaicas. Fuente: [21]

Generación		Primera		Segunda			Tercera
Tecnología	Unidad	Sc-Si	pc-Si	a-Si	CIS/CIGS	CdeT	CPV
Eficiencia celda solar a AM1.5	%	20-24	14-18	6-8	10-12	8-10	36-41
Costo módulos PV	USD/W	<1.4	<1.4	~0.8	~0.9	-	-
Máxima potencia de salida de los módulos PV	W	320	320	300	120	120	-
Área requerida por kW	m ²	7	8	15	11	-	-
Estado de Comercialización por tecnología		Madura y producida a gran escala.	Madura y producida a gran escala.	Fase de desarrollo, producida a media escala.	Fase de desarrollo, producida a media escala.	Fase de desarrollo, producida a pequeña escala.	Recientemente comercializada, producida a pequeña escala.

2.3.2 Potencial Solar en Chile

Señalizadas ya las tecnologías de generación solar, se presenta en lo que sigue el potencial solar en Chile, en donde para esto se visualiza el recurso a nivel mundial. En primera instancia se muestra en la Ilustración 2.9 un mapa mundial de la radiación horizontal media en el año, expresado en unidades de W/m² la cual representa una medida de potencia por unidad de superficie. En la ilustración es posible apreciar como la zona centro y en particular la zona norte del país, en la cual se encuentra localizado el Desierto de Atacama una de las zonas más áridas del mundo, presenta

uno de los más altos índices de radiación promedio anual, que en la imagen se presentan mayores a los 225 W/m^2 y que en la práctica durante el verano este puede alcanzar valores superiores a los 1.000 W/m^2 .

Por su parte, si bien la radiación se encuentra de forma predominante en la zona norte de Chile, se destaca también que esta se encuentra también distribuida a lo largo del territorio nacional como se aprecia en la Ilustración 2.10, donde en contraste con países en que está fuertemente instalada la generación por medio de paneles solares, como el caso de Alemania con alrededor de 40.020,7 MW de capacidad instalada al 2016 [22], su potencial solar está lejos de llegar a ser los valores máximos que presenta Chile, cuya capacidad instalada es de 938,4 MW al término del mismo año. Se aprecia aquí que los niveles de radiación que llegan a Alemania equivalen a los niveles que llegan a Chile entre Concepción y Puerto Montt. Por lo tanto, es posible afirmar que en Chile dicho potencial solar es lo suficientemente grande para competir en términos de generación frente a otros países.

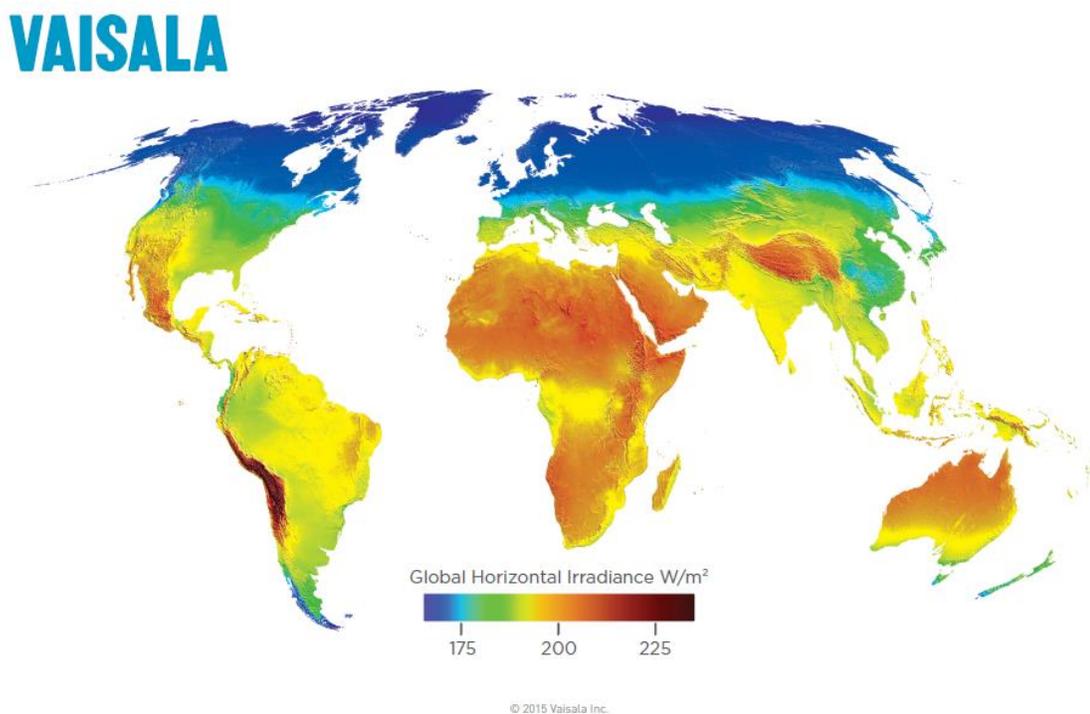


Ilustración 2.9: Mapa de radiación global horizontal. Fuente: VAISALA.

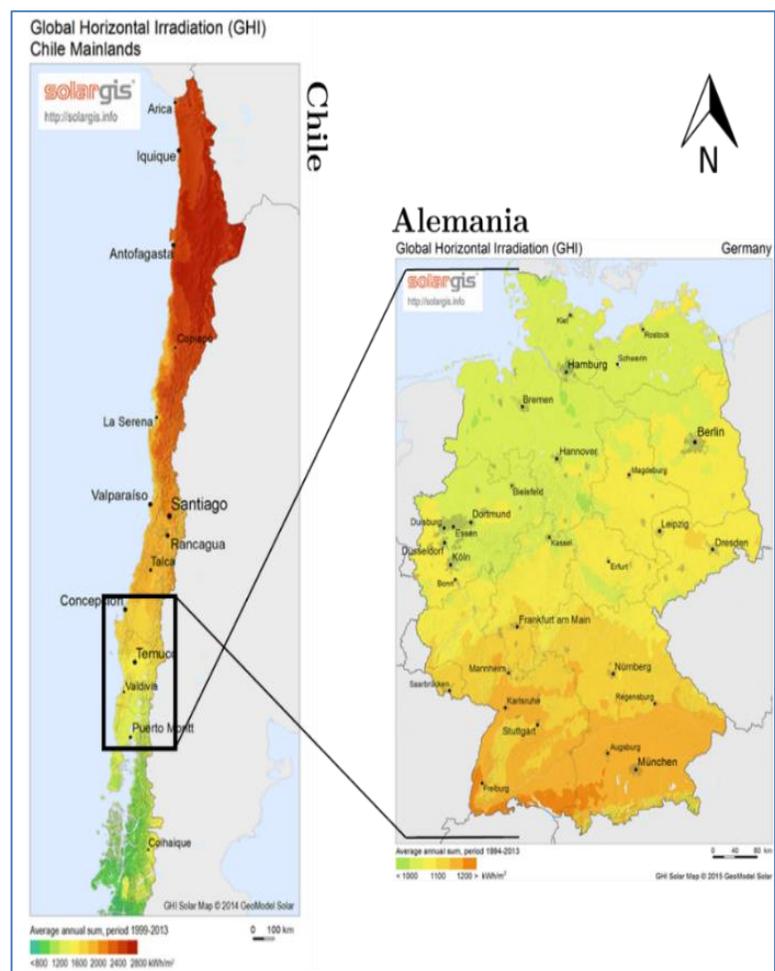


Ilustración 2.10: Comparación radiación global horizontal solar entre Chile y Alemania. Fuente: Solargis.

Si bien se ha señalado la existencia del gran potencial solar en Chile, se hace ahora una revisión con respecto al comportamiento que este recurso presenta. En particular, dado que el recurso está ligado fuertemente con la presencia del Sol esta queda sometido a la disponibilidad del mismo tanto de forma horaria, debido a que durante la noche se restringe dicho recurso, como mensual en el sentido de que la radiación del Sol es de mayor presencia durante los meses de verano que de invierno. En la Ilustración 2.11, se muestra el comportamiento diario de los meses de Junio y Noviembre de la radiación solar horizontal correspondiente a la estación de medición Pozo Almonte, emplazada en la localidad del mismo nombre, en donde se apreciar como el recurso presenta el máximo de su potencia al medio día, correspondiente a las horas en que el Sol se encuentra más elevado con respecto al suelo. Por otra parte, se aprecia como durante horas del día los niveles de radiación en la zona se vuelven nulos, en concordancia a las horas de noche.

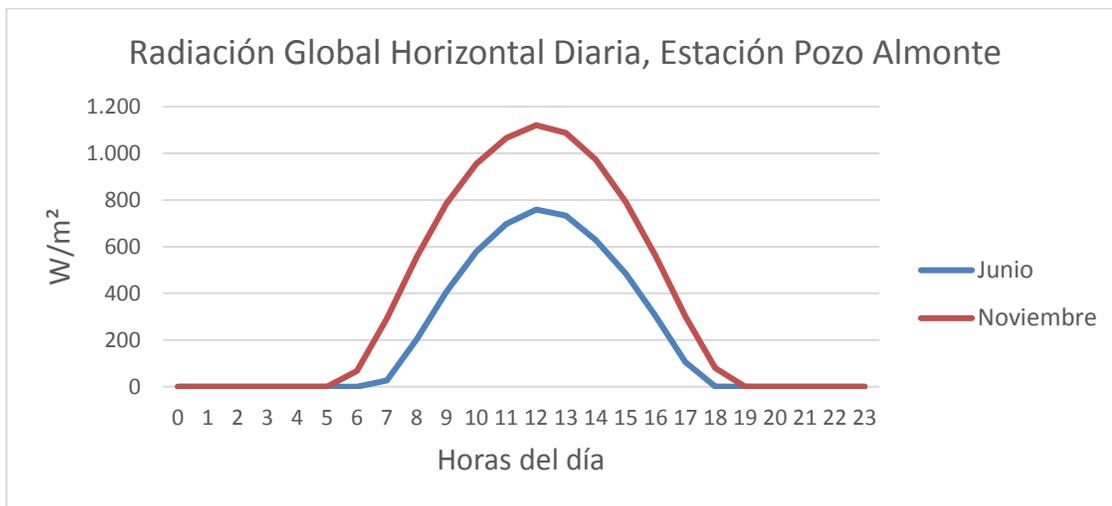


Ilustración 2.11: Radiación global horizontal diaria, Estación Pozo Almonte. Fuente: [23].

En lo que respecta a las variaciones mensuales, estas son apreciables en la Ilustración 2.12 donde se puede ver en términos de energía por unidad de área kWh/m^2 como varía la radiación a lo largo del año en distintas estaciones de medición. Aquí se ve como a lo largo del año se presenta una tendencia con lo que respecta a la energía proveniente del Sol, en donde dicha energía es mayor durante los meses de verano, y disminuye en los meses de invierno en aproximadamente un 50%, llegando en algunos casos a un 70% como el caso de la estación de medición Cerro Calán.

De lo anterior se desprende que la variabilidad del recurso solar, más allá de lo que puedan producir los efectos de la nubosidad que si bien presentes en las mediciones no se han mencionado, no solo se encuentran presentes durante día, sino que también a lo largo del año.

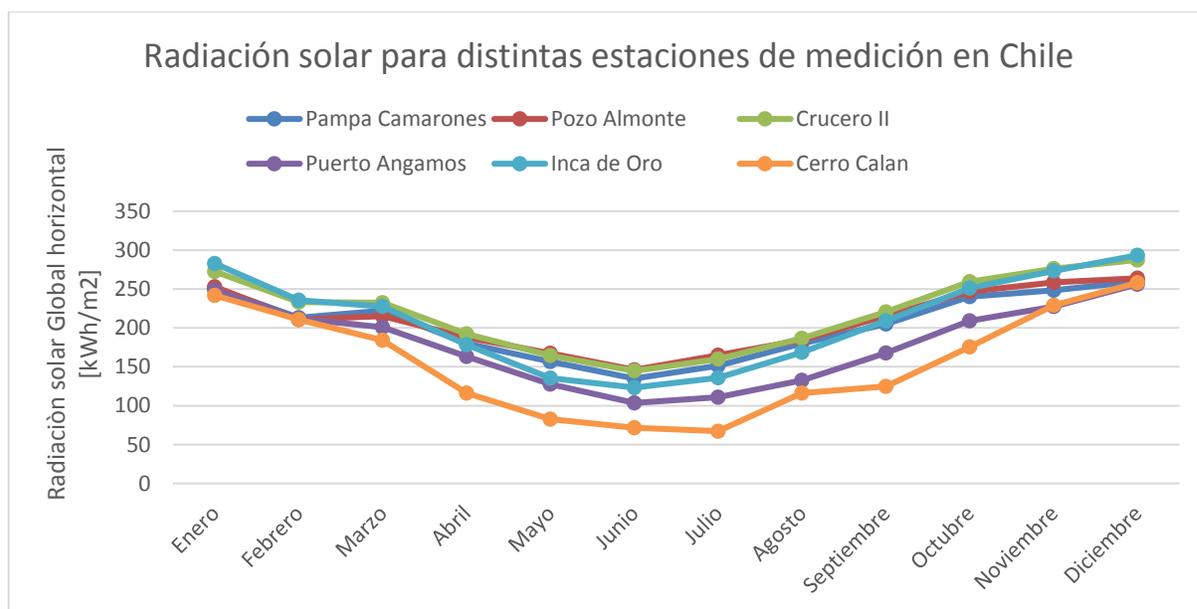


Ilustración 2.12: Gráfica comparativa para la radiación solar en distintas estaciones de medición, Chile. Fuente: [23].

2.4 Interconexiones Internacionales entre Sistemas Eléctricos de Potencia

Como se ha mencionado con anterioridad, los Sistemas Eléctricos de Potencia se componen de un conjunto de instalaciones y equipos los cuales permiten la generación, el transporte y la distribución de energía eléctrica desde las centrales generadoras hasta los centros de consumo, de modo de abastecer la creciente demanda que estos presentan bajo ciertos criterios de confiabilidad y seguridad. Como suele suceder en este tipo de sistemas por lo general las centrales de generación se encuentran alejadas físicamente de los centros de consumo debido a razones tanto técnicas, económica, como ambientales, así como el caso de la disponibilidad de cierto recurso en determinada zona y el efecto de la explotación que dicho recurso origine en sus proximidades. Debido a lo anterior, y con el propósito de hacer el nexo entre la oferta y la demanda eléctrica, se han implementado hasta el día de hoy vastas redes eléctricas cuyo fin último es el transporte de esta energía desde estas centrales generadoras hacia los consumos.

En los inicios de estos sistemas ha sido común que tanto la generación como dicha red eléctrica, se hayan desarrollado bajo la dirección del Estado a fin de lograr la electrificación de la nación, en la cual se ha partido de un número menor de subsistemas dentro del territorio nacional con el fin de explotar las distintas oportunidades de generación, para luego pasar a las interconexiones de estos, y culminando así con sistemas de mayor envergadura, siendo estos más robustos frente a contingencias que en estos se presenten. Ejemplo, es el del Plan de Electrificación del País impulsado por la Corporación de Fomento de la Producción en el año 1939, Chile [24].

Lo anterior, que sin duda alguna ha sido en los orígenes uno de los pilares fundamentales para el desarrollo económico y social de cada nación, solo han abarcado las oportunidades, y por lo tanto los beneficios, que cada uno de estos países presentan por separado, llevando así a no aprovechar de manera óptima los distintos recursos con los cuales de forma global las distintas naciones, como región, presentan y terminando con ello en una pérdida del beneficio social por parte de estos. Esto último, ha conllevado a la necesidad de plantearse la posibilidad de una interconexión de estos sistemas nacionales, análogo al caso de las interconexiones entre los subsistemas por parte de cada nación pero llevadas a una escala internacional, de manera de aprovechar, entre otras cosas, la ya existente capacidad instalada que presenta cada uno de estos sistemas nacionales, junto con las distintas oportunidades de generación en base a las disponibilidad de los recursos que cada país presenta, como el caso de las energías renovables y su carácter tanto estacionario como estocástico, y la oportunidad de apertura del mercado energético entre los países.

En términos de lo que conlleva la interconexión entre estos distintos países, catalogadas como interconexiones internacionales, es importante hacer la distinción al hecho de lo que representan, puesto que si bien una interconexión eléctrica no es más que la conexión de dos o más sistemas por el cual se produce una transferencia de energía, las condiciones en las que estas son llevadas a cabo pueden diferir entre una a otra. Más allá de temas técnico, las razones principales de estas diferencias vienen de la mano tanto de la regulación como contratos que rijan sobre ellas, las cuales siempre quedan sujetas a los intereses políticos de cada país, en donde la operación final de la línea que origina dicha interconexión queda amarrada a lo anterior.

En relación a lo último, es posible clasificar las interconexiones entre dos tipos, además de otras varias distinciones y niveles de detalle que se quieran hacer, que guardan relación con el nivel de integración que la interconexión produce entre las naciones. Una de ellas, son las interconexiones con miras a una integración de carácter regional en la cual se busca que las interconexiones entre los distintos sistemas nacionales conformen un sistema mayor con la existencia de un mercado y regulaciones común entre los distintos países, además de un despacho más centralizado por parte del operador regional de este sistema. Por otro lado, se presentan las interconexiones internacionales sin esta distinción integradora en la cual cada uno de los sistemas unidos por esta conexión posee su propio coordinador y por lo tanto su propio despacho, y las transacciones de energía quedan establecidos mediante contratos comerciales bilaterales.

A continuación, se muestran casos de sistemas interconectados internacionales existentes, en aras de visualizar lo antes mencionado.

2.4.1 Sistemas Interconectados Internacionales existentes

Como se ha dicho anteriormente los sistemas interconectados internacionales pueden ser divididos en dos categorías, aquellos sistemas interconectados de carácter integrador y los sistemas internacionales sin dicha característica. En el caso de los sistemas interconectados regionales, que tienen características integradoras, algunos ejemplos son el Sistema Europeo y el Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC), mientras que en el caso de los sistemas interconectados sin esta distinción regional son, sin ir muy lejos, las interconexiones que colindan con la región de Argentina.

En el caso del Sistema Europeo, este nace en el contexto en donde tanto la Unión Europea como los Estados Miembros optan por la apertura de forma gradual de los mercados eléctricos que durante la década del 1990 eran aun monopolios. En esta apertura la Unión Europea decide distinguir claramente la parte competitiva y no competitiva de la industria, el libre acceso a la infraestructura no competitiva, la liberación por el lado del suministro en el mercado, remover gradualmente las restricciones de los consumidores a elegir a sus suministradores e introducir un regulador independiente que monitoree el mercado.

Lo anterior es llevado a cabo por medio de una serie de directivas y regulaciones, traducidas posteriormente en leyes por parte de los Estados Miembros, a través de las cuales se establecen, entre otras cosas, una serie de reglas comunes de generación, transmisión y distribución de la electricidad, junto con estipular la designación de un operador para cada uno de los sistemas por parte de los Estados Miembros a fin de asegurar el suministro y la conexión entre los otros sistemas nacionales. Entre estas directivas y regulaciones se crea, a fin de facilitar la cooperación a través de los operadores de los sistemas de cada nación, un operador mayor encargado de realizar las transacciones de electricidad por parte de estos sistemas. Este operador nace el 2008 bajo el nombre de *The European Network Of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E) el cual representa a los 42 operadores de los 34 países, en el que se puede considerar el operador de los operadores del sistema. La lógica de lo anterior se enmarca en la unificación de los precios a través de Europa y la integración entre los diferentes mercados nacionales hacia la creación de un mercado eléctrico europeo común [25].

En el caso de América Central el desarrollo de su sistema regional, SIEPAC, se origina en el contexto de mejorar las condiciones de seguridad y suficiencia del suministro eléctrico presentes en los países integrantes, puesto que esta región, siendo particularmente vulnerable a la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles, presentó que durante los años 1990 al 2004 sufriera interrupciones de suministro debido a la generación basada en este tipo de combustibles. Este sistema de transmisión regional, compuesto por líneas de 230 kV a un circuito, con una longitud total de 1.800 km y capacidad de 300 MW, integra a los países de Panamá, Costa Rica, Honduras, Nicaragua, El Salvador y Guatemala.

El mercado regional de traspaso de energía del SIEPAC, funciona a modo de un mercado mayorista obligatorio (*day ahead*), en donde en este se efectúan ofertas de precios de inyecciones y de retiros en los nodos de la Red de Transmisión Regional, los cuales son coordinados por un ente operador regional, EOR. En este mercado se transa tanto la energía de oportunidad como de contratos, así como los servicios auxiliares para garantizar la calidad y seguridad del servicio. En este mercado no existe el despacho centralizado y/o coordinado.

Por otro lado, en el caso de las interconexiones internacionales sin un enfoque regionalizado en América Latina pueden encontrarse algunas de estas como el caso de las interconexiones entre los países vecinos con Argentina como son el caso de Brasil, Uruguay, Paraguay y Chile, en las cuales las transacciones quedan sujetas a contratos bilaterales que ahí se establezcan [3].

A modo de ejemplo, en el caso de las interconexiones de Argentina con Brasil, estas nacen en un contexto en donde Brasil en la década del 90 previendo un desabastecimiento de suministro eléctrico, debido a un importante periodo de sequía, busca alternativas para abastecer su consumo. Entre esas alternativas se encuentra el llamado a licitación internacional para el suministro de energía eléctrica desde otros países, a la cual acude Argentina permitiendo así la primera oportunidad de energía eléctrica. Dentro de las características de estas interconexiones, se rescatan el primer circuito de 500 kV Rincón de Santa – Garabí – Ita, con una potencia de 1.000 MVA y convertidores de 50/60 Hz con capacidad de 1050 MVA, seguido del segundo circuito de 500 kV con capacidad de 1000 MVA, haciendo un total de 2000 MVA, con un periodo de contratación de 20 años.

2.4.2 Interconexiones existentes en América Latina

Se muestra a continuación, en la Tabla 2.5 e Ilustración 2.13, un listado de interconexiones existentes a largo de Latinoamérica, sin que estas líneas estén o no activas para el traspaso de flujo.

Tabla 2.5: Interconexiones internacionales a la fecha. Fuente: [4].

ID	Link	Desde	para	Capacidad (MVA)	Voltaje (kV)	CapCost [MUSD/km-c]
ICx01	Chile - Argentina	SING	Cobos	717	345	0.26
ICx02	Perú - Ecuador	SINC	Pascuales	332	230	0.14
ICx03	Colombia - Ecuador	La Virginia	SantaRosa	500	230	0.21
ICx04	Colombia - Venezuela	Copey	Yaracuy	100	230	0.08
ICx05	Brasil - Paraguay	Itaipu	Ayolas	550	230	0.28
ICx06	Panamá – Costa Rica	Panamá	CostaRica	300	230	0.28

ICx07	Nicaragua – Costa Rica	Nicaragua	Costa Rica	300	230	0.28
ICx08	Honduras - Nicaragua	Agua Caliente	Nicaragua	300	230	0.28
ICx09	El Salvador - Honduras	El Salvador	Agua Caliente	300	230	0.28
ICx10	El Salvador - Guatemala	El Salvador	Agua Caliente	300	230	0.28
ICx11	Guatemala - Honduras	GU	HO	300	230	0.28
ICx12	Guatemala - México	GU	Occidental	200	400	0.64
ICx13	Argentina - Brasil	Yacyreta	Porto Alegre	2.000	500	1.59
ICx14	Paraguay - Argentina	Ayolas	Yacyreta	3.200	500	1.59
ICx15	Argentina - Uruguay	San Tome	Palmar	1.890	500	1.59
ICx16	Argentina - Uruguay	San Tome	Palmar	1.386	500	1.59
ICx17	Brasil - Paraguay	Itaipu	Asuncion	2.000	500	1.59
ICx18	Uruguay - Brasil	Palmar	Porto Alegre	70	230	2.50
ICx19	Uruguay - Brasil	Palmar	Porto Alegre	500	500	0.87
ICx20	Colombia - Venezuela	Sogamoso	Yaracuy	150	230	0.10
ICx21	Brasil - Venezuela	Boa Vista	Gurí	200	230	0.95
ICx22	México - Belice	Peninsular	Belice	50	115	0.10



Ilustración 2.13: Mapa de interconexiones existentes en Latino América. Fuente: [5]

3. Metodología

3.1 Planteamiento General

Recordando que el enfoque principal de este documento es determinar y analizar los efectos que tienen las interconexiones internacionales sobre los países que pertenecen a América Latina continental y en particular con un énfasis en la alta penetración de energía renovable como es la solar. Se presenta a continuación, la metodología propuesta a fin de estudiar y analizar los diversos escenarios elaborados a fin de visualizar el comportamiento y los resultados que tendrán lugar en esta región.

En términos generales, la metodología que se presenta a fin de realizar el estudio contempla la ya desarrollada en el estudio encargado por el IDB, donde se busca resolver el problema que determina la inversión futura para América Latina por medio de la minimización de costos a valor presente de la inversión y operación, obtenido de la solución óptima de la co-optimización a largo plazo. Como simplificación, se asume que la toma de decisiones en el mercado eléctrico de Latino América es llevada a cabo de forma centralizada, a pesar de que en la realidad cada actor tiene sus propios incentivos y por ende su propia toma de decisiones. El modelo que se presenta en dicho documento contempla el estudio para los países de América Latina continental bajo escenarios de interconexiones internacionales y explotación de recursos de generación renovable a lo largo de América Latina, allí se han agrupado tanto la generación, como las demandas en nodos equivalentes representativos para cada país, junto con las líneas de transmisión pertenecientes a cada sistema nacional, además de las interconexiones internacionales existentes y planificadas entre los países.

La base de datos del estudio antes descrito contempla un total de 63 barras para los 21 países que conforman dicha región. Sin embargo, y dado que el tema contempla un desarrollo y análisis con un enfoque en la explotación del recurso solar en Chile, se propone un aumento en el nivel de detalle en la representación de esta región contemplada en dos nodos, que caracterizan el Sistema Interconectado Norte Grande (SING) y Sistema Interconectado Central (SIC) de Chile. Esto último se desarrolla a fin de reflejar de forma más fidedigna el Sistema Eléctrico Nacional chileno, con lo que se espera que, además de ilustrar como se desenvuelve el sistema Latino Americano, se pueda observar el comportamiento que tendrá Chile bajo los distintos escenarios que aquí se presentan.

La elección de los escenarios de estudios contempla las variables de decisión foco de este documento, es decir interconexiones entre los sistemas de Latino América y los niveles de penetración de energía renovable, en particular la solar proveniente de Chile. Para el desarrollo de este trabajo se utiliza la misma herramienta computacional ya utilizada para el estudio llevado a cabo por el IDB, y elaborada por Energy Exemplar, PLEXOS® en su versión 7.4. Por su parte, se realizan también los análisis y estudios de resultado con los focos antes mencionados que contemplan, entre otros, los costos totales de cada escenario, capacidades instalada de generación y transmisión, análisis de costo y beneficio, además de las emisiones de CO₂ tanto para América Latina, como para los países que la conforman. En la Ilustración 3.1, se aprecia el diagrama metodológico general del presente trabajo.

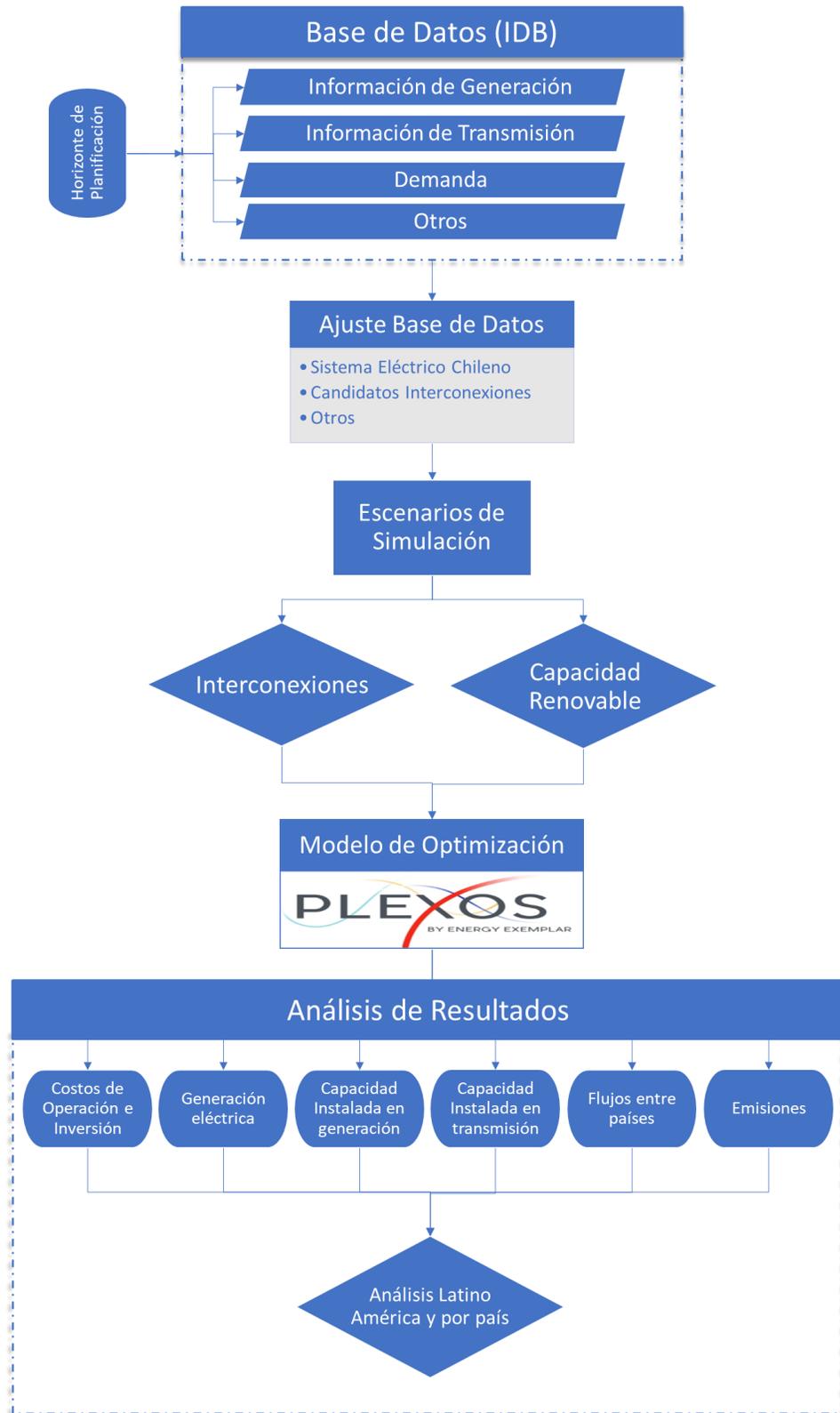


Ilustración 3.1: Diagrama Metodológico

3.2 Base de Datos

La base de datos a utilizar con el fin resolver el problema es la elaborada por encargo del IDB en su estudio “Grid of the Future – Development of a Clean and Sustainable Grid in Latin America”, la cual contiene, entre otros, más de 5.000 generadores repartidos entre los 21 países pertenecientes a Latino América continental, junto con aproximadamente 700 embalses y poco más de 100 líneas existentes. Sumando a lo anterior, en dicho estudio también se presentan perfiles horarios de viento y sol caracterizados por región, además de un desarrollo de series hidrológicas sintéticas reducidas en muestras acorde para el estudio. Los componentes de la base de datos del IDB han sido elaborados por medio de sus tres etapas, las cuales constan de 1) la recopilación de información por país, seguida de 2) la puesta a prueba y comparación de la información recopilada a través de estudios similares o relacionados, y finalmente 3) la unión de la información por país de forma progresiva hasta lograr una base de datos consolidada y única para América Latina.

Entre la información que contiene la base de datos antes mencionada se destaca la información asociada a la generación por tecnología, a la asociada a la red de transmisión, y la información relacionada sobre la demanda misma de los diferentes sistemas. A lo anterior, se le agregan para el presente estudio costos relacionados a la emisión de CO₂. A continuación, se describe la información antes mencionada.

3.2.1 Generación

Para el parque generador, se consideran las siguientes variables técnicas y económicas, partiendo de las variables comunes de las centrales de generación, seguida de las variables propias por tecnología.

$CapG$: Capacidad máxima de generación.	[MW]
$VO\&M$: Costo variable de operación y mantenimiento no combustible.	[US\$/MW]
$CO\&M$: Costo fijo de operación y mantenimiento.	[US\$/kW/año]
$InvG$: Valores de inversión en generación por capacidad.	[US\$/kW]
$YearG_{ent}$: Año de entrada en servicio del generador.	—

En el caso de la generación térmica esta se compone tanto del consumo específico y de los precios de los combustibles, los cuales son proyectados y caracterizados por región.

C_{esp} : Consumo específico [GJ/MWh]

C_{fuel} : Costo de combustible [US\$/GJ]

Por otro lado, la generación hidráulica contempla información sobre los embalses y afluentes, que en conjunta forman la red hidráulica del sistema.

V_{max} : Cotas máximas de embalses [1.000 m³]

V_{min} : Cotas mínimas de embales [1.000 m³]

A : Afluente [cumec]

E_{ff} : Eficiencia [MW/cumec]

En el caso de las tecnologías renovables por medio del viento y sol, a estas se les presentan los perfiles horarios de viento y radiación caracterizados por zonas a lo largo de la región de América Latina.

3.2.2 Transmisión

En el caso del sistema de transmisión la información que contiene el estudio contempla la reducción de los países en nodos equivalente, a su vez que las líneas por donde ocurre el intercambio de energía. Con respecto a esta última, las variables de información que el estudio presenta son:

R : Resistencia de la línea [p. u.]

X : Reactancia de la línea [p. u.]

\overline{CapL} : Capacidad máxima por la línea [MVA]

\underline{CapL} : Capacidad mínima por la línea [MVA]

$InvL$: Inversión asociada a las líneas [US\$]

Tanto para el caso de la transmisión como de la generación, se presenta también como información la capacidad existente de cada elemento, las instalaciones bajo construcción o planificadas y futuros candidatos.

3.2.3 Demanda

Para la información relacionada con la demanda, esta contempla la proyección de la misma la cual es realizada mediante un perfil de demanda base, la proyección de la demanda máxima y la proyección del consumo anual de energía. De lo anterior, se obtiene la proyección de demanda horaria para todo el horizonte de estudio, la cual es simplificada mediante curvas de duración, en los nodos equivalentes del sistema de transmisión.

3.3 Ajuste base de datos

Dado el enfoque mencionado a lo largo de este documento que involucra como país central de estudio a Chile, es que una parte del trabajo se relaciona con el ajuste a la base de datos que involucra el sistema eléctrico chileno. En particular, lo que se busca es aumentar el nivel de detalle de dicho sistema con el fin de visualizar el impacto de las interconexiones en el país y como afecta su potencial solar tanto para el país mismo como para sus vecinos.

El ajuste a la base de datos para Chile, se traduce en un aumento del número de nodos que esta región presenta, en particular el nuevo sistema se basa en el sistema elaborado por la Mesa de ERNC [26] el cual modela a Chile mediante nueve nodos. Lo anterior implica una migración de las centrales del sistema de dos nodos al sistema de nueve nodos, así como también la redistribución de la demanda que se presenta en IDB.

Sumado a lo anterior, el ajuste de la base de datos se encuentra acompañado con la incorporación de tres carriles nuevos de expansión en transmisión los cuales sumados a los ya existentes unen los países de Chile y Argentina, Bolivia y Paraguay, y Argentina y Uruguay.

Aquí también se hace la revisión de los datos que la base presenta. Esto con el fin de corroborar el correcto sentido de estos, además de solucionar los problemas que puedan originarse en el transcurso de las simulaciones.

3.4 Escenarios de simulación

Se describen en lo que sigue los escenarios y sensibilidades a simular con el fin de realizar la comparativa entre ellos y visualizar los resultados que se detallan en las secciones siguientes. Los escenarios bajo estudio contemplan un total de tres, siendo el primero el escenario base denominado *Business As Usual* (BAU) utilizado en el estudio del IDB con los ajustes correspondientes mencionados en la sección anterior. Este escenario es el utilizado como referencia comparativa del resto de los escenarios. A lo anterior se le suman sensibilidades por escenarios. A

continuación, se describe las características de los escenarios y sensibilidades elaborados para este trabajo.

3.4.1 Escenarios

Los escenarios elaborados que contempla el presente estudio corresponden a un total de tres. Estos son el escenario *Business As Usual* (BAU), perteneciente al estudio del IDB, el escenario de Máxima Coordinación (MC), y el escenario de Alta Penetración Solar en Chile (SC). Se describen a continuación dichos escenarios y se muestra en la Tabla 3.1 el resumen de estos.

- **Business As Usual (BAU):** El escenario BAU, corresponde al escenario presentado en el estudio del IDB, en el que se busca que sea el punto de referencia para el resto de los escenarios. Este escenario relata el desarrollo de los diferentes sistemas de América Latina en donde se mantienen, considerando las instalaciones planificadas, los niveles actuales de interconexión existentes entre países. Por su parte, en este escenario se busca reflejar el grado de autosuficiencia de los países, entendiendo esta como desconfianza en lo que respecta a dependencia eléctrica. Por otra parte, este escenario refleja la tendencia actual de integración renovable, limitando la entrada de este tipo de tecnologías a los sistemas eléctricos actuales de la región.
- **Máxima Coordinación (MC):** En el escenario de Máxima Coordinación se busca maximizar la integración eléctrica entre países en términos de capacidad de transmisión, generándose así un sistema único en Latino América continental. Aquí, se presentan holgados candidatos en capacidad de interconexión eléctrica entre países, además de eliminar la restricción de autosuficiencia por parte de ellos, entendiendo esta como la desconfianza que presentan ellos con respecto a los países vecinos en cuanto abastecimiento eléctrico. El grado de incorporación de generación por medio renovable es limitado al igual que el escenario BAU.
- **Alta Penetración Solar en Chile (SC):** En este escenario, a diferencia de los anteriores, se incorpora un aumento sustancial de generación por medio de tecnología renovable, en particular generación solar instalada en Chile. Esto con el fin de ver como se desenvuelven y relacionan tanto Chile como el resto de los países de América Latina. A lo anterior, y con el fin de evacuar esta la generación producida por efecto de la generación solar, se incorporan holgados candidatos de interconexión entre todos los países de esta región. El nivel de autosuficiencia entre países es eliminado.

Tabla 3.1: Escenarios de simulación.

	BAU	MC	SC
Nivel de Interconexión	Existente y sin nuevos candidatos	Existentes más candidatos, con capacidad holgada de interconexión en todos los países de Latino América	Existentes más candidatos, con capacidad holgada de interconexión en todos los países de Latino América
Autosuficiencia	Si	No	No
Generación Renovable	Acotada	Acotada	Acotada, salvo para la generación solar en Chile, con 100 GW al 2030.

3.4.2 Sensibilidades

En lo que respecta a las sensibilidades estas están consideradas dependiendo del escenario bajo estudio. Las sensibilidades se resumen a continuación y son mostradas según el escenario que corresponda en la Ilustración 3.2.

- Variaciones del precio de combustible: Esta sensibilidad afecta a la variación de los precios de los combustibles, las cuales representan un total de dos variantes adicionales en modalidad alta y baja.
- Impuesto a emisiones de carbono: Se considera como sensibilidad la consideración de un costo asociado a las emisiones de CO₂, en donde se estudia la incorporación de estos con un crecimiento gradual a lo largo del horizonte de estudio.
- Incorporación renovable: Aumento al doble de la capacidad permitida en la incorporación de generación renovable, en particular eólica y solar al 2022.
- Capacidad solar: Aumento o disminución de la incorporación de generación por medio solar en Chile, exclusiva del escenario SC.

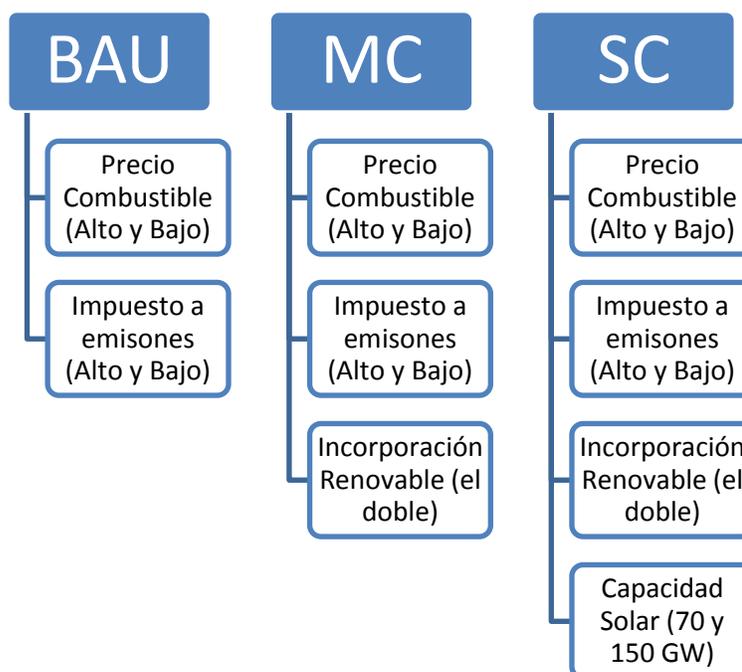


Ilustración 3.2: Sensibilidades según escenario.

3.5 Problema de Optimización

Tal como se ha mencionado anteriormente tanto la base de datos como la ejecución del modelo es desarrollado y ejecutado mediante el software comercial, propiedad de Energy Exemplar, PLEXOS® en su versión 7.4 R02 64bits. El problema de expansión es resuelto mediante técnicas de programación lineal, por medio del software de optimización comercial CPLEX® versión

12.7.0 perteneciente a IBM, donde se utilizan recursos computacionales que contemplan un servidor de 32 núcleos de 2.50 GHz y 208 GB de memoria RAM.

El problema a optimizar corresponde al de la planificación de la expansión de la transmisión y generación por medio del flujo DC – OPF, el cual busca la combinación óptima en inversión tanto en los distintos candidatos de generación como en los requerimientos de expansión en la transmisión, en conjunto con la operación de estas durante el horizonte de planificación. El problema general a resolver en PLEXOS®, también llamado Long Term Plan (LT Plan), puede ser representado como lo muestran las siguientes ecuaciones [27].

$$\min \sum_t^T \sum_g^G \sum_n^N \left((InvG_t^g \cdot CapG_t^g + InvL_t^{n,m}) + (CV_t^g \cdot Pgen_t^g + VoLL \cdot USE_t) + CF_t^g \cdot CapG_t^t \right) \quad (1)$$

$$\sum_g^G Pgen_t^{g,n} + \sum_{m \neq n}^N F_t^{n,m} + USE_t^n = Load_t^n, \forall t, n \quad (2)$$

$$Pgen_t^g \leq CapG_t^g \quad (3)$$

$$\underline{CapL}^{n,m} \leq F_t^{n,m} \leq \overline{CapL}^{n,m} \quad (4)$$

Donde t representa el índice de tiempo, g el índice del generador y n del nodo. De la misma forma T es el periodo del horizonte de estudio, G la cantidad total de generadores y N el número de nodos. La ecuación (1) representa la minimización de los costos asociados a la inversión tanto en generación como en transmisión, a su vez que los costos asociados a la operación de la generación y la demanda no suministrada. La ecuación (2) por su parte, define el balance nodal en el tiempo, el cual es aplicado a cada nodo con el fin de satisfacer la demanda por parte de la generación. y por nodo de la generación y la demanda. En (3), se presenta la restricción de capacidad máxima del generador, en donde dicha capacidad por generador puede variar en horizonte de estudio, ya sea por la entrada en servicio nuevas unidades dentro del mismo generador, o bien dados por los perfiles de viento y sol que limitan la disponibilidad del recurso. Y de (4), se señala la restricción de la línea correspondiente al máximo y mínimo flujo que puede circular por ella.

Por otro lado, y siguiendo con la formulación general a esta se le agregan, dependiendo del escenario de estudio, las restricciones (5) y (6), donde la primera señala el nivel de autosuficiencia que presenta cierta región o país, en que $MCRM$ corresponde al porcentaje mínimo de margen de reserva de capacidad sobre la potencia firme del sistema y que busca representar el grado de desconfianza que presentan los países en cuanto a protección de su propio sistema ante la dependencia de los países vecinos. La segunda restricción, señala el aumento mínimo en capacidad instalada impuesta para la generación solar, la cual en conjunto con la restricción (3) de cantidad máxima capacidad en cuanto a unidades, es utilizada en el escenario de alta penetración solar en Chile.

$$\sum_g^G FirmCapG_t^{g,n} \geq (1 + MCRM) \cdot PeakLoad_t, \forall t, n \in \{Region\} \quad (5)$$

$$\sum_g^G CapG_t^{g,n} \geq \overline{CapG_t^{g,n}}, \forall g \in \{solar\}, n \in \{Chile\} \quad (6)$$

Otras restricciones que presenta el modelo son aquellas de mínimo y máximo factor de capacidad para los generadores hidro, relacionados con restricciones en el uso del agua que presentan algunos países, así como también restricciones en la máxima energía que puede entregar un generador asociado tanto a restricciones de combustible o a medidas medioambientales.

Para el caso de los embalses el balance hidrológico considera las cotas mínimas y máximas, así como los balances de entrada y salida del flujo de agua entre los distintos sistemas de almacenamiento hídrico. Por otro lado, los sistemas son modelados considerando también los afluentes, eficiencia de cada turbina de agua y la topología hidrológica. La única incerteza que se incluye en el modelo del estudio del IDB corresponde a los afluentes los cuales son modelados por medio de series hidrológicas, que para el presente estudio se considera solo una de estas llevando el problema a ser determinístico.

3.6 Análisis de Resultados

Los resultados entregados por el software PLEXOS® para el problema de optimización y que contempla los 21 países de Latino América continental, resultan de un análisis a nivel latinoamericano y regional por país. En particular se busca la comparación del costo y beneficio entre escenarios durante el periodo de estudio, al igual que visualizar el aumento de capacidad instalada y generación en el tiempo. Se presentan a continuación las siguientes variables de salidas de interés y consideradas para el problema a resolver, seguido de los indicadores a utilizar para la comparación entre escenarios.

Las variables de salida consideradas del problema son:

Cmg_t^n : Costo marginal del nodo n para el tiempo t . [US\$/MWh]

$Pgen_t^{g,n}$: Energía generada por el generador g asociado al nodo n , en el tiempo t . [MWh]

$InvG_t^g$: Inversión asociada al generador g , instalado en el tiempo t . [US\$]

$CapG_t^g$: Capacidad asociada al generador g , instalado en el tiempo t . [MW]

$InvL_t^{n,m}$: Inversión de la línea del nodo n a m , instalada en el tiempo t . [US\$]

$F_t^{n,m}$: Flujo por la línea del nodo n a m en el tiempo t [MWh]

$IT_t^{n,m}$: Ingreso tarifario producto de las congestiones por las líneas [US\$]

CO_{2t} : Emisiones de CO_2 en el tiempo.

Por otro lado, dada las variables antes señaladas se presenta a continuación los indicadores a utilizar en el proceso de comparación entre escenarios, en donde se cuantifican dichos resultados de forma anual y totales.

- Ingresos por generación: Corresponde al ingreso por parte de la generación debido operación misma del sistema. Donde Cmg_t^n es el costo marginal del nodo n y $Pgen_t^{g,n}$ a la generación total que ocurre en dicho nodo para el periodo t .

$$IngG_t = \sum_n^N Cmg_t^n \cdot \left(\sum_g^G Pgen_t^{g,n} \right) \quad (7)$$

- Costos de generación: Corresponde a la suma de los costos que incurre el generador, los cuales son desglosados en los costos variables del generador g correspondiente a los combustibles y no combustibles, además de los costos fijos de operación y mantenimiento $CO\&M_t^g$.

$$CopG_t = \sum_g^G \left(Cesp^g \cdot C_{fuel_t}^g + VO\&M_t^g \right) \cdot Pgen_t^{g,n} + CO\&M_t^g \quad (8)$$

- Margen operacional: Corresponden a las utilidades o perdidas resultantes del ingreso de del parque generador restado a los costos de producción en el tiempo.

$$Mop_t = IngG_t - CopG_t \quad (9)$$

- Inversión total en generación: inversión que se ejecuta para la instalación de nuevas unidades de generación, la cual se utiliza de forma anualizada para todo el horizonte de estudio.

$$InvG_t = \sum_g^G InvG_t^g \quad (10)$$

- Utilidad del generador: Utilidad correspondiente a la resta del margen operacional y la inversión anualizada.

$$U_t = Mop_t - InvG_t \quad (11)$$

- Costo de la demanda: Corresponde al costo incurrido por la demanda en la operación, en donde Cmg_t^n es el costo marginal del nodo n y $Load_t^n$ a la demanda que ocurre en dicho nodo para el periodo t .

$$CLoad_t = \sum_n^N Cmg_t^n \cdot Load_t^n \quad (12)$$

- Ingreso tarifario total: Renta total que reciben las líneas debido a las congestiones, donde $IT_t^{n,m}$ representa el ingreso tarifario de la línea que conecta los nodos n y m .

$$IT_t = \sum_n^N IT_t^{n,m} \quad (13)$$

- Inversión de la red: Inversión que se ejecuta para la instalación y operación de nuevos tendidos de líneas, la cual se utiliza de forma anualizada para todo el horizonte de estudio.

$$InvL_t = \sum_n^N InvL_t^{n,m} \quad (14)$$

- Beneficio o costo social: Corresponde a suma de todos los ingresos y costos, además de las inversiones, en los que incurre el sistema durante el periodo de planificación. Este es calculado positivo para los costos, por lo que la comparación entre escenarios mediante este indicador es visualizar aquel sistema que presenta menores costos. Lo anterior es realizado debido al hecho de considerar dentro del análisis la demanda, en particular solo los costos de ella, pues los ingresos que percibe la demanda por el uso de la electricidad quedan fuera del análisis.

$$BS = \sum_t^T CLoad_t + InvG_t + InvL_t - Mop_t - IT_t \quad (15)$$

- Emisiones: Por otra parte, y como variable de interés, se presentan las toneladas de emisiones de CO_2 , que junto con los beneficios o costos sociales marcan los principales indicadores del estudio.

Dado lo anterior, el objetivo entonces es cuantificar y comparar entre escenarios el costo total de operación e inversión anualizada, junto con el costo o beneficio social que se presentan. Por otro lado, también se busca la cantidad de emisiones de CO_2 producto de la generación eléctrica, como también ver el aumento de capacidad tanto en generación como transmisión. Lo anterior es llevado a cabo para el conjunto de América Latina, como también por país.

4. Caso de Estudio

Se revisan aquí, de forma general, las principales entradas del problema a resolver y se describe la información a utilizar, la cual consta en su gran mayoría de la base de datos perteneciente al estudio del IDB, junto con la mención respectiva de su pertenencia o no a algún escenarios o sensibilidad bajo estudio

El caso de estudio considera la planificación a largo plazo de la expansión de la transmisión y generación dentro del horizonte de 15 años, desde el 2016 hasta el 2030, extendido a dos años adicionales cuyas condiciones son iguales al del último año del horizonte de planificación, esto con el objetivo de aplacar el efecto que presentan el manejo del agua al término del horizonte de planificación en el problema de optimización de la expansión de la generación y transmisión en el largo plazo.

De la misma forma, el caso de estudio contempla la planificación de la región de América Latina continental, la cual se compone de un total de 21 países los cuales incluyen a Argentina, Brasil, Belice, Bolivia, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, El Salvador, Guayana Francesa, Guatemala, Guyana, Honduras, México, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú, Surinam, Uruguay y Venezuela. La información de estos países es la contenida en el estudio del IDB y la cual presenta información de finales del 2015 y comienzos del 2016 proyectadas al 2030.

Adicionalmente, se presentan aquí los ajustes realizados a la base de datos del IDB, para el caso del estudio presente. En particular, el ajuste es realizado sobre el sistema de transmisión chileno por medio del estudio desarrollado por la Mesa de ERNC, en donde lo que se consigue es la extensión de los dos nodos, presentes en el estudio del IDB, a los nueve nodos del estudio de la Mesa de ERNC, además de la respectiva incorporación de las líneas de transmisión. A continuación, se señalan los componentes que tanto la base de datos, como los ajuste de esta se presentan.

4.1 Generación

Dentro de lo que respecta a la generación, esta se compone de un total de 5.062 centrales y de 718 embalses, las cuales se encuentran distribuidas dentro de los 21 países antes mencionados. El número de centrales contempla la suma total de la generación tanto en operación, como las que se encuentran en su fase construcción o planificación, además de los candidatos incorporados por el mismo estudio. Por su parte, dichas centrales también se encuentran caracterizadas según el tipo de tecnología. En la Ilustración 4.1, se observa la distribución de la capacidad instalada entre los diferentes países en el inicio del periodo a simular (2016) la cual en conjunto asciende a alrededor de los 368 GW, donde se aprecia que los países que presentan a mayor capacidad instalada son Brasil y México que en conjunto suman más de la mitad del total de Latino América. Por otra parte, y como información adicional, se muestran en la Ilustración 4.2 la capacidad instalada tanto solar y eólica por país en el inicio del horizonte de estudio.

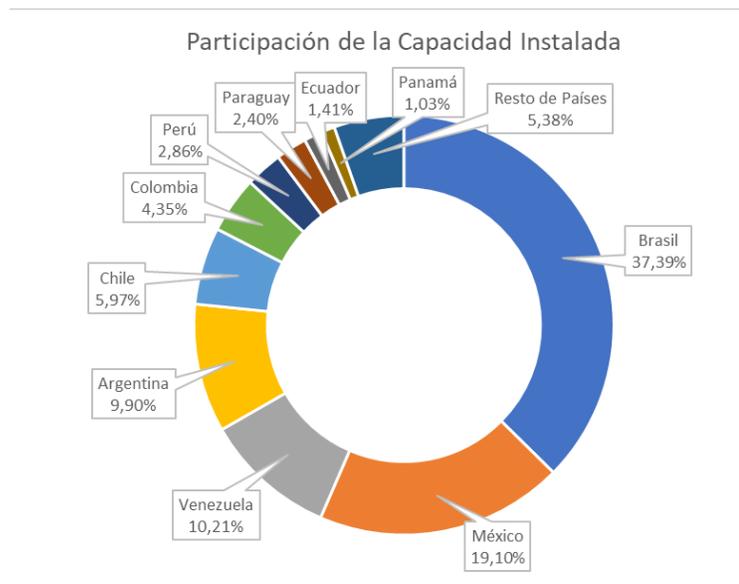


Ilustración 4.1: Participación de la capacidad instalada en Latino América. Fuente: [4]

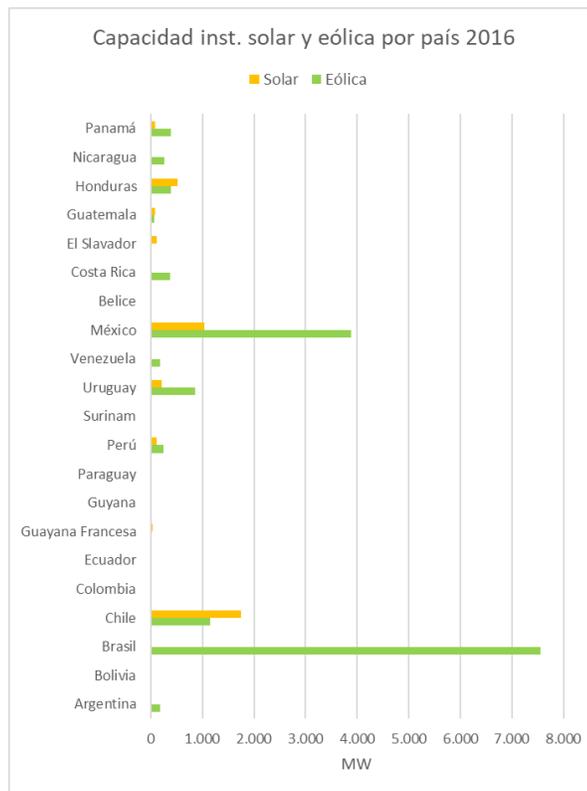


Ilustración 4.2: Capacidad instalada solar y eólica por país, inicio del periodo de estudio. Fuente: [4]

En lo que respecta al resto del horizonte de estudio en términos de capacidad de generación, esta se encuentra dividida, además de la capacidad instalada, en capacidad planificada y futuros candidatos los cuales se encuentran caracterizadas por tipo tecnología y distribuidos a lo largo de

los países de la región. En particular para el caso de las tecnologías de generación eólica y solar se muestran en la Tabla 4.1 el potencial de estos por país y en la Tabla 4.2 la restricción máxima de cuanto se puede instalar de forma anual para los escenarios BAU, MC y SC, en que en este último se modifica el crecimiento de la capacidad instalada solar en Chile, como se muestra en la Ilustración 4.3 junto con el crecimiento de su sensibilidad de capacidad solar en Chile. La Tabla 4.2 muestra el número máximo de unidades con la capacidad señalada que se puede construir en el año y en lo que respecta a la sensibilidad de integración renovable este número es duplicada para todos los países durante el 2022 en adelante.

Tabla 4.1: Potencial solar y eólico en LA. Fuente: [27]

País	Solar [GW]	Eólico [GW]
Argentina	37.273	13.953
Bolivia	6.786	579
Brasil	44.537	7.799
Chile	5.898	952
Colombia	4.026	78
Ecuador	263	52
Paraguay	2.780	1.381
Perú	3.699	81
Uruguay	3.839	1.381
Venezuela	2.721	500
Belice	33	4
Costa Rica	141	49
El Salvador	142	5
Guatemala	429	13
Honduras	142	18
Nicaragua	206	103
Panamá	103	10
México	3.699	1.543
Guayana Francesa	11	1
Guyana	161	102
Surinam	55	5

Tabla 4.2: Restricción de capacidad instalada y unidad por país en centrales solares y eólicas.

País	Solar		Eólico	
	Unidades	Capacidad [MW]	Unidades	Capacidad [MW]
Argentina	5	100	4	200
Bolivia	1	100	1	150

Brasil¹	30	100		100
Chile	1	600	6	100
Colombia	3	200	6	100
Ecuador	10	10	3	50
Paraguay	1	150	1	150
Perú	1	600	6	100
Uruguay	1	200	1	200
Venezuela	1	150	2	250
Belice	0	0	0	0
Costa Rica	2	100	2	100
El Salvador	2	100	2	100
Guatemala	2	100	2	100
Honduras	2	100	2	100
Nicaragua	2	100	2	100
Panamá	2	100	2	100
México	10	100	20	100
Guayana Francesa	0	0	0	0
Guyana	0	0	0	0
Surinam	0	0	0	0

¹ Para el caso de Brasil, la restricción es tal que solo se pueden construir 30 centrales entre la suma de los 100 MW sol y viento.

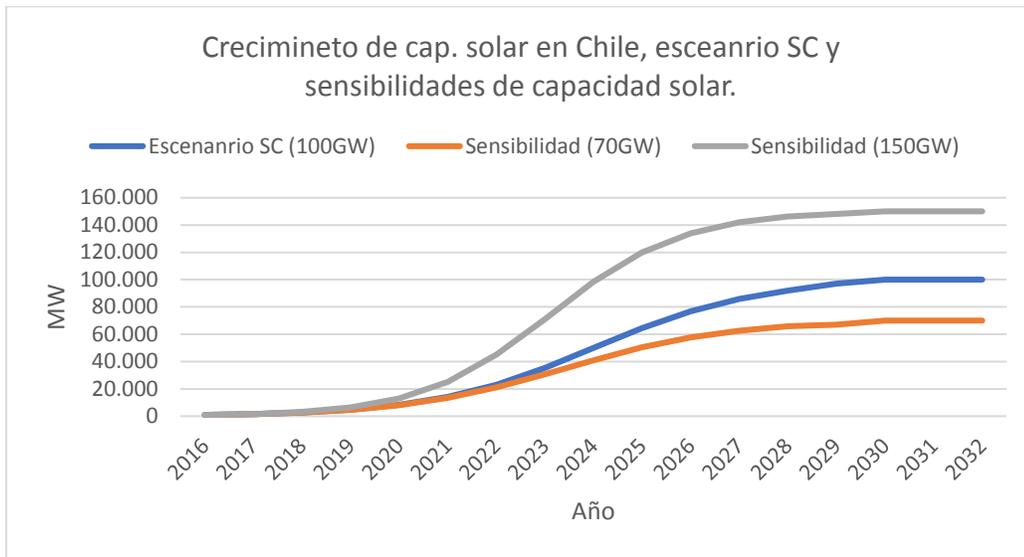
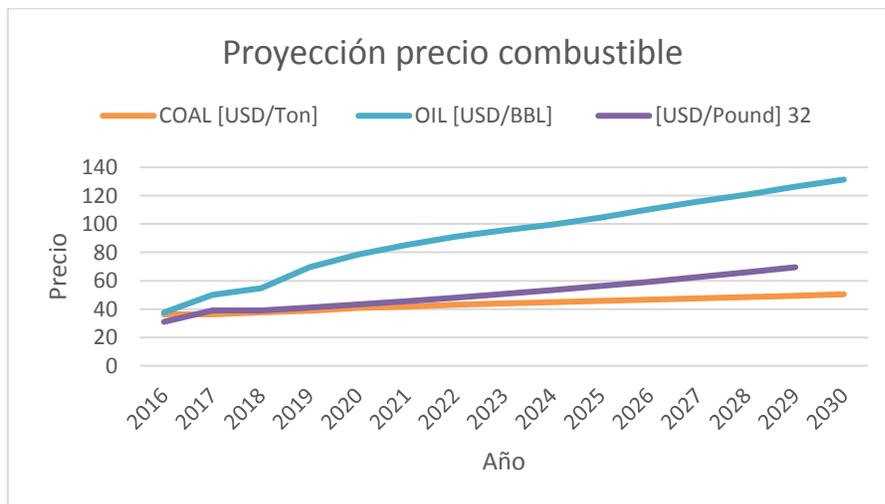


Ilustración 4.3: Crecimiento capacidad instalada solar en Chile para esceanrio SC y sensibilidades de capacidad solar.

4.1.1 Proyección precio de los combustibles

En lo que respecta a la proyección de los precios de los combustibles, estos contemplan la proyección de un único valor para cada tipo, es decir se presenta una proyección única para todos los países bajo estudios. Sin embargo, como lo anterior no refleja el grado de disponibilidad que tiene cada país con respecto a de cada recurso, se presentan factores regionales con el fin de corregir lo antes señalado. En cuanto a lo que corresponde a las sensibilidades se toman en consideración valores en modalidad de precios alto y bajo, de los valores bases. A continuación, se presentan los gráficos de la proyección de los diferentes combustibles, además de los factores de regionales propios por país.



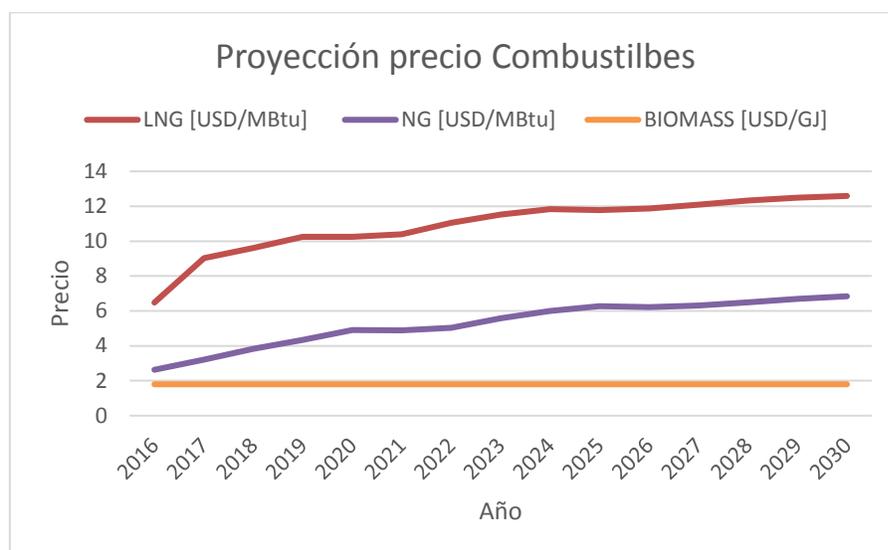


Ilustración 4.4: Proyección precio de combustibles. Fuente: [4]

Tabla 4.3: Factores regionales de combustible. Fuente: [4]

Country	Coal	Diesel	LNG	NG	Biomasa	Nuclear
Argentina	2,232	0,844	1,000	1,956	0,943	3,028
Bolivia	1,100	1,005	1,100	0,455	1,477	1,100
Brasil	2,618	2,400	1,667	2,934	1,000	1,800
Chile	2,273	1,560	1,000	3,060	1,000	1,000
Colombia	1,278	1,380	1,000	1,360	1,000	1,000
Ecuador	1,100	0,712	1,000	2,689	1,013	1,100
Guayana Francesa	2,856	1,582	2,228	1,480	1,000	1,000
Guyana	2,856	1,582	2,228	1,480	1,000	1,000
Paraguay	1,100	1,100	1,100	8,608	1,319	1,100
Perú	2,824	1,540	1,000	0,75	1,000	1,000
Surinam	2,856	1,582	2,228	1,480	1,000	1,000
Uruguay	1,000	1,537	1,000	0,870	1,000	1,000
Venezuela	1,634	0,968	1,100	0,410	1,047	1,100
Belice	1,000	2,315	1,000	1,000	1,000	1,000
Costa Rica	1,112	2,142	2,635	1,750	1,000	1,000
El Salvador	1,112	1,482	1,200	1,750	1,000	1,000
Guatemala	2,220	1,766	1,200	1,750	1,000	1,000
Honduras	1,112	1,454	4,488	4,488	0,600	1,000
Nicaragua	1,112	1,381	1,678	1,750	0,000	1,000
Panamá	2,476	1,674	1,200	1,750	1,000	1,000
México	1,435	0,785	0,653	1,567	1,000	7,493

4.1.2 Proyección en inversión

Para el caso de la inversión por tecnología, esta contempla la proyección de los valores a través de los años en el horizonte de estudio para cada tecnología. Al igual que para la proyección de precio de combustible se han considerado factores regionales que permiten la diferenciación de estos para cada nación. A continuación, se muestra la proyección de estos y los factores regionales propios por país.

Tabla 4.4: Costos de inversión por tecnología en USD\$/kW. Fuente: [4]

Año	Carbón	Biomasa	GT	CCGT	Geotermia	Nuclear	Solar	Eólica	Hidro
2015	2.844	3.322	1.094	1.121	6.314	5.462	1.390	1.640	2.887
2016	2.841	3.268	1.094	1.119	6.314	5.462	1.310	1.629	2.887
2017	2.838	3.214	1.094	1.117	6.314	5.462	1.240	1.622	2.887
2018	2.836	3.160	1.094	1.114	6.314	5.462	1.180	1.615	2.887
2019	2.833	3.106	1.094	1.112	6.314	5.462	1.130	1.609	2.887
2020	2.830	3.052	1.094	1.110	6.314	5.462	1.090	1.602	2.887
2021	2.827	3.052	1.094	1.107	6.314	5.462	1.073	1.591	2.887
2022	2.824	3.052	1.094	1.105	6.314	5.462	1.054	1.585	2.887
2023	2.821	3.052	1.094	1.103	6.314	5.462	1.035	1.573	2.887
2024	2.817	3.052	1.094	1.100	6.314	5.462	1.018	1.562	2.887
2025	2.813	3.052	1.094	1.098	6.314	5.462	1.001	1.555	2.887
2026	2.809	3.052	1.094	1.095	6.314	5.462	982	1.543	2.887
2027	2.805	3.052	1.094	1.093	6.314	5.462	963	1.531	2.887
2028	2.801	3.052	1.094	1.090	6.314	5.462	946	1.519	2.887
2029	2.798	3.052	1.094	1.088	6.314	5.462	927	1.502	2.887
2030	2.794	3.052	1.094	1.085	6.314	5.462	909	1.489	2.887

Tabla 4.5: Factores regionales para la inversión. Fuente: [4]

País	Carbón	Biomasa	GT	CCGT	Geotermia	Nuclear	Solar	Eólico	Hidro
Argentina	1,000	0,788	1,100	1,000	0,894	1,373	1,017	1,259	1,017
Bolivia	1,000	1,000	1,000	1,000	1,100	1,000	1,053	1,000	0,669
Brasil	0,540	0,315	1,000	0,971	1,000	1,545	1,000	1,000	0,434
Chile	1,321	0,941	1,000	1,312	1,756	1,000	1,511	1,402	0,935
Colombia	0,474	1,000	1,000	1,569	0,669	1,000	1,000	1,359	1,060
Ecuador	1,000	1,000	1,642	1,334	1,000	1,000	1,000	1,000	0,504
Guayana Francesa	1,000	0,602	0,731	1,000	1,000	1,000	1,439	1,220	1,039
Guyana	1,000	0,602	0,731	1,000	1,000	1,000	1,439	1,220	1,039
Paraguay	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,200	1,200	1,000
Perú	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Surinam	1,000	0,602	0,731	1,000	1,000	1,000	1,439	1,220	1,039
Uruguay	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

Venezuela	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,100	1,100	0,556
Belice	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,150	1,000
Costa Rica	1,448	0,843	0,991	4,140	0,971	1,000	1,000	1,735	1,076
El Salvador	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,181
Guatemala	1,000	1,000	1,000	1,000	0,852	1,000	1,000	1,000	1,000
Honduras	1,000	0,843	1,627	1,000	0,901	1,000	1,390	1,446	1,000
Nicaragua	1,000	0,843	1,000	1,000	0,923	1,000	1,390	1,446	1,000
Panamá	1,325	1,000	0,625	1,005	1,000	1,000	1,000	1,000	1,027
México	0,501	1,000	0,567	0,743	0,288	0,729	0,968	0,976	0,607

4.1.3 Proyección impuesto a emisiones de carbono

En lo que corresponde al impuesto en emisiones de carbono, estos son utilizadas exclusivamente para la sensibilidad del mismo nombre y su valor es único para todos los países, en el caso de los escenarios esta es inexistente. Se presentan en la Ilustración 4.5 los valores de estos en la modalidad alta y baja.

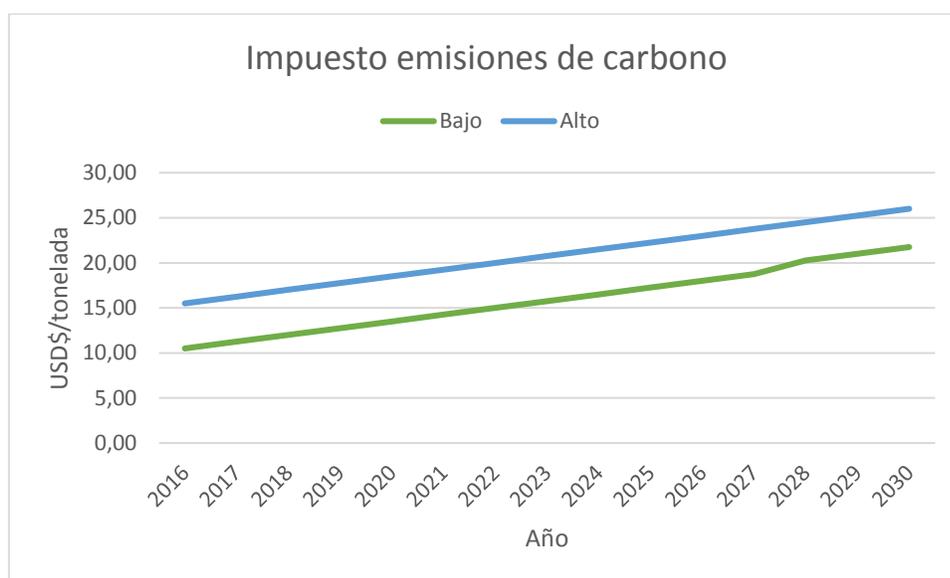


Ilustración 4.5: Impuestos emisiones de carbono. Fuente: [28]

4.2 Transmisión

En cuanto al sistema de transmisión, este presenta una versión reducida de los diversos sistemas eléctricos de los países con el objetivo de representar las principales zonas de producción y consumo de la región. Lo anterior se traduce en la presencia de nodos equivalentes a fin con la demanda de los sistemas, como son el caso de los nodos de Sao Paulo y Central en Brasil, y con la captura de los recursos de generación que en ciertas zonas se presentan, tales como los nodos del sur de Argentina que buscan rescatar la presencia del alto potencial eólico que tiene esa zona. Por otra parte, el sistema de transmisión presenta sus líneas de transporte respectivas, en lo que se

buscan representar la capacidad de transporte que hay entre las diferentes zonas y regiones. Las pérdidas por las líneas son representadas como parte de la demanda en los nodos extremos de las líneas.

La topología de este sistema reducido, y que es propio del estudio de IDB [4], contempla un total de 63 nodos, junto con un total de 107 líneas existentes y más 106 candidatos, entre estas se encuentran las líneas pertenecientes tanto a cada nación, como aquellas de carácter internacional.

En termino de los ajustes que se realiza al sistema de transmisión, este corresponde al aumento en el nivel de detalle del sistema eléctrico chileno el cual contempla el aumento de 2 a 9 nodos en la representación del mismo. Con lo anterior, la nueva topología de esta nueva representación del sistema de Chile es la perteneciente al estudio de la Mesa de ERNC [26], el cual se muestra en la Ilustración 4.6. Aquí se aprecia, que los sistemas SING y SIC ahora son representado con 3 y 6 nodos respectivamente, los cuales se unen mediante la incorporación de 12 líneas pertenecientes al conjunto tanto de aquellas en operación como a las planificadas, las cuales se muestra en la Tabla 4.6. Por otro lado, y dado el cambio de topología, se redistribuye la capacidad de generación del sistema de 2 nodos del IDB al nuevo de 9 nodos.

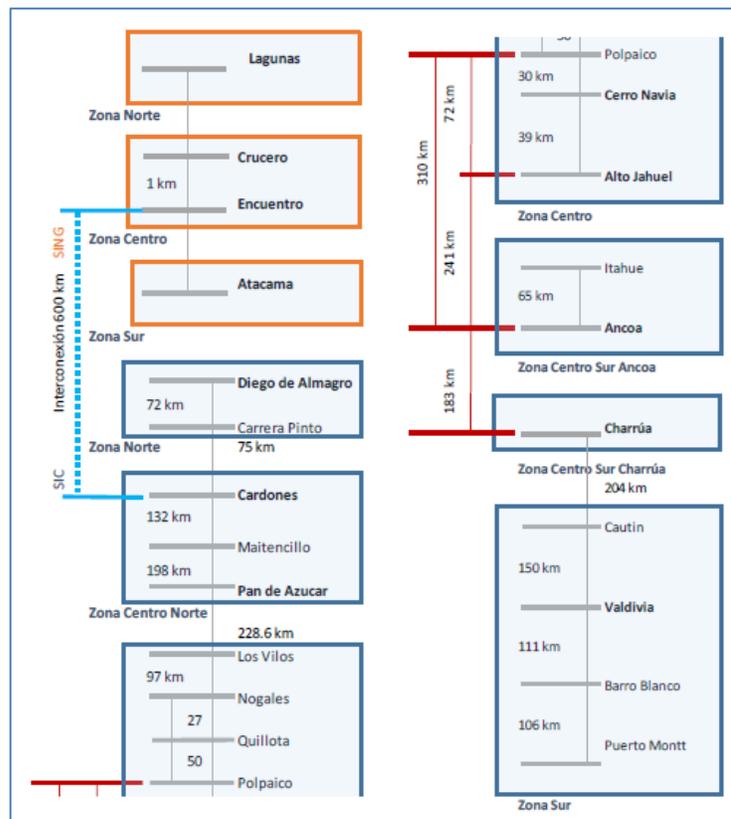


Ilustración 4.6: Sistema eléctrico Chileno de 9 nodos. Fuente: [26]

Tabla 4.6: Líneas pertenecientes al sistema de 9 nodos chileno. Fuente: [26]

Nombre Línea	Año entrada en Servicio	Nodo Origen	Nodo Destino	Resistencia [pu]	Reactancia [pu]	Capacidad [MVA]
CL_SIC_CentroNorte-SIC_Centro	-	SIC Centro Norte	SIC Centro	0,0596	0,3704	266
CL_SIC_CentroNorte-SIC_Centro_500	2018	SIC Centro Norte	SIC Centro	0,0052	0,053	1.250
CL_SIC_Centro-SIC_CentroSurAncoa	-	SIC Centro	SIC Centro Sur Ancoa	0,0026	0,0265	2806
CL_SIC_CentroSurAncoa-SIC_CentroSurCharrúa	-	SIC Centro Sur Ancoa	SIC Centro Sur Charrúa	0,0016	0,0162	1507
CL_SIC_CentroSurAncoa-SIC_CentroSurCharrúa_2	2018	SIC Centro Sur Ancoa	SIC Centro Sur Charrúa	0,0016	0,0162	1973
CL_SIC_CentroSurCharrúa-SIC_Sur	-	SIC Centro Sur Charrúa	SIC Sur	0,00567	0,3525	764
CL_SIC_CentroSurCharrúa-SIC_Sur_500	2018	SIC Centro Sur Charrúa	SIC Sur	0,0049	0,0504	1264
CL_SIC_Norte-SIC_CentroNorte	-	SIC Norte	SIC Centro Norte	0,0206	0,1278	540
CL_SING_Centro-SIC_CentroNorte	2018	SING Centro	SIC Centro Norte	0,0052	0,053	1500
CL_SING_Centro-SING_Sur	-	SING Centro	SING Sur	0,0152	0,0947	386
CL_SING_Norte-SING_Centro	-	SING Norte	SING Centro	0,0173	0,1078	183
CL_SING_Norte-SING_Centro_2	2017	SING Norte	SING Centro	0,0173	0,1078	290

En lo que corresponde al resto del sistema de transmisión, aquí se han incorporado nuevos corredores no existentes en el estudio del IDB, los cuales corresponden a las líneas que unen los nodos SIC_Centro y Rodríguez, entre Chile y Argentina, SIN y Asunción, entre Bolivia y Paraguay, y Rodríguez con Palmar, entre Argentina y Uruguay. También, se han incorporado candidatos con el objetivo de reforzar los sistemas nacionales, a su vez que los internacionales.

Con todo lo anterior, el sistema de transmisión para América Latina queda ahora con un total de 69 nodos como el mostrado en la Ilustración 4.7. A su vez se muestra en la Tabla 4.7 el número de candidatos considerados para los escenarios MC y SC, junto con la capacidad agregada total y la inversión total considerada de efectuarse los proyectos en función del país de origen y destino, no se consideran las líneas ya existentes ni planificadas.



Ilustración 4.7: Sistema eléctrico propuesto LA.

Tabla 4.7: Candidatos de interconexiones eléctricas.

País origen	País destino	Candidatos	Capacidad acumulada [MVA]	Inversión [MUSD]
Argentina	Brasil	5	12.000	6.453
Argentina	Paraguay	13	28.000	5.495
Argentina	Uruguay	10	24.000	9.588
Bolivia	Argentina	7	12.940	6.319
Bolivia	Brasil	6	12.800	10.681
Chile	Argentina	23	49.500	26.007
Chile	Bolivia	11	14.030	8.903
Chile	Perú	11	24.100	14.745
Colombia	Venezuela	7	10.000	4.616
Ecuador	Colombia	5	8.000	2.938
Guayana Francesa	Brasil	5	9.500	6.037
Guyana	Brasil	5	9.500	2.169
Guyana	Surinam	5	9.500	1.913

Panamá	Colombia	3	1.900	998
Perú	Bolivia	9	13.200	12.838
Perú	Brasil	5	11.000	11.850
Perú	Ecuador	8	8.550	4.619
Paraguay	Bolivia	11	24.500	18.597
Paraguay	Brasil	6	12.500	2.450
Surinam	Guayana Francesa	5	9.500	1.556
Uruguay	Brasil	6	12.500	5.847
Venezuela	Brasil	4	6.500	3.028
Costa Rica	Panamá	3	1.800	620
El Salvador	Honduras	3	1.800	270
Guatemala	Belice	3	1.600	390
Guatemala	El Salvador	3	1.800	362
Guatemala	Honduras	3	1.800	326
Honduras	Nicaragua	3	1.800	359
México	Belice	3	1.600	462
México	Guatemala	4	2.700	396
Nicaragua	Costa Rica	3	1.800	517

4.3 Demanda

En cuanto a la demanda del sistema, esta se realiza mediante la proyección de la misma para cada país, la cual es basada con publicaciones de autoridades locales. En estudio del IDB, cuyos valores se usan en el presente, queda dado según como se muestra en la Ilustración 4.8, donde se muestra el consumo anual de la energía por país en el horizonte de estudio. Por otra parte, en la Ilustración 4.9 se muestra el crecimiento de la demanda a través del periodo de estudio, se desprende aquí que la región de Brasil es dividida a su vez en cuatro subregiones, las cuales presentan comportamientos y características diferentes en cuanto a demanda y potencial de generación, sin embargo como el análisis contempla la caracterización por país tan solo los datos de entrada, como en este caso la demanda, quedan sujetos a estas divisiones no así los resultados finales.

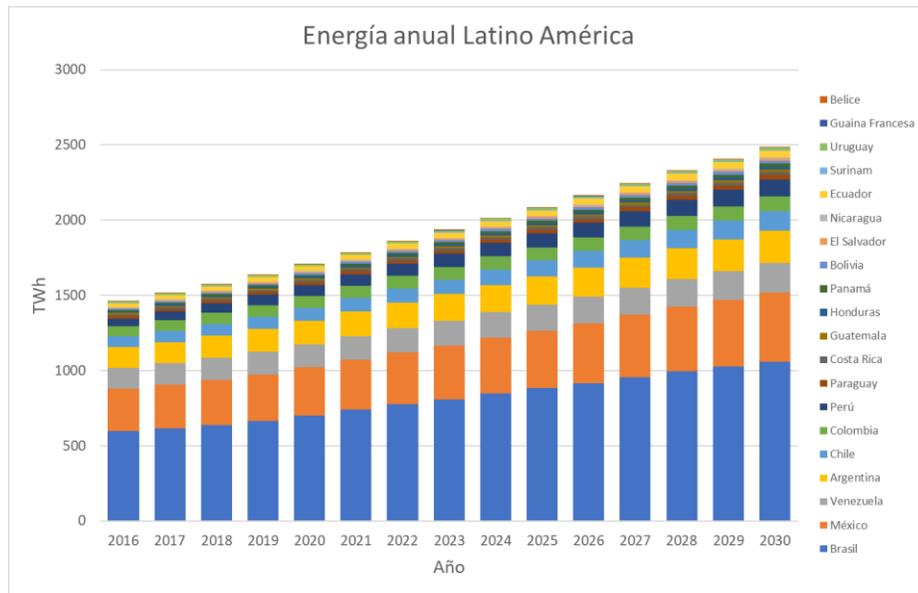


Ilustración 4.8: Energía demanda anual en LA. Fuente: [4]

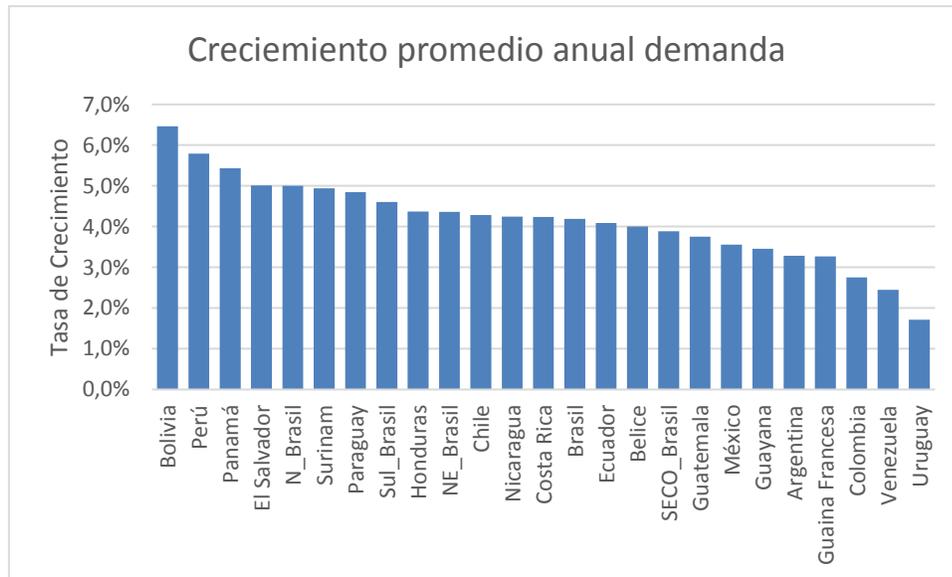


Ilustración 4.9: Crecimiento promedio anual de demanda en LA. Fuente: [4]

4.3.1 Suficiencia

En lo que corresponde a la suficiencia de los países, esta es realizada en términos de cuanto debe exceder la capacidad instalada, en términos de potencia firme, a la demanda máxima del sistema. Con respecto a lo anterior, se han asumido valores de suficiencia por nación correspondientes a al porcentaje de cuanto supera su potencia firme la demanda máxima en el año 2016, donde se han considerado aquellos casos en que si su valor es superior al 40% se deja su suficiencia en 40%. Por otra parte, en el caso de Paraguay, al poseer un exceso de sobre capacidad no se considera ningún

valor. Las suficiencias por nación son señaladas en Tabla 4.8 y que corresponde a los valores a considerar en el escenario BAU.

Tabla 4.8: Suficiencias por país.

País	Suficiencia	País	Suficiencia
Argentina	17,0%	Uruguay	40,0%
Bolivia	40,0%	Venezuela	40,0%
Brasil	40,0%	México	40,0%
Chile	40,0%	Belice	12,0%
Colombia	37,7%	Costa Rica	40,0%
Ecuador	17,7%	El Salvador	40,0%
Guayana Francesa	40,0%	Guatemala	40,0%
Guyana	40,0%	Honduras	40,0%
Paraguay	-	Nicaragua	40,0%
Perú	28,8%	Panamá	40,0%
Surinam	40,0%		

5. Resultados

En la presente sección se exponen y analizan los resultados de los tres escenarios antes señalados y sus respectivas sensibilidades. En primera instancia se desarrollan los resultados para cada escenario, seguido de la comparación de los mismos y finalizando con los aspectos más relevantes a considerar en cada sensibilidad.

5.1 Escenarios de simulación

Como se ha mencionado en la metodología los escenarios de simulación que contempla el presente documento son los escenarios Business As Usual, Máxima Coordinación y Alta Penetración Solar en Chile. De forma general los escenarios son descritos en la Tabla 3.1, y a continuación se señalan los resultados que comprenden los costos totales, costos marginales, capacidad instalada en generación, generación eléctrica y evolución de la capacidad de transmisión entre los países.

5.1.1 Escenario Business As Usual

Como se ha descrito en las secciones anteriores, el escenario BAU contempla el desarrollo de América Latina al futuro desde la perspectiva de un desarrollo continuado a como se han trabajado los distintos sistemas en el pasado. Bajo este esquema, y como primer resultado, este escenario presenta un costo total de operación e inversión dentro del horizonte de estudio de 835,56 miles de millones de dolares, junto con una producción en emisiones de CO₂ de alrededor de los 5.909,95 Mt.

Los costos marginales que presenta este escenario son mostrados de forma anual en la Ilustración 5.1 e Ilustración 5.2, en donde se exponen dichos costos para los diferentes países que componen a América Latina, y que se han dividido en la regiones de Sudamérica y Centro América junto con México. De estas ilustraciones se desprende que el costo marginal del conjunto de América Latina presenta una tendencia de crecimiento anual de alrededor de los 2,5 USD/MWh, y cuyo valor al año 2030 alcanza un valor de los 74,5 USD/MWh.

Para el caso de los países de Sudamérica, mostrados en la Ilustración 5.1, se aprecia entre ellos la existencia de un alto grado de dispersión de los costos marginales a lo largo del tiempo, alcanzando su valor máximo en el 2017 con 53,4 USD/MWh y su valor mínimo en el año 2022 con 21,9 USD/MWh. Dichos grados de dispersión se explica debido al hecho de la escasa capacidad en transmisión que unen a los diferentes países de latino américa, además de las diferencias en las tecnologías de generación y costo de producción con los que cuenta cada país. Por otra parte, también se aprecia para algunos países donde la existencia de una holgada conexión marca tendencias de crecimiento y comportamientos similares, como es el caso de Brasil y Paraguay.

En el caso de los países de Centro América y México, señalados en la Ilustración 5.2, un comportamiento similar al de Sudamérica es el observado en los inicios del periodo de simulación el cual queda caracterizado por el grado de dispersión que existe entre los países y cuya desviación máxima ocurre en el año 2017 con 42,3 USD/MWh. Aquí también se muestra que a partir del año 2020 en adelante los costos marginales de estos países tienden a acercarse entre ellos llegando al año 2030 a valores promedios en torno a los 90 USD/MWh y alcanzando una desviación mínima

dentro del periodo de 2,8 USD/MWh. Lo anterior es explicado debido a la ampliación de las redes del sistema SIEPAC, más algunas adicionales, que son consideradas para el año 2020 y que permite una transferencia más holgada de energía eléctrica, permitiendo así una unificación de los mercados.

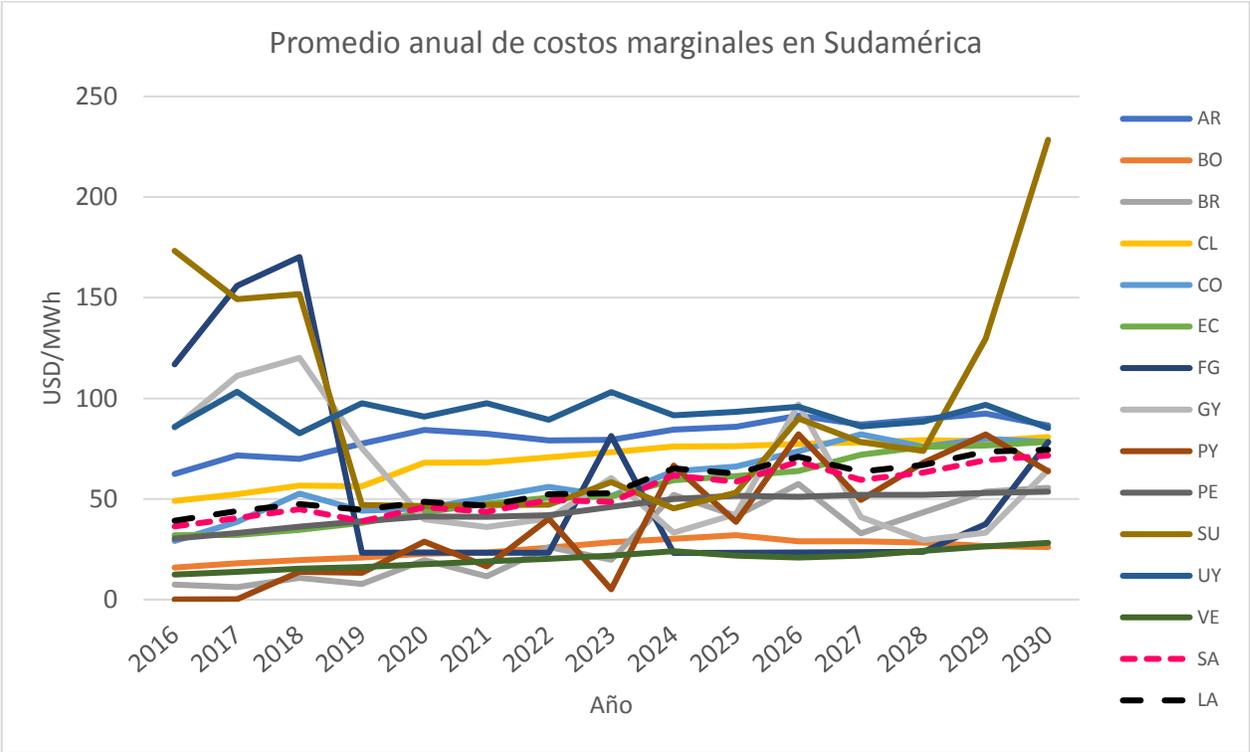


Ilustración 5.1: Promedio anual de costos marginales en Sudamérica, escenario BAU.

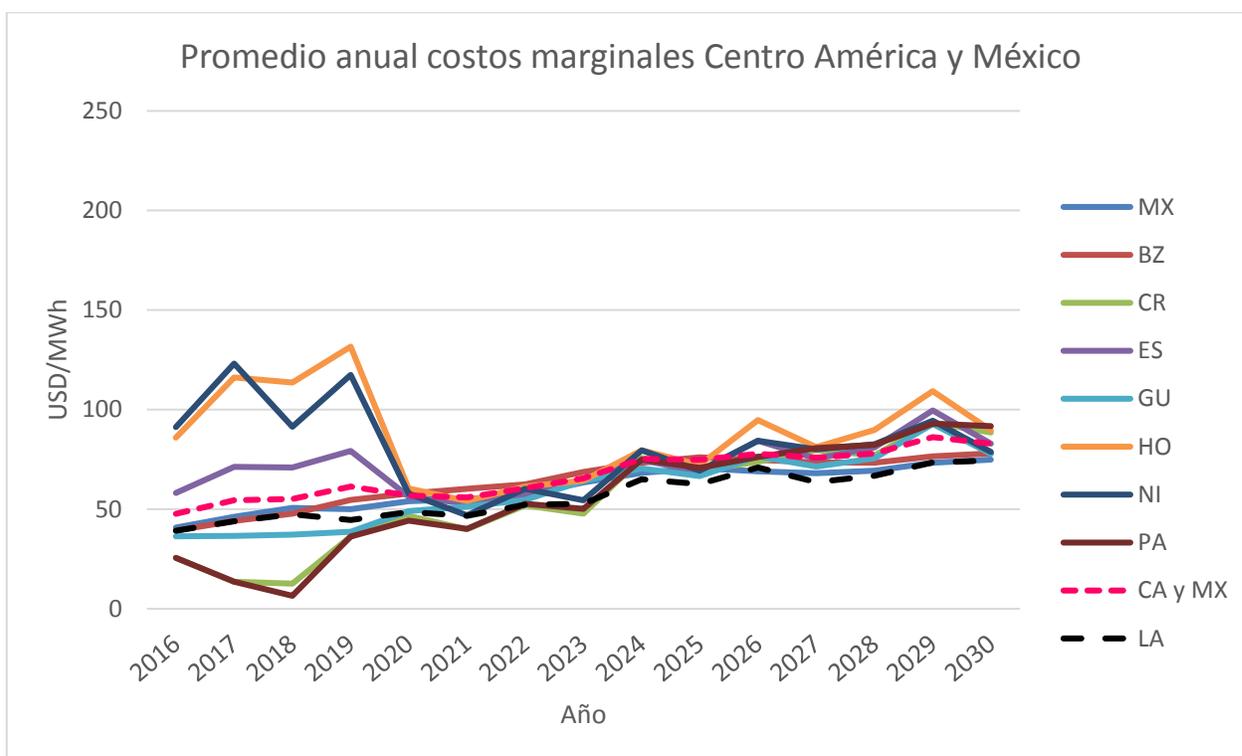


Ilustración 5.2: Promedio anual costos marginales Centro América y México, escenario BAU.

Para el caso del sector generación, se muestran aquí los resultados de la evolución tanto de la capacidad instalada como el de la generación por tecnología del conjunto de la región de América Latina. También, y como parte del análisis de la capacidad instalada en generación, se señalan los niveles de autosuficiencia que presentan los diferentes países al término del periodo de estudio.

En el caso de la capacidad instalada en generación, se muestra en Ilustración 5.3 la evolución de esta a lo largo del tiempo en el conjunto de América Latina, donde al año 2030 se aprecia una capacidad de alrededor de los 624,87 GW, lo que equivale a un aumento del 67,91% de lo instalado en el inicio del periodo de estudio. Por su parte, se destaca el aumento en la participación de la capacidad instalada de las tecnologías renovables tanto eólica como solar, en que de representar respectivamente el 4,2% y 0,9% de la capacidad total en el año 2016, estos pasan a representar el 13,0% y 7,8% en el año 2030. Se muestran en la Ilustración 5.4 e Ilustración 5.5 la capacidad instalada total de estas tecnologías al principio como al término del periodo para los países de la región, en donde se aprecia la alta participación de energía solar en Chile y la alta participación en energía eólica por parte de Brasil.

En lo que se refiere a la autosuficiencia en los países, se señala en la Tabla 5.1 como quedan estos al término del periodo de estudio. Se destaca como la mayoría de los países cumplen con el criterio de autosuficiencia presentado en las secciones anteriores, salvo el caso de Venezuela y Belice.

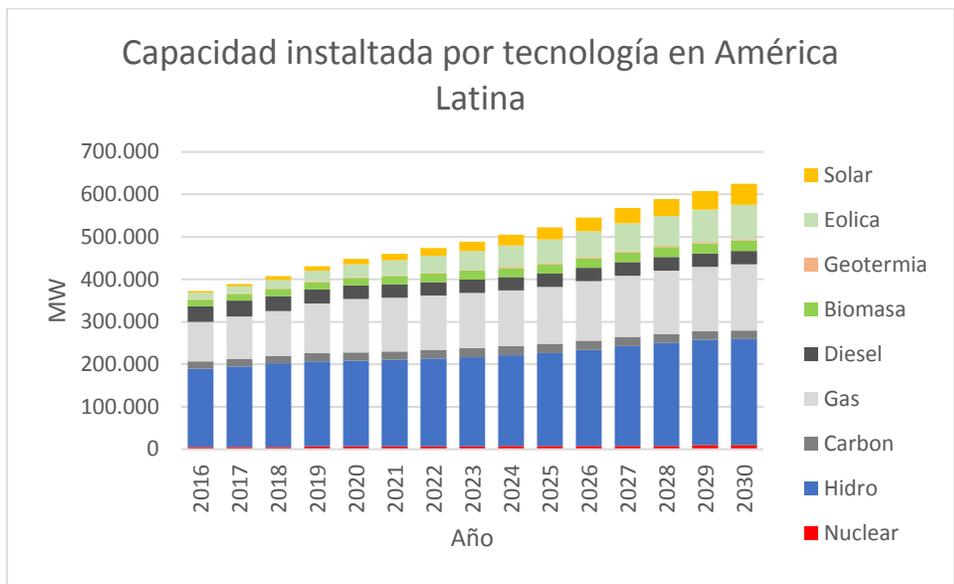


Ilustración 5.3: Capacidad instalada por tecnología en América Latina, escenario BAU.

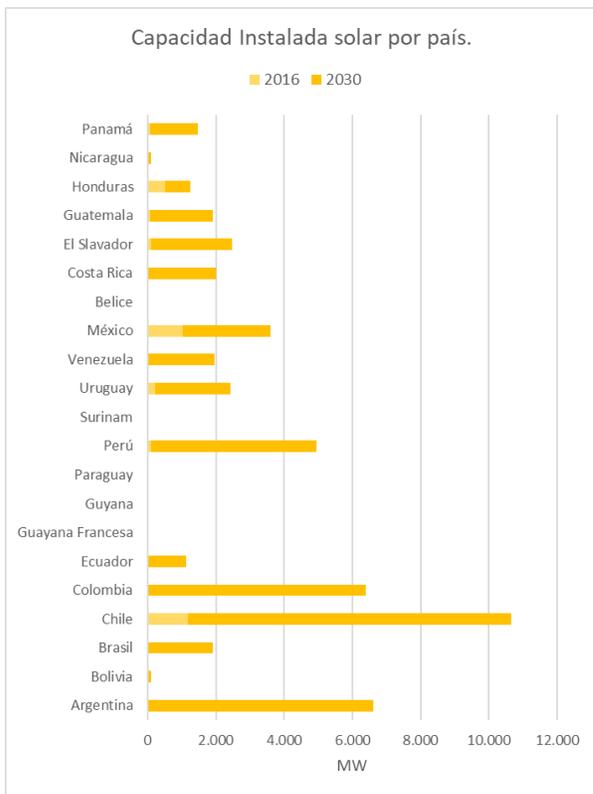


Ilustración 5.4: Capacidad instalada solar por país, escenario BAU.

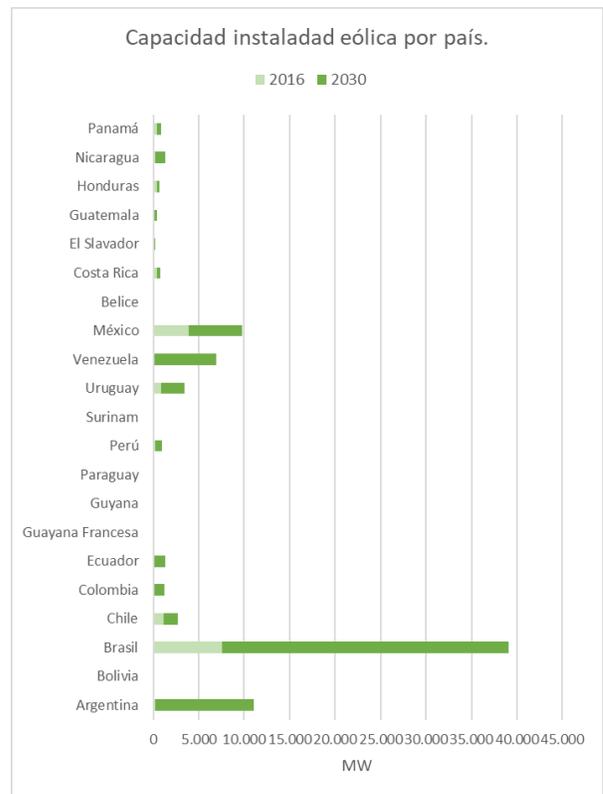


Ilustración 5.5: Capacidad instalada eólica por país, escenario BAU.

Tabla 5.1: Suficiencia por país al termino del periodo de estudio, escenario BAU.

País	Suficiencia	País	Suficiencia
Argentina	27,9%	Uruguay	98,6%
Bolivia	38,6%	Venezuela	28,5%
Brasil	50,5%	México	39,7%
Chile	40,9%	Belice	10,7%
Colombia	42,7%	Costa Rica	132,0%
Ecuador	19,4%	El Salvador	132,4%
Guayana Francesa	46,4%	Guatemala	124,5%
Guyana	37,5%	Honduras	64,6%
Paraguay	58,3%	Nicaragua	137,6%
Perú	30,6%	Panamá	66,2%
Surinam	88,3%		

Para el caso de la generación eléctrica en América Latina, mostrada por tecnología en la Ilustración 5.6, se resalta en primer lugar la fuerte base de generación por medio de fuentes hídricas la cual si bien se mantiene relativamente constante a lo largo de todo el periodo de estudio esta decae en participación pasando del 55,6% en el 2016 al 44,0% en el 2030, en concordancia con el aumento de la generación mediante las tecnologías eólicas y solares las cuales pasan de tener una participación del 4,3% y 0,5% del total en el 2016 a 13,8% y 4,9% al año 2030. Aquí también se aprecia la baja en participación de la generación por medió de otras fuentes tales como la de gas que cambia del 25,8% en el 2016 al 22,5% en el 2030, a pesar de que al fin del periodo de estudio la capacidad de esta haya aumentado un 47,8% más con respecto al 2016.

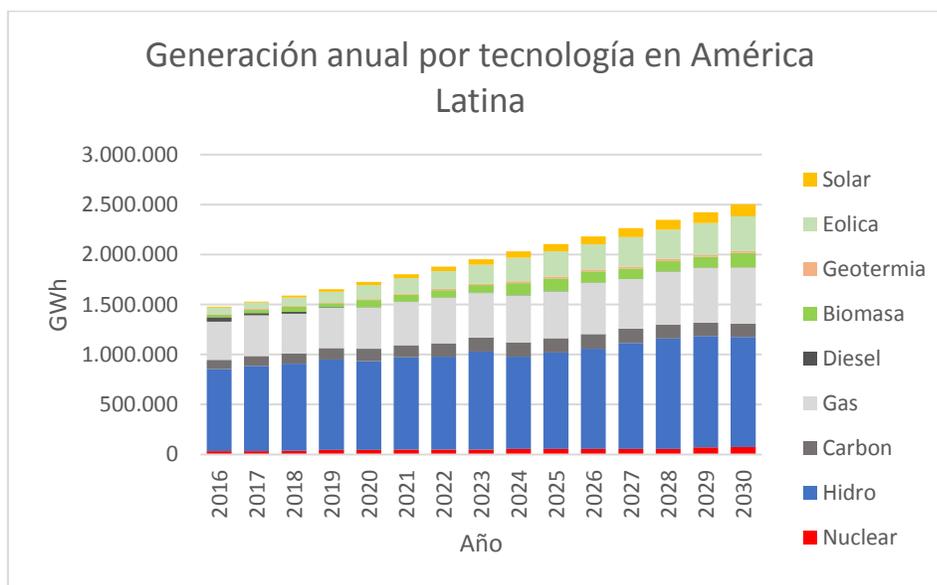


Ilustración 5.6: Generación anual por tecnología en Latino América, escenario BAU.

En lo que corresponde al sistema de transmisión de la región, se muestra en la Ilustración 5.7 la capacidad de esta entre países junto con su evolución en el tiempo. De aquí se observa un aumento en la capacidad instalada entre algunos países, tales como entre Paraguay y Brasil que con 3.540 MW de capacidad en el inicio pasa al final del periodo con poco más de 6.000 MVA, o entre los países de Centro América los cuales en algunos casos doblan su capacidad inicial. El total de capacidad instalada en interconexiones internacionales para este escenario es de 20.929 MVA.

Por otra parte, se muestra en Ilustración 5.8 para cuatro años diferentes dentro del periodo de estudio, la evolución de los países en términos de su calidad de exportador o importador de energía eléctrica en este escenario de poca integración. Se observa así, como algunos países pasan de tener la calidad de exportador a importador, como el caso de Chile y Panamá, o de importador a exportador, como el caso de Nicaragua. Por su parte, también se aprecian países que mantiene su calidad tanto de exportador, importador e incluso algunos de auto productores, como son caso de Bolivia o los países del Arco Norte los cuales al carecer en este escenario de un sistema de transmisión exterior no entran en el intercambio de electricidad dentro de América Latina. Cabe destacar eso sí, que debido a que durante el periodo hay países que presentan más de un cambio entre ser exportador o importador, estos no quedan perfectamente reflejados en la ilustración antes descrita como son el caso de los países tales como Brasil, Perú, México y Costa Rica, los cuales presentan más de una variación dentro del periodo, pero que en términos generales son principalmente exportadores dentro del periodo de estudio. Lo anterior se detallado en el Anexo 8.2.1.

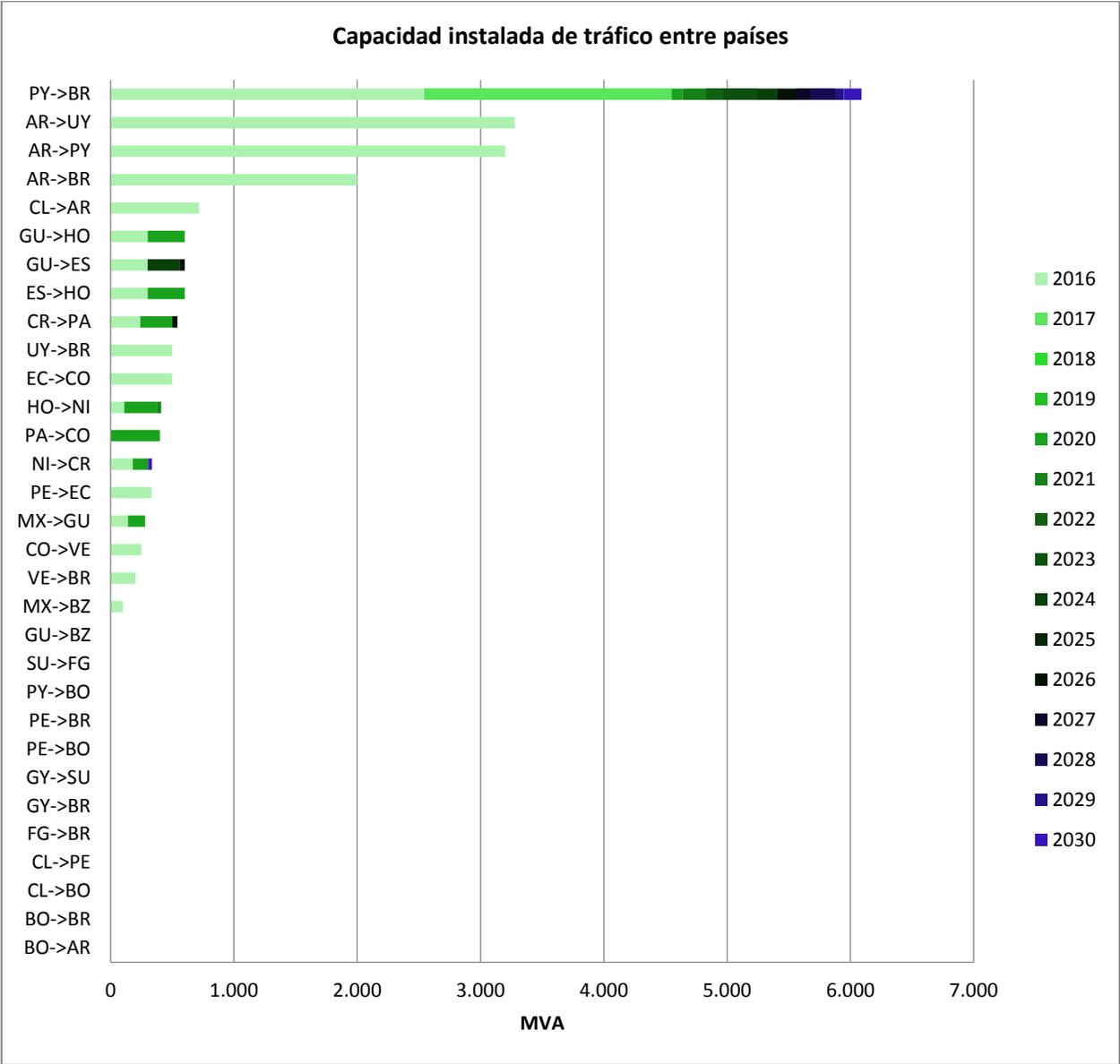


Ilustración 5.7: Capacidad instalada total en transmisión entre países, escenario BAU.



Ilustración 5.8: Países exportadores e importadores en cuatro años del periodo 2016 - 2030, escenario BAU. (Más información Anexo 8.2.1)

5.1.1 Escenario Máxima Coordinación

Recordando que el escenario de Máxima Coordinación es aquel escenario el cual busca la máxima integración entre los países de Latino América por medio de los distintos sistemas de transmisión entre las naciones y el aumento de la confianza entre ellos en lo que respecta a autosuficiencia, este escenario presenta como primer resultado que sus costos totales de operación más inversión son dentro del horizonte de estudio de 746,99 MMMUSD, unos 88,57 MMMUSD menos que en el escenario BAU, y un total de emisiones de CO₂ dentro del periodo de estudio de 6.123,87 Mt, un 3,6% más que en el escenario BAU.

Los costos marginales de este escenario son presentados, al igual que en el escenario BAU, en la Ilustración 5.9 e Ilustración 5.10, donde se muestran los costos marginales promedios anuales de cada país dentro de Sudamérica y Centro América más México. Aquí de estos gráficos, y de forma general, se aprecian a diferencia del escenario BAU que los costos marginales tienden acoplarse ya no solo para Centro América y México, si no que para toda la región de Latino América incluido los países de Sudamérica, lo cual resulta ser concordante con las características que presenta el escenario con la incorporación de holgados sistemas de transmisión entre los distintos sistemas nacionales. Por otra parte, se observa también una diferencia entre los costos marginales promedios de estas regiones, donde para el caso de Centro América y México estos alcanzan un valor de 89,3 USD/MWh mientras que para Sudamérica estos presentan un valor de 71,1 USD/MWh para el año 2030. Esta diferencia es atribuirle a la diferencia entre las tecnologías de generación que presenta cada región, en donde la primera está fuertemente condicionada a México cuya matriz energética es principalmente térmica, mientras que en Sudamérica esta es de carácter hidro-térmica tendiendo así a reducir los costos. En cuanto a los costos marginales como conjunto de América Latina, estos presentan un crecimiento tendencial anual del 2,3 USD/MWh, alcanzando un valor de 75,7 USD/MWh al año 2030. La desviación mínima que se alcanzan dentro de estudio para las dos regiones son de 6,9 USD/MWh en el 2025 para la región de Sudamérica y de 2,8 USD/MWh en el 2029 para la región de Centro América.

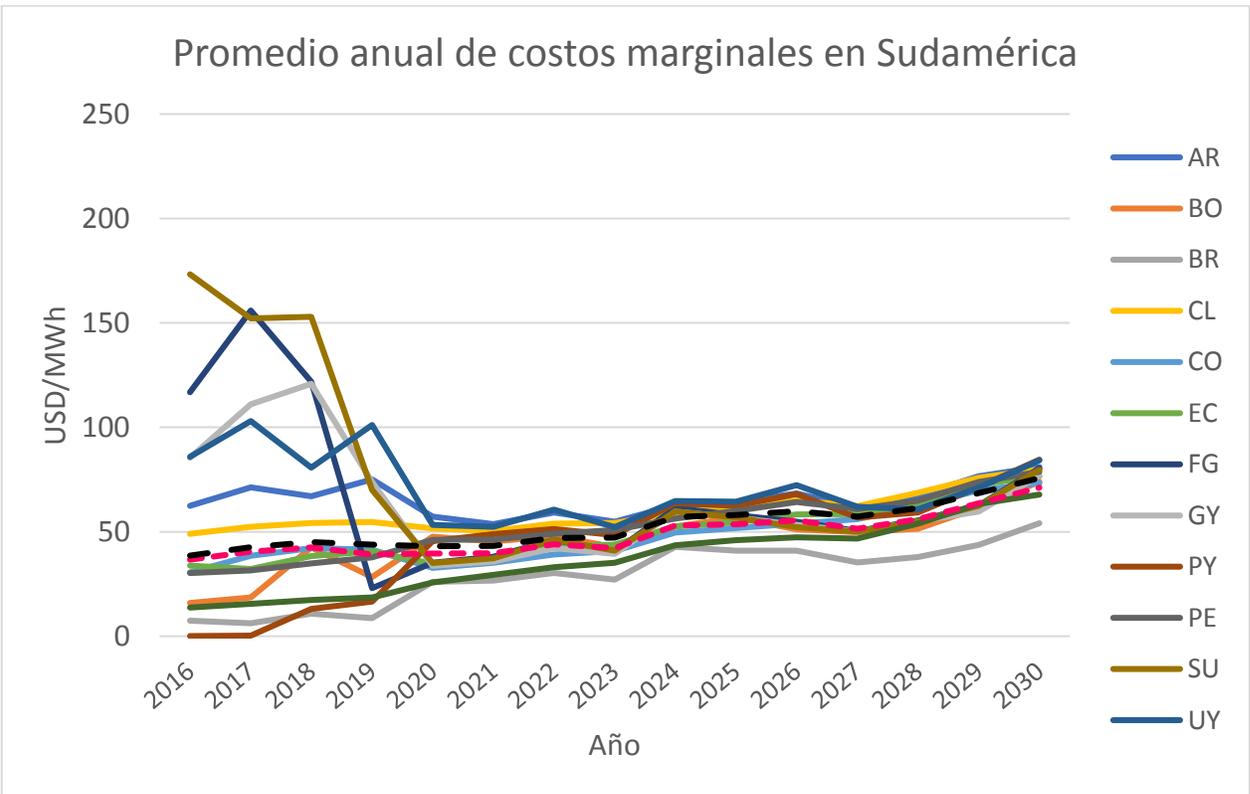


Ilustración 5.9: Promedio anual de costos marginales en Sudamérica, escenario MC.

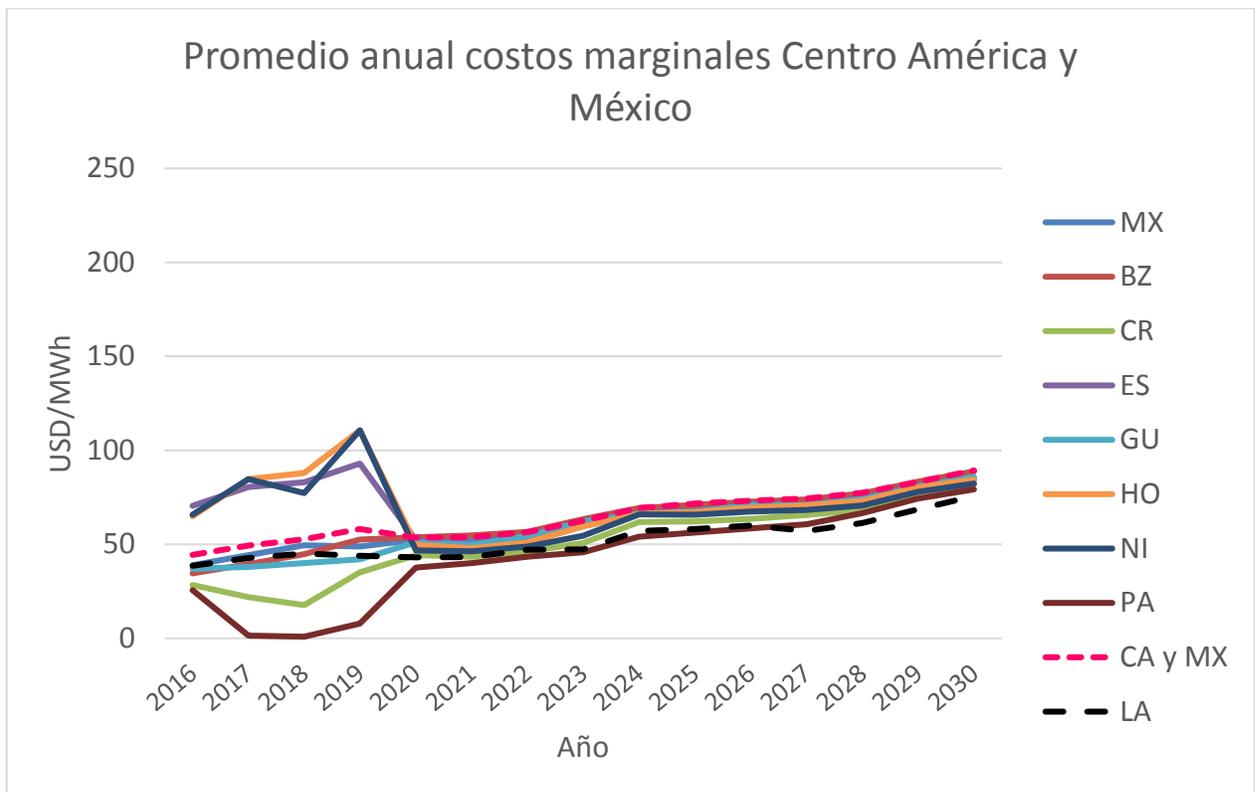


Ilustración 5.10: Promedio anual de costos marginales en Centro América y México, escenario MC.

En lo que corresponde al sector generación, se muestra en la Ilustración 5.11 la capacidad instalada por tecnología en lo que corresponde al conjunto de la región de América Latina. De aquí se destaca, en primer lugar, el crecimiento de esta el cual en el año 2030 corresponde a 578,34 GW de capacidad, lo que equivale a un 55,17% más que el año 2016 y a 46,5 GW menos que en el escenario BAU. Por otra parte, se observa nuevamente un aumento en la capacidad instalada tanto solar como eólica que de representar el 0,9% y 4,2% respectivamente de la participación del total instalado, pasan a representar el 8,3% y el 11,1%, un aumento en términos de participación del 0,5% y una disminución del 1,9% con relación al escenario BAU. Se muestra, al igual que con el escenario BAU, la capacidad instalada de estas tecnologías por país, en donde se aprecian en la Ilustración 5.12 e Ilustración 5.13 un aumento considerable en la capacidad tanto solar como eólica proveniente de la región de Brasil.

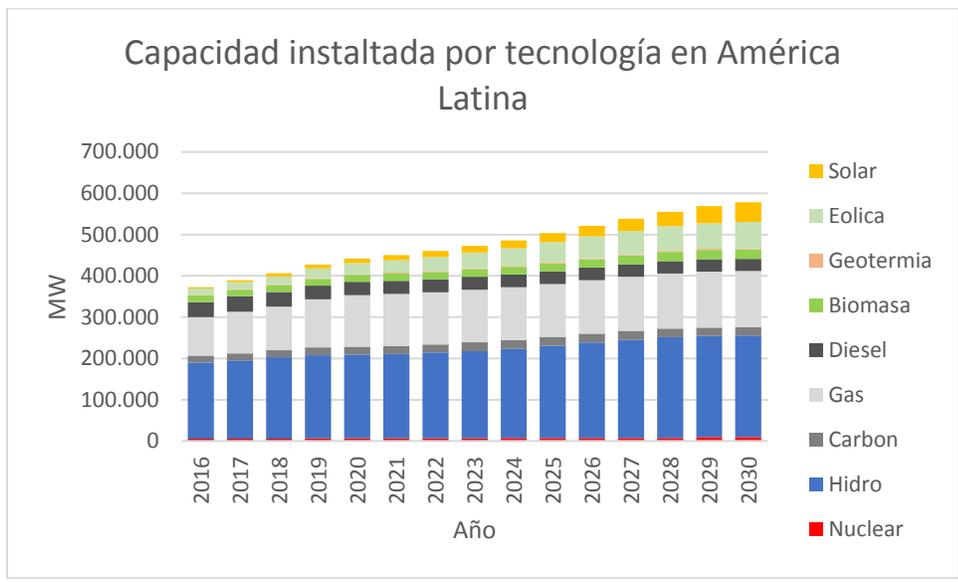


Ilustración 5.11: Capacidad instalada por tecnología en América Latina, escenario MC.

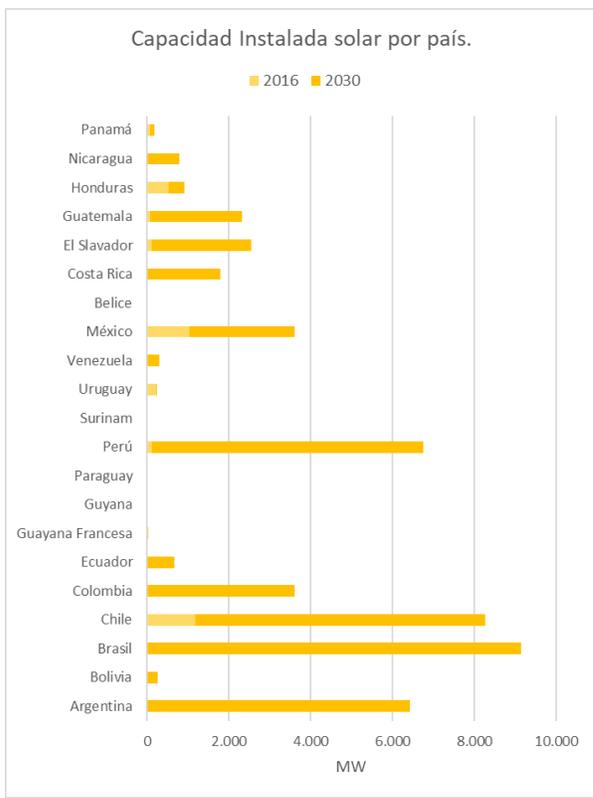


Ilustración 5.12: Capacidad instalada solar por país, escenario MC.

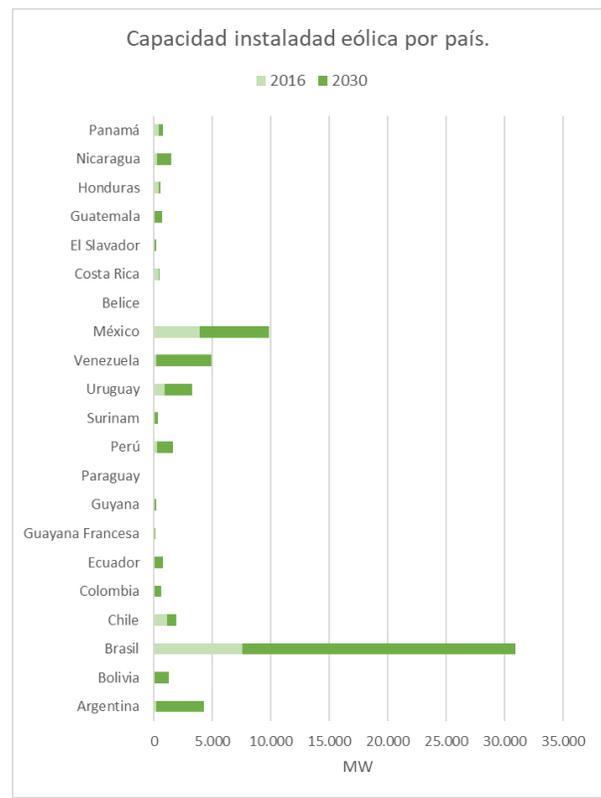


Ilustración 5.13: Capacidad instalada eólica por país, escenario MC.

Se presenta aquí en la Ilustración 5.14 la diferencia en la capacidad instalada por tecnología que presenta este escenario con respecto al escenario BAU al final del periodo de estudio en la cual se ve que de forma general todas las tecnologías en terminamos de capacidad son menores con respecto al escenario BAU, esto se debe al mejor aprovechamiento de los recursos dado los sistemas de transmisión.

En lo que corresponde a la suficiencia que presentan los países esta es señalada en la Tabla 5.2, en donde se muestra la suficiencia de los países al término del periodo de estudio y en que se aprecian diferencias de algunos de los países con respecto a su situación en el escenario BAU, en particular se observa para el caso de Argentina y Chile una disminución en torno al 22,0% de su suficiencia, mientras que por otra parte Bolivia crece más un 56,7% y en particular se destaca a Guyana que pasa de un 37,5% en el escenario BAU a un 397,2% en el presente. Para el caso de Belice esta nación queda con dependencia con respecto a otras naciones.

Por otro lado, en lo que respecta a generación de la energía esta es señalada en la Ilustración 5.15, donde se puede apreciar que la generación por tecnología tanto eólica como solar aumentan del 4,3% y 0,5% al 11,2% y 4,9% respectivamente.

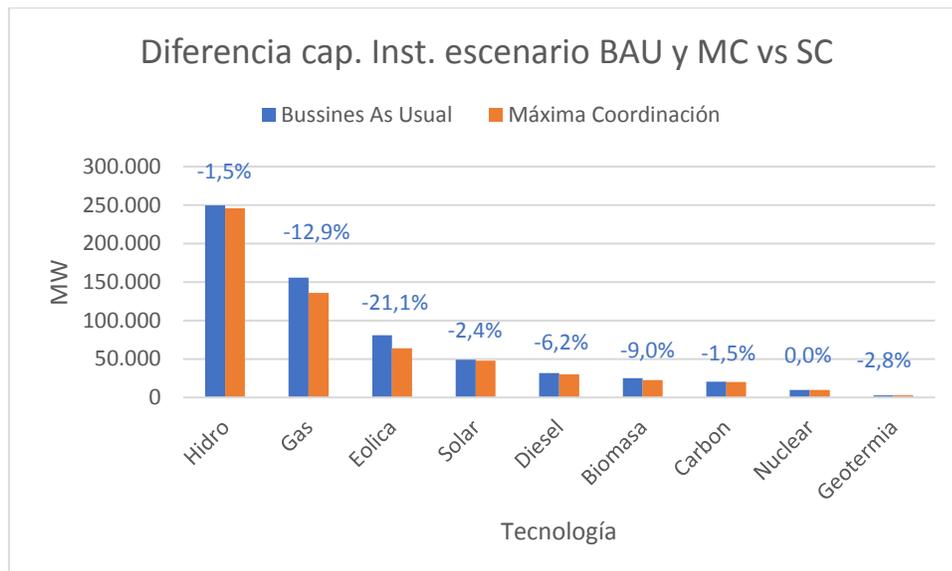


Ilustración 5.14: Diferencia de capacidad instalada por tecnología entre escenario BAU y MC.

Tabla 5.2: Suficiencia por país al termino del periodo de estudio, escenario MC.

País	Suficiencia	País	Suficiencia
Argentina	5,9%	Uruguay	64,9%
Bolivia	95,3%	Venezuela	19,3%
Brasil	48,4%	México	22,3%
Chile	18,9%	Belice	-30,9%
Colombia	31,8%	Costa Rica	111,8%
Ecuador	8,0%	El Salvador	135,9%

Guayana Francesa	93,5%	Guatemala	149,5%
Guyana	397,2%	Honduras	48,2%
Paraguay	58,3%	Nicaragua	203,5%
Perú	24,5%	Panamá	27,7%
Surinam	105,1%		

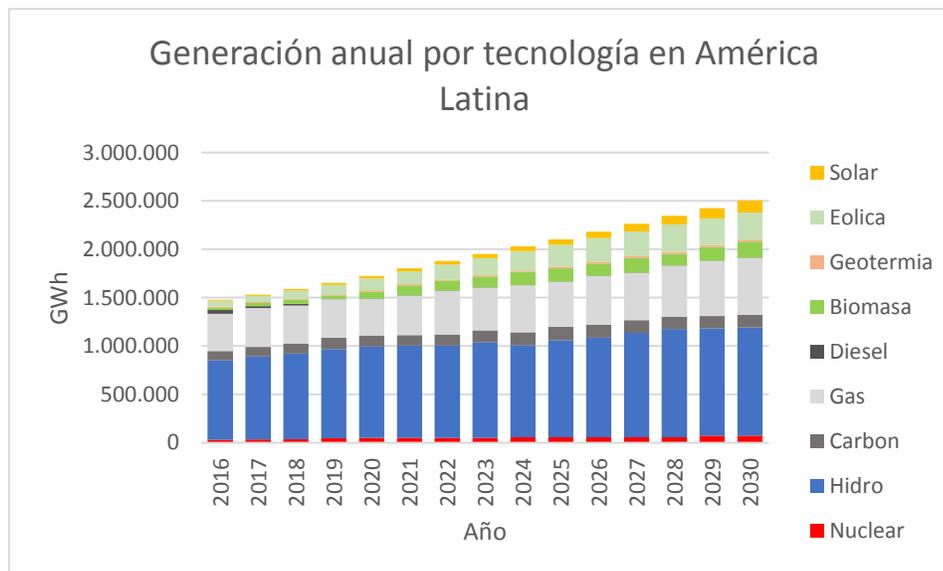


Ilustración 5.15: Generación anual por tecnología en Latino América, escenario MC.

En lo que respecta al sistema de transmisión, se presentan en la Ilustración 5.16 el aumento de este entre países a través del tiempo. Se destaca antes que nada el aumento considerable en la capacidad instalada la cual asciende a 83.151 MVA, un aumento en el 177,8% con respecto al escenario BAU, y que guarda relación con el mayor aumento de capacidad instalada se da entre los países como Chile y Perú, seguidos de los países de Colombia y Venezuela, y entre Paraguay y Brasil.

Lo anterior, también refleja un cambio en el comportamiento de los países en su calidad de exportador e importador, donde se aprecia en la Ilustración 5.17 la evolución de estos para cuatro años diferentes. Aquí se visualizan como países que en el escenario anterior no entraban a participar en el comercio exterior participan ahora como son el caso de los países del Arco Norte y Bolivia. Por otro lado, se aprecia el rol de los diferentes países exportadores, entre los cuales se encuentra Bolivia el cual al año 2030 exporta cerca de 55,6% de su generación o el de Venezuela que exporta cerca del 26,0% para el mismo periodo. Por otra parte, se tiene el principal país importador Argentina el cual importa cerca del 29,4% de su demanda, lo que se explica debido a que es el país junto con Chile y Uruguay que presenta los mayores costos marginales de toda Sudamérica.

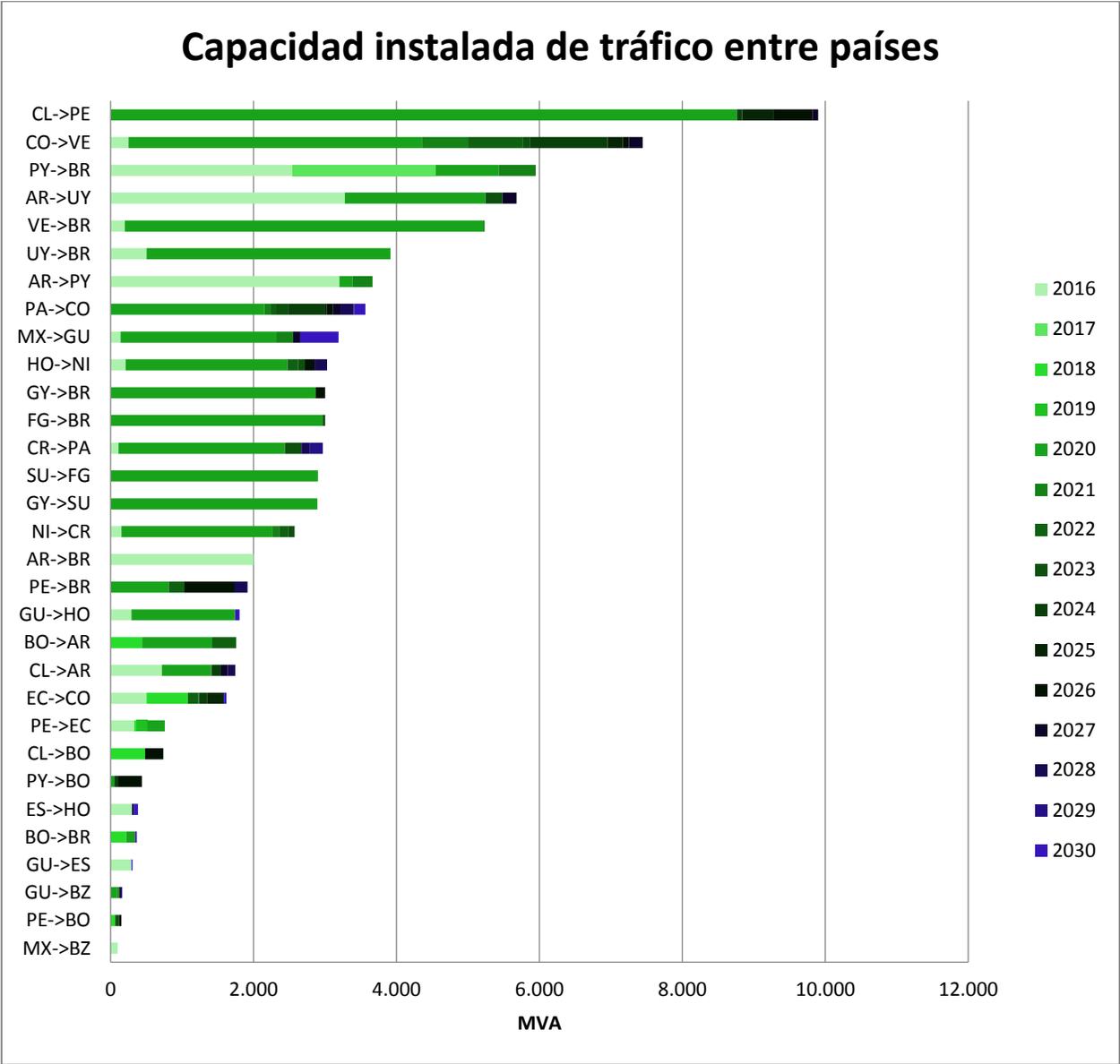


Ilustración 5.16: Capacidad instalada total en transmisión entre países, escenario MC.



Ilustración 5.17: Países exportadores e importadores en cuatro años del periodo 2016 - 2030, escenario MC. (Más información Anexo 8.2.2)

5.1.2 Escenario Alta Penetración Solar en Chile

Para el caso del escenario de Alta Penetración Solar en Chile, se estudia aquí el caso en donde Chile se posiciona como el principal país de la región en capacidad instalada solar, alcanzando al 2030 alrededor de los 100 GW, a su vez que al igual que el escenario de Máxima Coordinación se tienen holgados sistemas de transmisión entre los diferentes países. Como primer resultado se tiene que los costos totales de operación e inversión para este escenario son de 780,80 MMMUSD, 54,79 MMMUSD menos que el escenario BAU, y un total de emisiones de CO₂ de 5.586,98 Mt, un 5,5% menos que el escenario BAU.

Se muestra, al igual que con los escenarios anteriores, los costos marginales anuales tanto para la región de Sudamérica como para la de Centro América y México en la Ilustración 5.18 e Ilustración 5.19 respectivamente. En primer lugar, se destaca aquí el crecimiento tendencial del costo marginal como región de América Latina el cual crece en promedio un 1,4 USD/MWh de forma anual y que en comparación con el escenario BAU este es en tendencia 1,1 USD/MWh menor. Lo anterior es explicado, al igual que con el escenario de Máxima Coordinación, con el aumento en las redes de transmisión que conectan los diferentes países lo cual permite manejar de forma más eficientes los distintos recursos que cada país presenta, y que en el caso particular de este escenario cuenta con la integración a gran escala de fuentes de generación solar provenientes de Chile, la cual presenta como tecnología uno de los más bajos costos de operación. El costo marginal con el que termina Latino América al final del periodo es de 66,9 USD/MWh.

Para el caso de los costos marginales por país, se presentan entre ellos un alto grado de dispersión para los cuatro primeros años bajo estudio debido a la carencia de los sistemas de transmisión entre naciones que aparecen posteriormente al año 2020. Esto hace que la desviación máxima de los primero cuatro años para Sudamérica de 55,8 USD/MWh, llegue a valores mínimos para el resto del periodo de 4,7 USD/MWh, mientras que para Centro América y México dicha desviación máxima alcance para los primeros cuatro años un valor de 39,3 USD/MWh y para el resto un mínimo de 3,0 USD/MWh.

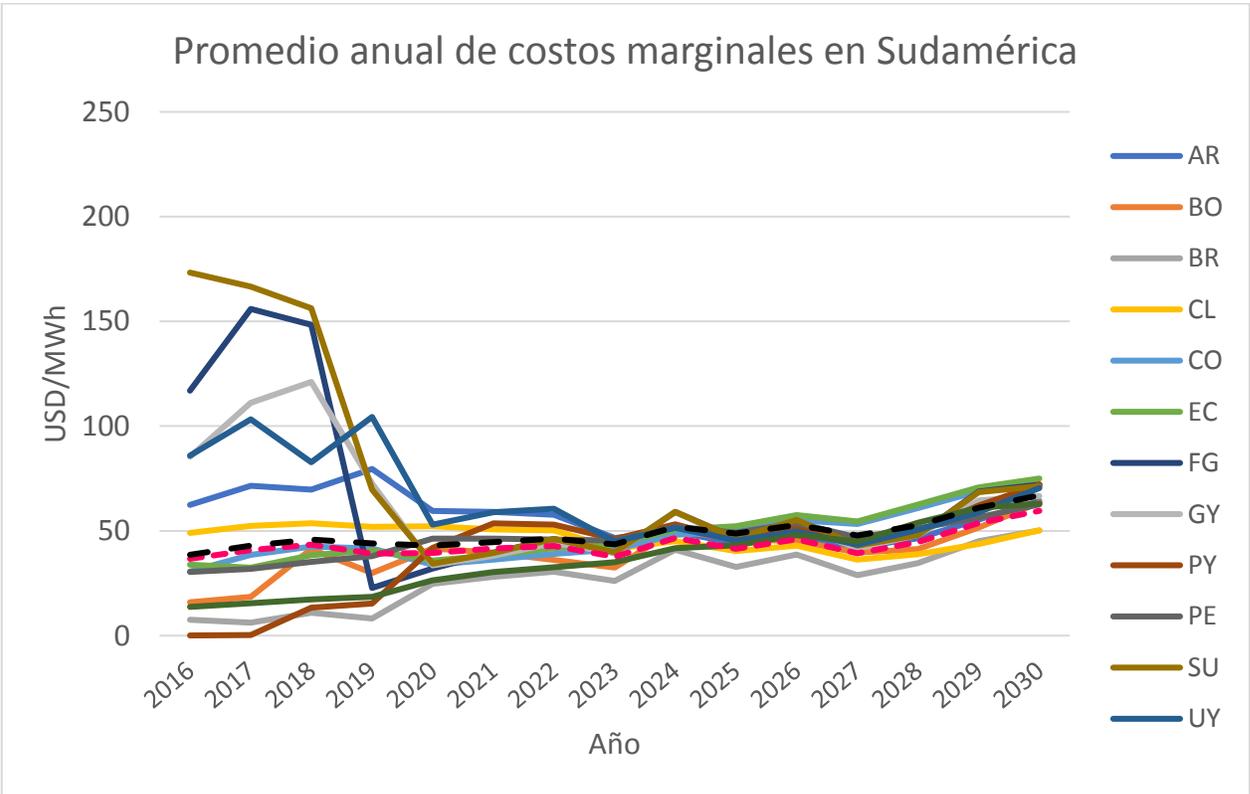


Ilustración 5.18: Promedio anual de costos marginales en Sudamérica, escenario SC.

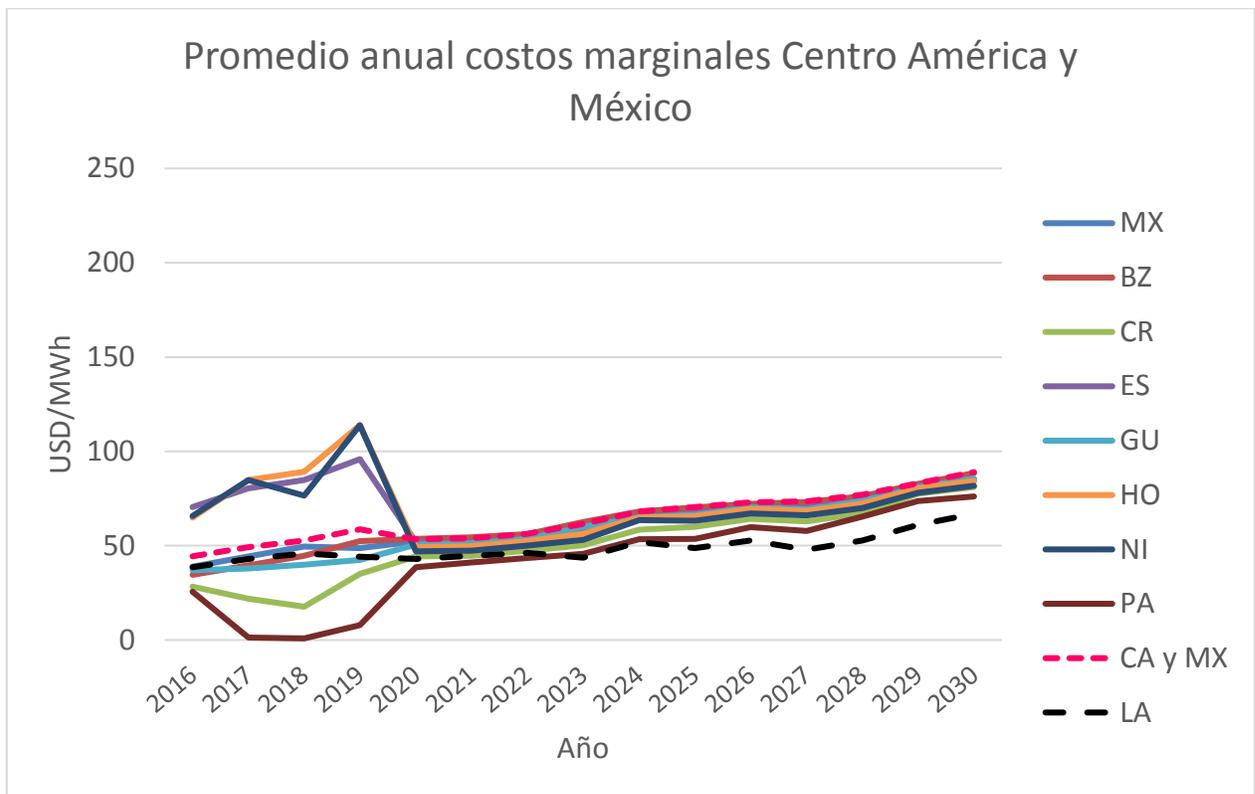


Ilustración 5.19: Promedio anual de costos marginales en Centro América y México, escenario SC.

Para el caso del sector generación, se muestra en la Ilustración 5.20 la capacidad instalada de América Latina, la cual para el año 2030 está alcanza un total de 634,70 GW, lo que equivale a un aumento del 70,3% del total instalado en el 2016 y un aumento de 9,83 GW en comparación con el escenario BAU. Aquí se aprecia el crecimiento de la capacidad instalada tanto eólica como solar, siendo esta última foco de este escenario, en que la primera pasa de representar el 4,2% el 2016 a 8,1% el 2030, mientras que la solar pasa de representar el 0,9% al 2016 a un 19,7% el 2030. Esto equivale a una disminución del 4,9% en el caso eólico y a un aumento en 11,9% en el caso solar, en comparación con el escenario BAU. Se muestra en la Ilustración 5.21 e Ilustración 5.22 el aumento de capacidad de estas tecnologías por país, en donde se ha excluido a Chile en el caso solar pues esta sobrepasa considerablemente el resto de los países. Se aprecia de estas ilustraciones la participación Argentina en el caso solar y la de Brasil en el caso eólico.

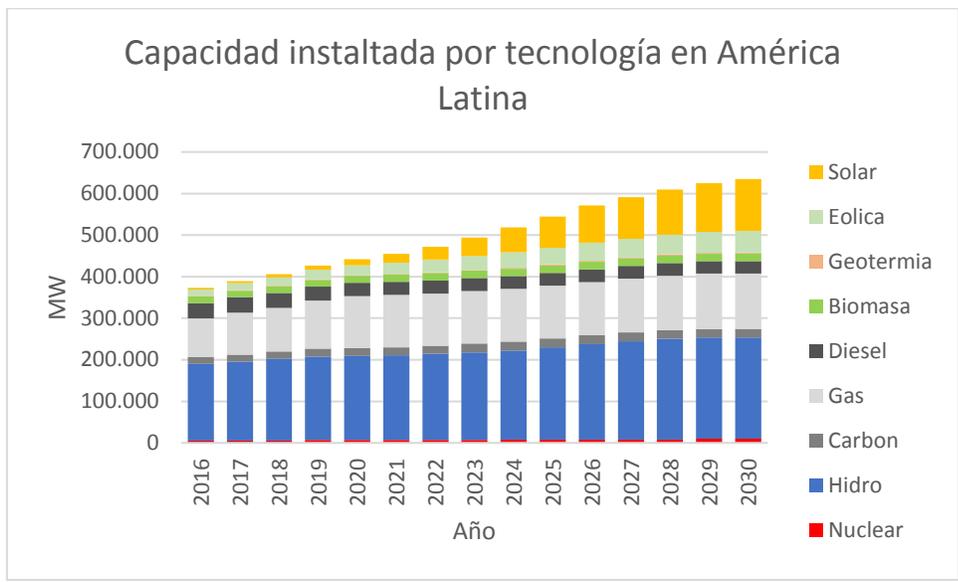


Ilustración 5.20: Capacidad instalada por tecnología en América Latina, escenario SC.

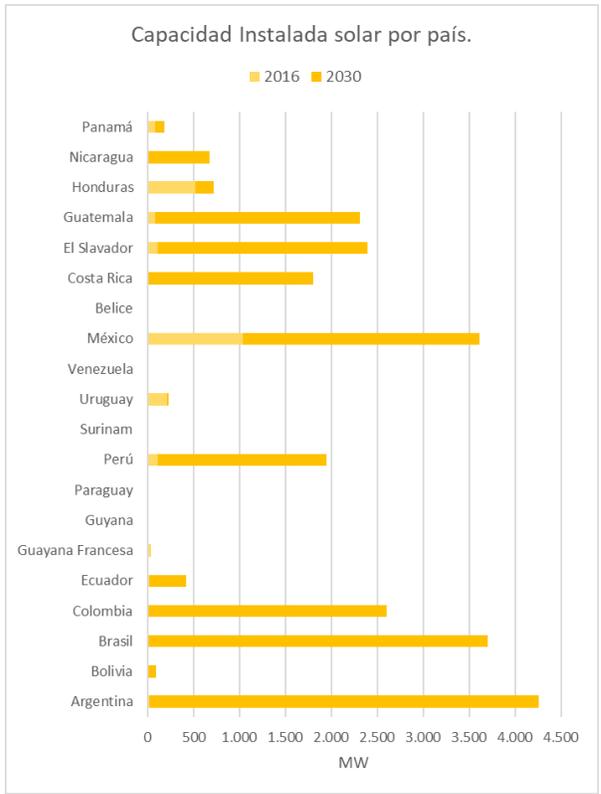


Ilustración 5.21: Capacidad instalada solar por país, escenario SC.

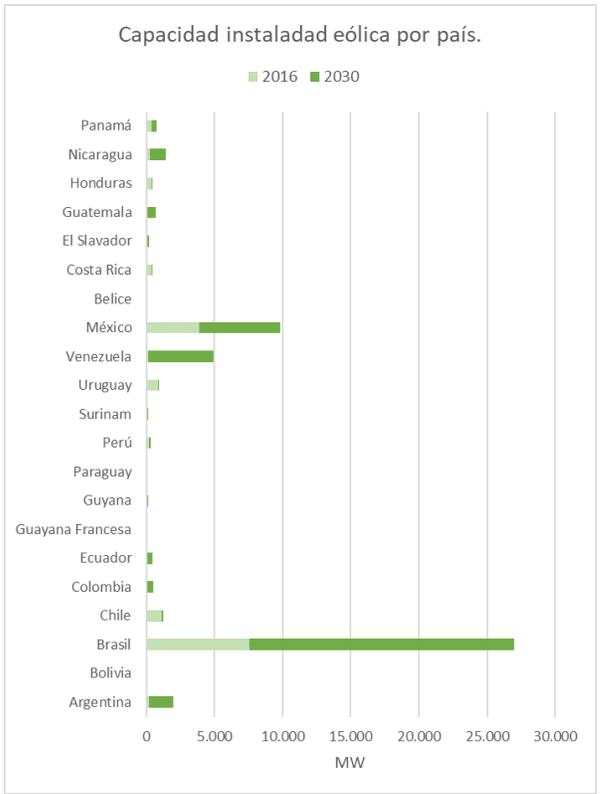


Ilustración 5.22: Capacidad instalada eólica por país, escenario SC.

Por otra parte, se muestra en la Ilustración 5.23 la diferencia en capacidad instalada al fin del periodo entre el escenario SC en contraste con los escenarios BAU y MC. Se aprecia aquí que el escenario SC en comparación con los escenario BAU y MC tiende a instalar menos generación en todas las tecnología salvo la solar, esto es explicado para cada caso en que en el primero se observa una disminución mayor debido a la incorporación de los sistemas de transmisión entre países lo que produce un mejor aprovechamiento de los recursos disponibles, mientras que en el segundo la disminución de la capacidad instalada es debido al remplazo que se logra con la incorporación de las centrales solares en Chile. En la Tabla 5.3 se aprecia como quedan los países con respecto a la suficiencia bajo este escenario, en donde se ve como los países en torno a Chile, salvo Bolivia, decrecen su nivel de suficiencia llegando incluso a cero para el caso de Argentina.

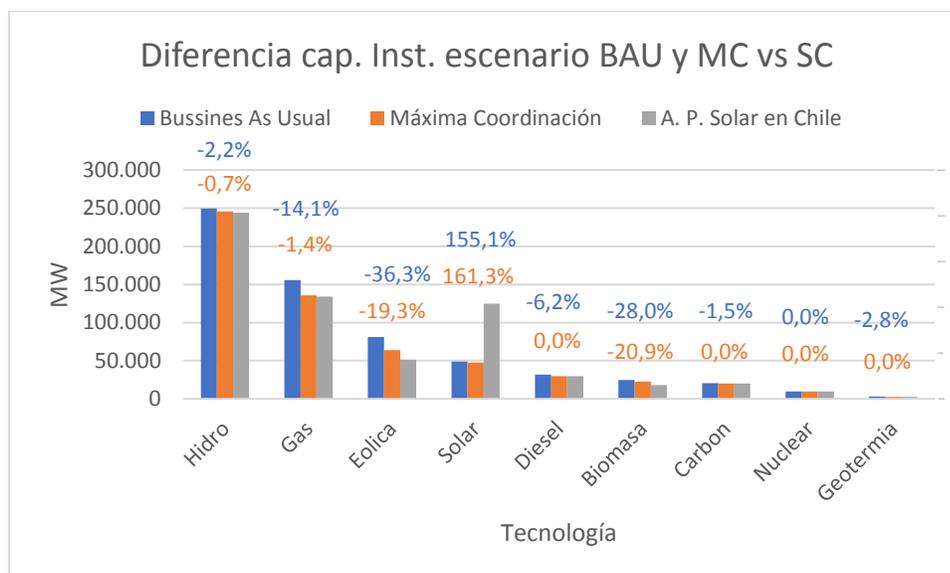


Ilustración 5.23: Diferencia de capacidad instalada por tecnología entre escenario BAU y MC vs SC. (En azul la diferencia porcentual entre el BAU y SC y en rojo la diferencia porcentual entre MC y SC).

Tabla 5.3: Suficiencia por país al termino del periodo de estudio, escenario SC.

País	Suficiencia	País	Suficiencia
Argentina	0,0%	Uruguay	22,9%
Bolivia	66,4%	Venezuela	18,9%
Brasil	42,6%	México	21,3%
Chile	167,3%	Belice	-30,9%
Colombia	29,4%	Costa Rica	111,8%
Ecuador	5,2%	El Salvador	129,0%
Guayana Francesa	73,3%	Guatemala	149,5%
Guyana	252,2%	Honduras	38,4%
Paraguay	58,3%	Nicaragua	193,7%
Perú	5,1%	Panamá	27,7%
Surinam	91,6%		

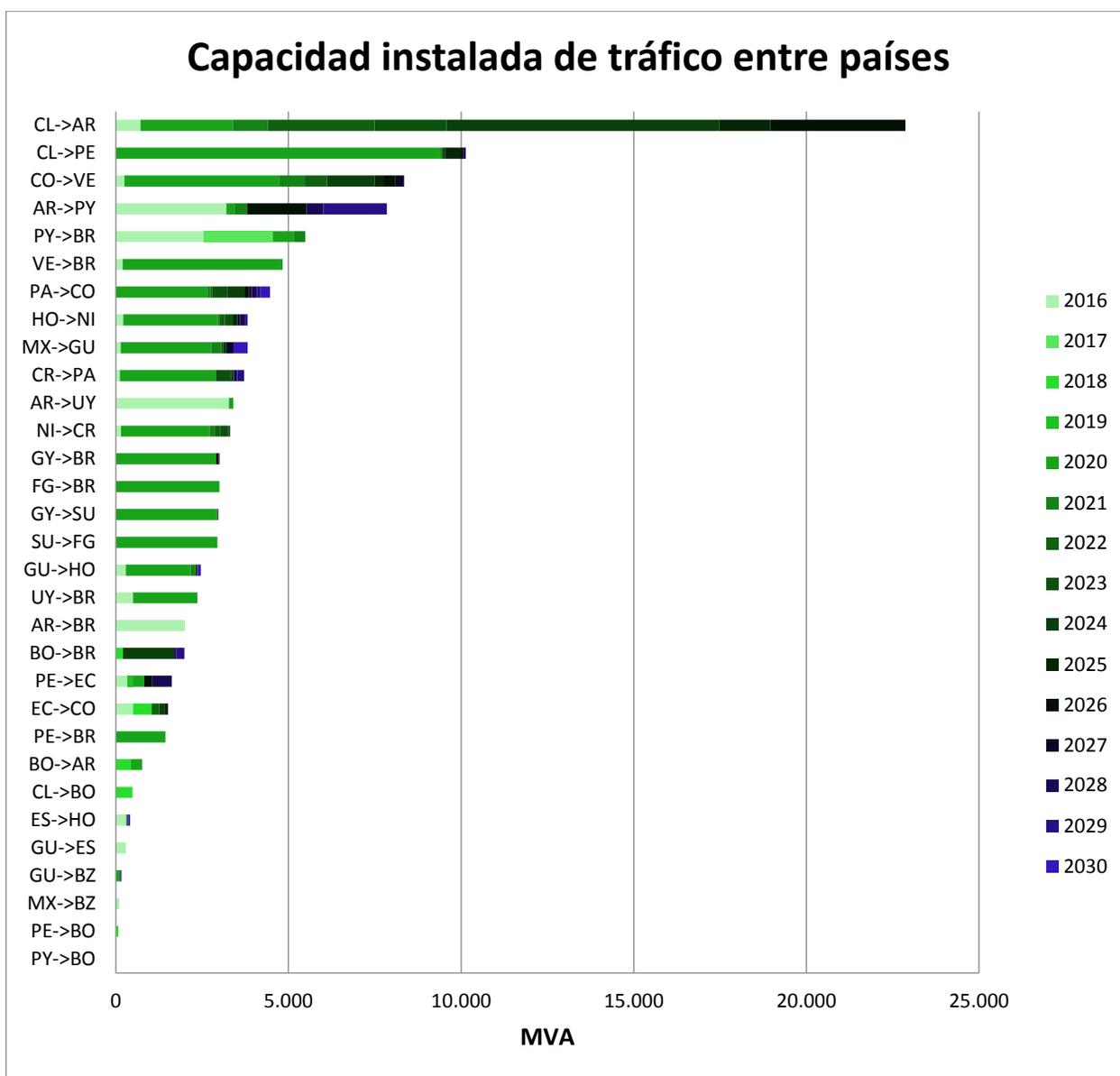


Ilustración 5.24: Capacidad instalada total en transmisión entre países, escenario SC.

En lo que corresponde al sistema de redes entre los países se observa en la Ilustración 5.24 la evolución de esta, en la que se destaca un aumento considerable en la capacidad de transmisión entre los países de Chile con sus colindantes, en particular Argentina y Perú, debido a la instalación de unidades generadoras en Chile, las cuales sobrepasan su demanda propia. Con respecto a la capacidad instalada total en este escenario, esta es de 109.634 MVA, lo que equivale a un 31% más con respecto al escenario MC y a un 423,8% más con respecto al escenario BAU.

Lo anterior, también refleja un cambio en las transferencias de energía eléctrica entre los países lo que afecta su calidad de exportador e importador. En la Ilustración 5.25 se aprecia el cambio a través del tiempo de los países, en que se destaca como a final del periodo la gran mayoría de ellos pasan a ser importadores netos, dejando a Chile como principal exportador dentro de la región.



Ilustración 5.25: Países exportadores e importadores en cuatro años del periodo 2016 - 2030, escenario SC. (Más información Anexo 8.2.3)

5.1.3 Análisis comparativo de costo y beneficio

En lo que sigue, se realiza el análisis comparativo en términos de costo y niveles de emisiones por escenario. Por otra parte, se muestran también por escenario los resultados y análisis de costos–beneficio con un enfoque tanto al sector generación como en la demanda, así como al conjunto de todos sectores para la región y países que la conforman.

En primer lugar, se comparan los costos totales de operación e inversión por escenario en la Tabla 5.4, donde se aprecia que el escenario de Máxima Coordinación presenta los menores costos,

seguido de los escenarios de Alta Penetración Solar y de Business As Usual. Lo anterior, se explica en primera instancia a la incorporación de los holgados sistemas de transmisión entre países, sumando a la disminución de la autosuficiencia que requieren los países, lo que sugiere un mayor aprovechamiento de los recursos que a su vez impactan en una disminución en la inversión de la capacidad instalada en el sector generación para satisfacer las demandas ya no solo nacionales si no internacionales. Este aprovechamiento de recursos se ve visualizado en particular por el escenario MC el cual además de disminuir los costos operacionales en comparación con el escenario BAU, también disminuye los costos de inversión asociados.

Por otra parte, en el escenario SC si bien la incorporación de 100 GW de capacidad solar en Chile disminuye de forma considerable los costos de operación en relación a los dos escenarios, la inversión asociada es mayor que en todos estos, tanto en la generación como en transmisión. Por su parte, en cuanto a las emisiones se rescata que el escenario SC presenta los menores niveles, en contraste con el escenario MC el cual genera los mayores niveles de emisiones producto del mejor aprovechamiento de las centrales disponibles en términos de costos que presenta el sistema, en particular la generación mediante biocombustibles.

Tabla 5.4: Costos totales y emisiones, escenarios BAU, MC y SC.

Escenario	Costos Op. Gen. [MMMUSD]	Inv. Gen. [MMMUSD]	Inv. Líneas [MMMUSD]	Costo Total [MMMUSD]	Emisiones CO ₂ [Mt]
BAU	662,64	169,30	3,61	835,56	5.909,94
MC	600,04	122,56	24,39	746,99	6.123,87
SC	569,35	174,65	36,79	780,80	5.586,98

Seguido a lo anterior se realiza el análisis de costo y beneficio tanto para la región de Latino América como conjunto como para los países pertenecientes a esta, se presentan en las tablas Tabla 5.5, Tabla 5.6 y Tabla 5.7 el resumen completo por escenario el cual involucra los ingresos y costos en el sector generación, ingresos y costos en el sector transmisión y los costos asociados a la demanda. Se estudia en lo que sigue los sectores de generación, demanda y el conjunto de ellos en las tablas Tabla 5.8, Tabla 5.9 y Tabla 5.10.

Tabla 5.5: Resumen de costos y beneficio, escenario BAU.

País	Ingresos Generación	Costo Combustible	COYM	Inversiones Generación	Renta Líneas	Inversiones Líneas	Costo Demanda	Utilidad Generación	Utilidad Líneas	Costo- Beneficio	Emisiones
											[MMMUSD]
Latino América	1.609,7	460,1	202,5	169,3	41,4	3,6	1.652,2	777,7	37,8	836,6	5.909,9
Argentina	225,3	75,7	27,2	34,4	10,3	1,8	245,9	88,0	8,4	149,5	573,5
Bolivia	5,5	1,8	1,4	1,2	0,0	0,0	5,5	1,1	0,0	4,5	47,3
Brasil	552,2	65,1	63,0	48,7	20,1	0,7	590,3	375,4	19,4	195,5	1.148,8
Chile	102,4	29,7	12,7	12,9	0,4	0,0	105,4	47,1	0,4	57,9	624,5

Colombia	71,9	8,2	8,1	6,8	0,6	0,0	75,9	48,7	0,6	26,5	187,6
Ecuador	30,2	2,2	3,5	2,3	0,4	0,0	30,0	22,1	0,4	7,5	23,1
Guayana Francesa	1,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	1,0	0,7	0,0	0,3	0,6
Guyana	1,0	0,2	0,2	0,4	0,0	0,0	1,0	0,2	0,0	0,8	3,2
Paraguay	25,8	0,0	0,6	0,2	3,5	0,1	14,7	25,0	3,4	-13,7	0,0
Perú	59,9	24,9	10,0	11,6	0,2	0,0	59,3	13,4	0,2	45,7	380,5
Surinam	5,6	1,0	0,3	1,6	0,0	0,0	4,8	2,6	0,0	2,2	5,3
Uruguay	26,8	6,2	3,0	5,3	0,2	0,0	17,1	12,3	0,2	4,6	71,6
Venezuela	53,0	10,4	15,2	17,5	4,2	0,5	54,9	9,8	3,7	41,3	312,3
México	378,6	226,6	46,5	17,1	0,0	0,0	372,2	88,4	0,0	283,8	2.382,6
Belice	0,4	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,8	0,2	0,0	0,6	1,3
Costa Rica	13,0	0,1	1,1	1,6	0,1	0,1	13,3	10,2	0,0	3,1	1,2
El Salvador	8,9	0,2	1,7	2,2	0,3	0,1	10,1	4,8	0,2	5,1	5,7
Guatemala	16,7	4,3	2,6	1,6	0,6	0,1	12,3	8,2	0,5	3,6	119,4
Honduras	10,2	1,4	1,4	0,7	0,5	0,1	17,2	6,6	0,4	10,2	9,9
Nicaragua	8,4	0,1	1,3	2,2	0,1	0,1	7,3	4,7	0,0	2,6	0,8
Panamá	13,0	1,8	2,4	0,7	0,1	0,0	13,1	8,1	0,1	4,9	10,6

Tabla 5.6: Resumen de costos y beneficio, escenario MC.

País	Ingresos Generación	Costo Combustible	COYM	Inversiones Generación	Renta Líneas	Inversiones Líneas	Costo Demanda	Utilidad Generación	Utilidad Líneas	Costo-Beneficio	Emisiones
	[MMMUSD]										[Mt]
Latino América	1.551,8	401,2	198,8	122,6	31,4	24,4	1.603,6	829,3	7,0	767,4	6.123,9
Argentina	125,1	32,2	21,7	16,1	6,6	5,5	187,2	55,1	1,1	131,0	284,5
Bolivia	23,5	6,2	2,8	4,5	0,4	0,9	10,4	10,0	-0,5	0,9	148,3
Brasil	549,5	62,7	62,0	43,4	12,2	5,1	576,9	381,5	7,0	188,4	1.382,9
Chile	74,8	21,9	11,2	4,1	1,0	0,4	90,3	37,6	0,6	52,1	504,0
Colombia	51,3	5,0	7,0	2,0	0,4	2,2	61,9	37,3	-1,8	26,4	146,4
Ecuador	25,2	1,7	3,2	1,0	0,1	0,2	27,3	19,3	-0,1	8,1	19,2
Guayana Francesa	1,7	0,1	0,1	0,5	0,0	0,2	1,2	1,0	-0,2	0,4	0,5
Guyana	3,9	0,2	0,4	2,4	0,3	0,2	1,0	0,9	0,1	0,1	3,2
Paraguay	33,7	0,0	0,7	0,3	2,1	0,3	16,4	32,7	1,7	-18,0	0,0
Perú	83,4	30,9	11,9	13,8	0,4	1,0	70,6	26,8	-0,5	44,3	465,4
Surinam	3,6	0,8	0,4	1,7	0,0	0,2	3,5	0,9	-0,1	2,8	4,7
Uruguay	16,0	3,2	2,6	3,2	0,0	1,4	13,1	7,0	-1,4	7,4	54,7
Venezuela	130,9	26,8	19,9	8,0	7,0	3,4	100,6	76,1	3,5	20,9	761,0
México	367,4	202,9	44,5	13,7	0,0	0,0	377,5	106,3	0,0	271,2	2.199,5

Belice	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,8	0,2	0,0	0,6	1,3
Costa Rica	11,7	0,2	1,1	1,1	0,0	0,8	12,2	9,4	-0,8	3,7	1,6
El Salvador	8,8	0,3	1,8	2,3	0,2	0,0	9,7	4,4	0,2	5,1	6,7
Guatemala	17,7	4,6	2,7	2,3	0,5	0,3	12,2	8,1	0,2	3,9	128,8
Honduras	7,0	0,5	1,3	0,2	0,3	0,4	14,2	5,1	-0,1	9,2	3,5
Nicaragua	7,2	0,0	1,3	1,9	0,0	0,8	6,3	4,0	-0,8	3,1	0,0
Panamá	9,1	1,2	2,3	0,0	0,0	1,0	10,4	5,6	-1,0	5,9	7,4

Tabla 5.7: Resumen de costos y beneficio, escenario SC.

País	Ingresos Generación	Costo Combustible	COYM	Inversiones Generación	Renta Líneas	Inversiones Líneas	Costo Demanda	Utilidad Generación	Utilidad Líneas	Costo- Beneficio	Emisiones
	[MMMUSD]										[Mt]
Latino América	1.426,9	371,9	197,4	174,7	46,4	36,8	1.498,0	682,9	9,6	805,5	5.587,0
Argentina	98,6	27,5	20,3	7,4	13,0	10,4	160,2	43,4	2,5	114,3	244,3
Bolivia	16,8	4,8	2,2	3,0	1,0	0,9	8,8	6,8	0,1	1,9	118,3
Brasil	489,7	57,1	56,7	31,1	12,2	5,1	540,1	344,8	7,1	188,2	1.185,5
Chile	89,6	14,1	20,4	91,9	7,0	6,2	65,8	-36,7	0,9	101,6	337,4
Colombia	49,7	4,8	6,9	1,3	0,4	2,6	61,2	36,8	-2,2	26,6	145,7
Ecuador	24,2	1,7	3,2	0,5	0,3	0,3	26,7	18,8	0,0	7,9	19,5
Guayana Francesa	1,5	0,1	0,1	0,3	0,1	0,2	1,2	0,9	-0,2	0,4	0,5
Guyana	2,7	0,2	0,3	1,7	0,3	0,2	1,0	0,5	0,1	0,3	3,1
Paraguay	29,2	0,0	0,7	0,3	3,1	0,3	14,3	28,2	2,8	-16,8	0,0
Perú	60,0	25,4	9,9	6,8	1,0	1,1	63,0	17,9	-0,1	45,1	391,5
Surinam	3,3	0,8	0,3	1,4	0,1	0,2	3,5	0,9	-0,1	2,7	4,8
Uruguay	10,7	2,8	2,0	0,2	0,1	0,5	11,7	5,7	-0,4	6,4	51,0
Venezuela	128,2	26,8	19,9	7,9	6,7	3,7	99,1	73,7	3,0	22,5	760,6
México	361,7	199,1	44,3	13,5	0,1	0,9	376,1	104,9	-0,8	272,0	2.175,0
Belice	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,8	0,2	0,0	0,6	1,3
Costa Rica	11,6	0,2	1,1	1,1	0,0	1,0	12,1	9,2	-1,0	3,9	1,7
El Salvador	8,5	0,3	1,7	2,1	0,2	0,0	9,7	4,4	0,2	5,1	6,8
Guatemala	17,6	4,6	2,7	2,2	0,5	0,4	12,1	8,0	0,1	4,0	128,8
Honduras	6,9	0,5	1,3	0,1	0,3	0,5	14,1	5,1	-0,2	9,3	3,5
Nicaragua	7,1	0,0	1,3	1,9	0,0	1,0	6,2	3,9	-1,0	3,3	0,0
Panamá	8,9	1,2	2,3	0,0	0,0	1,3	10,2	5,4	-1,3	6,2	7,5

Se señala en la Tabla 5.8 las utilidades del conjunto generación por país dentro del periodo de estudio para cada escenario, que corresponde a la resta de los ingresos obtenidos de la operación menos los costos de operación y la inversión anualizada. La comparación de estos se hace mediante

la diferencia entre los escenarios de Máxima coordinación y Alta Penetración Solar en Chile con respecto al escenario Business As Usual. En base a lo anterior, se observa de esta tabla la que la conveniencia del sector generación en el conjunto de Latino América se encuentra presente en el escenario de MC, mientras que por otra parte es menor en el escenario SC. En particular, para el caso de Chile se observa que esta utilidad resulta ser negativa en el escenario SC producto de la gran cantidad de inversión asociada a la generación en base a energía solar.

Tabla 5.8: Utilidades sector generación por escenario y diferencia con respecto al BAU. (En rojo si utilidad en escenario MC y SC es mayor que en el escenario BAU por región y país).

[MMMUSD]	BAU	MC	SC	BAU vs MC	BAU vs SC
Latino América	777,74	829,26	682,89	51,51	-94,85
Argentina	87,98	55,12	43,42	-32,85	-44,55
Bolivia	1,05	9,99	6,82	8,94	5,77
Brasil	375,45	381,45	344,76	6,00	-30,69
Chile	47,13	37,64	-36,71	-9,49	-83,84
Colombia	48,75	37,29	36,77	-11,46	-11,97
Ecuador	22,14	19,32	18,84	-2,82	-3,30
Guayana Francesa	0,67	0,99	0,94	0,32	0,28
Guyana	0,23	0,85	0,54	0,63	0,31
Paraguay	25,01	32,70	28,25	7,69	3,24
Perú	13,43	26,83	17,94	13,39	4,50
Surinam	2,64	0,85	0,85	-1,78	-1,79
Uruguay	12,27	7,02	5,67	-5,25	-6,59
Venezuela	9,85	76,14	73,66	66,29	63,81
México	88,39	106,30	104,87	17,91	16,48
Belice	0,19	0,22	0,22	0,03	0,03
Costa Rica	10,19	9,36	9,22	-0,84	-0,97
El Salvador	4,79	4,41	4,40	-0,37	-0,39
Guatemala	8,20	8,14	8,01	-0,06	-0,19
Honduras	6,56	5,09	5,07	-1,47	-1,50
Nicaragua	4,72	3,99	3,93	-0,74	-0,79
Panamá	8,12	5,56	5,41	-2,56	-2,70

Por su parte, en la Tabla 5.9 se señala el costo asociado en la demanda por escenario y por país, en donde lo que se busca es manifestar en qué escenario el costo de la demanda son menores tanto para la región como para los países que la componen. Se aprecia aquí, a diferencia del caso de las utilidades, que el escenario SC presenta los menores costos para la demanda, lo cual es concordante en términos generales con lo que reciben los generadores y lo que paga la demanda.

Tabla 5.9: Costo de la demanda por escenario y diferencia con respecto al BAU. (En rojo si costo en escenario MC y SC es menor que en el escenario BAU por región y país).

[MMMUSD]	BAU	MC	SC	BAU vs MC	BAU vs SC
Latino América	1.652,16	1.603,63	1.497,99	48,53	154,17
Argentina	245,92	187,21	160,24	58,71	85,68
Bolivia	5,52	10,40	8,81	-4,88	-3,28
Brasil	590,31	576,86	540,09	13,45	50,22
Chile	105,38	90,31	65,77	15,07	39,61
Colombia	75,85	61,86	61,24	14,00	14,62
Ecuador	30,03	27,31	26,74	2,71	3,29
Guayana Francesa	1,00	1,18	1,16	-0,18	-0,15
Guyana	1,05	1,00	0,96	0,05	0,09
Paraguay	14,67	16,45	14,31	-1,77	0,37
Perú	59,33	70,56	62,95	-11,23	-3,62
Surinam	4,84	3,54	3,49	1,30	1,35
Uruguay	17,08	13,06	11,71	4,02	5,37
Venezuela	54,87	100,56	99,11	-45,68	-44,24
México	372,24	377,54	376,12	-5,30	-3,88
Belice	0,81	0,80	0,79	0,01	0,02
Costa Rica	13,31	12,20	12,06	1,11	1,25
El Salvador	10,11	9,75	9,74	0,37	0,38
Guatemala	12,32	12,17	12,08	0,15	0,23
Honduras	17,17	14,20	14,14	2,97	3,03
Nicaragua	7,28	6,28	6,25	1,00	1,04
Panamá	13,06	10,40	10,24	2,65	2,81

Finalmente, se presentan los resultados de costo y beneficio tanto para la región de América Latina, como para los países que la componen. Aquí, en la Tabla 5.10, además de incluir las utilidades por generación y los costos de la demanda, se han introducido las inversiones anualizadas de las líneas de transmisión, junto con sus rentas. Se busca para lo anterior el menor valor para cada caso, entendiendo que el cálculo se efectúa restando los ingresos a los costos. Los resultados señalados en la tabla muestran en primer lugar que el escenario con mejor valor de costo y beneficio para el global de América Latina resulta ser el escenario de Máxima Coordinación, seguido del escenario de Alta Penetración Solar en Chile. Lo anterior, si bien resulta del análisis global no necesariamente refleja los intereses de todos los países, como el caso de Chile que en el escenario SC que presenta mayores costos que en los dos escenarios. Por otra parte, se observan países en cual este indicador es negativo para algunos escenarios, lo que refleja que los ingresos de esos países son mayores que los costos de operación, inversión y lo que paga la demanda.

Tabla 5.10: Resultado de costo y beneficio por escenario y diferencia con respecto al BAU. (En rojo si costo-beneficio en escenario MC y SC es menor que en el escenario BAU por región y país).

[MMMUSD]	BAU	MC	SC	BAU vs MC	BAU vs SC
Latino América	836,62	767,37	805,54	69,25	31,08
Argentina	149,50	130,97	114,27	18,53	35,23
Bolivia	4,47	0,90	1,91	3,57	2,56
Brasil	195,51	188,37	188,19	7,14	7,31
Chile	57,88	52,11	101,60	5,77	-43,72
Colombia	26,53	26,42	26,62	0,11	-0,10
Ecuador	7,51	8,12	7,86	-0,60	-0,35
Guayana Francesa	0,34	0,42	0,37	-0,08	-0,03
Guyana	0,82	0,08	0,34	0,74	0,49
Paraguay	-13,70	-18,01	-16,78	4,31	3,09
Perú	45,69	44,27	45,13	1,42	0,55
Surinam	2,20	2,83	2,73	-0,62	-0,52
Uruguay	4,62	7,40	6,41	-2,78	-1,79
Venezuela	41,34	20,90	22,47	20,43	18,87
México	283,85	271,21	272,04	12,64	11,81
Belice	0,62	0,58	0,58	0,04	0,05
Costa Rica	3,12	3,66	3,88	-0,54	-0,77
El Salvador	5,09	5,10	5,11	-0,02	-0,02
Guatemala	3,58	3,86	4,02	-0,27	-0,43
Honduras	10,23	9,22	9,29	1,01	0,93
Nicaragua	2,57	3,06	3,33	-0,49	-0,76
Panamá	4,85	5,89	6,17	-1,04	-1,31

5.2 Sensibilidades

Se presenta en lo que sigue los resultados y análisis de las sensibilidades por tipo para cada escenario. Los resultados a mostrar corresponden a los costos de operación e inversión y niveles de emisión producidos a lo largo del horizonte de estudio, a su vez que la diferencia en capacidad instalada que se produzca por la sensibilidad con un enfoque por país a las tecnologías renovables eólica y solar.

5.2.1 Precio Combustible

Como primera sensibilidad se muestra continuación, la sensibilidad asociada al precio de los combustibles, en que se estudia para cada escenario valores de precio menores y mayores que los considerados como base para cada escenario.

5.2.1.1 Escenario Business As Usual

Para el escenario BAU se presenta en la Tabla 5.11 los costos totales de operación más inversión junto con los niveles de emisiones dada la valorización de los precios de combustible. De esta tabla, se desprende que a mayores costos de combustible los costos totales serán mayores a la vez que la cantidad de emisiones menores. Lo anterior resulta ser concordante con el aumento en los costos operacionales que enfrentan los generadores, a su vez que con el aumento en la inversión a tecnologías de generación que no requieran el uso de combustible, como son la solar, eólica e hidro.

Tabla 5.11: Resultado costo total y emisiones, escenario BAU, sensibilidad precio combustible.

Escenario/Sensibilidad	Costo Total [MMMUSD]	Emisiones CO₂ [Mt]
BAU - Precio Base	835,56	5.909,94
BAU - Precio Alto	906,18	5.742,83
BAU - Precio Bajo	785,63	6.094,55

En lo que respecta a la matriz energética, se muestra en la Tabla 5.12 capacidad instalada total por precio de combustible, en que se aprecia que a mayor precio la capacidad instalada aumenta y en particular a tecnologías de poco o nulo uso de combustible como son las renovables. Esto último, se observa en la Ilustración 5.26 con una variación sustancial en la generación por medio solar y eólica acorde a la valorización del precio de combustible.

Por su parte, se observa en la Ilustración 5.27 e Ilustración 5.28 la localización según país de la capacidad solar y eólica al fin del periodo de estudio, donde se señala en términos generales esta disminución o aumento por capacidad en relación al precio de los combustibles por país.

Tabla 5.12: Capacidad instalada total, escenario BAU, sensibilidad precio combustible.

Escenario/Sensibilidad	Capacidad instalada total [GW]
BAU – Precio Base	624,87
BAU - Precio Alto	635,23
BAU - Precio Bajo	619,15

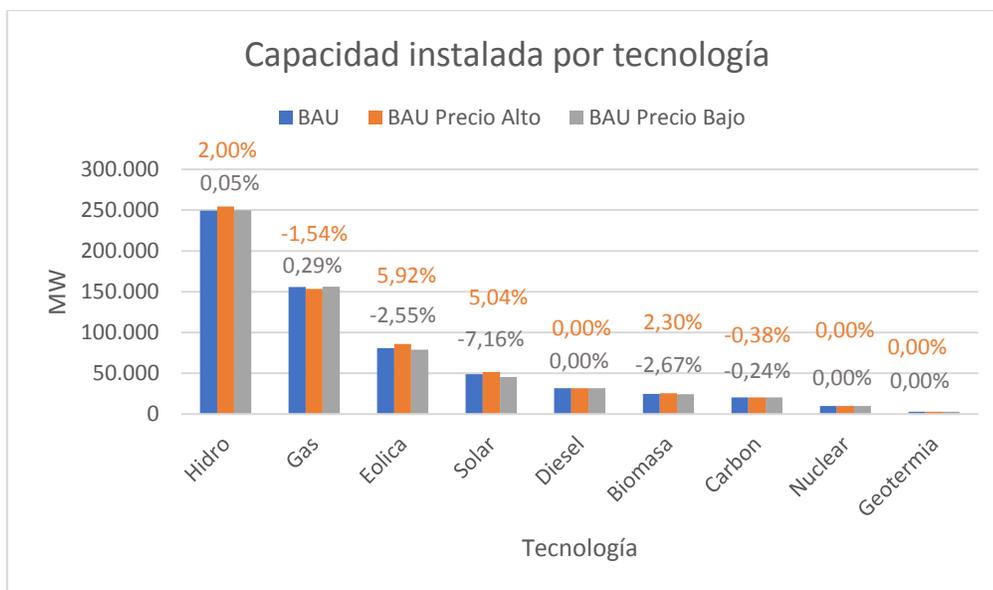


Ilustración 5.26: Capacidad instalada por tecnología, escenario BAU, sensibilidad precio combustible.

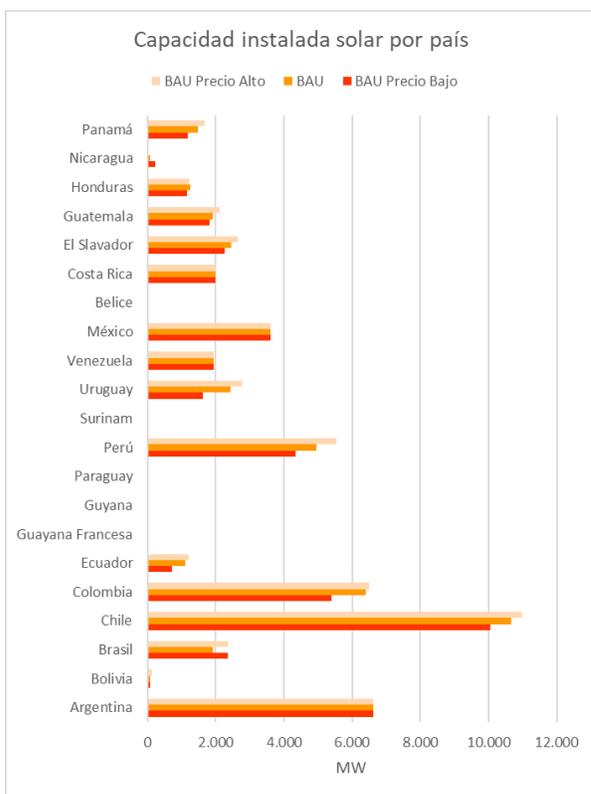


Ilustración 5.27: Capacidad instalada solar por país, escenario BAU, sensibilidad precio combustible.

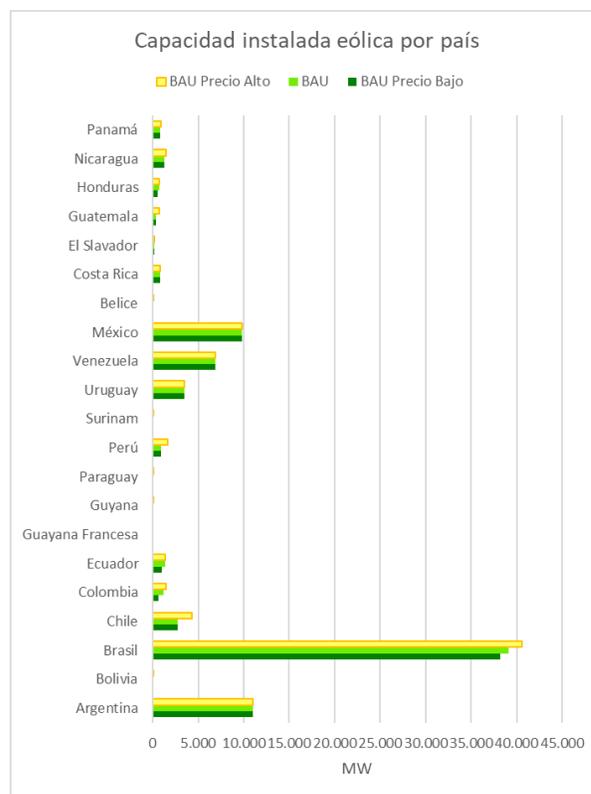


Ilustración 5.28: Capacidad instalada eólico por país, escenario BAU, sensibilidad precio combustible.

5.2.1.2 Escenario Máxima Coordinación

En el caso del escenario MC, al igual que en el escenario BAU, se muestra en la Tabla 5.13 los costos totales asociados a la operación e inversión dentro del horizonte de estudio y los niveles de emisiones por precio de combustible. De aquí se aprecia que a mayores los precios de combustible mayores son los costos totales debido principalmente a la operación, seguido de la inversión realizada a tecnologías de menores costos de producción que no en particular no dependen de combustibles. También se observa una disminución en los niveles de emisiones dado el aumento de precio.

Tabla 5.13: Resultado costo total y emisiones, escenario MC, sensibilidad precio combustible.

Escenario/Sensibilidad	Costo Total [MMMUSD]	Emisiones CO ₂ [Mt]
MC - Precio Base	746,99	6.123,87
MC - Precio Alto	802,78	5.823,77
MC - Precio Bajo	705,15	6.393,37

En lo que se refiere a capacidad instalada, se muestra en la Tabla 5.14 la capacidad por tecnología según la sensibilidad del precio de combustible en que se observa el aumento en capacidad dado el aumento del precio. Lo anterior es explicado debido al cambio en inversión a aquellas tecnologías de menores costo de producción. Esto se aprecia en la Ilustración 5.29, en que el cambio a generación es producido por el aumento en generación renovable, la cual es considerablemente mayor en este escenario que en BAU producto la disponibilidad de recursos dado los niveles de integración entre países.

Se señala en la Ilustración 5.30 e Ilustración 5.31 la localización de la capacidad instalada solar y eólica, en que se destaca el aumento de generación solar en Brasil debido a la capacidad de tráfico entre países.

Tabla 5.14: Capacidad instalada total, escenario MC, sensibilidad precio combustible.

Escenario/Sensibilidad	Capacidad instalada total [GW]
MC – Precio Base	578,34
MC - Precio Alto	601,56
MC - Precio Bajo	569,47

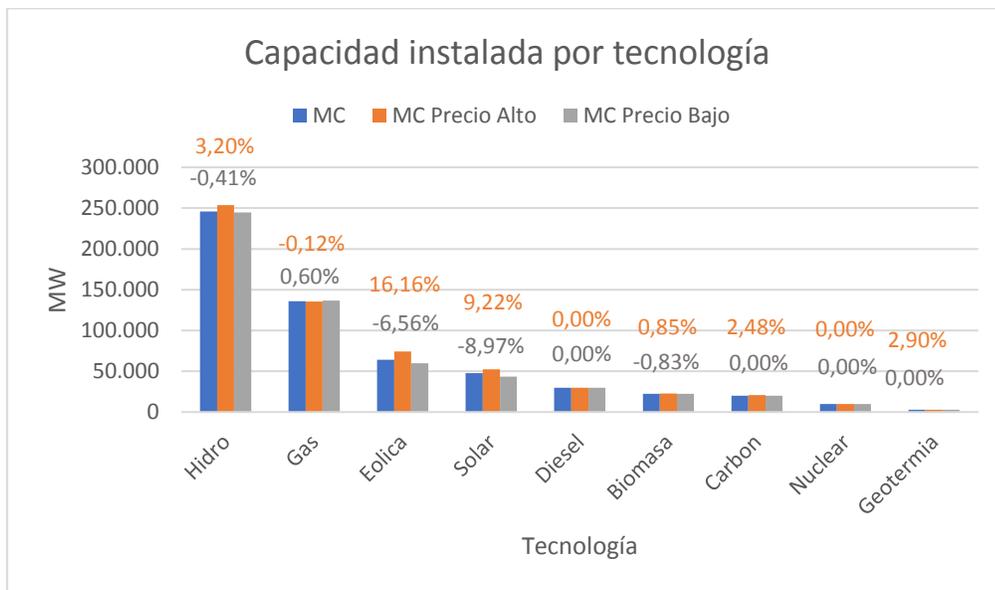


Ilustración 5.29: Capacidad instalada por tecnología, escenario MC, sensibilidad precio combustible.

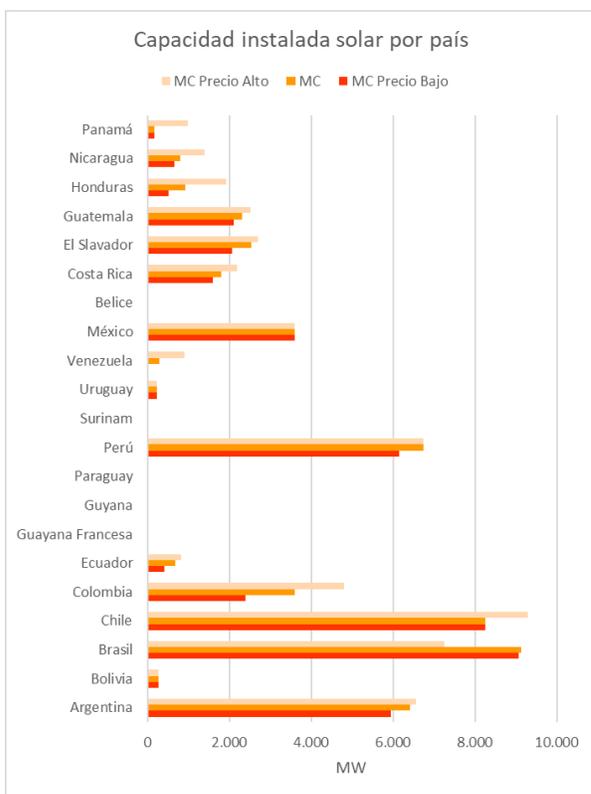


Ilustración 5.30: Capacidad instalada solar por país, escenario MC, sensibilidad precio combustible.

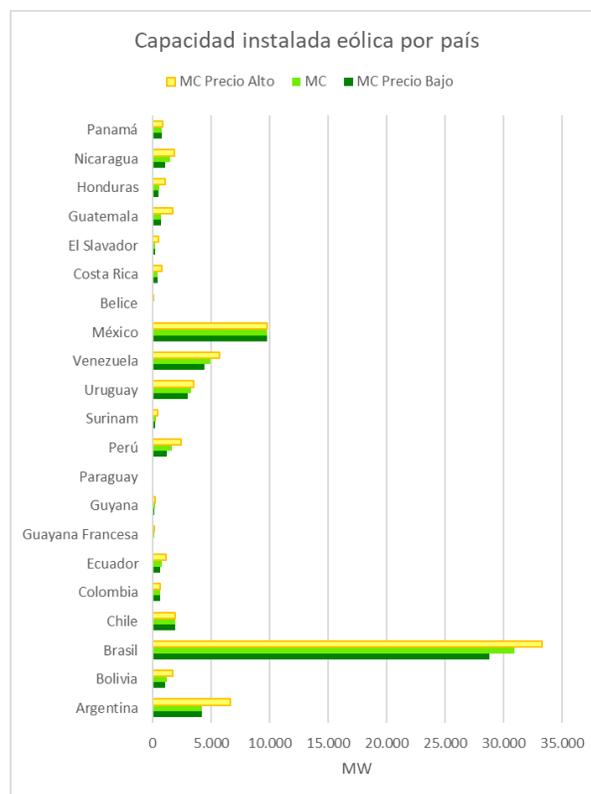


Ilustración 5.31: Capacidad instalada eólico por país, escenario MC, sensibilidad precio combustible.

5.2.1.3 Escenario Alta Penetración Solar

En lo que se refiere al escenario de SC, se señalan al igual que en los escenarios anteriores, en la Tabla 5.15, el costo total asociado a la operación e inversión realizada dentro del periodo de estudio, en que se ve en concordancia con los escenarios antes estudiados con respecto a la disminución de los costos totales y aumento en los niveles de emisiones producto de la disminución en los precios de combustible.

Tabla 5.15: Resultado costo total y emisiones, escenario SC, sensibilidad precio combustible.

Escenario/Sensibilidad	Costo Total [MMMUSD]	Emisiones CO ₂ [Mt]
SC - Precio Base	780,80	5.586,98
SC - Precio Alto	832,78	5.374,95
SC - Precio Bajo	742,02	5.847,63

De igual manera en términos de capacidad instalada el comportamiento es similar a los escenarios ya estudiados, con un aumento de esta a medida que los precios suben, producto del cambio en la tecnología instalada dentro del periodo de estudio, favoreciendo la entrada de generación de bajo costo de operación como son las renovables. En particular, se observa un aumento en capacidad eólica y en solar aun cuando este escenario presenta grandes cantidades de capacidad solar en Chile y altos niveles de interconectividad entre países.

En la Ilustración 5.33 e Ilustración 5.34, se observa la capacidad alcanzada en los países para las tecnologías solar y eólica.

Tabla 5.16: Capacidad instalada total, escenario SC, sensibilidad precio combustible.

Escenario/Sensibilidad	Capacidad instalada total [GW]
SC – Precio Base	634,70
SC - Precio Alto	657,49
SC - Precio Bajo	626,66

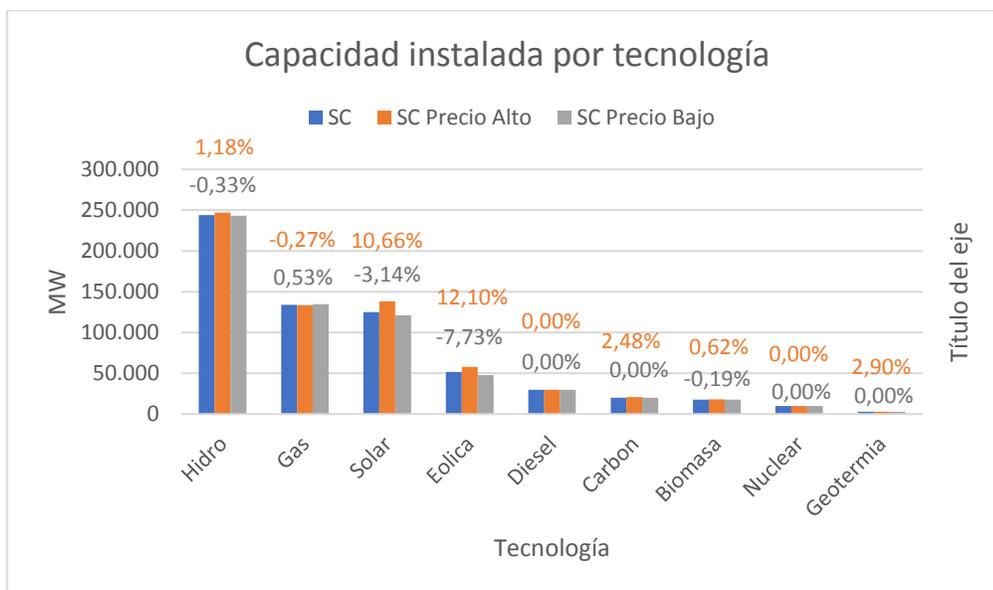


Ilustración 5.32: Capacidad instalada por tecnología, escenario SC, sensibilidad precio combustible.

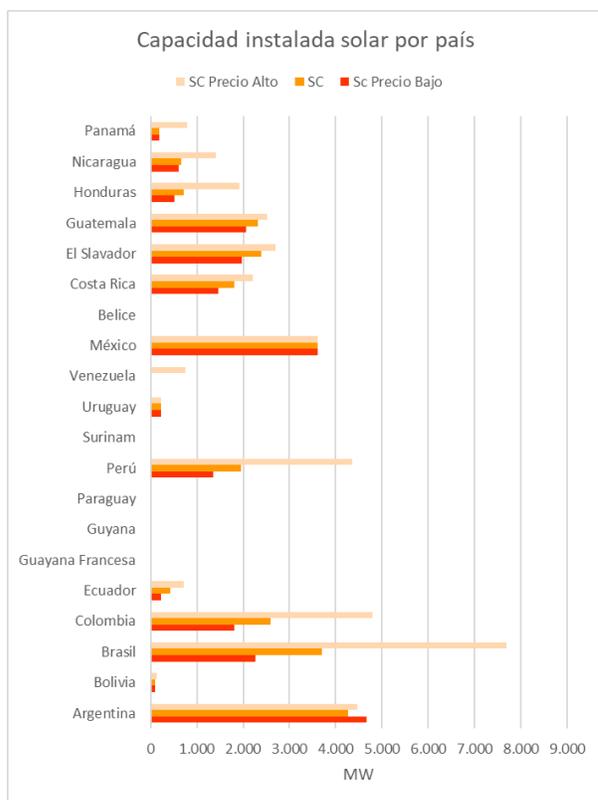


Ilustración 5.33: Capacidad instalada solar por país, escenario SC, sensibilidad precio combustible.

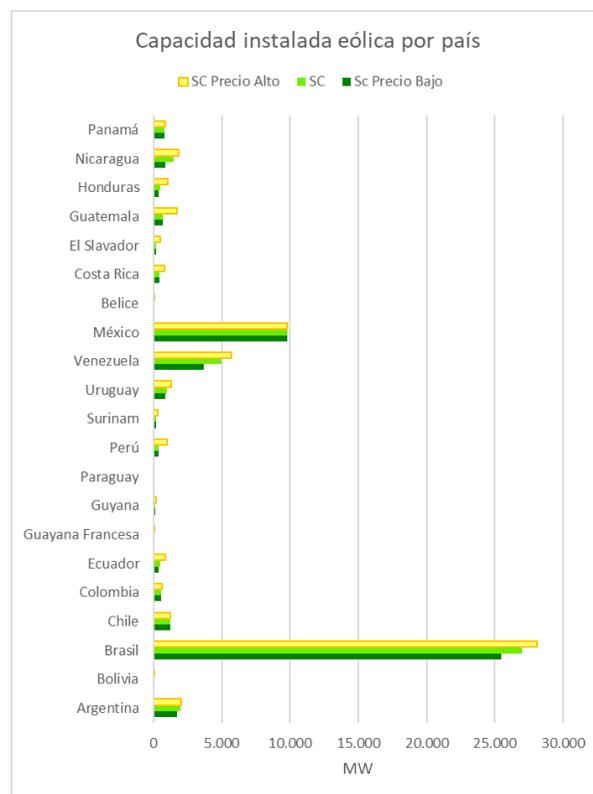


Ilustración 5.34: Capacidad instalada eólico por país, escenario SC, sensibilidad precio combustible.

5.2.2 Impuesto emisiones de carbono

Seguido del análisis de sensibilidades se presenta a continuación, la sensibilidad de la incorporación de precios a las emisiones de CO₂, cuya modalidad es la incorporación de precios altos y bajos para cada escenario, siendo que en estos no se han considerado previamente.

5.2.2.1 Escenario Business As Usual

Para el escenario BAU, se señalan en Tabla 5.17 los costos totales de operación más inversión, junto con los niveles de emisión dado el escenario y sus respectivas sensibilidades. Se aprecia de aquí que la incorporación de costos a las emisiones produce un aumento en los costos totales del sistema dentro del periodo de estudio. Lo anterior se da producto del aumento considerable en los costos de operación, seguido en el aumento en los costos de inversión dado el reemplazo de tecnología a invertir dentro del periodo de estudio. En cuanto a las emisiones, estas disminuyen en concordancia a la incorporación de este costo adicional en un 7,9% y 5,7% para los precios alto y bajos respectivamente.

Tabla 5.17: Resultado costo total y emisiones, escenario BAU, sensibilidad impuesto emisiones de carbono.

Escenario/Sensibilidad	Costo Total [MMMUSD]	Emisiones CO ₂ [Mt]
BAU (inexistentes)	835,56	5.909,94
BAU - Precio Alto	954,41	5.445,83
BAU - Precio Bajo	928,32	5.573,44

En lo que se refiere a la capacidad instalada en América Latina, se presenta la total de esta en Tabla 5.18 y su distribución según tecnología en la Ilustración 5.35. Se aprecia de aquí un aumento en la capacidad total instalada en las sensibilidades, esto producto del reemplazo antes mencionado en la inversión, en que ahora el sistema toma como preferencia instalar tecnologías de baja emisiones como son la hidro, sol y en particular eólica.

Por su parte, se muestra en la Ilustración 5.36 e Ilustración 5.37 la localización por país de la capacidad instalada por medio solar y eólica, en que se aprecia de forma general el aumento en capacidad en tecnología para estas sensibilidades.

Tabla 5.18: Capacidad instalada total, escenario BAU, sensibilidad impuesto a emisiones de carbono.

Escenario/Sensibilidad	Capacidad instalada total [GW]
BAU (inexistentes)	624,87
BAU - Precio Alto	632,56
BAU - Precio Bajo	630,85

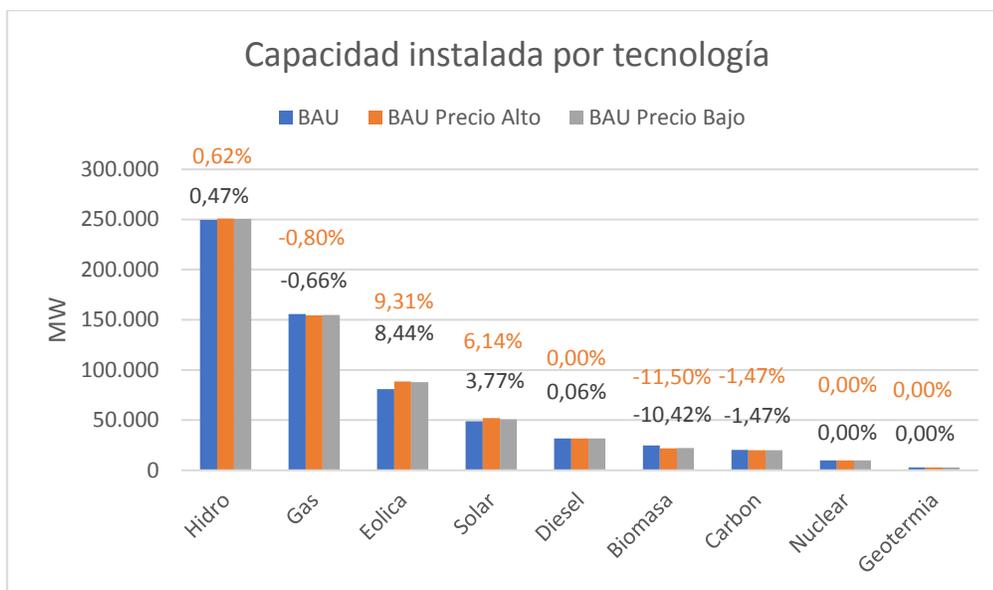


Ilustración 5.35: Capacidad instalada por tecnología, escenario BAU, sensibilidad impuesto a emisiones de carbono.

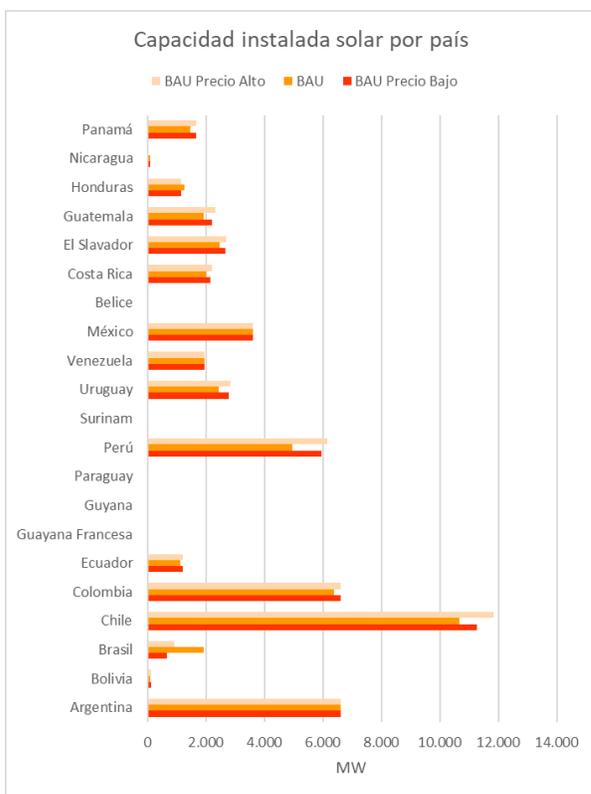


Ilustración 5.36: Capacidad instalada solar por país, escenario BAU, sensibilidad impuesto a emisiones de carbono.

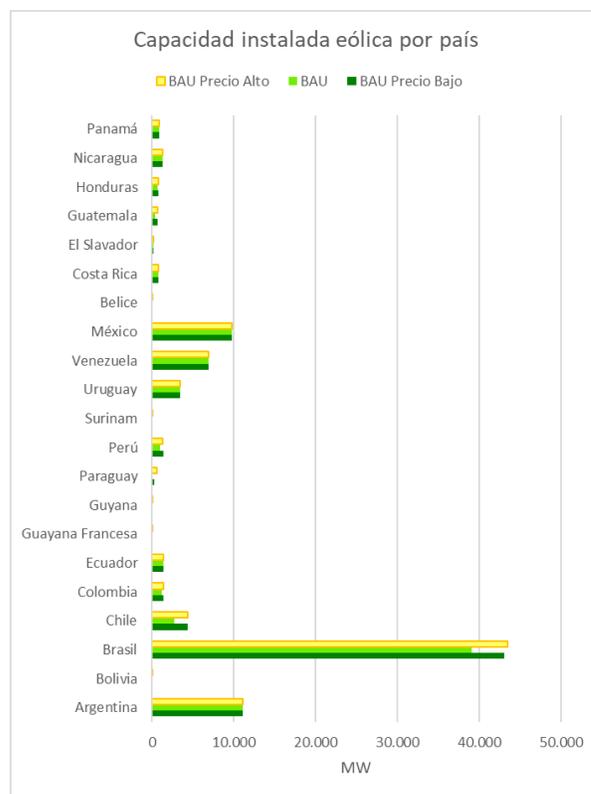


Ilustración 5.37: Capacidad instalada eólica por país, escenario BAU, sensibilidad impuesto a emisiones de carbono.

5.2.2.2 Escenario Máxima Coordinación

Al igual que en el escenario BAU, se muestra para el escenario MC los costos totales y los niveles de emisiones que presenta este escenario con sus sensibilidades. Se aprecia de la Tabla 5.19 como, debido a la incorporación de precios a las emisiones, los costos totales aumentan para las dos sensibilidades producto de un aumento en los costos de operación, y en particular como dichas emisiones disminuyen en la sensibilidad en 16,1% para el caso de precio alto y un 13,0% para el caso del precio bajo con respecto al escenario.

Tabla 5.19: Resultado costo total y emisiones, escenario MC, sensibilidad impuestos a emisiones de carbono.

Escenario/Sensibilidad	Costo Total [MMMUSD]	Emisiones CO ₂ [Mt]
MC (inexistentes)	746,99	6.123,87
MC - Precio Alto	863,64	5.136,07
MC - Precio Bajo	838,80	5.326,08

En el caso del sector generación se muestra en la Tabla 5.20 y la Ilustración 5.38 el resultado de la capacidad instalada al término del periodo, y la diferencia en capacidad por tecnología según sensibilidad. Se aprecia, al igual que en el escenario BAU, un cambio en las tecnologías de generación de aquellas contaminantes a aquellas libres de emisiones. También, producto de las interconexiones se aprecia que dicho cambio es mayor con respecto al escenario BAU y sus sensibilidades debido al aumento en disponibilidad de recursos a utilizar.

Por otra parte, se muestra en la Ilustración 5.39 e Ilustración 5.40 la ubicación por país la ubicación en capacidad de la generación por medio solar y eólico.

Tabla 5.20: Capacidad instalada total, escenario MC, sensibilidad impuesto a emisiones de carbono.

Escenario/Sensibilidad	Capacidad instalada total [GW]
MC (inexistentes)	578,34
MC - Precio Alto	603,13
MC - Precio Bajo	598,11

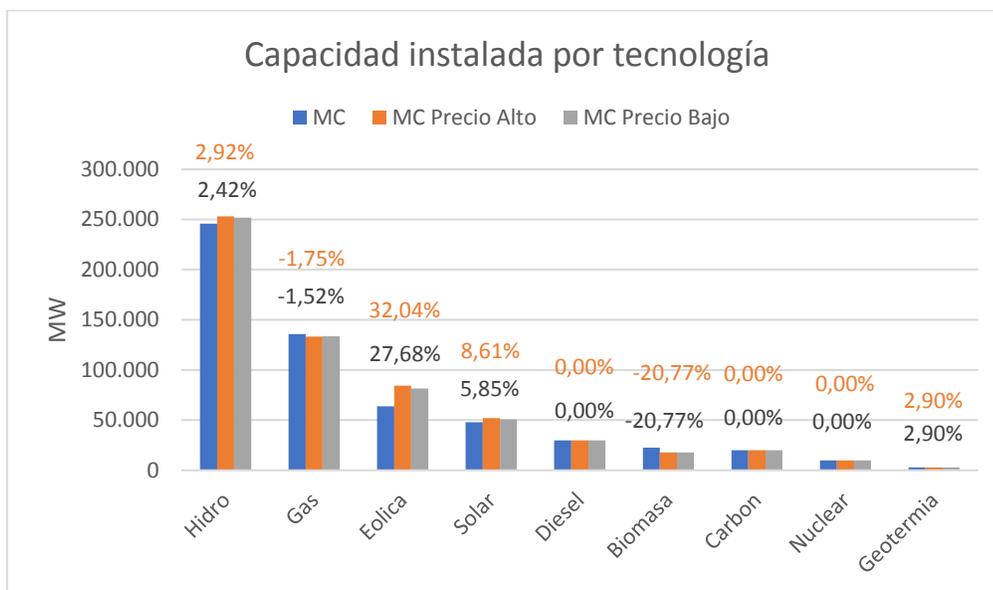


Ilustración 5.38: Capacidad instalada por tecnología, escenario MC, sensibilidad impuesto a emisiones de carbono.

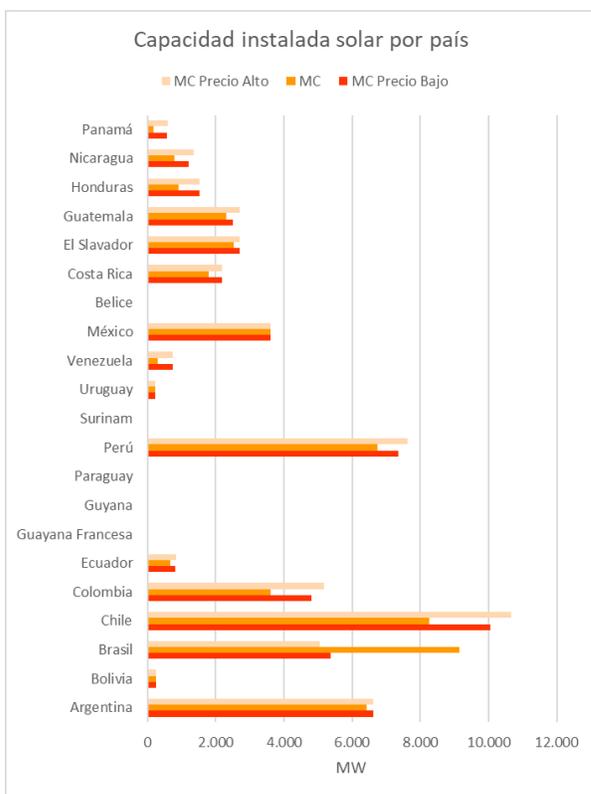


Ilustración 5.39: Capacidad instalada solar por país, escenario MC, sensibilidad impuesto emisiones de carbono.

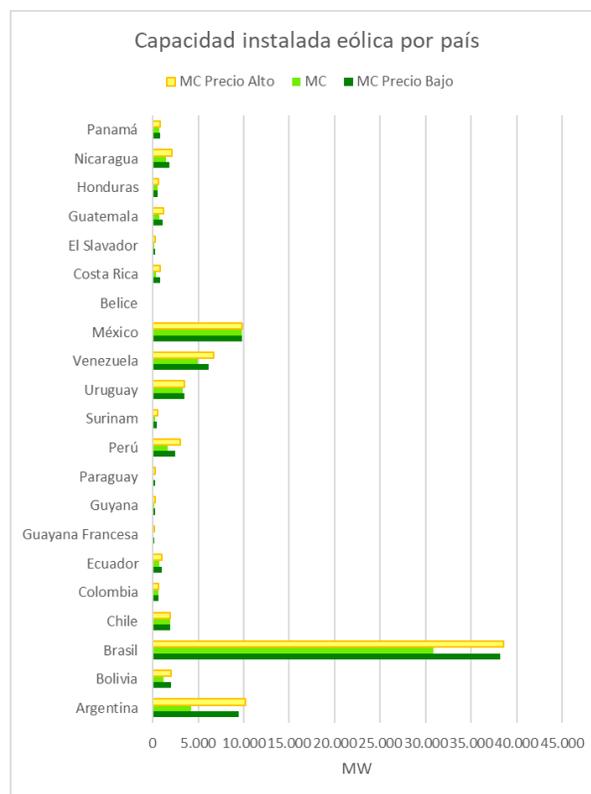


Ilustración 5.40: Capacidad instalada eólica por país, escenario MC, sensibilidad impuesto emisiones de carbono.

5.2.2.3 Escenario Alta Penetración Solar en Chile

En el caso de las sensibilidades de impuesto a emisiones de carbono para el escenario de Alta Penetración Solar en Chile, se muestra en la Tabla 5.21 los costos y emisiones relacionados. Al igual que con los escenarios anteriores, se aprecia un incremento en los costos totales de las sensibilidades producto del aumento de costos en la operación dada la incorporación de costos a la emisión de CO₂. Por su parte, las emisiones bajan en un 11,5% y 8,8% para las sensibilidades alta y bajas en relación al escenario.

Tabla 5.21: Resultado costo total y emisiones, escenario SC, sensibilidad impuesto a emisiones de carbono.

Escenario/Sensibilidad	Costo Total [MMMUSD]	Emisiones CO ₂ [Mt]
SC (inexistentes)	780,80	5.586,98
SC - Precio Alto	890,07	4.942,07
SC - Precio Bajo	866,35	5.094,50

En lo que corresponde a capacidad en generación, se señalan en la Tabla 5.22 y en la Ilustración 5.41 la capacidad total instalada y por tecnología al término del periodo, en donde se aprecia de forma general resultados similares a los escenarios anteriores, y que destaca el hecho de que el sistema decida aumentar la instalación del parque solar aún más a pesar de la masiva entrada de esta tecnología en Chile para este escenario.

Por otro lado, se señala en la Ilustración 5.42 e Ilustración 5.43 la capacidad instalada de las tecnologías solar y eólica por país en que se ve de forma general el aumento de estas por país.

Tabla 5.22: Capacidad instalada total, escenario SC, sensibilidad impuesto a emisiones de carbono.

Escenario/Sensibilidad	Capacidad instalada total [GW]
SC (inexistentes)	634,70
SC - Precio Alto	655,39
SC - Precio Bajo	652,19

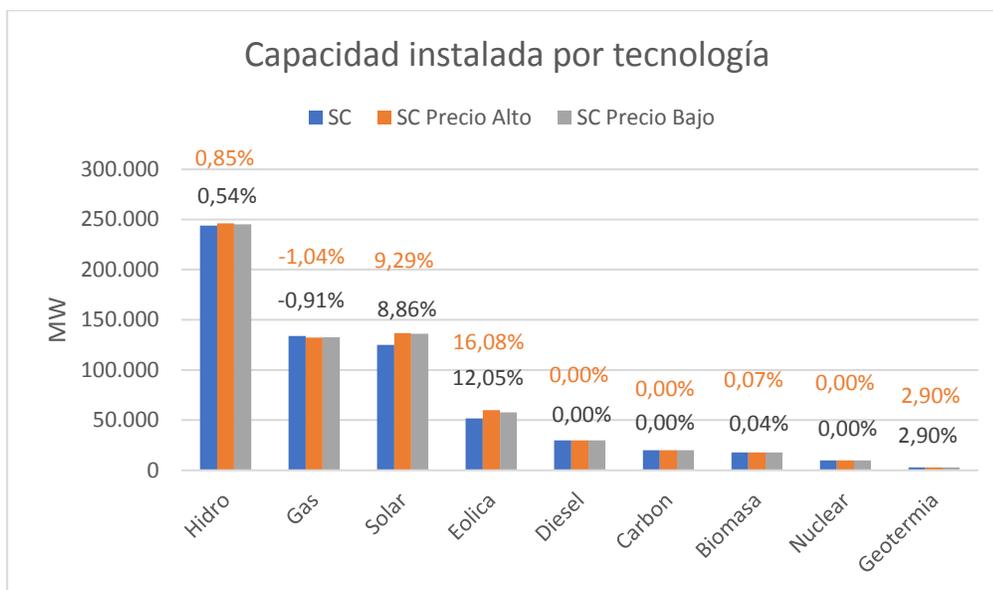


Ilustración 5.41: Capacidad instalada por tecnología, escenario SC, sensibilidad impuesto a emisiones de carbono.

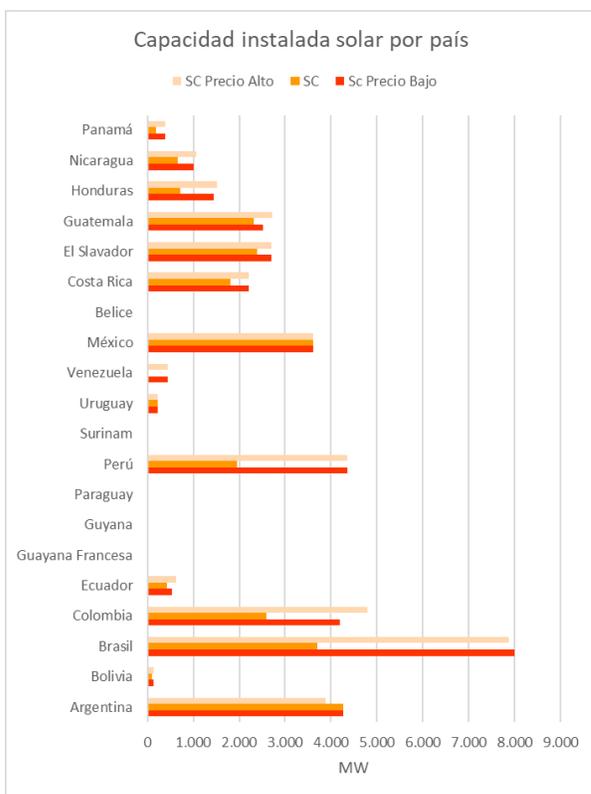


Ilustración 5.42: Capacidad instalada solar por país, escenario SC, sensibilidad impuesto a emisiones de carbono.

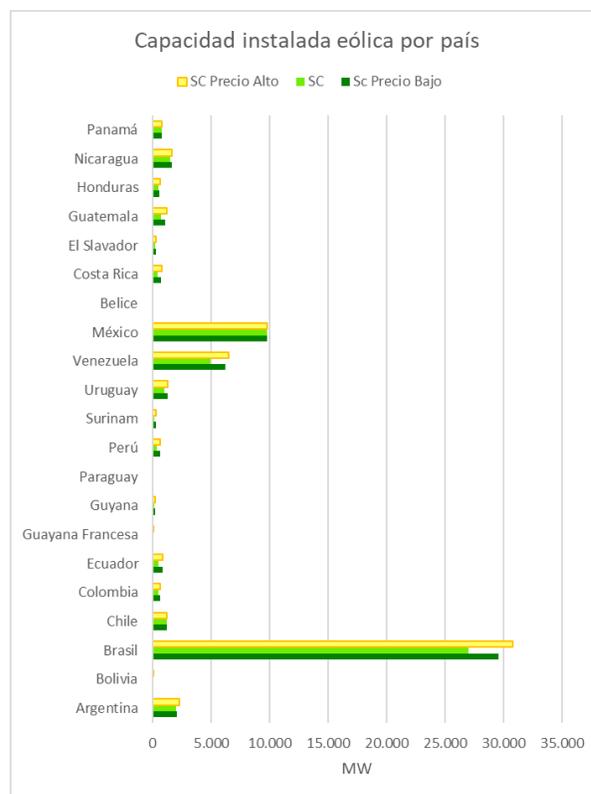


Ilustración 5.43: Capacidad instalada eólica por país, escenario SC, sensibilidad impuesto a emisiones de carbono.

5.2.3 Integración Renovable

A continuación, se muestran los resultados de sensibilidad de incorporación renovable, en que se han duplicado para el escenario de Máxima Coordinación y Alta Penetración Solar en Chile la capacidad máxima permitida de incorporación solar y eólica para todos los países desde el 2022 en adelante.

5.2.3.1 Escenario Máxima Coordinación

Se señala para el escenario MC, en la Tabla 5.23 los costos totales de inversión y operación dentro del periodo de estudio, junto con las emisiones de CO₂. De aquí se aprecia en el caso de mayor incorporación renovable una disminución en los costos totales a su vez que una disminución en las emisiones. Lo anterior, señala que un incremento en participación renovable resulta beneficioso tanto en términos de costo como en el impacto ambiental relacionado a emisiones de CO₂.

Tabla 5.23: Resultado costo total y emisiones, escenario MC, sensibilidad integración renovable.

Escenario/Sensibilidad	Costo Total [MMMUSD]	Emisiones CO ₂ [Mt]
MC	746,99	6.123,87
MC - Renovable	742,68	6.029,64

En lo que supone la matriz energética como conjunto en América Latina, se aprecia en la Tabla 5.24 un aumento en capacidad instalada la cual está estrechamente relacionada con el aumento en incorporación eólica y particularmente solar, cuyas tecnologías de generación presentan menores factores de plantas en relación a las convencionales y que explican el aumento antes mencionado. Esta incorporación se señala en la Ilustración 5.44.

Por su parte, en la Ilustración 5.45 e Ilustración 5.46 se puede ver en qué sectores se incorpora esta generación solar y eólica por país, en que destaca el aumento solar en México y Brasil.

Tabla 5.24: Capacidad instalada total, escenario MC, sensibilidad integración renovable.

Escenario/Sensibilidad	Capacidad instalada total [GW]
MC	578,34
MC - Renovable	598,01

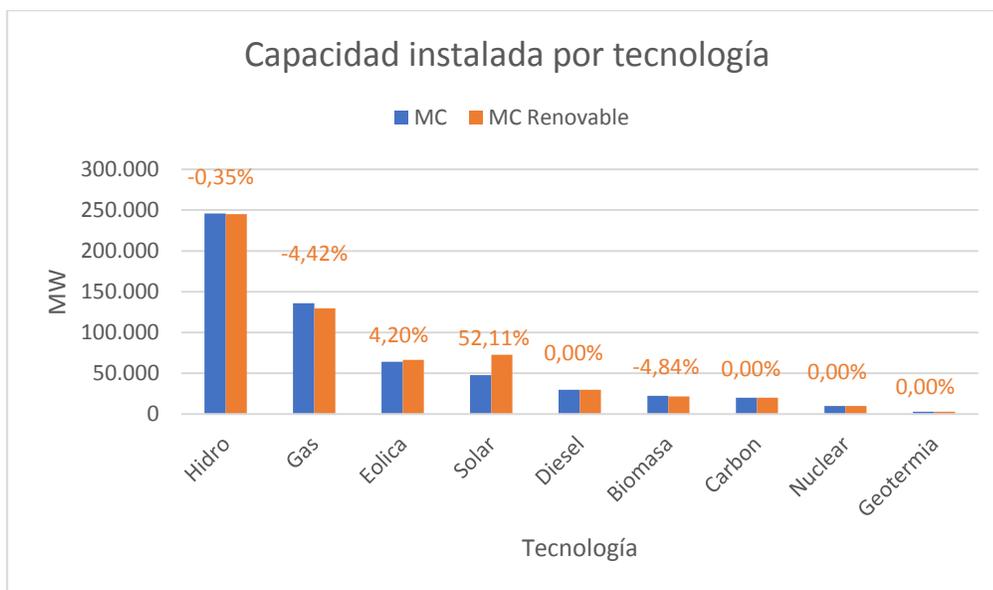


Ilustración 5.44: Capacidad instalada por tecnología, escenario MC, sensibilidad integración renovable.

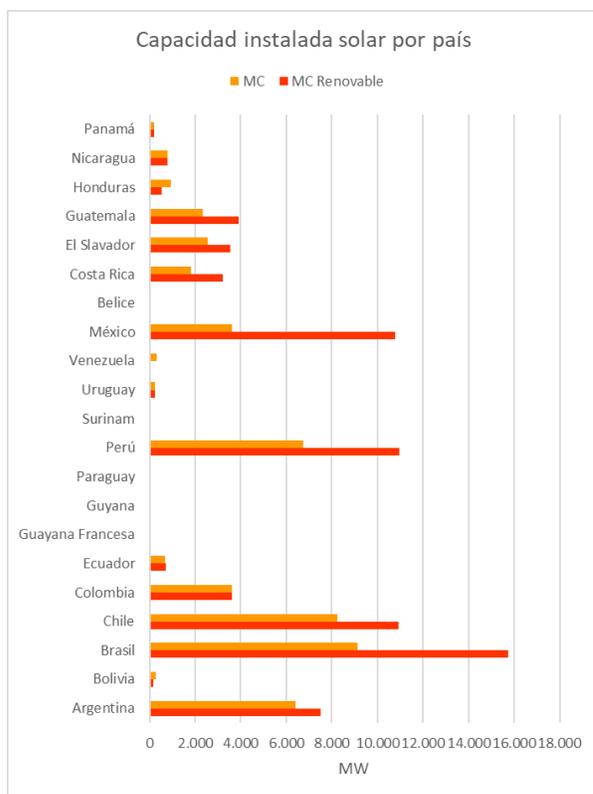


Ilustración 5.45: Capacidad instalada solar por país, escenario MC, sensibilidad integración renovable.

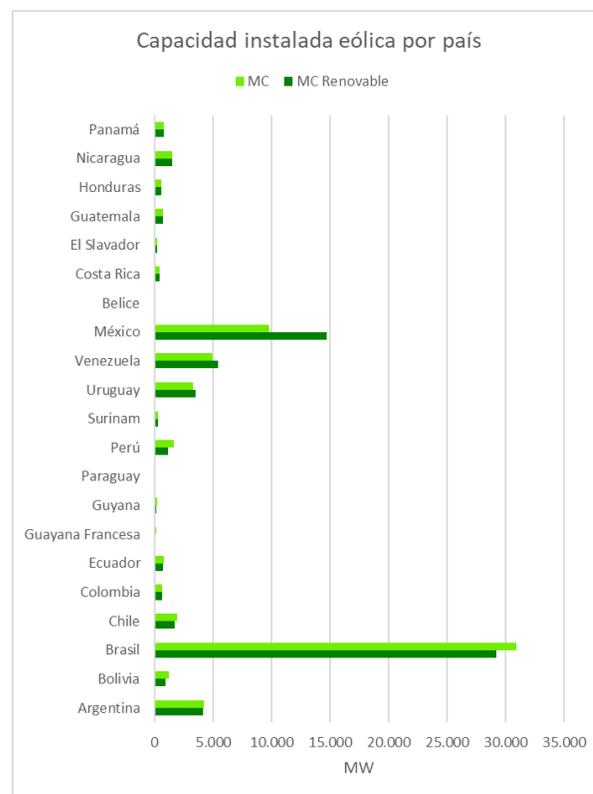


Ilustración 5.46: Capacidad instalada eólica por país, escenario MC, sensibilidad integración renovable.

5.2.3.2 Escenario Alta Penetración Solar

En el caso del escenario SC con penetración renovable, se señala en la Tabla 5.25 los resultados tanto de costo total en operación más inversión y los niveles de emisión. De aquí se aprecia, al igual que en el escenario MC, que la incorporación de nuevos candidatos de generación eólica y solar disminuyen los costos totales y los niveles de emisión.

Tabla 5.25: Resultado costo total y emisiones, escenario SC, sensibilidad integración renovable.

Escenario/Sensibilidad	Costo Total [MMMUSD]	Emisiones CO ₂ [Mt]
SC	780,80	5.586,98
SC - Renovable	777,55	5.527,00

Por su parte, en la Tabla 5.26 se muestra la capacidad instalada total, la cual aumenta con la posibilidad de nueva incorporación renovable la cual sustituye otro tipo de tecnologías tales como gas e hidro como se aprecia en Ilustración 5.47.

En lo que respecta a la distribución de capacidad por medio eólico y solar, se muestra en la Ilustración 5.48 e Ilustración 5.49 la capacidad de estas por país en que se aprecia que el aumento de generación solar esta principalmente en México y los países de Centro América.

Tabla 5.26: Capacidad instalada total, escenario SC, sensibilidad integración renovable.

Escenario/Sensibilidad	Capacidad instalada total [GW]
SC	634,70
SC - Renovable	645,62

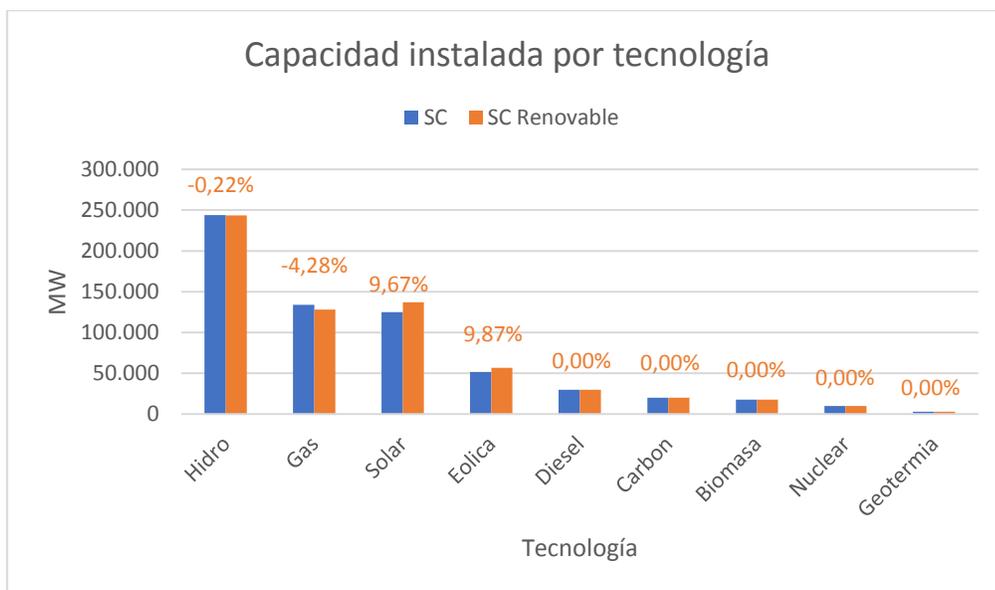


Ilustración 5.47: Capacidad instalada por tecnología, escenario SC, sensibilidad integración renovable.

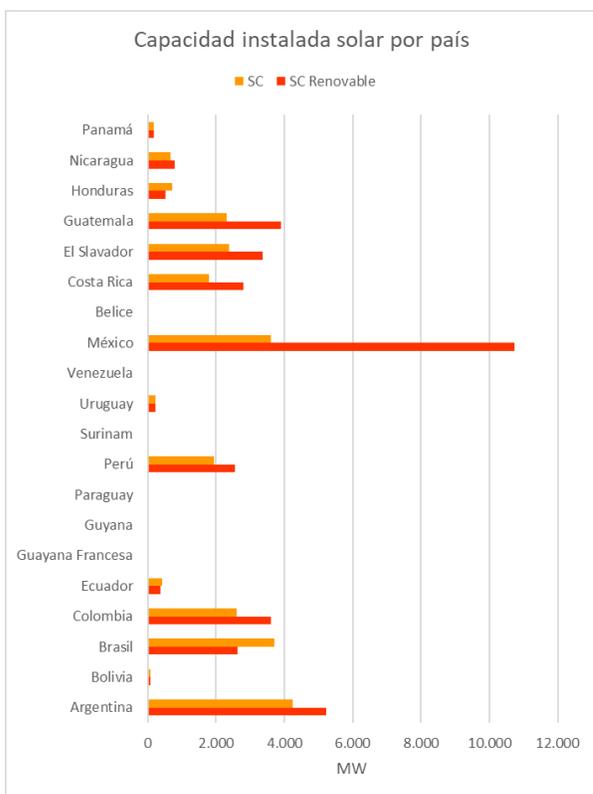


Ilustración 5.48: Capacidad instalada solar por país, escenario SC, sensibilidad integración renovable.

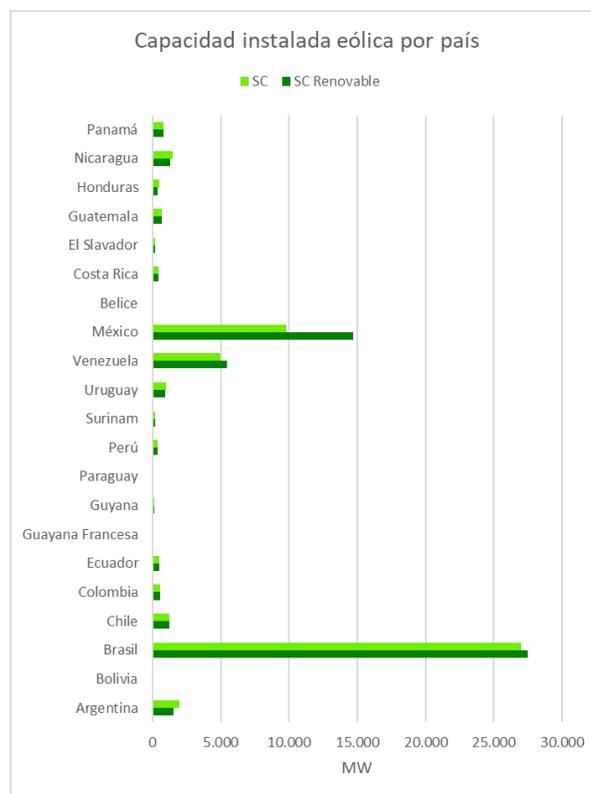


Ilustración 5.49: Capacidad instalada eólica por país, escenario SC, sensibilidad integración renovable.

5.2.4 Penetración Solar

Como última sensibilidad se presenta el caso de alta penetración solar, en el cual se han modificado las restricciones del escenario SC con el fin de alcanzar el objetivo de una incorporación de capacidad solar en Chile de 70 y 150 GW, a diferencia del escenario que presenta 100 GW.

Se muestran en primer lugar, en la Tabla 5.27, los costos totales y la producción de emisiones de CO₂ de forma comparativa con el escenario SC. Se aprecia de aquí como los costos totales aumentan con la incorporación de mayor capacidad instalada solar, debido a que si bien los costos operacionales disminuyen el aumento en la inversión resulta ser significativa produciendo así el aumento en los costos. Por otra parte, en el caso de las emisiones se muestra que al disminuir la capacidad solar en Chile en 30 GW las emisiones aumentan un 1,1% y el aumento de 50 GW produce una disminución del 5,0%.

Tabla 5.27: Costos totales y emisiones, sensibilidad penetración solar.

Escenario/Sensibilidad	Costo Totales [MMMUSD]	Emisiones CO ₂ [Mt]
SC	780,80	5.586,98
SC-70GW	771,36	5.651,03
SC-150GW	827,14	5.309,53

Por su parte, se presenta la diferencia de capacidad instalada dada las sensibilidades y por tecnología en América Latina, en que de la Tabla 5.28 y la Ilustración 5.50 se aprecian como el aumento o disminución de la capacidad mediante generación solar afecta principalmente la capacidad instalada eólica y en menor medida la de gas.

También, al igual que las anteriores sensibilidades, se muestra en la Ilustración 5.51 e Ilustración 5.52 la capacidad renovable por país para las tecnologías solar y eólica, donde se ha excluido a Chile en el caso solar. Se aprecia de estas ilustraciones que para el caso solar los países colindantes tienden a disminuir su instalada capacidad a medida que se incorpora generación por parte de Chile, como el caso de Perú y Brasil, mientras que en el caso eólico ocurre una situación similar, en especial Brasil. Lo anterior indica un claro reemplazo debido a la incorporación de generación solar en Chile a medida que esta crece.

Tabla 5.28: Capacidad instalada total, sensibilidad penetración solar.

Escenario/Sensibilidad	Capacidad instalada total [GW]
SC	634,70
SC-70GW	614,95
SC-150GW	668,76

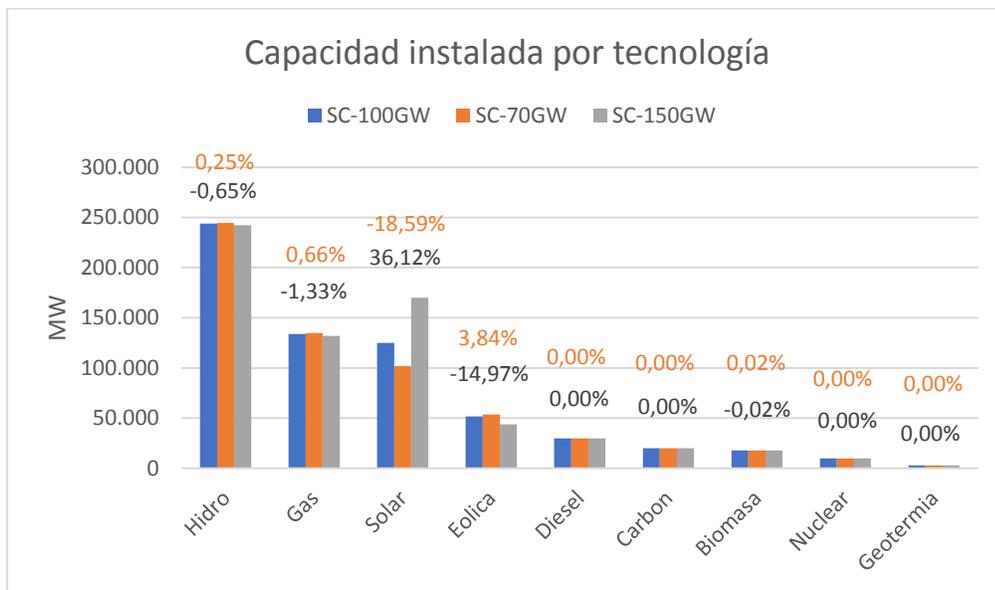


Ilustración 5.50: Capacidad instalada por tecnología, sensibilidad penetración solar.



Ilustración 5.51: Capacidad instalada solar por país, sensibilidad penetración solar.

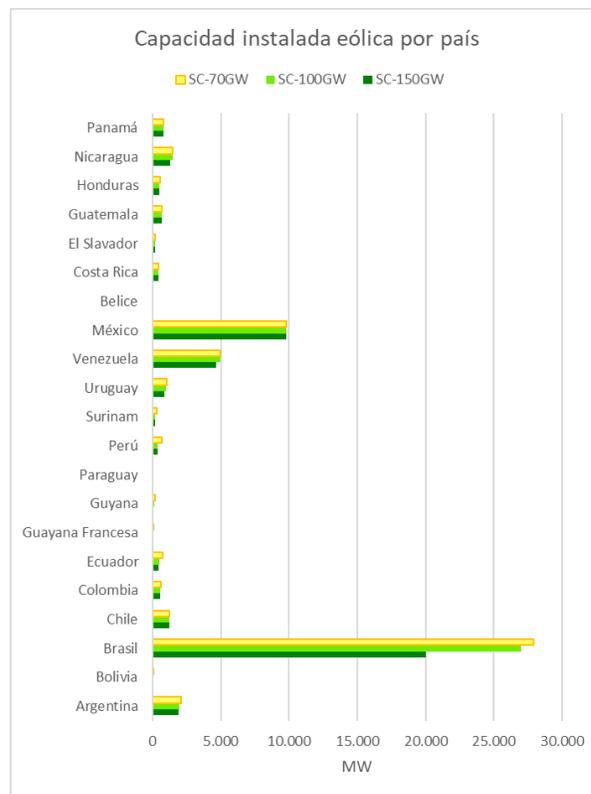


Ilustración 5.52: Capacidad instalada eólica por país, sensibilidad penetración solar.

Finalmente, y a diferencia de las anteriores sensibilidades, se muestra en la Ilustración 5.53 el costo total asociado al incremento de capacidad solar para los escenarios MC, SC y las sensibilidades de penetración solar, en referencia al costo total alcanzado por el escenario BAU. De esta ilustración se observa en primer lugar que en la medida que el sistema permita traspasos de energía eléctrica entre países, los costos totales tienden a ser menores que en el escenario BAU, producto del mejor manejo de los recursos presente en los diferentes sistemas. Por otra parte, se aprecia que la incorporación de generación por medio solar si bien aún permite reducir los costos totales del sistema en comparación al escenario BAU, este presenta un límite cercano a los 150 GW de capacidad solar antes que los costos sean superiores a los de BAU. También se aprecia como los escenarios de capacidad solar son superiores en costos al escenario MC debido principalmente a la inversión realizada.

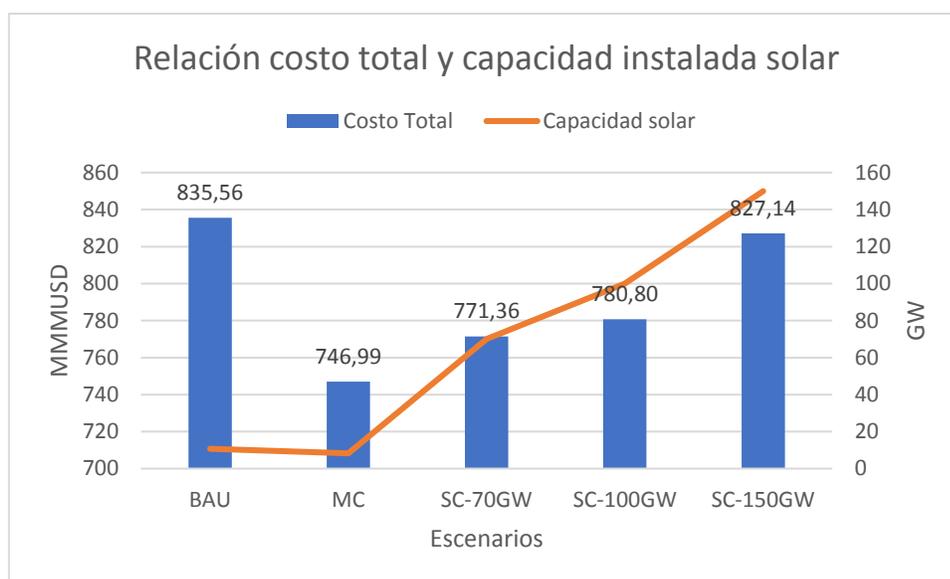


Ilustración 5.53: Relación de costo total y capacidad instalada solar, sensibilidad penetración solar.

5.3 Caso particular: Chile

En lo que sigue se estudia el caso particular de Chile para los tres escenarios antes presentado. El propósito es visualizar los efectos que estos escenarios producen en dicha nación, tomando en consideración que uno de ellos impacta de forma directa el desarrollo del país. En particular se revisan las capacidades instaladas de generación por nodo del sistema y la evolución de las líneas al final del periodo de estudio.

Como primer resultado, se muestra para esta región los costos totales de operación e inversión, desagregados por sector de generación e inversión para cada escenario. Se observa en la Tabla 5.29 como varían dichos costos por escenario, en donde el escenario que presenta menores costos para Chile es el de Máxima Coordinación, seguido del Business As Usual y finalmente el escenario de Alta Penetración Solar en Chile. En particular, se observan que los costos del escenario de Alta Penetración son mayores debido a la incorporación de la gran capacidad solar, que afecta directamente a la inversión en generación y en menor medida a la operación, esto debido a que si

bien los costos de operación de la generación solar son bajos, estos no son nulos. En lo que respecta a la inversión en líneas se tienen en consideración valores nulos para el escenario Business As Usual pues en este solo se han considerados los proyectos en fase de construcción y planificados, por otro lado en el caso del escenario de Alta Penetración Solar en Chile el aumento de capacidad solar obliga al aumento en inversión en líneas particularmente las de interconexión con Argentina.

Tabla 5.29: Costos de inversión y operación para Chile, escenario BAU, MC y SC.

Escenario	Costo operacional Generación [MMMUSD]	Inversión Generación [MMMUSD]	Inversión líneas [MMMUSD]	Costo Total [MMMUSD]
Business As Usual	42,3	12,9	0,0	55,2
Máxima Coordinación	33,0	4,1	0,4	37,6
A. P. Solar en Chile	34,5	91,9	6,2	132,5

En lo que se refiere al sector generación, se muestra la capacidad instalada que presenta Chile en su conjunto por tecnología y por nodo perteneciente al sistema en cuestión. En la Tabla 5.30 se puede apreciar la capacidad instalada por tecnología según escenario al término del periodo de estudio, en donde se ve para todos los escenarios que la tecnología por medio solar es la que cubre mayor capacidad. Se ve también, como el aumento de las interconexiones en América Latina disminuye la necesidad de construir más generación para el periodo y que para el caso del escenario de Alta Penetración Solar se aprecia un ligero reemplazo de tecnología como es la eólica.

Por su parte, se muestra en la Tabla 5.31 en que localización de Chile es instalada dicha capacidad, donde se aprecia que el lugar de preferencia es el nodo SIC_Centro, nodo que concentra la mayor demanda en Chile y que en el caso de los escenarios de mayor integración existe como candidato la unión de los nodos SIC_Centro de parte de Chile y Rodríguez de parte de Argentina. Además, se muestra un aumento de capacidad instalada en los nodos del SING para el escenario de Alta Penetración en Chile.

Tabla 5.30: Capacidad instalada total y por tecnología en Chile en MW al año 2030, escenario BAU, MC, SC.

Tecnología	BAU	MC	SC
Solar	10.659	8.260	99.991
Hidro	9.149	7.043	7.043
Carbón	4.913	4.913	4.913
Diesel	4.807	4.807	4.807
Gas	3.890	2.855	2.855
Eólica	2.731	1.931	1.231
Biomasa	503	503	503
Geotermia	48	48	48
Total	36.700	30.360	121.391

Tabla 5.31: Capacidad instalada total por nodo en Chile en MW al año 2030, escenario BAU, MC, SC.

Nodo	BAU	MC	SC
SING_Norte	575	575	575
SING_Centro	4.338	3.395	9.523
SING_Sur	2.172	2.172	2.172
SIC_Norte	1.772	1.219	1.900
SIC_CentroNorte	5.689	2.852	4.252
SIC_Centro	12.125	12.224	95.046
SIC_CentroSurAncoa	2.420	2.420	2.420
SIC_CentroSurCharrua	4.213	4.213	4.213
SIC_Sur	3.396	1.290	1.290
Total	36.700	30.360	121.391

Finalmente, en lo que se refiere al sistema de transmisión se muestra en Tabla 5.32 la capacidad de transporte entre los nodos del sistema nacional chileno, en que se ve un aumento considerable en las líneas que unen los nodos del SIC_Centro hacia al norte para el caso del escenario de Alta Penetración. Esto con el fin de evacuar la generación excedente al resto del territorio latino americano.

Tabla 5.32: Capacidad de transporte entre nodos en Chile en MVA al año 2030, escenario BAU, MC y SC.

Nodo Origen	Nodo Destino	BAU	MC	SC
SING_Centro	SIC_CentroNorte	1.500	1.500	7.353
SING_Norte	SING_Centro	473	473	473
SING_Centro	SING_Sur	386	411	386
SIC_Norte	SIC_CentroNorte	540	540	540
SIC_CentroNorte	SIC_Centro	1.516	1.834	8.609
SIC_Centro	SIC_CentroSurAncoa	2.806	2.806	2.806
SIC_CentroSurAncoa	SIC_CentroSurCharrua	3.480	3.480	3.480
SIC_CentroSurCharrua	SIC_Sur	2.028	2.028	2.028

6. Conclusiones

6.1 Conclusiones generales

El presente trabajo ha permitido visualizar el desarrollo de América Latina hacia un futuro de integración eléctrica y explotación de los diversos recursos que esta región presenta, en particular el recurso solar que se encuentra en la zona norte de Chile. Lo anterior ha sido elaborado mediante la modelación de los diferentes sistemas nacionales que componen a América Latina, tanto a nivel individual como en su conjunto.

Esto ha permitido realizar la evaluación de los diferentes escenarios desarrollados a lo largo del estudio, concluyéndose así en forma general que la integración eléctrica entre los países de América Latina permite aprovechar de manera más eficiente los recursos disponibles a lo largo y ancho de la región, disminuyendo los costos operacionales y de inversión. Por otro lado, en este trabajo se ha demostrado la capacidad que posee el recurso solar en Chile para satisfacer en gran medida las demandas energéticas presentes en la región, disminuyendo así los costos totales y la cantidad de emisiones del conjunto Latinoamericano en comparación al escenario de referencia.

Con lo anterior, el presente trabajo ha logrado extender el análisis del estudio “Grid of the Future – Development of a Clean and Sustainable Grid in Latin America”, acerca de interconexiones internacionales en América Latina, donde se destaca la perspectiva desde Chile como principal exportador de energía proveniente de la generación solar.

6.2 Conclusiones específicas

El trabajo ha permitido realizar un desarrollo y análisis de escenarios de interconexiones eléctricas e integración de generación renovable. Lo anterior, se ha traducido en la confección de los tres escenarios base de inspección revisados a lo largo del documento, que incluyen al escenario Business As Usual (BAU), donde se busca visualizar la evolución de América Latina hacia el futuro, desarrollándose del mismo modo con el que se ha hecho hasta la fecha, en cuanto a los niveles de interconexión entre los países y con un limitado desarrollo de generación renovable (Se replica el escenario desarrollado por el IDB); el escenario Máxima Coordinación (MC), donde son introducidos holgados candidatos en capacidad de líneas para la interconexión eléctrica y se eliminan las restricciones de autosuficiencia por país presentes en el escenario BAU; y el escenario Alta Penetración Solar en Chile (SC), que al igual que el escenario MC se introducen holgados candidatos de interconexión eléctrica, se eliminan las restricciones de autosuficiencia. Para este último, se ha impuesto como meta al 2030 un total de 100 GW de capacidad instalada de generación solar en Chile.

Por otra parte, se han efectuado análisis de sensibilidad para los escenarios antes mencionados, las que incluyen variación del precio de combustible, incorporación de impuestos a las emisiones de carbono, aumento en integración de generación renovable, y variaciones de la capacidad en generación solar en Chile para el escenario de Alta Penetración Solar.

En cuanto al análisis de los resultados se han revisado los costos asociados a la inversión y operación, además de los niveles de emisiones de CO₂ por escenario. También, se ha realizado tanto para la región completa como por país un análisis de costo y beneficio para el sector generación, el sector demanda, y el conjunto de todos sectores.

6.2.1 Conclusiones de escenarios

De los resultados de los escenarios, se tiene que en el escenario de referencia BAU los costos totales de operación e inversión dentro del periodo de estudio son de 835,56 MMMUSD, mientras que el nivel de emisiones es de 5.909,94 Mt. Por otra parte, en el escenario MC se tiene que los costos son de 746,99 MMMUSD, es decir, 88,57 MMMUSD menos que en el BAU, y los niveles de emisiones son de 6.123,87 Mt, un 3,6% más con respecto al BAU. En cuanto al escenario SC los costos ascienden a 780,80 MMMUSD, que corresponde a 54,76 MMMUSD menos que en el BAU, y el nivel de emisiones es de 5.586,98 Mt, un 5,5% menos en comparación al BAU.

Dado los anteriores resultados, se concluye que al permitirle a los diferentes sistemas nacionales integrarse entre sí puedan disminuir los costos totales tanto de operación como de inversión. En particular, esto se ve reflejado en el escenario MC producto del mejor aprovechamiento de los recursos que el nuevo sistema interconectado latinoamericano permite, lo cual se traduce en una capacidad instalada para este escenario de 578,34 GW, es decir una disminución de 46,5 GW con respecto al escenario BAU. Por otra parte, el aumento de integración entre los países produce un alza en los niveles de emisiones ya que se utiliza mayor generación en base a biocombustible, la cual presenta bajos costos operacionales frente a otras tecnologías. Esto no es necesariamente un aspecto negativo si se considerara a los biocombustibles como parte de un ciclo de carbono neutral.

En cuanto al escenario SC, si bien este escenario resulta ser menos costoso en relación al escenario BAU, este presenta mayores costos que en el escenario MC. Lo anterior, debido principalmente a la inversión asociada en generación solar en Chile, la cual resulta ser significativamente mayor en comparación con la disminución en los costos asociados a la operación. Esto se ve reflejado en la capacidad instalada al término del horizonte para este escenario resultando ser de 634,70 GW, 9,8 GW más con respecto al escenario BAU. Por otra parte, el aumento de inversión solar produce una disminución en la inversión de otras tecnologías, siendo la principal la tecnología afectada la eólica con un 36,3% menos en relación al BAU, seguida de la generación por biomasa con un 28,0% menos en comparación al BAU. Cabe mencionar que el aparente bajo porcentaje de disminución de emisiones respecto del BAU se relaciona con que la energía solar impueta sustituye principalmente energía eólica del escenario BAU.

En lo que respecta al análisis de costo-beneficio, este se ha estudiado por sector, en donde para el sector generación el escenario que presenta mayores utilidades es el MC, seguido del BAU y del SC. Lo anterior, tiene relación con el mayor uso de la generación ya en servicio producto de la mayor integración, disminuyendo así la inversión en nuevas centrales. En términos generales por país las utilidades son mayores en el escenario MC.

Por otra parte, en el caso del sector demanda, el escenario que presenta menores costos es el escenario SC, seguido del MC y finalmente el BAU. Esto debido a la incorporación de centrales de bajo costo de operación como son las de generación por medio solar, las cuales impactan en los

costos marginales reduciendo su valor, que a su vez impacta en los costos asociados a la demanda. En términos generales por países los costos son menores en el escenario SC.

Finalmente, en el caso del conjunto de los sectores, el escenario con menor costo-beneficio² resulta ser el escenario MC, seguido del SC y finalmente el BAU. Esto indica que la integración eléctrica entre países resulta ser beneficiosa para el conjunto de América Latina, donde por país el costo-beneficio es menor en el escenario MC.

6.2.2 Conclusiones sensibilidades

En lo que respecta a las sensibilidades antes descritas, se concluye por sensibilidad en los siguientes párrafos.

Para la sensibilidad de precio de combustibles, se rescata que un aumento de este costo produce un crecimiento de los costos totales, tanto en la operación como en la inversión, puesto que los costos de combustibles afectan directamente en los costos operacionales y que en los escenarios de mayor precio se insta a la inversión en tecnologías de bajo costo operacional, como lo son las renovables eólica y solar, por lo que además aumentan los costos totales por inversiones. Como efecto de realizar mayores instalaciones renovables se presenta una disminución de las emisiones frente a un aumento del precio de combustible.

Para la sensibilidad de impuesto a las emisiones de carbono, la incorporación de este impuesto produce el aumento de los costos al igual que en la sensibilidad de precio de combustible pues estos afectan directamente la operación, seguido de la inversión. La incorporación de estos produce una disminución en las emisiones de CO₂.

En el caso de la sensibilidad de integración renovable, se concluye que el sistema interconectado latinoamericano incorpora una mayor capacidad renovable al momento de duplicar la restricción máxima de capacidad instalada por año, a partir del año 2022, en tecnologías eólicas y solares. Esto produce un aumento de inversión en dichas tecnologías, en particular solar, bajando los costos operacionales y los niveles de emisiones.

Finalmente, en la sensibilidad de penetración solar en Chile, donde se cambia la meta de capacidad instalada de generación solar en Chile del escenario SC a 70 y 150 GW, se puede concluir que el sistema acepta dicha capacidad en generación variando directamente la inversión en capacidad de transmisión. Lo anterior, se ve reflejado en los costos que presenta el escenario y sus sensibilidades, donde si bien los costos operacionales disminuyen con la entrada de mayor generación por medio solar, esta queda atrás en lo que concierne a los niveles de inversiones realizadas, siendo estas mayores.

² El costo-beneficio se ha calculado restando los ingresos a los costos.

6.2.3 Conclusiones caso particular en Chile

En el presente documento se han desarrollado escenarios con miras a una integración eléctrica entre los diferentes países de la región, en particular se han desarrollado con el objetivo de visualizar el potencial de generación renovable solar que está presente en Chile. Los resultados por escenario en términos de costos totales de inversión y operación para Chile son en el caso BAU de 55,2 MMMUSD, en cuanto al MC de 37,6 MMMUSD, y para el caso SC de 132,5 MMMUSD.

De lo anterior, se concluye que si se busca aprovechar este potencial en Chile se han de tener en consideración los costos antes señalados, donde si bien en los escenarios MC y SC disminuyen los costos operacionales en relación al BAU, los costos asociados a la inversión en el escenario SC son considerablemente mayores. En particular, lo anterior se ha visto reflejado en el análisis de costo y beneficio para el sector generación, en donde los ingresos por parte de la operación no alcanzan a cubrir los costos operacionales e inversiones, haciendo que este sector presente utilidades negativas para Chile.

6.3 Trabajo Futuro

El presente trabajo ha desarrollado escenarios de integración y aprovechamiento del recurso solar en Chile, junto con una serie de sensibilidades. A pesar de lo anterior se han dejado ciertos elementos fuera del estudio, que sería de esperar que en un futuro desarrollo o extensión de este trabajo se incluyan algunos de los siguientes puntos.

- Incorporación de variabilidad hidrológica, puesto que los escenarios de este trabajo fueron desarrollados con hidrología media pertenecientes a la base de datos del estudio del BID, por lo que se espera escenarios hidrológicos tanto húmedos como secos.
- Integración de sistemas de almacenamiento, dada la incorporación de centrales renovables pertenecientes a este estudio para su mejor explotación.
- Electro-movilidad, se ha asumido en este trabajo que la demanda se ve estática con respecto a las variaciones de capacidad instalada de generación, siendo que esta puede migrar dados ciertos escenarios.
- Análisis de mercado competitivo, dado que se ha asumido una planificación centralizada en este trabajo, se espera como un trabajo futuro el desarrollo de incentivos a todos los sectores del mercado a fin de lograr que cada participante no quede disconforme con las decisiones.
- Sensibilizar los costos de inversiones de las tecnologías de generación, pues no se han modificado dichos valores los cuales impactan directamente en la solución del problema.

7. Bibliografía

- [1] IRENA, «RENEWABLE ENERGY MARKET ANALYSIS,» 2016.
- [2] World Energy Council, «World Energy Scenarios - Latin America and The Caribbean Energy Scenarios,» 2017.
- [3] GIZ - CEPAL, «Integración eléctrica en América Latina: antecedentes, realidades y caminos por recorrer.,» 2013.
- [4] Energy Exemplar, «IDB LA Clean Energy RG, Phase II,» 2016.
- [5] Energy Exemplar, «IDB LA Clean Energy RG, Phase I,» 2014.
- [6] M. S. S. Hossein Seifi, Electric Power System: Issues, Algorithms and Solutions, Springer, 2011.
- [7] F. E. & N. AbuShikhah, Power System Planning Technologies and Applications: Concepts, Solutions and Management, IGI Global, 2012.
- [8] MIT CEEPR, «Energy Scenarios: The Value and Limits of Scenario Analysis,» 2016.
- [9] P. Schwartz, The Art of the Long View, New York: Doubleday, 1991.
- [10] ISO, Californio, «ATTACHMENT, Planning Assumptions Update and Scenarios for use in the CPUC Rulemaking R.13-12-010 (The 2014 Long-Term Procurement Plan Proceeding), and the CAISO 2015-16 Transmission Planning Process,» California, 2015.
- [11] ERCOT, «Stakeholder - Driven Scenario Development for the ERCOT 2014 Long-Term System Assessment.,» 2014.

- [12] ERCOT, *Scenario-Based Transmission Planning for Texas, Platts 2015 Transmission Planning and Development Conference*, 2015.
- [13] ENTSO-E, «TYNDP 2016, Scenario Development Report,» Bélgica, 2015.
- [14] World Energy Council, «World Energy Scenario 2016 - The Grand Transition,» Londres, Reino Unido, 2016.
- [15] IEA, «Technology Roadmap, Solar Photovoltaic Energy,» 2014.
- [16] IRENA, «Renewable Energy Target Setting,» Junio, 2015.
- [17] IRENA, «Solar PV Costs 2010-2015,» [En línea]. Available: <http://www.irena.org/publications/2015/Jun/Renewable-Energy-Target-Setting>. [Último acceso: 07 11 2017].
- [18] IRENA, «RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES, Concentrating Solar Power,» 2012.
- [19] IEA, «Technology Roadmap,» 2014.
- [20] Solar Power Europe, «Global Market Outlook For Solar Power / 2016 - 2020,» 2016.
- [21] IRENA, "RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: Cost Análisis Series, Solar Photovoltaics,," 2012.
- [22] ENTSO-E, «Net Generating Capacity,» [En línea]. Available: <https://www.entsoe.eu/data/statistics/Pages/ngc.aspx>. [Último acceso: 07 11 2017].
- [23] Ministerio de Energía, «Explorador Solar,» Departamento de Geofísica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, [En línea]. Available: <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/>. [Último acceso: Abril 2017].

- [24] ENDESA, «Plan de Electrificación del país,» Santiago, Chile, 1943.
- [25] Engie Lab, «GIZ - Thermal Power Plant Flexibility Improvements in Chile,» 2017.
- [26] Ministerio de Energía, «MESA DE ERNC, Primera Ronda de Trabajo: "Parametros de Entrada Planificación de la Expansión",» Santiago, 2014.
- [27] F. M.-C. d. Campo, «Electric Integration and Development of Renewable Electric Grid In Latinamerica,» Santiago, Chile, 2017.
- [28] Synapse, «Spring 2016 National Carbon Dioxide Price Forecast,» 2016.
- [29] The Brattle Group, *Scenarios-Based Transmission Planning for Texas, Platts 2015 Transmission Planning and Development Conference*, 2015.

8. Anexos

8.1 Sector Generación

8.1.1 Escenario Business As Usual

Tabla 8.1: Generación anual para Latino América, escenario BAU.

Generación [TWh]										
Año	Carbón	Gas	Diesel	Biomasa	Nuclear	Hidro	Eólica	Solar	Geotermia	Total
2016	94,22	381,38	43,11	25,12	32,17	821,38	62,85	7,32	9,32	1.476,87
2017	98,04	406,74	23,76	31,23	33,50	852,58	63,25	10,97	9,42	1.529,48
2018	102,40	397,80	19,23	48,58	36,55	872,73	83,43	20,49	9,79	1.590,98
2019	115,44	405,31	4,65	37,79	46,24	903,07	104,58	25,80	10,50	1.653,38
2020	124,89	412,27	2,37	72,28	47,70	885,39	137,16	32,36	11,38	1.725,81
2021	119,14	433,57	3,24	71,62	48,50	924,82	151,38	38,97	11,88	1.803,11
2022	132,75	453,63	3,00	74,90	48,50	931,36	178,45	45,24	12,08	1.879,91
2023	139,90	446,99	2,97	75,02	48,50	980,94	192,47	53,84	12,30	1.952,94
2024	143,68	470,21	2,32	117,99	56,53	922,07	235,52	63,60	19,86	2.031,77
2025	143,12	468,33	1,96	126,44	56,03	964,94	252,31	71,58	19,81	2.104,52
2026	146,82	511,42	2,82	112,76	55,03	1.003,14	250,39	79,99	19,60	2.181,97
2027	142,75	495,70	2,51	102,49	56,78	1.058,70	295,75	90,23	20,30	2.265,21
2028	137,87	530,13	2,06	103,72	55,65	1.105,52	293,86	98,81	20,27	2.347,89
2029	133,52	547,01	1,91	107,82	72,94	1.113,55	319,63	107,98	20,30	2.424,67
2030	132,79	563,39	1,59	141,63	74,93	1.101,05	345,13	123,46	20,21	2.504,17
Total	1.907,32	6.923,88	117,50	1.249,38	769,58	14.441,23	2.966,16	870,63	227,00	29.472,68

Tabla 8.2: Generación total por país según tecnología 2016-2030, escenario BAU.

Generación [TWh]										
País	Carbón	Gas	Diesel	Biomasa	Nuclear	Hidro	Eólica	Solar	Geotermia	Total
AR	106,0	961,5	23,3	48,9	241,0	696,4	384,3	133,2	0,0	2.594,5
BO	0,0	97,5	0,0	3,2	0,0	90,5	1,2	8,7	5,3	206,4
BR	159,5	381,5	0,0	970,8	362,8	8.378,9	1.398,4	4,7	0,0	11.656,6
CL	507,9	83,2	0,3	50,0	0,0	497,1	58,8	248,2	4,8	1.450,5
CO	196,2	92,3	11,1	8,2	0,0	770,3	32,1	88,3	0,0	1.198,6
EC	0,0	48,3	4,3	0,0	0,0	444,1	27,4	15,8	2,0	542,0
FG	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	16,4	0,0	0,6	0,0	17,4
GY	0,0	0,0	1,5	3,7	0,0	9,3	0,0	0,0	0,0	14,5
PY	0,0	11,0	0,0	0,0	0,0	779,7	0,0	0,0	0,0	790,7
PE	0,0	864,8	0,0	4,8	0,0	323,1	19,3	63,0	0,0	1.275,0

SU	0,0	0,1	6,5	2,6	0,0	38,3	2,4	0,0	0,0	50,0
UY	0,0	52,9	10,8	49,0	0,0	23,2	112,9	31,5	0,0	280,4
VE	0,0	693,4	0,0	0,0	0,0	1.519,1	283,8	33,2	0,0	2.529,5
MX	873,9	3.614,9	48,4	0,1	165,8	348,2	513,9	119,2	144,9	5.829,2
BZ	0,0	0,0	0,0	1,4	0,0	3,4	1,1	0,0	0,0	6,0
CR	0,0	2,1	0,0	0,0	0,0	158,1	19,1	25,9	21,0	226,1
ES	0,0	0,0	0,0	6,5	0,0	35,9	4,8	40,1	30,0	117,3
GU	63,4	0,5	0,0	79,8	0,0	77,0	12,7	24,3	3,8	261,4
HO	0,0	13,4	0,0	2,3	0,0	55,0	21,1	19,4	0,0	111,3
NI	0,0	0,0	0,9	17,9	0,0	32,5	42,7	0,9	15,3	110,2
PA	0,4	6,3	10,0	0,0	0,0	144,8	30,0	13,5	0,0	205,1
Total	1.907,3	6.923,9	117,5	1.249,4	769,6	14.441,2	2.966,2	870,6	227,0	29.472,7

Tabla 8.3: Capacidad instalada anual para Latino América, escenario BAU.

Capacidad Instalada [MW]										
Año	Carbón	Gas	Diesel	Biomasa	Nuclear	Hidro	Eólica	Solar	Geotermia	Total
2016	17.174	92.929	36.595	15.751	5.360	184.356	15.612	3.397	1.385	372.559
2017	17.197	100.703	37.097	15.827	5.389	189.695	16.815	4.794	1.465	388.982
2018	17.197	105.223	35.826	16.692	5.389	197.219	20.112	8.580	1.509	407.747
2019	19.432	116.972	32.945	17.270	6.794	200.474	25.057	10.585	1.564	431.093
2020	19.432	125.404	32.188	17.361	6.794	202.004	30.918	12.836	1.564	448.501
2021	19.432	127.114	31.402	19.060	6.794	203.717	35.771	15.386	1.659	460.335
2022	20.322	127.936	31.663	19.760	6.794	207.154	40.518	18.135	1.659	473.941
2023	21.532	129.528	31.823	20.460	6.794	210.217	45.271	21.485	1.694	488.804
2024	21.582	131.226	31.464	21.160	7.544	213.754	50.459	24.935	2.754	504.878
2025	21.632	134.163	31.714	21.861	7.544	218.775	55.269	28.485	2.754	522.197
2026	21.682	139.754	31.964	22.561	7.544	226.581	60.501	32.125	2.754	545.466
2027	21.732	144.295	31.884	22.692	7.644	235.142	65.928	35.818	2.834	567.969
2028	21.082	149.101	32.134	23.391	7.644	242.671	70.811	39.568	2.834	589.236
2029	20.432	150.961	31.740	24.091	9.844	248.047	76.495	43.317	2.834	607.761
2030	20.432	155.758	31.740	24.798	9.844	249.485	80.998	48.980	2.834	624.869

Tabla 8.4: Capacidad instalada total por país según tecnología 2030, escenario BAU

Capacidad Instalada [MW]										
País	Carbón	Gas	Diesel	Biomasa	Nuclear	Hidro	Eólica	Solar	Geotermia	Total
AR	890	24.656	4.143	500	3.829	14.371	11.059	6.617	0	66.065
BO	0	2.835	24	36	0	2.150	23	90	50	5.208
BR	3.550	16.275	5.528	20.748	4.395	141.881	39.093	1.913	0	233.383
CL	4.913	3.890	4.807	503	0	9.149	2.731	10.659	48	36.700

CO	1.889	2.335	1.408	74	0	12.406	1.210	6.394	0	25.716
EC	0	1.805	1.330	0	0	5.203	1.366	1.122	80	10.906
FG	0	3	123	1	0	215	1	34	0	377
GY	0	0	195	60	0	159	5	0	0	419
PY	0	275	0	0	0	9.558	0	0	0	9.833
PE	141	10.710	353	47	0	8.140	942	4.948	0	25.281
SU	0	9	499	42	0	591	109	0	0	1.250
UY	0	835	567	412	0	593	3.466	2.427	0	8.300
VE	0	19.534	5.138	0	0	18.971	6.902	1.950	0	52.495
MX	8.178	69.453	3.211	683	1.620	17.305	9.805	3.611	1.925	115.791
BZ	0	20	15	13	0	54	63	0	0	165
CR	0	1.287	0	0	0	2.444	802	2.001	225	6.759
ES	0	93	987	230	0	881	190	2.466	305	5.152
GU	664	285	654	1.006	0	1.501	398	1.915	33	6.456
HO	0	492	1.174	284	0	943	689	1.262	0	4.844
NI	0	0	785	159	0	666	1.299	90	168	3.167
PA	207	966	799	0	0	2.304	845	1.481	0	6.602
Total	20.432	155.758	31.740	24.798	9.844	249.485	80.998	48.980	2.834	624.869

Tabla 8.5: Costo de operación anual en América Latina, escenario BAU.

Costo de operación [MMMUSD]										
Año	Carbón	Gas	Diesel	Biomasa	Nuclear	Hidro	Eólica	Solar	Geotermia	Total
2016	3,51	13,92	3,44	2,17	0,91	2,09	0,47	0,06	0,14	26,71
2017	3,68	17,06	2,92	2,35	0,92	2,20	0,50	0,09	0,15	29,87
2018	3,98	18,37	2,43	2,88	1,05	2,28	0,61	0,16	0,16	31,92
2019	4,39	20,21	1,35	2,66	1,27	2,30	0,77	0,20	0,17	33,32
2020	5,04	22,14	1,06	3,61	1,32	2,35	0,99	0,24	0,18	36,92
2021	4,83	23,12	1,15	3,75	1,36	2,38	1,17	0,28	0,19	38,24
2022	5,55	24,61	1,15	3,94	1,40	2,48	1,36	0,32	0,19	41,01
2023	5,87	26,18	1,18	4,02	1,43	2,57	1,54	0,38	0,20	43,37
2024	6,17	30,07	1,03	5,31	1,57	2,66	1,79	0,44	0,29	49,32
2025	6,21	30,04	1,01	5,62	1,60	2,67	1,96	0,50	0,29	49,90
2026	6,55	33,69	1,20	5,31	1,63	2,70	2,10	0,56	0,29	54,02
2027	6,36	31,29	1,11	5,02	1,69	2,78	2,36	0,62	0,30	51,55
2028	6,31	35,13	1,03	5,14	1,73	2,86	2,49	0,68	0,30	55,67
2029	6,28	37,45	1,06	5,32	2,08	2,95	2,72	0,74	0,30	58,92
2030	6,35	39,01	1,00	6,33	2,17	3,01	2,92	0,84	0,30	61,92
Total	81,08	402,30	22,11	63,42	22,14	38,30	23,75	6,11	3,45	662,64

Tabla 8.6: Costo de operación total por país, escenario BAU.

Costo de operación [MMMUSD]										
País	Carbón	Gas	Diesel	Biomasa	Nuclear	Hidro	Eólica	Solar	Geotermia	Total
AR	6,70	72,56	4,60	1,81	5,82	7,38	3,23	0,79	0,00	102,89
BO	0,00	2,61	0,01	0,02	0,00	0,46	0,01	0,02	0,11	3,24
BR	10,46	36,60	2,57	52,16	8,35	7,12	10,82	0,03	0,00	128,11
CL	27,19	6,33	1,10	2,01	0,00	2,89	0,95	1,75	0,10	42,32
CO	4,75	5,91	0,45	0,36	0,00	3,98	0,24	0,62	0,00	16,32
EC	0,00	2,36	0,81	0,00	0,00	2,13	0,26	0,12	0,05	5,72
FG	0,00	0,00	0,14	0,00	0,00	0,05	0,00	0,01	0,00	0,20
GY	0,00	0,00	0,25	0,09	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	0,40
PY	0,00	0,09	0,00	0,00	0,00	0,55	0,00	0,00	0,00	0,64
PE	0,06	31,62	0,14	0,10	0,00	2,37	0,21	0,40	0,00	34,88
SU	0,00	0,03	1,16	0,02	0,00	0,12	0,01	0,00	0,00	1,34
UY	0,00	4,32	1,24	2,22	0,00	0,00	1,15	0,28	0,00	9,20
VE	0,00	17,57	1,71	0,00	0,00	4,03	2,06	0,23	0,00	25,60
MX	28,62	219,67	5,30	0,45	7,97	4,98	3,32	0,95	1,80	273,06
BZ	0,00	0,00	0,00	0,06	0,00	0,05	0,02	0,00	0,00	0,14
CR	0,00	0,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,23	0,18	0,48	1,25
ES	0,00	0,02	0,28	0,54	0,00	0,22	0,05	0,28	0,51	1,90
GU	3,14	0,11	0,18	2,44	0,00	0,66	0,14	0,18	0,08	6,91
HO	0,00	1,40	0,30	0,77	0,00	0,00	0,25	0,16	0,00	2,88
NI	0,00	0,00	0,33	0,36	0,00	0,00	0,41	0,01	0,32	1,44
PA	0,15	0,75	1,54	0,00	0,00	1,25	0,39	0,13	0,00	4,21
Total	81,08	402,30	22,11	63,42	22,14	38,30	23,75	6,11	3,45	662,64

Tabla 8.7: Anualidad de la inversión por tecnología, escenario BAU.

Inversión Anualizada [MMMUSD]										
Año	Carbón	Gas	Diesel	Biomasa	Nuclear	Hidro	Eólica	Solar	Geotermia	Total
2016	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,08
2017	0,00	0,08	0,00	0,00	0,00	0,07	0,01	0,00	0,00	0,16
2018	0,00	0,23	0,00	0,12	0,00	0,10	0,45	0,20	0,00	1,10
2019	0,27	0,49	0,00	0,20	0,00	0,25	0,93	0,42	0,00	2,54
2020	0,27	0,65	0,00	0,20	0,00	0,33	1,88	0,73	0,00	4,06
2021	0,27	0,83	0,00	0,28	0,00	0,37	2,93	1,09	0,00	5,77
2022	0,44	0,94	0,08	0,37	0,00	0,41	3,93	1,47	0,00	7,65
2023	0,67	1,09	0,16	0,46	0,00	0,53	4,92	1,92	0,00	9,75
2024	0,68	1,23	0,23	0,55	0,00	0,75	6,02	2,38	0,26	12,10
2025	0,70	1,48	0,31	0,64	0,00	1,01	7,02	2,84	0,26	14,25

2026	0,71	1,93	0,39	0,72	0,00	1,34	8,10	3,30	0,26	16,76
2027	0,73	2,30	0,47	0,74	0,00	2,02	9,24	3,77	0,28	19,55
2028	0,74	2,76	0,54	0,83	0,00	2,70	10,24	4,24	0,28	22,33
2029	0,76	2,93	0,62	0,92	0,00	3,65	11,44	4,70	0,28	25,31
2030	0,76	3,33	0,62	1,01	0,00	4,08	12,46	5,37	0,28	27,89
Total	6,99	20,30	3,42	7,03	0,00	17,64	79,58	32,44	1,90	169,30

Tabla 8.8: Anualidad de la inversión por tecnología en cada país 2016-2030, escenario BAU.

Inversión Anualizada [MMMUSD]										
País	Carbón	Gas	Diesel	Biomasa	Nuclear	Hidro	Eólica	Solar	Geotermia	Total
AR	0,00	5,16	0,00	2,01	0,00	2,81	18,21	6,19	0,00	34,40
BO	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	1,15	0,00	0,06	0,00	1,23
BR	0,00	0,00	0,00	4,55	0,00	4,10	39,80	0,22	0,00	48,66
CL	0,00	0,43	0,00	0,00	0,00	3,08	0,99	8,40	0,00	12,91
CO	0,42	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	1,52	4,82	0,00	6,84
EC	0,00	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	1,33	0,85	0,08	2,34
FG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,00	0,00	0,00	0,14
GY	0,00	0,00	0,00	0,08	0,00	0,34	0,00	0,00	0,00	0,42
PY	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18	0,00	0,00	0,00	0,18
PE	0,00	6,49	0,00	0,00	0,00	1,99	0,38	2,70	0,00	11,57
SU	0,00	0,00	0,00	0,21	0,00	1,20	0,19	0,00	0,00	1,60
UY	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,62	1,71	0,00	5,33
VE	0,00	1,46	3,42	0,00	0,00	0,50	10,12	2,01	0,00	17,51
MX	6,57	6,56	0,00	0,00	0,00	2,16	0,00	0,00	1,82	17,12
BZ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,00	0,00	0,11
CR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	1,41	0,00	1,60
ES	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,19	1,98	0,00	2,16
GU	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,45	1,14	0,00	1,59
HO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,42	0,29	0,00	0,71
NI	0,00	0,00	0,00	0,17	0,00	0,00	2,00	0,06	0,00	2,22
PA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,60	0,00	0,66
Total	6,99	20,30	3,42	7,03	0,00	17,64	79,58	32,44	1,90	169,30

Tabla 8.9: Total de emisiones de anuales, escenario BAU.

Año	Emisiones [Mt]
2016	325,80
2017	325,47
2018	330,47
2019	319,75

2020	356,28
2021	359,19
2022	383,74
2023	387,26
2024	436,82
2025	441,58
2026	451,42
2027	429,37
2028	438,51
2029	444,35
2030	479,93
Total	5.909,94

Tabla 8.10: Emisiones totales por país 2016-2030, esceanrio BAU.

País	Emisiones [Mt]
AR	573,50
BO	47,33
BR	1.148,81
CL	624,55
CO	187,62
EC	23,13
FG	0,56
GY	3,25
PY	0,00
PE	380,47
SU	5,27
UY	71,65
VE	312,26
MX	2.382,64
BZ	1,33
CR	1,19
ES	5,69
GU	119,41
HO	9,87
NI	0,80
PA	10,60
Total	5.909,94

8.1.2 Escenario Máxima Coordinación

Tabla 8.11: Generación anual para Latino América, escenario MC.

Generación [TWh]										
Año	Carbón	Gas	Diesel	Biomasa	Nuclear	Hidro	Eólica	Solar	Geotermia	Total
2016	95,98	383,80	40,08	24,48	32,17	820,17	63,35	7,33	9,32	1.476,67
2017	99,99	399,42	21,12	30,73	33,50	859,48	64,57	10,99	9,55	1.529,35
2018	102,61	392,48	17,33	46,65	36,55	886,85	79,73	18,54	9,89	1.590,61
2019	116,41	397,52	5,98	35,36	46,58	922,58	96,23	21,81	10,46	1.652,94
2020	112,27	380,77	1,27	74,56	49,31	946,68	122,30	26,35	11,38	1.724,89
2021	108,77	410,10	1,27	100,41	50,19	954,88	134,02	30,50	12,08	1.802,21
2022	114,62	452,01	1,27	97,49	50,19	955,19	159,94	36,22	12,08	1.879,00
2023	123,78	443,71	1,27	111,87	50,19	988,89	177,82	42,30	12,35	1.952,17
2024	137,45	484,12	1,34	138,51	56,53	950,10	200,54	49,50	12,57	2.030,65
2025	138,48	463,28	1,31	138,52	56,38	1.005,00	225,71	56,99	17,60	2.103,26
2026	136,49	503,58	1,39	125,95	56,37	1.030,06	244,62	64,58	17,60	2.180,63
2027	131,45	490,23	1,35	152,60	57,13	1.077,82	257,68	77,35	18,26	2.263,86
2028	129,36	528,72	1,46	118,86	57,22	1.117,44	284,50	89,47	19,86	2.346,89
2029	127,53	570,19	1,55	143,02	74,90	1.108,14	273,51	105,25	19,81	2.423,90
2030	132,45	586,06	1,82	167,83	74,93	1.116,38	280,90	123,01	19,81	2.503,17
Total	1.807,60	6.885,97	99,80	1.506,83	782,15	14.739,65	2.665,41	760,18	212,62	29.460,22

Tabla 8.12: Generación total por país según tecnología 2016-2030, escenario MC.

Generación [TWh]										
País	Carbón	Gas	Diesel	Biomasa	Nuclear	Hidro	Eólica	Solar	Geotermia	Total
AR	80,1	416,9	20,0	0,0	241,0	691,7	198,8	126,0	0,0	1.774,5
BO	0,0	294,0	0,0	3,2	0,0	110,2	24,3	10,6	5,3	447,6
BR	173,7	303,9	0,0	1.277,8	375,4	8.438,2	1.432,2	49,5	0,0	12.050,8
CL	430,6	37,6	0,3	48,0	0,0	454,1	49,4	172,0	4,8	1.196,8
CO	178,9	42,1	10,7	7,9	0,0	770,3	10,5	29,9	0,0	1.050,2
EC	0,0	42,8	2,4	0,0	0,0	432,2	15,2	6,3	0,0	498,9
FG	0,0	0,0	0,3	3,0	0,0	21,6	1,0	0,6	0,0	26,5
GY	0,0	0,0	1,5	4,3	0,0	55,7	2,6	0,0	0,0	64,0
PY	0,0	11,0	0,0	0,0	0,0	791,8	0,0	0,0	0,0	802,7
PE	5,0	1.015,1	0,0	4,8	0,0	301,1	36,1	115,8	0,0	1.477,8
SU	0,0	0,0	5,9	4,3	0,0	37,5	4,1	0,0	0,0	51,9
UY	0,0	19,2	7,4	47,4	0,0	23,3	104,2	5,9	0,0	207,3
VE	0,0	1.510,4	0,0	0,0	0,0	1.521,8	158,7	1,1	0,0	3.191,9
MX	867,0	3.183,8	39,9	0,0	165,8	582,1	513,9	119,2	131,7	5.603,5

BZ	0,0	0,0	0,0	1,4	0,0	3,4	0,0	0,0	0,0	4,9
CR	0,0	2,9	0,0	0,0	0,0	158,2	16,2	21,2	21,4	219,9
ES	0,0	0,0	1,4	6,6	0,0	36,4	4,3	42,9	30,0	121,5
GU	72,3	0,1	0,0	80,0	0,0	77,0	14,7	34,6	3,8	282,4
HO	0,0	5,7	0,0	0,2	0,0	55,0	16,0	16,6	0,0	93,5
NI	0,0	0,0	0,0	17,9	0,0	32,5	34,7	4,0	15,6	104,8
PA	0,0	0,5	10,0	0,0	0,0	145,5	28,6	4,2	0,0	188,7
Total	1.807,6	6.886,0	99,8	1.506,8	782,1	14.739,7	2.665,4	760,2	212,6	29.460,2

Tabla 8.13: Capacidad instalada anual para Latino América, escenario MC.

Capacidad Instalada [MW]										
Año	Carbón	Gas	Diesel	Biomasa	Nuclear	Hidro	Eólica	Solar	Geotermia	Total
2016	17.174	93.058	36.615	15.751	5.360	184.356	15.612	3.397	1.385	372.708
2017	17.197	101.272	37.117	15.827	5.389	189.701	16.800	4.794	1.465	389.562
2018	17.197	105.563	35.846	16.435	5.389	197.225	19.470	7.825	1.509	406.459
2019	19.369	116.478	32.965	16.763	6.794	200.519	23.363	9.097	1.564	426.912
2020	19.432	125.092	32.208	16.854	6.794	202.194	27.196	10.570	1.564	441.904
2021	19.432	126.467	31.422	17.854	6.794	204.022	30.646	12.070	1.659	450.366
2022	19.432	126.760	31.433	17.854	6.794	207.576	34.364	14.370	1.659	460.242
2023	21.532	127.403	31.343	18.339	6.794	210.836	38.364	16.670	1.694	472.975
2024	21.532	127.807	30.734	19.060	7.544	215.378	43.246	19.020	1.721	486.042
2025	21.532	127.863	30.734	19.760	7.544	223.171	48.790	22.020	2.441	503.855
2026	21.532	129.322	30.734	20.460	7.544	230.789	53.334	25.020	2.441	521.176
2027	21.532	130.757	30.404	21.160	7.644	237.888	56.744	29.749	2.534	538.412
2028	20.832	132.966	30.404	21.860	7.644	244.146	60.011	34.715	2.754	555.332
2029	20.132	135.647	29.760	22.560	9.844	244.962	61.715	41.354	2.754	568.728
2030	20.132	135.717	29.760	22.560	9.844	245.822	63.927	47.828	2.754	578.344

Tabla 8.14: Capacidad instalada total por país según tecnología 2030, escenario MC

Capacidad Instalada [MW]										
País	Carbón	Gas	Diesel	Biomasa	Nuclear	Hidro	Eólica	Solar	Geotermia	Total
AR	890	19.050	4.143	0	3.829	13.994	4.227	6.416	0	52.549
BO	0	4.379	24	29	0	2.150	1.223	264	50	8.119
BR	3.550	16.275	5.528	19.003	4.395	141.881	30.892	9.135	0	230.659
CL	4.913	2.855	4.807	503	0	7.043	1.931	8.260	48	30.360
CO	1.589	2.166	1.408	74	0	12.406	618	3.600	0	21.861
EC	0	1.406	1.330	0	0	5.203	766	672	0	9.377
FG	0	0	123	39	0	248	105	34	0	549
GY	0	0	195	36	0	1.219	181	0	0	1.631

PY	0	275	0	0	0	9.558	0	0	0	9.833
PE	141	10.711	353	47	0	6.337	1.642	6.748	0	25.979
SU	0	0	519	42	0	605	294	0	0	1.460
UY	0	835	567	412	0	593	3.266	227	0	5.900
VE	0	19.534	3.138	0	0	18.971	4.925	300	0	46.868
MX	8.178	55.088	3.211	683	1.620	16.821	9.805	3.611	1.925	100.942
BZ	0	20	15	13	0	54	0	0	0	102
CR	0	1.287	0	0	0	2.444	402	1.801	225	6.159
ES	0	93	987	230	0	881	190	2.545	305	5.231
GU	664	285	654	1.006	0	1.501	698	2.315	33	7.156
HO	0	492	1.174	284	0	943	533	919	0	4.345
NI	0	0	785	159	0	666	1.464	800	168	4.042
PA	207	966	799	0	0	2.304	765	181	0	5.222
Total	20.132	135.717	29.760	22.560	9.844	245.822	63.927	47.828	2.754	578.344

Tabla 8.15: Costo de operación anual en América Latina, escenario MC.

Costo de operación [MMMUSD]										
Año	Carbón	Gas	Diesel	Biomasa	Nuclear	Hidro	Eólica	Solar	Geotermia	Total
2016	3,58	13,65	3,30	2,10	0,91	2,09	0,47	0,06	0,14	26,31
2017	3,75	16,50	2,74	2,29	0,92	2,20	0,50	0,09	0,15	29,13
2018	3,98	17,63	2,31	2,77	1,05	2,29	0,59	0,15	0,16	30,91
2019	4,43	19,18	1,55	2,49	1,28	2,35	0,71	0,17	0,17	32,32
2020	4,40	17,09	0,91	3,62	1,34	2,33	0,85	0,20	0,18	30,91
2021	4,25	18,00	0,88	4,44	1,38	2,37	0,99	0,22	0,19	32,73
2022	4,68	20,29	0,89	4,37	1,41	2,52	1,15	0,26	0,19	35,76
2023	4,92	21,29	0,89	4,83	1,45	2,57	1,31	0,30	0,20	37,75
2024	5,77	25,23	0,88	5,69	1,57	2,70	1,50	0,34	0,20	43,89
2025	5,92	24,49	0,88	5,75	1,60	2,77	1,71	0,39	0,26	43,78
2026	5,94	27,53	0,89	5,47	1,64	2,81	1,88	0,44	0,26	46,87
2027	5,70	26,47	0,88	6,30	1,70	2,83	2,01	0,52	0,27	46,67
2028	5,81	30,05	0,89	5,42	1,75	2,90	2,16	0,60	0,29	49,88
2029	5,93	33,81	0,89	6,17	2,11	2,92	2,19	0,71	0,29	55,00
2030	6,32	35,49	0,93	6,91	2,17	2,95	2,27	0,82	0,29	58,14
Total	75,38	346,71	19,68	68,61	22,28	38,60	20,27	5,28	3,24	600,04

Tabla 8.16: Costo de operación total por país, escenario MC.

Costo de operación [MMMUSD]										
País	Carbón	Gas	Diesel	Biomasa	Nuclear	Hidro	Eólica	Solar	Geotermia	Total

AR	5,02	29,41	3,95	0,00	5,82	7,34	1,63	0,74	0,00	53,92
BO	0,00	8,09	0,01	0,02	0,00	0,54	0,22	0,03	0,11	9,01
BR	10,96	25,56	2,57	59,59	8,49	7,12	10,07	0,34	0,00	124,70
CL	22,86	2,50	1,09	1,87	0,00	2,47	0,84	1,29	0,10	33,03
CO	4,18	2,78	0,40	0,35	0,00	3,98	0,08	0,21	0,00	11,99
EC	0,00	2,02	0,58	0,00	0,00	2,13	0,14	0,05	0,00	4,93
FG	0,00	0,00	0,10	0,02	0,00	0,06	0,01	0,01	0,00	0,20
GY	0,00	0,00	0,23	0,09	0,00	0,31	0,01	0,00	0,00	0,64
PY	0,00	0,09	0,00	0,00	0,00	0,57	0,00	0,00	0,00	0,65
PE	0,36	38,77	0,14	0,10	0,00	2,35	0,36	0,70	0,00	42,77
SU	0,00	0,00	0,95	0,02	0,00	0,12	0,02	0,00	0,00	1,12
UY	0,00	1,64	0,82	2,17	0,00	0,00	1,07	0,05	0,00	5,76
VE	0,00	40,15	1,30	0,00	0,00	4,10	1,16	0,01	0,00	46,72
MX	28,40	194,42	4,90	0,45	7,97	5,33	3,32	0,95	1,63	247,37
BZ	0,00	0,00	0,00	0,06	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,12
CR	0,00	0,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,15	0,48	1,22
ES	0,00	0,02	0,40	0,54	0,00	0,22	0,05	0,30	0,51	2,03
GU	3,49	0,06	0,18	2,45	0,00	0,66	0,16	0,25	0,08	7,31
HO	0,00	0,62	0,30	0,52	0,00	0,00	0,21	0,14	0,00	1,78
NI	0,00	0,00	0,22	0,37	0,00	0,00	0,34	0,03	0,32	1,28
PA	0,10	0,20	1,54	0,00	0,00	1,25	0,38	0,04	0,00	3,51
Total	75,38	346,71	19,68	68,61	22,28	38,60	20,27	5,28	3,24	600,04

Tabla 8.17: Anualidad de la inversión por tecnología, escenario MC.

Inversión Anualizada [MMMUSD]										
Año	Carbón	Gas	Diesel	Biomasa	Nuclear	Hidro	Eólica	Solar	Geotermia	Total
2016	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,10
2017	0,00	0,13	0,00	0,00	0,00	0,07	0,01	0,00	0,00	0,21
2018	0,00	0,25	0,00	0,04	0,00	0,11	0,30	0,07	0,00	0,77
2019	0,25	0,42	0,00	0,04	0,00	0,25	0,54	0,17	0,00	1,68
2020	0,27	0,60	0,00	0,04	0,00	0,35	1,04	0,37	0,00	2,66
2021	0,27	0,74	0,00	0,04	0,00	0,42	1,73	0,57	0,00	3,77
2022	0,27	0,80	0,00	0,04	0,00	0,49	2,49	0,89	0,00	4,97
2023	0,67	0,87	0,00	0,10	0,00	0,65	3,29	1,20	0,00	6,77
2024	0,67	0,91	0,00	0,19	0,00	1,11	4,30	1,51	0,01	8,70
2025	0,67	0,92	0,00	0,28	0,00	1,77	5,43	1,90	0,18	11,15
2026	0,67	1,01	0,00	0,37	0,00	2,01	6,36	2,28	0,18	12,87
2027	0,67	1,12	0,00	0,46	0,00	2,24	7,08	2,87	0,21	14,63
2028	0,67	1,33	0,00	0,54	0,00	2,54	7,73	3,47	0,26	16,55
2029	0,67	1,54	0,00	0,63	0,00	2,63	8,11	4,27	0,26	18,11

2030	0,67	1,55	0,00	0,63	0,00	2,86	8,62	5,03	0,26	19,62
Total	6,39	12,26	0,00	3,39	0,00	17,54	57,02	24,60	1,35	122,56

Tabla 8.18: Anualidad de la inversión por tecnología en cada país 2016-2030, escenario MC.

Inversión Anualizada [MMMUSD]										
País	Carbón	Gas	Diesel	Biomasa	Nuclear	Hidro	Eólica	Solar	Geotermia	Total
AR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,27	8,03	5,80	0,00	16,10
BO	0,00	1,67	0,00	0,00	0,00	1,68	1,05	0,13	0,00	4,53
BR	0,00	0,00	0,00	2,86	0,00	4,10	34,07	2,38	0,00	43,40
CL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	3,93	0,00	4,14
CO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,44	1,54	0,00	1,98
EC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,67	0,30	0,00	0,97
FG	0,00	0,00	0,00	0,15	0,00	0,26	0,08	0,00	0,00	0,48
GY	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,27	0,17	0,00	0,00	2,45
PY	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,32	0,00	0,00	0,00	0,32
PE	0,00	6,94	0,00	0,00	0,00	0,52	1,18	5,13	0,00	13,77
SU	0,00	0,00	0,00	0,21	0,00	1,18	0,28	0,00	0,00	1,67
UY	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,17	0,00	0,00	3,18
VE	0,00	1,78	0,00	0,00	0,00	0,81	5,39	0,06	0,00	8,03
MX	6,39	1,87	0,00	0,00	0,00	4,13	0,00	0,00	1,35	13,75
BZ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,14	0,00	1,14
ES	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	2,16	0,00	2,32
GU	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,57	1,71	0,00	2,28
HO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,10	0,00	0,15
NI	0,00	0,00	0,00	0,17	0,00	0,00	1,50	0,24	0,00	1,91
PA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	6,39	12,26	0,00	3,39	0,00	17,54	57,02	24,60	1,35	122,56

Tabla 8.19: Total de emisiones de anuales, escenario MC.

Año	Emisiones [Mt]
2016	326,22
2017	320,57
2018	325,00
2019	317,05
2020	338,18
2021	369,12
2022	392,68
2023	407,72
2024	463,76

2025	456,81
2026	460,34
2027	471,30
2028	456,13
2029	492,21
2030	526,79
Total	6.123,87

Tabla 8.20: Emisiones totales por país 2016-2030, esceanrio MC.

País	Emisiones [Mt]
AR	284,53
BO	148,33
BR	1.382,92
CL	504,03
CO	146,40
EC	19,21
FG	0,47
GY	3,18
PY	0,00
PE	465,41
SU	4,72
UY	54,69
VE	761,01
MX	2.199,53
BZ	1,33
CR	1,63
ES	6,70
GU	128,78
HO	3,53
NI	0,03
PA	7,44
Total	6.123,87

8.1.3 Escenario Alta Penetración Solar en Chile

Tabla 8.21: Generación anual para Latino América, escenario SC.

Generación [TWh]										
Año	Carbón	Gas	Diesel	Biomasa	Nuclear	Hidro	Eólica	Solar	Geotermia	Total
2016	95,97	383,86	40,07	24,48	32,17	820,20	63,31	7,33	9,32	1.476,69
2017	99,80	400,81	21,20	30,73	33,50	859,85	62,91	10,99	9,55	1.529,34
2018	102,02	393,81	17,61	46,49	36,55	885,56	79,52	19,17	9,87	1.590,60
2019	113,87	401,58	6,05	34,97	46,26	923,02	90,92	25,83	10,46	1.652,95
2020	116,20	383,95	1,27	75,77	48,75	947,44	102,59	37,43	11,38	1.724,78
2021	108,32	405,33	1,27	96,54	50,19	958,65	114,51	55,27	12,08	1.802,16
2022	108,63	435,24	1,27	91,74	50,19	959,47	139,29	81,07	12,08	1.878,98
2023	106,78	415,64	1,27	105,04	50,19	989,23	156,14	115,61	12,35	1.952,24
2024	117,73	447,52	1,32	126,11	56,52	938,78	171,57	158,62	12,57	2.030,74
2025	112,23	430,76	1,27	119,90	56,29	988,83	185,34	191,20	17,60	2.103,42
2026	116,95	453,91	1,35	91,33	55,85	1.024,66	202,14	217,01	17,60	2.180,79
2027	104,08	456,01	1,34	117,99	57,13	1.059,83	206,14	243,94	17,59	2.264,04
2028	110,03	485,93	1,45	85,33	54,54	1.105,19	225,51	259,32	19,75	2.347,05
2029	107,79	523,30	1,57	94,90	74,35	1.101,93	224,09	276,27	19,77	2.423,96
2030	110,43	550,25	1,85	128,57	74,92	1.098,21	224,90	294,35	19,79	2.503,27
Total	1.630,82	6.567,89	100,14	1.269,89	777,40	14.660,84	2.248,85	1.993,41	211,78	29.461,01

Tabla 8.22: Generación total por país según tecnología 2016-2030, escenario SC.

Generación [TWh]										
País	Carbón	Gas	Diesel	Biomasa	Nuclear	Hidro	Eólica	Solar	Geotermia	Total
AR	57,7	379,1	20,0	0,0	237,7	665,3	90,2	77,7	0,0	1.527,7
BO	0,0	238,9	0,0	3,2	0,0	110,2	1,2	9,4	5,2	368,0
BR	162,4	303,5	0,0	1.056,1	373,9	8.439,8	1.250,9	11,1	0,0	11.597,7
CL	289,5	30,2	0,3	37,0	0,0	425,1	40,3	1.619,5	4,7	2.446,6
CO	179,5	38,1	10,7	7,9	0,0	770,3	10,0	16,6	0,0	1.033,1
EC	0,0	43,3	2,5	0,0	0,0	432,1	9,8	2,9	0,0	490,6
FG	0,0	0,0	0,3	1,3	0,0	21,4	0,4	0,6	0,0	24,0
GY	0,0	0,0	1,5	4,2	0,0	40,2	1,4	0,0	0,0	47,3
PY	0,0	11,2	0,0	0,0	0,0	790,0	0,0	0,0	0,0	801,2
PE	2,4	866,7	0,0	4,8	0,0	291,5	12,4	13,4	0,0	1.191,2
SU	0,0	0,0	6,1	4,3	0,0	35,9	1,3	0,0	0,0	47,5
UY	0,0	14,7	7,6	45,0	0,0	23,3	44,5	5,9	0,0	140,9
VE	0,0	1.509,5	0,0	0,0	0,0	1.525,9	158,7	0,0	0,0	3.194,1
MX	867,0	3.123,3	39,8	0,0	165,8	582,1	513,9	119,2	131,0	5.542,2

BZ	0,0	0,0	0,0	1,4	0,0	3,4	0,0	0,0	0,0	4,9
CR	0,0	3,0	0,0	0,0	0,0	158,2	16,2	21,2	21,4	220,0
ES	0,0	0,0	1,5	6,6	0,0	36,4	4,3	38,6	30,0	117,3
GU	72,3	0,1	0,0	80,0	0,0	77,0	14,0	34,6	3,8	281,7
HO	0,0	5,7	0,0	0,2	0,0	55,0	15,6	15,7	0,0	92,1
NI	0,0	0,0	0,0	17,9	0,0	32,5	35,3	3,0	15,6	104,3
PA	0,0	0,6	10,0	0,0	0,0	145,3	28,6	4,2	0,0	188,7
Total	1.630,8	6.567,9	100,1	1.269,9	777,4	14.660,8	2.248,8	1.993,4	211,8	29.461,0

Tabla 8.23: Capacidad instalada anual para Latino América, escenario SC.

Capacidad Instalada [MW]										
Año	Carbón	Gas	Diesel	Biomasa	Nuclear	Hidro	Eólica	Solar	Geotermia	Total
2016	17.174	93.040	36.615	15.751	5.360	184.356	15.612	3.397	1.385	372.690
2017	17.197	101.125	37.117	15.827	5.389	189.701	16.777	4.794	1.465	389.392
2018	17.197	105.185	35.846	16.430	5.389	197.225	19.355	8.001	1.509	406.137
2019	19.369	116.100	32.965	16.758	6.794	200.534	22.248	10.450	1.564	426.782
2020	19.432	124.614	32.208	16.849	6.794	202.147	23.606	14.450	1.564	441.664
2021	19.432	125.666	31.422	17.849	6.794	204.011	26.856	20.950	1.659	454.639
2022	19.432	125.859	31.433	17.849	6.794	207.531	30.356	30.749	1.659	471.662
2023	21.532	126.152	31.343	17.849	6.794	210.698	33.955	43.951	1.694	493.968
2024	21.532	126.706	30.734	17.849	7.544	214.850	37.655	59.750	1.721	518.341
2025	21.532	126.762	30.734	17.849	7.544	222.574	40.288	75.090	2.441	544.814
2026	21.532	127.688	30.734	17.849	7.544	230.145	44.163	88.990	2.441	571.086
2027	21.532	129.035	30.404	17.849	7.644	237.029	45.291	99.860	2.441	591.085
2028	20.832	131.168	30.404	17.849	7.644	242.725	47.751	108.460	2.754	609.587
2029	20.132	133.751	29.760	17.849	9.844	243.559	50.541	116.561	2.754	624.751
2030	20.132	133.821	29.760	17.849	9.844	243.980	51.601	124.961	2.754	634.702

Tabla 8.24: Capacidad instalada total por país según tecnología 2030, escenario SC

Capacidad Instalada [MW]										
País	Carbón	Gas	Diesel	Biomasa	Nuclear	Hidro	Eólica	Solar	Geotermia	Total
AR	890	19.050	4.143	0	3.829	13.143	1.963	4.258	0	47.276
BO	0	3.879	24	29	0	2.148	23	90	50	6.243
BR	3.550	16.275	5.528	14.318	4.395	141.881	26.996	3.701	0	216.644
CL	4.913	2.855	4.807	503	0	7.043	1.231	99.991	48	121.391
CO	1.589	2.166	1.408	74	0	12.406	518	2.600	0	20.761
EC	0	1.406	1.330	0	0	5.203	466	422	0	8.827
FG	0	0	123	13	0	243	65	34	0	478
GY	0	0	195	36	0	791	134	0	0	1.156

PY	0	275	0	0	0	9.558	0	0	0	9.833
PE	141	10.180	353	47	0	5.814	342	1.949	0	18.826
SU	0	0	519	42	0	572	172	0	0	1.305
UY	0	835	567	412	0	593	959	227	0	3.593
VE	0	19.464	3.138	0	0	18.971	4.925	0	0	46.498
MX	8.178	54.293	3.211	683	1.620	16.821	9.805	3.611	1.925	100.147
BZ	0	20	15	13	0	54	0	0	0	102
CR	0	1.287	0	0	0	2.444	402	1.801	225	6.159
ES	0	93	987	230	0	881	190	2.392	305	5.078
GU	664	285	654	1.006	0	1.501	698	2.315	33	7.156
HO	0	492	1.174	284	0	943	483	719	0	4.095
NI	0	0	785	159	0	666	1.464	670	168	3.912
PA	207	966	799	0	0	2.304	765	181	0	5.222
Total	20.132	133.821	29.760	17.849	9.844	243.980	51.601	124.961	2.754	634.702

Tabla 8.25: Costo de operación anual en América Latina, escenario SC.

Costo de operación [MMMUSD]										
Año	Carbón	Gas	Diesel	Biomasa	Nuclear	Hidro	Eólica	Solar	Geotermia	Total
2016	3,58	13,66	3,30	2,10	0,91	2,09	0,47	0,06	0,14	26,31
2017	3,74	16,53	2,75	2,29	0,92	2,20	0,50	0,09	0,15	29,17
2018	3,95	17,74	2,34	2,76	1,05	2,28	0,58	0,15	0,16	31,02
2019	4,30	19,50	1,56	2,47	1,27	2,36	0,66	0,20	0,17	32,49
2020	4,60	17,44	0,91	3,65	1,33	2,33	0,70	0,26	0,18	31,40
2021	4,24	17,89	0,88	4,33	1,38	2,38	0,83	0,37	0,19	32,50
2022	4,38	19,60	0,89	4,20	1,41	2,51	0,98	0,53	0,19	34,70
2023	4,08	20,04	0,89	4,57	1,45	2,57	1,13	0,75	0,20	35,67
2024	4,75	23,15	0,87	5,21	1,57	2,68	1,28	1,02	0,20	40,72
2025	4,53	22,88	0,87	5,03	1,60	2,75	1,37	1,27	0,26	40,58
2026	4,88	24,69	0,88	4,24	1,63	2,78	1,52	1,51	0,26	42,40
2027	4,19	24,82	0,88	4,97	1,70	2,81	1,56	1,69	0,26	42,88
2028	4,75	27,67	0,89	4,08	1,69	2,85	1,67	1,83	0,29	45,73
2029	4,83	30,85	0,89	4,34	2,10	2,84	1,75	1,97	0,29	49,86
2030	5,05	33,39	0,93	5,32	2,17	2,89	1,79	2,11	0,29	53,93
Total	65,84	329,86	19,73	59,56	22,20	38,31	16,82	13,81	3,23	569,35

Tabla 8.26: Costo de operación total por país, escenario SC.

Costo de operación [MMMUSD]										
País	Carbón	Gas	Diesel	Biomasa	Nuclear	Hidro	Eólica	Solar	Geotermia	Total
AR	3,66	25,94	3,95	0,00	5,75	7,25	0,80	0,45	0,00	47,79

BO	0,00	6,30	0,01	0,02	0,00	0,54	0,01	0,02	0,11	7,00
BR	10,33	25,64	2,57	51,02	8,47	7,12	8,58	0,07	0,00	113,80
CL	15,45	1,94	1,09	1,47	0,00	2,47	0,78	11,16	0,10	34,47
CO	4,21	2,52	0,41	0,35	0,00	3,98	0,08	0,12	0,00	11,65
EC	0,00	2,04	0,59	0,00	0,00	2,13	0,09	0,02	0,00	4,87
FG	0,00	0,00	0,10	0,01	0,00	0,06	0,00	0,01	0,00	0,19
GY	0,00	0,00	0,23	0,09	0,00	0,22	0,01	0,00	0,00	0,54
PY	0,00	0,09	0,00	0,00	0,00	0,57	0,00	0,00	0,00	0,65
PE	0,20	32,28	0,14	0,10	0,00	2,26	0,15	0,10	0,00	35,22
SU	0,00	0,00	0,98	0,02	0,00	0,11	0,01	0,00	0,00	1,12
UY	0,00	1,27	0,84	2,10	0,00	0,00	0,51	0,05	0,00	4,77
VE	0,00	40,07	1,30	0,00	0,00	4,10	1,16	0,00	0,00	46,63
MX	28,40	190,48	4,89	0,45	7,97	5,33	3,32	0,95	1,63	243,41
BZ	0,00	0,00	0,00	0,06	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,12
CR	0,00	0,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,15	0,48	1,24
ES	0,00	0,02	0,41	0,54	0,00	0,22	0,05	0,27	0,51	2,01
GU	3,49	0,06	0,18	2,45	0,00	0,66	0,15	0,25	0,08	7,31
HO	0,00	0,61	0,30	0,52	0,00	0,00	0,20	0,13	0,00	1,76
NI	0,00	0,00	0,22	0,37	0,00	0,00	0,35	0,02	0,32	1,28
PA	0,10	0,21	1,54	0,00	0,00	1,25	0,38	0,04	0,00	3,53
Total	65,84	329,86	19,73	59,56	22,20	38,31	16,82	13,81	3,23	569,35

Tabla 8.27: Anualidad de la inversión por tecnología, escenario SC.

Inversión Anualizada [MMMUSD]										
Año	Carbón	Gas	Diesel	Biomasa	Nuclear	Hidro	Eólica	Solar	Geotermia	Total
2016	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,09
2017	0,00	0,12	0,00	0,00	0,00	0,07	0,00	0,00	0,00	0,19
2018	0,00	0,22	0,00	0,03	0,00	0,11	0,27	0,11	0,00	0,74
2019	0,25	0,38	0,00	0,03	0,00	0,26	0,27	0,40	0,00	1,61
2020	0,27	0,55	0,00	0,03	0,00	0,34	0,27	1,02	0,00	2,48
2021	0,27	0,66	0,00	0,03	0,00	0,42	0,93	2,01	0,00	4,32
2022	0,27	0,71	0,00	0,03	0,00	0,47	1,64	3,49	0,00	6,61
2023	0,67	0,75	0,00	0,03	0,00	0,60	2,36	5,45	0,00	9,86
2024	0,67	0,80	0,00	0,03	0,00	0,94	3,09	7,76	0,01	13,30
2025	0,67	0,81	0,00	0,03	0,00	1,58	3,62	9,96	0,18	16,85
2026	0,67	0,86	0,00	0,03	0,00	1,80	4,40	11,91	0,18	19,85
2027	0,67	0,96	0,00	0,03	0,00	1,96	4,67	13,39	0,18	21,86
2028	0,67	1,17	0,00	0,03	0,00	2,07	5,18	14,52	0,26	23,91
2029	0,67	1,37	0,00	0,03	0,00	2,16	5,77	15,55	0,26	25,81
2030	0,67	1,38	0,00	0,03	0,00	2,26	6,01	16,57	0,26	27,17

Total	6,39	10,81	0,00	0,45	0,00	15,06	38,48	102,13	1,33	174,65
--------------	-------------	--------------	-------------	-------------	-------------	--------------	--------------	---------------	-------------	---------------

Tabla 8.28: Anualidad de la inversión por tecnología en cada país 2016-2030, escenario SC.

Inversión Anualizada [MMMUSD]										
País	Carbón	Gas	Diesel	Biomasa	Nuclear	Hidro	Eólica	Solar	Geotermia	Total
AR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,14	2,95	3,35	0,00	7,43
BO	0,00	1,21	0,00	0,00	0,00	1,68	0,00	0,08	0,00	2,96
BR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,10	26,53	0,51	0,00	31,14
CL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	91,86	0,00	91,86
CO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,42	0,84	0,00	1,25
EC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,40	0,12	0,00	0,52
FG	0,00	0,00	0,00	0,06	0,00	0,25	0,03	0,00	0,00	0,35
GY	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,56	0,10	0,00	0,00	1,66
PY	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,31	0,00	0,00	0,00	0,31
PE	0,00	6,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,42	0,00	6,81
SU	0,00	0,00	0,00	0,21	0,00	1,08	0,08	0,00	0,00	1,37
UY	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,25	0,00	0,00	0,25
VE	0,00	1,71	0,00	0,00	0,00	0,81	5,39	0,00	0,00	7,91
MX	6,39	1,60	0,00	0,00	0,00	4,13	0,00	0,00	1,33	13,46
BZ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,14	0,00	1,14
ES	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	1,91	0,00	2,07
GU	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,53	1,71	0,00	2,24
HO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,03	0,00	0,06
NI	0,00	0,00	0,00	0,17	0,00	0,00	1,53	0,17	0,00	1,88
PA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	6,39	10,81	0,00	0,45	0,00	15,06	38,48	102,13	1,33	174,65

Tabla 8.29: Total de emisiones de anuales, escenario MC.

Año	Emisiones [Mt]
2016	326,27
2017	321,45
2018	325,38
2019	315,97
2020	344,95
2021	363,48
2022	372,86
2023	369,98
2024	415,00
2025	396,22

2026	387,99
2027	395,70
2028	388,27
2029	409,91
2030	453,54
Total	5.586,98

Tabla 8.30: Emisiones totales por país 2016-2030, esceanrio MC.

País	Emisiones [Mt]
AR	244,26
BO	118,30
BR	1.185,50
CL	337,45
CO	145,67
EC	19,47
FG	0,50
GY	3,14
PY	0,00
PE	391,55
SU	4,85
UY	51,05
VE	760,62
MX	2.174,98
BZ	1,33
CR	1,70
ES	6,78
GU	128,80
HO	3,49
NI	0,03
PA	7,52
Total	5.586,98

Tabla 8.31: Capacidad de transmisión entre países, escenario BAU.

Capacidad de transmisión entre países [MW]																
Origen	Destino	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
AR	BR	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
AR	PY	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200
AR	UY	3.276	3.276	3.276	3.276	3.276	3.276	3.276	3.276	3.276	3.276	3.276	3.276	3.276	3.276	3.276
BO	AR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BO	BR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CL	AR	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717
CL	BO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CL	PE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CO	VE	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
EC	CO	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
FG	BR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GY	BR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GY	SU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PA	CO	0	0	0	0	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
PE	BO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PE	BR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PE	EC	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332
PY	BO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PY	BR	2.550	4.550	4.550	4.550	4.637	4.833	4.966	5.244	5.408	5.408	5.573	5.676	5.875	5.946	6.090
SU	FG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UY	BR	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
VE	BR	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
CR	PA	240	240	240	240	499	499	499	499	499	499	540	540	540	540	540
ES	HO	300	300	300	300	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600

GU	BZ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
GU	ES	300	300	300	300	300	300	300	300	562	562	600	600	600	600	600	
GU	HO	300	300	300	300	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	
HO	NI	110	110	110	110	382	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	
MX	BZ	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
MX	GU	140	140	140	140	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	
NI	CR	180	180	180	180	303	303	303	303	303	303	303	303	303	303	304	334

Tabla 8.32: Flujo neto entre países, escenario BAU.

Flujo neto entre países [GWh]																
Origen	Destino	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
AR	BR	16.747	15.007	14.141	14.083	13.957	8.333	11.073	9.583	11.542	10.678	9.273	13.493	13.451	11.374	12.877
AR	PY	5.536	6.102	3.825	3.650	8.039	3.508	7.626	4.653	10.703	9.809	12.095	9.981	13.773	15.429	14.264
AR	UY	-9.110	-8.089	-12.285	-13.146	-13.040	-11.229	-11.778	-15.425	-15.037	-15.214	-13.972	-16.121	-16.657	-17.702	-18.398
BO	AR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BO	BR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CL	AR	3.568	3.469	3.222	3.012	1.884	-830	-1.103	-3.330	-2.000	-2.317	-1.048	-2.176	-1.902	-1.146	-2.108
CL	BO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CL	PE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CO	VE	-2.188	-2.182	-2.182	-2.182	-2.188	-2.182	-2.182	-2.182	-2.188	-2.182	-2.182	-2.182	-2.188	-2.182	-2.182
EC	CO	1.470	3.452	3.502	3.223	2.117	2.687	2.100	621	2.860	3.234	1.981	1.613	897	940	-1.134
FG	BR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GY	BR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GY	SU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PA	CO	0	0	0	0	171	930	1.157	91	-1.259	-557	-970	-80	-1.388	-1.618	-1.133
PE	BO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PE	BR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PE	EC	241	-1.113	-1.926	217	-171	565	1.358	265	1.278	1.684	1.713	2.665	2.916	2.651	2.885
PY	BO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PY	BR	-9.300	-9.385	-12.278	-13.355	-9.780	-15.211	-12.031	-15.894	-10.518	-12.364	-10.807	-14.068	-11.465	-11.011	-13.446
SU	FG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UY	BR	-4.392	-4.380	-4.380	-4.380	-4.377	-4.380	-2.780	-4.380	-2.429	-4.093	-167	-1.537	-917	-336	-1.501
VE	BR	1	-282	302	-282	67	302	75	302	1.751	1.450	598	1.450	297	598	1.301
CR	PA	-44	-668	-44	-260	-1.513	232	713	-547	-1.050	281	-674	1.075	-49	-830	592
ES	HO	-561	-137	-476	-485	106	685	917	810	2.373	2.617	2.609	2.909	2.815	2.459	2.343
GU	BZ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

GU	ES	1.856	1.518	1.778	1.792	2.366	1.749	1.831	1.503	3.149	3.127	3.112	3.255	3.300	3.479	3.382
GU	HO	1.331	1.232	1.306	1.314	2.486	1.585	2.188	2.609	2.920	2.896	2.508	3.285	2.910	3.244	3.005
HO	NI	661	434	-408	-446	-2.671	-2.733	-2.545	-3.080	-2.337	-1.970	-3.275	-2.533	-3.304	-3.110	-2.439
MX	BZ	257	258	275	289	306	331	350	375	397	420	453	468	496	503	546
MX	GU	375	-608	-611	-611	-223	17	-27	-216	-71	-490	593	508	1.140	1.458	536
NI	CR	-875	-873	-873	-856	-1.290	-755	-1.265	-1.497	-798	263	-1.391	573	-618	113	919

Tabla 8.33: Balance neto de exportación e importación por país, escenario BAU.

Balance neto [GWh]															
País	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
AR	9.605	9.551	2.459	1.575	7.072	1.442	8.024	2.141	9.208	7.590	8.444	9.529	12.469	10.247	10.851
BO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BR	-3.056	-960	2.215	3.934	133	10.956	3.663	10.389	-346	4.329	1.103	662	-1.366	-625	769
CL	3.568	3.469	3.222	3.012	1.884	-830	-1.103	-3.330	-2.000	-2.317	-1.048	-2.176	-1.902	-1.146	-2.108
CO	-3.658	-5.634	-5.684	-5.405	-4.476	-5.799	-5.439	-2.894	-3.789	-4.859	-3.193	-3.715	-1.697	-1.504	85
EC	1.229	4.565	5.428	3.006	2.288	2.122	742	356	1.582	1.550	268	-1.052	-2.019	-1.711	-4.019
FG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PY	-14.836	-15.487	-16.103	-17.005	-17.819	-18.719	-19.657	-20.547	-21.221	-22.173	-22.902	-24.049	-25.238	-26.440	-27.710
PE	241	-1.113	-1.926	217	-171	565	1.358	265	1.278	1.684	1.713	2.665	2.916	2.651	2.885
SU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UY	4.718	3.709	7.905	8.766	8.663	6.849	8.998	11.045	12.608	11.121	13.805	14.584	15.740	17.366	16.897
VE	2.189	1.900	2.484	1.900	2.255	2.484	2.257	2.484	3.939	3.632	2.780	3.632	2.485	2.780	3.483
MX	632	-350	-336	-322	83	348	323	159	326	-70	1.046	976	1.636	1.961	1.082
CR	831	205	829	596	-223	987	1.978	950	-252	18	717	502	569	-943	-327
ES	-2.417	-1.655	-2.254	-2.277	-2.260	-1.064	-914	-693	-776	-510	-503	-346	-485	-1.020	-1.039
GU	2.812	3.358	3.695	3.717	5.075	3.317	4.046	4.328	6.140	6.513	5.027	6.032	5.070	5.265	5.851
HO	-109	-661	-1.238	-1.275	-5.263	-5.003	-5.650	-6.499	-7.630	-7.483	-8.392	-8.727	-9.029	-8.813	-7.787
NI	-1.536	-1.307	-465	-410	1.381	1.978	1.280	1.583	1.539	2.233	1.884	3.106	2.686	3.223	3.358
PA	44	668	44	260	1.684	698	444	638	-209	-838	-296	-1.155	-1.339	-788	-1.725

Tabla 8.34: Anualidad de inversión en transmisión, escenario BAU.

Anualidad de Inversión [Millones USD]															
País	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
LA	0,00	0,00	40,64	63,52	173,26	200,03	278,13	300,45	314,56	325,66	343,43	365,95	387,68	395,09	420,92
AR	0,00	0,00	40,64	53,39	116,95	136,44	147,47	160,90	160,90	160,90	160,90	165,26	169,16	171,77	179,04
BO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BR	0,00	0,00	0,00	0,00	1,24	4,02	69,20	73,14	75,68	75,68	78,02	79,49	82,33	83,34	85,37
CL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GY	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PY	0,00	0,00	0,00	0,00	1,24	4,02	5,91	9,85	12,18	12,18	14,52	15,99	18,82	19,83	21,87
PE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SU	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
UY	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VE	0,00	0,00	0,00	10,13	21,41	22,48	22,48	23,49	25,44	36,54	47,90	63,11	75,28	78,02	90,79
MX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CR	0,00	0,00	0,00	0,00	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	6,02	6,02	6,02	6,04	6,91
ES	0,00	0,00	0,00	0,00	2,12	2,12	2,12	2,12	5,76	5,76	6,29	6,29	6,29	6,29	6,29
GU	0,00	0,00	0,00	0,00	5,19	5,19	5,19	5,19	8,83	8,83	9,36	9,36	9,36	9,36	9,36
HO	0,00	0,00	0,00	0,00	10,25	10,57	10,57	10,57	10,57	10,57	10,57	10,57	10,57	10,57	10,57
NI	0,00	0,00	0,00	0,00	7,03	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35	7,38	8,24
PA	0,00	0,00	0,00	0,00	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50

Tabla 8.35: Capacidad de transmisión entre países, escenario MC.

Capacidad de transmisión entre países [MW]																
Origen	Destino	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
AR	BR	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
AR	PY	3.200	3.200	3.200	3.200	3.388	3.665	3.665	3.665	3.665	3.665	3.665	3.665	3.665	3.665	3.665
AR	UY	3.276	3.276	3.276	3.276	5.246	5.246	5.246	5.486	5.486	5.486	5.486	5.682	5.682	5.682	5.682
BO	AR	0	0	440	440	1.420	1.420	1.756	1.756	1.756	1.756	1.756	1.756	1.756	1.756	1.756
BO	BR	0	0	217	217	344	344	344	344	344	344	344	344	347	347	365
CL	AR	717	717	717	717	1.406	1.406	1.411	1.411	1.543	1.543	1.543	1.638	1.743	1.743	1.743
CL	BO	0	0	480	480	480	480	480	480	480	480	737	737	737	737	737
CL	PE	0	0	0	0	8.763	8.763	8.763	8.763	8.837	9.269	9.822	9.899	9.899	9.899	9.899
CO	VE	250	250	250	250	4.355	5.000	5.772	5.871	6.952	7.167	7.254	7.443	7.443	7.443	7.443
EC	CO	500	500	1.080	1.080	1.080	1.080	1.227	1.235	1.350	1.585	1.585	1.585	1.585	1.585	1.621
FG	BR	0	0	0	0	2.968	2.968	2.968	2.968	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
GY	BR	0	0	0	0	2.871	2.871	2.871	2.871	2.871	2.871	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
GY	SU	0	0	0	0	2.893	2.893	2.893	2.893	2.893	2.893	2.893	2.893	2.893	2.893	2.893
PA	CO	0	0	0	0	2.150	2.244	2.305	2.482	2.995	3.023	3.113	3.216	3.399	3.412	3.564
PE	BO	0	0	61	61	61	61	61	114	114	114	150	150	150	150	150
PE	BR	0	0	0	0	815	815	1.033	1.033	1.033	1.033	1.730	1.730	1.914	1.914	1.914
PE	EC	332	332	357	512	759	759	759	759	759	759	759	759	759	759	759
PY	BO	0	0	0	0	52	52	52	52	98	98	439	439	439	439	439
PY	BR	2.550	4.550	4.550	4.550	5.434	5.948	5.948	5.948	5.948	5.948	5.948	5.948	5.948	5.948	5.948
SU	FG	0	0	0	0	2.902	2.902	2.902	2.902	2.902	2.902	2.902	2.902	2.902	2.902	2.902
UY	BR	500	500	500	500	3.917	3.917	3.917	3.917	3.917	3.917	3.917	3.917	3.917	3.917	3.917
VE	BR	200	200	200	200	5.212	5.234	5.234	5.234	5.234	5.234	5.234	5.234	5.234	5.234	5.234
CR	PA	110	110	110	110	2.438	2.438	2.438	2.668	2.668	2.668	2.668	2.668	2.781	2.968	2.968
ES	HO	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	331	331	384
GU	BZ	0	0	0	0	90	120	120	120	122	136	136	148	148	148	164

GU	ES	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	308
GU	HO	290	290	290	290	1.734	1.743	1.743	1.743	1.743	1.743	1.743	1.743	1.743	1.743	1.805
HO	NI	210	210	210	210	2.475	2.475	2.627	2.718	2.718	2.718	2.830	2.864	3.030	3.030	3.030
MX	BZ	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
MX	GU	140	140	140	140	2.320	2.554	2.554	2.554	2.555	2.555	2.555	2.654	2.654	2.654	3.188
NI	CR	150	150	150	150	2.258	2.359	2.492	2.573	2.573	2.573	2.573	2.573	2.573	2.573	2.573

Tabla 8.36: Flujo neto entre países, escenario MC.

Flujo neto entre países [GWh]																
Origen	Destino	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
AR	BR	16.747	14.993	14.963	15.563	-15.916	-17.259	-14.743	-16.223	-14.718	-15.773	-16.946	-13.987	-16.336	-14.691	-14.590
AR	PY	5.536	6.054	4.201	3.599	-14.114	-22.002	-14.387	-16.818	-4.430	-8.766	-3.298	-14.013	-4.914	855	-186
AR	UY	-9.110	-8.035	-12.386	-12.994	-28.450	-33.362	-23.027	-35.095	-15.475	-27.215	-12.890	-29.003	-20.800	-16.797	-19.759
BO	AR	0	0	3.845	3.848	12.126	12.263	14.940	15.152	15.113	14.957	14.922	14.814	14.680	14.476	13.907
BO	BR	0	0	-1.897	-1.897	16	-169	-486	-510	1.643	1.917	669	1.310	405	516	2.332
CL	AR	3.568	3.399	4.463	3.719	4.915	5.820	4.750	2.912	2.934	5.521	6.539	-190	-449	253	892
CL	BO	0	0	-4.095	-4.190	321	-1.211	-849	-3.178	-2.992	-3.426	-6.278	-6.421	-6.333	-6.073	-6.004
CL	PE	0	0	0	0	-22.883	-27.280	-25.783	-25.516	-21.332	-23.323	-21.820	-22.616	-22.902	-21.622	-20.934
CO	VE	-2.188	-2.182	-2.182	-2.182	-32.750	-38.196	-42.114	-41.911	-47.035	-48.876	-47.718	-51.480	-49.069	-47.600	-48.287
EC	CO	581	3.602	5.057	5.220	-4.269	-4.187	-5.523	-6.479	-5.065	-5.320	-5.882	-6.688	-7.754	-9.390	-9.702
FG	BR	0	0	0	0	6.321	14.364	16.117	4.171	19.000	20.679	8.412	8.192	7.481	5.861	13.309
GY	BR	0	0	0	0	-5.708	-13.655	-15.443	-3.778	-10.727	-13.724	-2.991	-169	2.420	3.654	-3.178
GY	SU	0	0	0	0	5.864	14.001	15.866	4.150	17.321	19.363	7.410	6.865	5.944	4.573	11.558
PA	CO	0	0	0	0	-17.911	-17.392	-18.429	-20.066	-23.537	-22.736	-22.714	-24.363	-23.944	-23.621	-26.307
PE	BO	0	0	337	-532	111	-46	58	-654	-724	-694	-1.262	-1.181	-1.189	-1.130	-949
PE	BR	0	0	0	0	38	-604	-1.461	-3.021	730	1.672	2.157	-3.144	-503	28	1.257
PE	EC	1.417	-59	885	1.935	-4.702	-4.439	-4.570	-4.839	-2.466	-2.438	-2.793	-2.460	-2.113	54	-242
PY	BO	0	0	0	0	-15	-184	-28	-146	-778	-762	-3.048	-3.260	-2.018	-2.584	-3.688
PY	BR	-9.320	-9.445	-11.994	-13.409	-31.494	-39.786	-33.259	-36.467	-24.440	-29.827	-23.132	-34.754	-28.077	-22.964	-24.191
SU	FG	0	0	0	0	5.684	13.758	15.438	3.678	18.044	19.763	7.469	7.223	6.511	4.864	12.251
UY	BR	-4.392	-4.380	-4.380	-4.380	-25.825	-33.109	-20.097	-31.446	-8.444	-23.591	-5.051	-22.479	-11.862	-6.128	-9.313
VE	BR	1	-282	302	-282	11.326	23.835	27.621	9.089	28.225	35.046	15.153	12.651	8.713	8.814	20.328
CR	PA	-101	-485	-69	-275	-19.453	-18.233	-18.837	-21.018	-21.972	-21.390	-20.451	-20.563	-20.043	-19.331	-20.516
ES	HO	753	1.055	652	1.141	-1.938	-1.568	-1.625	-1.667	-1.028	-1.058	-989	-878	-912	-1.004	-1.435
GU	BZ	0	0	0	0	568	819	708	660	784	955	824	1.047	843	929	801

GU	ES	2.537	2.435	2.283	2.367	435	-642	-787	-1.242	-365	-443	-839	-482	-552	-327	-844
GU	HO	2.484	2.527	2.223	2.503	-12.189	-13.199	-13.058	-13.770	-12.258	-12.812	-11.558	-12.355	-11.866	-9.739	-12.464
HO	NI	508	623	-662	-295	-19.776	-20.143	-20.880	-22.326	-21.254	-21.739	-21.578	-22.939	-23.309	-21.004	-23.198
MX	BZ	258	281	307	334	-199	-421	-281	-203	-292	-432	-265	-447	-210	-256	-86
MX	GU	807	-223	-363	-584	-17.163	-18.507	-18.533	-19.504	-18.758	-19.807	-17.681	-19.003	-18.504	-15.818	-20.686
NI	CR	-1.273	-1.309	-1.309	-1.309	-19.178	-18.926	-20.319	-21.504	-21.093	-20.915	-20.606	-20.587	-20.112	-16.948	-17.492

Tabla 8.37: Balance neto de exportación e importación por país, escenario MC.

Balance neto [GWh]															
País	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
AR	9.605	9.613	-1.530	-1.399	-75.521	-90.706	-71.847	-86.200	-52.670	-72.232	-54.595	-71.627	-56.281	-45.362	-49.334
BO	0	0	5.706	6.673	11.725	13.535	15.273	18.620	21.250	21.756	26.179	26.986	24.625	24.779	26.880
BR	-3.036	-886	3.006	4.405	61.242	66.383	41.751	78.185	8.731	23.601	21.729	52.380	37.759	24.910	14.046
CL	3.568	3.399	368	-471	-17.647	-22.671	-21.882	-25.782	-21.390	-21.228	-21.559	-29.227	-29.684	-27.442	-26.046
CO	-2.769	-5.784	-7.239	-7.402	-10.570	-16.617	-18.162	-15.366	-18.433	-20.820	-19.122	-20.429	-17.371	-14.589	-12.278
EC	-836	3.661	4.172	3.285	433	252	-953	-1.640	-2.599	-2.882	-3.089	-4.228	-5.641	-9.444	-9.460
FG	0	0	0	0	637	606	679	493	956	916	943	969	970	997	1.058
GY	0	0	0	0	156	346	423	372	6.594	5.639	4.419	6.696	8.364	8.227	8.380
PY	-14.856	-15.499	-16.195	-17.008	-17.395	-17.968	-18.900	-19.795	-20.788	-21.823	-22.882	-24.001	-25.181	-26.403	-27.693
PE	1.417	-59	1.222	1.403	18.330	22.191	19.810	17.002	18.872	21.863	19.922	15.831	19.097	20.574	21.000
SU	0	0	0	0	-180	-243	-428	-472	723	400	59	358	567	291	693
UY	4.718	3.655	8.006	8.614	2.625	253	2.930	3.649	7.031	3.624	7.839	6.524	8.938	10.669	10.446
VE	2.189	1.900	2.484	1.900	44.076	62.031	69.735	51.000	75.260	83.922	62.871	64.131	57.782	56.414	68.615
MX	1.065	58	-56	-250	-17.362	-18.928	-18.814	-19.707	-19.050	-20.239	-17.946	-19.450	-18.714	-16.074	-20.772
CR	1.172	824	1.240	1.034	-275	693	1.482	486	-879	-475	155	24	69	-2.383	-3.024
ES	-1.784	-1.380	-1.631	-1.226	-2.373	-926	-838	-425	-663	-615	-150	-396	-360	-677	-591
GU	4.214	5.185	4.869	5.454	5.977	5.485	5.396	5.152	6.919	7.507	6.108	7.213	6.929	6.681	8.179
HO	-2.729	-2.959	-3.537	-3.939	-5.649	-5.376	-6.197	-6.889	-7.968	-7.869	-9.031	-9.706	-10.531	-10.261	-9.299
NI	-1.781	-1.932	-647	-1.014	598	1.217	561	822	161	824	972	2.352	3.197	4.056	5.706
PA	101	485	69	275	1.542	841	408	952	-1.565	-1.346	-2.263	-3.800	-3.901	-4.290	-5.791

Tabla 8.38: Anualidad de inversión en transmisión, escenario MC.

Anualidad de Inversión [Millones USD]															
País	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
LA	0,00	0,00	105,75	126,51	1713,60	1786,38	1920,11	1964,75	2192,99	2241,71	2394,11	2437,24	2483,42	2493,56	2532,73
AR	0,00	0,00	44,28	47,44	398,73	401,26	424,66	429,17	515,00	515,00	521,75	537,96	541,05	541,05	544,47
BO	0,00	0,00	27,01	27,01	59,45	59,45	68,07	69,24	70,97	70,97	92,62	92,62	92,75	92,75	93,52
BR	0,00	0,00	11,01	11,01	347,59	359,88	398,16	398,16	461,34	478,52	528,14	528,14	538,42	539,84	549,12
CL	0,00	0,00	11,05	11,05	29,55	29,55	29,60	29,60	30,73	31,22	39,20	40,02	40,94	40,94	40,94
CO	0,00	0,00	4,17	4,17	132,06	149,52	170,48	176,45	213,56	220,98	224,87	231,46	235,08	235,34	238,59
EC	0,00	0,00	4,71	7,87	13,22	14,79	15,87	15,93	16,76	18,45	18,45	18,45	18,45	18,45	18,71
FG	0,00	0,00	0,00	0,00	21,63	21,63	21,63	21,63	21,79	21,79	21,79	21,79	21,79	21,79	21,79
GY	0,00	0,00	0,00	0,00	19,99	19,99	19,99	19,99	19,99	19,99	20,46	20,46	20,46	20,46	20,46
PY	0,00	0,00	0,00	0,00	14,07	21,75	21,75	21,75	23,48	23,48	36,37	36,37	36,37	36,37	36,37
PE	0,00	0,00	3,51	6,95	57,06	57,06	69,07	70,24	70,24	70,24	109,38	109,38	119,54	119,54	119,54
SU	0,00	0,00	0,00	0,00	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16
UY	0,00	0,00	0,00	0,00	118,65	118,65	118,65	123,15	123,15	123,15	123,15	126,84	126,84	126,84	126,84
VE	0,00	0,00	0,00	10,99	228,79	249,11	271,09	282,17	308,51	329,53	335,58	345,97	354,75	359,83	363,53
MX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CR	0,00	0,00	0,00	0,00	67,16	68,37	69,96	75,39	75,39	75,39	75,39	75,39	76,33	77,89	77,89
ES	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,22	0,22	0,78
GU	0,00	0,00	0,00	0,00	22,04	25,36	25,36	25,36	25,40	25,58	25,58	26,94	26,94	26,94	34,32
HO	0,00	0,00	0,00	0,00	30,87	30,92	32,42	33,32	33,32	33,32	34,43	34,76	36,62	36,62	37,36
NI	0,00	0,00	0,00	0,00	59,86	63,97	67,05	68,91	68,92	68,92	70,03	71,59	73,23	73,23	79,86
PA	0,00	0,00	0,00	0,00	76,62	78,47	79,68	87,65	97,75	98,29	100,06	102,09	106,65	108,47	111,46

Tabla 8.39: Capacidad de transmisión entre países, escenario SC.

Capacidad de transmisión entre países [MW]																
Origen	Destino	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
AR	BR	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
AR	PY	3.200	3.200	3.200	3.200	3.449	3.799	3.799	3.799	3.799	3.799	5.521	5.521	6.015	7.850	7.850
AR	UY	3.276	3.276	3.276	3.276	3.399	3.399	3.399	3.399	3.399	3.399	3.399	3.399	3.399	3.399	3.399
BO	AR	0	0	440	440	765	765	765	765	765	765	765	765	765	765	765
BO	BR	0	0	203	203	203	203	203	203	1.684	1.684	1.684	1.684	1.756	1.987	1.987
CL	AR	717	717	717	717	3.390	4.409	7.495	9.574	17.481	18.965	22.873	22.873	22.873	22.873	22.873
CL	BO	0	0	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480
CL	PE	0	0	0	0	9.408	9.442	9.442	9.540	9.540	9.978	10.061	10.062	10.139	10.139	10.139
CO	VE	250	250	250	250	4.729	5.478	6.123	6.123	7.495	7.766	8.096	8.352	8.352	8.352	8.352
EC	CO	500	500	1.039	1.039	1.039	1.039	1.250	1.250	1.405	1.512	1.512	1.512	1.512	1.512	1.512
FG	BR	0	0	0	0	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
GY	BR	0	0	0	0	2.903	2.903	2.903	2.903	2.903	2.903	2.964	3.000	3.000	3.000	3.000
GY	SU	0	0	0	0	2.928	2.935	2.935	2.935	2.935	2.948	2.970	2.970	2.970	2.970	2.970
PA	CO	0	0	0	0	2.647	2.734	2.786	3.225	3.718	3.718	3.852	3.928	4.080	4.197	4.462
PE	BO	0	0	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
PE	BR	0	0	0	0	1.435	1.435	1.435	1.435	1.435	1.435	1.435	1.435	1.435	1.435	1.435
PE	EC	332	332	345	501	822	822	822	822	822	822	1.054	1.054	1.618	1.618	1.618
PY	BO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PY	BR	2.550	4.550	4.550	4.550	5.160	5.490	5.490	5.490	5.490	5.490	5.490	5.490	5.490	5.490	5.490
SU	FG	0	0	0	0	2.944	2.944	2.944	2.944	2.944	2.944	2.944	2.944	2.944	2.944	2.944
UY	BR	500	500	500	500	2.361	2.361	2.361	2.361	2.361	2.361	2.361	2.361	2.361	2.361	2.361
VE	BR	200	200	200	200	4.831	4.831	4.831	4.831	4.831	4.831	4.831	4.831	4.831	4.831	4.831
CR	PA	110	110	110	110	2.895	2.895	2.895	3.343	3.416	3.416	3.416	3.416	3.518	3.716	3.716
ES	HO	300	300	300	300	330	330	330	330	330	330	330	332	340	362	416
GU	BZ	0	0	0	0	98	125	125	125	125	140	140	149	149	149	165

GU	ES	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290
GU	HO	290	290	290	290	2.166	2.291	2.291	2.364	2.364	2.364	2.364	2.364	2.364	2.364	2.457
HO	NI	210	210	210	210	2.952	2.992	3.154	3.398	3.398	3.519	3.519	3.590	3.756	3.793	3.819
MX	BZ	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
MX	GU	140	140	140	140	2.762	3.051	3.051	3.098	3.213	3.217	3.217	3.398	3.398	3.398	3.818
NI	CR	150	150	150	150	2.706	2.859	3.016	3.258	3.310	3.310	3.310	3.310	3.310	3.310	3.310

Tabla 8.40: Flujo neto entre países, escenario SC.

Flujo neto entre países [GWh]																
Origen	Destino	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
AR	BR	16.747	15.005	14.740	15.054	-15.620	-17.126	-16.906	-16.752	-2.692	-8.400	1.340	2.028	4.451	1.237	-3.902
AR	PY	5.536	6.103	4.520	4.749	-13.025	-20.572	-9.999	-12.442	8.275	6.837	17.928	12.085	19.977	34.339	40.036
AR	UY	-9.110	-8.082	-12.118	-11.960	-13.935	-17.229	-5.978	-17.397	-2.286	1.036	5.770	2.970	4.624	4.609	7.395
BO	AR	0	0	3.844	3.848	6.715	6.696	6.696	6.667	4.919	3.041	5.238	5.301	4.472	3.077	2.962
BO	BR	0	0	-1.777	-1.777	10	139	348	383	11.120	12.116	7.737	12.463	7.130	12.783	15.128
CL	AR	3.568	3.450	5.217	5.818	22.368	30.661	42.503	45.991	78.434	92.900	115.034	110.718	117.162	120.077	122.060
CL	BO	0	0	-4.097	-4.190	-3.078	-3.640	-3.934	-3.853	405	-68	-1.463	-608	-216	667	1.018
CL	PE	0	0	0	0	-19.037	-20.543	-12.331	-230	4.641	13.811	15.917	26.588	26.514	31.556	31.671
CO	VE	-2.188	-2.182	-2.182	-2.182	-36.379	-42.055	-45.684	-46.140	-52.846	-54.467	-53.005	-58.645	-53.920	-51.803	-53.380
EC	CO	571	3.602	5.002	5.142	-4.323	-3.794	-4.047	-4.918	-3.699	-2.459	-3.225	-3.423	-2.488	-3.611	-4.070
FG	BR	0	0	0	0	6.279	15.634	18.617	3.673	13.440	16.604	7.550	115	5.657	5.469	10.150
GY	BR	0	0	0	0	-5.698	-14.692	-17.793	-3.142	-8.268	-12.349	-4.730	4.236	10	186	-4.138
GY	SU	0	0	0	0	5.825	15.264	18.365	3.652	12.550	16.017	7.491	6	5.285	5.215	9.495
PA	CO	0	0	0	0	-21.829	-21.787	-22.921	-26.105	-29.879	-29.191	-28.976	-31.502	-31.030	-30.647	-33.488
PE	BO	0	0	435	-640	-510	-610	-646	-588	194	162	-89	44	242	255	310
PE	BR	0	0	0	0	-10	-884	-1.816	-1.079	1.849	4.170	2.669	2.685	1.864	4.415	5.833
PE	EC	1.445	-100	860	1.865	-5.112	-4.436	-3.200	-2.995	-624	1.154	1.381	2.411	4.747	7.238	7.089
PY	BO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PY	BR	-9.320	-9.349	-11.556	-12.194	-30.480	-38.527	-28.894	-32.231	-12.516	-15.001	-4.960	-11.935	-5.202	7.919	12.328
SU	FG	0	0	0	0	5.681	15.067	17.978	3.220	12.728	15.934	6.925	-469	5.088	4.848	9.483
UY	BR	-4.392	-4.380	-4.380	-4.380	-12.518	-19.056	-5.929	-17.664	-665	-1.225	5.448	2.729	4.116	5.326	8.394
VE	BR	1	-282	302	-282	10.821	25.023	29.190	7.722	18.805	21.557	12.699	-3.291	7.353	7.646	12.218
CR	PA	-92	-478	-88	-275	-23.430	-22.558	-23.480	-26.874	-28.269	-27.892	-26.803	-27.731	-26.725	-26.649	-27.631
ES	HO	753	1.054	635	1.080	-2.130	-1.643	-1.877	-1.973	-1.480	-1.821	-1.316	-1.652	-1.315	-1.470	-1.814
GU	BZ	0	0	0	0	663	938	704	622	834	999	920	926	932	733	937

GU	ES	2.537	2.435	2.294	2.393	513	-227	-723	-1.059	-484	-868	-837	-781	-648	-394	-933
GU	HO	2.484	2.527	2.226	2.502	-16.073	-17.565	-17.551	-19.414	-18.187	-18.566	-17.587	-18.497	-17.894	-15.807	-18.213
HO	NI	508	623	-721	-364	-23.845	-24.563	-25.619	-28.262	-27.617	-28.240	-27.926	-29.848	-29.742	-28.207	-30.053
MX	BZ	258	281	307	334	-296	-539	-275	-163	-345	-473	-360	-331	-297	-59	-224
MX	GU	807	-223	-363	-578	-20.839	-22.300	-23.024	-24.881	-24.802	-25.934	-23.555	-25.211	-24.219	-22.173	-26.403
NI	CR	-1.273	-1.309	-1.309	-1.309	-23.161	-23.258	-24.978	-27.352	-27.382	-27.421	-26.958	-27.755	-26.790	-24.387	-24.603

Tabla 8.41: Balance neto de exportación e importación por país, escenario SC.

Balance neto [GWh]															
País	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
AR	9.605	9.576	-1.919	-1.823	-71.663	-92.284	-82.082	-99.249	-80.056	-96.468	-95.234	-98.936	-92.582	-82.969	-81.493
BO	0	0	5.729	6.901	10.313	11.085	11.624	11.491	15.440	15.063	14.527	18.328	11.576	14.938	16.762
BR	-3.036	-994	2.671	3.579	47.216	49.489	23.183	59.090	-21.073	-17.472	-27.753	-9.030	-25.379	-44.981	-56.011
CL	3.568	3.450	1.120	1.628	253	6.478	26.238	41.908	83.480	106.643	129.488	136.698	143.460	152.300	154.749
CO	-2.759	-5.784	-7.184	-7.324	-10.227	-16.474	-18.716	-15.117	-19.268	-22.817	-20.804	-23.720	-20.402	-17.545	-15.822
EC	-874	3.702	4.142	3.277	789	642	-847	-1.923	-3.075	-3.613	-4.606	-5.834	-7.235	-10.849	-11.159
FG	0	0	0	0	598	567	639	453	712	670	625	584	569	621	667
GY	0	0	0	0	127	572	572	510	4.282	3.668	2.761	4.242	5.295	5.401	5.357
PY	-14.856	-15.452	-16.076	-16.943	-17.455	-17.955	-18.895	-19.789	-20.791	-21.838	-22.888	-24.020	-25.179	-26.420	-27.708
PE	1.445	-100	1.295	1.225	13.405	14.613	6.669	-4.432	-3.222	-8.325	-11.956	-21.448	-19.661	-19.648	-18.439
SU	0	0	0	0	-144	-197	-387	-432	178	-83	-566	-475	-197	-367	-12
UY	4.718	3.702	7.738	7.580	1.417	-1.827	49	-267	1.621	-2.261	-322	-241	-508	717	999
VE	2.189	1.900	2.484	1.900	47.200	67.078	74.874	53.862	71.651	76.024	65.704	55.354	61.273	59.449	65.598
MX	1.065	58	-56	-244	-21.135	-22.839	-23.299	-25.044	-25.147	-26.407	-23.915	-25.542	-24.516	-22.232	-26.627
CR	1.181	831	1.221	1.034	-269	700	1.498	478	-887	-471	155	24	65	-2.262	-3.028
ES	-1.784	-1.381	-1.659	-1.313	-2.643	-1.416	-1.154	-914	-996	-953	-479	-871	-667	-1.076	-881
GU	4.214	5.185	4.883	5.473	5.942	5.446	5.454	5.030	6.965	7.499	6.051	6.859	6.609	6.705	8.194
HO	-2.729	-2.958	-3.582	-3.946	-5.642	-5.355	-6.191	-6.875	-7.950	-7.853	-9.023	-9.699	-10.533	-10.930	-10.026
NI	-1.781	-1.932	-588	-945	684	1.305	641	910	235	819	968	2.093	2.952	3.820	5.450
PA	92	478	88	275	1.601	771	559	769	-1.610	-1.299	-2.173	-3.771	-4.305	-3.998	-5.857

Tabla 8.42: Anualidad de inversión en transmisión, escenario SC.

Anualidad de Inversión [Millones USD]															
País	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
LA	0,00	0,00	104,41	138,19	1699,55	1837,50	2082,80	2257,48	3090,59	3457,78	3944,51	4181,99	4460,95	4673,00	4862,50
AR	0,00	0,00	46,43	62,81	376,41	414,27	522,96	581,75	984,04	1.042,42	1.240,66	1.244,53	1.286,22	1.303,05	1.303,05
BO	0,00	0,00	26,62	26,62	34,95	34,95	34,95	34,95	97,43	97,43	97,43	97,43	100,45	110,24	110,24
BR	0,00	0,00	10,32	10,32	306,58	310,91	320,30	320,30	452,08	465,26	493,76	493,89	507,78	613,91	774,43
CL	0,00	0,00	11,05	11,05	55,13	84,20	160,38	217,16	354,50	570,77	740,79	906,66	985,66	1.033,80	1.037,80
CO	0,00	0,00	3,88	3,88	150,61	170,46	188,62	197,27	241,33	248,66	259,28	266,97	269,97	272,28	277,51
EC	0,00	0,00	4,16	7,36	14,60	14,60	18,53	18,53	19,65	20,42	25,19	25,19	38,28	38,28	38,28
FG	0,00	0,00	0,00	0,00	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88
GY	0,00	0,00	0,00	0,00	20,22	20,25	20,25	20,25	20,25	20,29	20,58	20,71	20,71	20,71	20,71
PY	0,00	0,00	0,00	0,00	9,20	16,75	16,75	16,75	16,75	16,75	32,54	32,54	37,06	53,89	53,89
PE	0,00	0,00	1,94	5,15	90,93	90,93	90,93	90,93	90,93	90,93	95,71	95,71	108,80	108,80	108,80
SU	0,00	0,00	0,00	0,00	15,36	15,38	15,38	15,38	15,38	15,42	15,49	15,49	15,49	15,49	15,49
UY	0,00	0,00	0,00	0,00	46,84	46,84	46,84	46,84	46,84	46,84	46,84	46,84	46,84	46,84	46,84
VE	0,00	0,00	0,00	10,99	234,83	258,64	279,65	291,44	328,10	353,38	362,23	377,49	386,32	391,71	393,04
MX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,70	43,75	85,90	122,79	213,53	213,53	213,53
CR	0,00	0,00	0,00	0,00	81,39	83,22	85,09	96,69	98,73	98,73	98,73	98,73	99,58	101,23	101,23
ES	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,23	0,29	0,44	0,82
GU	0,00	0,00	0,00	0,00	30,16	34,81	34,81	35,83	37,24	37,48	37,48	39,84	39,84	39,84	45,79
HO	0,00	0,00	0,00	0,00	38,32	39,44	41,04	43,87	43,87	45,06	45,06	45,78	47,47	47,99	49,18
NI	0,00	0,00	0,00	0,00	75,37	81,17	84,64	90,51	92,55	93,79	93,79	96,73	98,36	98,73	104,21
PA	0,00	0,00	0,00	0,00	95,32	97,03	98,04	115,41	126,56	126,56	129,19	130,69	134,54	138,49	143,72