



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

PROGRAMA ÚNICO DE ESPECIALIZACIONES DE INGENIERÍA

CAMPO DE CONOCIMIENTO: INGENIERÍA CIVIL

**“PLANTEAMIENTO DE UN NUEVO MODELO ENERGÉTICO Y LA  
IMPORTANCIA DE LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA”**

## **TESINA**

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

ESPECIALISTA EN HIDRÁULICA

PRESENTA:

**PEDRO ERNESTO CORONEL PÉREZ**

DIRECTOR DE TESINA:

**M. I. AMALIA ADRIANA CAFAGGI FÉLIX**

MÉXICO, D.F.

ENERO 2015

*A mis padres,  
que con su eterno cariño e incondicional apoyo  
me ayudan a mejorar día a día.*

<b>CONTENTS</b>	<b>1</b>
1. Introduction	1
2. Objectives	2
3. Scope	3
4. Methodology	4
5. Results	5
6. Discussion	6
7. Conclusion	7
8. References	8
9. Appendix	9
10. Glossary	10
11. Bibliography	11
12. Index	12
13. Acknowledgements	13
14. Executive Summary	14
15. Abstract	15
16. Introduction	16
17. Objectives	17
18. Scope	18
19. Methodology	19
20. Results	20
21. Discussion	21
22. Conclusion	22
23. References	23
24. Appendix	24
25. Glossary	25
26. Bibliography	26
27. Index	27
28. Acknowledgements	28
29. Executive Summary	29
30. Abstract	30
31. Introduction	31
32. Objectives	32
33. Scope	33
34. Methodology	34
35. Results	35
36. Discussion	36
37. Conclusion	37
38. References	38
39. Appendix	39
40. Glossary	40
41. Bibliography	41
42. Index	42
43. Acknowledgements	43
44. Executive Summary	44
45. Abstract	45
46. Introduction	46
47. Objectives	47
48. Scope	48
49. Methodology	49
50. Results	50
51. Discussion	51
52. Conclusion	52
53. References	53
54. Appendix	54
55. Glossary	55
56. Bibliography	56
57. Index	57
58. Acknowledgements	58
59. Executive Summary	59
60. Abstract	60
61. Introduction	61
62. Objectives	62
63. Scope	63
64. Methodology	64
65. Results	65
66. Discussion	66
67. Conclusion	67
68. References	68
69. Appendix	69
70. Glossary	70
71. Bibliography	71
72. Index	72
73. Acknowledgements	73
74. Executive Summary	74
75. Abstract	75
76. Introduction	76
77. Objectives	77
78. Scope	78
79. Methodology	79
80. Results	80
81. Discussion	81
82. Conclusion	82
83. References	83
84. Appendix	84
85. Glossary	85
86. Bibliography	86
87. Index	87
88. Acknowledgements	88
89. Executive Summary	89
90. Abstract	90
91. Introduction	91
92. Objectives	92
93. Scope	93
94. Methodology	94
95. Results	95
96. Discussion	96
97. Conclusion	97
98. References	98
99. Appendix	99
100. Glossary	100
101. Bibliography	101
102. Index	102
103. Acknowledgements	103
104. Executive Summary	104
105. Abstract	105
106. Introduction	106
107. Objectives	107
108. Scope	108
109. Methodology	109
110. Results	110
111. Discussion	111
112. Conclusion	112
113. References	113
114. Appendix	114
115. Glossary	115
116. Bibliography	116
117. Index	117
118. Acknowledgements	118
119. Executive Summary	119
120. Abstract	120
121. Introduction	121
122. Objectives	122
123. Scope	123
124. Methodology	124
125. Results	125
126. Discussion	126
127. Conclusion	127
128. References	128
129. Appendix	129
130. Glossary	130
131. Bibliography	131
132. Index	132
133. Acknowledgements	133
134. Executive Summary	134
135. Abstract	135
136. Introduction	136
137. Objectives	137
138. Scope	138
139. Methodology	139
140. Results	140
141. Discussion	141
142. Conclusion	142
143. References	143
144. Appendix	144
145. Glossary	145
146. Bibliography	146
147. Index	147
148. Acknowledgements	148
149. Executive Summary	149
150. Abstract	150
151. Introduction	151
152. Objectives	152
153. Scope	153
154. Methodology	154
155. Results	155
156. Discussion	156
157. Conclusion	157
158. References	158
159. Appendix	159
160. Glossary	160
161. Bibliography	161
162. Index	162
163. Acknowledgements	163
164. Executive Summary	164
165. Abstract	165
166. Introduction	166
167. Objectives	167
168. Scope	168
169. Methodology	169
170. Results	170
171. Discussion	171
172. Conclusion	172
173. References	173
174. Appendix	174
175. Glossary	175
176. Bibliography	176
177. Index	177
178. Acknowledgements	178
179. Executive Summary	179
180. Abstract	180
181. Introduction	181
182. Objectives	182
183. Scope	183
184. Methodology	184
185. Results	185
186. Discussion	186
187. Conclusion	187
188. References	188
189. Appendix	189
190. Glossary	190
191. Bibliography	191
192. Index	192
193. Acknowledgements	193
194. Executive Summary	194
195. Abstract	195
196. Introduction	196
197. Objectives	197
198. Scope	198
199. Methodology	199
200. Results	200
201. Discussion	201
202. Conclusion	202
203. References	203
204. Appendix	204
205. Glossary	205
206. Bibliography	206
207. Index	207
208. Acknowledgements	208
209. Executive Summary	209
210. Abstract	210
211. Introduction	211
212. Objectives	212
213. Scope	213
214. Methodology	214
215. Results	215
216. Discussion	216
217. Conclusion	217
218. References	218
219. Appendix	219
220. Glossary	220
221. Bibliography	221
222. Index	222
223. Acknowledgements	223
224. Executive Summary	224
225. Abstract	225
226. Introduction	226
227. Objectives	227
228. Scope	228
229. Methodology	229
230. Results	230
231. Discussion	231
232. Conclusion	232
233. References	233
234. Appendix	234
235. Glossary	235
236. Bibliography	236
237. Index	237
238. Acknowledgements	238
239. Executive Summary	239
240. Abstract	240
241. Introduction	241
242. Objectives	242
243. Scope	243
244. Methodology	244
245. Results	245
246. Discussion	246
247. Conclusion	247
248. References	248
249. Appendix	249
250. Glossary	250
251. Bibliography	251
252. Index	252
253. Acknowledgements	253
254. Executive Summary	254
255. Abstract	255
256. Introduction	256
257. Objectives	257
258. Scope	258
259. Methodology	259
260. Results	260
261. Discussion	261
262. Conclusion	262
263. References	263
264. Appendix	264
265. Glossary	265
266. Bibliography	266
267. Index	267
268. Acknowledgements	268
269. Executive Summary	269
270. Abstract	270
271. Introduction	271
272. Objectives	272
273. Scope	273
274. Methodology	274
275. Results	275
276. Discussion	276
277. Conclusion	277
278. References	278
279. Appendix	279
280. Glossary	280
281. Bibliography	281
282. Index	282
283. Acknowledgements	283
284. Executive Summary	284
285. Abstract	285
286. Introduction	286
287. Objectives	287
288. Scope	288
289. Methodology	289
290. Results	290
291. Discussion	291
292. Conclusion	292
293. References	293
294. Appendix	294
295. Glossary	295
296. Bibliography	296
297. Index	297
298. Acknowledgements	298
299. Executive Summary	299
300. Abstract	300
301. Introduction	301
302. Objectives	302
303. Scope	303
304. Methodology	304
305. Results	305
306. Discussion	306
307. Conclusion	307
308. References	308
309. Appendix	309
310. Glossary	310
311. Bibliography	311
312. Index	312
313. Acknowledgements	313
314. Executive Summary	314
315. Abstract	315
316. Introduction	316
317. Objectives	317
318. Scope	318
319. Methodology	319
320. Results	320
321. Discussion	321
322. Conclusion	322
323. References	323
324. Appendix	324
325. Glossary	325
326. Bibliography	326
327. Index	327
328. Acknowledgements	328
329. Executive Summary	329
330. Abstract	330
331. Introduction	331
332. Objectives	332
333. Scope	333
334. Methodology	334
335. Results	335
336. Discussion	336
337. Conclusion	337
338. References	338
339. Appendix	339
340. Glossary	340
341. Bibliography	341
342. Index	342
343. Acknowledgements	343
344. Executive Summary	344
345. Abstract	345
346. Introduction	346
347. Objectives	347
348. Scope	348
349. Methodology	349
350. Results	350
351. Discussion	351
352. Conclusion	352
353. References	353
354. Appendix	354
355. Glossary	355
356. Bibliography	356
357. Index	357
358. Acknowledgements	358
359. Executive Summary	359
360. Abstract	360
361. Introduction	361
362. Objectives	362
363. Scope	363
364. Methodology	364
365. Results	365
366. Discussion	366
367. Conclusion	367
368. References	368
369. Appendix	369
370. Glossary	370
371. Bibliography	371
372. Index	372
373. Acknowledgements	373
374. Executive Summary	374
375. Abstract	375
376. Introduction	376
377. Objectives	377
378. Scope	378
379. Methodology	379
380. Results	380
381. Discussion	381
382. Conclusion	382
383. References	383
384. Appendix	384
385. Glossary	385
386. Bibliography	386
387. Index	387
388. Acknowledgements	388
389. Executive Summary	389
390. Abstract	390
391. Introduction	391
392. Objectives	392
393. Scope	393
394. Methodology	394
395. Results	395
396. Discussion	396
397. Conclusion	397
398. References	398
399. Appendix	399
400. Glossary	400
401. Bibliography	401
402. Index	402
403. Acknowledgements	403
404. Executive Summary	404
405. Abstract	405
406. Introduction	406
407. Objectives	407
408. Scope	408
409. Methodology	409
410. Results	410
411. Discussion	411
412. Conclusion	412
413. References	413
414. Appendix	414
415. Glossary	415
416. Bibliography	416
417. Index	417
418. Acknowledgements	418
419. Executive Summary	419
420. Abstract	420
421. Introduction	421
422. Objectives	422
423. Scope	423
424. Methodology	424
425. Results	425
426. Discussion	426
427. Conclusion	427
428. References	428
429. Appendix	429
430. Glossary	430
431. Bibliography	431
432. Index	432
433. Acknowledgements	433
434. Executive Summary	434
435. Abstract	435
436. Introduction	436
437. Objectives	437
438. Scope	438
439. Methodology	439
440. Results	440
441. Discussion	441
442. Conclusion	442
443. References	443
444. Appendix	444
445. Glossary	445
446. Bibliography	446
447. Index	447
448. Acknowledgements	448
449. Executive Summary	449
450. Abstract	450
451. Introduction	451
452. Objectives	452
453. Scope	453
454. Methodology	454
455. Results	455
456. Discussion	456
457. Conclusion	457
458. References	458
459. Appendix	459
460. Glossary	460
461. Bibliography	461
462. Index	462
463. Acknowledgements	463
464. Executive Summary	464
465. Abstract	465
466. Introduction	466
467. Objectives	467
468. Scope	468
469. Methodology	469
470. Results	470
471. Discussion	471
472. Conclusion	472
473. References	473
474. Appendix	474
475. Glossary	475
476. Bibliography	476
477. Index	477
478. Acknowledgements	478
479. Executive Summary	479
480. Abstract	480
481. Introduction	481
482. Objectives	482
483. Scope	483
484. Methodology	484
485. Results	485
486. Discussion	486
487. Conclusion	487
488. References	488
489. Appendix	489
490. Glossary	490
491. Bibliography	491
492. Index	492
493. Acknowledgements	493
494. Executive Summary	494
495. Abstract	495
496. Introduction	496
497. Objectives	497
498. Scope	498
499. Methodology	499
500. Results	500
501. Discussion	501
502. Conclusion	502
503. References	503
504. Appendix	504
505. Glossary	505
506. Bibliography	506
507. Index	507
508. Acknowledgements	508
509. Executive Summary	509
510. Abstract	510
511. Introduction	511
512. Objectives	512
513. Scope	513
514. Methodology	514
515. Results	515
516. Discussion	516
517. Conclusion	517
518. References	518
519. Appendix	519
520. Glossary	520
521. Bibliography	521
522. Index	522
523. Acknowledgements	523
524. Executive Summary	524
525. Abstract	525
526. Introduction	526
527. Objectives	527
528. Scope	528
529. Methodology	529
530. Results	530
531. Discussion	531
532. Conclusion	532
533. References	533
534. Appendix	534
53	



El *Capítulo 3* hace alusión al potencial energético de América Latina y el Caribe comparando su matriz energética regional con la media mundial identificando sus ventajas y desventajas, así como las oportunidades de desarrollo en un mercado que está en expansión. Por último, plantea un esquema de integración regional para un aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos existentes, fortaleciendo así la economía de la región y promoviendo un mercado energético para el desarrollo colectivo.

Finalmente, el *Capítulo 4* se enfoca principalmente en la relevancia de la generación hidroeléctrica y como su capacidad de almacenamiento puede compensar la producción intermitente de ciertas fuentes de energía renovables. A través de la experiencia y diversidad que presenta la generación hidroeléctrica, se deben superar ciertas barreras de diversa índole para lograr que el componente hídrico aumente su participación en la matriz energética mundial para promover la inclusión de otras fuentes y así encaminar el mundo hacia la transición energética.



## 1.2 Mercado energético actual

El sector energético ha crecido de manera importante en las últimas décadas a raíz de la creciente participación de las empresas líderes y la aparición de nuevos protagonistas en el mercado mundial aunando la innovación tecnológica y el aprovechamiento de nuevas fuentes energéticas. El Estado es cada vez más activo en el establecimiento de los mercados energéticos y sus inversiones motivado por los problemas políticos actuales y una población cada vez más consciente de los problemas energéticos y ambientales. El acceso a los servicios modernos que brinda la energía apunala diferentes aspectos de desarrollo, desde la salud y sustentabilidad ambiental, hasta el bienestar económico y social. Algunos países dentro de los que sobresalen China y Brasil, están cerca de proveer electricidad a toda su población pero todavía restan alrededor de 1 300 millones de personas hoy en día – casi la quinta parte de la población mundial – para proveerlos de electricidad (IEA, 2014).

Las inversiones en el mercado energético mundial se dividen en el abastecimiento de energía y eficiencia energética la cual es fundamental para un futuro sustentable. En lo que respecta al abastecimiento de energía, más de \$1.6 billones de dólares anuales se han invertido desde el 2011 como se muestra en la *Figura 1.1*:

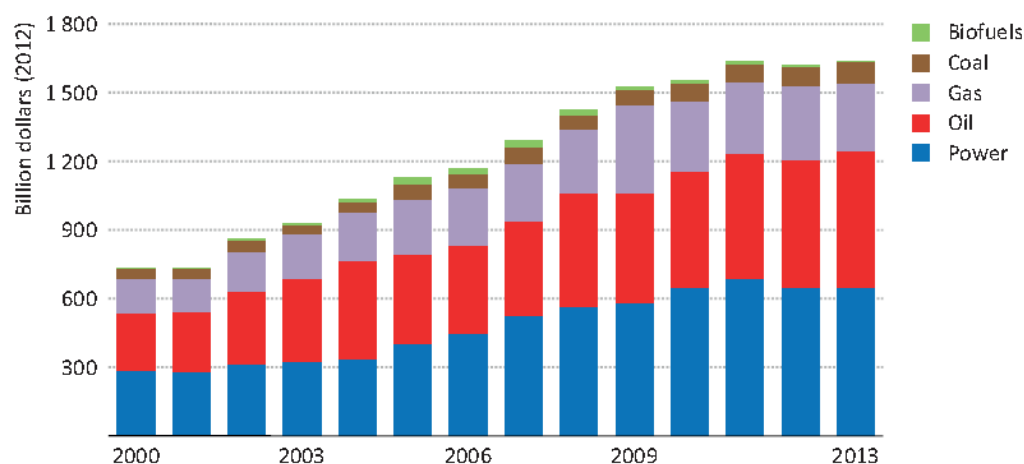
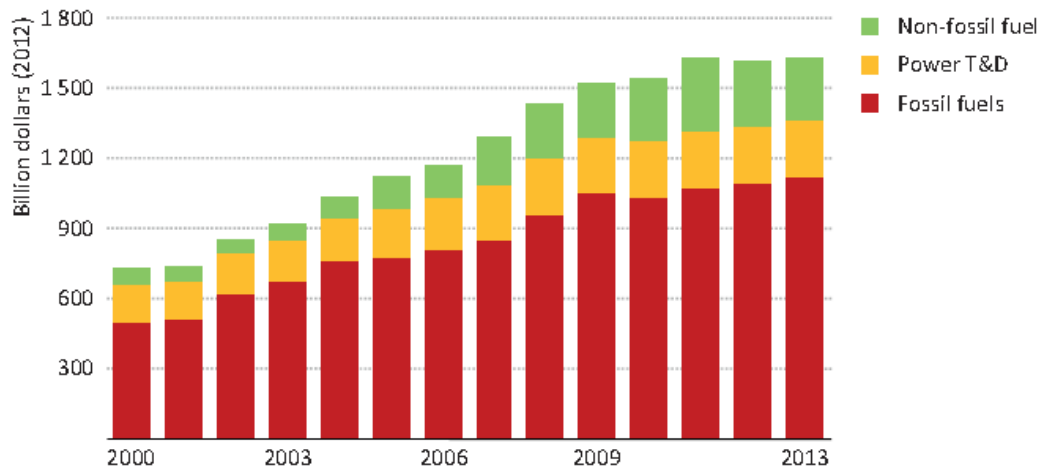


Figura 1.1 Inversiones en el abastecimiento de energía (IEA, 2014)

De estas inversiones, alrededor del 70% del capital destinado al abastecimiento de energía está relacionado con los combustibles fósiles, ya sea en la extracción de petróleo, gas o carbón; su transportación a los consumidores y su proceso de transformación (IEA, 2014). A pesar que las inversiones en el abastecimiento de energía libre de combustibles fósiles – incluyendo todas las tecnologías renovables, energía nuclear y biocombustibles – se han cuadruplicado desde el año 2000, los estimados no muestran una clara disminución en la participación de los combustibles fósiles como se muestra en la *Figura 1.2*:



**Figura 1.2 Inversión en el abastecimiento global de energía por combustibles fósiles, combustibles no fósiles y redes de transmisión y distribución de electricidad (IEA, 2014)**

En la gráfica se puede apreciar que la inversión en fuentes de energía renovable incrementó desde \$65 mil millones de dólares en el año 2000, hasta \$260 mil millones el año pasado con un máximo histórico de \$310 mil millones en 2011. El monto restante se invirtió en la transmisión y distribución de redes eléctricas (Power T&D en la gráfica).

### 1.3 La generación hidroeléctrica hoy en día

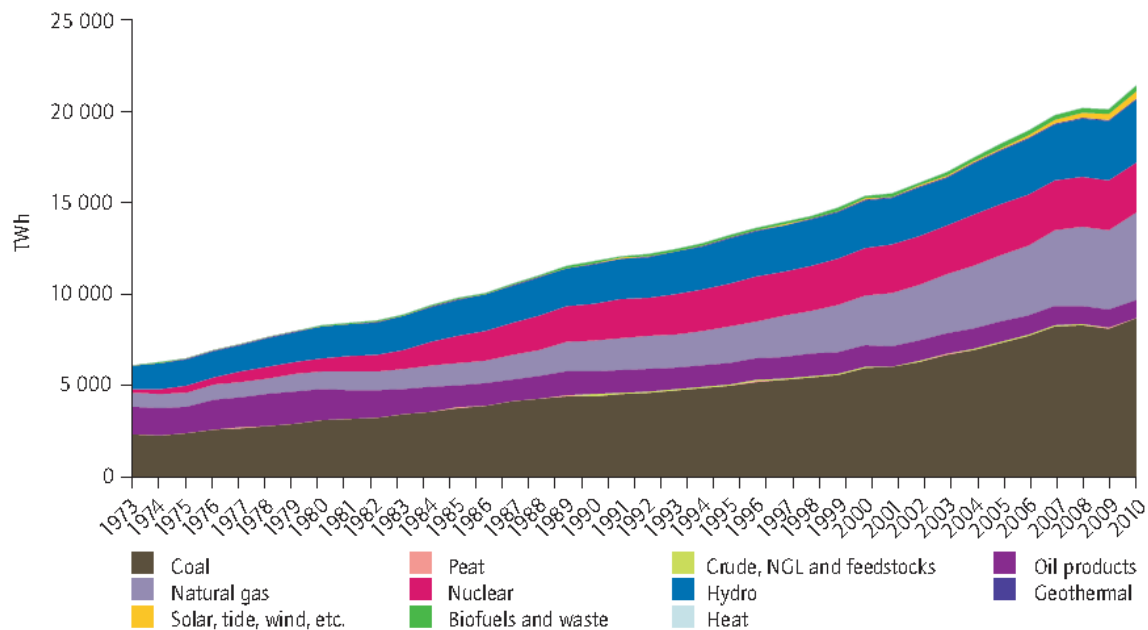
La energía hidráulica es una energía renovable cuyo desarrollo y tecnología son destacables sobre las otras renovables, al igual que es competente en un esquema global en cuanto a los costos del proyecto. Este tipo de energía ha sido fundamental para el desarrollo de la humanidad considerando el papel que siempre ha jugado en el abastecimiento energético mundial – a principios del siglo XX la energía hidráulica era la principal fuente de energía para algunas economías como por ejemplo Estados Unidos, produciendo el 40% de toda la energía utilizada en 1920. Hoy en día la energía hidráulica aún es una fuente relevante, en el año 2012 contribuyó con el 16% de la generación eléctrica global lo que representó el 85% de la electricidad generada por las fuentes renovables. Adicional a lo anterior, esta fuente ayuda a estabilizar las fluctuaciones entre la demanda y el abastecimiento; este rol se estima que adquiera cada vez más importancia en décadas venideras dado que la participación de diferentes fuentes de energía renovable incrementará de manera considerable (IEA, 2012).

La contribución de la energía hidráulica o hidroenergía presenta una dualidad destacable: primeramente que es una energía limpia en cuanto a la generación de gases de efecto invernadero y, en segundo lugar, fomenta el crecimiento de las demás renovables en la red eléctrica global por la estabilización que permite su naturaleza. La capacidad de



almacenamiento y sus características de rápida respuesta son especialmente valiosas para satisfacer repentinas fluctuaciones en la demanda eléctrica y compensar el abastecimiento de recursos eléctricos menos flexibles al igual que de diversas fuentes renovables (IEA, 2000).

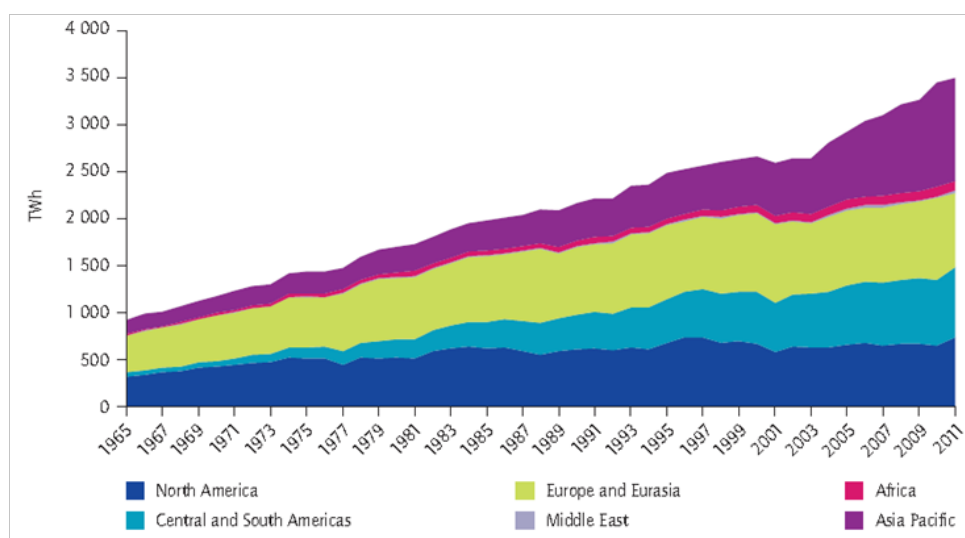
Otro aspecto que cabe mencionar de este sector es la generación de beneficios ajenos al campo energético dentro los que destacan el abastecimiento de agua – ya sea para el tratamiento de agua para consumo humano – control de inundaciones, riego e incluso actividades recreacionales. La energía hidráulica es una tecnología madura y bien desarrollada que se ha implementado en 159 países y provee alrededor del 16% de la electricidad a nivel mundial; más que la energía nuclear (alrededor del 13%), mucho más que la energía eólica, solar, geotérmica y otras fuentes combinadas (4%), pero mucho menos que las plantas de combustibles fósiles como se observa en la *Figura 1.3* mostrada a continuación:



**Figura 1.3 Generación global de electricidad por fuente (IEA, 2012)**

Una ventaja importante de la generación hidroeléctrica es que no se considera variable en el mismo sentido que la energía solar o eólica debido al control del recurso a través de la capacidad de almacenamiento de las centrales hidroeléctricas. No obstante, la energía hidráulica es variable en términos de una mayor escala ya que depende de las lluvias y escurrimientos locales. La tendencia en la producción a largo plazo refleja el crecimiento de la capacidad de este sector a nivel mundial con un incremento del 52% en el periodo 1990-2009, destacando la participación de China y Brasil. A finales de los años 90 se registró una disminución atribuible a las controversias locales e internacionales de las grandes presas, entre otros factores. En la *Figura 1.4* se presenta la gráfica del crecimiento de la generación

hidroeléctrica a nivel mundial:



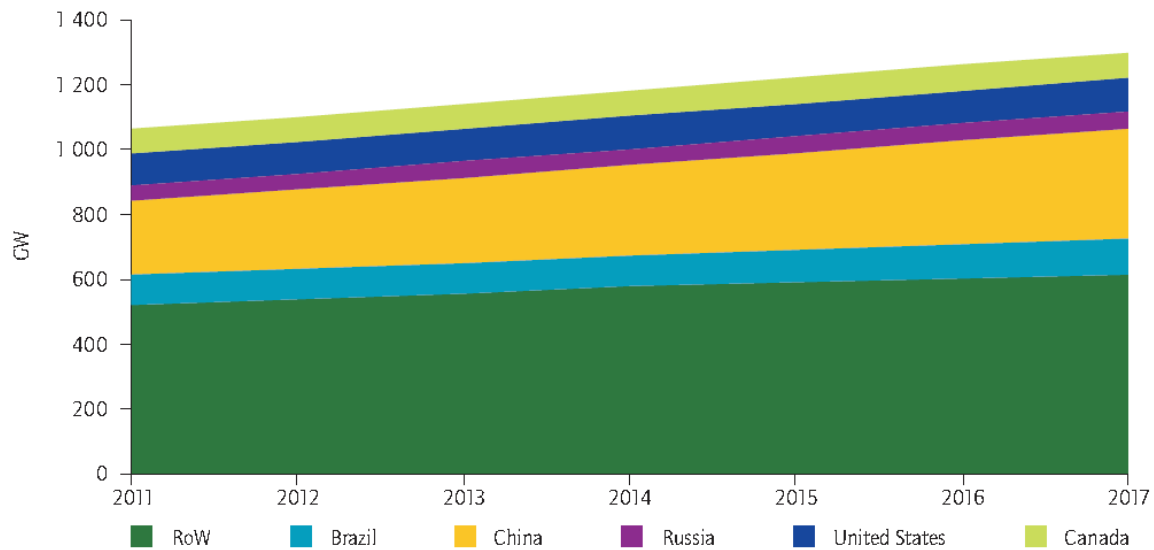
**Figura 1.4 Generación hidroeléctrica en el periodo 1965-2011 (IEA, 2012)**

El aprovechamiento del agua para proyectos hidroeléctricos depende de las condiciones geográficas para el desarrollo de los mismos, entre muchas otras variables. La estabilidad económica local, la tecnología, la distribución y tamaño de fuentes de agua, principalmente, son aspectos importantes que impactan directamente en los proyectos de infraestructura hidráulica. Tomando en cuenta estas premisas, en la *Tabla 1.1* se presentan los diez principales generadores de energía hidráulica en el año 2010:

**Tabla 1.1 Principales productores de energía hidráulica en el año 2010 (IEA, 2012)**

País	Hidroelectricidad (TWh)	% del total de generación eléctrica
China	694	14.8
Brasil	403	80.2
Canadá	376	62.0
EE UU	328	7.6
Rusia	165	15.7
India	132	13.1
Noruega	122	95.3
Japón	85	7.8
Venezuela	84	68.0
Suecia	67	42.2

El cambio climático y otros efectos negativos del uso de combustibles fósiles, junto con la creciente demanda aunando la preocupación por la seguridad energética, impulsan la expansión en el aprovechamiento de las fuentes de energía renovable. La hidroeléctrica es una fuente bien establecida, libre de gases de efecto invernadero en su operación, que funge como alternativa importante hacia la transición energética (IEA, 2000). En la *Figura 1.5* se muestra las estimaciones en el crecimiento de este sector en el mediano plazo considerando la expansión en el aprovechamiento de energías renovables y el papel que esta juega como impulsora de las demás fuentes:



**Figura 1.5 Crecimiento en el mediano plazo de la capacidad hidroeléctrica instalada (IEA, 2012)**

Los expertos proyectan un crecimiento importante a nivel global, principalmente en China cuya tasa es considerablemente mayor que a la del resto del mundo (*Rest of the World* en inglés).

Los efectos medioambientales y sociales de los proyectos hidroeléctricos deben de considerarse de manera meticulosa. Para el desarrollo de este sector, los gobiernos locales deben seguir una dinámica integral en la gestión de sus recursos hidráulicos, planeación en el desarrollo hidroeléctrico con todos los sectores pertinentes, maximizar los beneficios y reducir los impactos producidos por el proyecto.

Uno de los principales problemas hoy en día es la concepción que se tiene de la energía hidráulica ya que generalmente es omitida en la planeación energética local. Las autoridades pertinentes, especialmente en países industrializados, tienden a creer que el potencial económico de este tipo de energía ha sido agotado hace algunas décadas y que las centrales hidroeléctricas son inseguras y perjudiciales para el medio ambiente. Sin embargo, las

condiciones económicas están cambiando con rapidez, el desarrollo e innovación tecnológica están mejorando, las variables ambientales, sociales y económicas son cada vez más adoptadas en los proyectos actuales lo que promueve el aprovechamiento de fuentes renovables de energía primaria. De manera general, la seguridad de las presas es considerablemente alta y existen alternativas substanciales para mejorar la capacidad, eficiencia y desempeño ambiental de plantas anteriores – al igual que muchas oportunidades de construir nuevas plantas, particularmente en economías emergentes y en desarrollo.

Viendo a futuro, los más importantes ejes para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos continuarán siendo los siguientes (IEA, 2012):

- capacidad de generación a largo plazo y productiva junto con desembolsos menores en el ciclo de vida del proyecto;
- confiabilidad comprobada de la producción de electricidad, con pocas interrupciones en el servicio;
- operatividad segura, con riesgos mínimos para el personal del proyecto y el público en general;
- desarrollo ambiental y social sustentables, fomentando la mitigación del cambio climático;
- operaciones flexibles, servicios energéticos que mejoran la estabilidad de la red y permitiendo el uso de energías renovables;
- almacenamiento de energía a gran escala para el balance de la carga en ciertas temporadas;
- provisión de otros beneficios ajenos al sector energético como el control de inundaciones, abastecimiento de agua y riego, especialmente en el esquema de una mayor necesidad de agua potable para la creciente demanda y adaptación al cambio climático;
- actualizaciones, desarrollo y mejoramiento a las centrales hidroeléctricas existentes;
- desarrollo de proyectos hidráulicos para satisfacer las demandas energéticas, de abastecimiento de agua y seguridad; por último
- seguridad energética por generación local.

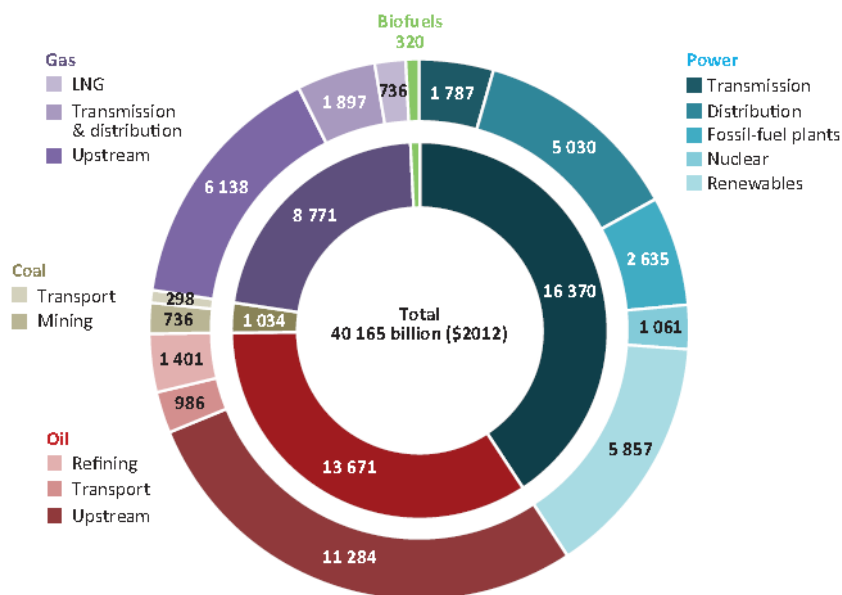
El sector hidroeléctrico está en expansión y se estiman fuertes inversiones en este rubro; en primer lugar, por la energía limpia que se obtiene y, en segundo, sirve como apoyo para la intermitencia en la generación de energía de las otras fuentes renovables por la capacidad de almacenamiento y rápida respuesta en caso de fluctuaciones.

## 1.4 Tendencias en el mercado global

Existen diversos escenarios estudiados por las autoridades competentes en el sector energético a nivel mundial. Con base en las nuevas políticas y medidas que se han adoptado a principios del 2014 al igual que otros compromisos que se han anunciado pero no han sido implementados por los gobiernos locales, la Agencia Internacional de Energía establece el Escenario de Nuevas Políticas (*New Policies Scenario*). Cabe aclarar que, tanto la información como las tendencias presentadas en este escenario están sujetas a futuras modificaciones debido a la disponibilidad de información; no obstante, la concepción del mismo está en función de la actualización de inversiones en energía, producto interno bruto de la economía y su proyección – haciendo énfasis en China e India – al igual que en estimaciones en los costos en todos los sectores a través de sondeos de compañías energéticas, bancos y otros expertos.

El consumo energético proyectado en este escenario requerirá más de \$40 billones de dólares en inversión acumulativa en el abastecimiento de energía del 2014 al 2035, junto con \$8 billones en mejorar la eficiencia energética para satisfacer la demanda global. La inversión de capital en el abastecimiento de energía y su eficiencia es esencial para satisfacer anticipadamente el incremento de la demanda energética de servicios, impulsado por una creciente población global y una economía en expansión, al igual que compensar la disminución en la extracción y producción de recursos tanto en plantas energéticas como yacimientos existentes por alcanzar el final de su vida útil.

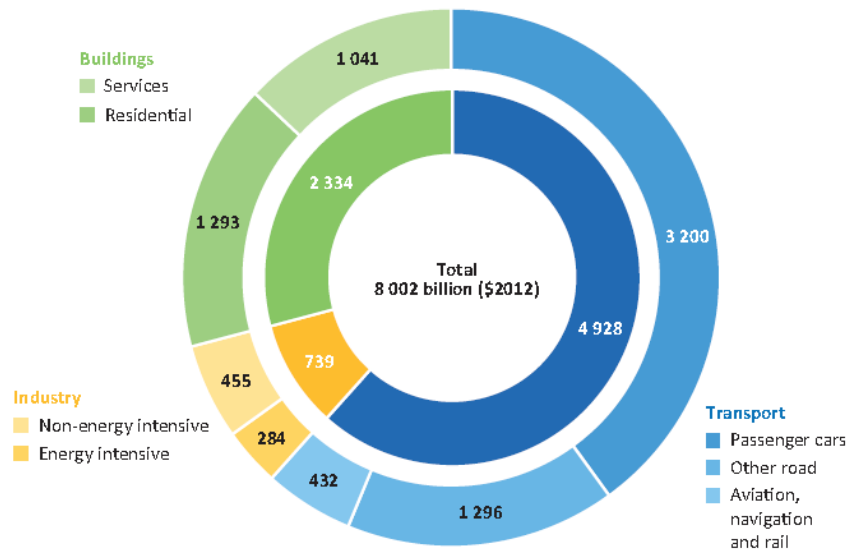
En la *Figura 1.6* se presenta la inversión acumulativa en el abastecimiento de energía por sector del Escenario de Nuevas Políticas en el periodo 2014-2035:



**Figura 1.6** Inversión acumulativa en el abastecimiento de energía en el Escenario de Nuevas Políticas 2014-2035 (IEA, 2014)

De toda la inversión acumulativa en el periodo 2014-2035, a la producción y exploración de petróleo le corresponde el 28.1% siendo el sector al que más se espera que se le destine capital. Le siguen la producción y exploración de gas y las energías renovables con 15.3% y 14.6%, respectivamente, acaparando el 57.9% de manera conjunta.

En la *Figura 1.7* mostrada a continuación se representa la inversión acumulativa en la eficiencia energética global por sector para el mismo escenario:



**Figura 1.7 Inversión acumulativa en eficiencia energética global en el Escenario de Nuevas Políticas 2014-2035 (IEA, 2014)**

Una tendencia muy notoria es la modernización de la tecnología existente en lo referente a la transportación particular. Se estima que alrededor del 61.6% de toda la inversión en el sector de eficiencia energética esté destinada al transporte, específicamente en el transporte particular y masivo.

La demanda energética de fuentes primarias incrementó alrededor de un tercio en este periodo al 2035, impulsada principalmente por China, India, otros países del sureste asiático y Medio Oriente. El consumo de petróleo y carbón crecen con una tasa menor comparado con el consumo general de energía dando pauta a la energía nuclear, gas y energías renovables. Siendo más específicos, la participación de los combustibles fósiles tiende a decrecer de su actual 82% a un 76% en su participación en la demanda energética primaria lo cual resulta benéfico en términos ambientales. En la *Tabla 1.2* se muestran las tendencias de crecimiento por sector:

Tabla 1.2 Demanda de energía primaria global por sector (IEA, 2014)

Fuente	1990	2000	2012	2020	2025	2030	2035	2012-2035
Petróleo	3,231	3,663	4,158	4,469	4,545	4,600	4,666	0.5%
Gas	1,668	2,072	2,869	3,234	3,537	3,824	4,127	1.6%
Carbón mineral	2,230	2,357	3,796	4,137	4,238	4,309	4,398	0.6%
Nuclear	526	676	642	869	969	1,051	1,118	2.4%
Hidroenergía	184	225	313	391	430	466	501	2.1%
Biomasa	893	1,016	1,318	1,488	1,598	1,718	1,848	1.5%
Otras renovables	36	60	142	311	432	566	717	7.3%
<b>TOTAL (Mtoe)*</b>	<b>8,768</b>	<b>10,069</b>	<b>13,238</b>	<b>14,899</b>	<b>15,749</b>	<b>16,534</b>	<b>17,375</b>	<b>1.2%</b>

\* Millones de toneladas equivalentes de petróleo (*Million Tonnes of Oil Equivalent* en inglés)

Cabe destacar el crecimiento de la hidroenergía en este escenario donde su tasa media de crecimiento anual compuesto en el periodo 2012-2035 es de 2.1%, por arriba del petróleo, gas, carbón y la bioenergía o biomasa lo que determina su importancia para satisfacer la futura demanda energética global.

Es importante mencionar que, la cantidad de capital requerida para compensar el fin de la vida útil y el decremento en la producción de los activos existentes, es mucho mayor que aquella que está destinada a satisfacer el crecimiento de la demanda energética lo que pone en duda la eficacia de estos activos. De acuerdo con la IEA, para mantener el abastecimiento de energía en el nivel actual en el periodo 2014-2035 se requerirán alrededor de \$24 billones de los \$40 billones destinados como se muestra en la *Figura 1.8*:

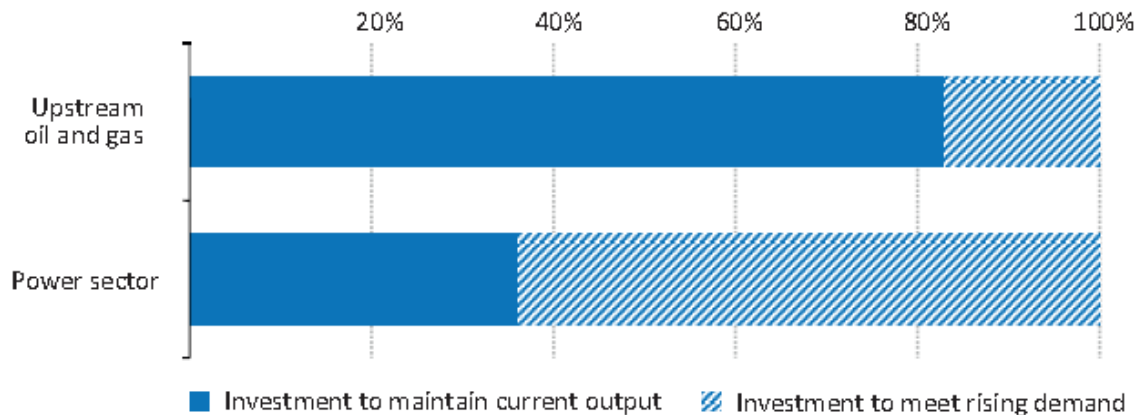


Figura 1.8 Inversión estimada para mantener la producción mundial de energía en los niveles actuales (IEA, 2014)

La disminución en la extracción y producción al igual que el fin de la vida útil de varios activos representan un reto importante para las autoridades en la industria pero también genera la posibilidad de realizar un cambio en el sistema energético introduciendo nuevas tecnologías y

combustibles. Todo lo anteriormente mencionado se traduce en oportunidades cada vez más tangibles para las energías renovables dado que cada vez es más caro mantener los niveles de producción actuales de los activos existentes, principalmente aquellos de dependen de hidrocarburos, por lo que, de seguir esta tendencia, la industria cada vez dará más relevancia a este sector.

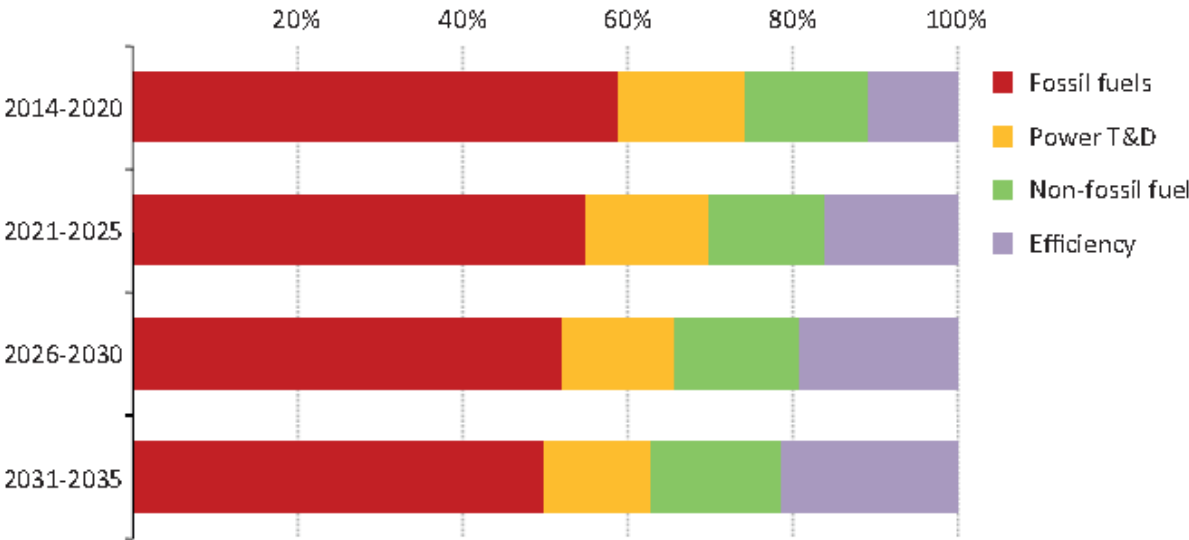


Figura 1.9 Participación por sector en la inversión global anual en el Escenario de Nuevas Políticas (IEA, 2014)

En la *Figura 1.9* se observa la tendencia decreciente de las inversiones en los combustibles fósiles, desde casi un 60% en el periodo 2014-2020 hasta el 50% en 2031-2035, dando una participación cada vez mayor a la eficiencia energética en primer lugar, y a los combustibles no fósiles en segundo plano; estos incluyen las tecnologías renovables, la energía nuclear y biocombustibles.



## 1.5 Riesgos de inversión en proyectos energéticos

Cada proyecto de inversión enfrenta un perfil distintivo de riesgo en donde diferentes factores – de mercado, ambientales, técnicos, regulatorios o políticos – tienen diferentes grados de prominencia. En cuanto al sector privado y de manera general, el principal riesgo que se enfrenta es el hecho que los rendimientos del proyecto no amorticen la inversión y generen una utilidad neta razonable.

Es importante identificar los riesgos que puedan traducirse en impactos negativos para el desarrollo de infraestructura energética dado que cada vez se presentan más variables que se interrelacionan en el sistema. Categóricamente, los riesgos se pueden clasificar en políticos, económicos y técnicos donde su mitigación radica en el cumplimiento de los objetivos del proyecto en cuanto a la satisfacción de la demanda energética poblacional y la generación de rendimientos atractivos para los inversionistas. En la *Tabla 1.3* se presenta una matriz de riesgos propuesta por la Agencia Internacional de energía para proyectos energéticos.

Otro aspecto a considerar es la pertenencia de las plantas energéticas hoy en día dado que un porcentaje importante pertenece únicamente a unas cuantas compañías del sector privado. En lo que respecta al petróleo y el gas, el 10% de las reservas a nivel global están en posesión de siete de las compañías más grandes en el mercado las cuales son: British Petroleum, Chevron, Exxon Mobil, Shell, Total, ConocoPhillips y Eni, mientras que los demás integrantes del sector privado se reparten el 19% de las reservas dejando a las Compañías Nacionales de Petróleo (*National Oil Companies (NOCs)*, en inglés) el 71% como se muestra en la *Figura 1.10*:

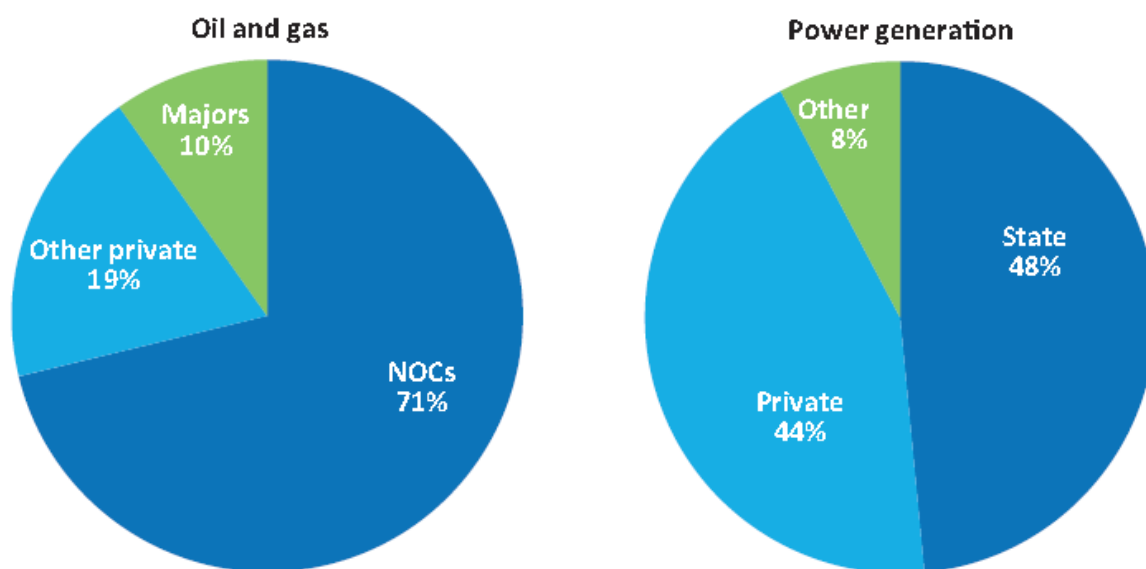


Figura 1.10 Pertenencia de las reservas de petróleo, gas y plantas energéticas a nivel mundial (IEA, 2014)

En la generación eléctrica, la participación de las plantas de los gobiernos locales es del 48% mientras que el 44% pertenece al sector privado; el 8% restante incluye a los productores de energía para autoabastecimiento.

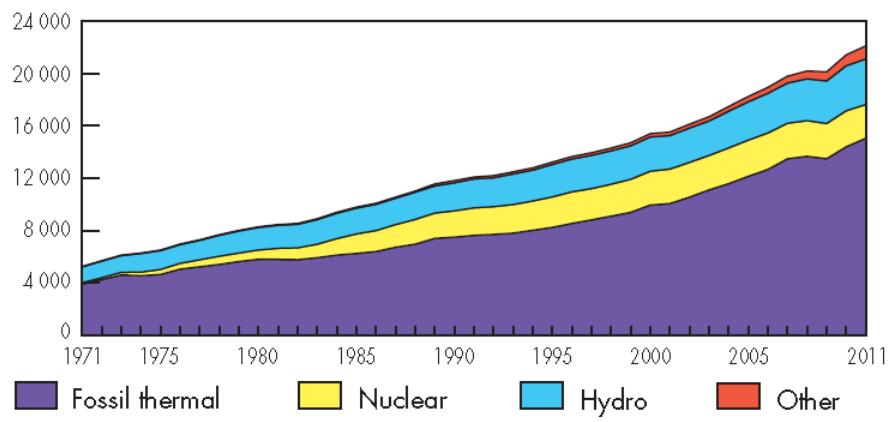
**Tabla 1.3 Matriz de riesgos en proyectos energéticos (IEA, 2014)**

<b>Categoría</b>	<b>Descripción</b>
<b>Políticos</b>	<i>Riesgos relacionados con:</i>
<i>País</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Calidad de las instituciones políticas y su sistema legal.</li> <li>● Conflictos civiles que afecten la seguridad de los recursos y personal del proyecto.</li> <li>● Problemas fronterizos donde el tránsito de la producción sea a través del territorio de un tercero.</li> </ul>
<i>Política y normatividad</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Credibilidad y durabilidad de los marcos regulatorios locales.</li> <li>● Desalineación del proyecto con políticas medio ambientales.</li> <li>● Consistencia y estabilidad de la base legal y fiscal.</li> <li>● Complejidad del medio empresarial y transparencia de los acuerdos.</li> <li>● Restricciones en el tipo de cambio o transferencia de fondos.</li> </ul>
<b>Económicos</b>	<i>Riesgos relacionados con:</i>
<i>Mercado</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Los subsidios no permitan una utilidad atractiva para el proyecto.</li> <li>● Cambio en los precios del energético que disminuyan las utilidades.</li> <li>● Decremento de la demanda del combustible o tecnología en cuestión.</li> <li>● Competencia con otros proveedores o tecnologías.</li> </ul>
<i>Macroeconomía</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Entorno económico inestable e inflacionario.</li> <li>● Fluctuaciones abruptas en el tipo de cambio.</li> </ul>
<i>Financieros</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Incremento en las tasas de interés.</li> </ul>
<b>Técnicos</b>	<i>Riesgos relacionados con:</i>
<i>Construcción</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Retrasos en el proyecto, baja calidad, inflación y sobrepaso de costos.</li> <li>● Confianza y buen desempeño de los miembros y proveedores del consorcio.</li> </ul>
<i>Socios</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Cumplimiento de los extractores en el pago de la energía producida.</li> <li>● Incongruencia de los incentivos y el horizonte del proyecto.</li> </ul>
<i>Recursos Humanos</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Disponibilidad de experiencia necesaria y calificada.</li> </ul>
<i>Medio ambiental y social</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Impactos climáticos posibles.</li> <li>● Contaminación local u otra degradación ambiental.</li> <li>● Oposición pública y relaciones con comunidades locales.</li> </ul>
<i>Operativos</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Riesgo geológico en la extracción de recursos necesarios.</li> <li>● Desmantelamiento del proyecto por futuro incierto o abandono.</li> </ul>
<i>Tecnológicos</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Desempeño menor que el esperado en términos de eficiencia y confianza.</li> </ul>
<i>De medición</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Identificación y cuantificación de los ahorros atribuibles a la inversión.</li> </ul>

En teoría, la pertenencia de los recursos energéticos no debería de ser un inconveniente dado que los propietarios deberían de perseguir la misma meta de maximizar rendimientos al igual que el desarrollo de tecnologías para la mitigación del impacto ambiental. Este podría ser el

caso en mercados liberalizados donde todos los participantes tengan las mismas oportunidades de crecimiento y competencia. Sin embargo, se ha visto que en la práctica y particularmente en mercados que están regulados parcialmente, el Estado tiene otros objetivos que busca alcanzar a través de la participación que tiene en ciertas compañías e intereses de particulares. Los objetivos del proyecto, cultura corporativa y las fuentes de financiamiento para este gran sector público o cuasi-público, son fundamentales para la dirección y adecuación de la inversión en energía (IEA, 2014).

En conclusión, no hay una respuesta simple para determinar los futuros riesgos en el mercado, ya sea en el desarrollo y operación de proyectos energéticos o incluso en el financiamiento de los mismos. No obstante, las decisiones para conseguir el capital de los inversionistas están crecientemente moldeadas por políticas gubernamentales e incentivos más que por los mercados competitivos. En los mercados del petróleo, incrementos en los desembolsos de capital en el último periodo del Escenario de Nuevas Políticas están concentrados en países con políticas restrictivas para la participación privada en la producción y exploración; algo similar se estima para el sector eléctrico. Es por todo lo anteriormente mencionado que las autoridades competentes deben de promover este tipo de iniciativas a través de una normatividad sólida que fomente el desarrollo, la transparencia y la libre participación en el mercado que atraiga el capital privado para satisfacer las demandas energéticas actuales y futuras.



La participación del petróleo ha caído en el transcurso de los años a un 31% en el 2012 aunque permanece como el combustible principal en la matriz energética mundial. Por otro lado, el carbón con un 29% ha presentado el mayor crecimiento porcentual desde el 2000 fungiendo como uno de los principales combustibles para el desarrollo económico en Asia. Por último, la participación del gas natural ha crecido de manera considerable pero a una tasa menor que el carbón integrando el 22% del consumo mundial de energía primaria (IEA, 2014).

Es importante subrayar que, tanto el petróleo convencional como el no convencional, el carbón y el gas son fuentes de energía fundamentales para el desarrollo global y, la importancia en la investigación y desarrollo de tecnología para su aprovechamiento, radican en rendimientos más atractivos para los participantes en el medio y en el cumplimiento del abastecimiento necesario para cada sector. Sin embargo, es importante que la sociedad haga un uso sustentable de los recursos naturales para satisfacer la demanda energética actual y futura por medio de tecnologías y energías limpias, es aquí donde el petróleo juega un papel vital ya que este se debe emplear como recurso estratégico para lograr esta transición.

## **2.2 Los hidrocarburos en la actualidad**

Desde el 2013, el mercado energético mundial ha brindado especial atención a problemáticas globales cada vez más amplias – las diferencias manifiestas en el desempeño económico global, incertidumbre geopolítica y continuos debates acerca del rol apropiado del gobierno y los mercados reguladores.

Durante ese año, el crecimiento económico permaneció débil en casi todo el mundo, sin embargo, se aceleró el consumo global de energía a pesar de que la economía estuvo estancada. Las economías emergentes dominaron el crecimiento global aunque fue por debajo de su tasa promedio en los últimos diez años mientras que China y Estados Unidos presentaron el mayor incremento. Otras grandes economías como la Unión Europea – principalmente España – y Japón presentaron una disminución importante en su consumo energético igualando sus niveles de 1995 y 1993, respectivamente (BP, 2014).

En lo referente a los combustibles fósiles, el consumo global creció más que la producción al igual que las emisiones de CO<sub>2</sub> generadas por su uso. La producción de energía fue afectada por eventos geopolíticos como es el caso de Libia donde se registró el más grande declive en la producción de petróleo a nivel mundial generado por una intensa agitación civil y política. En medio de estas alteraciones que impactaron al mercado del petróleo aunando el crecimiento de los riesgos por satisfacer la demanda, el precio promedio del barril excedió los \$100 dólares por tercer año consecutivo pese al crecimiento masivo en el abastecimiento por parte de EE UU. Lo anterior fue consecuencia de una gran inversión en la extracción del petróleo no convencional lo que, a su vez, ocasionó el mayor incremento local a nivel mundial de la producción de petróleo compensando las alteraciones en otros países y estabilizando su

precio.

En lo que respecta al carbón, después de dos años en que sus precios habían decrecido, este amplió su ventaja competitiva en la generación de energía eléctrica volviéndose el combustible fósil con la tasa de crecimiento más alta; lo anterior considera que la participación de China e India representa el 88% de este incremento y la desaceleración en el consumo de gas. Las políticas implementadas así como las posturas tomadas por los diferentes participantes en el mercado muestran cierta flexibilidad en el sistema energético global adaptándose a un medio cambiante (BP, 2014).

### 2.3 El petróleo convencional y no convencional

El futuro de la extracción y producción de petróleo en el mundo es una de las problemáticas más importantes y controversiales en la economía actual. Se encuentra disponible una gran cantidad de información relevante, sin embargo, existen diversos puntos de vista en cuanto a la proyección futura de este combustible el cual es el eje principal del sistema energético actual.

Uno de los términos más concurridos en este debate es el pico del petróleo el cual se determinó por primera vez en 1956 por el geofísico King Hubbert. Este concepto se originó a partir de las observaciones realizadas por este empleado de Shell quien identificó cierta tendencia en la explotación de los pozos. Tras un pausado comienzo, los pozos producían petróleo de manera exponencial hasta que llegaba un momento en que cesaba ese progreso y la producción disminuía también exponencialmente – si la producción se sostiene en el pico se le denomina meseta ya que, en vez de caer, se mantiene (Ballenilla, 2004). La producción de diversas regiones en el mundo se ha comportado de la misma manera que estas previsiones, tal es el caso de EE UU que alcanzó su pico en 1970 como se muestra en *Figura 2.2*:

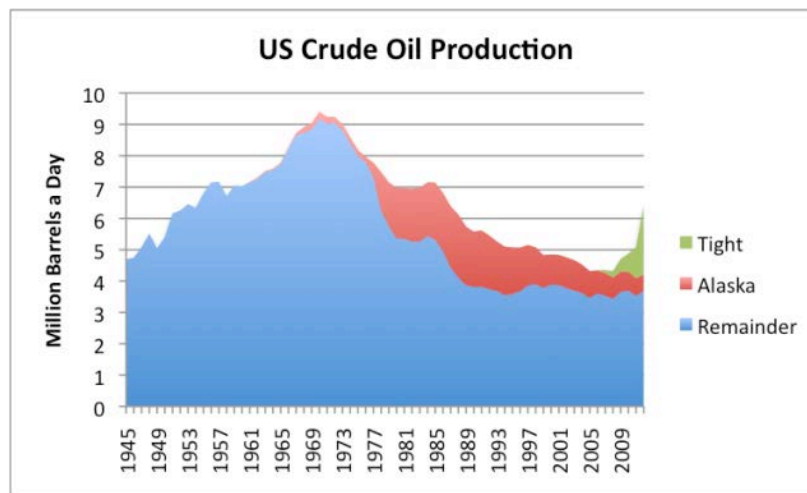


Figura 2.2 Producción histórica de petróleo en EE UU (IEA, 2012)

En la gráfica se puede apreciar que en 1970, la producción de EE UU alcanzó su pico a pesar de la incorporación de los pozos descubiertos en Alaska; no obstante, con el desarrollo de tecnología para la extracción del petróleo no convencional, la producción vuelve a estar a la alza en estos últimos años gracias al aprovechamiento del *tight oil* o petróleo en capas de baja permeabilidad proveyendo el 10.8% del petróleo mundial en 2013 (BP, 2014). Para un mejor entendimiento de estos conceptos se definen los recursos convencionales y no convencionales a continuación:

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía, los recursos convencionales son una categoría que incluye al petróleo crudo y líquidos de gas natural mientras que el no convencional consiste en una amplia variedad de fuentes como arenas, petróleo en capas de baja permeabilidad (*tight oil*), petróleo de esquisto (*shale oil*), petróleo pesado y otros líquidos. En general, el petróleo convencional es mucho más económico y fácil de producir que el no convencional – esta definición está en constante modificación debido a los avances tecnológicos que pueden volver algunos yacimientos no convencionales en convencionales.

Ahora bien, el comportamiento de la producción en EE UU es un caso muy particular dado que se encuentran dos formaciones de petróleo no convencional que producen el 81% de *tight oil* a nivel mundial: *Eagle Ford* en Texas y *Bakken* en los estados de Montana y Dakota (Ferrari, 2014). El aprovechamiento de estos yacimientos – junto con el incremento en la producción de otros países en el mundo – ha logrado compensar el declive en la producción en ciertos sectores alcanzando alrededor de 90 millones de barriles diarios en el 2013:

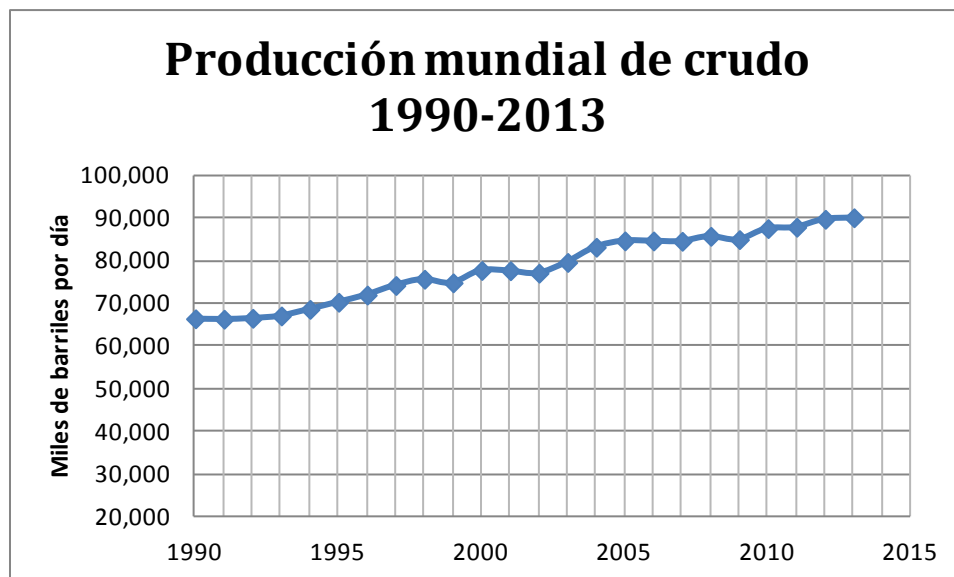


Figura 2.3 Producción mundial de crudo (EIA, 2013)

En la *Figura 2.3* se puede apreciar una tendencia a la alza en la producción de petróleo mostrando un panorama prometedor. Adicional a lo anterior, restan por considerar las reservas mundiales probadas, las cuales, de acuerdo con el reporte estadístico de BP, se estiman que duren alrededor de 53 años más bajo la misma tasa de producción del 2013, esto sin tomar en cuenta aquellos yacimientos que están por descubrirse.

Con todo lo anteriormente establecido, se estima una enorme inversión en el sector de hidrocarburos en los próximos años para el desarrollo de tecnologías y exploración dado que resta una cantidad masiva de petróleo por explotar en yacimientos cada vez más difíciles de acceder. Sin embargo, bajo las condiciones macroeconómicas y tecnología actuales, el aprovechamiento de los recursos no convencionales no resulta rentable en términos tanto energéticos como financieros por diversas variables que se describen en el subcapítulo 2.4.

## 2.4 Dependencia del petróleo en la economía actual

El abastecimiento de energía para la economía es esencial para la continua producción de los bienes y servicios necesarios para satisfacer las necesidades actuales y futuras de la población mundial. Como se mencionó anteriormente, hoy en día los hidrocarburos dan abasto al 82% de la demanda energética a nivel mundial y el 95% del transporte depende directamente del petróleo (Ferrari, 2014), esto incluye la transportación de bienes como las materias primas y otros procesos en diferentes sectores como por ejemplo en la agricultura, minería y construcción. Es razonable esperar que, si el crecimiento energético está relacionado con el crecimiento económico, también lo está el crecimiento del petróleo ya que este es el más grande componente en el abastecimiento de combustibles a nivel mundial (Tverberg, 2012). En la *Figura 2.4* se encuentran representados el producto interno bruto y la producción mundial de petróleo en el periodo 1986 – 2006:

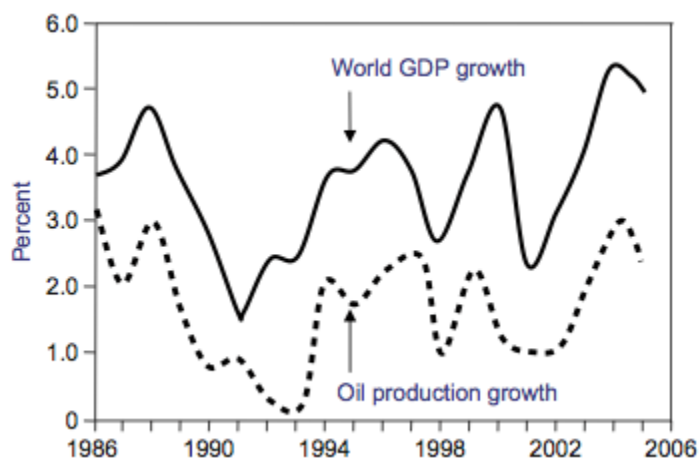


Figura 2.4 Semejanza en el comportamiento del PIB y la producción mundial de petróleo (Tverberg, 2012)



En la gráfica anterior se puede apreciar la semejanza entre el comportamiento de la producción mundial del petróleo y el PIB; en otras palabras, los incrementos del PIB corresponden a los incrementos en la producción y viceversa. Existen diversos estudios que describen la correlación entre el crecimiento energético – particularmente en el mercado del petróleo – y el crecimiento económico; Rubin y Buchanan (2008) realizaron un estudio a partir de información histórica de EE UU que indica que cuatro de las cinco recesiones que han tenido lugar en el periodo 1970 – 2007 fueron precedidas por trastornos en el precio del petróleo. Hamilton, basándose en un análisis de registros históricos, indica en su estudio “*Oil Shocks*” (2011) que diez de once recesiones desde la Segunda Guerra Mundial fueron antecedidas por trastornos en el precio del barril de petróleo. Claro que es necesaria una combinación de diversas variables macroeconómicas que afecten al precio del barril y que precedan una recesión económica, tema que por su complejidad no será abordado en el presente escrito.

Una vez establecidas estas premisas, todo indica que simplemente necesitamos un flujo constante de este combustible fósil para seguir expandiendo la economía y satisfaciendo la demanda energética mundial. Afortunadamente, existe una gran cantidad de reservas de petróleo en el mundo que pueden abastecer a la población de manera satisfactoria por las próximas décadas (BP, 2014), esto sin considerar aquellos yacimientos que no se han dimensionado y otros que están por descubrirse. No obstante, la realidad ha demostrado que lo más importante no es la cantidad de petróleo disponible sino que las condiciones económicas sean las correctas para la creciente y continua extracción. Haciendo referencia a lo anterior, una variable fundamental es el precio del barril el cual es necesario que se mantenga dentro de ciertos límites ya que, si el precio es demasiado alto, impacta directamente a la economía de los importadores netos. Por otro lado, si el precio cae, la producción del petróleo no es redituable para los países exportadores volviendo al mercado incapaz de cubrir la demanda bajo estas condiciones.

Mientras que el precio del barril siga aumentando, existe la posibilidad de que la cantidad extraída cada año continúe creciendo ya que será redituable explotar ciertos yacimientos de difícil acceso. Sin embargo, el problema real surge cuando el precio cae como ocurrió en julio de 2008 que afectó la producción mundial como se representa en la *Figura 2.5*.

En esta gráfica se deben destacar dos aspectos. (1) Desde el 2005, la producción se ha mantenido prácticamente constante a pesar de que los precios del barril han incrementado de manera sustancial siguiendo un patrón que sugeriría una mayor producción. (2) En el periodo 1998 – 2007, mientras la producción de petróleo se mantuviera debajo de los 71 millones de barriles diarios, el precio se mantenía con una tasa de crecimiento baja. Sin embargo, una vez que la demanda sobrepasó este límite, el precio del barril comenzó a incrementar desproporcionadamente respecto a la anterior para después caer drásticamente en 2008, año de la última crisis económica mundial.

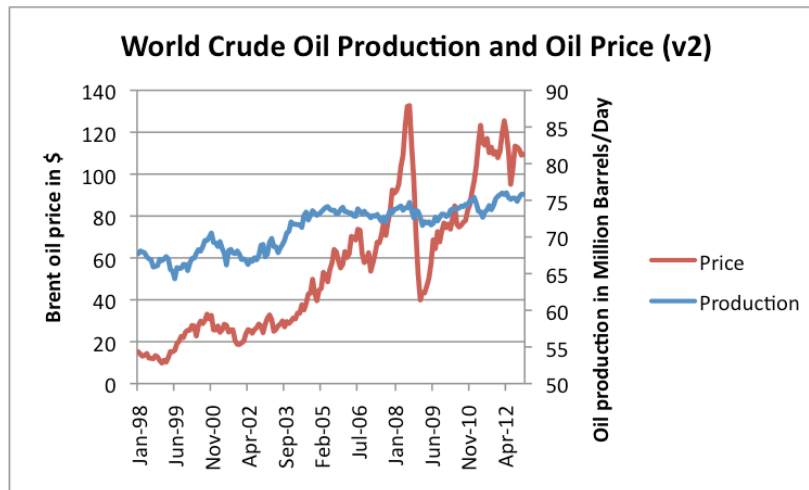


Figura 2.5 Producción mundial vs Precio del barril (Tverberg, 2012)

Para fines prácticos que refuercen la comprensión de lo anteriormente establecido, se hará referencia al artículo “Oil Supply Limits and the continuing Financial Crisis” por Tverberg. Para ejemplificar la dependencia del petróleo en la economía actual, se analiza un país típico miembro de la *Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE)* –EE UU, Japón, la Unión Europea, México, entre otros. Una cualidad casi universal de estos países es que utilizan de manera significativa los productos del petróleo y también son importadores netos. Los países que exportan petróleo tendrán que recibir beneficios de compensación si es que el precio del barril aumenta por lo que su situación es diferente, al igual que aquellos que solamente usan una pequeña cantidad en sus economías.

Dado que un país típico de la *OCDE* es un importador neto de petróleo, los pagos por la adquisición de este recurso representan egresos netos fijos. Si el precio del barril sube, la cantidad de este egreso destinado al abastecimiento de petróleo aumenta asumiendo que esta se mantenga constante. Este incremento impacta directamente a la economía local ya que el excedente que sale del país representa capital que pudo haber sido reinvertido.

Cuando el precio del barril incrementa, muchos otros productos también lo hacen ya que, como se mencionó anteriormente, el petróleo es utilizado en prácticamente todo el transporte de bienes y en la producción de un gran número de servicios esenciales para el desarrollo de la población. Como resultado, cuando el precio del petróleo aumenta, también lo hacen el precio de los alimentos y varios artículos comúnmente adquiridos.

Ahora bien, el incremento de los precios del combustible, alimentos y otros productos tiende a aumentar las expectativas inflacionarias. Se puede esperar que los bancos centrales aumenten las tasas de interés – reduciendo la posibilidad de crédito – junto con aquellas de proyectos de inversión por la expectativa de una inflación.

El aumento de precios en combustibles y alimentos sería suficiente para ocasionar que los consumidores recorten sus gastos ya que los salarios no aumentan para compensar los costos excedentes. Si a lo anterior se adiciona que las tasas de interés de los préstamos bancarios aumentan por una alta inflación estimada, otra segunda razón se genera para que los consumidores recorten sus gastos. Todo lo anterior ocasiona que se gaste menos en los negocios locales, desde restaurantes y centros vacacionales hasta la venta de automóviles y otros activos resultando en un estancamiento económico con incumplimiento de deudas.

En lo que respecta a la deuda, la reducción en el abastecimiento del petróleo puede afectar el sistema crediticio y el apalancamiento económico que este provee. Un incremento en el abastecimiento del petróleo impacta directamente al crecimiento económico y fomenta la expansión de crédito. El crecimiento económico tiende a estar asociado con muchos otros resultados favorables incluyendo el incremento del precio de las viviendas, acciones a la alza en el mercado de valores y un adecuado abastecimiento de capital para la inversión. Estos resultados tienen un papel crucial en la mejora de los efectos positivos que el crédito tiene sobre el funcionamiento de las economías modernas ya que permite su expansión. El declive en el abastecimiento de petróleo tiende a un efecto opuesto que conduce a un estancamiento económico y restricciones de crédito que, a su vez, genera otros resultados desfavorables como una contracción del mercado de valores, menores inversiones de capital, etc. (Tverberg, 2012).

Dejando a un lado las suposiciones, desde el 2005 el consumo de petróleo de los países de la OCDE ha disminuido al mismo ritmo que el consumo de las economías emergentes ha aumentado. Los efectos de la reducción fueron tangibles principalmente para estos países donde la recesión económica fue más notoria como se muestra en la *Figura 2.6*:

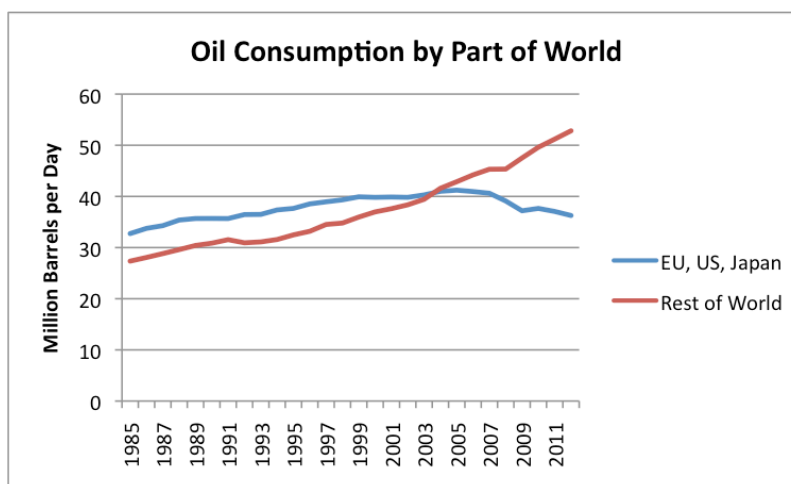


Figura 2.6 Consumo de petróleo por región (Tverberg, 2013)

Se muestra que los países que han disminuido su consumo de petróleo también son aquellos que han enfrentado un bajo crecimiento económico – EE UU, Japón y la Unión Europea – que complica el pago de deuda provocando que los gobiernos emitan más para resolver sus problemas económicos.

La situación financiera está soportada por créditos con tasas de interés muy bajas, un continuo gasto deficitario del gobierno y continuas inyecciones de capital de los bancos centrales. En un mundo finito no se puede continuar dependiendo de la deuda esperando mayores rendimientos para liquidarla ya que puede resultar en una mayor contracción económica que aquella del 2008.

Dadas las circunstancias actuales, la economía mundial no debe depender a tal grado de la producción de petróleo ya que su futuro es incierto y esto podría frenar el desarrollo en ciertas partes del mundo. Para concluir, considérense los siguientes puntos:

- a pesar del esfuerzo por reducir la dependencia de los hidrocarburos en el sistema energético mundial, estos permanecen como combustibles principales sin una clara tendencia a disminuir;
- se deben desarrollar tecnologías para el aprovechamiento del petróleo no convencional para compensar el declive en la producción de los sitios existentes;
- las emisiones de gases de efecto invernadero continúan aumentando al mismo ritmo que el crecimiento en la producción de hidrocarburos;
- las reservas probadas de petróleo pueden abastecer a la población mundial por las próximas cinco décadas bajo la misma tasa de producción, sin embargo, son necesarias ciertas condiciones económicas para que su aprovechamiento sea redituable;
- el 95% del transporte a nivel mundial depende del petróleo por lo que si este incrementa su precio, lo hacen los alimentos y una gran cantidad de artículos comúnmente adquiridos;
- el abastecimiento energético está directamente relacionado con el crecimiento económico, por consiguiente también lo está con el abastecimiento de petróleo;
- si el precio del barril aumenta, se hacen redituables el aprovechamiento de yacimientos no convencionales aunque la producción no aumente de manera proporcional;
- si el precio del barril aumenta demasiado, los importadores netos frenan el crecimiento de su economía volviendo imposible cubrir la demanda energética local;
- si el precio del barril cae, la producción de petróleo a nivel mundial se frena volviendo al mercado incapaz de satisfacer la demanda y contrayendo la economía; por último
- la situación financiera en algunos países del mundo depende de la deuda esperando mayores rendimientos en la explotación de los yacimientos actuales para liquidarla.

Es clara la vulnerabilidad en el abastecimiento energético y como la expansión de la economía depende en gran medida del petróleo, circunstancias que hacen necesario un cambio radical en el aprovechamiento de las fuentes de energía. El modelo energético bajo el cual se ha

desarrollado la sociedad moderna ha generado fuertes repercusiones no solo a nivel ambiental sino también a nivel social; es por esto que es vital para el futuro desarrollo de la humanidad y la preservación de los recursos naturales, diversificar la matriz energética haciendo un uso cada vez mayor de las fuentes de energía renovables.



fuentes de energía tendrán la prerrogativa en uno de los sectores económicos de más rápido crecimiento tomando en cuenta la expansión económica y la generación de empleos que surjan a raíz de este mercado (BID, 2013).

Es claro que la distribución de los recursos energéticos de la región no es uniforme por lo que ciertos países se ven favorecidos respecto a su posición geográfica. Por un lado, tenemos el caso de Brasil que tiene un potencial hídrico que lo sitúa como el segundo productor a nivel mundial de hidroelectricidad, mientras que Venezuela tiene el 17.7% del total de reservas probadas de petróleo (BP, 2014). A pesar de esta inequidad en la distribución de los recursos energéticos, las economías locales se han visto respaldadas por un mercado regional sólido que las hace menos vulnerables a efectos negativos en otras partes del mundo; es por esto que el desarrollo de un mercado energético regional es fundamental para enfrentar las adversidades tanto económicas como sociales futuras.

### 3.2 Situación económica de la región

Como se mencionó en el *Capítulo 2*, los países en desarrollo son el principal motor de la economía en la actualidad ya que mantienen cierto dinamismo y han aportado una fracción mayoritaria del crecimiento de la economía mundial en los últimos tres años. En 2011 el crecimiento económico mundial fue del 2.7%, mientras que en 2012 fue de 2.2% y alrededor del 2.4% para 2013; esta tasa presenta una fuerte heterogeneidad ya que la mayoría de las economías de la zona euro se encuentran en recesión, mientras que EE UU y Japón crecen a ritmos cercanos al 2%. Por su parte, el PIB de ALyC creció 4.3% en 2011, 3.1% en 2012 y alrededor del 3.9% para 2013 – muy por arriba del crecimiento económico mundial – sin embargo, dicho crecimiento ha sido influenciado por la merma del PIB en los países desarrollados y un aumento considerable en las exportaciones de la región. Se ha logrado este resultado en parte porque es la zona que menos depende de la Unión Europea como mercado de destino; además, la demanda de EE UU y China, sus dos principales socios comerciales, mantuvo un crecimiento positivo beneficiando principalmente a México y Centroamérica (CAF, 2013), en la *Figura 3.1* se muestra el valor del PIB regional para el periodo 2000-2013:

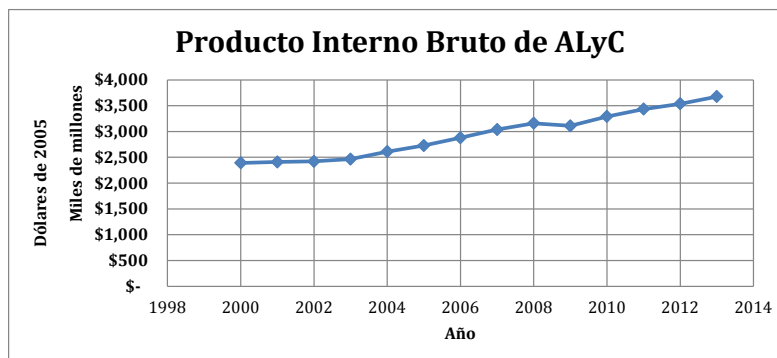
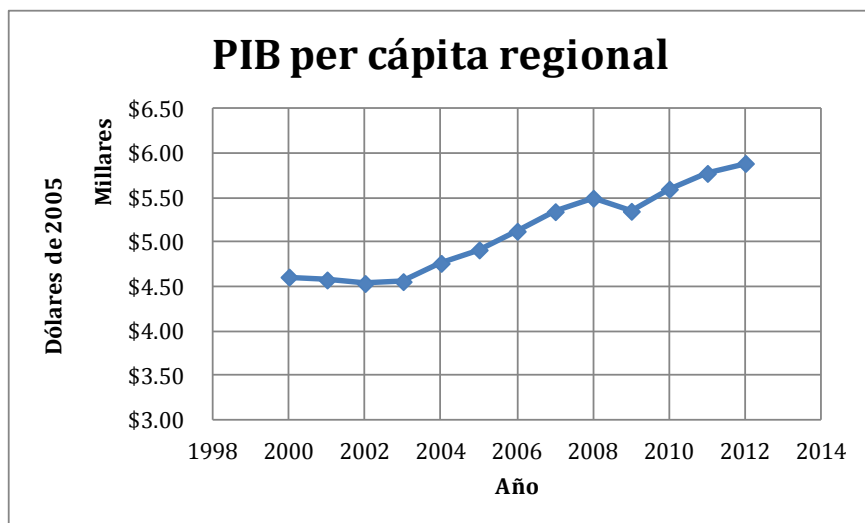


Figura 3.1 PIB de ALyC periodo 2000 - 2013 (CEPAL, 2014)

Se observa una contracción de la economía local en el periodo 2008-2009 debido a la crisis económica, no obstante, a partir del 2009 esta se expande con una tasa de crecimiento por encima de la media mundial. Ahora bien, considerando el crecimiento poblacional, el PIB per cápita también favoreció a la población como se muestra en la *Figura 3.2*:



**Figura 3.2 PIB per cápita regional (CEPAL, 2014)**

El incremento en las exportaciones regionales ha fomentado la expansión de la economía de ALyC, principalmente para los países exportadores de materias primas – especialmente minerales y combustibles – que se han visto beneficiados por las oportunidades que les ha brindado el mercado mundial. El mejoramiento de los indicadores de exportación ha elevado notablemente el ingreso de divisas y el crecimiento de las reservas internacionales a valores que constituyen máximos históricos. Esta situación, no solamente ha impactado a la posición de las monedas locales respecto al dólar estadounidense, sino que también ha generado una fortaleza regional para el financiamiento. Una característica que cabe destacar es que, en el contexto de la reconfiguración en cuanto a la producción, consumo y comercio, se ha desarrollado un mercado regional de manufactura que vuelve a ALyC menos dependiente de las economías foráneas. Cabe subrayar que existe aún un gran potencial de oportunidades de comercio e integración productiva entre los países de la región que, de concretarse, crearían economías de escalas importantes. Lo anterior se debe principalmente a las medidas que han tomado las autoridades regionales que brindaron espacios fiscales para la reacción ante las adversidades de la economía internacional; tales medidas permitieron estabilizar el empleo, la inversión y el crecimiento.

Como se puede observar, los números muestran un fortalecimiento económico de la región que se debe principalmente a una expansión del comercio intrarregional volviendo a ALyC un foco atractivo de inversión. No obstante, una buena parte de los beneficios regionales del



modelo de crecimiento actual son altamente sensibles a la variación de los precios internacionales – principalmente el petróleo – por lo que es indispensable canalizar inversiones estratégicas para un desarrollo futuro menos dependiente de la importación de tecnologías. Para ello se vuelve fundamental la construcción de infraestructura sin descuidar la inversión en políticas sociales, en capacitación laboral y en investigación. De manera simultánea, es necesario que la región esté preparada en términos de creación y adaptación tecnológica para encaminarse hacia un desarrollo sustentable, así como establecer estrategias respecto a la matriz energética más adecuada según su disponibilidad de recursos naturales, técnicos y financieros.

La inclusión de las energías renovables debe de ser contemplada como una oportunidad de desarrollo para la creación de nuevas cadenas productivas, valor agregado y mejoras en el posicionamiento regional frente a la economía global. Los indicadores regionales colocan a ALyC en una situación comparativamente favorable en lo que se refiere al uso de fuentes renovables por lo que no se debe desaprovechar cualquier oportunidad de desarrollo energético. Queda en las autoridades definir un esquema que permita la expansión de este sector y que no afecte a otros fines prioritarios como el gasto público ya que, de tener impactos negativos, repercute en el mismo sector energético por el aumento de costos de producción.

### **3.3 La matriz energética regional**

De acuerdo con la OLADE, la matriz energética se entiende como el estudio del sector energético en que se cuantifica la oferta, demanda y transformación de cada una de las fuentes al interior del país o región, así como el inventario de recursos energéticos disponibles considerando su evolución histórica y proyección a futuro.

Las fuentes de energía primaria, los procesos de transformación, la oferta y la demanda en ALyC presentan una fuerte heterogeneidad debido a su potencial energético, la diversidad de recursos, los avances tecnológicos y las condiciones del mercado energético mundial. La participación de las fuentes renovables en ALyC es del 25% debido principalmente a la elevada generación hidroeléctrica y biocombustibles en varios países de América del Sur – este segmento es considerablemente mayor que en Europa, América del Norte y Asia. De la misma manera, la región alberga una gran cantidad de fuentes renovables que posibilita incrementar significativamente su participación ya que este rubro es dominado por el petróleo y sus derivados con el 41%, seguido del gas natural con 29%. En la *Figura 3.3* se muestra la segmentación de la matriz energética regional en 2011:

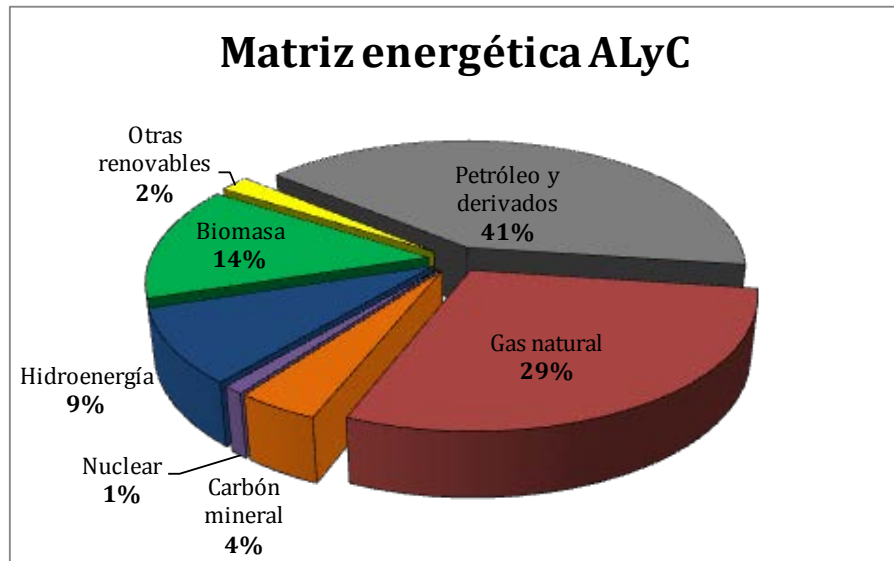


Figura 3.3 Matriz energética ALyC en 2011 (OLADE, 2011)

El consumo de energía per cápita en la región es de 10 barriles equivalentes de petróleo por habitante (bep/hab), cifra que se encuentra por debajo del promedio mundial de 13 bep/hab además de EE UU, Japón y Europa que tienen cifras de 50, 26 y 22 bep/hab, respectivamente (Ferreira, 2014). Aunque este indicador refleja la calidad de vida de los habitantes de la región, en algunos países como EE UU se consume una cantidad excesiva de energía basándose en un esquema consumista que evidencia la creencia de que los recursos son ilimitados. Con el fin de realizar una comparativa, la *Figura 3.4* muestra la segmentación de la matriz energética mundial para el mismo año:

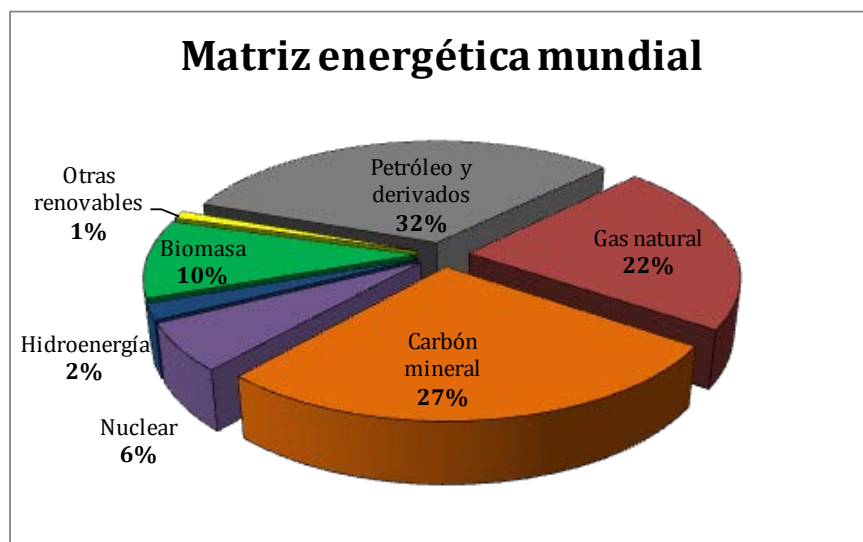


Figura 3.4 Matriz energética mundial en 2011 (OLADE, 2011)

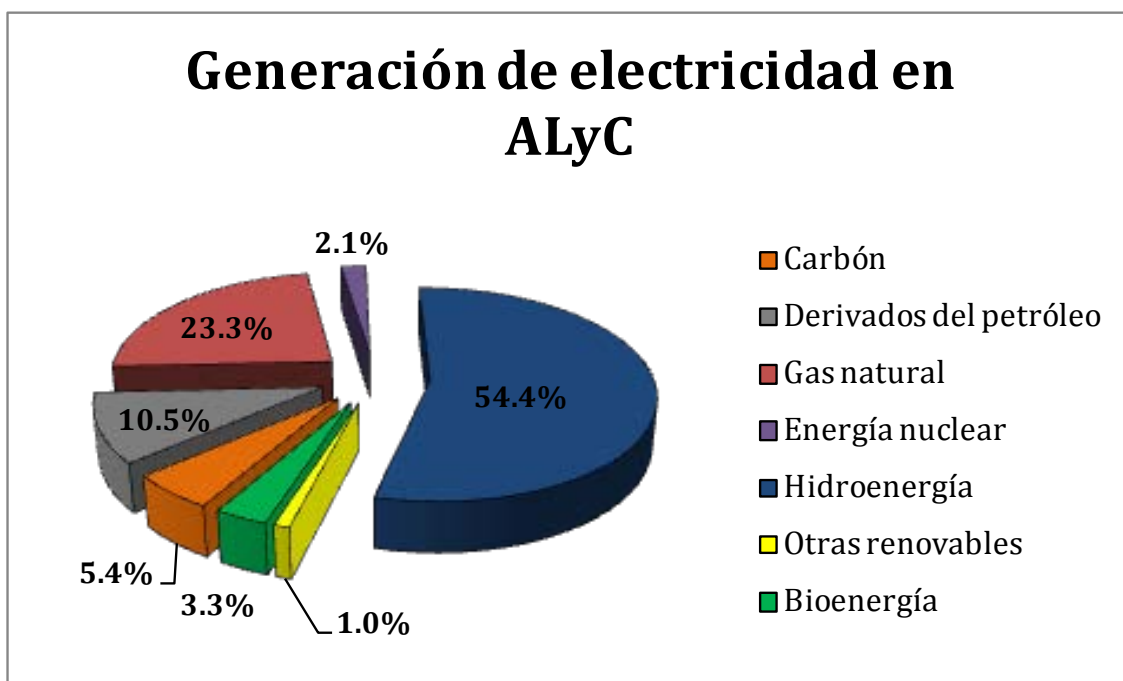
Cabe destacar que la participación de las energías renovables en ALyC es del 25% contra el 13% de la media mundial lo que refleja un sector energético menos dependiente de los combustibles fósiles y con una menor emisión de gases de efecto invernadero. En este contexto, tanto la hidroenergía como la biomasa tienen una participación de 7 y 4 puntos porcentuales por arriba de la matriz energética mundial. Desafortunadamente, tanto en la región como en el resto del mundo, las energías solar, eólica y geotérmica no tienen una participación considerable en la satisfacción de la demanda energética, sin embargo, se estiman grandes inversiones en el sector para la expansión de este mercado al igual que importantes avances en la energía nuclear.

ALyC depende en menor medida de los combustibles fósiles (74%) en comparación con el 81% que estos representan para el mundo en general, sin embargo, refleja una mayor dependencia del petróleo y sus derivados al igual que del gas natural. Estas cifras son alarmantes dadas las condiciones actuales de extracción y producción del crudo y gas natural que podría desacelerar el crecimiento económico regional teniendo un impacto mayor en algunos países. No obstante, la región tiene una posición estratégica en lo referente a las reservas de petróleo ya que, en los últimos 10 años, Petróleos de Venezuela realizó una importante certificación de sus reservas. En el caso del gas natural, la proporción total de las reservas comprobadas de la región no solo disminuyó sobre el total mundial (6.5% en 1986 a 4% en 2011), sino que en varios países se ha producido una caída de las reservas en términos absolutos. Otro dato que varía considerablemente entre estas dos matrices es el carbón mineral el cual constituye el 4% de la matriz energética de la región, muy por debajo de su proporción en la matriz mundial donde alcanza el 27% – esta cifra no es representativa de la situación real ya que gran parte de la electricidad que se genera en India y China es a partir de este combustible. Se estima una mayor extracción de carbón mineral principalmente en Colombia y Brasil ya que el 73% de las reservas probadas en la región a 2011 se concentran entre ambos países (CAF, 2013).

### **3.4 La generación hidroeléctrica y las demás renovables**

Como se ha mencionado a lo largo del desarrollo del presente proyecto, la generación hidroeléctrica convencional ha demostrado ser el mejor complemento en la integración de las energías renovables intermitentes al sistema. Haciendo alusión al primer capítulo, esta permite ajustar las variaciones de demanda a las variaciones de la generación renovable como la eólica y la solar por lo que es fundamental su desarrollo conjunto para diversificar la generación.

Una característica muy distintiva de la región es su alta dependencia de la energía hidráulica para la generación de electricidad la cual, junto con las otras renovables, representan el 52% de la capacidad instalada para generación y alrededor del 54% de la electricidad. En la *Figura 3.5* se representa la generación eléctrica por fuente:



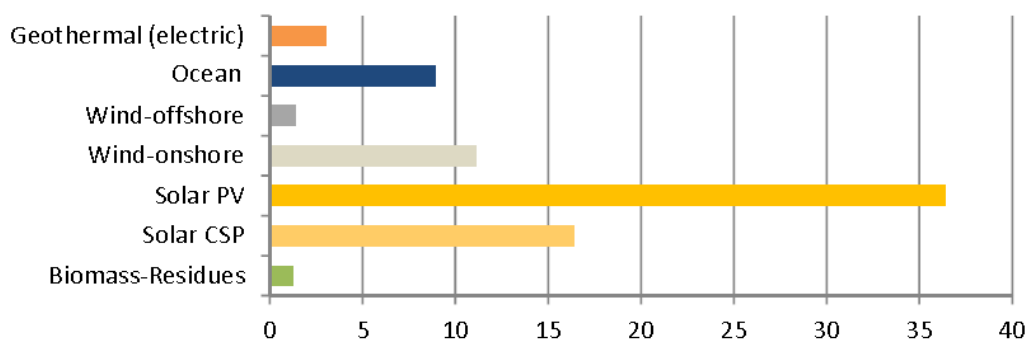
**Figura 3.5 Generación eléctrica por fuente (BID, 2013)**

En cuanto al porcentaje de generación que representa el agua, las grandes centrales hidroeléctricas dominan este sector debido a la gran cantidad de electricidad generada en algunos países de la región entre los que destacan Brasil, Paraguay y algunos de América Central – en ciertos casos esta cifra se eleva hasta el 90% de la electricidad total generada. Una gran variedad de centrales hidroeléctricas se han construido para el abastecimiento de energía regional así como para reducir la dependencia de los combustibles fósiles diversificando el portafolio energético y asegurando la satisfacción de la demanda. A pesar de que la operación de las grandes centrales no genera emisiones de gases de efecto invernadero considerables, su desarrollo ha causado graves problemas ambientales y sociales; en este contexto, las grandes centrales no pueden ser consideradas como una forma viable de generación de energía alternativa, sobre todo desde el punto de vista sustentable. A pesar de la gran experiencia y avance que se tiene en el sector, la sociedad se ha mostrado resistente al desarrollo de este tipo de obras de infraestructura por las grandes áreas de inundación, reduciendo así la capacidad de almacenamiento y desfavoreciendo la introducción de las demás renovables al sistema. La infraestructura de generación debe contemplar medidas de adaptación a los nuevos escenarios climáticos de escasez o abundancia de agua que pueden llegar a afectar el funcionamiento de todo el sistema energético regional. Con una correcta planeación e implementando medidas de mitigación del impacto ambiental, además de los estudios específicos, es posible generar diversos beneficios tanto sociales como energéticos a partir de la implementación del proyecto.

Aun cuando un gran número de países de la región ya aprovechan una buena parte del potencial hidráulico, resta un abundante recurso hídrico por aprovechar bajo un esquema en el cual el desarrollo de pequeñas centrales es mucho más favorable. Considerando los estudios hidrológicos y el accidentado relieve en ciertas zonas, las pequeñas centrales hidroeléctricas ofrecen una buena alternativa para el suministro de electricidad, principalmente en sitios remotos.

La importante contribución de la hidroelectricidad produce una gran cantidad de privilegios sustanciales tanto a nivel local como global, sin embargo, incrementa la vulnerabilidad de la región en lo que respecta a la estabilidad de los ciclos hidrológicos bajo los efectos del cambio climático. En este contexto e intentando establecer un esquema de abastecimiento eléctrico diverso que limite las emisiones de carbono, la región necesitará aprovechar otras fuentes de energía renovables.

Afortunadamente, tanto la disponibilidad de recursos renovables – además del abundante recurso hídrico – como su desarrollo, muestran un panorama prometedor en ALyC. Su progreso podría proveer el complemento que requiere la hidroeléctrica para satisfacer la demanda regional al año 2030, incluso asumiendo grandes tasas de crecimiento y restricciones técnicas (BID, 2013). Considerando que el consumo de electricidad actual es de 1.3 PWh ( $1.3 \times 10^{15}$  Wh), valoraciones recientes estiman que la región podría llegar a producir 78 PWh de la energía solar, eólica, marina, geotérmica y de la biomasa como se muestra en la *Figura 3.6*:



**Figura 3.6 Potencial técnico de las fuentes renovables para la generación de electricidad en PWh (BID, 2013)**

Algunos de estos recursos energéticos están ampliamente distribuidos en la región y otros se encuentran concentrados en sitios específicos. El completo desarrollo de los recursos mostrados en la *Figura 3.7* proveerá más del 100% de la actual demanda eléctrica de la región:

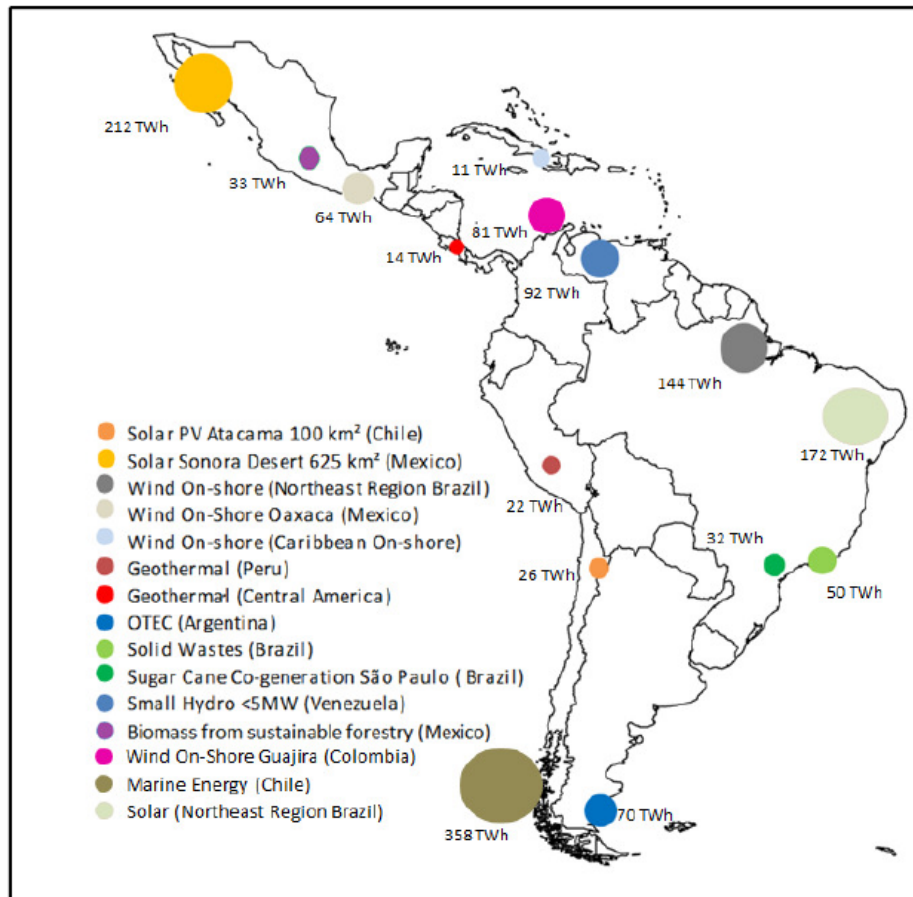


Figura 3.7 Ejemplos de sitios específicos para el aprovechamiento de las energías renovables (BID, 2013)

Estas cifras no necesariamente representan el potencial total del área seleccionada; en el caso del Desierto de Atacama únicamente se considera el 0.01% de la extensión total para generar 26 TWh. Varios aprovechamientos de energías renovables se esperan en los años venideros, algunas iniciativas se desenvuelven en los siguientes sectores:

- **Fotovoltaico.** Ha habido un considerable incremento en el desarrollo de este tipo de proyectos impulsados por la dramática reducción en los costos en los últimos años. Múltiples sistemas a gran escala han sido instalados o están en desarrollo estimando un potencial de 2 GW en la región.
- **Energía solar concentrada.** El primer proyecto está en desarrollo en México, una planta híbrida que operará a partir de energía solar y gas con una capacidad de generación de 14 MW. En Chile, el gobierno ha reformado el marco regulatorio para entregar subsidios y concesiones para el desarrollo de estos proyectos.
- **Viento.** Los costos en este rubro también han decrecido rápidamente aunando la entrada de diseños más eficientes y con una mayor capacidad de generación. En 2012,

la capacidad instalada en la región ascendió a 3.5 GW, un incremento del 53% comparado con los 2.3 GW disponibles en 2011, principalmente por Brasil y México.

- **Geotérmica.** México es el quinto productor de electricidad a partir de la geotérmica con casi 1 GW de capacidad instalada. América Central tiene casi 500 MW de capacidad instalada en Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua mientras que ciertos países caribeños tienen relevantes proyectos para explotar este recurso.
- **Biomasa.** Este rubro juega un papel fundamental en la matriz energética regional por la gran cantidad de electricidad que se genera a partir de este sector. La gran mayoría de esta se genera en Brasil (7,800 MW) a partir de la caña de azúcar y madera, seguido por Chile (526 MW), México (496 MW), Guatemala y Argentina (ambos con 300 MW).
- **Energía marina.** No hay ningún proyecto en espera, sin embargo, el interés en este sector surge a partir del potencial disponible. Debido a su posición geográfica, Chile está evaluando la posibilidad de aprovechar la energía del oleaje y de la marea en el sur del país.
- **Pequeñas centrales hidroeléctricas.** Existe una capacidad instalada de 1.6 GW que aún resta por aprovechar.

De manera global, la cantidad invertida en energías renovables está creciendo rápidamente en la región. En 2012, la inversión en proyectos hidroeléctricos y las demás renovables alcanzó los \$244 mil millones de dólares – un incremento de alrededor del 600% desde 2004; sin embargo, el capital destinado a las energías renovables en ALyC únicamente representa el 5.4% del total de las inversiones globales (BID, 2013).

Gracias al ejercicio de las autoridades regionales, la brecha entre el costo de las tecnologías renovables y el abastecimiento energético con fuentes tradicionales ha disminuido debido a ciertos esquemas de financiamiento y el avance tecnológico. Aunado a lo anterior, los elevados precios de los combustibles líquidos, el cuestionamiento de la energía nuclear, la maduración de las tecnologías y la última crisis económica mundial en 2008, han motivado el desarrollo de las energías renovables.

En los últimos años, diversos países de América del Sur han comenzado a promover el uso de energías renovables a una escala mayor en el desarrollo de proyectos dados los abundantes recursos potenciales con los que cuenta la región. Se han formado asociaciones que firman contratos de largo plazo para incorporar renovables en la generación eléctrica mediante subastas, como es el caso de Brasil y Uruguay, mientras que Chile estableció que las empresas deben de cubrir el 5% de la electricidad con estas fuentes o pagar una multa (CAF, 2013).

Con todo lo mencionado anteriormente, es claro un cambio de tendencia en el abastecimiento y consumo energético en ALyC debido a mayores inversiones en investigación y desarrollo de proyectos a partir de las energías renovables ya que es indispensable hacer uso de la gran cantidad de los recursos energéticos y todos los beneficios que estos proporcionen. El potencial energético de la región es inmenso, ya sea en lo que se refiere a la abundancia de fuentes renovables hasta las grandes reservas de petróleo en Venezuela; simultáneamente, la constante investigación y los avances en la tecnología han permitido a la generación eólica y solar equipararse con la generación basada en hidrocarburos que impulsan a redefinir el modelo energético de la región.

### **3.5 Integración regional**

ALyC es la región que se vio menos afectada a partir de la última crisis económica mundial debido principalmente a la existencia de un mercado regional en desarrollo y a una mínima dependencia comercial con la Unión Europea. Es clara la necesidad de fortalecer este mercado para impulsar el desarrollo conjunto de la región, es por esto que un sistema energético para ALyC se ha buscado como elemento clave para la integración económica. Como se ha mencionado a lo largo de este capítulo, el potencial energético de la región es enorme, sin embargo, estos recursos no están distribuidos uniformemente; tal es el caso de Brasil, el cual ha tomado ventaja de su diversidad geográfica a partir de la abundancia de recursos energéticos en su territorio mientras que, países pequeños como aquellos de América Central y el Caribe, se verían beneficiados en el caso de una interconexión regional.

Alrededor del mundo, las interconexiones regionales han evolucionado desde una relación bilateral en la comercialización del excedente de energía, proveyendo un soporte adicional en caso de emergencias en el sistema, a entidades legales que abarcan diversos estados y países que tienen un poder regulatorio sobre la distribución y abastecimiento de la electricidad. Hoy en día, se tiene el objetivo de escalar las energías renovables a través de proyectos de interconexión para América del Sur, América Central y el Caribe. Dadas las características geográficas de la región, sus recursos energéticos y condiciones económicas actuales, la integración regional presenta beneficios potenciales comparativamente mayores a otras regiones del mundo que permiten:

- diversificar la matriz energética de los estados involucrados;
- mejorar la confiabilidad del sistema y promover grandes inversiones debido a la creación de oportunidades para aprovechar economías de escalas mayores;
- habilitar la integración de las energías renovables intermitentes a través de la extensa diversidad geográfica de la región;
- aprovechar de manera óptima los recursos energéticos y disminuir las inversiones individuales de las partes involucradas – un ejemplo es el sistema de integración regional Nórdico ya que se ha estimado que la capacidad de generación a partir de la



energía eólica debería ser del doble de su magnitud para satisfacer la demanda si cada país operara de manera aislada (BID, 2013);

- con un buen esquema de coalición, se pueden disminuir los costos de generación y por tanto las tarifas al usuario final;
- en el caso de la hidroenergía, un mejor aprovechamiento de las cuencas hidrológicas compartidas así como de los excedentes de energía en temporadas de lluvia; y
- un alcance mayor de la generación a partir de las energías renovables proveyendo incentivos adicionales para el desarrollo de áreas ricas en recursos como es el caso de la Patagonia o el desierto de Atacama.

La producción en desarrollos solares y eólicos pueden ser variables en un sitio determinado pero esta variación puede reducirse si se escala la capacidad del sistema interconectando recursos dispersos geográficamente. En otras palabras, la velocidad del viento puede ser baja en un lugar en específico pero puede ser óptima en otra granja eólica al mismo tiempo. Ocurre lo mismo con la energía solar donde las nubes pueden hacer ineficiente la generación de electricidad en una planta, sin embargo, las condiciones pueden ser las adecuadas en otro sitio. Además de la inclusión de las centrales hidroeléctricas, sistemas eléctricos de mayores extensiones pueden incorporar a las renovables intermitentes ya que la dispersión geográfica compensa su generación. Dado que la generación es menos variable en conjunto, se reduce la necesidad de las fuentes no renovables y se disminuyen los costos de integración (BID, 2013).

Aun cuando se han logrado avances relevantes en términos de integración, persisten barreras de diversa índole que evitan la incorporación y el pleno desarrollo de este esquema. Sin duda, el principal obstáculo a superar es la política que tienen los estados de autoabastecerse con sus propios medios que impactan negativamente a la integración. De la misma manera, se identifica una marcada tendencia global en la protección de los recursos energéticos por parte de los países que los disponen dada su envergadura y escasez, lo cual disminuye la posibilidad de definir algún esquema de distribución con las demás naciones (CAF, 2013).

En el caso del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), esta región incrementará su capacidad instalada en lo referente al transporte de electricidad con beneficios para el uso de recursos renovables e impactos ambientales positivos. De la misma manera, se estima que puedan aprovecharse óptimamente los recursos hídricos, geotérmicos y eólicos para la generación eléctrica además de disminuir el empleo de combustibles fósiles. De acuerdo con el BID, se espera una reducción del 3% en el costo de energía y un ahorro del 4% en combustibles para los países interconectados. Pese a este grado avanzado de interconexiones, las diferencias estructurales y regulatorias en los mercados locales han limitado una mayor integración eléctrica por lo que será necesario desarrollar mejores asociaciones que respeten las políticas propias de cada país, establecer mecanismos de seguridad para mitigar riesgos y solucionar conflictos políticos.

Otro caso similar se presenta en los países andinos que actualmente intentan facilitar el intercambio de electricidad a través del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA) y los aprovechamientos hidroeléctricos en la Cuenca del Río de la Plata además de la

interconexión entre Brasil y Uruguay para aprovechamientos eólicos. Aunque se han desarrollado diversos planes y propuestas para la interconexión regional, las barreras artificiales creadas por la incompatibilidad de las regulaciones locales limitan el comercio y lo seguirán haciendo en un corto a mediano plazo (BID, 2013).

La optimización de estas iniciativas binacionales radica en la implementación de un mercado regional el cual, con la infraestructura existente y el desarrollo de nuevos proyectos, impulsaría una mejor utilización de los recursos energéticos. Para lograr lo anterior será necesario aplicar modelos flexibles y adaptables a las circunstancias en las que se desarrolle el proyecto que puedan funcionar en condiciones de mayor interdependencia entre países para converger a una mejor eficiencia, sustentabilidad y seguridad del servicio en la región (CAF, 2013).

ALyC puede satisfacer sus futuras necesidades energéticas con una favorable relación costo-beneficio a través de los recursos renovables, liderando el sector y desarrollando una fuerte economía verde a través de una integración energética que resuelva necesidades concretas y garantice su sustentabilidad. Sin considerar los planes de desarrollo que tenga cada país a largo plazo, una mayor incursión de las energías renovables al mercado regional tiene sentido desde cualquier perspectiva. La energía obtenida a partir de diversas fuentes y tecnologías es un tema relevante hoy en día dado que su desarrollo es fundamental para fortalecer la economía actual y encaminar al mundo hacia un uso más sustentable de los recursos energéticos, mejorando así la calidad de vida de la población y reduciendo el impacto ambiental.

Porcentaje de generación	Países
~ 100%	Albania, Mozambique, Nepal, Paraguay, República Democrática del Congo, Tajikistán, Zambia
> 90%	Noruega
> 80%	Brasil, Etiopía, Georgia, Kirguistán, Namibia
> 70%	Angola, Colombia, Costa Rica, Ghana, Myanmar, Venezuela
>60%	Austria, Camerún, Canadá, Congo, Islandia, Lituania, Perú, Tanzania, Togo
> 50%	Corea del Norte, Croacia, Ecuador, Gabón, Nueva Zelanda, Suiza, Uruguay, Zimbawe

aceptación pública. Este capítulo identifica ciertas barreras e incluye propuestas para abordarlas considerando avances tecnológicos en materia técnica y ambiental, mejorando así el desempeño de la hidroeléctrica.

En los últimos años, la generación hidroeléctrica ha sido omitida en las políticas energéticas globales. Se tiene una idea errada, especialmente en los países industrializados, donde se cree que el potencial económico de este recurso ha sido agotado años atrás y que las centrales hidroeléctricas son perjudiciales para el medio ambiente e incluso inseguras. Sin embargo, las condiciones económicas han ido cambiando rápidamente, nuevas tecnologías se han desarrollado, y la sustentabilidad cada vez es más abordada en temas ambientales, sociales y económicos. De manera general, la seguridad de las presas es considerablemente alta y existen diversos medios para incrementar la capacidad, eficiencia y desempeño ambiental de los viejos activos – al igual que un gran número de oportunidades para el desarrollo de nuevos proyectos, especialmente en economías emergentes y en vías de desarrollo.

## **4.2 La diversidad de la generación hidroeléctrica**

Las centrales hidroeléctricas son muy diversas en cuanto a su tamaño, tipo de planta, tipo de unidad de generación, carga de agua y sus funciones específicas; variables que dependen específicamente de las condiciones geográficas del proyecto. De manera muy general, la IEA clasifica principalmente a las centrales hidroeléctricas en tres categorías funcionales: de agua fluyente, de embalse y de acumulación de energía o de rebombeo. Las primeras dos alternativas se pueden combinar como sistemas de cascada en ríos y la última puede emplear el agua almacenada de uno o varios embalses.

### **De agua fluyente**

Este tipo de centrales emplean la energía del flujo del río y pueden considerarse también almacenamientos de corto plazo permitiendo cierta flexibilidad en adaptar la carga al volumen de demanda, no obstante, la generación depende primordialmente del flujo del río. Si no hay alguna obra aguas arriba que controle el flujo que se le entrega a este tipo de centrales, la generación depende de la precipitación y del escurrimiento los cuales tienen variaciones substanciales.

### **De embalse**

El almacenamiento de agua añade flexibilidad al sistema en la generación eléctrica durante la demanda y reduce la dependencia en la variabilidad de los flujos de entrada. Grandes embalses pueden retener meses de escurrimientos al igual que funcionan como protección de inundaciones y proveen servicios de irrigación. El diseño de la central depende del entorno y las necesidades sociales de la región al igual que de las condiciones locales del proyecto.

La producción de energía de centrales de agua fluyente puede ser regulada por un embalse aguas arriba como en una configuración de cascada (Ver *Figura 4.1*). De manera general, este

tipo de sistemas se regulan a partir de un gran embalse en la cuenca superior que controla los flujos de salida para varias centrales de agua fluyente o incluso centrales hidroeléctricas convencionales con embalses de menor tamaño. Lo anterior incrementa el potencial energético anual de las plantas aguas abajo y agrega valor a la capacidad de almacenamiento del embalse superior. Un ejemplo destacable se encuentra en el río Durance en Francia en el cual se encuentran instaladas 15 centrales hidroeléctricas en la configuración de cascada las cuales producen anualmente 7 TWh, y tienen la capacidad de añadir 2 GW a la red eléctrica en 10 minutos (IEA, 2012).

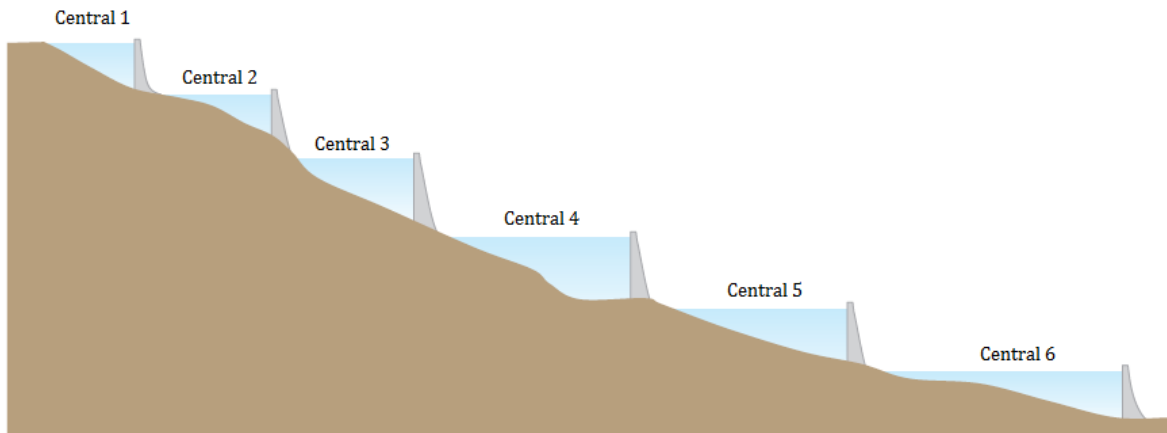
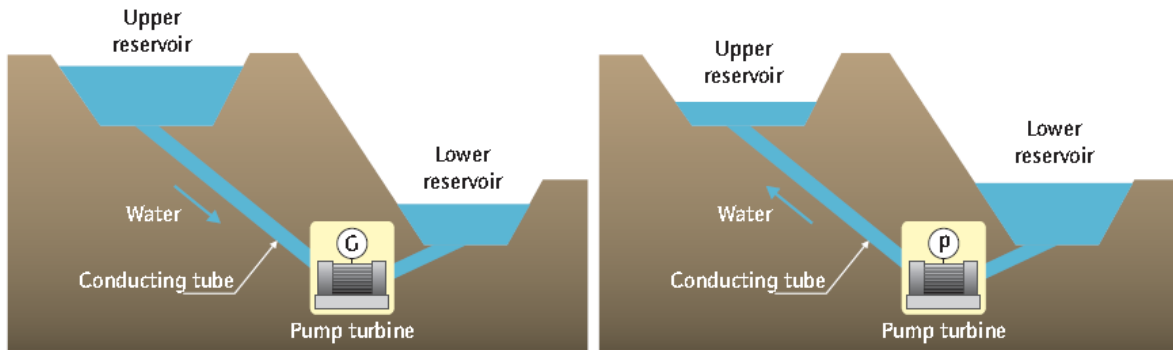


Figura 4.1 Sistemas en cascada (IEA, 2012)

### De acumulación de energía o de rebombeo

Este tipo de centrales hidroeléctricas generan energía eléctrica en las horas de gran demanda como cualquier planta convencional y, en las horas de baja demanda – especialmente durante la noche – se le suministra energía de otra fuente generadora para elevar el agua por medio de bombeo al vaso, de manera que éste tenga suficiente agua para generar nuevamente en las horas pico del día siguiente y completar así un ciclo. Esta forma de operar es económica sólo bajo la condición de que la energía que se entregue para bombeo sea más barata que la producida por la misma planta. Haciendo referencia a los costos de operación de la central, la energía suministrada a la planta de rebombeo proviene de las horas de baja demanda en que dicha energía cuesta menos (Gardea, 1992). En la *Figura 4.2* se representa gráficamente la configuración de este tipo de centrales:

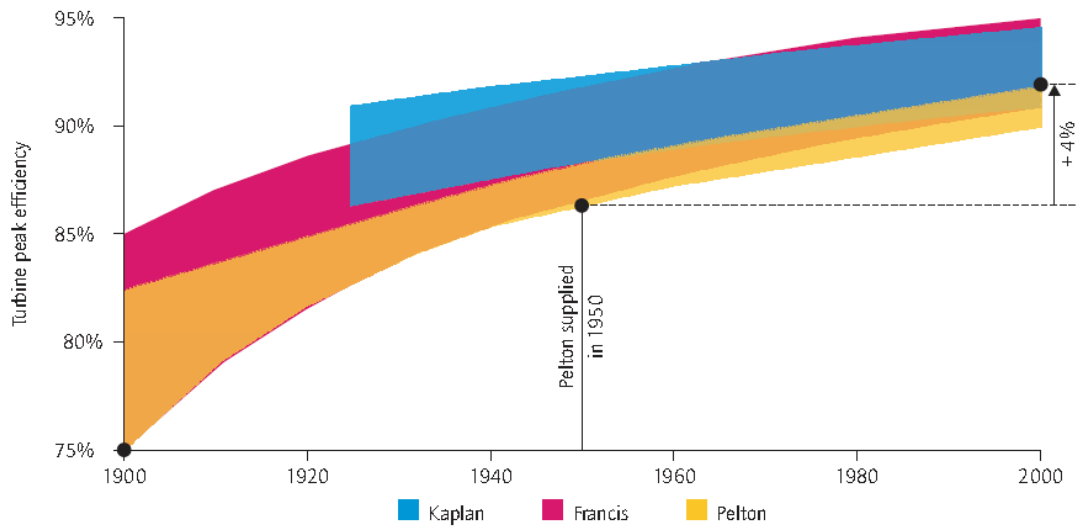


**Figura 4.2 Planta de acumulación de energía o de rebombeo (IEA, 2012)**

La mayoría de estos proyectos han sido desarrollados a partir de una central convencional agregando ya sea un vaso superior o inferior. La casa de máquinas puede disponer de turbinas llamadas reversibles que se caracterizan por funcionar como bombas al girar en sentido contrario; o bien, puede instalarse una estación de bombeo independiente.

De acuerdo con diversos análisis de la IEA, se estimaron cerca de 140 GW de capacidad instalada en proyectos de acumulación de energía o de rebombeo en 2011. Las regiones/países líderes en cuanto a la generación por este tipo de proyectos incluyen a la Unión Europea (45 GW), Japón (30 GW), China (24 GW), y EE UU (20 GW).

En lo que respecta a las turbinas para la generación eléctrica, existen una gran variedad de diseños en el mercado actual que se adaptan de manera específica a las características del sitio de desarrollo del proyecto. La carga determina la presión del agua en las turbinas y, junto con el gasto, son los principales parámetros para la selección del tipo de turbina a instalar. Para cargas altas y gastos pequeños, las turbinas Pelton son las usualmente más empleadas mientras que las turbinas Francis se pueden adaptar a diferentes magnitudes de carga y gastos con una excelente eficiencia hidráulica. Para cargas bajas y grandes gastos, las turbinas Kaplan son el recurso más empleado debido a sus álabes, además de otras alternativas en el mercado (Ver *Figura 4.3*).

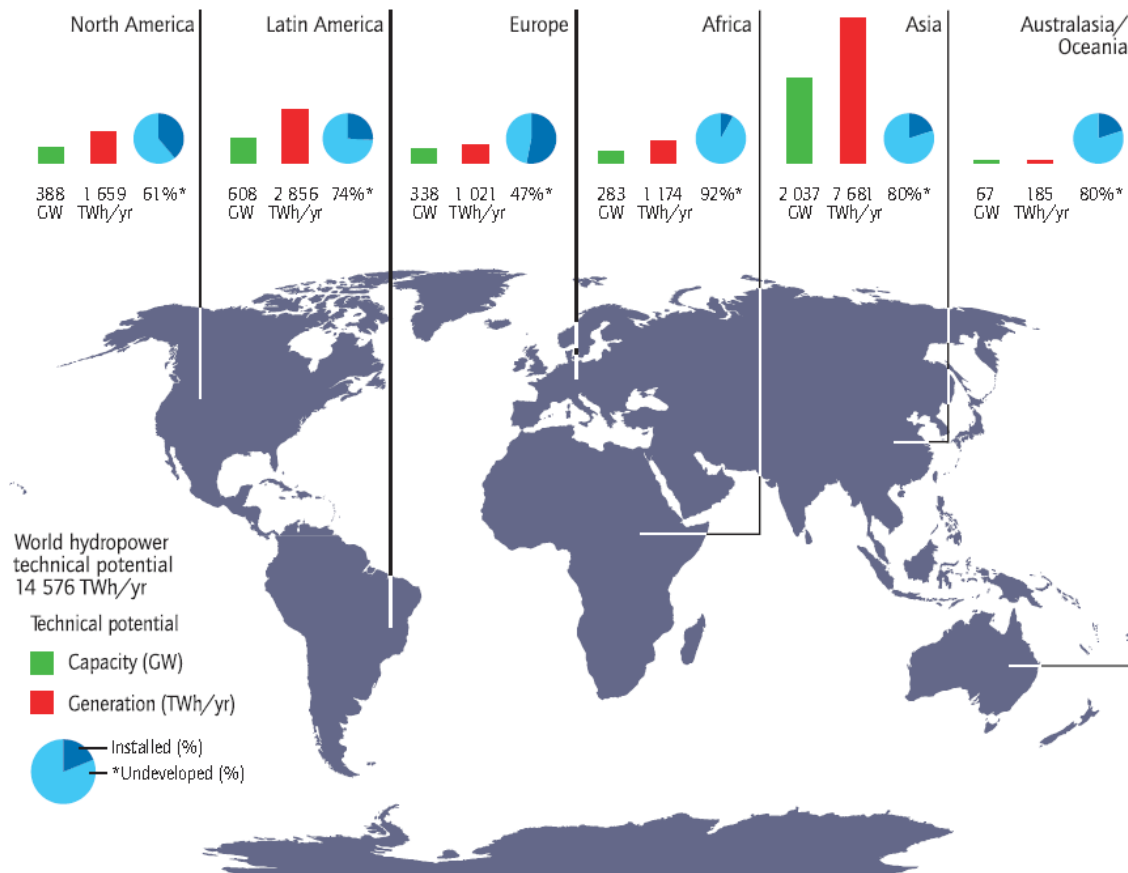


**Figura 4.3 Mejora en la eficiencia de las turbinas hidráulicas (IEA, 2012)**

Considerando la gran experiencia de la humanidad en el aprovechamiento del caudal hídrico para la generación eléctrica, es claro que existen una gran cantidad de alternativas para la optimización del proyecto que se pueden adaptar a las limitaciones físicas de cada ubicación. El problema principal es establecer las bases para el financiamiento de este tipo de obras junto con los estudios de mitigación del impacto ambiental pertinentes al igual que las regulaciones necesarias para hacer viables estas inversiones.

### 4.3 Visión a futuro

De acuerdo con la IEA, el potencial técnico se estima alrededor de 15 000 TWh/año derivado del potencial teórico y del escurrimiento anual de precipitación. El potencial técnico no desarrollado es más alto en África, seguido de Asia, Oceanía y Latinoamérica como se muestra en la *Figura 4.4*:

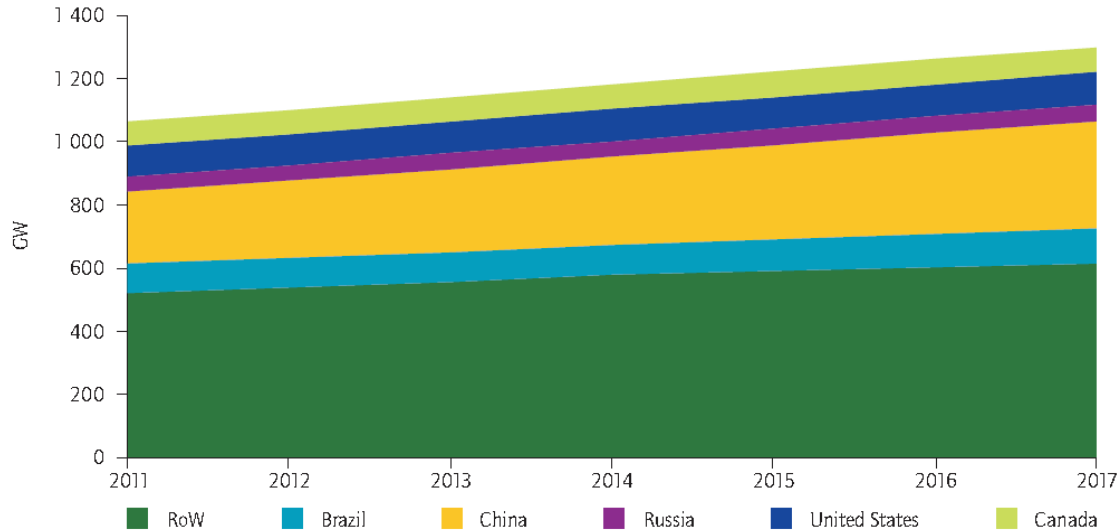


**Figura 4.4** Potencial técnico y porcentaje de potencial técnico no desarrollado en 2009 (IEA, 2012)

Cabe destacar que, aún en las regiones más industrializadas en el mundo, el potencial por desarrollar es enorme.

La capacidad global instalada se ha incrementado en años recientes con un promedio anual de 24.2 GW alcanzado 1,067 GW al final del 2011; esto incluye a las centrales hidroeléctricas de rebombeo. Se estima una capacidad total de 1,300 GW para el año 2017 con un mayor desarrollo en China (Ver *Figura 4.5*).



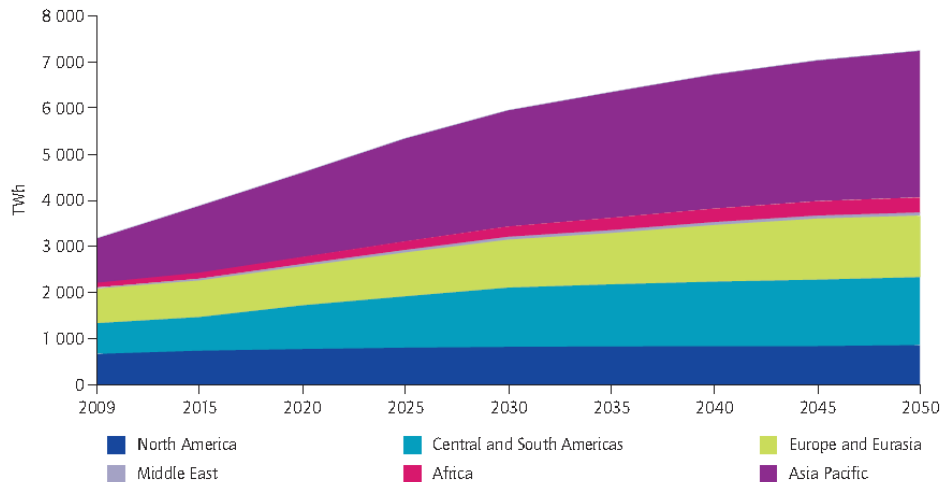


**Figura 4.5 Evolución esperada de la capacidad instalada en el corto plazo (IEA, 2012)**

Ahora bien, la visión a largo plazo es una proyección mucho más difícil de establecer dado que existen un sinnúmero de variables a considerar además de futuros cambios en materia regulatoria y avances tecnológicos. Por medio de diversos estudios y, considerando las políticas globales en cuanto a la mitigación del cambio climático a través de la reducción en las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), la IEA establece tres perspectivas de tecnología energética:

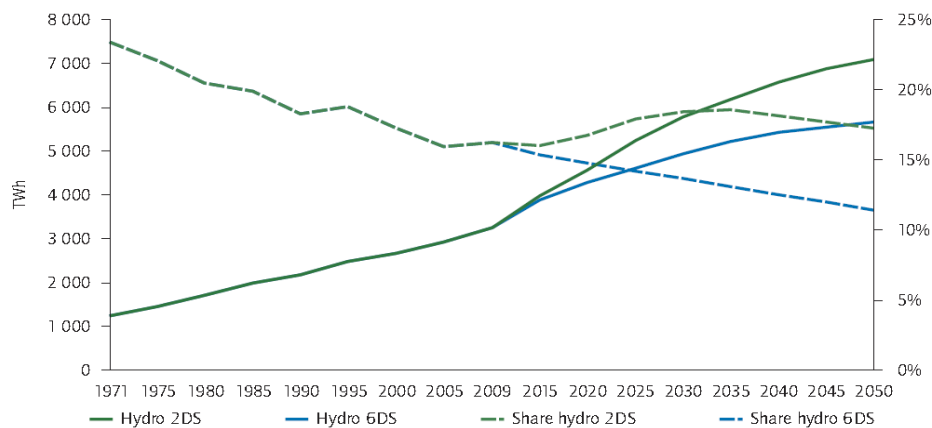
- **El Escenario de 6°C (6DS)** considera que casi se duplique el uso de la energía para el año 2050 aumentando las emisiones de GEI. En la ausencia de políticas estrictas para estabilizar las concentraciones atmosféricas de estos gases, se proyecta que la temperatura promedio global aumente 6°C en el largo plazo.
- **El Escenario de 4°C (4DS)** es consistente con el Escenario de Nuevas Políticas – abordado en el *Capítulo 1* – que sirve como escenario base para la IEA. Toma en cuenta los compromisos recientes para limitar las emisiones e incrementar esfuerzos para mejorar la eficiencia energética aumentando 4 °C la temperatura promedio global. Este escenario es muy ambicioso por sí solo ya que requiere cambios significativos en materia regulatoria y tecnológica.
- **El Escenario de 2°C (2DS)** describe un sistema energético cuya meta es recortar las emisiones de CO<sub>2</sub> a la mitad para el año 2050 – considera como año base el 2009 – y asegura que continuarán reduciéndose posteriormente. Este escenario reconoce que la transformación del sector energético es vital para alcanzar esta meta, sin embargo, no es suficiente para aumentar la temperatura sólo 2 °C ya que únicamente se puede lograr si también se reducen las emisiones en los demás sectores.

Con esto establecido, en la *Figura 4.6* se muestra la proyección de la capacidad hidroeléctrica instalada para el año 2050 con base en el 2DS:



**Figura 4.6 Generación hidroeléctrica al año 2050 con base en el 2DS (IEA, 2012)**

La gráfica anterior estima que para el 2050 la capacidad instalada sea de 1 947 GW, casi el doble del nivel actual. La participación de la hidroeléctrica en la generación total se mantendrá prácticamente constante y su crecimiento está enfocado a su desarrollo en las economías emergentes con una generación conjunta de 7 100 TWh. Considerando que el escenario anterior es el más optimista planteado por la IEA, cabe destacar que, al igual que en el 2DS, en el 6DS – el escenario más pesimista – se proyecta un incremento de 5 700 TWh por parte de la hidroeléctrica aunque su participación en la generación global tiende a disminuir (Ver *Figura 4.7*). Muchos otros escenarios estudiados estiman valores cercanos a los anteriores.



**Figura 4.7 Generación hidroeléctrica histórica y proyección para los escenarios 6DS y 2DS, en TWh y participación del total de generación eléctrica (IEA, 2012)**

## 4.4 El desarrollo hidroeléctrico en América Latina y el Caribe

Según el análisis presentado en el *Capítulo 3*, poco más de la mitad de la electricidad producida en la región es generada a partir del agua lo que contribuye a que se tenga la matriz energética regional más limpia a nivel mundial, particularmente en lo referente a la generación eléctrica. En 2012 se estimó que el potencial hidroeléctrico por explotar es de aproximadamente 540 GW distribuido entre todos los países de la región (Ver *Tabla 4.2* y *Tabla 4.3*).

**Tabla 4.2 Potencial estimado en América del Sur (IEA, 2012)**

País	Año de referencia	Potencial hidroeléctrico (MW)	Capacidad instalada (MW)	% del potencial
Argentina	2007	40 400	9 934	25%
Bolivia	2006	1 379	484	35%
Brasil	2010	260 093	80 703	31%
Colombia	2007	96 000	9 407	10%
Ecuador	2008	30 865	2 064	7%
Guyana	2010	7 600	-	-
Paraguay	2003	12 516	8 350	67%
Perú	2006	58 937	3 067	5%
Suriname	1994	2 420	-	-
Uruguay	2006	58 937	3 067	5%
Venezuela	2002	46 000	28 725	62%
<b>SUBTOTAL</b>		<b>583 181</b>	<b>149 227</b>	<b>26%</b>

**Tabla 4.3 Potencial estimado en México y América Central (IEA, 2012)**

País	Año de referencia	Potencial hidroeléctrico (MW)	Capacidad instalada (MW)	% del potencial
Costa Rica	2008	66 333	5 013	76%
Cuba	2002	650	43	7%
R. Dominicana	2010	2 095	472	23%
El Salvador	1995	2 165	486	22%
Guatemala	2008	5 000	786	16%
Haití	2009	137	65	47%
Honduras	2006	5 000	520	10%
Jamaica	2009	24	23	98%
México	2005	53 000	11 619	22%
Nicaragua	2008	1 767	109	6%
Panamá	2010	3 282	1 106	34%
<b>SUBTOTAL</b>		<b>79 753</b>	<b>20 242</b>	<b>25%</b>

Los proyectos hidroeléctricos juegan un papel importante en los planes de expansión de muchos países de la región. De manera general, las condiciones para el desarrollo de este tipo de proyectos son favorables en ALyC ya que varios países han establecido sólidas legislaciones en esta área, con guías para la negociación y apoyo para las comunidades afectadas aunque son aspectos que aún necesitan mejorarse.

En el caso de Brasil, el sistema eléctrico fue desarrollado con base en el gran potencial hidroeléctrico y sus beneficios económicos. Este sistema consta de grandes embalses, capaz de regular años de escurrimientos, en arreglos de cascada y distribuidos en diversas cuencas. El sistema de interconexión está sustentado en sinergias hidrológicas y un sistema térmico complementario que mitiga el riesgo de condiciones hidrológicas desfavorables. Otros países de la región están desarrollando proyectos importantes en el sector, de acuerdo con la IEA algunos de estos son:

- Chile: alrededor de diez proyectos hidroeléctricos están planeados para 2021 que incrementarán la capacidad instalada en 1 917 MW además del complejo hidroeléctrico Aysen el cual se estima que incorpore 1 600 MW adicionales en una etapa posterior.
- Colombia: el plan de expansión a 2025 tiene como objetivo incrementar la capacidad instalada en 7 914 MW de los cuales 6 088 MW serán atribuidos a proyectos hidroeléctricos.
- Costa Rica: para 2021 se espera que la capacidad instalada se incremente en 1 613 MW de los cuales 1 471 MW serán generados a partir de recursos hídricos y el resto en aprovechamientos eólicos.
- Ecuador: el gobierno planea incrementar la capacidad instalada en 4 820 MW donde el 54% será representado por la hidroeléctrica. El proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair que abastecerá 1 500 MW, está proyectado que inicie operaciones en 2016.
- Perú: se espera un incremento significativo en la capacidad instalada en 3 163 MW dentro de los que se incluyen 1 153 MW generados a partir de la hidroeléctrica.

ALyC tiene una experiencia relevante en lo que respecta al aprovechamiento compartido de cuerpos de agua por diversos países, lo que fomenta la integración regional. Proyectos hidroeléctricos binacionales no solo han brindado beneficios energéticos a los países asociados, sino también han logrado el desarrollo de las áreas de influencia del proyecto. Los programas resultantes han proporcionado diversos esquemas de soporte social a las comunidades locales, protección de especies y el medio ambiente, así como el desarrollo de turismo recreativo y actividades productivas. Un ejemplo único en el mundo es el caso del proyecto binacional Itaipú entre Brasil y Paraguay el cual, con una capacidad nominal de 14 GW, apoya la iniciativa social y ambiental enfocado a la conservación de los recursos

naturales, calidad y cantidad de agua además de la calidad de vida de las personas bajo diferentes programas. En lo que respecta a desarrollos futuros, el proyecto Garabi-Panambi será implementado en el río Uruguay entre Argentina y Brasil con una capacidad de 2 200 MW distribuidos en un complejo de dos centrales hidroeléctricas cuya operación se estima que inicie en 2020. En la misma cuenca del Río de la Plata, se está desarrollando el proyecto binacional Corpus Christi con una capacidad de diseño de 2 900 MW entre Argentina y Paraguay (IEA, 2012).

A pesar de que la IEA no tiene un estudio referente a proyectos hidroeléctricos de rebombeo, el potencial es bastante significativo ya que se pueden adicionar a los desarrollos existentes. Lo anterior implica la creación de un nuevo embalse relativamente pequeño que aumentaría la capacidad de los sistemas ya instalados – esto considera que las turbinas sean reemplazadas o complementadas con sistemas de bombeo y la infraestructura adecuada – abriendo nuevas oportunidades para almacenar mayores volúmenes de agua.

#### 4.5 El caso de México

En el sector público mexicano, la generación hidroeléctrica representa casi el 80% de la electricidad generada partir de fuentes renovables, las cuales conjuntamente generan alrededor del 27% del total:

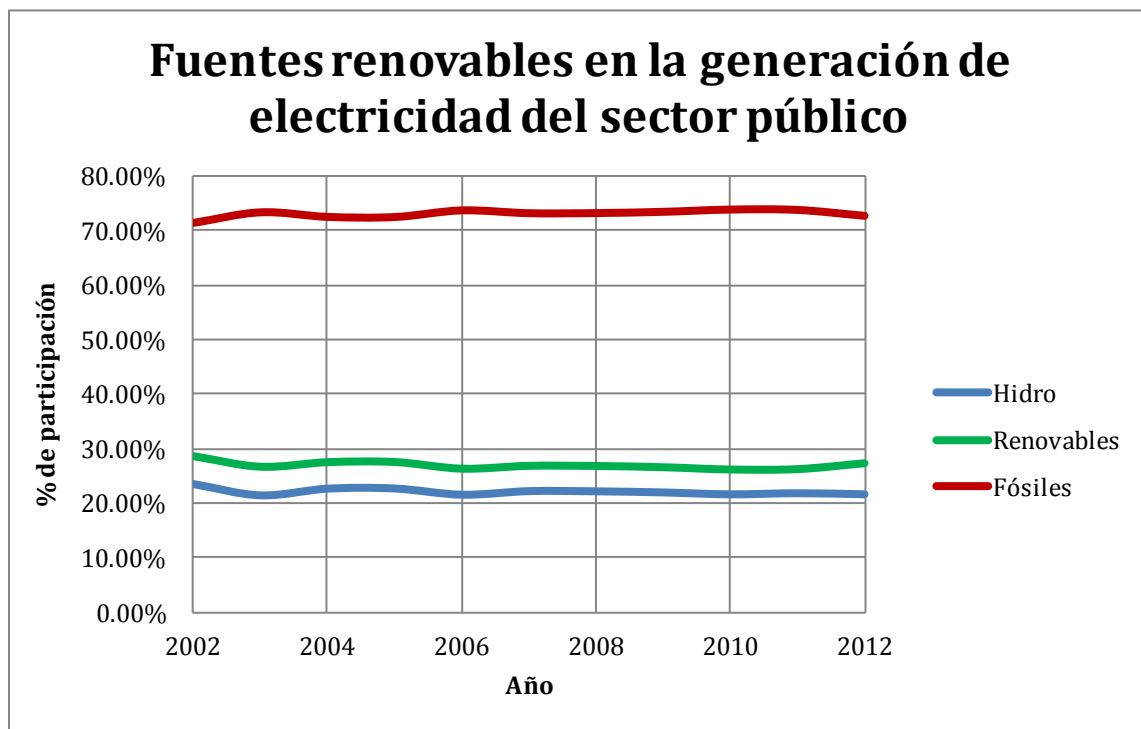


Figura 4.8 Participación de las generación hidroeléctrica en el Sector Público en México 2002-2012 (CFE, 2014)

Desafortunadamente, no se ha incrementado la participación de las fuentes renovables en la generación eléctrica en México, esto a pesar de una expansión de la capacidad efectiva en la generación hidroeléctrica de casi el 20% (de 9,608 a 11,544 MW en el periodo 2002 – 2012).

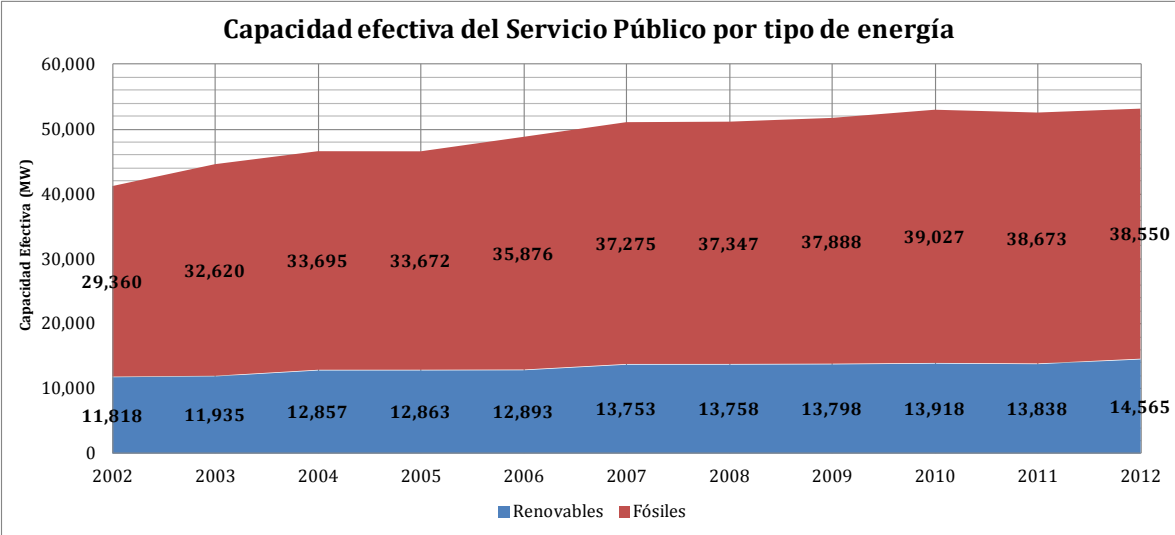


Figura 4.9 Capacidad efectiva de las fuentes renovables y fósiles en la generación eléctrica del sector público (CFE, 2014)

En lo que respecta a la eficiencia energética, se estiman grandes inversiones en centrales de ciclo combinado además de aquellas destinadas a las energías renovables entre las que destacan las centrales hidroeléctricas y la energía eólica como se muestra en la *Figura 4.10*:

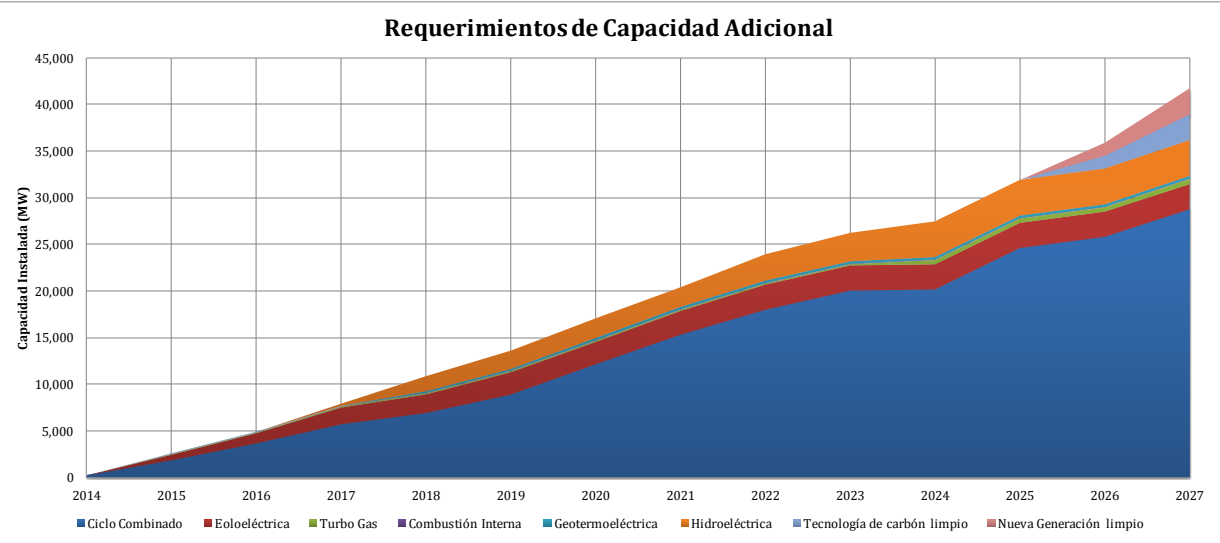


Figura 4.10 Requerimientos de capacidad adicional en el periodo 2014-2027 (CFE, 2014)

De acuerdo con las tendencias actuales en el sector eléctrico en México y la implementación de la reciente Reforma Energética, se espera un crecimiento de aproximadamente 42,000 MW para el año 2027:

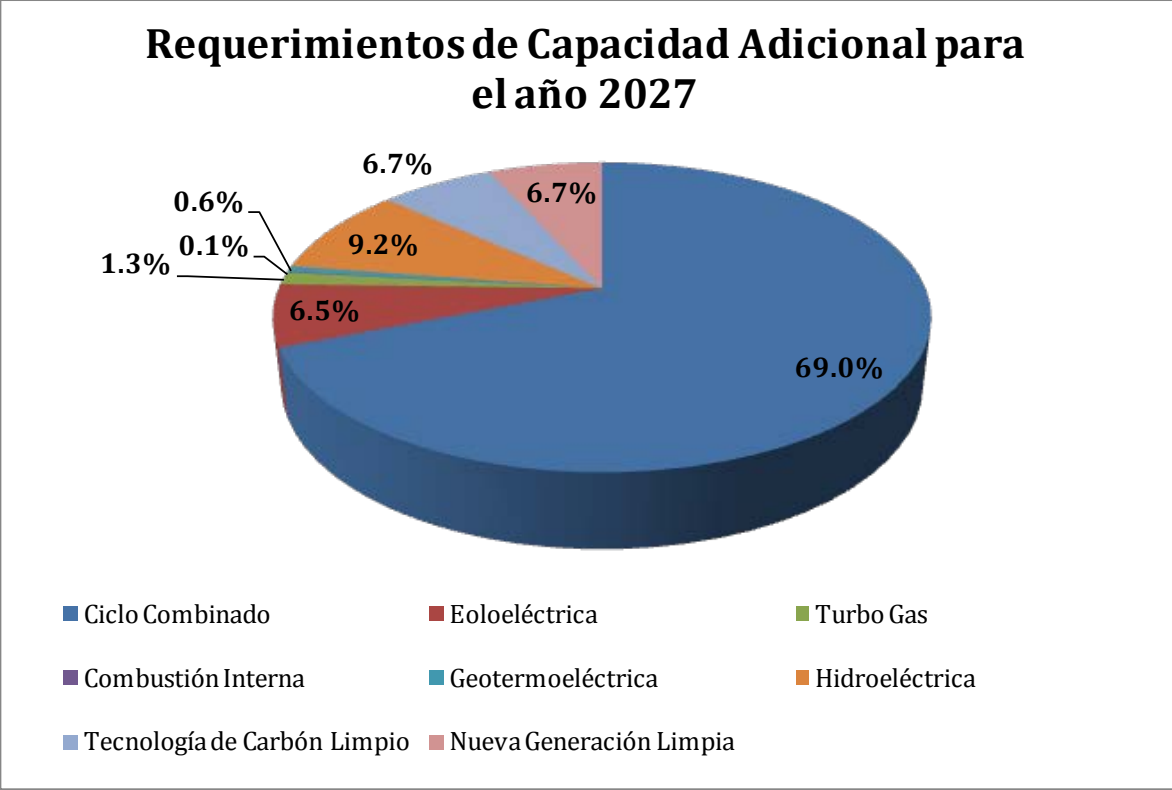


Figura 4.11 Crecimiento en la generación de capacidad adicional por fuente (CFE, 2014)

Cabe aclarar que estas proyecciones están sujetas a variables macroeconómicas al igual que al futuro desarrollo del panorama energético mexicano en función del mercado y la legislación de la Reforma Energética.

**4.6 La sustentabilidad en la generación hidroeléctrica**

Históricamente, el desarrollo hidroeléctrico ha tenido lugar a partir de diversos ejes de desarrollo dependientes de las circunstancias económicas y sociales en varias regiones del mundo. Para satisfacer la futura demanda energética al igual que necesidades económicas y sociales de manera sustentable, las autoridades en el sector deberán implementar normas internacionales para combatir las principales barreras (Ver *Tabla 4.4*):

Tabla 4.4 Principales barreras para el desarrollo hidroeléctrico (IEA, 2012)

Barreras	Medidas pertinentes
Ambientales	Desarrollo basado en aproximaciones y protocolos internacionalmente aceptados.
Socioeconómicas	Valoración de los beneficios y reformas en el mercado.
Aceptación pública	Expandir el alcance de la hidroeléctrica para incluir beneficios adicionales.
Financieras	Esquemas innovadores de financiamiento con instrumentos públicos para la mitigación de riesgos.

Los principales problemas ambientales identificados incluyen:

- problemas de seguridad;
- uso del agua e impactos en su calidad;
- impactos en especies migratorias y biodiversidad;
- implementación de proyectos hidroeléctricos en áreas con actividad antropogénica baja o nula;
- sedimentación en embalses; y
- emisiones de GEI.

### Problemas de seguridad

En lo que respecta a la seguridad de las presas, se han registrado un mínimo de problemas graves en los últimos treinta años mientras que, por otro lado, se han mitigado un gran número de riesgos por control de inundaciones en diversas partes del mundo. Algunas fallas tuvieron lugar antes de 1920 en Norteamérica y Europa – a excepción de la presa Vajont en 1963 – y antes de 1980 en Asia (IEA, 2012). Realmente es difícil que hoy en día se presenten las condiciones para que tenga lugar un problema mayor, sin embargo, es importante tomar en cuenta que siempre existirá el error humano aunando intereses particulares que repercutan en la planeación, diseño y operación del proyecto.

### Uso del agua e impactos en su calidad

Dado que la hidroeléctrica emplea el agua como combustible haciéndola pasar por turbinas y descargando exactamente el mismo volumen en un cuerpo de agua, el proceso de producción por sí mismo no tiene ningún consumo. No obstante, la evaporación adicional que puede ocurrir en el almacenamiento se ha categorizado recientemente como consumo por lo que se requiere una metodología para su cuantificación. Otra metodología necesaria es aquella que cuantifique el volumen de agua empleado para cada servicio específico – el agua almacenada puede servir para diversos propósitos – para mejorar su gestión y optimizar los servicios.



El impacto en la calidad del agua depende de la ubicación del proyecto, del tipo de planta, su operación y en su calidad antes de la construcción. Las centrales de agua fluyente generalmente se utilizan para mejorar los niveles de oxígeno disuelto y retener sedimentos para su desecho. El aspecto más desafiante en este rubro es la gestión de la calidad del agua en grandes embalses por los diversos flujos de entrada provenientes de fuentes aguas arriba de la cortina. Grandes embalses pueden presentar bajos niveles de oxígeno en aguas profundas debido a las grandes concentraciones de materia orgánica lo que crea problemas dentro del mismo embalse y aguas abajo del proyecto. Estudios recientes que han vuelto más eficientes a las turbinas establecen que este efecto puede aminorarse con diversas tomas y equipo especializado.

### **Impactos en especies migratorias y biodiversidad**

El diseño de nuevas presas debe incluir la adición de infraestructura que permita la capacidad de migración aguas arriba y aguas abajo. Nuevas vías y escalones para la fauna acuática han sido desarrollados para reducir limitaciones en sus migraciones naturales en el curso del río. Aunado a lo anterior, varias investigaciones se han llevado a cabo para reducir la mortalidad de peces debido a su paso por las turbinas aumentando su tasa de supervivencia.

Las centrales hidroeléctricas también afectan el flujo del río al igual que al sedimento que arrastra, además de la erosión que provoca impactando directamente en los hábitats acuáticos y terrestres. Otro aspecto a considerar es que las descargas repentinas afectan tanto a la fauna aguas abajo de la presa como a los asentamientos poblaciones; esto se puede mitigar a través de acertados programas de gestión de descargas y estudios hidrológicos meticulosos.

### **Implementación de proyectos hidroeléctricos en áreas con actividad antropogénica baja o nula**

En áreas con baja o nula actividad antropogénica, la meta más importante es minimizar los impactos al medio ambiente debidos al establecimiento de comunidades y campamentos por parte de la fuerza laboral y sus familias. Un acercamiento innovador que permite la implementación de proyectos hidroeléctricos está siendo desarrollado en Brasil, especialmente en las cuencas ubicadas al norte. Este se enfoca a restringir el impacto únicamente al sitio del proyecto, con una interferencia mínima en las áreas aledañas evitando el desarrollo de comunidades una vez finalizada la construcción. La central excluye establecimientos grandes y permanentes para los trabajadores con vías de acceso reducidas al mínimo y las áreas afectadas se recuperan durante la construcción; así mismo, se intenta que la central se opere de manera remota en la mayor medida de lo posible a través de tecnologías de automatización y un pequeño grupo de personal.

### **Sedimentación en embalses**

La capacidad de almacenamiento puede reducirse dependiendo del volumen de sedimentos arrastrados por el río. Infraestructura de desagüe puede aminorar la situación anterior

aunque puede provocar impactos adversos aguas abajo además de que su operación debe de seguir un programa estricto. Es complicado establecer una metodología para reducir este problema dado que las características de sedimentación en cada embalse son únicas y deben de considerarse cuidadosamente para asegurar que los impactos sean gestionados de manera apropiada.

### **Emisiones de GEI**

Este punto incluye las emisiones originadas por la construcción, operación, mantenimiento y desmantelamiento de las centrales hidroeléctricas. Cabe destacar que la emisión de GEI por recursos fósiles generan una cantidad mucho mayor que aquella producida por cada kWh generado por centrales hidroeléctricas, aunque si se pueden atribuir emisiones ocasionadas por la descomposición de materia orgánica. El arreglo de diversas tomas y medidas en el diseño de turbinas mencionado anteriormente, además de evitar reducidos niveles de oxígeno disuelto en el agua, disminuye formaciones de metano que a su vez emiten GEI.

Es claro que, como cualquier otro cambio dentro del medio natural, la hidroeléctrica tiene implicaciones para el paisaje, flora, fauna, asentamientos poblacionales, minorías étnicas, herencia cultural, calidad del agua, entre muchos otros. Con una planeación e implementación cuidadosas, estos inconvenientes pueden ser minimizados, mitigados o compensados. En cualquier caso, las ventajas y beneficios derivados de los proyectos hidroeléctricos deben de ser compartidos entre todos los involucrados en el proyecto.

La gestión de cambios socioeconómicos es uno de los aspectos más importantes en el desarrollo de proyectos hidroeléctricos sustentables. El proceso debe cubrir todos los problemas, ser transparente y tener un programa de compensación que llegue a todos los afectados. Este incluirá la identificación de aspectos potenciales en los que las personas podrían ser perjudicadas y como debe de llevarse a cabo la comunicación – variables fundamentales para la reubicación poblacional que deben ser cubiertas en su totalidad por el proyecto. En el estudio de factibilidad, se requiere una evaluación económica de la reubicación incluyendo los costos para la mejora de la calidad de vida que debe contener planes de compensación y procedimientos de monitoreo. Durante la construcción y operación, la supervisión debe llevarse a cabo para verificar que los compromisos establecidos sean cumplidos además de identificar nuevos problemas.

Temas clave para la comunicación en materia de aceptación pública incluyen criterios sustentables y protocolos además de destacar el nexo entre el agua, la energía y la mitigación de emisiones de GEI. La adecuada divulgación de esta información ayudará a adaptar las políticas que son cruciales para el sector hidroeléctrico y establecer los valores económicos asociados a los servicios de agua y energía. Sobre todo, la opinión pública solamente puede mejorar si los proyectos hidroeléctricos son desarrollados con toda la atención requerida al medio ambiente y los problemas sociales y, en caso de que se presenten impactos negativos que no pueden evadirse, se deben de minimizar, mitigar o compensar (IEA, 2012).

## 4.7 Retos financieros y acciones a realizar en el mediano plazo

Probablemente el reto más grande en la manera en la que se han desarrollado los proyectos hidroeléctricos en las últimas décadas ha sido su financiamiento. El financiamiento público para nuevos proyectos ha disminuido de manera substancial con la liberación de la industria eléctrica hacia el sector privado lo que ha promovido su desarrollo.

Como muchas tecnologías en energías renovables, la hidroeléctrica implica altos montos de inversión, ya que requiere grandes periodos de construcción, pero bajos costos de operación. Los rendimientos de capital pueden variar año con año dependiendo del promedio anual de precipitación; esto junto con las condiciones actuales del mercado y ciertas condiciones macroeconómicas, vuelve insostenible la exposición al riesgo para muchos inversionistas.

Con un potencial importante en países en desarrollo, la normatividad, precios e incertidumbre política, son preocupaciones para los posibles inversionistas agregando el nivel de complejidad y el riesgo de financiamiento a proyectos energéticos. La incapacidad de proporcionar el capital que satisfaga las necesidades tanto del contratante como del contratista es usualmente el mayor desafío particularmente cuando los recursos públicos son escasos y los inversionistas consideran que el riesgo es muy alto.

Una posible solución son las Asociaciones Público-Privadas a través de las cuales, el capital, los riesgos y rendimientos son compartidos entre las partes con el fin de desarrollar proyectos y satisfacer necesidades. Depende del sector público desarrollar un marco institucional y legal que permita la implementación de tales contratos con la finalidad de brindar un mejor servicio. Bancos nacionales e instituciones financieras internacionales juegan un papel importante ya que fungen como catalizadores en el desarrollo de proyectos hidroeléctricos, de acuerdo con la IEA, deben de cumplir con las siguientes funciones:

- Establecimiento de un marco institucional y empresarial a través del apoyo al sector público para la creación de un medio atractivo para inversionistas.
- Selección y desarrollo de proyectos al lado del sector público y privado a través de un estudio de evaluación económica, simplificación y estandarización de proyectos.
- Ayudar a resolver los desafíos económicos proporcionando apropiados créditos a largo plazo, brindando seguros y garantías para riesgos que ni el sector privado ni el público puedan manejar.

Es clara la necesidad de encontrar esquemas de financiamiento que hagan posibles los proyectos para alcanzar las metas y compromisos establecidos por las naciones en materia energética y ambiental. Acciones conjuntas por todos los participantes son cruciales para alcanzar los niveles deseados de sustentabilidad hidroeléctrica – empezando por el Estado ya que este debe de sentar las bases para fomentar la inversión en la industria.

En la *Tabla 4.5* se presentan las acciones necesarias para el desarrollo de la industria en el mediano plazo:

**Tabla 4.5 Acciones clave en los próximos 10 años (IEA, 2012)**

<b>Acciones a realizar en el mediano plazo</b>	
<b>Normatividad</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Actualizar el inventario de potencial hidroeléctrico, incluye la mejora y desarrollo de los activos actuales evaluando la posibilidad de añadir unidades de generación.</li> <li>● Establecer planes de desarrollo y comparar periódicamente el avance real contra el deseado.</li> <li>● Desarrollar y promover un marco regulatorio y un mercado para proyectos hidroeléctricos sustentables.</li> </ul>
<b>Sustentabilidad y aceptación pública</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Asegurar que los desarrolladores y operadores obedezcan los protocolos previamente establecidos.</li> <li>● Divulgación de información al público en cuanto a la generación eléctrica sustentable y la contribución de la hidroeléctrica en la reducción de GEI.</li> <li>● Considerar problemáticas sustentables en la operación coordinada de las centrales hidroeléctricas.</li> </ul>
<b>Retos financieros</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Incluir el financiamiento de proyectos hidroeléctricos en los planes de desarrollo y elaborar nuevos instrumentos financieros para la mitigación de riesgos.</li> <li>● Desarrollar modelos financieros efectivos para sostener un gran número de centrales en los países en desarrollo.</li> <li>● Determinar el valor real de centrales de rebombeo y mecanismos de remuneración.</li> <li>● Establecer herramientas económicas para evaluar las contribuciones ajenas a la energía de los proyectos hidroeléctricos.</li> </ul>
<b>Tecnológicas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Expandir, coordinar y divulgar los resultados de las mejoras tecnológicas para incrementar el desempeño operacional y reducir costos de desarrollo.</li> <li>● Garantizar que la industria desarrolle tecnologías para mejorar la integración de la hidroeléctrica a la red junto con las demás renovables.</li> </ul>

INFORMACIÓN GENERAL  
El presente informe es un documento de carácter confidencial y no debe ser divulgado ni utilizado para fines ajenos a los que se indica.  
Reservados todos los derechos. No se permite la explotación económica ni la transformación de esta obra. Queda permitida la impresión en su totalidad.  
Derechos reservados por el autor.  
El presente informe es un documento de carácter confidencial y no debe ser divulgado ni utilizado para fines ajenos a los que se indica.  
Reservados todos los derechos. No se permite la explotación económica ni la transformación de esta obra. Queda permitida la impresión en su totalidad.  
Derechos reservados por el autor.  
El presente informe es un documento de carácter confidencial y no debe ser divulgado ni utilizado para fines ajenos a los que se indica.  
Reservados todos los derechos. No se permite la explotación económica ni la transformación de esta obra. Queda permitida la impresión en su totalidad.  
Derechos reservados por el autor.  
El presente informe es un documento de carácter confidencial y no debe ser divulgado ni utilizado para fines ajenos a los que se indica.  
Reservados todos los derechos. No se permite la explotación económica ni la transformación de esta obra. Queda permitida la impresión en su totalidad.  
Derechos reservados por el autor.

10. International Energy Agency (2014) "World Energy Investment Outlook" *en biblioteca virtual de la IEA*. [En línea]. Disponible en:  
<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/world-energy-investment-outlook---special-report---.html> (Accesado en agosto de 2014).
11. International Energy Agency (2012) "Hydropower Technology Roadmap" *en biblioteca virtual de la IEA*. [En línea]. Disponible en:  
<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/technologyroadmap/hydropower.pdf> (Accesado en septiembre de 2014).
12. International Energy Agency (2000) "Renewable Energy Essentials: Hydropower" *en biblioteca virtual de la IEA*. [En línea]. Disponible en:  
[http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Hydropower\\_Essentials.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Hydropower_Essentials.pdf) (Accesado en septiembre de 2014).
13. Meisen, Peter (2009) "El potencial de América Latina con referencia a la energía renovable" *en biblioteca virtual del Global Energy Network Institute*. [En línea]. Disponible en: <file:///C:/Users/Hpstore%20Dm3/Desktop/el-potencial-de-america-latina-energia-renovable.pdf> (Accesado en septiembre de 2014).
14. Organización Latinoamericana de Energía (2011) "Manual de Estadísticas Energéticas Año 2011" *en biblioteca virtual de la OLADE*. [En línea] Disponible en: [http://biblioteca.olade.org/iah/fulltext/Bjnbr/v32\\_2/old0179.pdf](http://biblioteca.olade.org/iah/fulltext/Bjnbr/v32_2/old0179.pdf) (Accesado en agosto 2014).
15. Rubin, Jeffrey. Buchanan, Peter (2008) "What's the Real Cause of Global Recession?" *publicado en CIBC World Markets*. [En línea]. Disponible en: [http://research.cibcwm.com/economic\\_public/download/soct08.pdf](http://research.cibcwm.com/economic_public/download/soct08.pdf) (Accesado en septiembre de 2014).
16. Secretaría de Energía (2013) "Prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos 2013-2027" *en biblioteca virtual de la SENER*. [En línea]. Disponible en: [http://sener.gob.mx/res/PE\\_y\\_DT/pub/2013/Prospectiva\\_de\\_Petroleo\\_y\\_Petroliferos\\_2013-2027.pdf](http://sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2013/Prospectiva_de_Petroleo_y_Petroliferos_2013-2027.pdf) (Accesado en septiembre de 2014).
17. Tverberg, Gail (2013) "Low Oil Prices Lead to Economic Peak Oil" [En línea]. Disponible en: <http://ourfiniteworld.com/2013/04/21/low-oil-prices-lead-to-economic-peak-oil/> (Accesado en septiembre de 2014)
18. Tverberg, Gail (2012) "Oil Supply Limits and the continuing Financial Crisis" *publicado en la revista Energy Volume no. 37*. [En línea]. Disponible en: <http://ourfiniteworld.com/oil-supply-limits-and-the-continuing-financial-crisis/> (Accesado en septiembre de 2014).

19. United States Energy Information Administration “International Energy Statistics” *en página web de la EIA*. [En línea]. Disponible en:  
<http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=5&pid=53&aid=1>  
(Accesado en septiembre de 2014).
20. Vergara, Walter. Alatorre, Claudio. Alves, Leandro (2013) “Rethinking Our Energy Future” *en biblioteca virtual del Banco Interamericano de Desarrollo*. [En línea]. Disponible en: <http://publications.iadb.org/handle/11319/5744> (Accesado en septiembre de 2014).