

AAA		SITUACIÓN ACTUAL - 2012			FUENTE DE INFORMACIÓN		
UNIDAD HIDROGRÁFICA/ALA	Demanda Agrícola (Hm ³ /año)	Superficie riego (ha)	Dotación bruta media (m ³ /ha.año)	Demanda Agrícola (Hm ³ /año)	Superficie riego (ha)	Dotación bruta media (m ³ /ha.año)	
147. Cuenca Mauri	67,20	3 648	18 420	Resultante de multiplicar la superficie por la dotación	Capa GIS DUAs agrarias	Resultante de dividir el volumen de agua formalizado (1835 hm ³ /año) entre la superficie cartografiada en la capa GIS DUAs agrarias (99601 ha) para toda la AAA.	
148. Cuenca Caño	3,58	716	5 000				
149. Cuenca Ushusuma	8,28	1 665	5 000				
1. Cuenca Luita	0,00	0	0				
2. Cuenca Concoridia	0,00	0	0				
3. Cuenca Hospicio	38,28	2 078	18 420	Idem anterior	Idem anterior	Idem anterior	
4. Cuenca Caplina	203,74	11 061	18 420	"ESTUDIO DE EVALUACION DE LOS RECURSOS HIDRICOS SUPERFICIALES EN LAS CUENCAS DE LOS RIOS LO-CUMBA Y SAMA, ANA 2010"			
5. Cuenca Sama	124,40	4 595	27 074				
6. Cuenca Locumba	243,60	10 920	22 308	"ESTUDIO DE ASIGNACIÓN DE AGUA DEL PROGRAMA DE FORMALIZACIÓN DE DERECHOS DE USO DE AGUA, NIRENA 2004"			
7. Cuenca Ilo-Moquegua	124,33	5 210	23 866	"Evaluación y Ordenamiento de los Recursos Hídricos en la cuenca del Río Tambo y Moquegua. Inventario de Fuentes de Agua Superficial"	Demanda/dotación	Dotación media de las cuencas de esta AAA	
8. Cuenca Honda	0,00	0	0				
9. Cuenca Tambo	317,73	15 887	20 000				
10. Cuenca Quilca-Vitor-Chili	1 041,39	47 081	22 119	"DIAGNÓSTICO PARTICIPATIVO CONSOLIDADO CUENCA QUILCA-CHILI TOMO II SITUACIÓN GENERAL DE LA GESTIÓN DE LOS RECURSOS HIDRICOS, Consorcio TYPSA 2012"			
11. Cuenca Camaná	671,36	36 447	18 420	Resultante de multiplicar la superficie por la dotación	Capa GIS DUAs agrarias	Resultante de dividir el volumen de agua formalizado (1835 hm ³ /año) entre la superficie cartografiada en la capa GIS DUAs agrarias (99601 ha) para toda la AAA.	
12. Cuenca Ocoña	183,15	15 514	11 805	"RECURSOS HIDRICOS EN EL PERÚ, ANA 2012 (ANEXO 3)"			
13. Cuenca Pescadores-Caraveil	0,00	0	0				
14. Cuenca Alico	0,00	0	0				
15. Cuenca Chocón	0,00	0	0				
SUMA	3 027,04	154 810	19 553				



AAA	UNIDAD HIDROGRÁFICA/ALA	SITUACIÓN ACTUAL - 2012			DEMANDA, SUPERFICIE Y DOTACIÓN AGRÍCOLA POR UHO O ALA			FUENTE DE INFORMACIÓN		
		Demanda Agrícola (Hm ³ /año)	Superficie riego (ha)	Dotación bruta media (m ³ /ha.año)	Demanda Agrícola (Hm ³ /año)	Superficie riego (ha)	Dotación bruta media (m ³ /ha.año)			
II. CHÁPARRA-CHINCHA	16. Cuenca Cháparra	0,00	0	0						
	17. Cuenca Chala	0,00	0	0						
	18. Cuenca Honda	0,00	0	0						
	19. Cuenca Yauca	259,41	11 053	23 469	"Estudio hidrológico de la cuenca del río Yauca, INRENA 2003"	Demanda/dotación	Dotación de la cuenca Acari			
	20. Cuenca Acari	273,55	11 656	23 469	"Estudio hidrológico de la cuenca del río Acari, INRENA 2004"					
	21. Cuenca Grande	323,01	20 462	15 786	Resultante de multiplicar la superficie por la dotación	Capa GIS DUAs agrarias	"Estudio de afianzamiento hidrico del río Grande, AINA 2009"			
	22. Cuenca Ica	1 572,84	57 723	27 248			"Estudio de asignación de agua del PROFODUA en el Valle de Ica, INRENA 2006"			
	23. Cuenca Pisco	686,20	34 155	20 091	"Evaluación y Ordenamiento de los RHH de la cuenca del río Pisco, INRENA 2003"					
	24. Cuenca San Juan	485,89	24 757	19 626	"Estudio PROFODUA, 2004" (Valle) + "Evaluación y Ordenamiento de los RHH de la cuenca del río San Juan, INRENA 2003" (cuenca media-alta)					
	SUMA	3 600,90	159 806	22 533						
III. CAÑETE-FORTALEZA	25. Cuenca Topará	0,00	0	0						
	26. Cuenca Cañete	639,91	33 680	19 000	Resultante de multiplicar la superficie por la dotación	Capa GIS DUAs agrarias	"Evaluación y Ordenamiento de los Recursos Hídricos de la cuenca del río Cañete, INRENA"			
	27. Cuenca Omas	6,14	329	18 645	"Estudio del PROFODUA Valles Mala-Omas, INRENA 2004"	Demanda/dotación	Dotación de la cuenca Mala			
	28. Cuenca Mala	204,15	10 950	18 645	"Evaluación de los RHH de la cuenca del río Mala, Estudio Hidrológico, INRENA 2007"					
	29. Cuenca Chilca	0,00	0	0						
	30. Cuenca Lurín	179,27	10 183	17 604	Superficie x dotación	Capa GIS DUAs agrarias	"Estudio Hidrológico Lurín, INRENA 2004"			
	31. Cuenca Rimac	105,15	4 358	24 127	"Estudio Hidrológico y Ubicación de la Red de Estaciones Hidrométricas en la Cuenca del río Rimac, ANA 2010"					
	32. Cuenca Chillón	233,87	11 185	20 909	"ESTUDIO INTEGRAL DE LOS RECURSOS HÍDRICOS DE LA CUENCA DEL RÍO CHILLÓN COMPONENTE HIDROLOGÍA SUPERFICIAL, INRENA 2003"					
	33. Cuenca Chancay-Huaraí	348,37	33 607	10 366	Superficie x dotación	Capa GIS DUAs agrarias	Dotación media ponderada entre el valle y la cuenca media-alta calculada a partir de los datos del PROFODUA			
	34. Cuenca Huaura	844,85	29 712	28 435	"PROFODUA Valle Huaura, INRENA 2004"					
	35. Cuenca Supe	158,22	7 180	22 036	Superficie x dotación	Capa GIS DUAs agrarias				



DEMANDA, SUPERFICIE Y DOTACIÓN AGRÍCOLA POR UH O ALA

AAA	UNIDAD HIDROGRÁFICA/ALA	SITUACIÓN ACTUAL - 2012			FUENTE DE INFORMACIÓN		
		Demanda Agrícola (Hm ³ /año)	Superficie riego (ha)	Dotación bruta media (m ³ /ha.año)	Demanda Agrícola (Hm ³ /año)	Superficie riego (ha)	Dotación bruta media (m ³ /ha.año)
	36. Cuenca Pativilca	487,52	22 124	22 036			"Evaluación de los RRHH de la cuenca del río Huaura, ANA 2010"
	37. Cuenca Fortaleza	109,09	4 950	22 036			
	SUMA	3 316,54	168 259	19 711			
	38. Cuenca Huarney	72,72	5 537	13 133	"Estudio Hidrológico de la cuenca Huarney, INRENA 2007"		
	39. Cuenca Culebras	42,25	2 472	17 094	"Estudio Hidrológico de la cuenca Culebras, INRENA 2007"		
	40. Cuenca Casma	248,38	15 563	15 960	"Estudio Hidrológico de la cuenca Casma, INRENA 2007"		
	41. Cuenca Nepeña	288,74	15 137	19 075	"PROFODUA Valle Nepeña"		
	42. Cuenca Lacramarca	152,57	8 783	17 372	"Estudio Hidrológico de la cuenca Lacramarca, ANA 2009"		
	43. Cuenca Santa	528,35	41 458	12 744	Superficie x dotación	Capa GIS DUAs agrarias	Dotación media ponderada entre el valle y la cuenca media-alta calculada a partir de los datos del PROFODUA y los estudios hidrológicos de cuenca disponibles
	44. Cuenca Huamansaña	129,06	15 096	8 549	"Proyecto Especial Chavirnochic: Volúmenes trasvasados para mejoramiento de tierras y tierras nuevas. Evento concertación dic 2012"		
	45. Cuenca Virú	195,05	11 139	17 510	"PROFODUA Valle Virú, INRENA 2004". Cifras muy similares a las del Proyecto Especial Chavirnochic		
	46. Cuenca Moche	200,48	7 738	25 908	"PROFODUA Valle Moche, INRENA 2004". Supera las cifras del PE Chavirnochic		
	47. Cuenca Chicama	1 035,36	97 795	10 587	Superficie x dotación	Capa GIS DUAs agrarias	Dotación media ponderada entre el valle y la cuenca media-alta calculada a partir de los datos del PROFODUA y los estudios hidrológicos de cuenca disponibles
	SUMA	2 892,96	220 718	13 107			
V. JEQUETEPE-QUE-ZARUMILLA	48. Cuenca Jequetepeque	257,50	29 776	8 648	Balance del Valle Jequetepeque Regulado aportado por la AAA V Jequetepeque-Zarumilla, marzo 2013	Capa GIS DUAs agrarias que incluye el Valle regulado aguas abajo de Galillo Ciego y la parte alta de la cuenca	Demanda/superficie
	49. Cuenca Chamán	457,79	35 371	12 943		Balance del Valle Jequetepeque Regulado aportado por la AAA V Jequetepeque-Zarumilla, marzo 2013	Demanda/superficie
	50. Cuenca Zaña	207,15	22 416	9 241	Superficie x dotación	Capa GIS DUAs agrarias	"Evaluación de los RRHH en la cuenca del río Zaña, ANA 2010"



AAA	UNIDAD HIDROGRÁFICA/ALA	SITUACIÓN ACTUAL - 2012			DEMANDA, SUPERFICIE Y DOTACIÓN AGRÍCOLA POR UH O ALA			FUENTE DE INFORMACIÓN	
		Demanda Agrícola (Hm ³ /año)	Superficie riego (ha)	Dotación bruta media (m ³ /ha.año)	Demanda Agrícola (Hm ³ /año)	Superficie riego (ha)	Dotación bruta media (m ³ /ha.año)		
	51. Cuenca Chancay-Lambayeque	1 092,49	92 376	11 827	"DIAGNÓSTICO PARTICIPATIVO CUENCA CHANCAY-LAMBAYEQUE TOMO II SITUACIÓN ACTUAL DE LA GESTIÓN DE LOS RECURSOS HÍDRICOS, Consorcio TYPISA 2012"	Capa GIS DUAs agrarias	Dotación media de las cuencas de esta AAA		
	52. Cuenca Motupe	424,80	42 480	10 000	Superficie x dotación	Capa GIS DUAs agrarias	Dotación media de las cuencas media-alta de esta AAA		
	53. Cuenca Olmos	55,79	6 563	8 500	Superficie x dotación	Capa GIS DUAs agrarias	Dotación media de las cuencas media-alta de esta AAA		
	54. Cuenca Cascajal	112,12	13 191	8 500	Superficie x dotación	Capa GIS DUAs agrarias	"Diagnóstico de la Gestión de los recursos hídricos de la cuenca Chira-Plura, INCLAM ALTERNATIVA 2012"		
	55. Cuenca Plura	1 749,75	150 906	11 595	Superficie x dotación	Capa GIS DUAs agrarias	Dotación promedio obtenida de los estudios del PROFODJA para la cuenca baja, media y alta del río Plura		
	56. Cuenca Chira	1 429,16	68 055	21 000	Superficie x dotación	Capa GIS DUAs agrarias			
	57. Cuenca Paríñas	0,00	0	0					
	58. Cuenca Fernández	0,00	0	0					
	59. Cuenca Quebrada Seca	0,00	0	0					
	60. Cuenca Bocapán	0,00	0	0					
	61. Cuenca Tumbes	371,78	11 581	32 102	"Diagnóstico del Plan de Gestión de RPH de la cuenca del río Tumbes, INCLAM ALTERNATIVA 2012"				
	62. Cuenca Zarumilla	45,78	2 342	19 550	"PROFODJA Zarumilla, INRENA 2006"				
	SUMA	6 204,10	475 056	13 060					
	110. Cuenca Santiago	0,00	0	0					
	111. Intercuenca 49879	0,00	0	0					
	112. Cuenca Cenepa	0,00	0	0					
	113. Intercuenca Alto Marañón I	0,00	0	0					
	114. Cuenca Chinchipe	185,75	4 873	38 118	"Diagnóstico de problemas y conflictos en la gestión de los recursos hídricos en la cuenca Chinchipe-Chamaya, ANA 2011"				
	115. Intercuenca Alto Marañón II	0,00	0	0					
	116. Cuenca Utcubamba	0,75	69	10 889	DUAs (ANA 9/01/2012)	Demanda/dotación	Dotación de la cuenca Chamaya		
	117. Intercuenca Alto Marañón III	0,00	0	0					
	118. Cuenca Chamaya	292,00	26 817	10 889	"Diagnóstico de problemas y conflictos en la gestión de los recursos hídricos en la cuenca Chinchipe-Chamaya, ANA 2011"				
VI. MARAÑÓN									



		DEMANDA, SUPERFICIE Y DOTACIÓN AGRÍCOLA POR UH O ALA			FUENTE DE INFORMACIÓN		
		SITUACIÓN ACTUAL - 2012					
AAA	UNIDAD HIDROGRÁFICA/ALA	Demanda Agrícola (Hm ³ /año)	Superficie riego (ha)	Dotación bruta media (m ³ /ha.año)	Demanda Agrícola (Hm ³ /año)	Superficie riego (ha)	Dotación bruta media (m ³ /ha.año)
	119. Inter cuenca Alto Marañón IV	0,00	0	0	"Plan de Gestión de los Recursos Hídricos en las Cuencas Mashcon y Chonta. NIPPON KOEI 2010" + "DUAs (ANA 9/01/2012)"		
	120. Cuenca Crisnejas	82,48	6 104	13 513			
	121. Inter cuenca Alto Marañón V	14,74	1 091	0			
	SUMA	575,72	38 954	14 780			
VII. AMAZONAS	ALA Iquitos	0,00	0	0	"Diagnostico de la infraestructura de riego y drenaje del Distrito de Riego Alto Mayo , ATDR Alto Mayo 2007"		Demanda/superficie
	ALA Alto Amazonas	0,00	0	0			
	SUMA	0,00	0	0			
	ALA Alto Mayo	448,00	32 000	14 000			
	ALA Tarapoto	58,83	12 355	4 762			
VIII. HUALLAGA	ALA Huallaga Central	178,97	19 080	9 380	RADA ALA Tarapoto, junio 2012		Demanda/dotación
	ALA Tingo Maria	0,08	9	9 380			
	ALA Alto Huallaga	0,00	0	0			
	ALA Pasco	1,28	137	9 380			
	SUMA	687,17	63 581	10 808			
IX. UCAYALI	ALA Pucallpa	17,72	13 384	1 324	RADA ALA Pucallpa, junio 2012		Demanda/dotación
	ALA Atalaya	0,00	0	0			
	ALA Perene	0,00	0	0			
	ALA Tarma	45,46	5 683	8 000			
	SUMA	63,18	19 067	3 314			Demanda/dotación
							Por semejanza se adopta la dotación de la cuenca Inambari según Plan Gestión RRI-H Madre Dios (CDD62, página 164-165)
							Por semejanza se adopta la dotación de la cuenca Mantaro
X. MANTARO	143. Cuenca Mantaro	786,63	98 329	8 000	Superficie x dotación		"Diagnostico de la cuenca del Mantaro bajo la visión de cambio climático. Instituto Geofísico del Perú 2005"
	SUMA	786,63	98 329	8 000			
							Dotación promedio obtenida del Estudio del PROFODUA para el Valle del Mantaro



AAA	UNIDAD HIDROGRÁFICA/ALA	SITUACIÓN ACTUAL - 2012			DEMANDA, SUPERFICIE Y DOTACIÓN AGRÍCOLA POR UH O ALA			FUENTE DE INFORMACIÓN	
		Demanda Agrícola (Hm ³ /año)	Superficie riego (ha)	Dotación bruta media (m ³ /ha.año)	Demanda Agrícola (Hm ³ /año)	Superficie riego (ha)	Dotación bruta media (m ³ /ha.año)		
XI. PAMPAS-APURIMAC	ALA Bajo Apurimac - Pampas	218,78	30 982	7 061	"Evaluación de Recursos Hídricos Superficiales en la Cuenca del Río Pampas, ANA 2010"				
	ALA Medio Apurimac - Pachacaca	116,90	13 598	8 597	RADA ALA Medio Apurimac - Pachacaca, julio 2012				
	ALA Alto Apurimac - Vellile	48,00	7 079	6 781	"Plan MERISS, ANA 2010"				
	SUMA	383,68	51 659	7 427					
XII. URUBAMBA-VILCANOTA	ALA La Convención	44,43	5 206	8 534	"Evaluación de los Recursos Hídricos Superficiales en la Cuenca del río Urubamba, ANA 2010"				
	ALA Sicuani	160,47	29 203	5 495	DUAs (ANA 9/01/2012)	Demanda/dotación	"Evaluación de los Recursos Hídricos Superficiales en la Cuenca del río Urubamba, ANA 2010"		
	ALA Cusco	310,44	80 072	3 877	DUAs (ANA 9/01/2012)				
SUMA	515,34	114 481	4 502						
XIII. MADRE DE DIOS	ALA Maldonado	0,92	698	1 324	DUAs (ANA 9/01/2012)	Demanda/dotación	Por semejanza se ha adoptado la dotación de la cuenca Inambari según Plan Gestión RRRH Madre Dios		
	ALA Inambari	4,66	3 519	1 324	"Diagnostico y Plan de Gestión de los Recursos Hídricos en la Cuenca de Madre de Dios - Fase I, ANA"				
	SUMA	5,58	4 217	1 324					
XIV. TITICACA	150. Cuenca Mauri Chico	19,13	1 275	15 000	RADA ALA llave, junio 2012				
	151. Cuenca Callaccame	13,12	875	15 000	RADA ALA llave, junio 2012				
	152. Cuenca llave	102,83	6 855	15 000	"Evaluación de los Recursos Hídricos en la Cuenca del Río llave, ANA 2009"	Demanda/dotación	"RADA ALA llave, junio 2012"		
	153. Cuenca Suches	14,55	1 358	10 711	"Estudio hidrológico de las cuencas Huancané y Suches, ANA 2010"				
	154. Cuenca Iipa	2,62	142	18 412	RADA ALA llave, junio 2012				
	155. Cuenca Coata	562,20	30 535	18 412	"Evaluación de los Recursos Hídricos en las Cuencas de los ríos Cabanillas y Lampa, INRENA 2007"				
	156. Cuenca Huancané	33,83	2 346	14 423	"Estudio hidrológico de las cuencas Huancané y Suches, ANA 2010"				
	157. Intercuenca Ramis	333,08	26 488	12 575	"Actualización del Balance Hídrico de la Cuenca del río Ramis, INRENA 2008"				
	158. Cuenca Pucarará	16,04	944	16 993	RADA ALA Ramis, junio 2012				
	159. Cuenca Azángaro	9,54	561	16 993	RADA ALA Ramis, junio 2012				
	SUMA	1 106,94	71 380	15 508					
	TOTAL	23 165,78	1 640 316	14 123					





3.3. DEMANDA DE AGUA ANUAL PARA USO POBLACIONAL, NÚMERO DE HABITANTES EN POBLACIONES URBANAS Y RURALES, Y DOTACIÓN BRUTA POR HABITANTE, DISTRIBUIDO POR UNIDAD HIDROGRÁFICA O ALA SITUACIÓN ACTUAL (2012)

Unidad Hidrográfica	Número de habitantes	Dotación bruta por habitante (litros por día)	Demanda anual (litros por habitante)
100. C. de Sevilla	698.000	120	83.760.000
101. C. de Huelva	210.000	120	25.200.000
102. C. de Cádiz	1.100.000	120	132.000.000
103. C. de Málaga	1.400.000	120	168.000.000
104. C. de Córdoba	750.000	120	90.000.000
105. C. de Jaén	450.000	120	54.000.000
106. C. de Granada	1.800.000	120	216.000.000
107. C. de Almería	700.000	120	84.000.000
108. C. de Murcia	1.500.000	120	180.000.000
109. C. de Alicante	1.800.000	120	216.000.000
110. C. de Valencia	4.500.000	120	540.000.000
111. C. de Castellón	1.200.000	120	144.000.000
112. C. de Tarragona	1.800.000	120	216.000.000
113. C. de Barcelona	5.000.000	120	600.000.000
114. C. de Girona	1.000.000	120	120.000.000
115. C. de Lleida	1.500.000	120	180.000.000
116. C. de Aragón	2.500.000	120	300.000.000
117. C. de Navarra	1.000.000	120	120.000.000
118. C. de La Rioja	1.000.000	120	120.000.000
119. C. de País Vasco	2.500.000	120	300.000.000
120. C. de Cantabria	1.000.000	120	120.000.000
121. C. de Castilla y León	2.500.000	120	300.000.000
122. C. de Castilla-La Mancha	2.500.000	120	300.000.000
123. C. de Extremadura	1.000.000	120	120.000.000
124. C. de Galicia	2.500.000	120	300.000.000
125. C. de Asturias	1.000.000	120	120.000.000
126. C. de Cantabria	1.000.000	120	120.000.000
127. C. de País Vasco	2.500.000	120	300.000.000
128. C. de Navarra	1.000.000	120	120.000.000
129. C. de La Rioja	1.000.000	120	120.000.000
130. C. de Aragón	2.500.000	120	300.000.000
131. C. de Cataluña	5.000.000	120	600.000.000
132. C. de Baleares	1.000.000	120	120.000.000
133. C. de Canarias	2.000.000	120	240.000.000
134. C. de Ceuta	200.000	120	24.000.000
135. C. de Melilla	200.000	120	24.000.000
136. C. de Canarias	2.000.000	120	240.000.000
137. C. de Canarias	2.000.000	120	240.000.000
138. C. de Canarias	2.000.000	120	240.000.000
139. C. de Canarias	2.000.000	120	240.000.000
140. C. de Canarias	2.000.000	120	240.000.000





		POBLACION, DEMANDA Y DOTACION POR UH O ALA									
AAA	UNIDAD HIDROGRAFICALA	Población urbana (hab)	Dotación bruta (l/hab.día)	Demanda urbana (Hm ³ /año)	Población rural (hab)	Dotación bruta (l/hab.día)	Demanda rural (Hm ³ /año)	POBLACION TOTAL (hab)	DEMANDA TOTAL (Hm ³ /año)		
	147. Cuenca Meuri	0		0,00	3 430		0,06	3 430	0,06		
	148. Cuenca Caño	0		0,00	562		0,01	562	0,01		
	149. Cuenca Ushusuma	0		0,00	395		0,01	395	0,01		
	1. Cuenca Lilita	0		0,00	0		0,00	0	0,00		
	2. Cuenca Concordia	0		0,00	0		0,00	0	0,00		
	3. Cuenca Hospicio	79 817		8,45	207		0,00	80 024	8,45		
	4. Cuenca Caplina	192 446		20,37	8 469		0,15	200 915	20,52		
	5. Cuenca Sama	3 465		0,37	11 020		0,20	14 484	0,57		
	6. Cuenca Locumba	2 868	290	0,30	17 666	50	0,32	20 533	0,63		
	7. Cuenca Ilo-Moquegua	127 959		13,54	10 474		0,19	138 434	13,74		
	8. Cuenca Honda	0		0,00	31		0,00	31	0,00		
	9. Cuenca Tambo	49 716		5,26	51 342		0,94	101 058	6,20		
	10. Cuenca Quilca-Vitor-Chili	951 232		100,69	37 521		0,68	988 753	101,37		
	11. Cuenca Camaná	63 232		6,69	72 490		1,32	135 722	8,02		
	12. Cuenca Ocoña	3 713		0,39	59 104		1,08	62 817	1,47		
	13. Cuenca Pescadores-Caravei	4 196		0,44	1 682		0,03	5 879	0,47		
	14. Cuenca Aitico	3 494		0,37	1 326		0,02	4 820	0,39		
	15. Cuenca Chocón	0		0,00	74		0,00	74	0,00		
	SUMMA	1 482 139		155,88	275 791		5,03	1 757 930	161,92		
	16. Cuenca Chaparra	0		0,00	5 807		0,11	5 807	0,11		
	17. Cuenca Chala	5 485		0,58	5 545		0,10	11 031	0,68		
	18. Cuenca Honda	0		0,00	899		0,02	899	0,02		
	19. Cuenca Yauca	11 821		1,25	20 626		0,38	32 447	1,63		
	20. Cuenca Acari	17 846	290	1,89	20 716	50	0,38	38 561	2,27		
	21. Cuenca Grande	58 387		6,18	43 315		0,79	101 702	6,97		
	22. Cuenca Ica	306 477		32,44	56 177		1,03	362 655	33,47		
	23. Cuenca Pisco	115 971		12,28	38 840		0,71	154 810	12,98		
	24. Cuenca San Juan	189 298		20,04	31 852		0,58	221 150	20,62		
	SUMMA	705 285		74,65	223 775		4,08	929 060	78,74		
	25. Cuenca Topará	0		0,00	13 838		0,25	13 838	0,25		
	26. Cuenca Cañete	111 478	290	11,80	67 966	50	1,24	179 444	13,04		
	27. Cuenca Onas	0		0,00	8 944		0,16	8 944	0,16		
III. CAÑETE-FORTALEZA											

AAA	UNIDAD HIDROGRÁFICA/ALA	POBLACIÓN, DEMANDA Y DOTACIÓN POR UH O ALA							Demanda rural (Hm ³ /año)	POBLACIÓN TOTAL (hab)	DEMANDA TOTAL (Hm ³ /año)
		Población urbana (hab)	Dotación bruta (l/hab.día)	Demanda urbana (Hm ³ /año)	Población rural (hab)	Dotación bruta (l/hab.día)	Demanda rural (Hm ³ /año)	Población total (hab)			
	28. Cuenca Mala	29 615		3,13	22 360		0,41		51 976	3,54	
	29. Cuenca Chilca	36 403		3,85	7 202		0,13		43 604	3,98	
	30. Cuenca Lurín	595 597		63,04	11 906		0,22		607 503	63,26	
	31. Cuenca Rimac	7 337 294		776,65	32 204		0,59		7 369 498	777,24	
	32. Cuenca Chillón	1 370 913		145,11	23 434		0,43		1 394 347	145,54	
	33. Cuenca Chancay-Huaral	131 527		13,92	48 290		0,88		179 816	14,80	
	34. Cuenca Huaura	185 023		19,58	52 002		0,95		237 026	20,53	
	35. Cuenca Supe	24 928		2,64	10 525		0,19		35 453	2,83	
	36. Cuenca Pativilca	77 952		8,25	44 251		0,81		122 203	9,06	
	37. Cuenca Fortaleza	23 966		2,54	18 780		0,34		42 746	2,88	
	SUMA	9 924 697		1 050,53	361 702		6,60		10 286 398	1 057,13	
	38. Cuenca Huarvey	20 066		2,12	17 819		0,33		37 886	2,45	
	39. Cuenca Culebras	135		0,01	6 498		0,12		6 633	0,13	
	40. Cuenca Casma	28 860		3,05	47 178		0,86		76 038	3,92	
	41. Cuenca Nepeña	13 478		1,43	29 972		0,55		43 450	1,97	
	42. Cuenca Lacramarca	347 732	290	36,81	3 312	50	0,06		351 045	36,87	
	43. Cuenca Santa	203 984		21,59	225 759		4,12		429 743	25,71	
	44. Cuenca Huamansaña	18 043		1,91	10 818		0,20		28 862	2,11	
	45. Cuenca Virú	36 963		3,91	41 590		0,76		78 553	4,67	
	46. Cuenca Moche	910 785		96,41	56 675		1,03		967 461	97,44	
	47. Cuenca Chicama	111 451		11,80	105 366		1,92		216 817	13,72	
	SUMA	1 691 498		179,05	544 989		9,95		2 236 487	188,99	
	48. Cuenca Jequetepeque	87 942		9,31	119 280		2,18		207 222	11,49	
	49. Cuenca Chamán	83 432		8,83	24 156		0,44		107 588	9,27	
	50. Cuenca Zaña	31 585		3,34	32 665		0,60		64 250	3,94	
	51. Cuenca Chancay-Lambayeque	762 487		80,71	109 518		2,00		872 005	82,71	
	52. Cuenca Motupe	172 424		18,25	150 402		2,74		322 826	21,00	
	53. Cuenca Olmos	11 118		1,18	5 409		0,10	50	16 527	1,28	
	54. Cuenca Cascajal	0	290	0,00	29 196		0,53		29 196	0,53	
	55. Cuenca Piura	725 089		76,75	296 794		5,42		1 021 882	82,17	
	56. Cuenca Chira	399 972		42,34	201 225		3,67		601 197	46,01	
	57. Cuenca Paríñas	113 638		12,03	3 223		0,06		116 861	12,09	
	58. Cuenca Fernández	11 385		1,21	954		0,02		12 339	1,22	
	59. Cuenca Quebrada Seca	3 858		0,41	665		0,01		4 523	0,42	
V. JEQUETEPEQUE-ZARUMILLA											





		POBLACIÓN, DEMANDA Y DOTACIÓN POR UH O ALA									
AAA	UNIDAD HIDROGRÁFICA/ALA	Población urbana (hab)	Dotación bruta (l/hab.día)	Demanda urbana (Hm ³ /año)	Población rural (hab)	Dotación bruta (l/hab.día)	Demanda rural (Hm ³ /año)	POBLACION TOTAL (hab)	DEMANDA TOTAL (Hm ³ /año)		
	60. Cuenca Bocapán	15 978		1.69	6 083		0.11	22 061	1.80		
	61. Cuenca Tumbes	133 297		14.11	14 750		0.27	148 047	14.38		
	62. Cuenca Zarumilla	37 166		3.93	7 850		0.14	45 016	4.08		
	SUMA	2 589 369		274.08	1 002 171		18.29	3 591 541	292.37		
	110. Cuenca Santiago	0		0.00	13 856		0.25	13 856	0.25		
	111. Intercuenca 49879	2 798		0.25	23 295		0.43	26 093	0.67		
	112. Cuenca Cenepa	0		0.00	10 466		0.19	10 466	0.19		
	113. Intercuenca Alto Marañón I	5 227		0.46	58 347		1.06	63 574	1.52		
	114. Cuenca Chirichipe	16 104		1.41	165 407		3.02	181 511	4.43		
	115. Intercuenca Alto Marañón II	0	240	0.00	426	50	0.01	426	0.01		
	116. Cuenca Utcubamba	98 623		8.64	126 122		2.30	224 745	10.94		
	117. Intercuenca Alto Marañón III	81 339		7.13	15 402		0.28	96 740	7.41		
	118. Cuenca Chamaya	57 113		5.00	285 538		5.21	342 651	10.21		
	119. Intercuenca Alto Marañón IV	58 145		5.09	336 849		6.15	394 994	11.24		
	120. Cuenca Crisnejas	248 006		21.73	262 338		4.79	510 344	26.51		
	121. Intercuenca Alto Marañón V	67 096		5.88	550 829		10.05	617 925	15.93		
	SUMA	634 450		55.58	1 848 875		33.74	2 483 326	89.32		
VII. AMAZONAS	ALA Iquitos	478 347		41.90	193 336		3.53	671 682	45.43		
	ALA Alto Amazonas	8 370	240	0.73	49 713	50	0.91	58 084	1.64		
	SUMA	486 717		42.64	243 049		4.44	729 766	47.07		
VIII. HUALLAGA	ALA Alto Mayo	195 724		17.15	137 141		2.50	332 866	19.65		
	ALA Tarapoto	173 918		15.24	106 072		1.94	279 990	17.17		
	ALA Huallaga Central	116 094	240	10.17	217 145	50	3.96	333 239	14.13		
	ALA Tingo Maria	76 796		6.73	88 718		1.62	165 514	8.35		
	ALA Alto Huallaga	194 691		17.05	219 679		4.01	414 369	21.06		
	ALA Pasco	61 057		5.35	59 886		1.09	120 942	6.44		
	SUMA	818 279		71.68	828 642		15.12	1 646 921	86.80		
X. UCAYALI	ALA Pucallpa	403 193		35.32	190 693		3.48	593 885	38.80		
	ALA Atalaya	11 200	240	0.98	47 138	50	0.86	58 339	1.84		
	ALA Perene	161 565		14.15	275 065		5.02	436 630	19.17		
	ALA Tarma	78 092		6.84	86 286		1.57	164 378	8.42		
	SUMA	654 050		57.29	599 182		10.94	1 253 232	68.23		
X. MANTARO	143. Cuenca Mantaro	948 432	240	83.08	680 823	50	12.43	1 629 255	95.51		
	SUMA	948 432		83.08	680 823		12.43	1 629 255	95.51		

AAA	UNIDAD HIDROGRÁFICA/ALA	POBLACIÓN, DEMANDA Y DOTACIÓN POR UH O ALA							POBLACIÓN TOTAL (hab)	DEMANDA TOTAL (Hm ³ /año)
		Población urbana (hab)	Dotación bruta (l/hab.día)	Demanda urbana (Hm ³ /año)	Población rural (hab)	Dotación bruta (l/hab.día)	Demanda rural (Hm ³ /año)	POBLACIÓN TOTAL (hab)		
XI. PAMPAS-APURIMAC	ALA Bajo Apurimac - Pampas	131 984		11,56	379 372		6,92	511 356	18,49	
	ALA Medio Apurimac - Pachacaca	84 945	240	7,44	184 017	50	3,36	268 962	10,80	
	ALA Alto Apurimac - Veille	41 521		3,64	182 591		3,33	224 111	6,97	
	SUMA	258 450		22,64	745 979		13,61	1 004 429	36,25	
XII. URUBAMBA-VILCANOTA	ALA La Convención	43 958		3,85	134 359		2,45	178 317	6,30	
	ALA Sicuani	63 968	240	5,60	95 573	50	1,74	159 542	7,35	
	ALA Cusco	461 926		40,46	199 923		3,65	661 849	44,11	
	SUMA	569 852		49,92	429 856		7,84	999 708	57,76	
XIII. MADRE DE DIOS	ALA Maldonado	82 275	240	7,21	51 156	50	0,93	133 432	8,14	
	ALA Inambari	31 939		2,80	106 780		1,95	138 719	4,75	
		SUMA	114 214		10,01	157 937		2,88	272 151	12,89
XIV. TITICACA	150. Cuenca Mauri Chico	7 443		0,43	22 783		0,42	30 226	0,85	
	151. Cuenca Callacame	44 192		2,58	109 764		2,00	153 956	4,58	
	152. Cuenca llave	160 995		9,40	125 580		2,29	286 574	11,69	
	153. Cuenca Suches	0		0,00	5 063		0,09	5 063	0,09	
	154. Cuenca Ilpa	3 507		0,20	24 698		0,45	28 205	0,66	
	155. Cuenca Coata	257 500	160	15,04	48 817	50	0,89	306 317	15,93	
	156. Cuenca Huancané	33 516		1,96	81 472		1,49	114 987	3,44	
	157. Intercuenca Ramis	0		0,00	91 084		1,66	91 084	1,66	
	158. Cuenca Pucará	31 411		1,83	49 171		0,90	80 582	2,73	
159. Cuenca Azángaro	59 093		3,45	90 888		1,66	149 981	5,11		
	SUMA	597 657		34,90	649 318		11,85	1 246 975	46,75	
	TOTAL	21 475 092		2 162,94	8 592 088		156,81	30 067 180	2 319,74	



INDICE DEL ANEXO

Página	
101	1 INTRODUCCIÓN
108	2 MARCO LEGAL
107	3 PLAN DE RECURSOS HÍDRICOS
107	3.1 PLAN DE RECURSOS HÍDRICOS PARA EL SECTOR AGROPECUARIO
108	3.2 PLAN DE RECURSOS HÍDRICOS PARA EL SECTOR INDUSTRIAL
108	3.3 PLAN DE RECURSOS HÍDRICOS PARA EL SECTOR DOMESTICO
110	3.4 PLAN DE RECURSOS HÍDRICOS PARA EL SECTOR GANADERO
113	3.5 PLAN DE RECURSOS HÍDRICOS PARA EL SECTOR TURISTICO
114	3.6 PLAN DE RECURSOS HÍDRICOS PARA EL SECTOR DE RECREACION
117	3.7 PLAN DE RECURSOS HÍDRICOS PARA EL SECTOR DE ENERGIA
118	4 PLAN DE RECURSOS HÍDRICOS PARA EL SECTOR DE INVESTIGACION
123	5 OTROS RESULTADOS DE ORGANIZACIÓN DEL SECTOR
123	5.1 AGUA POTABLE
124	5.2 RECREACION
125	5.3 RECREACION
127	5.4 RECREACION
127	5.5 RECREACION
127	5.6 RECREACION
128	5.7 RECREACION



ÍNDICE DEL APÉNDICE 4

	Página
1. INTRODUCCIÓN	106
2. MARCO LEGAL	106
3. PLANES SECTORIALES ENERGÉTICOS	107
3.1. Plan Estratégico Sectorial Multianual (PESEM 2012-2016)	107
3.2. Plan Referencial de Electricidad (PRE-2008-2017)	108
3.2.1. Situación actual del sector eléctrico	108
3.2.2. Planificación del SEIN a largo plazo	110
3.2.3. Proyectos candidatos de centrales eléctricas	113
3.2.4. Resultados de la Planificación de la Expansión de la Generación	114
3.2.5. Energías renovables no convencionales (ERNC)	117
4. ATLAS DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO DEL PERÚ	118
5. OTRAS POSIBILIDADES DE DESARROLLO HIDROELÉCTRICO	123
6. AGUA Y USO ENERGÉTICO	123
7. RESUMEN FINAL	124
7.1. Plan Referencial de Electricidad (PRE-2008)	125
7.2. Atlas potencial hidroeléctrico del Perú	127
7.3. Otras posibilidades de desarrollo hidroeléctrico	127
7.4. Agua y uso energético	128



1. INTRODUCCIÓN

El agua es un recurso vital para el desarrollo de la actividad económica y social. En el ámbito de los recursos hídricos, el diagnóstico es una herramienta fundamental para la planificación y gestión de los recursos hídricos. Este diagnóstico tiene como objetivo principal evaluar el estado de los recursos hídricos y determinar las medidas necesarias para su conservación y uso sostenible. El diagnóstico se realiza a través de un estudio de campo y de laboratorio, que permite obtener datos precisos sobre la cantidad y calidad del agua. Los resultados de este diagnóstico son fundamentales para la toma de decisiones en materia de gestión de los recursos hídricos.

El diagnóstico de los recursos hídricos es un proceso complejo que requiere de un enfoque multidisciplinario. Este diagnóstico se realiza a través de un estudio de campo y de laboratorio, que permite obtener datos precisos sobre la cantidad y calidad del agua. Los resultados de este diagnóstico son fundamentales para la toma de decisiones en materia de gestión de los recursos hídricos. El diagnóstico se realiza a través de un estudio de campo y de laboratorio, que permite obtener datos precisos sobre la cantidad y calidad del agua. Los resultados de este diagnóstico son fundamentales para la toma de decisiones en materia de gestión de los recursos hídricos.



2. MARCO LEGAL

El marco legal de los recursos hídricos en España se fundamenta en la Ley de Aguas de 1985, que establece el régimen jurídico básico de los recursos hídricos. Esta ley tiene como objetivo principal garantizar el uso sostenible de los recursos hídricos y protegerlos frente a cualquier contaminación. El marco legal de los recursos hídricos en España se fundamenta en la Ley de Aguas de 1985, que establece el régimen jurídico básico de los recursos hídricos. Esta ley tiene como objetivo principal garantizar el uso sostenible de los recursos hídricos y protegerlos frente a cualquier contaminación.

1. INTRODUCCIÓN

El uso del agua para fines energéticos está recogido en la LRH como un uso productivo del agua. De acuerdo con el Reglamento de la Ley "Los ministerios y demás entidades públicas sectoriales, deberán establecer normas específicas para el planeamiento, regulación, supervisión y control para el uso del agua en las respectivas actividades productivas que se encuentran bajo su ámbito". Dentro del orden de preferencia para el otorgamiento del uso productivo del agua, en caso de concurrencia de solicitudes, el uso energético está en un nivel elevado, como corresponde a la necesidad de dar soporte a un sector estratégico para el desarrollo del Perú.

El uso hidroeléctrico es un uso no consuntivo pero ocupa en exclusiva un tramo del curso fluvial y, en ocasiones, deslocaliza el recurso natural para aprovechar los desniveles topográficos, por lo que tiene afección ambiental y, en ocasiones, impone restricciones a otras demandas. Por todo ello, una utilización racional y sostenible de los recursos hídricos requiere tener en cuenta las anteriores consideraciones para compatibilizar el uso del recurso y el respeto al medio ambiente. Hay que destacar también la fuerte sensibilidad de la producción hidroeléctrica ante las condiciones pluviométricas -lo que puede producir una gran variedad de unos años a otros- y hace que esta energía no sea adecuada, por sí sola, para garantizar demandas importantes. Sin embargo, la energía hidroeléctrica presenta una serie de ventajas como la gran flexibilidad que proporciona en la generación, lo que permite dar una alta capacidad de respuesta al sistema para atender la demanda que se caracteriza, muchas veces, por sufrir fuertes variaciones en cortos intervalos de tiempo, como la posibilidad de aportar una cierta capacidad de defensa ante avenidas por resguardos y gestión de las presas hidroeléctricas y, finalmente, por constituir una fuente de energía limpia, puesto que en su generación no se producen residuos, y además es renovable.



2. MARCO LEGAL

El marco legal en el sector energético es muy amplio, y cabe citar los siguientes instrumentos legislativos:

- **Política Energética Nacional del Perú (2010-2040).** Ministerio de Energía y Minas. Establece los siguientes objetivos:
 - Objetivo 1. Contar con una matriz energética diversificada, y con énfasis en las fuentes renovables, sostenibles y la eficiencia energética. Entre los lineamientos de política incluye priorizar la construcción de centrales eficientes como base para la generación eléctrica nacional.
 - Objetivo 2. Contar con un abastecimiento energético competitivo en un marco de desarrollo sostenible.
 - Objetivo 3. Gozar de acceso universal al suministro energético.
 - Objetivo 4. Contar con la mayor eficiencia en la cadena productiva y de uso de la energía, que incluya la aplicación productiva intensiva.
 - Objetivo 5. Lograr la autosuficiencia en la producción de energéticos (incluye como lineamientos de política incentivar la implementación de centrales hidroeléctricas de gran tamaño)

- Objetivo 6. Desarrollar un sector energético con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono (incluye entre los lineamientos de política el dictar políticas que impulsen el uso de energía basado en tecnologías con baja emisión de carbono)
- Objetivo 7. Desarrollar la industria del gas natural, y su uso en actividades de transporte, comercio e industria, así como la generación eléctrica eficiente.
- Objetivo 8. Lograr el fortalecimiento de la institucionalidad del sector energético.
- Objetivo 9. Estar integrado con los mercados energéticos de países de la región, en los casos que sean favorables para el logro de la visión a largo plazo.

- **Plan Nacional de Acción Ambiental (2011-2021).** Ministerio del Ambiente. Establece como metas prioritarias al 2021 que el 100% de las grandes y medianas empresas mineras y energéticas mejoren su desempeño ambiental y gestionen los recursos naturales renovables para su aprovechamiento sostenible con fines energéticos, como resultado de la implementación de la EAE (Evaluación Ambiental Estratégica).

3. PLANES SECTORIALES ENERGÉTICOS

3.1. Plan Estratégico Sectorial Multianual (PESEM 2012-2016)

Este Plan elaborado por el Ministerio de Energía y Minas se plantea como objetivo promover el desarrollo eficiente y competitivo de la explotación de los recursos minero energético para satisfacer las necesidades de la nación, preservando el medio ambiente. Los roles estratégicos del sector Energía y Minas son: Rector, Normativo, Promotor, Concedente, Subsidiario, Investigación. El Rol Concedente permite al Ministerio el otorgamiento de concesiones y autorizaciones para todas las actividades eléctricas y para ciertas operaciones mineras y de hidrocarburos.

Dentro del **Diagnóstico General**, el PESEM plantea:

- Entre el 2006 y 2011 han ingresado en operación 19 centrales de generación de electricidad con un total de 1 876 MW de capacidad. Al cierre del 2011 la capacidad instalada era de 8 695 MW y la producción de energía eléctrica para el 2011 se estima en 38 709 GMh (58% con centrales hidroeléctricas y 42% con generación termoeléctrica).
- El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) tuvo una demanda máxima en el 2011 de 4 961 MW.
- Eficiencia energética.
- Electrificación rural: Según el censo del 2007 la cobertura eléctrica al nivel nacional era del 74,1%, mientras que la cobertura de electrificación rural fue del 29,5%.
- La fuerte inversión en minería durante los últimos años continuará durante el periodo 2012/2016. Se esperan inversiones superiores a los US\$ 52 600 millones. Se estima que en el 2011 la actividad minera ofreció 177 431 puestos de trabajo.
- Las exportaciones de los productos mineros en el 2011, llegaron a la cifra de US\$ 27 361 millones. Perú se mantiene como el segundo productor de cobre en el mundo y el primero en oro en América Latina (sexto al nivel mundial).
- La Dirección General de Asuntos Ambientales Mineros viene evaluando y mejorando la política de conservación y protección del medio ambiente en el desarrollo sostenible de las actividades mineras.



- Durante el año 2011, el Ministerio de Energía y Minas, a través de la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos, aprobó 244 instrumentos ambientales.

Los **lineamientos de política** del PESEM son muy extensos y se pueden concretar en cuatro **Objetivos Generales**:

1. Promover el desarrollo sostenible y competitivo del sector energético.
2. Promover con eficiencia y eficacia el nuevo concepto de minería a fin de contribuir al desarrollo sostenible del país.
3. Promover la preservación y conservación del medio ambiente por parte de las empresas del sector de energía y minas.
4. Contar con una organización transparente, eficiente, eficaz y descentralizada.

3.2. Plan Referencial de Electricidad (PRE-2008-2017)

3.2.1. Situación actual del sector eléctrico

El Perú ha experimentado en los últimos años elevadas tasas de incremento de la demanda eléctrica y producción de electricidad, acompañando a un explosivo crecimiento económico que da lugar, como resultado, a la casi plena utilización de la infraestructura eléctrica existente. Por ello, se requiere un plan de expansión de obras de generación y transmisión compatible con la demanda. El Plan Referencial de Electricidad (PRE-2008), formulado por el Ministerio de Energía y Minas para el periodo 2008-2017, parte de la base informática que abarca hasta el año 2008 y se extiende hasta el 2027.

El PRE-2008 contempla la expansión de la generación y la transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y de los Sistemas Aislados Mayores (SSAA).

En el 2008 la capacidad instalada al nivel nacional (SEIN y Sistemas Aislados) fue de 7 158 MW. De esta potencia el 45,2% corresponde a la capacidad de tipo hidráulico y el 54,8% restante a la capacidad de tipo térmico. Por otro lado, el 83,0% de la capacidad instalada del 2008 corresponde al SEIN y los 17,0% restantes a la capacidad instalada de los SSAA, tal y como se refleja en los gráficos siguientes.

Gráfico N° 2.14
Participación de la Capacidad Instalada del Sistema Eléctrico Nacional 2008

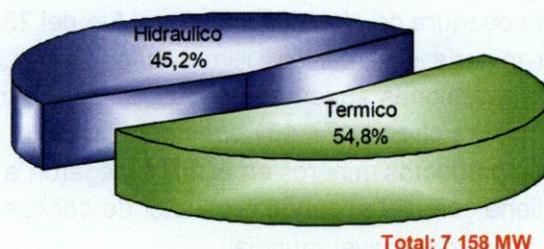
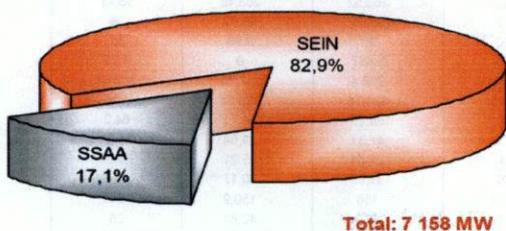
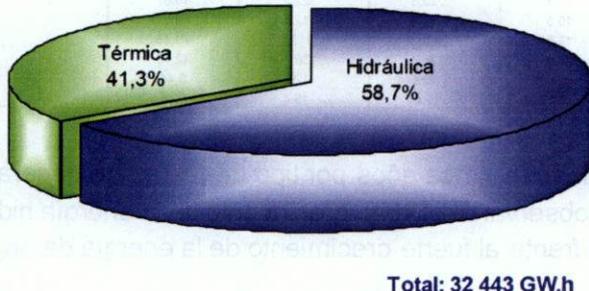


Gráfico N° 2.15
Participación de la Capacidad Instalada del Sistema Eléctrico Nacional 2008
Por Tipo de Sistema



La producción total nacional de energía eléctrica en el 2008 fue de 32 443,36 GWh, siendo un 58,7% de esa producción de origen hidráulico y el 41,4% de origen térmico.

Gráfico N° 2.17
Participación de la Producción de Energía del Sistema Eléctrico Nacional 2008
Por Tipo de Origen



Las centrales hidráulicas existentes del SEIN se indican en la tabla adjunta



CENTRALES HIDRÁULICAS EXISTENTES DEL SEIN

Central	Tensión kV	Potencia Instalada MVA	Potencia Efectiva MW	Potencia Reactiva MVAR	Nº de Grupos	Propietario
MANTARO	13,8	798	650,48	222,38	7	ELECTROPERU
RESTITUCION	13,8	210,39	215,36	133,88	3	ELECTROPERU
CAÑON DEL PATO	13,8	263,52	263,49	55,41	6	DEI EGENOR
CARHUAQUERO	10	95,01	95,02	36	3	DEI EGENOR
CARHUAQUERO G4	10	9,7	9,98	3,1	1	DEI EGENOR
CARHUAQUERO G5	10	5,657	6	4,27	1	DEI EGENOR
HUINCO	12,5	258,4	247,35	217,61	4	EDEGEL
MATUCANA	12,5	128,58	128,58	104	2	EDEGEL
MOYOPAMPA	10	89,25	64,71	64,2	3	EDEGEL
CALLAHUANCA G 123	6,5	47,31	39,84	24,21	3	EDEGEL
CALLAHUANCA G 4	8	27,74	35,21	30,96	1	EDEGEL
HUAMPANI	10	31,36	30,17	19,6	2	EDEGEL
CHIMAY	13,8	156	150,9	84	2	EDEGEL
YANANGO	10	42,3	42,61	26	1	EDEGEL
HUANCHOR	10	19,63	19,63	11,98	2	M. CORONA
CAHUA	10	43,6	43,12	38	2	CAHUA
PARIAC	10	5,2	4,48	1,73	6	CAHUA
GALLITO CIEGO	10,5	38,14	38,14	21,08	2	CAHUA
ARCATA	0,66	5,29	5,06	2,44	4	CAHUA
YAUPI	13,8	108	104,92	52,5	5	ELECTROANDES
MALPASO	6,9	54,4	48,02	43,48	4	ELECTROANDES
PACHACHACA	2,3	9,66	9,65	5,4	3	ELECTROANDES
OROYA	2,3	9,48	9,48	5,4	3	ELECTROANDES
CHARCANI I	5,25	1,76	1,73	1,63	2	EGASA
CHARCANI II	5,25	0,78	0,6	0,77	3	EGASA
CHARCANI III	5,25	4,56	4,59	4,87	2	EGASA
CHARCANI IV	5,25	15,48	15,3	14,29	3	EGASA
CHARCANI V	13,8	145,35	139,9	98,32	3	EGASA
CHARCANI VI	5,25	8,96	8,95	6,37	1	EGASA
MACHUPICCHU	13,8	92,25	85,79	60,29	3	EGEMSA
ARICOTA I	10,5	23,8	22,5	16,67	2	EGESUR
ARICOTA II	10,5	11,9	12,4	6,5	1	EGESUR
SAN GABAN II	13,8	113,1	113,1	73,46	2	SAN GABAN
YUNCAN	13,8	136,77	136,76	42,75	3	ENERSUR
CURUMUY	10	12,6	12,5	8,44	2	SINERSA
POECHOS I	10	15,64	15,4	8,14	2	SINERSA



La evolución histórica de los últimos años por tipo de fuente de generación se muestra en el cuadro adjunto. Puede observarse el lento crecimiento de la energía hidráulica en una década (crecimiento de 2,11%) frente al fuerte crecimiento de la energía de origen térmica (21,14%).

Cuadro Nº 2.6
Evolución de la Producción de Energía para el Mercado Eléctrico 2000 – 2008
Por Tipo de Origen (GW.h)

Año	Hidráulica	Térmica	Eólica	Total	Crec. (%)
2000	15 747,33	2 579,72	0,85	18 327,90	
2001	17 188,33	2 024,95	1,23	19 214,51	4,84%
2002	17 638,16	2 780,12	1,23	20 419,51	6,27%
2003	18 118,33	3 241,90	1,23	21 361,46	4,61%
2004	17 100,67	5 518,04	1,23	22 619,94	5,89%
2005	17 567,11	6 242,54	1,23	23 810,88	5,27%
2006	19 160,75	6 451,79	1,23	25 613,77	7,57%
2007	19 107,19	9 092,07	1,23	28 200,49	10,10%
2008	18 607,79	11 965,69	1,23	30 574,71	8,40%
Crec. (%)	2,11%	21,14%	4,73%	6,61%	

3.2.2. Planificación del SEIN a largo plazo

• Generación.

La visión de planificación del SEIN a largo plazo a la vista de los requerimientos de la demanda, contempla el objetivo al que se pretende llegar en la expansión de la oferta de electricidad. Esta visión de largo plazo, en lo que respecta a la expansión de la generación, se realiza a partir de la situación que actualmente se conoce de los recursos energéticos para el corto, mediano y largo plazo.

El diagnóstico de disponibilidad energética se realiza para tres periodos.

- Corto plazo: En un horizonte de tiempo hasta de 5 años
- Mediano plazo: En un horizonte entre 5 y 10 años
- Largo plazo: En un horizonte entre 10 a más de 20 años

En lo que concierne a la energía hidráulica, a corto plazo se cuenta con pocos proyectos hidráulicos en ejecución, por lo que la disponibilidad de este recurso es limitada. Para el mediano plazo, se cuenta con proyectos hidroeléctricos medianos concesionados, con estudios y con un alto grado de maduración, suficientes para atender, en una alta proporción, el crecimiento de la demanda en ese periodo. Sin embargo, dado el tiempo que toma el desarrollo de estos proyectos, presentarían un grado de incertidumbre intermedia.

Para el largo plazo, se cuenta con grandes proyectos hidroeléctricos, aún sin concesión, con limitados estudios y con bajo grado de maduración, pero se conoce que son suficientes para atender en una alta proporción el crecimiento de la demanda en ese periodo. Sin embargo, dado el tiempo que toma el desarrollo de estos proyectos, el grado de maduración y la mayor complejidad en su desarrollo, presentarían un relativo alto grado de incertidumbre. El gráfico adjunto refleja este diagnóstico.



El **objetivo estratégico** de largo plazo para la expansión de la generación es maximizar el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico del país, complementado con generación térmica y de recursos renovables no convencionales (eólica, geotérmica, pequeñas hidráulicas, etc.).

El **desarrollo estratégico** para la expansión de la generación consiste en impulsar la generación térmica a corto plazo (ya se ha mencionado que los proyectos hidráulicos en curso no son suficientes para el corto plazo); a mediano plazo, implementar un grupo de proyectos hidráulicos medianos, con el mayor grado de maduración de la cartera de proyectos concesionados, así como llegar a un cierto nivel de desarrollo de los proyectos de energía renovable

no convencional y finalmente, en el largo plazo, implementar los grandes proyectos hidráulicos que actualmente tienen un bajo nivel de maduración pero que, aunque presentan un nivel de incertidumbre elevado en financiación y aprobaciones sociales y ambientales complejas, se espera que a largo plazo alcancen el objetivo estratégico de maximizar el aprovechamiento hidroeléctrico. En esta etapa se espera también un desarrollo pleno de proyectos de energía renovable no convencional (eólica, geotérmica y solar).

La expansión de la generación planteada conlleva cada vez mayor participación de la generación hidráulica en el parque generador por lo que en años de escasez de recursos hídricos será preciso contar con un parque de generación térmica eficiente, capaz de cubrir las variaciones hidrológicas.

• Proyección de la demanda.

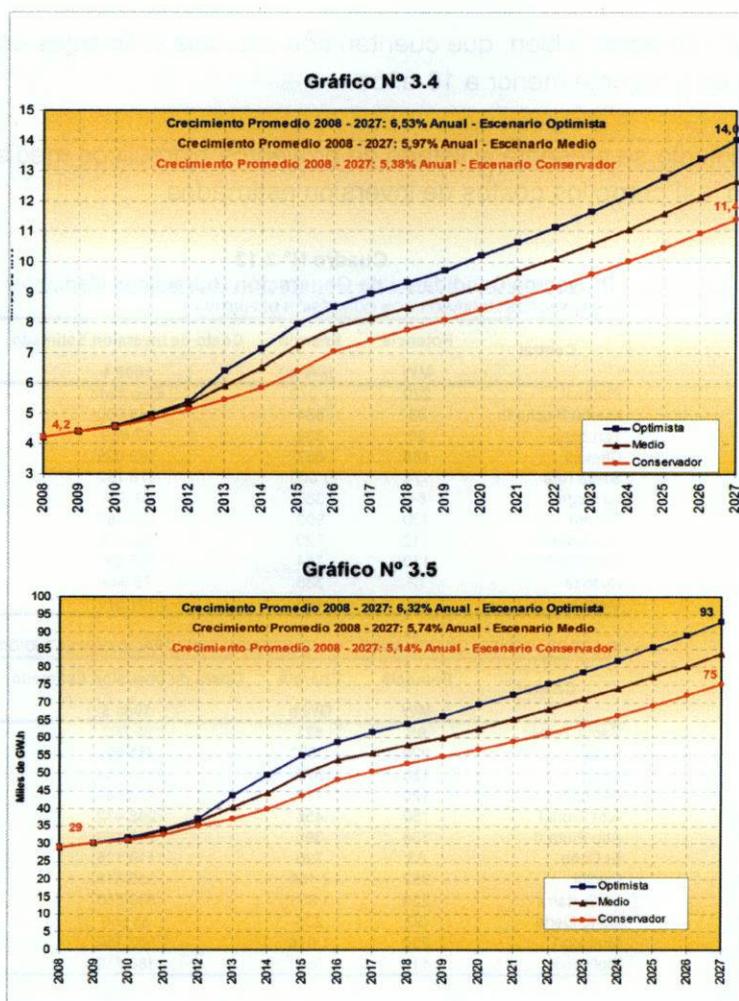
EL PRE-2008 se formula bajo tres escenarios de demanda:

- Escenario base. Crecimiento de la demanda media: Es el escenario de crecimiento de la demanda de mayor probabilidad de ocurrencia.
- Crecimiento de la demanda optimista: Escenario del mayor crecimiento de la demanda esperada.
- Crecimiento de la demanda conservadora: Escenario de menor crecimiento de la demanda esperada.

Para el escenario medio, las tasas promedio de crecimiento de la demanda en el horizonte de estudio (2017) son de 7,55% anual para la energía y del 7,6% para la potencia. Estas tasas promedio de crecimiento son algo inferiores para el horizonte al 2027 (5,74% anual, para la energía y 5,97% anual para la potencia).

Las proyecciones de la demanda de energía y de potencia al 2027 se encuentran en los gráficos adjuntos. Una parte importante del crecimiento de la demanda se explica por los grandes proyectos mineros e industriales previstos en el país, que son grandes consumidores de energía eléctrica.





3.2.3. Proyectos de centrales eléctricas

Para la formulación del plan de expansión de la generación se consideran proyectos hidráulicos clasificados en las siguientes categorías:

- Proyectos en ejecución o comprometidos para ejecución.
- Proyectos de generación hidráulicos medianos.
- Proyectos de grandes centrales hidráulicas.

Estos proyectos considerados son los que por su tamaño, estado de maduración y estudios con que cuentan, tienen altas probabilidades de concretarse. Sin embargo, otros proyectos de menor magnitud podrían competir, aprovechando las ventajas comparativas que estos proyectos puedan ofrecer en ubicación, facilidad, y tiempo de construcción. Los proyectos en cada una de las categorías mencionadas son:

- **Proyectos hidráulicos en ejecución o comprometidos para ejecución.** En esta categoría, la C.H. El Platanal es el mayor de todos y ya se ha ejecutado. El resto son de menor magnitud, salvo la C.H. Machupicchu II que se considera incluida en la siguiente categoría.
- **Proyectos de generación hidráulicos medianos.** Se considera en este grupo los proyectos hidráulicos menores de 300 MW que cuentan, o bien, con una Concesión Definitiva o

una Concesión Temporal, o bien, que cuentan con estudios suficientes como para que sean ejecutados en un horizonte menor a 10 años.

En el cuadro adjunto se presenta el listado de proyectos hidráulicos medianos considerados para el estudio, así como los costos de inversión estimados

Cuadro N° 3.13
Proyectos Candidatos de Generación Hidráulicos Medianos
A) PROYECTOS MEDIANOS CON CONCESIÓN DEFINITIVA

Central	Potencia	Energía	Costo de Inversión Estimado
	MW	GW-h	1000 \$
Platanal	220	1 079	Ejecutado
Machu Picchu II	98	584	149 000
Tarucani	50	334	67 809
Cheves	168	837	192 026
Santa Rita	174	1 000	173 732
La Virgen	64	385	63 344
Pucará	130	900	224 066
Quitaracsa	112	720	96 979
San Gabán I	110	744	205 891
Huanza	79	338	76 349
Marañón	96	425	101 571

B) OTROS PROYECTOS MEDIANOS CON CONCESIÓN TEMPORAL O CON ESTUDIOS

Central	Potencia	Energía	Costo de Inversión Estimado
	MW	GW-h	1000 \$
Santa Teresa	98	821	89 892
Lluta	220	1 507	311 892
Olmos I	120	675	115 484
Olmos II	120	714	133 862
Alto Piura I	150	455	208 432
Alto Piura II	150	395	209 199
El Caño	83	726	119 125
Llucila	382	2 132	355 318
La Guitarra	220	1 831	588 650
Uchuhuerta	30	235	53 550
Molloco I	200	1 014	503 150
Molloco II	110	558	188 710

- **Proyectos de grandes centrales hidráulicas.** Como grandes proyectos, se han considerado algunos proyectos de generación hidráulica de gran envergadura, en la cuenca amazónica del Perú. En el cuadro adjunto se presenta el listado de estos proyectos y los costos de inversión estimados, estos deben considerarse preliminares por el nivel de los estudios existentes

Cuadro N° 3.15
Grandes Proyectos de Generación Hidráulicos Candidatos

Central	Potencia	Energía	Costo de Inversión Estimado
	MW	GW-h	Millones US\$
Paquitzapango	838	5 691	1 310
Inambari	1 355	10 330	2 310
Urubamba	735	5 196	1 200
Sumabeini	1 199	8 550	2 100
Puerto Prado	1 163	7 720	2 020
Rentema	854	6 097	1 420
Manseriche	1 644	13 120	3 240

3.2.4. Resultados de la Planificación de la Expansión de la Generación

El plan de Expansión de la Generación del SEIN considera un incremento de la capacidad instalada de 6 000 MW en el periodo del 2008-2017, de los cuales 2 129 MW son proyectos



de generación hidráulica, 718 MW corresponden a proyectos de generación de Energías Renovables No Convencionales (eólica, geotérmica, pequeña hidráulica) y el resto de generación térmica. Para el periodo 2018-2027 se estima un requerimiento de oferta de generación de 5 454 MW, de los cuales 5 274 MW corresponden a las grandes centrales hidráulicas previstas para ese horizonte.

Cuadro N° 3.20
PLAN REFERENCIAL DE ELECTRICIDAD 2008-2017

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN
ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO - ESCENARIO BASE

A) Horizonte de Mediano Plazo (2008-2017)

Año	Central	Tipo	Zona del SEIN	Capacidad MW	Inversión Millones US\$
2009	C.T. Oquendo	Gas Natural	Centro	30	Ejecutado
	C.H. La Joya	Hidráulica	Sur	9,6	Ejecutado
	C.H. Poechos	Hidráulica	Norte	10	Ejecutado
	Calana (Traslado y Conversión a GN) ¹	Gas Natural	Centro	24	Ejecutado
	Mollendo (Traslado y Conversión a GN) ¹	Gas Natural	Centro	70	Ejecutado
	C.T. Paita	Gas Natural	Norte	30	Ejecutado
	Platanal	Hidráulico	Centro	220	Ejecutado
	Chilca Turbogas 3	Gas Natural	Centro	176	73
	Kallpa Turbogas 2	Gas Natural	Centro	180	73
2010	TGN Santa Rosa	Gas Natural	Centro	180	81
2011	Turbo Gas Dual	Diesel/GN	Centro	180	81
	BPZ	Gas Natural	Norte	180	73
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	50	75
2012	Machupicchu	Hidráulico	Sur	98	149
	TV1 Cierre de 2 TG Existentes a CC	Gas Natural	Centro	180	193
	TV2 Cierre de 2 TG Existentes a CC	Gas Natural	Centro	180	193
	Ciclo Combinado	Gas Natural	Centro	520	340
	TG1-GN Centro	Gas Natural	Centro	180	81
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	50	75
2013	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	580	617
	Ciclo Combinado - Norte	Gas Natural	Norte	520	340
	Ciclo Combinado - Sur	Gas Natural	Sur	520	340
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Norte	50	75
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	10	17
2014	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	189	282
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Norte	50	75
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	Norte	15	26
2015	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	568	741
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Norte	50	75
	Centrales Geotérmicas ³	Geotérmico	Sur	25	50
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	25	43
2016	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	431	423
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	100	150
	Centrales Geotérmicas ³	Geotérmico	Sur	50	100
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	40	68
2017	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	120	135
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	100	150
	Centrales Geotérmicas ³	Geotérmico	Sur	50	100
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	53	90
TOTAL SEIN 2009 -2017				6.000	5.384

(1) No incrementa la potencia efectiva del SEIN

(2) Centrales que competirán en los procesos de Licitación y/o Subastas

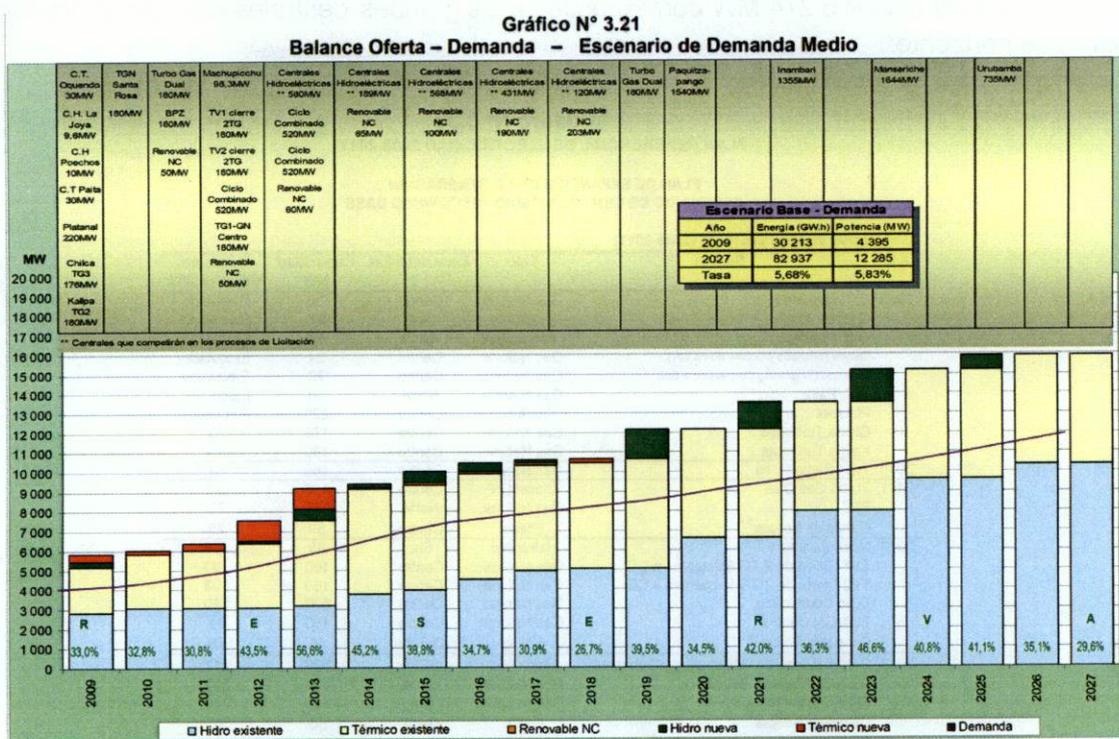
(3) Centrales de Energía Renovable No Convencional: Eólicas, Geotérmicas y Pequeñas Centrales Hidráulicas

B) Horizonte de Largo Plazo (2018-2027)

Año	Central	Tipo	Ubicación	Capacidad MW	Inversión Millones US\$
2018	Turbo Gas Dual	Diesel/GN	Norte	180	81
2019	Paquizapango	Hidráulico	Centro	1.540	1.308
2021	Inambari	Hidráulico	Centro	1.355	2.310
2023	Manseriche	Hidráulico	Norte	1.644	3.240
2025	Urubamba	Hidráulico	Centro	735	1.200
TOTAL SEIN 2018 -2027				5.454	8.140
TOTAL SEIN 2008 -2027				11.454	13.524

Se ha planteado un estudio de sensibilidad por si se producen retrasos en la implementación de los proyectos hidráulicos. La consecuencia de este estudio sería el incremento de unidades térmicas -con menor tiempo de implementación de los proyectos- en la oferta para satisfacer la demanda y esa situación afectaría principalmente al horizonte 2018-2027.

El balance oferta-demanda de los planes de expansión de generación para el Escenario de Demanda Media se incluye en el gráfico adjunto.



La proyección de la potencia efectiva del SEIN tanto de energía hidroeléctrica, como térmica, indica que para el 2027, en un escenario de demanda media, la potencia efectiva será de 15 845 MW de los cuales la energía hidroeléctrica contribuirá con 10 323 MW, es decir el 65%, lo que muestra el gran incremento previsto para la energía hidroeléctrica en el Perú.

Cuadro N° 3.26
Potencia Efectiva del SEIN
Escenario de Demanda Medio

Año	Hidro MW	Térmico MW	Total MW
2008	2 843	2 346	5 189
2009	3 063	2 702	5 765
2010	3 063	2 882	5 945
2011	3 063	3 242	6 305
2012	3 161	4 302	7 463
2013	3 741	5 342	9 083
2014	3 930	5 342	9 272
2015	4 498	5 342	9 840
2016	4 929	5 342	10 271
2017	5 049	5 342	10 391
2018	5 049	5 522	10 571
2019	6 589	5 522	12 111
2020	6 589	5 522	12 111
2021	7 944	5 522	13 466
2022	7 944	5 522	13 466
2023	9 588	5 522	15 110
2024	9 588	5 522	15 110
2025	10 323	5 522	15 845
2026	10 323	5 522	15 845
2027	10 323	5 522	15 845

La proyección de la generación eléctrica por tipo energético del SEIN, para el Escenario de Demanda Media, se presenta en el cuadro adjunto:

Cuadro N° 3.29
Generación Eléctrica del SEIN por tipo de Fuente (en GW h)
Escenario de Demanda Medio

Año	Hidro	Gas	Carbón	Residual	Diesel
2008	20 597	6 853	61	19	0
2009	20 606	7 721	63	92	0
2010	21 655	8 006	0	0	0
2011	21 987	10 464	0	0	0
2012	22 164	12 675	0	0	0
2013	25 735	13 222	0	0	0
2014	26 818	16 459	0	0	0
2015	30 965	18 014	0	0	0
2016	34 538	18 281	0	0	0
2017	35 295	19 442	0	0	0
2018	35 515	21 149	4	0	0
2019	46 120	12 601	0	0	0
2020	46 654	14 230	0	0	0
2021	55 974	7 711	0	0	0
2022	56 904	9 276	0	0	0
2023	65 432	3 388	0	0	0
2024	67 079	4 529	0	0	0
2025	70 848	3 707	0	0	0
2026	72 238	4 595	2	3	0
2027	73 361	6 568	6	10	6

Se observa que para este escenario (y lo mismo ocurre con los otros escenarios considerados) los energéticos predominantes para la producción de electricidad son la generación hidráulica y la generación térmica a gas natural, con una gran diferencia a favor de la primera, quedando la producción por otros energéticos de manera marginal, principalmente al inicio del periodo y para cubrir la producción en horas punta y en estiaje.

Al final del Apéndice se adjuntan las fichas de proyectos hidroeléctricos incluidos en el PRE 2008. Uno de los aspectos importantes desde el punto de vista de los recursos hídricos es la enorme capacidad de embalse que alguno de estos proyectos requiere. Por ejemplo, los siguientes:

- Paquitzapango: el volumen de reservorio es de 5 216 Hm³.
- Inambari: el volumen de reservorio es de 12 588 Hm³.
- Manseriche: el volumen de reservorio es de 39 877,6 Hm³.
- Urubamba: el volumen de reservorio es de 3 976,8 Hm³.
- Rentema: el volumen de reservorio es de 6 677, 7 Hm³.
- Sumabeini: el volumen de reservorio es de 6 448, 3 Hm³.

3.2.5. Energías renovables no convencionales (ERNC)

En mayo del 2008 se promulgó el Decreto Legislativo N° 1002 para la Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables. En el referido Decreto Legislativo se entiende como Recursos Energéticos Renovables los recursos energéticos tales como biomasa, eólico, solar, geotérmico y maremotriz. Tratándose de la energía hidráulica se consideran aquellos proyectos cuya capacidad instalada no sobrepasa los 20 MW.

En relación con las Pequeñas Centrales Hidráulicas se han identificado una serie de proyectos de centrales hidráulicas menores que involucran concesiones definitivas, temporales, autorizaciones y proyectos con estudios en el ámbito del SEIN.

Los proyectos hidráulicos menores a 20 MW que han sido identificados alcanzan actualmente los 143 MW. El PRE-2008 propone el ingreso de proyectos hidráulicos menores de 20 MW a partir del año 2013, de manera progresiva a un total acumulado de 143 MW al final del año 2017.

4. ATLAS DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO DEL PERÚ

Este es un estudio de notable interés realizado bajo la dirección del Ministerio de Energía y Minas. En él se evalúa el potencial hidroeléctrico del Perú para el rango de 1 a 10 MW y se seleccionan los 100 mejores aprovechamientos, evaluados con matrices multicriterio y considerando criterios ambientales. El potencial hidroenergético se calculó de acuerdo a dos métodos: uno teórico, que cuantifica el potencial máximo de cada zona, y uno técnico, que tiene en cuenta la factibilidad técnico-económica de cada aprovechamiento, incorporando además el índice Costo-Beneficio con el que se ponderan.

La metodología incluye la generación de dos componentes esenciales del estudio: la creación de un modelo digital del terreno (MDT) para todo el Perú y la confección de un sistema de ecuaciones de regresión múltiple que han permitido regionalizar los principales parámetros hidrológicos para poder definir el caudal medio disponible en cualquier punto de toda cuenca hídrica peruana. Sobre este soporte se ha realizado la evaluación del potencial hidroeléctrico por tramos de ríos para todas las cuencas. El estudio está centrado en las centrales hidroeléctricas del rango de 1 a 100 MW, con dos intervalos: uno de 1 a 20 MW y otro, de 21 a 100 MW.

El potencial hidroeléctrico teórico es una medida de los recursos hídricos disponibles en un sistema fluvial para producción de energía. La definición de este potencial considera que la totalidad del agua que escurre en un curso fluvial es capaz de generar electricidad en función del desnivel del mismo, con un 100% de eficiencia. Este valor del potencial teórico no tiene incorporado ningún tipo de rendimiento hidráulico, tampoco considera la existencia de otros usos, consuntivos o no, ni la exclusión de áreas protegidas por lo que tiene un significado netamente teórico y representa una medida de los recursos naturales hidráulicos totales disponibles para la producción de energía. De todo el recurso hídrico disponible, una parte ya se encuentra aprovechada por centrales hidroeléctricas existentes y, otra parte, de estos recursos forman parte de áreas protegidas del país. Por ello se definió el Potencial Teórico Aprovechable que es aquel potencial que no se encuentra en áreas restringidas y áreas de concesiones de centrales hidroeléctricas.

De esta manera resulta el Potencial Hidroeléctrico de todo el Perú:

Cuadro 2.3. Potencial teórico hidroeléctrico			
Vertiente	Total (MW)	Excluido (MW)	Aprovechable (MW)
Pacífico	37 451	7 949	29 502
Atlántico	197 221	57 900	139 321
Titicaca	1 191	5	1 186
TOTAL	235 863	65 854	170 009



A continuación se calcula el Potencial Hidroeléctrico Técnico que representa una medida de base técnico-económica del potencial del recurso que se podría llegar a utilizar. Para ello, se desarrolla un índice basado en las inversiones necesarias y los volúmenes energéticos posibles de generar, estableciendo un grado preliminar de factibilidad económica. Ese índice desarrollado se denomina Índice Costo Beneficio (ICB). El cálculo del Potencial Hidroeléctrico Técnico se basa en tres elementos.

- Esquema de la obra
- Costos del aprovechamiento
- Beneficios-Energía generada

La configuración de obra propuesta responde a la geometría de los aprovechamientos de montaña que involucran un uso prioritario del salto o desnivel disponible. Esta configuración presenta la mejor factibilidad económica frente a la obtención de iguales potencias apelando a la instalación, en zonas de baja altura, de caudales mayores. La tipología de la obra propuesta consiste en un esquema que tiene los siguientes componentes:

- Azud derivador
- Obra de toma
- Tubería forzada
- Casa de máquinas.

Los aprovechamientos no presentan regulación, no se requiere un embalse, y es necesario mantener las condiciones mínimas ambientales del tramo analizado (caudal ambiental).

El costo del aprovechamiento se determina en base a: caudal, desnivel topográfico, Potencial Hidroeléctrico Técnico y longitud del tramo en estudio.

El Índice Costo Beneficio (ICB) es función del costo de la obra y el beneficio por venta de energía. Este último se calcula a partir de la curva de duración de los caudales de cada región y su correspondiente factor de utilización.

Debe definirse un caudal de diseño para cada aprovechamiento que es el resultado de adoptar diferentes caudales de instalación para la central y comparar el valor del ICB resultante, siendo el caudal de diseño el correspondiente al ICB mínimo.

Con esta base metodológica se determina el Potencial Hidroeléctrico Técnico para todo el Perú que resulta ser el siguiente:

Vertiente	Total (MW)	Excluido (MW)	Aprovechable (MW)
Pacífico	11 402	2 671	8 731
Atlántico	86 971	26 345	60 627
Titicaca	87	0	87
TOTAL	98 460	29 016	69 445



Para identificar 100 proyectos potenciales de pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas, el primer criterio de selección es el Índice Costo Beneficio. Por ello, se efectúa una comparación del ICB de cada aprovechamiento con un Costo Unitario de Referencia (CUR) y se adopta 75 US\$/MWh. Un aprovechamiento se considera económicamente competitivo si su índice costo-beneficio energético es menor al costo unitario de referencia. El total de los sitios de interés que presentan un índice costo-beneficio energético menor al CUR es de 1 681. En las regiones de la vertiente Pacífico, las cuencas donde se concentran la mayor cantidad de sitios de interés son las del río Cañete, Santa, Ocoña y Camaná. En las regiones de la vertiente del Atlántico, los ríos Madre de Dios, Inambari y Urubamba, Alto Marañón y el Alto Huallaga, entre otros, son los que presentan las mejores combinaciones de precipitaciones importantes junto con desniveles considerables. Para la selección de los 100 mejores aprovechamientos, se aplicó una matriz multicriterio, sobre la base de los 1 681 sitios preseleccionados, que tuvo en cuenta criterios económicos y socio-ambientales (como la longitud del río afectado y la relación entre el caudal de diseño y el caudal módulo de la cuenca).

La identificación de los 100 mejores aprovechamientos, clasificados por Regiones Hidrográficas, se incluyen en la tabla adjunta:



Potenciales Proyectos de aprovechamiento hidroeléctrico		
Región Hidrológica	Cantidad	Potencial Técnico(MW)
Pacífico 02	17	322.5546
Pacífico 04	5	65.3892
Pacífico 07	46	1066.7300
Atlántico 10	6	355.3163
Atlántico 11	1	91.9921
Atlántico 12	4	102.3540
Atlántico 13	21	141.1040
Total	100	2145.4402

Tabla 12. Clasificación de los 100 mejores proyectos por Región Hidrológica

La tabla de los 100 proyectos potenciales identificados, por cuencas hidrográficas y por Departamentos es la siguiente:

4.5 Tabla de los 100 Potenciales proyectos identificados

Nombre Proyecto	Cuenca	Región Hidrológica	Departamento	Coordenadas UTM		Long. Tramo [Km]	Caudal Diseño [m³/s]	Des nivel [m]	Pot. Técnico [MW]	ICB [US\$/M Wh]
				X [m]	Y [m]					
CAM33	Camaná	Pacífico 02	AREQUIPA	793307	8255307	0.81	42.34	67.07	22	36
CAM3	Camaná	Pacífico 02	AREQUIPA	862907	8268007	1.51	27.11	105.16	22	38
CAM15	Camaná	Pacífico 02	AREQUIPA	822707	8278507	2.52	7.25	428.33	24	34
CAM19	Camaná	Pacífico 02	AREQUIPA	821807	8279507	1.49	7.12	167.63	9	43
CAM7	Camaná	Pacífico 02	AREQUIPA	844707	8268907	1.51	28.63	75.59	17	43
CAM35	Camaná	Pacífico 02	AREQUIPA	792407	8275677	2.67	7.59	277.67	17	42
CAM25	Camaná	Pacífico 02	AREQUIPA	810007	8272507	2.56	36.95	107.41	31	41
CAM16	Camaná	Pacífico 02	AREQUIPA	822207	8276500	2.52	7.28	234.00	13	44
CAM23	Camaná	Pacífico 02	AREQUIPA	814707	8273507	2.74	36.78	122.28	35	40
CAM39	Camaná	Pacífico 02	AREQUIPA	782907	8247407	2.77	41.31	109.20	35	41
CAM17	Camaná	Pacífico 02	AREQUIPA	821952	8282251	3.53	7.05	896.04	50	29
OCO47	Ocoña	Pacífico 02	AYACUCHO	734956	8266084	1.39	2.91	190.95	4	51
OCO74	Ocoña	Pacífico 02	AYACUCHO	683656	8296684	1.01	14.35	79.35	9	46
OCO86	Ocoña	Pacífico 02	AYACUCHO	693856	8321284	2.23	3.12	318.00	8	47
OCO85	Ocoña	Pacífico 02	AYACUCHO	689956	8355184	1.11	5.00	134.50	5	49
OCO77	Ocoña	Pacífico 02	AYACUCHO	679165	8320684	2.56	10.75	180.80	15	45
OCO65	Ocoña	Pacífico 02	AYACUCHO	694556	8322184	1.25	3.01	180.43	4	51
CAE58	Cafete	Pacífico 04	LIMA	390827	8579720	1.11	28.73	64.00	14	45
PAT164	Pativilca	Pacífico 04	LIMA	268127	8829420	1.69	2.99	263.00	6	48
STA214	Santa	Pacífico 04	ANCASH	181627	9028920	1.12	46.75	46.00	17	48
STA199	Santa	Pacífico 04	ANCASH	188827	9013120	0.74	39.44	36.00	11	51
STA250	Santa	Pacífico 04	LA LIBERTAD	156627	9079920	2.37	19.26	111.00	17	49
INA110	Inambari	Atlántico 07	CUSCO	951891	8490355	1.69	2.30	526.27	10	42
INA51	Inambari	Atlántico 07	CUSCO	979191	8500555	1.93	4.16	368.33	12	43
INA121	Inambari	Atlántico 07	CUSCO	947541	8506155	2.62	2.28	684.83	12	43
INA71	Inambari	Atlántico 07	CUSCO	973891	8495355	1.61	12.29	178.60	17	41
INA115	Inambari	Atlántico 07	CUSCO	949941	8498255	2.46	1.92	596.22	9	47
INA124	Inambari	Atlántico 07	CUSCO	946133	8510655	2.61	3.29	495.13	13	45
INA105	Inambari	Atlántico 07	CUSCO	954953	8486555	2.83	5.68	448.52	20	41
INA112	Inambari	Atlántico 07	CUSCO	951041	8494455	2.92	1.92	743.83	11	46
INA119	Inambari	Atlántico 07	CUSCO	948541	8510155	2.61	2.10	528.68	9	49
INA94	Inambari	Atlántico 07	CUSCO	960291	8506255	3.10	10.71	401.04	34	38
INA164	Inambari	Atlántico 07	CUSCO	929191	8526055	1.91	3.56	275.77	8	50
INA148	Inambari	Atlántico 07	CUSCO	937291	8489770	3.53	6.80	701.35	37	36
INA91	Inambari	Atlántico 07	CUSCO	962291	8506055	1.12	13.69	90.21	10	50
INA73	Inambari	Atlántico 07	CUSCO	973691	8505505	1.78	3.04	275.76	7	51
INA80	Inambari	Atlántico 07	CUSCO	970791	8506355	3.67	2.34	905.51	17	44



Nombre Proyecto	Cuenca	Región Hidrográfica	Departamento	Coordenadas UTM		Long. Tramo (Km)	Caudal (litros/s)	Desnivel (m)	Pot. Trámico (MW)	ICD (L/seg. Hrg)
				X (m)	Y (m)					
INA74	Inambari	Atlántico 07	CUSCO	973089	8492852	3.00	6.52	326.42	17	47
INA88	Inambari	Atlántico 07	CUSCO	963191	8506905	1.70	2.69	276.28	6	52
INA129	Inambari	Atlántico 07	CUSCO	944691	8500955	3.10	49.01	140.65	54	40
INA146	Inambari	Atlántico 07	CUSCO	937491	8493855	2.81	22.88	155.07	28	46
INA89	Inambari	Atlántico 07	CUSCO	963016	8517855	2.96	27.72	164.18	34	44
INA163	Inambari	Atlántico 07	CUSCO	929639	8523702	3.21	8.59	282.54	19	47
INA65	Inambari	Atlántico 07	CUSCO	977991	8501755	3.82	20.01	483.97	76	32
INA95	Inambari	Atlántico 07	CUSCO	959462	8502926	4.24	2.50	1087.8	21	43
INA14	Inambari	Atlántico 07	PUNO	992191	8488755	2.05	71.20	136.37	76	32
INA7	Inambari	Atlántico 07	PUNO	993841	8487855	2.02	1.84	523.21	8	47
INA24	Inambari	Atlántico 07	PUNO	988181	8489365	3.52	2.59	1303.1	26	36
INA165	Inambari	Atlántico 07	PUNO	1069091	8464755	1.17	44.87	68.99	24	42
INA25	Inambari	Atlántico 07	PUNO	967791	8472655	2.05	1.34	534.07	6	49
INA21	Inambari	Atlántico 07	PUNO	990128	8494755	3.05	2.97	564.31	13	46
INA45	Inambari	Atlántico 07	PUNO	982891	8485155	3.38	18.62	488.23	68	32
INA268	Inambari	Atlántico 07	PUNO	1012591	8481905	3.72	1.39	1133.6	12	47
INA18	Inambari	Atlántico 07	PUNO	991241	8468155	2.56	1.24	634.22	6	52
INA2	Inambari	Atlántico 07	PUNO	996781	8487185	4.12	2.14	1348.8	23	40
INA244	Inambari	Atlántico 07	PUNO	1025491	8480655	3.25	32.19	202.76	51	39
INA243	Inambari	Atlántico 07	PUNO	1025741	8487555	1.92	1.70	390.51	5	53
INA48	Inambari	Atlántico 07	PUNO	980933	8482896	3.80	8.06	615.31	39	37
INA9	Inambari	Atlántico 07	PUNO	993241	8478755	1.68	1.52	366.36	4	54
INA230	Inambari	Atlántico 07	PUNO	1044391	8477185	2.25	8.98	166.69	12	52
INA190	Inambari	Atlántico 07	PUNO	1053435	8460199	3.77	1.72	859.35	12	49
INA40	Inambari	Atlántico 07	PUNO	984631	8481394	4.25	2.48	1191.7	23	41
INA12	Inambari	Atlántico 07	PUNO	992691	8493455	3.13	75.63	109.48	66	41
INA265	Inambari	Atlántico 07	PUNO	1014391	8471755	3.18	3.79	393.90	12	51
INA249	Inambari	Atlántico 07	PUNO	1024897	8482949	3.25	32.76	166.94	43	42
MO0307	IC Alto Madre de Dios	Atlántico 07	CUSCO	905891	8525455	2.97	8.61	321.13	22	43
MO0304	IC Alto Madre de Dios	Atlántico 07	CUSCO	908038	8527155	2.97	9.49	290.10	22	44
MO0301	IC Alto Madre de Dios	Atlántico 07	CUSCO	910591	8529455	1.99	17.33	112.47	15	50
CR08	Crónesis	Atlántico 10	CAJAMARCA	163017	9173657	2.67	40.12	115.00	36	42
CR00	Crónesis	Atlántico 10	CAJAMARCA	160150	9174225	2.18	39.97	239.00	75	32
CR07	Crónesis	Atlántico 10	CAJAMARCA	165259	9174857	2.67	40.20	104.00	33	44
MA488	IC Alto Marafón IV	Atlántico 10	Atlántico	127017	9305257	2.50	243.08	71.00	135	33
MA5198	IC Alto Marafón	Atlántico 10	LA LIBERTAD	195517	9115357	1.39	1.38	378.00	4	49

Nombre Proyecto	Cuenca	Región Hidrográfica	Departamento	Coordenadas UTM		Long. Tramo (Km)	Caudal (litros/s)	Desnivel (m)	Pot. Trámico (MW)	ICD (L/seg. Hrg)
				X (m)	Y (m)					
V										
MA5170	IC Alto Marafón V	Atlántico 10	LA LIBERTAD	216917	9091857	2.38	138.95	66.00	72	38
AHU3	IC Alto Huallaga	Atlántico 11	HUANUCO	402017	8939457	2.01	154.23	76.00	92	36
PAC40	Pachitea	Atlántico 12	HUANUCO	405217	8892357	2.72	6.99	279.00	13	53
PAC14	Pachitea	Atlántico 12	PASCO	439617	8890557	1.83	8.30	498.00	32	34
PAC11	Pachitea	Atlántico 12	PASCO	450117	8838957	1.42	9.36	318.00	23	37
MBU10	IC Medio Río Ucayali	Atlántico 12	UCAYALI	610917	8861157	1.09	57.58	74.00	33	40
MAN223	Mantaro	Atlántico 13	HUANCAVELICA	823312	8639152	3.48	3.12	981.00	19	39
MAN169	Mantaro	Atlántico 13	HUANCAVELICA	862167	8618407	1.72	0.54	782.00	3	54
PER343	Perene	Atlántico 13	JUNIN	485135	8785157	2.53	1.40	749.00	6	49
PER348	Perene	Atlántico 13	JUNIN	481458	8782958	2.54	0.85	894.00	5	51
PER361	Perene	Atlántico 13	JUNIN	467217	8752957	1.89	1.69	439.00	5	51
PER383	Perene	Atlántico 13	JUNIN	451017	8786657	0.97	9.73	95.00	6	52
URU463	Urubamba	Atlántico 13	CUSCO	852519	8931550	0.51	1.19	602.00	4	39
URU496	Urubamba	Atlántico 13	CUSCO	821967	8688957	2.32	1.72	952.00	10	40
URU505	Urubamba	Atlántico 13	CUSCO	816317	8692857	1.68	1.65	650.00	7	43
URU491	Urubamba	Atlántico 13	CUSCO	825217	8583757	1.52	2.05	484.00	6	44
URU478	Urubamba	Atlántico 13	CUSCO	841882	8660523	2.54	2.22	596.00	8	47
URU508	Urubamba	Atlántico 13	CUSCO	814817	8570157	1.42	1.39	413.00	4	51
URU480	Urubamba	Atlántico 13	CUSCO	834417	8669287	2.47	3.01	393.00	7	50
URU512	Urubamba	Atlántico 13	CUSCO	812917	8583907	1.52	1.54	461.00	4	52
URU506	Urubamba	Atlántico 13	CUSCO	815317	8567557	2.33	14.63	157.00	14	48
URU520	Urubamba	Atlántico 13	CUSCO	809970	8585305	2.71	3.11	418.00	8	50
URU567	Urubamba	Atlántico 13	CUSCO	748817	8597487	0.95	7.38	110.00	5	52
URU511	Urubamba	Atlántico 13	CUSCO	813165	8566105	3.45	2.78	609.00	10	49
AAP31	IC Alto Apurímac	Atlántico 13	APURIMAC	785117	8475657	2.04	0.47	1014.0	3	53
AAP28	IC Alto Apurímac	Atlántico 13	APURIMAC	789119	8479267	0.45	0.44	470.00	1	54
BAAP115	IC Bajo Apurímac	Atlántico 13	AYACUCHO	593117	8609157	2.38	2.18	465.00	6	51



5. OTRAS POSIBILIDADES DE DESARROLLO HIDROELÉCTRICO

Además de todas las actuaciones de tipo hidroeléctrico contempladas en el Plan Referencial de Electricidad PRE-2008 para ampliar la capacidad de generación en el Perú, el Plan Nacional de los Recursos Hídricos (PNRH) puede aportar algún incremento adicional de la expansión de esa capacidad de generación. En efecto, en el PNRH se contempla la necesidad de incrementar, en buena medida la capacidad de regulación de los recursos hídricos mediante la construcción de nuevos embalses.

Estos nuevos embalses, que se construirán para facilitar el uso poblacional y de riego, disponen de un potencial hidroeléctrico notable que puede contribuir, compatibilizándolo con los usos previstos, al necesario desarrollo de la hidroelectricidad en el Perú.

Por tanto, a medida que se vayan concretando las actuaciones de incremento de los recursos en el PNRH con embalses de regulación, deberán abordarse los estudios específicos para el fomento de la hidroelectricidad con esos embalses. Las tarifas y retribuciones obtenidas con el aprovechamiento hidroeléctrico mencionado contribuirán, por otra parte, a la recuperación del costo de las infraestructuras previstas en el PNRH para el incremento de los recursos disponibles.

6. AGUA Y USO ENERGÉTICO

En las últimas décadas se ha planteado en diversos países las relaciones agua-energía, como confluencia de dos sectores estratégicos que deben contribuir coordinadamente al desarrollo de los pueblos.

El agua es el recurso que utiliza la hidroelectricidad y será cada vez más utilizado en las próximas décadas de acuerdo con la planificación prevista en el Perú. La creciente preocupación al nivel mundial por los efectos contaminantes de las centrales térmicas, por la utilización de combustibles fósiles, además de los efectos del cambio climático producidos por esos mismos combustibles, ha incrementado el interés por las energías renovables no contaminantes, como la energía hidroeléctrica. Por tanto, el agua es un factor que contribuirá de manera esencial al desarrollo energético futuro del país.

Por otra parte, en el aprovechamiento de los recursos hídricos, a medida que su utilización alcanza límites que aconsejan mayor empleo de la tecnología, se produce un progresivo aumento del consumo de energía. La utilización de bombeo en la distribución de los recursos hídricos, el riego tecnificado, el empleo creciente de las aguas subterráneas, la potabilización y la depuración de las aguas residuales y la desalación, son tecnologías que consumen bastante energía, de ahí el interés de que el binomio agua-energía, deba avanzar armoniosamente con el desarrollo de los países.

En relación con el uso del agua para fines energéticos hidroeléctricos ya se ha mencionado que no es un uso consuntivo, sino que solamente utiliza la diferencia de nivel a lo largo del curso de los ríos. Por esta diferencia con los usos consuntivos es frecuente que la utilización hidroeléctrica no se considere como demanda. Sin embargo, esta utilización hidroeléctrica debe ser respetuosa con el medio ambiente y con el régimen de utilización racional de los recursos hídricos. Con cierta frecuencia, el uso hidroeléctrico ocupa en exclusiva un tramo de



curso fluvial y, con frecuencia también, produce un desvío del recurso hídrico derivándolo de su curso, para aprovechar los desniveles topográficos, y dejando tramos de río sin agua con el impacto ambiental que esto produce.

También es frecuente que en centrales de pie de presa se turbine solo en las horas de mayor demanda eléctrica, lo que es incompatible con mantener los sistemas ecológicos. Es fundamental, por tanto, prever unos caudales ecológicos, o caudales mínimos, en los cauces para evitar esta situación. Además, el régimen de explotación de las centrales hidroeléctricas con criterios ajenos a otros usos del agua puede afectar a estos últimos, por lo que siempre debe buscarse una compatibilidad de usos que responde al criterio de gestión integrada de los recursos hídricos. Finalmente, es muy importante que la gestión de los embalses hidroeléctricos participe de las necesidades de control al nivel de cuenca en situaciones de avenidas. La gestión hidroeléctrica que, lógicamente, tiene como criterio principal la optimización de la producción, choca en ocasiones con las necesidades de descargas prudentes y reserva de resguardos apropiados en situaciones de avenida, aspectos que si no son respetados pueden dar lugar a problemas que podrían reducirse en los cauces aguas debajo de las instalaciones.



Todos los aspectos mencionados conducen a la conclusión de la necesidad de respetar por el uso hidroeléctrico, no sólo los aspectos medioambientales, sino también determinados requerimientos del régimen hídrico para que la gestión sea beneficiosa para el interés general. El Reglamento de la LRH es claro en esta cuestión y en su artículo 61.2 establece que los ministerios deberán establecer normas específicas para el planeamiento y control del uso del agua en las actividades productivas que se encuentran bajo su ámbito pero añade que "*Dichas normas deberán guardar relación con la Política y Estrategia Nacional de Recursos Hídricos, el Plan Nacional de Recursos Hídricos, los planes de gestión de recursos hídricos en las cuencas y la disposiciones que emita la ANA en el ámbito de su competencia*".

Todos estos aspectos deben recogerse en las licencias de uso y buscar consumos y acuerdos entre los distintos intereses en los Consejos de Recursos Hídricos de Cuenca, en la fase de explotación. En relación con las medidas para minimizar el impacto medioambiental, las licencias de uso deben establecer el régimen de caudales ecológicos, la adaptación al régimen de explotación preestablecido del tramo, la prevención de variaciones bruscas de caudal aguas abajo y las medidas concretas para el paso de peces.

7. RESUMEN FINAL

- La situación energética mundial ha estado muy condicionada en las últimas décadas, por la volatilidad de los combustibles fósiles lo que ha movido a los gobiernos a reducir la dependencia de los mismos. Por otra parte, el contexto de cambio climático, fundamentalmente debido a los gases de efecto invernadero producidos por esos combustibles fósiles, ha movido igualmente a los gobiernos a promover las energías renovables y a buscar energías eficientes, robustas y a precios adecuados.
- Perú en los últimos años ha incrementado su desarrollo económico y se dan todas las circunstancias para que esta tendencia continúe en el tiempo. En estas condiciones de desarrollo sostenido, las demandas energéticas crecen muy rápidamente lo que representa, para poder atenderlas, un reto para el Perú que debe plantear políticas energéticas eficientes y

respetuosas con el medio ambiente para acomodarse a la situación energética mundial y a los efectos del cambio climático.

- Con este fin, se han desarrollado en los últimos años diversos instrumentos legales y planificaciones sectoriales para afrontar estos retos. Así, la *Política Energética Nacional del Perú (2010-2040)* establece objetivos y lineamientos de política enfocados a contar con una matriz energética diversificada y con énfasis en las fuentes renovables, sostenibles y la eficiencia energética, así como desarrollar un sector energético con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono. Entre los planes sectoriales desarrollados en los últimos años se encuentran enfoques de planteamientos similares y así el Plan Estratégico Sectorial Multi-anual (PESEM, 2010-2016) se plantea como objetivo promover el desarrollo eficiente y competitivo de la explotación de los recursos mineros energéticos para satisfacer las necesidades de la nación preservando el medio ambiente.
- El Plan Referencial de Electricidad (PRE, 2008-2017) se ha formulado bajo un enfoque que considera los siguientes criterios básicos:
 - Se formula bajo la perspectiva de la autoridad del sector, sobre la base de información especializada de acceso público.
 - En el mercado eléctrico peruano la generación es libre y tiende a ser un mercado de competencias dentro de las políticas sectoriales que, en el largo plazo, llevará a que el suministro eléctrico sea de "mínimo costo", suficiente, de calidad adecuada y seguro.
 - Los proyectos de generación y transmisión eléctrica son de larga maduración, por la magnitud de la inversión y su periodo de vida útil, por lo que las previsiones de financiamiento de los agentes económicos se deben proyectar a un largo plazo.
 - Dada la complejidad de las decisiones de carácter privado de los agentes que compiten en el mercado, el PRE-2008 no representa ninguna recomendación, sino una base para la toma de decisiones de las entidades públicas y privadas.
- Con estos criterios, se formula una planificación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), con una perspectiva de largo plazo, esbozando la orientación de la expansión de la generación y transmisión troncal del SEIN.
- En lo que concierne al Plan Nacional de Recursos Hídricos (PNRH) y limitándose a la expansión de la generación, esta planificación sectorial resulta de gran valor porque concreta una serie de actuaciones relacionadas con el recurso hídrico que permiten también planificar el futuro de este. Tanto el PRE-2008, como otros estudios y posibilidades detectadas dentro de la interacción agua-energía, se desarrollan a continuación.

7.1. Plan Referencial de Electricidad (PRE-2008)

- Este Plan describe la situación actual de la oferta y la demanda eléctrica del sector con relación a sus variables más relevantes y presenta un plan de expansión de obras de generación y transmisión compatible con los requerimientos de demanda de potencia y energía de acuerdo a los criterios de economía, seguridad y confiabilidad.
- El Plan parte de la base informativa existente hasta el 2008 y, a partir de esta situación, se basa en estudios de proyección de la demanda de electricidad y en la expansión de la generación y transmisión del SEIN.



- En el 2008 la capacidad instalada al nivel nacional era de 7 158 MW. De esta potencia el 45,2% corresponde a la capacidad de tipo hidráulico y el 54,8% restante, a la capacidad de tipo térmico. Por otra parte, el 83,0% de la capacidad instalada del 2008 corresponde al SEIN y el 17% restante corresponde a la capacidad instalada de los Sistemas Aislados Mayores.
- La producción total nacional de energía eléctrica en el 2008 fue de 34 443,36 GWh, siendo un 58,7% de esa producción de origen hidráulico y el 41,3% de origen térmico.
- La visión de planificación del SEIN a largo plazo se realiza a partir de la situación que actualmente se conoce de los recursos energéticos para el corto, mediano y largo plazo.
- En lo que concierne a la energía hidráulica la situación conocida es la siguiente:
 - A corto plazo, se cuenta con pocos proyectos hidráulicos en ejecución por lo que la disponibilidad de este recurso es limitado.
 - A mediano plazo, se cuenta con proyectos hidroeléctricos medianos concesionados, suficientes para atender en una elevada proporción el crecimiento de la demanda.
 - A largo plazo, se cuenta con grandes proyectos hidroeléctricos, aún sin concesión, pero se sabe que son suficientes para atender, en una elevada proporción, el crecimiento de la demanda en ese período. También se espera en esta etapa un desarrollo pleno de proyectos de energía renovable.
- El objetivo estratégico de largo plazo, planteado por el PRE-2008 para la expansión de la generación, es maximizar el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico del país.
- La proyección de la demanda en el PRE-2008 se formula bajo tres escenarios de demanda:
 - Escenario base (crecimiento de la demanda media): Es el escenario de crecimiento de la demanda de mayor probabilidad de ocurrencia.
 - Crecimiento de la demanda optimista: Escenario de mayor crecimiento de la demanda esperada.
 - Crecimiento de la demanda conservador: Escenario de menor crecimiento de la demanda esperada.
- Con todos los proyectos actualmente conocidos con posibilidades de ser ejecutados en el corto, mediano y largo plazo, el Plan de Expansión de la Generación del SEIN considera un incremento de la capacidad instalada de 6 000 MW en el periodo 2008-2017 (serían unos 7 720 MW estimados en el horizonte de 2021 del PNRH), de los cuales 2 129 MW son proyectos de generación hidráulica. Para el período 2018-2027 se estima una oferta de generación de 5 454 MW, de los cuales, 5 274 MW corresponden a las grandes centrales hidroeléctricas previstas para ese horizonte. La inversión estimada para este Plan de Expansión de la Generación, al horizonte 2027, asciende a 13 524 millones de dólares americanos.
- Con esto se obtiene el balance oferta-demanda para el escenario considerado de oferta base. La proyección de la potencia total del SEIN en el 2027 será de 15 845 MW, de los cuales la energía hidroeléctrica contribuirá con 10 323 MW (es decir el 65%), lo que muestra el gran incremento previsto para la energía hidroeléctrica en el Perú, a largo plazo. La demanda del escenario medio en el 2027 sería de 12 285 MW con lo que el balance oferta-demanda es ampliamente positivo (no sería suficiente, sin embargo manteniendo la misma oferta para



satisfacer la demanda en el horizonte 2035 del PNRH, por lo que sería necesario incrementar ligeramente la oferta estimada para el 2027).

- De la potencia efectiva del SEIN en el 2027, el 65% será energía hidroeléctrica y el resto prácticamente será de generación térmica, resultando la producción por otros energéticos muy reducida. Esto implica un enorme impulso para la energía hidráulica y, para ello, está previsto desarrollar un conjunto de grandes aprovechamientos hidroeléctricos.

7.2. Atlas potencial hidroeléctrico del Perú

- En este estudio se evalúa el potencial hidroeléctrico del Perú para el rango de 1 a 100 MW y se seleccionan los 100 mejores aprovechamientos evaluados con matrices multicriterio y considerando criterios ambientales. El potencial hidroenergético se calculó de acuerdo a dos métodos: uno teórico, que cuantifica el potencial máximo de cada zona y uno técnico, que tiene en cuenta la factibilidad técnico-económica de cada aprovechamiento, incorporando además el índice costo-beneficio de los mismos.
- La metodología incluye la generación de dos componentes esenciales del estudio: la creación de un modelo digital del terreno para todo el Perú y una regionalización de los principales parámetros hidrológicos para poder definir el caudal medio disponible en cualquier punto de cada una de las cuencas hidrológicas peruanas.
- Se obtiene un potencial hidrológico teórico, aprovechable y no aprovechable, por cuencas hidrográficas, y el potencial hidroeléctrico técnico, también por cuencas hidrográficas. Este último representa una medida de base técnico-económica del potencial del recurso que se podría llegar a utilizar. El cálculo se basa en la determinación del índice costo beneficio (ICB) para cada aprovechamiento. El caudal de diseño de cada aprovechamiento y consecuentemente el Potencial Hidroeléctrico Técnico es el correspondiente al ICB mínimo.
- Con esta base metodológica se determina el Potencial Hidroeléctrico Técnico para todo el Perú que resulta ser de 69 445 MW, de los cuales 60 627 MW corresponden a la vertiente del Atlántico.
- Para identificar los 100 mejores aprovechamientos se utiliza el ICB y se compara con un costo unitario de referencia (CUR). Un aprovechamiento se considera económicamente competitivo si su ICB energético es menor al CUR. Resultan de este estudio una selección de 1 681 emplazamientos. Para seleccionar, a partir de aquí, los 100 mejores aprovechamientos, se aplica una matriz multicriterio a los 1 681 sitios preseleccionados, teniendo en cuenta criterios económicos y socio-ambientales. Esto permite la identificación de los 100 mejores aprovechamientos, clasificados por cuencas hidrográficas y Departamentos.

7.3. Otras posibilidades de desarrollo hidroeléctrico

- Además de todas las actuaciones de tipo hidroeléctrico contempladas en el Plan Referencial de Electricidad PRE-2008 para incrementar la capacidad de generación en el Perú, el Plan Nacional de los Recursos Hídricos (PNRH) puede aportar un incremento adicional de la expansión de esa capacidad de generación utilizando, con criterios multiuso, los embalses de



regulación previstos en el PNRH. Estos embalses, una vez definidos con precisión, dispondrán de un potencial hidroeléctrico notable que puede contribuir, compatibilizándolo con los usos previstos en el PNRH, al necesario desarrollo de la hidroelectricidad en el Perú.

- Las tarifas y retribuciones obtenidas con el aprovechamiento hidroeléctrico mencionado, contribuirán a la recuperación de costos de las infraestructuras previstas en el PNRH para incremento de los recursos disponibles.

7.4. Agua y uso energético

- Las previsiones de un gran desarrollo de la energía hidroeléctrica en el Perú, con un 65% de la potencia efectiva total en el 2027, pone de manifiesto la importancia del recurso hídrico en la generación de energía. El uso del agua para la producción de energía hidroeléctrica no es consuntivo. Sin embargo, la utilización del agua en hidroelectricidad debe ser respetuosa con el medio ambiente y con el régimen de utilización racional de los recursos hídricos.
- Con frecuencia, el uso hidroeléctrico ocupa en exclusiva un tramo de curso fluvial en el que, unas veces, se produce el desvío del recurso hídrico derivándolo de su curso y dejando tramos de río sin agua, con el impacto ambiental que esto supone, y otras veces, en centrales de pie de presa, se turbinan solo en las horas de mayor demanda eléctrica lo que puede ser incompatible con el mantenimiento de los sistemas ecológicos. Por todo ello, resulta fundamental prever unos caudales ecológicos, o caudales mínimos, en los cauces para corregir esta situación.
- Por otra parte, el régimen de explotación de las centrales hidroeléctricas, con criterios ajenos a otros usos del agua, puede afectar a estos últimos por lo que siempre debe buscarse una compatibilidad de usos que responde al criterio de gestión integrada de los recursos hídricos.
- Finalmente es muy importante que la gestión de los embalses hidroeléctricos participe de las necesidades de control, a nivel de cuenca, en situaciones de avenida para contribuir a la mitigación de los efectos de las avenidas y evitar problemas en los cauces aguas debajo de las instalaciones.
- Todos los aspectos mencionados, llevan a la conclusión de la necesidad de respetar por el uso hidroeléctrico, no solo los aspectos medioambientales, sino también determinados requerimientos del régimen hídrico para que la gestión de los sectores del agua y la energía permita atender las demandas recíprocas. Se requiere, por tanto, lo siguiente:
 - Recoger en las licencias de uso hidroeléctrico los condicionantes ambientales y de gestión de los recursos hídricos.
 - Coordinar mejor las actuaciones mutuas de planificación y gestión de los recursos entre de los sectores del agua y la energía.





4.1. FICHAS DE PROYECTOS DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS



